

А.Э. КОНТОРОВИЧ ОЧЕРКИ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

А.Э. КОНТОРОВИЧ

А.Э. КОНТОРОВИЧ

ОЧЕРКИ ТЕОРИИ
НАФТИДОГЕНЕЗА



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ,
ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛОГИИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
SIBERIAN BRANCH
UNITED INSTITUTE OF GEOLOGY,
GEOPHYSICS AND MINERALOGY
INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY

A.E. KONTOROVICH

STADIES ON THE THEORY OF NAPHTHIDE GENESIS

SELECTED ARTICLES

Edited by
Prof. *S.G. Neruchev*



NOVOSIBIRSK
PUBLISHING HOUSE OF SB RAS
BRANCH "GEO"
2004

А.Э. КОНТОРОВИЧ

ОЧЕРКИ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

ИЗБРАННЫЕ СТАТЬИ

Научный редактор
д-р геол.-мин. наук *С.Г. Неручев*



НОВОСИБИРСК
ИЗДАТЕЛЬСТВО СО РАН
ФИЛИАЛ "ГЕО"
2004

УДК 553.98 (021)
ББК 33.361
К651

Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи / Науч. ред. д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2004. – 545 с.

ISBN 5-7692-0640-3

В книгу вошли статьи и отдельные разделы монографий А.Э. Конторовича, посвященные проблемам теории нафтидогенеза, опубликованные им, в том числе в соавторстве, в течение четырех десятилетий. Рассмотрены вопросы геохимии органического вещества в осадках и осадочных породах, методы его диагностики, закономерности образования углеводородов. Особое внимание уделено роли литогенеза и отдельных его этапов в нефтегазообразовании. Рассмотрены методы диагностики нефтепроизводящих отложений, оценки масштабов генерации нефти и газа по геохимическим данным. Некоторые статьи сборника посвящены развитию учения о зональности нефтегазообразования, а также теории развития осадочных бассейнов как автономных саморазвивающихся систем, влиянию возраста осадочного выполнения бассейнов на их нефтегазоносность, проблемам первичной и вторичной миграции углеводородов. Дана геохимия аквабитумоидов, впервые изученных сибирскими учеными по инициативе и при активном участии автора. Многие работы посвящены проблемам геохимии нефти, особенно геохимии углеводородов-биомаркеров и геохимии изотопов углерода в рассеянном органическом веществе и нефтях. Уделено внимание вопросам цикличности и эволюции нафтидогенеза в истории Земли. Намечены подходы к построению нелинейной теории нафтидогенеза и основные этапы становления осадочно-миграционной теории нафтидогенеза.

Для специалистов, работающих в области геологии нефти и газа, а также для студентов вузов.

The book consists of articles and selected sections of the monographs on the problems of naphthide genesis authored or co-authored by A.E. Kontorovich for the recent four decades. Geochemistry of organic matter in sediments and sedimentary rocks, techniques of its diagnostics, and regularities of hydrocarbon generation are considered. Special attention is paid to the influence of lithogenesis and its particular stages on oil and gas generation. The techniques for diagnostics of oil-generating rocks and qualitative estimation of oil and gas generation by geochemical data are considered. Some articles are concerned with the elaboration of the theory of zonation of petroleum generation and the theory of evolution of sedimentary basins as autonomous self-developing systems, the influence of their sediment age on their petroleum potential, and the problems of primary and secondary migration of hydrocarbons. Geochemistry of aqueous bimumoids is discussed; their study was pioneered by A.E. Kontorovich and carried out by Siberian researchers with his active participation. Many articles are concerned with the problems of oil geochemistry, particularly geochemistry of biomarker hydrocarbons and carbon isotopes in dispersed organic matter and oils. The cyclicity and naphthide genesis evolution through out the Earth's history are given special attention. The book outlines the approaches to the elaboration of a nonlinear theory of naphthide genesis and the main stages of the development of a sedimentary-migration theory of naphthide genesis.

The book will be interesting to geologists, oil and gas researchers, and students of colleges.

ISBN 5-7692-0640-3

© А.Э. Конторович, 2004
© ИГНГ ОИГГМ СО РАН, 2004

ПРЕДИСЛОВИЕ

Двадцатый век в целом и вторая его половина в особенности – время бурного развития теории образования нефти и газа. Ученые Советского Союза добились в разработке этой области знаний весьма значительных успехов. В 20–30-е годы XX века наиболее значительный вклад в разработку и применение этой теории внесли академики В.И. Вернадский, А.Д. Архангельский и основатель отечественной геологии нефти и газа – академик И.М. Губкин. Тем не менее к середине столетия эта теория все еще находилась в зачаточном состоянии. На 50–70-е годы пришлось время активной творческой работы по совершенствованию этой теории выдающимися советскими учеными Н.Б. Вассоевичем, В.А. Успенским, М.Ф. Двали, Н.А. Еременко, С.П. Максимовым, О.А. Радченко, К.Ф. Родионовой и др.

В конце 50-х годов, после организации Сибирского отделения Академии наук СССР и создания СНИИГГиМСа Министерства геологии СССР начал интенсивно формироваться новый центр исследований по теории образования нефти и органической геохимии вначале в Новосибирске, а затем и в других крупных городах Сибири – Тюмени, Иркутске, Якутске. Признанным руководителем этой научной школы на протяжении нескольких десятилетий был академик А.А. Трофимук. В этой школе сформировались и работали такие известные ученые, как В.С. Вышемирский, Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, несколько позже – Т.К. Баженова, Л.И. Богородская, Л.С. Борисова, В.П. Данилова, Д.И. Дробот, А.Н. Изосимова, М.М. Колганова, С.А. Кашенко, В.А. Каширцев, А.В. Рыльков, О.Ф. Стасова, П.А. Трушков, А.С. Фомичев и многие другие. Бесспорно, наиболее ярким представителем этой научной школы в области теории образования нефти и газа стал академик А.Э.Конторович – ученый, давно получивший признание и в СССР, и за рубежом. Многие из перечисленных выше специалистов – его ученики. На протяжении четырех десятилетий А.Э. Конторович является одним из лидеров советской, ныне российской научной школы в области теории образования нефти и газа.

Поэтому вошедший в настоящее издание цикл наиболее значительных работ А.Э. Конторовича по теории образования нефти и газа, опубликованных начиная с 1965 г. до настоящего времени, в значительной мере отражает развитие исследований по этой проблеме у нас в стране за прошедшие сорок лет. Алексей Эмильевич тесно сотрудничал с А.А. Трофимуком, Н.Б. Вассоевичем, С.П. Максимовым, Ал.А. Петровым, В.А. Успенским, зарубежными учеными Дж. Бруксом, Ли Гоюем, Дж. Демейсоном, Джан Ивеем, Дж. Молдованом, Р. Пеле, К. Петерсом, учеными МГУ, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГиРГИ, а также Украины, Белоруссии, Средней Азии и Кавказа – А.М. Акрамходжаевым, А.Г. Бабаевым, Н.И. Иванец, А.В. Кириным, Г.Э. Прозоровичем, И.С. Старобинцем, Ч. Пайтыковым, К.М. Тегелековым и др. Многие из его работ написаны в соавторстве с известными российскими и зарубежными учеными – А.А. Трофимуком, В.С. Вышемирским, М.С. Моделевским, Дж. Демейсоном, Дж. Молдованом, К. Петерсом и другими, а также учениками и коллегами.

Автор этих строк с самого начала внимательно следил за работами А.Э. Конторовича. Мы являемся единомышленниками, нас связывают многолетняя дружба и тесное сотрудничество.

В работах А.Э. Конторовича весьма полно освещены многие вопросы теории нефтидогенеза, такие как

- закономерности накопления органического вещества в ископаемых осадочных бассейнах;
- методы диагностики типов органического вещества;
- превращения органического вещества в диагенезе и их влияние на нефтегазоносность;
- превращения органического вещества в катагенезе и их влияние на нефтегазоносность;
- методы диагностики нефтегазопроизводящих пород;
- геохимия керогена (эти исследования А.Э. Конторович выполнял преимущественно с Л.И. Богородской);
- геохимия углеводородов и гетероциклических углеводородистых соединений рассеянного органического вещества и нефтей; А.Э. Конторович является одним из пионеров исследований в России по геохимии углеводородов биомаркеров, а также гетероциклических соединений (исследования по геохимии гетероциклических углеводородистых соединений организованы и выполнены А.Э. Конторовичем совместно с Л.С. Борисовой);
- учение о главных зонах (фазах) нефте- и газообразования;
- геохимия изотопов углерода в рассеянном органическом веществе и нефтях;
- механизмы и формы первичной миграции углеводородов, особенно геохимии аквабитумоидов, нового направления органической геохимии, созданного А.Э. Конторовичем совместно с В.П. Даниловой;
- геохимия и типы нефтей в осадочной оболочке Земли (эти исследования он долгие годы выполнял совместно с О.Ф. Стасовой);
- история формирования залежей нефти и газа и их рассеивания;

А.Э. Конторович внес значительный вклад в учение о нефтегазоносных бассейнах как открытых самоорганизующихся системах, усовершенствовал методы оценки перспектив их нефтегазоносности.

В его работах наиболее полно развит подход к процессу нефтегазообразования как процессу историческому. В 90-е годы XX века, продолжая исследования по всем этим направлениям, А.Э. Конторович сконцентрировал свои усилия на изучении цикличности и эволюции нефтидогенеза, разработке теоретических проблем нефтидогенеза на архейско-протерозойском этапе развития Земли, создании основ нелинейной теории нефтидогенеза.

В работах последних лет он предпринял попытку суммировать достижения теории нефтидогенеза в закончившемся веке и наметить основные пути ее развития в ближайшие десятилетия.

Убежден, что собранные в одном томе работы А.Э. Конторовича по теории нефтидогенеза (он называет их очерками) будут полезны и зрелым специалистам, и начинающим исследователям, аспирантам и студентам.



НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ПРОБЛЕМА ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ¹

Вопрос о диагностике нефтепроизводящих свит, несмотря на практическую важность, принадлежит к числу наименее разработанных в теории органического происхождения нефти. Десять–пятнадцать лет назад, когда геохимические исследования только начинали входить в комплекс нефтепоисковых работ, отсутствие четких критериев для диагностики нефтепроизводящих свит объяснялось слабой изученностью проблемы. Однако и ныне при наличии богатейшего фактического материала, накопленного в результате исследований, проведенных учеными СССР, США и других стран, эта проблема продолжает оставаться нерешенной.

По нашему мнению, современный уровень разработки теории органического происхождения нефти позволяет дать достаточно обоснованное ее решение. Подобная попытка предлагается ниже.

ПОНЯТИЕ О НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩАХ

Рассмотрим множество $A = \{a\}$ геологических тел (осадочных толщ), сложенных осадочными породами и органиченными стратиграфическими либо литологическими границами². Согласно теории органического происхождения нефти, все осадочные толщи делятся: 1) на *нефтепроизводящие*, т. е. такие, в которых происходили в прошлом (или происходят в настоящем) процессы отделения от минеральных и органических частиц углеводородов, образовавшихся в материнской породе, и эмиграции их из точек генерации, и 2) на *нефтенепроизводящие*, в которых эти процессы не происходили (и не происходят).

Однако приведенную формулировку этих понятий нельзя считать удовлетворительной [2] до тех пор, пока не будет указано экспериментально реализуемое правило (операционный смысл понятия) деления множества геологических тел A на два подмножества: толщи нефтепроизводящие A_n и толщи нефтенепроизводящие $A_{\bar{n}}$ ³. Нам представляется, что экспериментальный способ различия первых и вторых должен быть выведен из современных представлений о первичной

¹ Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14. Соавт.: А.А. Трофимук.

² Понятия “геологическое тело” и “геологическая граница” принимаются в соответствии с работой [3], символика – [2].

³ Примером формулировки понятия “удовлетворительной” в операционном и “неудовлетворительной” в содержательном смысле является формулировка понятия о нефтепроизводящих свитах, данная С.Г. Неручевым [4], предложившим относить к нефтепроизводящим толщам, в которых повсеместно устанавливаются следы аллохтонной битуминозности. С этим согласиться нельзя, так как факт обнаружения в той или иной толще аллохтонных битумоидов указывает лишь на то, что в ней протекали процессы миграции углеводородов, но ничего не говорит об их источнике (данная толща? подстилающая ее? перекрывающая ее?).

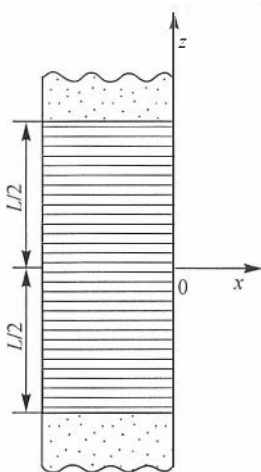


Рис. 1

миграции углеводородов на основании рассмотрения теоретической модели этих процессов.

Как известно, битуминозность органического вещества, состав битумоидов, соотношение в них углеводородной и неуглеводородной частей, соотношение самих углеводородов определяются исходным типом органического вещества, условиями его захоронения и степенью постдиагенетической измененности, т. е. между различными компонентами органического вещества при прочих равных условиях должны существовать строго определенные соотношения, контролируемые степенью его метаморфизма. Понятно, что процессы эмиграции жидких углеводородов из нефтепроизводящих толщ должны усложнять и искажать эти соотношения, так как эмиграция различных компонентов битумоидов, независимо от того, происходит ли она в растворенном состоянии вместе с отжимаемыми и пластовыми водами, в однофазном состоянии с газом или при сочетании обоих этих процессов, будет неодинаковой¹.

Пусть:

1) имеем некоторое геологическое тело a – однородный пласт глины мощностью L , ограниченной сверху и снизу пластами песчаников (рис. 1);

2) в каждой его точке (x, y, z) содержится некоторое количество органического вещества, причем $C(x, y, z, t) = q(x, y, z, t) + b(x, y, z, t)$ – общее содержание органического вещества в породе; $q(x, y, z, t)$ – содержание керогена; $b(x, y, z, t)$ – содержание битумоида.

Последний, в свою очередь, представляет собой сложную смесь углеводородов различного молекулярного веса и состава, смол и асфальтенов, сорбированных на керогене и минеральной части породы, т. е.

$$b = \sum_{i=1}^n b_i(x, y, z, t);$$

3) в некоторый момент времени $t=t_0$ во всех точках (x, y, z) пласта битумоиды совершенно идентичны по составу;

4) в каждой единице объема тела a имеется некоторое количество m поровой воды с растворенными в ней газами, которые образуют поток флюида из внутренних частей пласта через его верхнюю и нижнюю границы (за счет процессов выжимания поровой воды при уплотнении пород и диффузии образующихся при метаморфизме газов).

В результате десорбции из пород и растворения в воде и газах компонентов битумоида последние также приобретают известную миграционную способность. Необходимо выяснить, к каким изменениям в соотношении отдельных компонентов органического вещества по оси z (разрез пласта) вообще и битумоидов в частности приведут эти процессы.

Очевидно, что мы имеем процесс, модельно очень близкий к хроматографии жидкостей на адсорбенте (в случае, когда подвижная фаза – вода) или газоадсорбционной хроматографии (в случае, когда подвижная фаза – газ). Как известно, строгое описание процесса хроматографии средствами математики очень сложно

¹ Подобная идея уже высказывалась неоднократно Н.Б. Вассоевичем, С.Г. Неручевым, В.А. Успенским, К.А. Черниковым, А.А. Трофимукком и др. С.Г. Неручев сделал недавно попытку [5] использовать ее для выделения нефтепроизводящих толщ.

и удается лишь для простейших систем при некоторых упрощениях (так называемая “идеальная хроматография”). Интересующий нас случай к простейшим задачам “идеальной хроматографии” не сводится. Однако качественно описать конечную картину распределения отдельных компонентов битумоида (в рамках рассматриваемой задачи) на основании экспериментальных и теоретических работ по хроматографии не представляет особой трудности.

При удалении из пласта флюид (вода, газ) как бы обтекает адсорбент (вещество пласта). На активных центрах молекул адсорбента растворенные компоненты битумоидов вновь удерживаются, между подвижной фазой и адсорбентом устанавливается равновесие, соответствующее изотерме адсорбции и растворимости данного вещества, т. е. происходит многократная сорбция и последующая десорбция компонентов битумоидов в процессе эмиграции.

Продолжительность прохождения веществ через пласт, при прочих равных условиях, складывается из времени прохождения через него неадсорбируемого флюида и времени удерживания (τ) молекул вещества адсорбентом, умноженного на число элементарных актов адсорбции:

$$t_m = t_0 + \frac{\tau h}{s}, \quad (1)$$

где t_0 – время прохождения несорбируемого флюида; h – расстояние от точки эмиграции до ближайшей границы пласта.

Обозначая $t_m - t_0 = \Delta t$, получим

$$\Delta t = \frac{\tau h}{s}. \quad (2)$$

Для двух веществ, энергия адсорбции которых равна E_1 и E_2 , имеет место соотношение

$$E_1 - E_2 = RT \ln \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}. \quad (3)$$

Здесь R – газовая постоянная; T – абсолютная температура. Отсюда вытекает, что с увеличением энергии адсорбции уменьшается миграционная способность вещества. Так, простейшие метаново-нафтеновые углеводороды будут миграционно-способнее, чем высококипящие, метановые углеводороды миграционно-способнее, чем ароматические, а углеводороды миграционно-способнее, чем смолы и асфальтены и т. д.

Особенностью хроматографического процесса в рассматриваемом случае по сравнению с “идеальной хроматографией” является то, что само тело a – глинистый пласт – есть источник подвижной фазы. В силу этого через внешние (по оси z) части пласта пройдет больше подвижной фазы, чем через центральные. На языке хроматографии это значит, что число промываний внутренних зон пласта будет много меньше, чем внешних. Как следствие, хроматографическое разделение компонентов битумоида, условия для эмиграции углеводородов ухудшаются от границ пласта к его центральной части. Замерим по разрезу пласта глины (вдоль оси z) параметры λ_1 и λ_2 – содержания двух каких-либо компонентов в битумоиде, из которых λ_1 миграционно-способнее, чем λ_2 . Соотношение между ними в начальный момент

$$v_0 = \left(\frac{\lambda_1}{\lambda_2} \right)_{t=t_0} = k_0$$

постоянно во всех точках пласта. Тогда в процессе первичной миграции v станет минимальным в кровле и подошве пласта (плоскости $z = \pm 1/2 L$) и менее всего изменится (будет ближе всего к k_0) в средней части пласта (плоскость $z = 0$), т. е.

$$\begin{aligned} v'_i &> 0 & \text{при } z < 0; \\ v'_i &= 0 & \text{при } z = 0; \\ v'_i &< 0 & \text{при } z > 0. \end{aligned} \tag{4}$$

Если λ_2 миграционноспособнее, чем λ_1 , зависимость будет обратная. К аналогичному выводу на основании сходных соображений пришел С.Г. Неручев [6].

Нами рассмотрен случай, когда поток миграции углеводородов направлен из внутренних зон пласта к его границам. Для общности рассуждений необходимо, кроме того, рассмотреть, как будут распределены компоненты битумоида в пласте аргиллитов в случае, когда имеет место поток углеводородов, направленный снизу вверх, через нижнюю границу пласта, или сверху вниз, через его верхнюю границу. Понятно, что в этом случае количество углеводородов в составе битумоида будет убывать в пласте аргиллитов по направлению потока, т. е. будет наблюдаться картина, обратная зависимости (4). Последнее подтверждается экспериментальными наблюдениями Д. Бейкера [10].

Все вышеизложенное позволяет рассматривать условие (4) как экспериментальное правило для установления нефтепроизводящих пластов аргиллитов и глин. Сложное геологическое тело a , в пределах которого пласты аргиллитов являются нефтепроизводящими, назовем нефтепроизводящим (например, нефтепроизводящая толща, нефтепроизводящая пачка, нефтепроизводящая свита и т. п.).

Из рассмотренной модели вытекает следующее: чем больше мощность пласта ($L \rightarrow \infty$), тем больше затруднена эмиграция углеводородов из его центральных частей, и битумоиды в них по составу ближе к первичным, автохтонным, и, наоборот, в пласте очень малой мощности ($L \rightarrow 0$) эмиграция из всех его частей будет практически одинаковой, зависимость (4) выполняться не будет. Поэтому ее нельзя использовать для разделения пластов аргиллитов очень малой мощности, равно как и пластов песчаников на нефтепроизводящие и нефтенепроизводящие.

На практике часто удобнее рассматривать зависимость между параметром v_i и удаленностью точек от границ пласта:

$$v_i = f\left(\frac{L}{2} - |z|\right)^1, \tag{5}$$

для которой в соответствии с (4) будем иметь

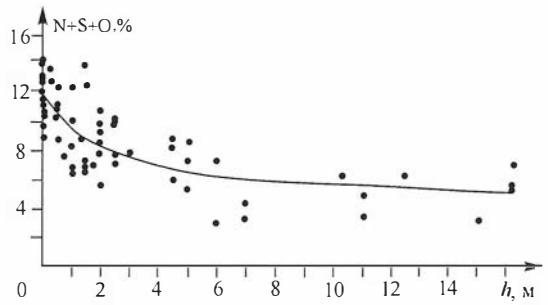
$$v'_i(|z|) \leq 0. \tag{6}$$

Выражение (6) также может быть использовано для выделения нефтепроизводящих пластов.

В случае, если измерения проведены для серии пластов, находящихся в близких условиях (глубина погружения, литология, условия захоронения, содержание и тип органического вещества и т. п.), и степень изученности каждого пласта в отдельности не позволяет выяснить, выполняется ли условие (4), можно рассмотреть зависимость (5) как статистическую для многих пластов и проверить,

¹ Для простоты обозначим $\frac{L}{2} - |z| = h$.

Рис. 2. Зависимость содержания гетероэлементов в битумоидах из аргиллитов тюменской свиты от расстояния до ближайшего коллектора.



выполняется ли условие (6). В этом случае дается оценка нефтепроизводящих свойств как всей толщи сразу (статистически выполняется или не выполняется (6)), так и отдельных пластов (следуют или нет с определенной доверительной вероятностью замеры на отдельных пластах общей зависимости). Очевидно, что такая статистическая оценка пригодна (в отличие от (4)) и для пластов аргиллитов и глин малой мощности, и для пластов песчаников (в пластах аргиллитов и глин малой мощности и в пластах песчаников v , должно иметь значения, замеряемые на пластах большой мощности при достаточно малых значениях h).

Таким образом, чтобы отнести ту или иную толщу в соответствии с (4) или (6) к нефтепроизводящим или нефтенепроизводящим, необходимо изучение элементарного, компонентного и углеводородного состава битумоидов с детальной характеристикой отдельных пластов.

Для проверки правильности рассмотренной модели нами были взяты отложения тюменской свиты в центральной части Западно-Сибирской низменности, где она представлена песчано-алевритово-глинистыми отложениями озерно-болотного и озерно-аллювиального генезиса, богатыми гумусовым и гумусово-сап-ропелевым органическим веществом. Метаморфизм органического вещества отвечает газовой, а в подошве иногда паровично-жирной стадии. Мощность отдельных пластов аргиллитов колеблется от десятков сантиметров до 20–30 м.

Имеющийся фактический материал позволил рассмотреть зависимость между содержанием гетероэлементов в хлороформенных экстрактах из образцов аргиллитов и расстоянием точек отбора проб до ближайшей границы пластов:

$$(N + S + O) = f(h).$$

Если из аргиллитов тюменской свиты происходила эмиграция углеводородов в пласты-коллекторы, то, согласно рассмотренной нами модели, содержание гетероэлементов в хлороформенных экстрактах из образцов аргиллитов должно быть максимальным при $h = 0$ и с ростом h убывать. Как видно из рис. 2, именно такая зависимость и наблюдается в действительности, что подтверждает правильность исходных предположений и дополнительно аргументирует точку зрения многих исследователей Западно-Сибирской низменности, относящих отложения тюменской свиты к числу нефтепроизводящих. Статистическая обработка аналитических материалов показала, что установленная корреляционная связь является достаточно сильной. Уравнение регрессии, найденное по методу наименьших квадратов для рассматриваемой зависимости, имеет вид

$$(N + S + O) = \frac{\alpha}{\beta + h} + \gamma, \quad (7)$$

где $\alpha = 16,80$; $\beta = 2,25$; $\gamma = 4,30$.

НЕКОТОРЫЕ СЛЕДСТВИЯ, ВЫТЕКАЮЩИЕ ИЗ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩАХ

Предложенная выше формулировка понятия о нефтепроизводящих толщах, рассмотренная теоретическая модель процессов первичной миграции и эмпирическая формула (7) позволяют получить ряд интересных в теоретическом и практическом отношении следствий. Остановимся на некоторых из них.

Проблема диагностики нефтепроизводящих отложений. В соответствии с работой [2] введем некоторые вспомогательные обозначения. Пусть на каждой рассматриваемой нами толще a из множества A экспериментально замерена совокупность ее свойств $\Phi\{\varphi_i\}, i = 1, 2, \dots, n$ (например, литологический состав, глубина погружения, пластовая температура, среднее содержание рассеянных углеводородов, состав аутигенных минералов железа и т. д.). Каждому из свойств φ_i можно поставить в соответствие набор признаков

$$u_i^{\varphi_i} \{u_1^{\varphi_i}, u_2^{\varphi_i}, \dots, u_n^{\varphi_i}\},$$

таких, что при замере свойства φ_i на толще a может быть получено только одно из множества значений $u_i^{\varphi_i}$. Так, если все возможные значения содержания органического углерода разбить на ряд классов ($u_1^{\varphi_i} - C_{\text{орг}} = 0, u_2^{\varphi_i} - 0 < C_{\text{орг}} \leq 0,5 \%$, $u_3^{\varphi_i} - 0,5 < C_{\text{орг}} \leq 1,0$ и т. д.), то экспериментально замеренная величина попадает лишь в один из них.

Если дано удовлетворительное в операционном смысле определение понятий нефтепроизводящих и нефтенепроизводящих толщ, то в соответствии с (2) может быть построена диагностическая классификация, с помощью которой наборы признаков $u_1 \cap u$ и $u_2 \cap u$, разделяющие первые и вторые толщ, могут диагностироваться другими наборами признаков (u'_1 и u'_2), такими, что

$$u_1 \cap u'_1 = 0, \quad u_2 \cap u'_2 = 0$$

и

$$u'_1 \rightarrow u_1, \quad u'_2 \rightarrow u_2.$$

Пути построения геологических классификаций описаны в литературе [2]. Для разработки такой системы диагностики необходимо собрать экспериментальный материал по максимально большому количеству осадочных толщ, для которых изучены зависимости типа (4), (5), (6), а также известны другие параметры u^{φ_i} для возможно большего числа нефтеносных бассейнов. Построение такой диагностической классификации будет иметь двоякое значение. Во-первых, оно удешевит геохимические исследования при оценке перспектив нефтегазоносности крупных регионов, так как позволит ограничить трудоемкие и дорогостоящие исследования элементарного, компонентного, углеводородного состава битумоидов только нефтепроизводящими толщами. Во-вторых, установление набора признаков, являющегося диагностирующим для нефтепроизводящих толщ, позволит уточнить геологические условия, при которых протекает первичная миграция углеводородов. Исследования по построению такого рода диагностической классификации нами проводятся.

О возможности оценки сверху прогнозных запасов нефти. Оценить прогнозные запасы нефти так называемым объемно-генетическим методом пытались многие исследователи. Однако строго научно обоснованной методики таких расчетов до настоящего времени не существует.

А.А. Трофимук [8] предложил следующую общую схему оценки прогнозных запасов нефти нефтеносных бассейнов.

1. На основании геологических, геохимических и геофизических данных в толще осадочных пород, слагающих бассейн, выделяются нефтепроизводящие свиты, выясняются их объем и распространение.

2. На основании комплекса битуминологических исследований выясняется, какая часть битумоидов эмигрировала из нефтепроизводящих пород.

3. Исходя из данных о распространении и мощности нефтепроизводящих свит и коэффициента их нефтеотдачи устанавливается общее потенциальное количество нефти, которое может участвовать в формировании залежей.

Реализация этой программы встречала до последнего времени следующие трудности:

- а) отсутствие четких критериев для выделения нефтепроизводящих свит;
- б) отсутствие способов надежной оценки количества эмигрировавших углеводородов;
- в) отсутствие ясности, как часть углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, аккумулируется в ловушках.

Выше мы указали пути разработки методов диагностики нефтепроизводящих свит. Правильность нашей модели и некоторых следствий, вытекающих из нее, подтверждена на примере тюменской свиты в центральных районах Западно-Сибирской низменности. Реализация предложенной программы позволит, вероятно, установить и другие диагностирующие признаки и выбрать в дальнейшем те из них, которые определяются наиболее простыми, надежными и экономичными методами.

Принципиальный путь определения количества углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, указан С.Г. Неручевым [4]. Он предложил использовать для этой цели уравнения материального баланса.

Пусть в момент времени t_0 в геологическом теле a находилось некоторое количество q_0 битумоидов, содержащих C_0 (%) углерода. Пусть, далее, в момент времени t в рассматриваемом теле осталось $q_{t \text{ ост}}$ битумоидов, а $q_{t \text{ эм}}$ – эмигрировало, причем первые содержат $C_{t \text{ ост}}$ (%) углерода, а вторые – $C_{t \text{ эм}}$ (%).

Можно записать очевидные соотношения

$$q_0 = q_{t \text{ ост}} + q_{t \text{ эм}},$$

$$q_0 C_0 = q_{t \text{ ост}} C_{t \text{ ост}} + q_{t \text{ эм}} C_{t \text{ эм}}.$$

Решая их, найдем

$$q_{t \text{ эм}} = \frac{q_{t \text{ ост}}(C_0 - C_{t \text{ ост}})}{C_{t \text{ эм}} - C_0}. \quad (8)$$

Аналогичные соотношения можно получить и для содержания гетероэлементов, масел, углеводородов и т. п. в битумоидах. Таким образом, для определения количества углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, необходимо знать состав автохтонных битумоидов до и после эмиграции из них части компонентов, состав аллохтонных битумоидов и количество оставшихся в породах битумоидов. Практически пользоваться соотношением (8) невозможно, так как надежно можно определить только состав аллохтонных¹ и количество ос-

¹ При определении состава аллохтонных битумоидов надо иметь в виду, что процессы вторичного окисления (крипто- и идиоигпергенные) могут привести к значительно большему увеличению содержания в них гетероэлементов, смол, асфальтенов и т. п., чем в остаточных автохтонных битумоидах. Как следствие, количество эмигрировавших углеводородов, определенных по соотношениям типа (8), окажется завышенным.

таточных битумоидов. Пути распознавания битумоидов, содержащих исходный и остаточный автохтонный битумоиды, С.Г. Неручев не указал.

Нам представляется, что рассмотренная выше модель устраняет эти трудности. Как уже отмечалось, из центральных частей достаточно мощных пластов аргиллитов и глин эмиграция углеводородов практически невозможна. На этом основании можно считать, что в (6)

$$v_0 = \lim_{L \rightarrow \infty} v_i = \lim_{L \rightarrow \infty} f_i \left(\frac{L}{2} - |z| \right) \quad (9)$$

$z=0 \qquad z=0$

есть соответствующая характеристика автохтонных битумоидов до эмиграции из них части компонентов.

В рассмотренном нами примере тюменской свиты

$$(N + S + O)_0 = \lim_{h \rightarrow \infty} \left(\frac{\alpha}{\beta + h} + \gamma \right) = \gamma = 4,30 \%. \quad (10)$$

Соответственно, значение $(N + S + O)_{\text{ост}}$ в каждой точке пласта определяется из соотношения (5) или (4). Для отложений тюменской свиты в центральной части Западно-Сибирской низменности можно пользоваться выражением (7).

Используя (5), (6), (8) и (9), можно определить количество углеводородов, эмигрировавших из пласта a , (см. рис. 1). Пусть плотность пород пласта повсюду одинакова и равна ρ , а содержание остаточного битумоида в породах задано функцией $b_i(x, y, z)$. Тогда количество битумоидов, эмигрировавших из элементарного объема $dV = dx dy dz$, равно

$$\Delta q = \rho b_i(x, y, z) \frac{v_0 - v_{i \text{ ост}}(z)}{v_{i \text{ эм}} - v_0} dx dy dz.$$

Если размеры пласта X, Y, L , то для всего пласта в целом будем иметь

$$q(X, Y, L) = \frac{\rho}{v_{i \text{ эм}} - v_0} \iiint_V b_i(x, y, z) [v_0 - v_{i \text{ ост}}(z)] dx dy dz. \quad (11)$$

Обозначим плотность вероятности трехмерной случайной величины размеров множества пластов A через $\varphi(X, Y, L)$. Если $\varphi(X, Y, L)$ задана и в рассматриваемом нами сложном геологическом теле пластов глин и аргиллитов N , то общее количество Q эмигрировавших из них битумоидов равно

$$Q = N \int_0^\infty \int_0^\infty \int_0^\infty q(X, Y, L) \varphi(X, Y, L) dX dY dL. \quad (12)$$

В конкретных случаях, с учетом некоторых предположений, формулы (11) и (12) могут быть значительно упрощены, в частности, в рассматриваемом выше примере тюменской свиты примем, что площадь пласта a , равна S и содержание битумоида во всех его точках одинаково и равно b . Тогда, используя (7) и (10), получим

$$q(L, S) = \frac{2\alpha b S \rho}{\gamma - v_{i \text{ эм}}} \ln \left(1 + \frac{L}{2\beta} \right); \quad (13)$$

$$Q = \frac{2\alpha\rho bN}{\gamma - v_{t\text{эм}}} \int_0^\infty \int_0^\infty S \ln \left(1 + \frac{L}{2\beta} \right) \varphi(L, S) dL dS. \quad (14)$$

Предположим, что L и S величины независимые и $\varphi(L, S) = \varphi_1(L) \varphi_2(S)$, тогда (14) может быть записано в виде

$$Q = \frac{2\alpha\rho bN\bar{S}}{\gamma - v_{t\text{эм}}} \int_0^\infty \ln \left(1 + \frac{L}{2\beta} \right) \varphi_1(L) dL, \quad (15)$$

где $\bar{S} = \int_0^\infty S \varphi_2(S) dS$ – математическое ожидание. Способы определения всех величин в (13), (14) и (15) описаны выше. Способы проверки гипотез о законах распределения случайных величин и оценки их параметров изложены в литературе по математической статистике [7 и др.].

Полученные выражения позволяют оценить количество углеводородов, эмигрировавших из пластов, сложенных аргиллитами и глинами. В песчано-алевритовых пластах, благодаря большему поровому пространству, меньшей сорбционной способности минеральной части пород и несравненно большему количеству подвижной фазы, условия первичной миграции более благоприятны. Поэтому, полагая, что состав автохтонных битумоидов до эмиграции из них части углеводородов в песчаных пластах близок к таковому в подстилающих и перекрывающих их глинистых, а также считая, что в песчано-алевритовых пластах условия для эмиграции части компонентов битумоидов одинаковые во всех точках, можно рассчитывать для них количество эмигрировавших углеводородов по формулам, сходным с формулами С.Г. Неручева [4]:

$$Q = \rho b V \frac{v_0 - v_{t\text{ост}}}{v_{t\text{эм}} - v_0}, \quad (16)$$

где V – суммарный объем песчано-алевритовых пород.

Предлагаемый нами метод позволяет оценивать количество углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих терригенных пород¹, и дает, таким образом, оценку сверху для прогнозных запасов нефти и газа². Учитывая возможность перераспределения нефти в осадочной толще за счет процессов латеральной и вертикальной миграции, этот метод целесообразно применять для отдельных нефте-

¹ Обычно для подобных подсчетов используются результаты битуминологических анализов, проводимых путем экстракции в аппаратах Сокслета. При этом в силу жестких условий экстракции и сушки в битумоидах сохраняются лишь углеводороды с температурами кипения выше 250–300 °С, а также асфальтены и смолы. Поэтому количества эмигрировавших углеводородов оказываются заниженными и для получения величин, близких к действительным, необходимо либо применять более тонкие методы экстракции, позволяющие изучать низкокипящие фракции битумоидов, либо на основании средних для нефтей данного района соотношений между низко- и высококипящими фракциями вводить соответствующие поправки в расчетах. Применение методов, позволяющих наряду с высококипящими фракциями битумоидов изучать и низкокипящие, важно еще и потому, что на последних (в силу большой миграционной способности) процессы, приводящие к соотношениям типа (5) или (6), скажутся сильнее всего. Интересно было бы изучить легкие фракции битумоидов и их соотношение с масляными фракциями и т. д. и т. п.

² Количество эмигрировавших углеводородов может служить лишь оценкой сверху прогнозных запасов нефти, поскольку часть их (вероятно, значительная) рассеивается в путях миграции и не аккумулируется.

газоносных бассейнов в целом. К карбонатным породам в описанном виде ни предложенные критерии для выделения нефтепроизводящих толщ, ни вытекающий из них метод оценки сверху прогнозных запасов нефти не применимы.

Отметим еще некоторые интересные для органической теории происхождения нефти следствия, вытекающие из выражений (7), (10) и (13).

1. Как следует из (10), в составе автохтонных битумоидов до эмиграции из них части компонентов содержалось 4,30 % гетероэлементов, т. е. в центральной части Западно-Сибирской низменности в условиях, характерных для тюменской свиты, восстановленность автохтонных битумоидов была очень высока. Если $(N + S + O)_{\text{эм}} < \gamma = 4,30 \%$, то аккумулярованная в ловушках нефть, не подвергавшаяся гипергенным изменениям, должна содержать очень мало гетероэлементов, в частности серы, и, как следствие, асфальтенов и смол. Именно это положение является одним из важнейших в варианте гипотезы органического происхождения нефти, развитой Н.Б. Вассоевичем [1] и В.А. Успенским [9].

2. В литературе ведутся острые дискуссии о возможном спектре нефтепроизводящих пород. Одни исследователи доказывают возможность эмиграции углеводородов только из песчано-алевритовых пород, другие полагают, что нефтепроизводящими могут быть и глинистые породы, и даже отдают им предпочтение. На примере тюменской свиты мы убедились, что нефтепроизводящими могут быть не только песчано-алевритовые, но и глинистые породы. Однако в мощных пластах глин и аргиллитов эмиграция углеводородов в сколько-нибудь значительных масштабах происходит лишь из приграничных зон, т. е. наблюдается своеобразный скин-эффект. Для рассмотренного нами примера тюменской свиты (в случае одинакового современного содержания битумоидов) из пласта аргиллитов мощностью 4,5 м ушло 0,3 ед. углеводородов. Для возрастания нефтеотдачи в 3,3 раза (1 ед.) пласт должен был иметь мощность 40,5 м, т. е. в девять раз больше, 2 ед. углеводородов мог отдать пласт мощностью 445 м. Следовательно, чем мощнее пласт аргиллитов, тем меньшая доля углеводородов (от их первичного количества) эмигрировала из него. Например, из пласта мощностью 1 м в тюменской свите ушло 50 % углеводородов, из пласта мощностью 10 м – 13 %, а из пласта мощностью 100 м – 4,0 % (от первоначального количества битумоидов).

Из песчаных пластов эмигрирует большая доля (от первоначального количества) компонентов битумоида, чем из глинистых, поэтому битумоиды в песках значительно кислее¹. Именно такая картина и наблюдается в отложениях тюменской свиты Западно-Сибирской низменности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании рассмотрения теоретической модели процесса эмиграции углеводородов из нефтепроизводящих пород нами предпринята попытка ввести удовлетворительное в содержательном и операционном смысле понятие о нефтепроизводящих свитах. Рассмотрены некоторые интересные в теоретическом и практическом отношении следствия, вытекающие из этой модели, в частности, указаны пути построения классификации для диагностики нефтепроизводящих и нефтенепроизводящих толщ и предложен метод оценки сверху прогнозных запасов нефти и газа нефтеносных бассейнов. Правильность модели подтверждена пока на ограниченном экспериментальном материале.

¹ Не исключено, что более кислый состав битумоидов в песчаных пластах по сравнению с глинистыми объясняется в какой-то мере большим количеством гумусового материала в составе исходного органического вещества и более окислительной обстановкой в осадке в диагенезе.

Авторы считают необходимым провести более строгое обоснование рассмотренной модели, проверить ее на большем фактическом материале. Решение этих вопросов – задача дальнейших исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
2. *Ворошии Ю.А., Гольдин С.В.* Вопросы теории конечных геологических классификаций // Геология и геофизика. 1964. № 8. С. 90–100.
3. *Косыгин Ю.А., Ворошии Ю.А., Соловьев В.А.* Опыт формализации некоторых тектонических понятий // Геология и геофизика. 1964. № 1. С. 23–37.
4. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 240 с.
5. *Неручев С.Г.* Об изменениях состава автохтонных битумоидов органического вещества глинистых пород под воздействием факторов метаморфизма и нефтеотдачи // Докл. АН СССР. 1964. Т. 157, № 4. С. 901–903.
6. *Неручев С.Г., Ковачева Й.С.* О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162, № 4. С. 913–914.
7. *Смирнов Н.В., Душин-Барковский И.В.* Курс теории вероятностей и математической статистики. М.: Наука, 1965. 436 с.
8. *Трофимук А.А.* Проблема диагностики нефтематеринских свит // Геология и геофизика. 1963. № 4. С. 116–121.
9. *Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др.* Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации. М.: Гостоптехиздат, 1961. 316 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 185).
10. *Baker D.R.* Organic Geochemistry of Cherokee Group in Southeastern Kansas and Northeastern Oklahoma // Bull. AAPG. 1962. Vol. 46, N 9. P. 1621–1642.



ЗАВИСИМОСТЬ СОСТАВА НЕФТЕЙ ОТ СТЕПЕНИ ПОСТДИАГЕНЕТИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПОРОД И МЕТАМОРФИЗМА УГЛЕЙ¹

Еще в 60-х годах XIX столетия Роджерсом было замечено, что между нефтегазонасностью и метаморфизмом углей, находящихся в нефтепродуктивных отложениях, имеется зависимость, состоящая в том, что нефть и газ сохраняются в тех отложениях, в которых метаморфизм углей не перешел некоторой определенной границы. В дальнейшем эта экспериментально найденная закономерность была подтверждена и уточнена рядом исследователей как в Советском Союзе [1, 4, 5], так и за рубежом [11–13].

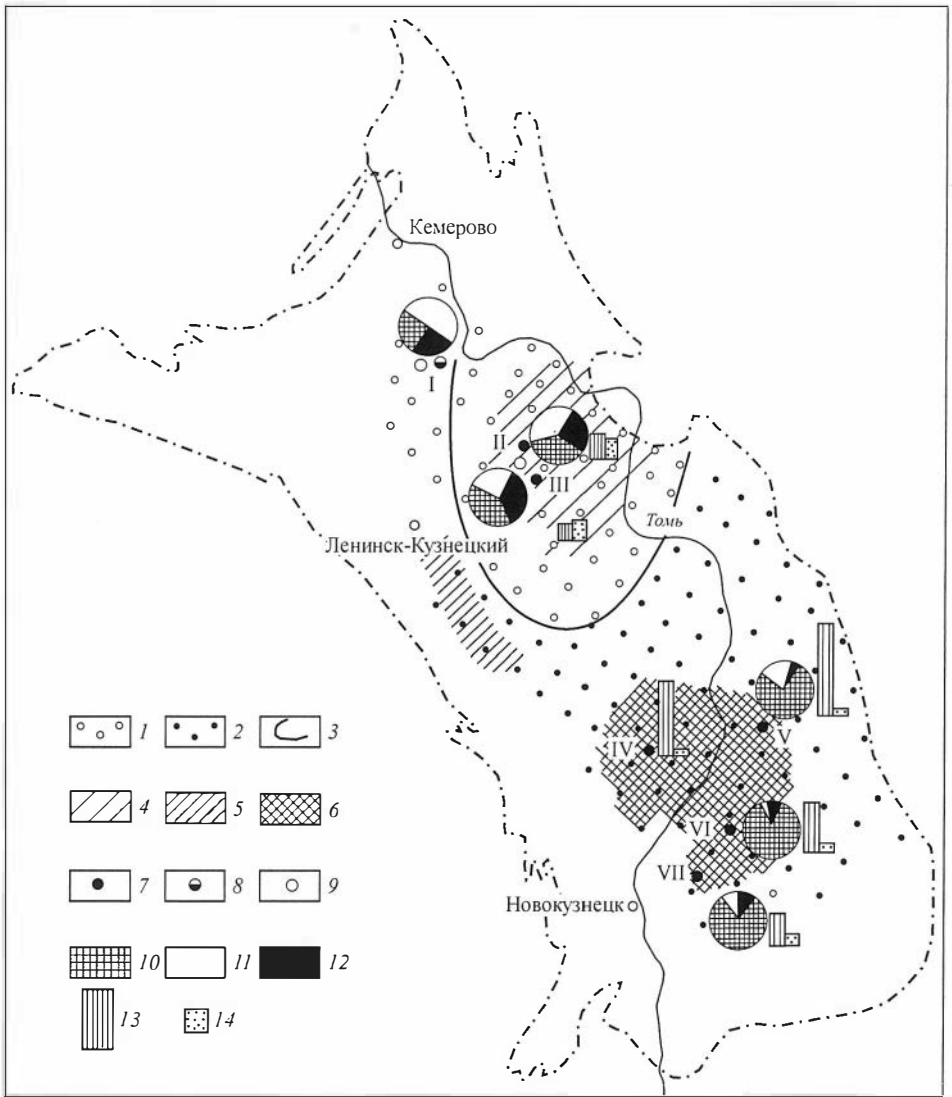
Однако на практике при оценке перспектив нефтегазонасности отдельных регионов данные по метаморфизму углей и рассеянного органического вещества в осадочных породах учитываются очень редко. Это объясняется тем, что многие исследователи [2, 10], стоящие на позициях органической гипотезы происхождения нефти, воздействие катагенных факторов на состав нефтей в залежах либо признают с большими оговорками, либо совсем не признают. Установленное во многих нефтегазонасных бассейнах мира уменьшение плотности, сернистости и смолистости нефтей, а также увеличение в их составе метановых углеводородов и парафинов вниз по разрезу они объясняют только крипто- и идиогипергенными преобразованиями нефтей в верхних, более гидрогеологически раскрытых горизонтах². С этих позиций причинной связи между составом нефтей в залежах, степенью катагенной преобразованности вмещающих пород и метаморфизмом органического вещества в них нет.

Признавая, что гипергенные процессы в формировании нефтей играют большую роль [6], мы, однако, не можем согласиться с теми исследователями, которые не учитывают в должной мере возможности преобразования состава нефтей в залежах под воздействием факторов регионального метаморфизма. Одним из наиболее веских аргументов в пользу последнего утверждения является состав нефтей из угленосных отложений Кузнецкого бассейна, имеющий характерные особенности.

В последние годы на ряде площадей Кузбасса установлены нефтегазопрооявления и получены непромышленные притоки нефти и газа, приуроченные главным образом к отложениям ильинской свиты (P_{2il}). На рисунке показано распределение угленосных отложений Кузнецкого бассейна на площадях основных проявлений жидкой нефти и газа, приведен углеводородный состав нефтей и некоторые физико-химические свойства (содержание парафинов, суммы силикагелевых смол и асфальтенов).

¹ Геология нефти и газа. 1965. № 8. С. 22–26. Соавт.: В.И. Будников.

² Сходную позицию в вопросе о причинах многообразия нефтей в природе занимают и некоторые неорганисты, в частности, Н.А. Кудрявцев, Л.Н. Розанов, П.Е. Харитонов и др.



Схематическая карта постдиагенетических изменений пород, стадий метаморфизма углей и состава нефтей ильинской свиты Кузбасса (составили В.И. Будников и А.Э. Конторович; стадии катагенеза, по Н.А. Лизалеку, А.В. Вану и В.М. Ядренкину):

1, 2 – зона катагенеза: начального (1), глубинного (2); 3 – границы зон катагенеза; 4–6 – угли: длиннопламенные и газовые (4), газовые и жирные (5), жирные (6); 7 – нефть; 8 – газоконденсат; 9 – газ; 10–12 – углеводороды: метановые (10), нафтеновые (11), ароматические (12); 13 – содержание парафинов, %; 14 – содержание асфальтово-смолистых веществ, %.

Скважины с нефтепроявлениями: I – Сыромолотненская 2-Р, II – Южно-Борисовская 29-О, III – Южно-Борисовская 20-О, IV – Кыргайская 843-К, V – Осиноплесская 126-К, VI – Узунцовская 445-К, VII – шахта Абашево-1.

Жидкая нефть впервые была обнаружена в 1955 г. в скв. 445-К и 56-К в породах ильинской свиты на глубине 218–240 м в южной части Кузбасса в районе Узунцы. Удельный вес этой нефти 0,8239. В составе дистиллята преобладают метановые углеводороды (88 %), ароматические углеводороды составляют 10,3 % и нафтеновые – 1,7 %. Привлекает внимание высокое содержание твердых углево-

дородов, достигающее 13 %; выход бензиновых фракций – 1,1 %, керосиновых – 34,9 %, масляных – 55,6 %. Для этой нефти характерно очень небольшое количество силикагелевых смол (1,5 %) и малая сернистость (0,08 %) при полном отсутствии асфальтенов.

Нефть сходного состава зафиксирована в южной части Кузбасса в конце 1959 г. в шахте Абашево-1, в горизонте +165 м (ильнинская свита), где она просачивалась из трещин темно-серых алевролитов, залегающих над XIV угольным пластом. Это легкая (0,8115), малосернистая (0,007 %) и малосмолистая (1,79 %) метановая нефть, но для нее характерно некоторое уменьшение количества метановых и возрастание количества нафтеновых и ароматических углеводородов, несколько меньшая парафинистость (7,8 %); бензиновые фракции в ней составляют 18,19 %, керосиновые – 17,36 %, нефть начинает кипеть при 70 °С.

В том же году в районе с. Осинное Плесо в скв. 126-К при разбуривании отложений ильнинской свиты вместе с раствором получено небольшое количество нефти. Ее удельный вес 0,8085, содержание серы 0,08 %, твердых углеводородов 24,82 % и силикагелевых смол 1,07 % при полном отсутствии асфальтенов. Близкая к описанной выше нефть была встречена на восточном крыле Кыргайской синклинальной складки: удельный вес 0,8339, содержание твердых углеводородов 19,87 % и силикагелевых смол 1,29 при отсутствии асфальтенов.

Нефти иного состава встречены в северных районах Кузбасса. В 1957 г. во время испытаний скв. 2-Р на Сыромолотненской площади из интервала 2389–2416 м (низы кузнецкой свиты) была выброшена совместно с газом суспензия нефти с угольной пылью. Газ метановый со значительным содержанием тяжелых углеводородов (6,7 %). Следует отметить, что при испытании других скважин этой площади из отложений кузнецкой свиты также получены метановые газы с повышенным содержанием (6–8 %) тяжелых углеводородов. Очищенная от угольной пыли, сыромолотненская нефть легкая, подвижная, прозрачная, с желтовато-зеленым оттенком. В ней преобладают бензиновые фракции (70,9 %), керосиновые – 24,8 %. Остаток от разгонки до 300° составляет всего 4,3 %; парафины и асфальтово-смолистые вещества отсутствуют. Содержание серы в нефти достигает 0,15 %. По групповому углеводородному составу дистиллята эта нефть является метаново-нафтеновой (Na 50,2 %, Me 26,4 %) со значительным содержанием ароматических углеводородов (19,1 %).

Ближние по углеводородному составу нефти были получены в 1962 г. при испытании скв. 20-О и 29-О из отложений ильнинской свиты на Южно-Борисовской площади. Приток нефти из последней достигал 0,3 т/сут. Это легкие, малосернистые, малосмолистые, значительно менее парафинистые, чем на юге Кузбасса, нефти. Содержание силикагелевых смол достигает соответственно 4,26 и 4,63 %, асфальтенов 0,31 и 0,24 % и парафинов 4,91 и 5,87 %. Несколько отличаются эти нефти по углеводородному составу. Из скв. 29-О получена нефть метаново-нафтеновая со значительным содержанием ароматических углеводородов (Me 40,32 %, Na 40,85 %, Ag 18,44 %). В нефти из скв. 20-О в составе дистиллята преобладают ароматические углеводороды (41,4 %), метановых и нафтеновых углеводородов содержится соответственно 34,95 и 23,60 %.

Таким образом, нефти Кузбасса разделяются, как впервые отметил В.С. Муромцев [8], на две группы. В северных районах встречаются малопарафинистые среднесмолистые нефти, примерно с равными количествами метановых и нафтеновых углеводородов, при значительном и часто преобладающем количестве нафтеновых. В южных районах нефти имеют иной состав: в их дистиллятах главную роль играют метановые углеводороды, очень много парафинов при малом количестве смол и полном отсутствии асфальтенов.

Рассмотрим теперь некоторые особенности постдиагенетических изменений пород и метаморфизма углей угленосных отложений Кузбасса. По данным литологических исследований А.В. Вана, Н.А. Лизалека и В.М. Ядренкина, для восточной части Кузбасса наблюдается определенная зональность в стадиях постдиагенетических изменений пород. Так, отложения ильинской свиты по степени своего преобразования в Борисовском и Крапивинском районах находятся на стадии начального катагенеза, а севернее, в районе Кемерово и в юго-восточной части Кузбасса, – на стадии глубинного катагенеза. Вниз по разрезу интенсивность постдиагенетических изменений увеличивается. В верхнебалахонской свите площадь распространения пород, находящихся на стадии начального катагенеза, сокращается по направлению к району с. Крапивино, а на юго-востоке (в Абашевском и Томь-Усинском районах) породы достигают стадии начального метакатагенеза. Аналогичная картина наблюдается в зоне распространения углей различной степени углефикации. Так, в ильинской свите по степени метаморфизма угли изменяются от длиннопламенных и газовых в районе Борисово–Крапивино до паровично-жирных в районе Абашево–Узунцы–Осиновое Плесо. Зоны катагенеза пород и стадии метаморфизма углей ильинской свиты Кузбасса показаны на рисунке. Рассматривая рисунок, можно заметить, что изменение свойств кузбасских нефтей довольно четко контролируется степенью вторичного преобразования пород и метаморфизма углей. Нефти, приуроченные к отложениям, находящимся на стадии начального катагенеза и заключающим длиннопламенные и газовые угли, содержат меньше метановых углеводородов, более смолисты, менее парафинисты, чем нефти, обнаруженные на юге Кузбасса, где породы находятся на стадии глубинного катагенеза, а угли – на стадии паровично-жирных. Поскольку в данном случае существенно различные нефти встречены в одних и тех же отложениях, причем современные глубины залегания и гидрогеологическая закрытость отложений ильинской свиты в районе Борисово значительно больше, чем на юге, связывать изменение их состава с гипергенными процессами не представляется возможным. Закономерность в изменении состава нефтей на территории Кузбасса можно объяснить лишь различным воздействием на них факторов регионального метаморфизма.

Другим бассейном, в котором хорошо видна зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей, является Западно-Сибирский. В его пределах устанавливается увеличение метановости и парафинистости, а также уменьшение удельного веса, смолистости и сернистости нефтей с увеличением глубины залегания нефтеносных пластов [6]. При этом метановые легкие малосмолистые, практически бессернистые нефти с высоким содержанием твердых углеводородов (до 40 %) приурочены, как и в Кузбассе, к отложениям, органическое вещество в которых достигло паровично-жирной стадии [7]. Эти же отложения, согласно исследованиям Г.Н. Перозио [9], находятся на стадии, переходной от глубинного катагенеза к начальному метакатагенезу.

Таким образом, приведенные примеры свидетельствуют о приуроченности метановых, часто парафинистых, нефтей к отложениям, в которых органическое вещество находится на паровично-жирной стадии метаморфизма, а породы – на стадии литогенеза, переходной от глубинного катагенеза к начальному метакатагенезу (см. таблицу). Отсюда можно сделать вывод о том, что при достижении органическим веществом паровично-жирной стадии начинается катагенное преобразование нефтей. При более глубоких изменениях вмещающих пород, протекающих в условиях более высоких температур и давлений, происходит полное разрушение нефтей. По данным К.Ф. Родионовой, паровично-жирная стадия метаморфизма также является тем переломным моментом в геохимической истории органического вещества, после которого битуминозность его начинает снижаться, а затем совсем исчезает.

**Зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического
изменения пород и метаморфизма углей
(составил А.Э. Конторович, с учетом материалов И.И. Аммосова [1])**

Стадия метаморфизма углей	Стадия литогенеза		Оценка нефтегазоносности
Бурые	Катагенез	Начальный	Главная
Длиннопламенные		Глубинный	
Газовые			Второстепенная, нефти метановые, парафинистые; возможные газовые и газоконденсатные залежи
Жирные			
Коксовые	Метагенез	Начальный	Обычно отсутствует; возможны газовые и газоконденсатные залежи
Тощие			

Из таблицы видно, что наличие зависимости состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей, несомненно, должно приниматься во внимание при оценке перспектив нефтеносности и прогнозировании качества нефтей¹. Хорошо известны факты, когда пренебрежение рассмотренными выше закономерными связями между составом нефтей, степенью постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей приводило к неправильной оценке перспектив нефтеносности отдельных регионов (например, в Кузнецком бассейне). Следовательно, необходимо проводить в более широких масштабах, чем это делается сейчас, изучение метаморфизма рассеянного органического вещества и углей, а также вторичных изменений пород при оценке перспектив нефтегазоносности того или иного региона. Литологические исследования постдиагенетических изменений пород в этом аспекте становятся особенно ценными и необходимыми при изучении неугленосных и бедных рассеянным органическим веществом отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аммосов И.И., Тан Сю-и. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 119 с.
2. Великовский А.С. Различные типы нефтей и возможные причины их образования // Геология нефти и газа. 1961. № 1. С. 29–33.
3. Высоцкий И.В., Оленин В.Б. Некоторые особенности в распределении залежей нефти и газа, влияющие на оценку прогнозных запасов // Геология нефти и газа. 1964. № 7. С. 14–16.
4. Вышесмирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1963. 378 с.
5. Козлов В.П. Значение регионального метаморфизма осадочных пород при поисках нефти и газа // Сов. геология. 1958. № 5. С. 46–63.
6. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1964. № 2. С. 13–24.

¹ На наш взгляд, при оценке прогнозных запасов нефти и газа правильнее учитывать не глубину погружения осадочной толщи, как это рекомендуют И.В. Высоцкий и В.Б. Оленин [3], а степень метаморфизма органического вещества и стадию литификации пород в ней, поскольку последние и сопутствующие им изменения в составе нефтей не являются однозначной функцией глубины погружения осадочной толщи. Кроме того, вряд ли можно высоко оценивать перспективы нефтеносности отложений, претерпевших в прошлом достаточно глубокие метаморфические изменения, даже если современные глубины ее залегания невелики.

7. *Котторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С.* Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1964. С. 27–39. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 32).
8. *Муромцев В.С.* Битумопроявление и породы, обогащенные органическим веществом // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса. М.: Гостоптехиздат, 1959.
9. *Пероziо Г.Н.* Об эпигенетических изменениях в терригенных породах мезозоя центральной части Западно-Сибирской низменности. Л.: Гостоптехиздат, 1961. С. 166–184. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 17).
10. *Успенский В.П., Радченко О.А., Глебовская Е.А.* Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации. М.: Гостоптехиздат, 1961. 316 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 185). 316 с.
11. *Fuller M.L.* Carbon ratios of Carboniferous of Oklahoma and their relation to Petroleum // Econ. Geol. 1920. Vol. 15.
12. *White D.* Metamorphism of Organic Sediments and Derived Oils // Bull. AAPG. 1935. Vol. 19. P. 589–617.
13. *Teichmüller M.* Metamorphisme du Charbon et Prospection du Petrole // Rev. ind. minerale. 1958. Num. spec. P. 99–112.



НЕКОТОРЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОХИМИИ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ И НЕФТЯХ¹

Закономерности накопления металлов и металлоорганических соединений в нефтях привлекают к себе внимание многих исследователей. Интерес к этой проблеме не случаен, так как наличие в нефтях соединений порфиринового типа, играющих громадную роль в жизнедеятельности не только животных, но и растительных организмов, всегда служило очень сильным аргументом в пользу биогенного генезиса нефти. О факторах, приводящих к накоплению в нефтях ванадия, никеля и их порфириновых комплексов, существует две точки зрения. Согласно первой, развитой еще в 1936 году А.П. Виноградовым и получившей дальнейшее обоснование в работах П.Я. Деменковой [4, 5], С.М. Катченкова [7] и других исследователей, ванадий, никель и порфирины унаследованы нефтями от материнского органического вещества. Сторонники второй точки зрения, сформулированной в 1955 году О.А. Радченко [13], предполагают, что хотя часть порфиринов заимствована нефтями от исходного органического вещества, не меньшее значение имеет биохимическое накопление ванадия в нефтях в зоне криптогипергенеза. Аналогичного вторичного накопления металлоорганических соединений никеля в нефтях не происходит, либо происходит в незначительных масштабах.

Отдать предпочтение какой-либо гипотезе можно, лишь проведя сравнительное изучение металлоорганических соединений и металлов как в нефтях, так и в битуминозных компонентах рассеянного в осадочных породах органического вещества.

Настоящая работа посвящена изучению закономерностей распределения металлов, в первую очередь ванадия и никеля и металлоорганических соединений последних в нефтях, в юрских и нижнемеловых породах Западно-Сибирской низменности и битумоидах этих же отложений. Анализу было подвергнуто большое количество нефтей, хлороформенных и спиртобензольных экстрактов из пород и самих пород.

Для озоления нефтей и битумоидов использовали обычную методику, применяемую в большинстве лабораторий нефтяных организаций Советского Союза. Состоит она из следующих операций: фильтрования, сжигания навески до получения углистого остатка, прокаливания углистого остатка до золы. При первой операции высушенная нефть или остаток от ее разгонки в количестве 50–150 г пропускали через бумажный фильтр для удаления механических примесей. Сжигание производили в муфельной печи при температуре около 200 °С в больших тиглях. Нефть приливали в тигель небольшими порциями для предотвращения воспламенения, при котором возможны потери. Далее тигли с полученной углистой массой прокачивали в муфельной печи при температуре 400–450 °С до постоянного веса. Полученную таким образом золу изучали методом количественного спектрального анализа, разработанным Е.Л. Берман [2].

¹ См.: Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. Новосибирск, 1966. С. 184–197. (Тр. / СНИИГиМС; Вып. 47. Сер. Нефт. геология). Соствт.: М.М. Колганова.

Идентификацию порфиринов, входящих в состав битуминозных компонентов рассеянного органического вещества и нефтей, проводили по спектрам поглощения в видимой и ближней ультрафиолетовых областях спектра. При изучении битумондов фотометрированию подвергали непосредственно растворы хлороформенных и спиртобензольных экстрактов с концентрацией 1–4 мг битумонда на 1 мл растворителя. Изучение спектров поглощения проводилось нами менее детально. При этом использовали метод С.С. Гейро, дополненный П.Я. Деменковой, по которому нефть подвергали последовательной экстракции спиртом и ацетоном, экстракты фотометрировали. При интерпретации спектров поглощения принималось, что ванадиевому комплексу соответствуют полосы поглощения с максимумами около 532 и 570 мкм, железосодержащему – 550 и 525 мкм, никелевому – 550 и 508 мкм. Необходимо, однако, иметь в виду, что вопрос об идентификации никелевых и железосодержащих порфириновых комплексов по спектрам поглощения спорный и требует дальнейшего изучения. Для полуколичественной оценки в некоторых относительных единицах содержания того или иного комплекса в битумонде условно приняты следующие оценки в баллах: полоса отсутствует – 0, имеется очень слабая полоса или перегиб на кривой поглощения – 1, слабый, но отчетливый максимум – 2, сильный максимум – 3.

Ванадий и никель в породах определяли методом количественного спектрального анализа, разработанным А.Э. Кошторовичем и Л.Д. Минниной [9], сера – химическим, органический углерод – методом сжигания в аппаратах ГОУ. Все анализы выполнялись в лабораториях СНИИГГиМСа.

Для выяснения факторов, контролирующих накопление ванадия и никеля в породах и нефтях, применяли методы математической статистики [6, 15]. В качестве оценок параметров распределения принимались максимально правдоподобные. Для выбора оценок проверяли гипотезы о нормальном и логарифмически нормальном законах распределения. При этом использовались критерий моментов и метод спрямленных диаграмм. При изучении корреляционных связей между различными параметрами оценивались парные и частные коэффициенты корреляции. Проверка гипотезы о равенстве коэффициента корреляции нулю производилась с помощью критерия Стьюдента при уровне значимости 0,05.

Все вычисления, за исключением простейших, производились на электронно-вычислительной машине М-20 по программам, составленным в СНИИГГиМСе Е.Н. Эпштейн и И.М. Пятаевым.

В континентальных ниже-среднеюрских отложениях тюменской свиты, содержащих органическое вещество преимущественно гумусового состава, порфирины в хлороформенных экстрактах встречаются сравнительно редко (табл. 1).

Таблица 1

**Содержание металлопорфириновых комплексов
в отложениях юры и неокома Западно-Сибирской низменности (в баллах)**

Свита	Порфирины		
	V	Ni	Fe
Тюменская	0,50 (0,49)	0,39 (0,36)	0,20 (0,21)
Локосовская	0,91 (0,45)	0,82 (0,64)	0,18 (0,09)
Марьяновская	1,53 (0,77)	0,73 (0,58)	0,60 (0,42)
Абалакская	1,44 (0,86)	0,56 (0,57)	0,90 (0,71)
Тутлеймская	1,81 (1,00)	0,75 (0,62)	0,70 (0,70)
Куломзинская	0,49 (0,40)	0,31 (0,33)	0,50 (0,21)
Тарская	0,35 (0,30)	0,35 (0,35)	0 (0)

Частота встречаемости ванадиевого комплекса – 0,49, никелевого – 0,36, железосодержащего – 0,21 (под частотой встречаемости мы понимаем отношение числа случаев к выборке, когда данный порфирин обнаружен в битумоиде, к объему выборки). Приближенная оценка концентраций дала близкие цифры (в баллах): среднее содержание ванадиевого порфирина – 0,50, никелевого – 0,39, железосодержащего – 0,20 балла.

Битумоиды из аргиллитов верхней юры тюменской свиты богаче порфиринами. В битумоидах локозовской свиты, накапливавшихся в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях и содержащих гумусовое и гумусово-сапропелевое органическое вещество, встречаемость ванадиевого комплекса равна 0,45, никелевого – 0,64, железосодержащего – 0,09. Концентрации этих порфиринов равны соответственно 0,91, 0,82, 0,18 балла. В отложениях марьяновской, абалакской и тутлеймской свит, образовавшихся в условиях распространившегося на большую часть низменности относительно глубоководного морского бассейна, в обстановке, благоприятствовавшей накоплению в осадках автохтонного сапропелевого органического вещества, встречаемость и содержание порфиринов в битумоидах значительно выше. Встречаемость ванадиевого комплекса в хлороформенных экстрактах равна соответственно 0,77, 0,86 и 1,00, а его содержание 1,53, 1,44, 1,81 балла. Частота встречаемости никелевого комплекса в хлороформенных экстрактах из пород этих свит составляет 0,58, 0,57, 0,62, а его концентрация 0,73, 0,56, 0,75 балла соответственно. Повышенная встречаемость и высокие концентрации установлены и для железосодержащего комплекса. Интересно подчеркнуть, что если по частоте встречаемости и содержанию никелевого комплекса в хлороформенных экстрактах все четыре рассмотренные верхнеюрские свиты сходны между собой, то ванадиевым и железосодержащим комплексами битумоиды локозовской свиты несколько обеднены.

В некоторых битумоидах из отложений марьяновской свиты удалось изучить распределение порфиринов в маслах, смолах и асфальтенах. Наибольшие концентрации этих соединений установлены в смолах, особенно в спиртобензольных, несколько меньшие в асфальтенах. В маслах присутствуют лишь следы порфириновых комплексов.

Битумоиды из валанжин-готеривских отложений куломзинской и тарской свит, накапливавшиеся в мелководно-морской и прибрежно-морской обстановках и содержащие органическое вещество от сапропелевого до сапропелево-гумусового и гумусового состава, содержат порфирины в количествах, близких к тюменским. В куломзинской свите в хлороформенных экстрактах встречаемость ванадиевого порфирина равна 0,40, никелевого – 0,33 и железосодержащего – 0,21, а среднее содержание 0,49, 0,31 и 0,50 балла. В битумоидах тарской свиты эти цифры равны 0,30, 0,35, 0,00; среднее содержание – 0,35, 0,35, 0,00 соответственно.

В спиртобензольных экстрактах из аргиллитов юрских и неокомских толщ Западно-Сибирской низменности содержание комплексов ванадия, никеля, железа и их встречаемость очень низки.

Состав зол хлороформенных экстрактов из пород изучен только для верхнеюрских отложений (табл. 2). В них установлено повышенное содержание ванадия, никеля, марганца, магния и пониженное железа и особенно алюминия, кремния и титана. На примере ряда образцов изучен состав зол асфальтенов и смол. Максимальное содержание (в % на золу) ванадия и никеля характерно для асфальтенов и значительно меньше для смол, особенно спиртобензольных.

Золы спиртобензольных экстрактов изучены как для юрских, так и для неокомских толщ. Состав зол спиртобензольных битумоидов из этих толщ чрезвычайно близок так же, как близко в них содержание порфиринов.

Таблица 2

Средний химический состав зол битумоидов и нефтей (в % на золу)

Возраст	Кол-во образцов	Al	Fe	Si	Ti	Mg	Mn	Ni	V
Нефти									
J ₁₋₂	14	2,11	10,82	9,55	0,13	1,24	0,13	1,82	2,44
J ₃	9	1,47	14,91	4,55	0,09	1,11	0,27	4,01	3,64
J ₃ -K _{1v}	20	1,48	8,12	5,03	0,09	1,43	0,15	6,18	14,00
Хлороформенные экстракты из пород									
J ₃ -K _{1v}	7	0,40	1,99	2,44	0,04	2,71	0,24	1,29	4,04
Спиртобензольные экстракты из пород									
I ₁₋₂	8	2,38	14,02	8,45	0,17	2,91	0,12	0,37	0,33
I ₃ -K _{1v}	13	1,49	25,84	5,12	0,08	2,85	0,37	0,79	0,55
K _{1v} -h	6	2,54	19,15	6,77	0,18	2,11	0,15	0,70	0,42

На примере битумоидов из верхнеюрских пород отчетливо видны различия в поведении элементов, входящих в состав зол. Часть из них накапливается в компонентах подвижных, переходящих в хлороформенный экстракт, другая часть тяготеет к более кислым компонентам битумоида, извлекаемым спиртобензолом. В первую группу попадают ванадий и никель, во вторую – железо, алюминий и кремний. Разница между средним содержанием железа в золах хлороформенных и спиртобензольных экстрактов разительна: в последних она выше более чем в тринадцать раз!

Все это показывает, что в составе битуминозных компонентов рассеянного органического вещества селективно накапливаются некоторые химические элементы, особенно ванадий и никель. При сравнении средних содержаний элементов в хлороформенных и спиртобензольных экстрактах со средними содержаниями в глинах и аргиллитах Западно-Сибирской низменности (кларки концентаций) все элементы распадаются на три группы (табл. 3). Первая – алюминий, кремний и титан. Эти элементы содержатся в золах в концентрациях, резко пониженных по сравнению с их средними содержаниями в глинах и аргиллитах. Их кларки концентраций колеблются от 0,05 до 0,37. Вторую группу образуют железо, магний и марганец. Эти элементы накапливаются в золах битумоидов. Их кларки

Таблица 3

Кларки концентраций химических элементов в золах нефтей и битумоидов

Возраст	Кол-во образцов	Al	Fe	Si	Ti	Mg	Mn	Ni	V
Нефти									
J ₁₋₂	14	0,25	2,25	0,33	0,28	1,12	2,59	275,9	264,9
J ₃	9	0,18	3,11	0,16	0,20	1,00	5,45	607,1	395,2
K _{1v} -h-b	20	0,18	1,69	0,18	0,20	1,30	3,06	936,0	1520,0
Хлороформенные экстракты из пород									
J ₃ -K _{1v}	7	0,05	0,41	0,085	0,087	2,47	4,88	196,0	439,0
Спиртобензольные экстракты из пород									
J ₁₋₂	8	0,29	2,92	0,30	0,37	2,65	2,53	56,2	35,9
J ₃ -K _{1v}	13	0,18	5,38	0,18	0,17	2,59	7,57	119,0	59,6
K _{1v} -h	6	0,30	4,00	0,24	0,40	1,92	3,00	105,0	45,9

концентрации равны от 2 до 8, лишь в золах хлороформных экстрактов железа сравнительно немного – в среднем 1,99 %. Зола спиртобензольных экстрактов содержат намного больше железа – 14–26 %. В отдельных случаях его концентрация достигает 50–60 %. Третью группу образуют ванадий и никель. В золах спиртобензольных экстрактов кларки концентраций этих элементов колеблются от 35,9 до 119. В хлороформных экстрактах они равны в среднем 196 для никеля и 439 для ванадия. Такова первая характерная особенность накопления металлов и металлоорганических соединений в битумоидах.

Второй характерной особенностью геохимии металлоорганических соединений является неодинаковая их концентрация в битумоидах различных осадочных толщ. Среди изученных отложений юры и нижнего мела Западно-Сибирской низменности более всего обогащены порфиринами битумоиды марьяновской, тутлеймской и абалакской свит. Естественно связывать эти различия с особенностями процессов седиментации и диагенеза при накоплении этих толщ.

Для выяснения факторов, контролирующих накопление ванадия и никеля в осадочных породах, оценена связь с содержанием в аргиллитах этих элементов, серы и органического углерода. Результаты расчетов приведены в табл. 4, из которой видно, что корреляционные связи между перечисленными параметрами в рассматриваемых толщах неодинаковы. В верхнеюрских отложениях марьяновской свиты отмечаются сильные положительные связи содержания ванадия и никеля между собой и особенно с серой и органическим углеродом. Анализ частных коэффициентов корреляции показывает, что положительная связь между ванадием и никелем является в значительной степени наложенной, так как при фиксации содержания серы и углерода гипотеза о наличии связи между ними должна быть отвергнута. Наряду с характером исходного органического вещества на накопление ванадия и никеля оказывают влияние условия, благоприятствующие накоплению серы, однако для никеля несколько большее значение имеет первый

Таблица 4

Корреляционные связи ванадия и никеля друг с другом, с серой и органическим углеродом

Элемент	Коэффициенты корреляции										
	Парные			Частные							
	Ni	S	C _{орг}	V = const		Ni = const		S = const		C _{орг} = const	
			S	C _{орг}	S	C _{орг}	Ni	C _{орг}	Ni	S	
Тюменская свита (n = 59)											
V	0,27	0,22	0,04			0,09	0,07	0,17	0,07	0,28	0,23
Ni		0,39	0,35	0,56	0,36				0,15		0,52
Марьяновская свита (n = 50)											
V	0,46	0,63	0,62			0,50	0,48	0,19	0,21	0,12	0,24
Ni		0,54	0,63	0,37	0,49				0,38		0,02
Куломзинская свита (n = 44)											
V	0,27	-0,10	-0,07			-0,28	-0,30	0,36	0,03	0,39	-0,09
Ni		0,48	0,60	0,53	0,65				0,42		-0,02
Тарская свита (n = 28)											
V	0,02	0,140	-0,02			0,14	-0,03	0,02	-0,02	0,03	0,140
Ni		-0,003	0,31	-0,005	0,31				0,31		0,003

Примечание. Коэффициенты корреляции значимо отличны от нуля: в тюменской свите при $r \geq 0,26$, в марьяновской при $r \geq 0,29$, в куломзинской при $r \geq 0,31$, в татарской свите при $r \geq 0,39$.

фактор, а для ванадия – второй. В самом деле, при постоянном содержании серы частный коэффициент корреляции между никелем и органическим углеродом ($r_{\text{Ni}_{\text{ср.с}}}$) хотя и снижается, но значим, а частный коэффициент корреляции между ванадием и органическим углеродом ($r_{\text{V}_{\text{ср.с}}}$) значимо от нуля не отличим. При постоянном содержании углерода наблюдается обратная картина (см. табл. 4).

В аргиллитах куломзинской свиты связь ванадия с серой и органическим углеродом отсутствует. Значимо не отличим от нуля для этих отложений и парный коэффициент корреляции между содержаниями ванадия и никеля, однако при элиминировании роли серы и органического углерода ($r_{\text{V}_{\text{Ni.S}}}$ и $r_{\text{Ni}_{\text{ср.с}}}$) корреляция между этими величинами становится значимой. Интересно отметить, что хотя частные коэффициенты корреляции ванадия с серой и органическим углеродом значимо от нуля не отличимы, они имеют отрицательный знак. Никель обнаруживает сильную положительную связь с серой и органическим углеродом, которая даже несколько возрастает при элиминировании роли ванадия. При фиксации содержания серы в породах частный коэффициент корреляции между никелем и органическим углеродом значим, а при фиксации содержания органического углерода связь между никелем и серой отсутствует, т. е. никель ведет себя так же, как в отложениях марьяновской свиты. Для аргиллитов тарской свиты гипотезы о наличии корреляционных связей между ванадием, никелем, серой и органическим углеродом приняты быть не могут. Однако и в этой толще максимальные значения парных и частных коэффициентов корреляции, близкие к значимым, установлены для пары никель–органический углерод. В тюменской свите характер связи между рассматриваемыми элементами близок к таковому в куломзинской свите, с той лишь разницей, что никель обнаруживает несколько более сильную связь с серой, а не с органическим углеродом.

Показательно, что самые сильные связи между концентрациями ванадия, никеля и органического углерода отмечены в наиболее обогащенных порфиринами отложениях марьяновской свиты.

Приведенные данные позволяют высказать некоторые предположения о процессах, накладывающих в ряде случаев существенный отпечаток на особенности распределения ванадия и никеля в осадочных породах. В мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности сера, как показали работы Н.П. Запивалова, В.Ф. Никонова и других исследователей, практически полностью входит в состав пирита. Последний же, как известно, образуется на стадии диагенеза осадков. Поэтому естественно связывать возникновение в аргиллитах и глинах корреляционных связей ванадия и никеля с серой и органическим углеродом именно с этой стадией литогенеза.

Как известно [14], восстановление сульфатов в иловых водах и образование в осадках сероводорода, а затем и пирита происходит при активном участии гетеротрофных бактерий–десульфаторов, причем интенсивность этого процесса зависит от количества захороненного в осадках органического вещества: при малом содержании органического углерода этот процесс отсутствует, а при значительном – максимально интенсивен.

Обстановка, при которой происходит энергичная редукция сульфатов, благоприятствует, судя по приведенным данным, образованию и ванадиевых порфиринов. Являются ли накопление в осадках ванадиевых порфиринов, редукция сульфатов и пиритообразование единым процессом или это разные процессы, которым способствуют одни и те же условия, – сказать трудно. Точно также нельзя без специальных сравнительно-литологических исследований осадков современных морских и пресноводных водоемов решить вопрос, являются ли порфирины ванадия и никеля новообразованными в диагенезе продуктами определенного типа бактерий или в порфириновых структурах, попавших в осадок в составе органического вещества, и происходит ли замещение железа и магния на ванадий и никель.

Наличие более тесной связи никеля с органическим веществом, нежели с серой, и меньшие, чем у ванадия, вариации в концентрации никелевых порфиринов от толщи к толще показывают, что процесс образования этих порфиринов может протекать в менее жестких условиях, и обстановка, ведущая к редукции сульфатов, не способствует его интенсификации. В частности, представляется, что для образования ванадиевых порфиринов нужен значительно более низкий восстановительный потенциал в осадках в диагенезе, чем для никелевых.

Чтобы эти процессы протекали в сколько-нибудь значительных масштабах, иловые воды должны быть обогащены растворенными в них ванадием и никелем, т. е. при отмеченных условиях геохимическая подвижность этих элементов в диагенезе должна быть достаточно высока. Определенное влияние на поведение ванадия и никеля, вероятно, оказывают также тип бассейна седиментации (морской, пресноводный), характер исходного органического вещества и формы, в которых ванадий и никель поступают в бассейн седиментации из областей размыва. Например, некоторое влияние на интенсивность накопления ванадия и никеля в составе органического вещества верхнеюрских отложений могло оказать следующее обстоятельство. Эти отложения образовались в обстановке достаточно сильного химического выветривания, поэтому ванадий и никель поступали в бассейн седиментации в сорбированном состоянии на тонкодисперсном глинистом материале взвеси гидроокислов железа и с растворами.

Таким образом, в геохимии ванадия и никеля в осадочных породах устанавливается новая, чрезвычайно важная черта: при определенных условиях в диагенезе эти элементы могут приобретать высокую подвижность, перераспределяться в осадках и образовывать, вероятно, при участии бактерий в условиях обогащенности осадков органическим веществом металлоорганические соединения (частично ванадий и никель, возможно, просто сорбируются органическим веществом). Этот процесс, наиболее интенсивно протекающий в восстановительной, а для ванадия в резко восстановительной обстановке, и приводит к появлению положительной корреляционной связи между содержаниями ванадия, никеля, серы и органического углерода в осадках. По форме он подобен накоплению в диагенезе стронция, бария и марганца в известковистых, а железа и марганца в сидеритовых конкрециях. Уместно отметить, что возможная высокая подвижность ванадия и никеля в диагенезе ранее предполагалась Н.М. Страховым [14]. Приведенными материалами это предположение получило экспериментальное, хотя и косвенное подтверждение.

Рассмотрим теперь данные по геохимии ванадия, никеля, железа и других элементов в нефтях. Анализ закономерностей размещения нефти и газа и сравнительное изучение состава нефтей и рассеянного органического вещества в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности показывают [10, 11], что основными нефтепроизводящими толщами в них были отложения юры и неокома в пределах земель, где они захоронялись в восстановительной обстановке и претерпели катагенные преобразования, при которых органическое вещество достигло длиннопламенной стадии. Соответственно, все нефти группируются в три класса: нижне-среднеюрские, генетически связанные с континентальными отложениями тюменской свиты; верхнеюрские и неокомские, генетически связанные с верхнеюрско-неокомскими отложениями. В зонах с максимально напряженным геотермическим режимом, где органическое вещество достигло жирной стадии, нефти первой группы претерпели слабый метаморфизм. Нефти третьей группы подвергались в той или иной степени криптогипергенным изменениям. Нефти второй группы, за редким исключением, вторичных изменений не претерпели. В соответствии с этим данные о составе зол нефтей приведены для каждой группы (см. табл. 2, 3). Оценка корреляционных связей была произведена для юрских нефтей, не затронутых процессами криптогипергенеза, и неокомских, криптогипергенно измененных (табл. 5–8).

Корреляционные связи ванадия с физико-химическими характеристиками и углеводородным составом юрских нефтей Западно-Сибирской низменности

Компонент	n	Коэффициенты корреляции						
		Парные	Частные					
			Ni = const	S = const	ρ = const	Ar = const	См. = const	См. + асф. = const
Ni	23	0,67		0,64	0,55	0,66	0,48	0,43
S	23	0,44	0,38		0,25	0,27	0,10	0,09
ρ	23	0,54	0,38	0,42		0,39	0,41	0,37
Ar	23	0,45	0,43	0,29	0,20		0,24	0,21
См.	16	0,60	0,25	0,50	0,38	0,51		0,30
См. + асф.	16	0,64	0,32	0,56	0,43	0,57	0,31	

Примечание. Здесь и в табл. 6: для $n = 23$ коэффициенты корреляции значимо отличны от 0 при $r \geq 0,44$; для $n = 16$ коэффициенты корреляции значимо отличны от 0 при $r \geq 0,54$.

При рассмотрении этих материалов обращает на себя внимание полная идентичность схемы накопления элементов в золах нефтей и битумоидов. По кларкам концентраций в золах нефтей элементы также группируются в три класса: Al, Si, Ti с низкими, Mn, Fe и Mg со средними (1–5) и V и Ni с очень высокими (200–1500) кларками концентраций.

Для юрских нефтей, в полном соответствии с содержаниями ванадия и никеля и порфиринов в материнских толщах, отмечается большая обогащенность ванадием и никелем верхнеюрских нефтей по сравнению со среднеюрскими. При этом золы верхнеюрских нефтей содержат ванадия примерно столько же, сколько золы хлороформных экстрактов из одновозрастных пород, а никелем золы нефтей существенно обогащены по сравнению с золами хлороформных экстрактов.

Изучение парных корреляционных связей между содержанием в нефтях ванадия, никеля и физико-химическими характеристиками этих нефтей (см. табл. 5, 6) показывает, что связи ванадия с никелем и асфальтово-смолистыми компонентами при элиминировании роли остальных параметров остаются значимыми. Что же касается связи ванадия с серой, то при фиксированном содержании никеля и особенно асфальтово-смолистых веществ соответствующие частные коэффициенты корреляции уменьшаются по абсолютной величине и становятся незначимыми. Связи никеля с характеристиками нефтей аналогичны. Отличие состоит лишь в том, что гипотеза о наличии связи между никелем и серой вообще не может быть

Таблица 6

Корреляционные связи никеля с физико-химическими характеристиками и углеводородным составом юрских нефтей Западно-Сибирской низменности

Компонент	n	Коэффициенты корреляции						
		Парные	Частные					
			V = const	S = const	ρ = const	Ar = const	См. = const	См. + асф. = const
V	23	0,67		0,64	0,55	0,66	0,48	0,43
S	23	0,25	-0,06		0,03	0,18	-0,36	-0,35
ρ	23	0,49	0,21	0,44		0,47	-0,02	-0,09
Ar	23	0,21	-0,14	0,09	-0,11		-0,24	-0,03
См.	16	0,67	0,45	0,72	0,60	0,69		0,11
См. + асф.	16	0,70	0,46	0,73	0,64	0,72	0,26	

**Корреляционные связи ванадия с физико-химическими характеристиками
и углеводородным составом неокомских нефтей Западно-Сибирской низменности**

Компонент	n	Коэффициенты корреляции						
		Парные	Частные					
			Ni = const	S = const	ρ = const	Ar = const	См. = const	См. + асф. = const
Ni	30	0,42		0,62	0,43	0,54	0,49	0,48
S	30	0,63	0,74		0,40	0,52	0,42	0,41
ρ	30	0,56	0,57	0,18		0,44	0,29	0,28
Ar	30	0,41	0,53	0,01	0,18		0,25	0,26
См.	27	0,51	0,57	0,04	0,20	0,40		0,04
См. + асф.	27	0,53	0,57	0,08	0,20	0,42	0,13	

Примечание. Здесь и в табл. 8: для $n = 300$ коэффициенты корреляции значимо отличны от 0 при $r \geq 0,38$; для $n = 27$ коэффициенты корреляции значимо отличны от 0 при $r \geq 0,40$.

принята, а при постоянном значении концентрации асфальтово-смолистых веществ частный коэффициент корреляции между ними, оставаясь по абсолютной величине не отличимым значимо от нуля, принимает отрицательные значения.

Состав зол неокомских нефтей существенно иной. Прежде всего золы этих нефтей содержат в аномально высоких количествах никель, еще в больших – ванадий по сравнению с золами не только неокомских, но и верхнеюрских битумоидов (см. табл. 1–3).

Эти нефти отличаются и по характеру корреляционных связей (см. табл. 7, 8). У ванадия резко усиливается положительная связь с серой, а с асфальтенами, смолами и особенно никелем ослабевает. Если в юрских нефтях фиксация никеля делала частные коэффициенты корреляции ванадия с остальными параметрами не отличимыми значимо от нуля, то в неокомских элиминирование роли никеля практически не сказывается на частных коэффициентах корреляции, а связь ванадия с серой даже усиливается. В юрских нефтях анализ частных коэффициентов корреляции показывает, что ванадий сильнее связан с асфальтово-смолистыми веществами, чем с серой. В неокомских нефтях картина обратная: при постоянном содержании серы коэффициент корреляции между содержаниями ванадия асфальтово-смолистых веществ значимо не отличим от нуля, а при фиксации содержания асфальтово-смолистых компонентов связь с серой, хотя и ослабевает, но остается значимой.

Таблица 8

**Корреляционные связи никеля с физико-химическими характеристиками
и углеводородным составом неокомских нефтей Западно-Сибирской низменности**

Компонент	n	Коэффициенты корреляции						
		Парные	Частные					
			V = const	S = const	ρ = const	Ar = const	См. = const	См. + асф. = const
V	30	0,42		0,62	0,43	0,54	0,49	0,48
S	30	-0,1	-0,52		-0,26	0,00	-0,18	-0,20
ρ	30	0,10	-0,02	0,26		0,22	0,16	0,14
Ar	30	-0,17	-0,40	-0,13	-0,25		-0,19	-0,19
См.	27	0,00	-0,28	0,15	-0,11	0,08		-0,05
См. + асф.	27	0,01	-0,27	0,16	-0,10	0,10	0,05	

Еще более своеобразны связи никеля. Оценка парных коэффициентов корреляции между содержанием никеля и физико-химическими характеристиками нефтей показала, что имеет место положительная связь между ванадием и никелем, причем она усиливается при элиминировании содержания ароматических углеводов в дистилляте и особенно серы. Кроме того, устанавливаются сильные отрицательные связи между содержаниями никеля и серы, а также никеля и ароматических углеводов при фиксировании содержания ванадия.

При анализе причин, обусловивших все эти особенности распределения ванадия и никеля в юрских и неокомских нефтях, естественно полагать, что ванадий, никель и их металлоорганические соединения могут попадать в нефть при формировании залежи, эмигрируя из материнских пород вместе с миграционно-способной частью битумоидов. В пользу этого предположения свидетельствует тот факт, что верхнеюрские нефти и битумоиды из их материнских пород обогащены ванадием, никелем и порфиринами, по сравнению с ниже-среднеюрскими нефтями и автохтонными битумоидами из соответствующих отложений. Обогащенность никелем зол верхнеюрских нефтей по сравнению с золами битумоидов следует, вероятно, связывать с большей подвижностью никелевых порфиринов по сравнению с ванадиевыми в процессе первичной миграции. Подобное предположение уже высказывалось ранее [10]. Оно подтверждается опытами моделирования процессов первичной миграции, проведенными С.Н. Белецкой [1]. Этим же объясняется сильная корреляционная связь между содержаниями в нефтях ванадия, никеля и асфальтово-смолистых веществ: ванадиевые и никелевые порфирины извлекаются из пород в наибольших количествах в условиях, максимально благоприятствующих эмиграции асфальтово-смолистых веществ.

Однако только эмиграцией из нефтематеринских пород и аккумуляцией в залежи вместе с другими компонентами нефти нельзя объяснить чрезвычайно высокое содержание металлоорганических соединений в неокомских нефтях. Порфирины по миграционной способности ближе к асфальтово-смолистым соединениям, чем к углеводородам. Поэтому концентрироваться в нефтях в количествах, больших, чем в битумоидах, они не могут. Этим исключается возможность их эмиграции в количествах, характерных для неокомских нефтей, из отложений куломзинской и тарской свит. Если же основным источником неокомских нефтей были богатые битумоидами верхнеюрско-нижневаланжинские отложения, то и тогда при формировании залежей неокомские нефти должны были содержать порфирины в количествах, меньших, чем верхнеюрские: где коллектор непосредственно подстилает богатые порфиринами нефтепроизводящие аргиллиты, а в песчаные пласты тарской и вартовской свит нефть должна была мигрировать по зонам трещиноватости и разломам преимущественно через глинистые породы куломзинской свиты. Понятно, что во втором случае в путях миграции должно было сорбироваться на породах больше порфиринов, чем в первом. Все это доказывает, что существующая картина распределения порфиринов в нефтях различного типа не может быть объяснена без представления о возможности их новообразования в зоне криптогипергенеза.

Вторичное накопление в нефтях ванадия тесно связано, как показала О.А. Радченко, с увеличением их сернистости. Что же касается никеля, то его геохимическая история в нефтях зоны криптогипергенеза сложнее, чем это предполагала О.А. Радченко [12, 13]: комплекс условий, ведущих к образованию ванадиевых порфиринов, благоприятствует накоплению никеля в нефтях ($r_{\text{VNi}, \text{S}} > r_{\text{VNi}} > 0$), а комплекс условий (или часть из них), способствующих увеличению сернистости в нефти, тормозит этот процесс ($r_{\text{NiS}, \text{V}} < 0$). Этим объясняется большая по сравнению с верхнеюрскими обогащенность неокомских нефтей ванадием, чем никелем. Эти же процессы ослабляют связь ванадия и полностью разрушают связь никеля с асфальтово-смолистыми соединениями.

Как сернистость, так и порфиринизация нефтей протекает, вероятно, при активном участии анаэробных бактерий. В пользу последнего косвенно свидетельствует тот факт, что характер связей ванадия и никеля с серой в неокомских нефтях сходен с таковым в осадочных породах, для которых участие бактерий в процессах диагенеза вообще и в редукции серы, и в пиритообразовании, в частности, является твердо установленным.

Таким образом, как показывает анализ материалов по геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях Западно-Сибирской низменности, действительный механизм накопления этих элементов в нефтях значительно сложнее, чем это предполагалось в гипотезах А.П. Виноградова [3] и его последователей, и близок к схеме, развитой О.А. Радченко [12]. В одних случаях основная масса ванадия и никеля действительно унаследована от материнского органического вещества, в других – большая часть ванадия и никеля накапливается в нефтях вторично. Комплексное рассмотрение поведения ванадия и никеля в осадочных породах, битумоидах и нефтях и применение при обработке данных аппарата математической статистики позволяют, как показано выше, более обоснованно решать вопрос о физико-химической и биохимической природе этих процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Белецкая С.Н.* Моделирование процесса первичной миграции нефти в однофазовом газовом состоянии // Тр. ВНИГРИ. Вып. 227. Л.: Недра, 1964. С. 57–63.
2. *Берман Е.Л.* Спектрографическое определение никеля и ванадия с одновременным определением породообразующих элементов в золах нефтей и битумов // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 32, ч. II. Новосибирск, 1964. С. 69–71.
3. *Виноградов А.П.* О происхождении ванадия в нефтях и твердых битумах // Академику В.И. Вернадскому к 50-летию научной и педагогической деятельности. Т. 1. М.: Изд-во АН СССР, 1936. С. 145–168.
4. *Деменкова П.Я.* К вопросу о связи ванадия и никеля с нефтями девонских отложений Волго-Уральской области // Тр. ВНИГРИ. Вып. 82. Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 182–198.
5. *Деменкова П.Я., Курбатская А.П.* Взаимоотношения количественных содержаний смол, асфальтенов, ванадия и никеля в некоторых нефтях и твердых битумах нефтяного ряда // Тр. ВНИГРИ. Вып. 83. Л.: Гостоптехиздат, 1956. С. 355–364.
6. *Дуин-Барковский И.В., Смирнов П.В.* Теория вероятностей и математическая статистика в технике (общая часть). М.: Гостехиздат, 1955.
7. *Катченков С.М.* К вопросу о накоплении зольных элементов в нефтях // Тр. ВНИГРИ. Вып. 83. Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 374–400.
8. *Копторович А.Э.* Химический состав осадочных пород Западно-Сибирской плиты // Докл. АН СССР. 1965. Т. 163, № 4. С. 984–987.
9. *Копторович А.Э., Мишина Л.Д., Антаков Р.М.* К применению метода введения проб в электрический разряд воздушной струей при количественном спектральном анализе // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 14. Л.: Гостоптехиздат, 1961. С. 142–148.
10. *Копторович А.Э., Стасова О.Ф.* К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1964. № 2. С. 13–24.
11. *Копторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И. и др.* Геохимия юрских и нижнемиловых отложений Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1971. 251 с.
12. *Радченко О.А.* Вопросы геохимии порфиринов нефтей // Докл. АН СССР. 1960. Т. 134, № 3. С. 684–687.
13. *Радченко О.А., Шешина Л.С.* К вопросу о геохимии порфиринов нефтей // Тр. ВНИГРИ. Вып. 83. Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 274–331.
14. *Страхов Н.М.* Основы теории литогенеза. В 2-х т. М.: Изд-во АН СССР, 1960. Т. 1. 212 с.; Т. 2. 576 с.
15. *Хальд А.* Математическая статистика с техническими приложениями. М.: ИЛ, 1956.



НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕНЕЗИСА И ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НИЗМЕННОСТИ¹

Сравнительное изучение геохимии рассеянного органического вещества, в первую очередь рассеянных углеводородов, и нефтей является одним из важнейших направлений в познании закономерностей размещения и условий формирования залежей нефти и газа в отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты².

Такое сравнительное исследование будет иметь не только региональное – западно-сибирское, но и общее – теоретическое – значение, так как позволит уточнить на примере одной из крупнейших в СССР нефтегазоносных провинций многие спорные и неясные моменты гипотезы об органическом генезисе нефти и послужит основой для разработки научно обоснованных объемно-генетических методов подсчета прогнозных запасов.

По современным представлениям углеводороды, рассеянные в осадочных породах, возникают на всех стадиях геохимической истории органического вещества: одна их часть унаследована от захоронявшегося органического вещества, другая – образуется биохимически на стадии диагенеза, третья, по нашему мнению, – основная – является продуктом катагенных преобразований органического вещества. По вопросу о химизме процессов преобразования органического вещества в катагенезе единого мнения нет. Разработана, хотя и не является общепризнанной, точка зрения П.Ф. Андреева [1] и А.Ф. Добрянского [6]. Они полагают, что эти процессы сводятся к внутримолекулярному сопряженному окислению и восстановлению и отражают общую тенденцию химических процессов к снижению уровня свободной энергии в соответствии с возникающими при погружении осадочной толщи новыми термодинамическими условиями. Такие процессы происходят в направлении концентрирования кислорода, азота, серы и водорода около отдельных участков органической молекулы. Одни углеродные атомы при этом окисляются до карбоксильной группы, около других концентрируется водород с образованием углеводородных структур. При дальнейшем развитии процесса перегруженные гетероатомами участки становятся нестойкими и молекула распадается, выделяя углекислоту, воду, сероводород, аммиак, углеводороды, в том числе углеводородные газы. Избыток углеродных атомов концентрируется в постепенно карбонизирующихся твердых остатках, рассеянных в толще осадочных пород.

При обобщении материалов по метаморфизму рассеянного органического вещества и углей Западно-Сибирской низменности мы воспользовались классификацией, предложенной В.А. Успенским и др. [18]. Преимущество ее состоит в

¹ См.: Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1967. С. 91–108.

² В аналитических исследованиях принимали участие Л.И. Богородская, М.М. Колганова, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, О.Ф. Стасова.

том, что в ней учтены не только, как это обычно делается, гумусовые разности органического вещества, но и сапропелевые. В условиях Западно-Сибирской низменности спектр различных генетических групп органического вещества очень разнообразен, и классификации, не учитывающие подобной полифациальности, использованы быть не могли. В качестве основного параметра для определения стадий метаморфизма мы использовали элементарный состав горючей массы рассеянного органического вещества и углей. Для этого на треугольнике с координатами $C-H-(N+S+O)$ были нанесены линии изменения состава различных типов органического вещества по мере его метаморфизма.

Работами по метаморфизму органического вещества, выполненными для ряда угленосных бассейнов, установлено, что степень углефикации изменяется как по разрезу, так и по площади. Для Западно-Сибирской низменности характерна аналогичная картина. Повсеместно наблюдается увеличение метаморфизма органического вещества с глубиной.

Так, в центральной части низменности в зоне Нижневартовского и Парабельского сводов, Александровского и Средневазюганского валов метаморфизм органического вещества достигает длиннопламенной стадии на глубине 1500 м, газовой – на глубине 2100–2200 м и паровично-жирной – на глубине 2900–2950 м. В периферических частях низменности при тех же глубинах залегания пород метаморфизм органического вещества значительно ниже. В частности, в разрезе Туруханской опорной скважины органическое вещество и угли на бурогольной стадии наблюдаются до глубины 1700–1900 м, длиннопламенной – до 2700 м.

В региональном плаие степень метаморфизма органического вещества увеличивается от периферических частей Западно-Сибирской низменности к ее центру. В отложениях тюменской свиты и ее возрастных аналогов, вблизи восточных обрамлений, органическое вещество находится на бурогольной стадии метаморфизма. К центру низменности стадия метаморфизма сменяется длиннопламенной, затем газовой и, наконец, паровично-жирной. Такая же тенденция прослеживается от западных обрамлений на восток с той лишь разницей, что при одинаковой удаленности от обрамлений и даже меньшей, чем на востоке, глубине залегания отложений метаморфизм органического вещества здесь выше и не опускается ниже длиннопламенной стадии.

В вышележащих отложениях верхней юры и нижнего валанжина (марьяновская свита), а также нижнего мела (тарская и куломзинская свиты, киялинский горизонт) сохраняется та же схема изменения стадий метаморфизма органического вещества на площади, однако степень метаморфизма соответственно понижается.

Метаморфизм органического вещества сказывается буквально на всех характеристиках, отражающих его состав и структуру. Наши данные (рис. 1) подтверждают вывод В.Ф. Никонова [14] об увеличении битуминозности органического вещества вниз по разрезу, полученный им на основании обобщения данных люминесцентно-битуминологических анализов. Эта закономерность прослеживается и в песчаных, и в глинистых породах и выполняется как для хлороформенного, так и для суммы хлороформенного и спиртобензольного экстрактов. В нижней части разреза (тюменская и марьяновская свиты) на долю битумоидов приходится 8–10,5 % органического вещества в аргиллитах и 12,5–14,5 % в песчаниках, а в верхней части разреза (кузнецовская, березовская, ганькинская свиты) – всего 2–3 %. В том же направлении (вниз по разрезу) происходит изменение структуры битумоидных компонентов, при этом роль хлороформенного экстракта в составе битумоида возрастает от 24 % в песчаниках и 21–22 % в глинах до 40 и 73–67 % соответственно (см. рис. 1)¹.

¹ Причины аномально высокого содержания хлороформенного экстракта в песчаниках тарской свиты будут рассмотрены ниже.

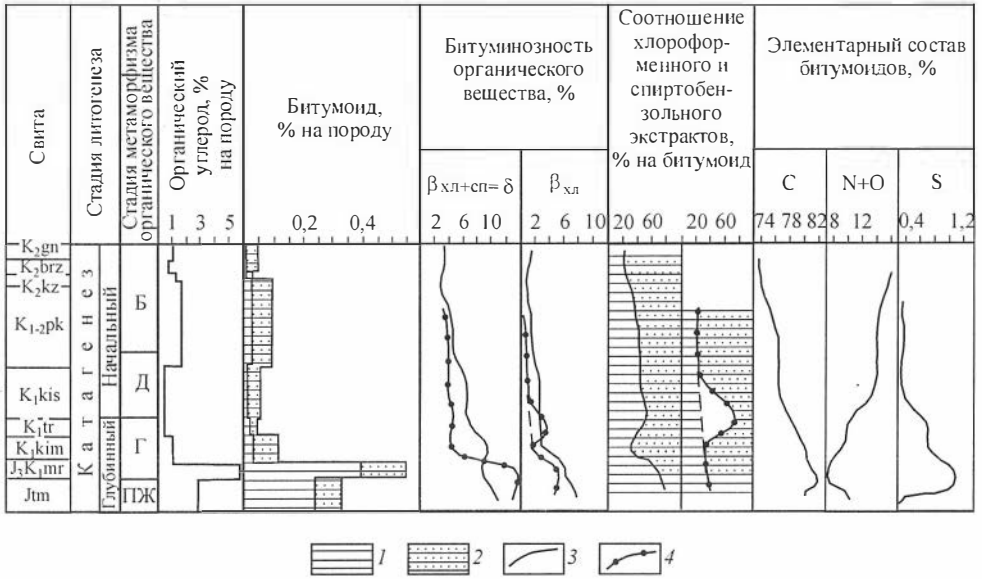


Рис. 1. Схема изменения состава рассеянного органического вещества по разрезу осадочного чехла Западно-Сибирской плиты.

Экстракт: 1 – хлороформенный, 2 – спиртобензольный; 3 – глины и аргиллиты; 4 – пески и песчаники.

Изменяется и хлороформенный экстракт: вниз по разрезу в его составе увеличиваются содержания углерода (от 73 до 82 %) и уменьшаются кислорода и азота (N + O от 16 до 6,7 %).

В отличие от азота и кислорода содержание серы в битумоидах с глубиной не падает. Анализ показал, что содержание серы в битумоидах определяется фациальной обстановкой захоронения органического вещества. В морских отложениях с повышенным содержанием серы в породах резко возрастает ее содержание и в составе битумоидов. В частности, в битумоидах марьяновской свиты ее концентрация равна 1,1 %. В пресноводных отложениях содержание серы не превышает 0,5 %.

Непостоянен состав сингенетичных битумоидов и на площади (рис. 2). В отложениях тюменской свиты содержание гетероэлементов (N + S + O) в хлороформенных экстрактах из пород уменьшается от 15–18 % в периферических частях низменности до 4–7 % на большей части Обь-Иртышского междуречья. То же самое характерно и для отложений марьяновской и куломзинской свит. Значительное количество групповых анализов хлороформенных экстрактов из отложений марьяновской свиты позволило построить схему распределения битумоидов с различной концентрацией масел (см. рис. 2). Содержание масел увеличивается от 30–40 % в периферических частях низменности до 60–70 % в центральной ее части.

На фоне общей закономерности резко выделяется аномальный состав битумоидов в районе широтного колена р. Оби. В этой зоне количество гетероэлементов в составе хлороформенного экстракта вновь возрастает, а содержание масел уменьшается. Аналогичны изменения на площади и содержания серы в битумоидах.

Представляется, что увеличение восстановленности битумоидов, возрастание содержания в них масел и углеводородов по направлению к центральным, устойчиво погружавшимся впадинам низменности объясняется как увеличением роли сапропелевых разностей в составе органического вещества, так и главным

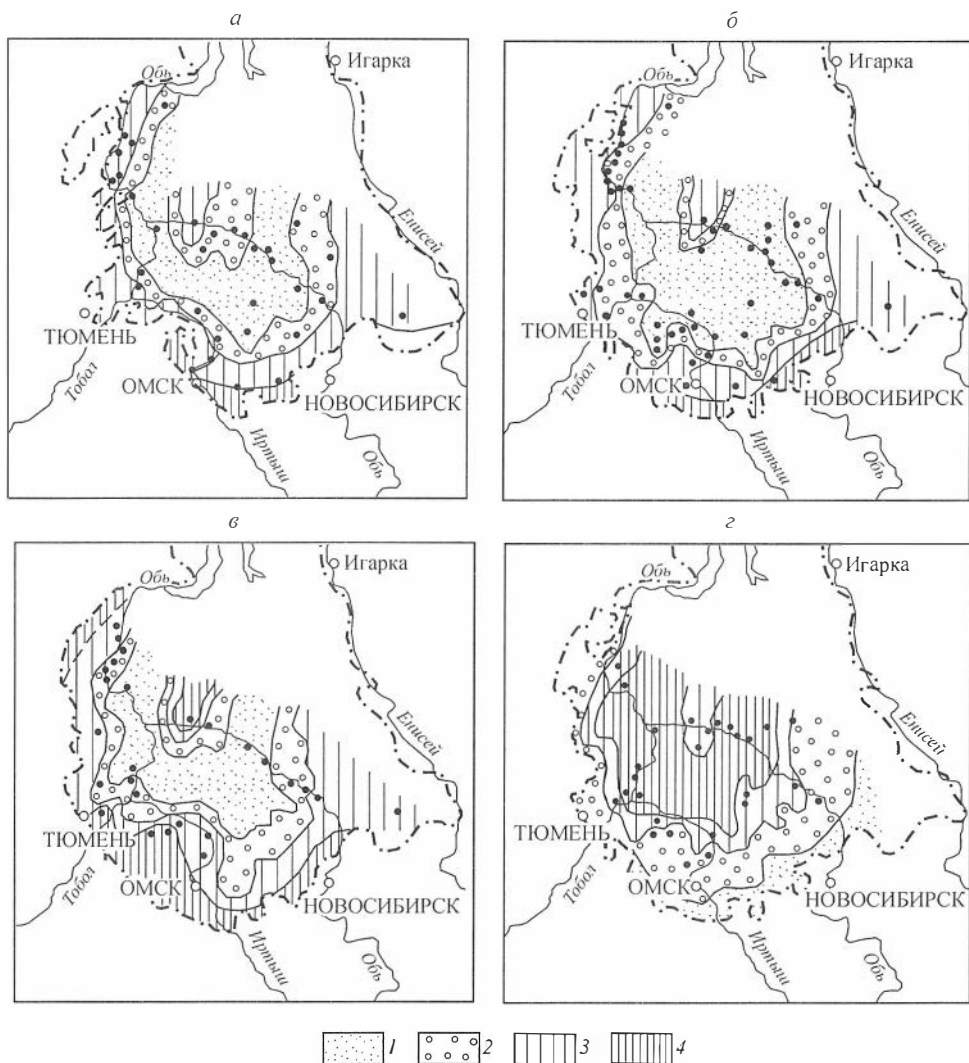


Рис. 2. Схема содержания в хлороформных экстрактах гетероэлементов (N + S + O) в отложениях:

а – нижней и средней юры; б – верхней юры; в – нижнего и среднего валанжина и масел; г – верхней юры.

Содержание гетероэлементов: 1 – 4–7; 2 – 7–10; 3 – 10–15; 4 – >15%. Для масел: 1 – <40; 2 – 40–50; 3 – 50–60; 4 – >60%.

образом большим его метаморфизмом. Решающая роль метаморфизма особенно наглядна на примере верхнеюрских отложений, в которых органическое вещество на большей части территории низменности, находившейся в зоне морской седиментации, представлено почти исключительно сапропелевыми разностями.

К сожалению, углеводороды, рассеянные в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты, изучены пока менее обстоятельно. Сторонники неорганического происхождения нефти обычно утверждают, что в ходе преобразования органического вещества углеводороды, особенно свойственные низкокипящим фракциям нефтей, не образуются. Корректное по методике эксперимента опровержение подобных утверждений является совершенно необходимым для дока-

зательства нефтепроизводящих способностей органического вещества. В этой связи по специально разработанной методике [10], позволяющей экстрагировать и исследовать все фракции битумоидов с температурами кипения от 90–100 °С и выше, были изучены 10 больших проб аргиллитов, отобранных на Нижнемысовской, Нижневартовской, Мегйонской, Назинской, Парабельской, Пудинской, Большереченской, Саргатской и Омской площадях из отложений тюменской и марьяновской свит. Сущность метода состоит в следующем. Пробы аргиллитов от 2 до 5 кг подвергали последовательной экстракции фракцией петролейного эфира, вскипающей до 45–50 °С, и затем хлороформом. Растворители осторожно отгоняли, а оставшийся битумоид разгоняли на фракции в специально изготовленной небольших размеров колбе Клайзена. Фракции характеризовались основными физико-химическими параметрами, изучались методами хроматографии, методом n - ρ - M , ультрафиолетовой и инфракрасной спектрометрии и др. Поскольку экстракция осуществлялась при комнатной температуре, то ни о каком новообразовании углеводородов за счет разрушения керогена не может идти и речи.

Во всех исследованных пробах установлено наличие в составе битумоидов фракций, кипящих в интервале от 75–100 °С и выше. К настоящему времени более детально изучены пробы из отложений тюменской свиты Парабельской площади и две пробы из отложений баженовской пачки марьяновской свиты Мегйонской и Саргатской площадей.

Битумоид из отложений тюменской свиты содержит фракции, кипящие от 127 °С и выше, их плотность изменяется от 0,77 г/см³ во фракции, кипящей при 150 °С, до 0,91 г/см³ во фракции, кипящей в интервале от 350 до 400 °С.

Судя по данным структурно-группового анализа, в составе всех фракций дистиллята преобладают парафиновые структуры. В них содержится от 42 до 62 % углерода от общего количества во фракции, на долю углерода в составе нефтяных структур приходится от 28 до 39 %. Меньше всего в дистилляте ароматических структур ($C_a = 10$ –19 %).

Преобладание метаново-нафтеновых углеводородов над ароматическими в этом битумоиде подтверждается также данными хроматографических анализов. Во фракции, кипящей при температуре 127–150 °С, ароматические углеводороды составляют 13,6 %, а во фракции, кипящей при температуре 350–400 °С, – 38,6 %. Количество циклических структур, в частности ароматических, возрастает от низших фракций к высшим.

Фракции этого битумоида изучались также методами инфракрасной спектрофотометрии. Наличие в спектре всех фракций полос поглощения с максимумами в областях 720–730 и 780 см⁻¹ указывает на присутствие в них углеводородов с длинными парафиновыми цепями. Полосы 848–890 см⁻¹ позволяют предполагать, что в ряде фракций имеются углеводороды, содержащие циклогексановые кольца. Надо, однако, иметь в виду, что эти полосы в спектре не являются однозначным доказательством присутствия нафтеновых структур. Ароматические углеводороды идентифицируются во всех фракциях по полосе 1620 см⁻¹. Полосы 745 и 1040 см⁻¹, приписываемые обычно бициклоароматическим соединениям типа нафталинового кольца с заместителем, также имеются во всех спектрах. Интенсивность этих полос несколько возрастает к высшим фракциям. С.Н. Бхатачария (Bhattacharia) предложил использовать для характеристики углеводородного состава нефти отношение A площадей полос поглощения 1620 и 720 см⁻¹, которое Е.А. Глебовская называет коэффициентом ароматизированности.

В описываемом битумоиде коэффициент ароматизированности изменяется от 0,79 до 1,58 с возрастанием температуры кипения фракций: низкие значения A указывают на преобладание в составе фракций парафиновых структур, а возраст-

тание этого коэффициента к высшим фракциям – на некоторую их ароматизацию, что хорошо согласуется с данными анализов по методу $n-p-M$.

Помимо углеводородных структур во фракциях, кипящих при температуре выше 250 °С, по наличию полос поглощения 1720 и 1740 см^{-1} устанавливается присутствие соединений, содержащих связи типа $\text{C}=\text{O}$.

Битумоиды из отложений марьяновской свиты отличаются от только что рассмотренных большей плотностью отдельных фракций, меньшей ролью парафиновых структур в составе углеводородов.

Мегионский битумоид содержит фракции, кипящие от 150 °С и выше, их плотность изменяется от 0,88 до 0,93 $\text{г}/\text{см}^3$, а структурные индексы остаются примерно постоянными. Роль парафиновых структур во всех фракциях значительно меньше, чем в парабельском битумоиде. На долю углерода в их составе приходится от 39 до 43 % от его содержания во фракциях. Роль нафтеновых структур убывает (C_n изменяется от 49 до 15 %), а ароматических возрастает (C_a увеличивается от 12 до 32 %) с температурой кипения фракции. По спектрам поглощения в инфракрасной области фракции мегионского битумоида качественно очень сходны с парабельским. В нем также устанавливается наличие углеводородов с длинными парафиновыми цепями, ароматических, в том числе бициклических, структур и соединений, содержащих связи $\text{C}=\text{O}$. Обращают на себя внимание несколько более высокие значения коэффициента ароматизированности (до 2,1) в этом битумоиде.

В составе саргатского битумоида роль циклических структур, и ароматических углеводородов в особенности, еще больше. Плотность его фракций изменяется от 0,85 до 0,96 $\text{г}/\text{см}^3$, а доля углерода в составе ароматических структур возрастает от низших фракций дистиллята к высшим (от 18 до 29 % от общего содержания его во фракции).

По данным хроматографических анализов, количество ароматических углеводородов возрастает от 25 до 64 % соответственно. Если в парабельском битумоиде во фракции, кипящей в интервале 350–400 °С, содержится 0,6 колец на молекулу, то в саргатском – 0,5 колец на молекулу приходится на фракцию в интервале 120–150 °С, в высших фракциях их количество возрастает до 2,3.

Фракции саргатского битумоида характеризуются высокой ароматизированностью по данным инфракрасной спектрофотометрии. Коэффициент ароматизированности в них колеблется, как правило, между 2 и 3. Качественно инфракрасные спектры саргатского битумоида очень сходны с описанными выше.

В ряде больших проб из отложений марьяновской свиты, изученных в последнее время, в бензиновых фракциях выполнена идентификация простейших ароматических углеводородов методом ультрафиолетовой спектрофотометрии. В них установлено наличие бензола, метаксилола, а в отдельных пробах, кроме того, парахилола и этилбензола. Эти же ароматические углеводороды, судя по данным предварительных исследований, присутствуют в нефтях локосовской и барабинской пачек.

Углеводородный состав масляных фракций битумоидов изучен более подробно¹. В отложениях тюменской свиты хроматографически проанализировано семь видов масел, хлороформенные экстракты которых отобраны из образцов на Нарыкарской, Шеркалинской, Нижневартовской, Сургутской, Фроловской и других площадях. Содержание углеводородов на хлороформенный экстракт составляет в них от 15 до 38 %, в среднем – 29,1 %, причем с глубиной содержание углеводородов возрастает. Групповой состав углеводородов битумоидов изменяется в широких пределах, за счет чего величина отношения $(\text{Me} + \text{Nn})/\text{Ar}$

¹ При описании углеводородного состава масел, помимо материалов СНИИГиМСа, использованы также данные, полученные В.В. Иванцовой.

варьирует от 0,9 до 10. Содержание твердых углеводов также непостоянно и составляет от 7,5 до 22 % от суммы углеводов масляной фракции битумоидов, среднее – 11,7 %. В ряде образцов изучались инфракрасные спектры масел либо сам битумоид. Исследование спектра масел из аргиллитов Чуэльской скв. 6-Р (инт. 1949–1953 м) показало, что в нем присутствуют углеводороды с длинными парафиновыми цепями, ароматические углеводороды и кислородные соединения, содержащие связь типа $>C=O$. В составе хлороформенного экстракта из аргиллитов Большереченской скв. 3-Р (инт. 2900–3175 м) установлено значительное количество кислородных соединений, ароматических структур как полиядерных, так и бензольного ряда и длинных парафиновых цепей.

Значительно больше данных имеется о распределении углеводов в отложениях марьяновской свиты и ее фациальных аналогов. Содержание углеводов в хлороформенном экстракте изменяется от 23 до 48 %, среднее содержание – 32,8 %. Как и в ниже-среднеюрских отложениях, соотношение между метаново-нафтеновыми и ароматическими углеводородами колеблется от 1 до 20. Из 17 проанализированных образцов в 14 содержание твердых углеводов не превышает 3–4 % и лишь в трех оно выше 6 %. Среднее содержание твердых углеводов 4,1 %.

Инфракрасные спектры масел изучены в 15 образцах. Во всех образцах установлено наличие кислородных соединений, ароматических структур и длинных парафиновых цепей. При сравнении инфракрасных спектров отдельных образцов друг с другом отмечено устойчивое соотношение между интенсивностями полос поглощения парафиновых и ароматических структур. Лишь в единичных образцах наблюдается увеличение роли парафиновых структур.

Углеводороды из отложений более молодых, чем верхнеюрско-нижневаланжинские, практически не изучались. Имеющие единичные хроматографические анализы масел и их инфракрасные спектры не позволяют установить какие-либо принципиальные отличия в их составе по сравнению с более древними битумоидами. Можно отметить лишь дальнейшее уменьшение в их составе по сравнению с рассеянными углеводородами из верхнеюрских отложений содержания твердых углеводов (2,7 %).

Попытка изучить детально углеводороды из отложений куломзинской свиты (Саргатская площадь), подобно тому как это было сделано для тюменской и марьяновской свит, оказалась менее удачной. Выделенного количества битумоида было недостаточно для детальных исследований. Удалось лишь снять инфракрасные спектры петролейно-эфирного и хлороформенного экстрактов. Количественно они аналогичны рассмотренным выше, т. е. подтверждают наличие в составе битумоидов широкого спектра углеводородных соединений.

Характеристика углеводородных компонентов рассеянного органического вещества будет, однако, неполной без рассмотрения результатов изучения сорбированных углеводородных газов в породах. Исследования в этом направлении были начаты во ВНИГРИ Н.П. Трещиной и успешно продолжены в последние годы Е.А. Рогозиной [15], которой удалось показать, что сингенетичные газы, сорбированные породами юрского возраста, содержат в значительных количествах (до 300 мл на 1 кг породы) те же компоненты, что и газы нефтяных месторождений. Ею установлено, что органическое вещество, представленное преимущественно сапропелевыми разностями, генерирует более жирные газы, чем гумусовое органическое вещество. В образцах с одинаковым типом органического вещества возрастает количество тяжелых углеводородов в составе газовой фазы с ростом метаморфизма органического вещества. Аналогичную зависимость в изменении состава углеводородов с глубиной установил В.Ф. Никонов [14] для газов, растворенных в водах.

Таким образом, в составе рассеянного органического вещества в отложениях юры и нижнего мела Западно-Сибирской плиты присутствует комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти, от газообразных до кипящих при температурах 450–500 °С.

Ряд исследователей (В.А. Успенский и др. [18]) считают, что рассеянные углеводороды нефтематеринских пород сложены в преобладающей части нефтеново-метановыми структурами и содержат по сравнению с основной массой нефтей значительное количество твердых углеводородов. Проведенные исследования не подтверждают этого вывода.

По нашим данным, фракции битумоидов, как правило, более ароматизированы по сравнению с нефтяными. Так, коэффициент ароматизированности для фракции, кипящей при 250–300 °С, равен в битумоидах: в мегионском – 2,1, парабельском – 1,43, саргатском – 2,32, а в нефтях Мегионской скв. 1-Р: инт. 2444–2456 м – 0,62, инт. 2352–2353 м – 0,56, инт. 2175–2178 м – 0,52; Каменской скв. 13-Р, инт. 1416–2453 м – 0,37; Моисеевской скв. 2-Р, инт. 2576–2582 м – 0,47; Средне-васюганской скв. 2-Р, инт. 2045–2047 м – 0,63; Елизаровской скв. 25-Р, инт. 2459–2496 м – 0,60.

Большая ароматизированность фракций битумоидов доказана и другими методами. Большая, чем у нефтей, парафинистость битумоидов нами не подтверждена.

Важной чертой геохимии битумоидов и рассеянных углеводородов, в частности, является закономерное их изменение по разрезу. Основная тенденция в изменении битумоидов по мере нарастания метаморфизма органического вещества состоит в увеличении их роли в составе рассеянного органического вещества, в возрастании содержания хлороформенного экстракта в битумоиде и, наконец, в потере битумоидами и хлороформенным экстрактом и особенно гетероэлементов (N + S + O) и в накоплении за их счет в его составе углерода. Для рассеянных углеводородов характерно возрастание в их масляной фракции концентрации парафинов, увеличение роли тяжелых углеводородов в составе газовой фазы. Имеющиеся материалы по изучению больших проб позволяют считать (пока в предварительном виде), что с метаморфизмом органического вещества одновременно возрастает роль алифатических структур в составе рассеянных углеводородов.

После всего сказанного, естественно, возникает вопрос: каков количественный баланс рассеянных углеводородов в осадочных породах и могли ли они обеспечить те громадные запасы нефти и газа, которые содержат отложения осадочного чехла Западно-Сибирской плиты?

В настоящее время такая оценка может быть выполнена. Выше приведены сведения о содержании углеводородов в масляной фракции битумоидов.

Оценивая на основании этих данных среднее содержание углеводородов в той или иной осадочной толще, правильнее всего, на наш взгляд, исходить из их концентрации в процентах на хлороформенный экстракт. При этом малый объем выборки меньше всего скажется на оценке среднего содержания, так как дисперсия содержаний углеводородов в хлороформенном экстракте независимо от концентрации органического вещества, из которого он получен, невелика. Если же воспользоваться непосредственно средним содержанием углеводородов на породе, по данным выборки, то результат окажется завышенным, так как для подобных исследований берут образцы с повышенными содержаниями органического углерода и, как следствие, битумоидов и углеводородов.

При оценке среднего содержания углеводородов в породах неокома условно принято, что на долю углеводородов приходится 20 % от хлороформенного экстракта (против 30 %, по данным анализов в юрских отложениях). Подсчеты пока-

Таблица 1

**Расчет количества рассеянных углеводородов (с температурой кипения выше 250 °С)
в осадочных породах юры и неокома**

Характеристика органического вещества		$J_{1,2}-J_{3cl}$	J_3-K_{Iv}	K_{Iv}	K_{Ih-b}
Объем отложений, м ³		$7,7 \cdot 10^{14}$	$2,96 \cdot 10^{14}$	$6,4 \cdot 10^{14}$	$4,0 \cdot 10^{14}$
Среднее содержание хлороформенного экстракта, % на породу		0,15	0,38	0,027	0,01
Содержание углеводородов	% на хлороформенный экстракт	29,0	33,0	20,0	20,0
	% на породу	0,05	0,13	0,005	0,002
Содержание углеводородов в осадочной толще, т		$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^{12}$	$3,5 \cdot 10^{10}$	$2 \cdot 10^{10}$

зывают (табл. 1), что в тюменской и марьяновской свитах содержится около 1 трлн т углеводородов, соответствующих высшим фракциям нефтей, в отложениях куломзинской и тарской свит – 75 млрд т, в отложениях вартовской и леушинской свит – 20 млрд т.

Подобным же образом можно оценить содержание в этих осадочных толщах сорбированных углеводородных газов. Принимая для отложений марьяновской и тюменской свит содержание сорбированных углеводородов равным 5 и 3 мл на 100 г породы соответственно, что близко к экспериментально замеренным Е.А. Рогозиной величинам [13], а для отложений куломзинской, тарской, вартовской и леушинской свит 0,1 мл на 100 г породы (табл. 2), мы получили, что в этих отложениях находится в сорбированном состоянии $10,4 \cdot 10^{13}$ м³ углеводородных газов.

Подсчеты количества углеводородов, содержащихся в той или иной осадочной толще, разумеется, еще не доказывают ее нефтепроизводящих способностей. Условием, достаточным для отнесения осадочной толщи в ряд нефтепроизводящих, является, как отмечал С.Г. Неручев [12], доказательство того, что в ней произошли (или в настоящее время происходят) процессы эмиграции углеводородов и других компонентов, свойственных нефти, из нефтематеринских пород. Представляется, что для углеводородных газов существуют прямые пути доказательства их эмиграции из газопроизводящих пород.

Известно, что процесс метаморфизма органического вещества сопровождается выделением так называемых летучих углефикаций, в состав которых входят углекислота, метан и другие газообразные углеводороды, сероводород, аммиак и вода. Количество летучих углефикаций, потерянных органическим веществом при достижении им определенной стадии метаморфизма, можно рассчитать, зная выход летучих. Пусть в некоторый начальный момент органическое вещество имеет массу M_0 и выход летучих на его горючую массу V_0 . Пусть далее в момент времени t_1 масса органического вещества стала M_1 и выход летучих уменьшился до V_1 . Обо-

Таблица 2

**Расчет количества углеводородных газов,
сорбированных в осадочных породах юры и неокома**

Характеристика углеводородных газов	$J_{1,2}-J_{3cl}$	J_3-K_{Iv}	K_{Iv}	K_{Ih-b}
Объем отложений, м ³	$7,7 \cdot 10^{14}$	$2,96 \cdot 10^{14}$	$6,4 \cdot 10^{14}$	$4,0 \cdot 10^{14}$
Среднее содержание сорбированных газов, мл на 100 г породы	3	5	0,1	0,1
Объем сорбированных газов, м ³	$6 \cdot 10^{13}$	$4,6 \cdot 10^{13}$	$1,5 \cdot 10^{12}$	$9,6 \cdot 10^{11}$

значим через V_{01} потерю летучих углефикаций в процентах на массу исходного органического вещества за время $t_1 - t_0$. Записав очевидные соотношения материального баланса

$$M = M_0(1 - V_{01}),$$

$$M_0 V_0 = M_0 V_{01} + M_{01}(1 - V_{01})V_1,$$

получим

$$V_{01} = \frac{V_0 - V_1}{1 - V_1}.$$

Из последнего соотношения следует, что для определения потери летучих углефикаций надознать выход летучих в некоторые начальный и конечный моменты. Зная массу органического вещества в момент t_1 и потерю летучих за время $t_1 - t_0$, можно определить количество образовавшихся за это время газов по формуле

$$M_{01} = \frac{M V_{01}}{1 - V_{01}}.$$

В.А. Успенский и др. [18] по аналогичной схеме изучил состав газов, образующихся на различных стадиях метаморфизма органического вещества. Он пришел к выводу о том, что основными летучими продуктами метаморфизма органического вещества являются углекислота и метан, причем по мере усиления метаморфизма роль первой убывает, а второго – растет. Так, при переходе от торфа к бурому углю выделяется 74,8 % углекислого газа и 11,6 % метана, от бурого угля к каменному – 53,6 и 26,0 % и от каменного угля до антрацита – 18,4 и 57,6 % соответственно.

Учитывая, что основная масса метана генерируется начиная с буроугольной стадии, а также то обстоятельство, что образующиеся на ранних стадиях существования осадка газы большей частью рассеиваются в атмосфере, мы принимали в расчет лишь газы, которые генерировали осадочные толщи юры и неокома по достижении ими буроугольной стадии. Выполненные вычисления показывают, что органическое вещество юрских и неокомских отложений генерировало громадное количество газа – $1,9 \cdot 10^{16}$ м³, из них около $8,7 \cdot 10^{15}$ м³ приходится на долю углеводородных газов (табл. 3).

Сравнение количества генерированных углеводородных газов с количеством, сорбированным осадочными толщами, показывает, что коэффициент газоотдачи как юрских, так и нижнемеловых отложений очень велик и сорбированные углеводородные газы составляют доли процента по отношению к генерированным.

Полученный результат чрезвычайно важен, так как в последние годы рядом исследователей, в частности работающих в Западно-Сибирской низменности, развивается идея о невозможности эмиграции жидких и газообразных углеводородов из глинистых пород в катагенезе.

Расчеты показывают, что по крайней мере для углеводородных газов такой вывод не обоснован. Даже если учесть возможные погрешности при расчетах, а именно: потери части сорбированных углеводородных газов при выносе керна на поверхность, то и в этом случае сорбированные углеводородные газы будут составлять максимум 10 % от общего количества образовавшихся в осадочной толще углеводородных газов.

Значит, газопроизводящей является вся толща юры и неокома осадочного чехла в пределах территории, на которой метаморфизм органического вещества достиг длиннопламенной стадии. Значительно труднее доказать, что в той или иной осадочной толще протекал процесс эмиграции нефтяных углеводородов.

Расчет количества углеводородных газов,
образовавшихся в результате метаморфизма органического вещества

Параметры осадочных толщ	J ₁₋₂ -J _{3c} f			J ₃ -K _{1v}		K _{1v}		K _{1h} -b	
	Д	Г	ПЖ	Д	Г	Д	Г	Д	Г
Площадь отложений, тыс. км ²	140	250	500	425	485	370	230	370	230
Средняя мощность, м	400	400	400	150	150	300	300	360	360
Объем отложений, 10 ¹² м ³	96	100	200	63,8	72,8	111	69	133	82,8
Содержание органического углерода, %	1,79	1,79	1,79	5,81	5,81	0,83	0,83	0,65	0,65
Среднее содержание органического вещества, %	32,32	2,24	2,13	7,55	7,26	1,08	1,04	0,84	0,81
Масса остаточного органического вещества, 10 ¹² т	5,5	5,6	10,7	1,21	13,2	3,1	1,7	2,5	1,7
$V_{01} = \frac{V_0 - V_1}{1 - V_1}$	3,5	9,8	19,1	15,8	33,3	15,8	33,3	3,5	9,8
$K = \frac{V_{01}}{1 - V_{01}}$	0,036	0,11	0,24	0,18	0,50	0,18	0,50	0,036	0,11
Масса образовавшихся газов, 10 ¹⁰ т	19,8	61,6	256,8	217,8	660,0	55,8	85,0	9,0	18,7
Объем образовавшихся газов, м ³	2,8·10 ¹⁴	8,8·10 ¹⁴	3,7·10 ¹⁵	3,1·10 ¹⁵	9,4·10 ¹⁴	8,0·10 ¹⁴	1,1·10 ¹⁵	1,2·10 ¹⁴	2,7·10 ¹⁴
Объем образовавшихся углеводородных газов, м ³	7,3·10 ¹³	4,4·10 ¹⁴	1,8·10 ¹⁵	7,8·10 ¹⁴	4,7·10 ¹⁵	2,0·10 ¹⁴	5,5·10 ¹⁵	3,0·10 ¹³	1,4·10 ¹⁴
Тип органического вещества		Гемиты		Сапролиты		Гумито-сапролиты		Сапролиты-гемиты	
Суммарный объем образовавшихся углеводородных газов, м ³		2,3·10 ¹⁵		5,5·10 ¹⁵		7,5·10 ¹⁴		1,7·10 ¹⁴	
ВСЕГО				8,7·10 ¹⁵					

Следуя признанным вариантам органической гипотезы происхождения нефти, Н.А. Кудрявцев [11] попытался оценить количество отданных осадочными породами углеводородов, которые при благоприятных условиях могли аккумулироваться в залежи. Он принимал, в соответствии с работами В.А. Успенского и др. [18], С.Г. Неручева [12], Н.Б. Вассоевича [2], коэффициент нефтеотдачи нефтепроизводящих пород около 30–40 % от первоначального содержания углеводородов в породах¹. Даже если считать, что эта цифра завышена, и положить коэффициент нефтеотдачи равным 10 %, то количество эмигрировавших из осадочных толщ углеводородов составит $2,2 \cdot 10^{11}$ т. Следует, однако, учесть, что эта цифра явно занижена, так как помимо углеводородов, кипящих при температуре выше $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ ², в битумоиде присутствуют и углеводороды низших фракций нефтей. Причем для них коэффициент нефтеотдачи нефтепроизводящих пород должен быть значительно выше. Учитывая это, не будет преувеличением полагать, что количество эмигрировавших из нефтепроизводящих пород углеводородов будет для отложений юры и неокома осадочного чехла Западно-Сибирской плиты около $5 \cdot 10^{11}$ т. Даже с учетом потери углеводородов при миграции и их диффузии в периферические части, где они могли подвергнуться гипергенному разрушению, приходится признать, что с этих позиций, по-видимому, вполне приемлемых даже по Н.А. Кудрявцеву [11], запасы нефти в отложениях осадочного чехла следует оценить величиной порядка 100 млрд т, из которых лишь 3–5 млрд т генетически связано с неокомскими отложениями. Все сказанное позволяет сформулировать следующий вывод: **органическое вещество осадочных пород юры и неокома Западно-Сибирской плиты генерировало комплекс соединений, свойственных нефти, в количествах, достаточных для обеспечения громадных запасов нефти и газа в отложениях платформенного чехла.**

Нельзя, однако, не отметить, что количество углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих неокомских пород и аккумулировавшихся в залежах, во много раз меньше реальных запасов нефти и газа в отложениях этого возраста. Это обстоятельство заставляет нас, как и прежде [8], считать, что при формировании залежей нефти и газа в неокомских и более молодых отложениях были широко развиты процессы вертикальной миграции флюидов из юрских отложений в неокомские по зонам с опесчаненными покрывками, дизъюнктивным нарушением и др. Ранее аналогичные взгляды развивались Ф.Г. Гурари [3] и Г.П. Сверчковым [17].

Доказывая общность многих моментов геохимической истории углеводородов, рассеянных в осадочных толщах юры и нижнего мела и аккумулировавшихся в залежах, подтвердим это положение и другими аргументами.

В разрезе платформенного чехла Западно-Сибирской плиты [8–10] выделены три группы нефтей, существенно различающихся по своему составу и физико-химическим характеристикам.

I группа – нефти, залегающие в базальных горизонтах осадочного чехла. На большей части территории базальным горизонтом осадочного чехла являются отложения нижней части тюменской свиты. В западных районах, в полосе выклинивания ниже-среднеюрских угленосных отложений, на выветрелую трещиноватую поверхность фундамента ложится песчано-гравелитовая вогулкинская толща. Плотность нефтей этой группы колеблется в пределах $0,80\text{--}0,84\text{ г/см}^3$, содержание серы не превышает 0,2 %, асфальтово-смолистых веществ не более 5–6 %.

¹ С.Г. Неручев получил эту цифру на основании баланса элементарного состава автохтонного и аллохтонного битумоидов, выделенных методом горячей экстракции в аппаратах Сокслета.

² Именно эти фракции остаются при горячей экстракции в битумоиде и приняты во внимание в расчетах.

Во всех фракциях дистиллята, как правило, преобладают метановые углеводороды, содержание нафтеновых и особенно ароматических углеводородов пониженное. С преимущественно метановым составом нефтей этой группы сочетается высокое содержание в них парафинов. Более всего богаты углеводородами сенькинская (43,8 %), колпашевская (30,9 %) и медведевская (19,5 %) нефти. В других нефтях этой группы парафинов несколько меньше (5–15 %), что объясняется главным образом изменениями в выходе светлых фракций. Во фракциях с температурами кипения выше 350 °С во всех этих нефтях содержание парафинов более сходно, причем максимальная парафинистость фракций не везде характерна для нефтей, содержащих больше всего парафинов. Так, в высших фракциях нефтей, полученных в Черемшанской скв. 1-Р, содержание парафинов достигает 37 %, Назинской скв. 7-Р – 34 %, Каменской скв. 13-Р – 15 %, в Колпашевской скв. 2-Р – 53 %, Медведевской скв. 6-Р – 14 % и др.

Изучение зольного состава нефтей этой группы показывает, что содержание ванадия и никеля в них очень велико, причем величина отношения концентраций ванадия и никеля, как правило, равна 0,3–0,5.

В бортовых частях плиты в этих отложениях наряду с залежами нефти (Мулымынское, Мортмымынское, Трехозерное, Каменное, Елизаровское, Медведевское и др.) широко развиты залежи газа и газоконденсата. На отдельных площадях (Мыльджинское месторождение, Усть-Сильгинская гряда месторождений) получены притоки как метановых парафинистых нефтей, так и газа с газоконденсатом. В зоне, непосредственно прилегающей к Колтогорскому прогибу и Нюрольской впадине, в отложениях тюменской свиты газоконденсатные залежи открыты на Северо-Васюганской, Мыльджинской, Усть-Сильгинской площадях, непромышленные притоки газа и конденсата получены на Назинской и Белоярской площадях. В западных районах значительные притоки нефти с газом и газоконденсатом зафиксированы на Каменной площади. Наконец, с базальными песчаниками вогулкинской толщи связаны все газовые месторождения в северо-западной части низменности. На некоторых месторождениях (Березовское, Деминское, Алясовское и др.) при испытании продуктивных пластов вместе с газом обнаружено небольшое количество газоконденсата. По составу одинаковых фракций нефти этой группы и конденсаты сходны между собой.

Ранес уже отмечалось на примере Межовской площади, что вертикальная миграция нефти и газа по зонам дизъюнктивных нарушений приводит к перераспределению залежей нефти и газа и появлению залежей нефтей и газа этого типа не только в базальных горизонтах, но и в более молодых отложениях [7, 8–10]. В настоящее время число подобных примеров может быть умножено. Так, на Медведевской площади метановая и парафинистая нефть получена из базальных горизонтов осадочного чехла и из пласта в кровле тюменской свиты. На Северо-Васюганской площади притоки газа с газоконденсатом обнаружены из коры выветривания, низов тюменской свиты и из кровли локозовской свиты. На Мыльджинской площади этаж газоносности возрастает до валанжина. Метановая легкая, совершенно сходная по составу нефть встречена в юрских и валанжинских отложениях и на Среднеvasюганской площади. Легкие, малосернистые, сходные по составу нефти получены в нескольких горизонтах из отложений юры и валанжина (от фундамента до пласта XV (B₈) и на Салымской площади).

На большинстве из перечисленных площадей в керне отмечается макротрещиноватость, а по данным геофизических исследований фиксируются дизъюнктивные нарушения в чехле. Нельзя не отметить, что в ряде случаев отчетливо устанавливаются связанные с фильтрационными эффектами изменения состава нефтей вверх по разрезу в сторону уменьшения плотности, парафинистости и смолистости и увеличения метановости и выхода светлых фракций.

II группа – нефти локосовской свиты и барабинской пачки марьяновской свиты. Их плотность несколько выше и изменяется от 0,85 до 0,89 г/см³, соответственно возрастает содержание асфальто-смолистых веществ (7–20 %) и серы (0,3–1,5 %). Метановые углеводороды составляют 34–40 % на дистиллят, нафтеновые – 20–30 %, ароматические – 25–35 %. Содержание твердых углеводородов в нефтях в подавляющем большинстве случаев не превышает 2–3 %, а в высших фракциях – 5–6 %. Зольность этих нефтей изменяется от 0,004 до 0,13 %. Состав золы сходен с таковым для нефтей, рассмотренных выше. Отличие состоит лишь в некотором уменьшении роли железа и ванадия. Величина отношения ванадия к никелю изменяется от 0,4 до 0,2. Лишь в нефтях Сургутского свода она возрастает до 7–8.

В изменении состава этих нефтей на площади отмечается в первом приближении уже отмеченная ранее [9] тенденция к увеличению их плотности, смолистости и уменьшению выхода светлых фракций по направлению к Сургутскому своду. В отношении содержания серы в нефтях из этого правила имеется ряд исключений (Медведевская и Амбарская площади).

III группа – нефти куломзинской, тарской и вартовской свит. Исследования показали, что эти нефти более сернистые (0,71–2,20 %) и более смолистые (8–26 %), чем нефти II группы. По плотности и углеводородному составу они отличаются мало. Более отчетливо некоторое отличие в углеводородном составе нефтей II и III групп сказывается на высококипящих фракциях. Если нефти II группы содержат во фракции, кипящей в интервале 400–450 °С, чаще всего до 35 % ароматических углеводородов, то в нефтях III группы эта величина колеблется от 36 до 50 %. Важно подчеркнуть уже отмеченный ранее [3, 8, 14] факт, что в пределах Сургутского свода, где изменение состава нефтей II и III групп по разрезу в пределах одних и тех же площадей изучено наиболее точно, установить различие между ними практически не удается.

Нефти из неокомских отложений содержат значительное количество зольных элементов, причем увеличение их зольности до 0,01–0,03 % происходит главным образом за счет возрастания содержания никеля и особенно ванадия. На долю этих элементов приходится для никеля до 16 % и ванадия до 22 % от веса золы. Величина отношения ванадия к никелю в этих нефтях колеблется от 2–3 до 6–8. На Нижневартовском своде намечается аналогичная картина в сходстве состава нефтей II и III групп. Единообразие неокмских нефтей Сургутского свода количественно подчеркивается низкими значениями коэффициента вариации отдельных физико-химических характеристик. Он равен для плотности 0,79 %, для содержания серы 15,9 %, для выхода светлых фракций 14,3 %. При этом намечается прямая зависимость выхода светлых фракций и обратная плотности и содержания серы в нефтях от размеров залежей. При количественном изучении этих корреляционных связей, учитывая необходимость сравнения свойств нефтей, находящихся в строго однотипных условиях, мы отдельно рассмотрели зависимость физико-химических характеристик нефти от запасов нефти для залежей Пимского вала и Чернореченского куполовидного поднятия. На Усть-Балыкском месторождении самые большие по запасам залежи приурочены к пластам IX (Б₁) и X (Б₂). Нефти этих залежей самые легкие, наименее сернистые, содержат больше всего светлых фракций. И, наоборот, нефти небольшой по размерам залежи, приуроченной к пласту XV (Б₃), самые сернистые, содержат меньше бензиновых и керосиновых фракций. Между физико-химическими параметрами нефтей (плотность, содержание серы, выход светлых фракций) и логарифмами запасов нефти в залежах имеется линейная или близкая к линейной зависимость (рис. 3). Абсолютные значения коэффициента корреляции равны соответственно 0,91, 0,87 и 0,89, что указывает на наличие сильной корреляционной связи между этими па-

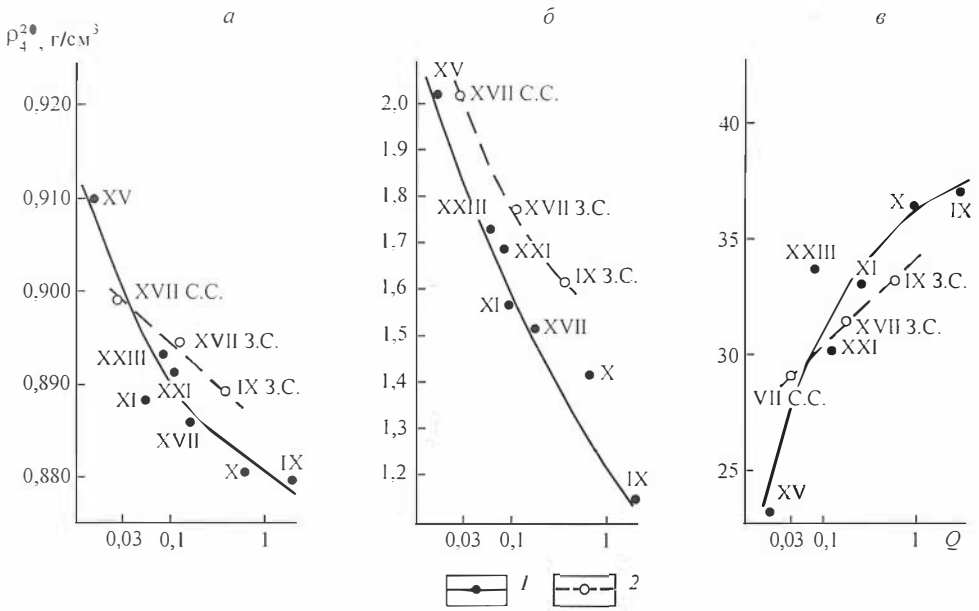


Рис. 3. Зависимость физико-химических характеристик нефтей от их запасов в залежах (в условных единицах):

a – для плотности нефтей (ρ_4^{20}); *b* – для содержания серы в нефтях; *в* – для выхода светлых фракций (до 300 °С):

Нефти: 1 – Пимского вала, 2 – Чернореченского куполовидного поднятия; 3.C. – Западно-Сургутское и С.C. – Северо-Сургутское месторождения. Римские цифры – индексы пластов.

раметрами. Аналогичная зависимость характерна и для нефтяных залежей Западно-Сургутского и Северо-Сургутского месторождений, находящихся на Чернореченском куполовидном поднятии.

Сходно изменение нефтей II и III групп и на площади (рис. 4). Плотность и содержание серы в нефтях увеличивается по направлению к Сургутскому своду [5, 9, 10] от 0,85 до 0,91 и от 0,6–0,7 до 2,0 % соответственно. Аналогичные изменения намечаются по направлению от Южно-Балыкского куполовидного поднятия к Сургутскому своду. В изменении содержания растворенного газа и светлых фракций в нефтях наблюдается обратная закономерность. Нефти Сургутского свода, по данным анализов глубинных проб, содержат 46–50 м³ газа, а нефти Нижневартовского свода – 73–83 м³ на 1 т нефти. На восточном склоне Нижневартовского свода содержание растворенного газа и светлых фракций в нефтях вновь несколько снижается. Выход светлых фракций равен 29–36 и 36–50 % соответственно.

Обычно считается, что более тяжелые, сернистые и смолистые нефти содержат соответственно и больше ароматических углеводородов. Для неокомских нефтей широтного Приобья намечается обратная тенденция. Нефти Сургутского свода включают 13–20 % ароматических углеводородов из фракции с температурным интервалом кипения 200–250 °С и 36–40 % из фракции 400–450 °С, в то время как нефти Нижневартовского свода – 24–32 и 47–50 % ароматических углеводородов соответственно.

Таким образом, при рассмотрении изменения физико-химических характеристик нефтей по разрезу осадочного чехла Западно-Сибирской плиты намечается тенденция к увеличению плотности, сернистости и смолистости нефтей вверх

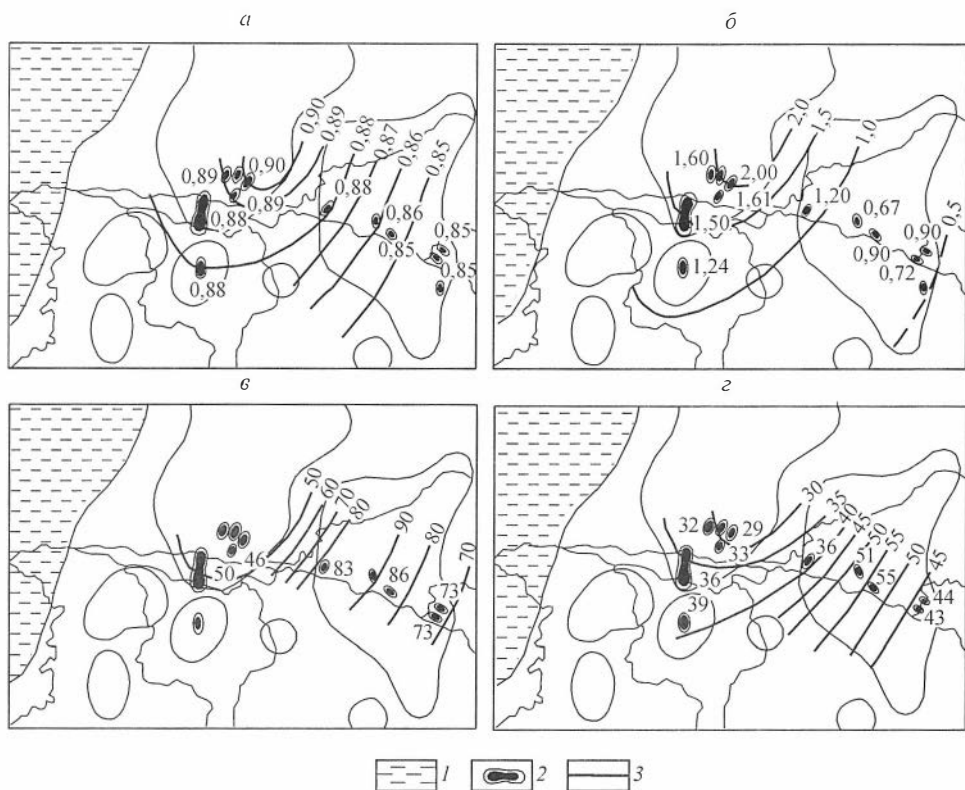


Рис. 4. Схемы изменения плотности в т/м^3 (а), сернистости в % (б), газового фактора в $\text{м}^3/\text{т}$ (в), выхода светлых фракций в % (z) в нефтях пластов IX (B_1)–XV (B_8) Среднеобской нефтеносной области:

1 – зона распространения глинистых отложений фроловской свиты; 2 – залежи нефти и значения соответствующих параметров; 3 – изолинии.

по разрезу. Одновременно с физико-химическими характеристиками меняется углеводородный состав нефтей – вверх по разрезу уменьшается количество метановых углеводородов, в частности парафинов, и увеличивается количество ароматических углеводородов.

Характерной чертой геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности является также особенность изменения их состава на площади. Для базальных нефтей наблюдается увеличение их плотности, сернистости, смолистости к периферическим частям низменности. Для нефтей II и III групп, известных пока лишь в центральной части низменности, эти же параметры возрастают по направлению к Сургутскому своду. Легко видеть удивительное сходство в закономерностях изменения по разрезу и на площади состава битумоидов и входящих в их состав рассеянных углеводородов, с одной стороны, и нефтей – с другой. Все это доказывает общность их геохимической истории.

Изменение состава битумоидов в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирской плиты позволяет нам в полном соответствии со взглядами, развиваемыми Н.Б. Вассоевичем [2], В.А. Успенским и др. [18], считать, что для выполнения породой нефтепроизводящих функций необходимо достижение для органического вещества определенной стадии метаморфизма, так как при этом: 1) ослабляется связь битумоидов, в частности углеводородов, с осадочной породой и, как след-

ствии, облегчается вовлечение их в процессы первичной миграции; 2) генерируются в значительных количествах газы углефикации, являющиеся наряду с пластовыми водами важным агентом первичной миграции жидких углеводородов.

Оптимальными, по-видимому, являются длиннопламенная и газовая стадии, или нижняя половина зоны начального и верхняя половина зоны глубинного катагенеза. Первичной миграцией рассеянных углеводородов и других компонентов битумоидов и дифференциацией их в путях миграции, приводящей к аккумуляции в залежи лишь наиболее подвижных компонентов, объясняется повышенная по сравнению с аргиллитами битуминозность органического вещества песчаников тюменской свиты и барабинской пачки марьяновской свиты при сравнительно низком содержании в органическом веществе хлороформенного экстракта (см. рис. 1).

Анализ тех же зависимостей, в частности повышенное содержание хлороформенного экстракта в песчаниках вартовской и тарской свит, дополнительно аргументирует вывод о том, что нефти этих отложений обязаны своим происхождением не только органическому веществу вмещающих их толщ, но и миграции углеводородов из подстилающих ниже-средневаланджских и юрских отложений.

Вслед за рядом исследователей [4, 16] мы полагаем, что основными областями нефтегазообразования в Западно-Сибирской низменности были устойчиво погружавшиеся впадины типа Ханты-Мансийской, Юганской, Надымской. В них в результате более интенсивного прогибания раньше достигалась стадия метаморфизма рассеянного органического вещества (поздняя буроугольная–ранняя каменноугольная), при которой, по современным воззрениям, начинается первичная миграция углеводородов и аккумуляция их в ловушках. Кроме того, следует иметь в виду, что в пределах этих впадин в течение мезозоя были наиболее благоприятные условия для накопления в значительных количествах сапропелевого органического вещества и его преобразования в диагенезе в восстановительной обстановке.

Тенезис нефтей базальных горизонтов осадочного чехла мы обстоятельно рассмотрели ранее [10]. Нефтепроизводящими для них были, вероятнее всего, черные битуминозные аргиллиты с преимущественно сапропелевым органическим веществом, широко распространенные в низах тюменской свиты. В дальнейшем эти нефти, равно как и оставшиеся в рассеянном виде углеводороды, подвергались катагенным преобразованиям.

Менее всего измененными, близкими к “первичным”, представляются нам нефти II группы, приуроченные к локосовской и барабинской свитам. Нефти тарской, вартовской, а часто и куломзинской свит подвергались, особенно в пределах Сургутского свода, криптогипергенным изменениям. Последнее доказывается одновременным изменением по направлению к нему не только состава нефтей, но и вод [5, 9], а также и зависимостью физико-химических характеристик нефтей от размеров залежей.

Думается, однако, что как некокомские, так и в еще большей степени верхнеюрские нефти несут на себе отчетливый отпечаток особенностей рассеянного органического вещества генерировавших их толщ битуминозных аргиллитов локосовской и марьяновской свит (метаново-нафтеново-ароматический состав углеводородов, обилие порфиринов, сернистость). В этой связи естественно допустить, что газоконденсатная форма первичной залежи нефти не является единственной формой первичной залежи нефти.

Не вызывает сомнений, что дальнейшее обобщение материалов по геохимии нефтей и рассеянных углеводородов в отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты даст новый богатейший материал для дальнейшей разработки органической гипотезы происхождения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Андреев П.Ф.* Свойства органического вещества осадочных пород и проблема региональной нефтегазоносности. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 132 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 134).
2. *Вассоевич Н.Б.* От редактора // С.Г. Неручев. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 4–14.
3. *Гурари Ф.Г.* Геология и нефтегазоносность мезозойских и кайнозойских отложений южной и центральной частей Западно-Сибирской низменности: Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Новосибирск, 1962. 32 с.
4. *Гурари Ф.Г.* Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 174 с.
5. *Гурари Ф.Г., Запивалов Н.П., Конторович А.Э. и др.* Закономерности изменения состава мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. 1964. № 12. С. 23–26.
6. *Добрянский А.Ф.* Геохимия нефти. М.: Гостоптехиздат, 1948. 476 с.
7. *Запивалов Н.П., Шпильман К.А.* Свойства мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности // Вестн. ЗСГУ и НТГУ. 1963. № 3. С. 22–33.
8. *Конторович А.Э.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1964. 16 с.
9. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1964. № 2. С. 13–24.
10. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фолмичев А.С.* Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 32. 1964. С. 27–39.
11. *Кудрявцев Н.А.* О количественных соотношениях между углеводородами осадочных пород и нефтью // Геология нефти и газа. 1963. № 9. С. 45–48.
12. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 240 с.
13. *Несмелова З.Н., Рогозина Е.А., Соколова Н.Я.* Газовая фаза органического вещества битуминозных аргиллитов Западно-Сибирской низменности // Тр. ВНИГРИ. Вып. 227. Л.: Гостоптехиздат, 1964. С. 95–100.
14. *Никонов В.Ф.* О распределении органического углерода, битумов и тяжелых углеводородов по разрезу мезо-кайнозоя Восточного Зауралья в связи с нефтегазоносностью // Докл. АН СССР. 1960. Т. 134, № 3. С. 654–657.
15. *Рогозина Е.А.* К вопросу о газовой фазе органического вещества пород // Геология нефти и газа. 1964. № 11. С. 51–54.
16. *Сверчков Г.П.* Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность запада Западно-Сибирской низменности. Л.: Гостоптехиздат, 1959. С. 312–353. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 140).
17. *Сверчков Г.П.* Особенности распространения нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности в связи с условиями ее образования // Материалы по советской нефтяной геологии. М.: Гостоптехиздат, 1963. С. 128–148.
18. *Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Септимова В.Н.* К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 221–228. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).



ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА¹

При оценке перспектив нефтегазоносности крупных территорий возникают следующие основные задачи:

- 1) подсчет потенциальных ресурсов нефти и газа с дифференциацией их по вероятным или выявленным нефтегазоносным комплексам и районирование территории по плотности запасов нефти и газа;
- 2) районирование территории по степени ее преимущественной перспективности на нефть и газ с дифференциацией запасов нефти и углеводородных газов;
- 3) районирование перспективных на нефть земель по качеству нефти (содержанию серы, асфальто-смолистых соединений, плотности, углеводородному составу и т. п.).

При их решении на практике обычно применяют метод аналогии и различные способы интерполяции и экстраполяции [26, 52, 89]. Во многих случаях такой подход оказывается неудовлетворительным. Достаточно указать на то, что оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в недрах Западно-Сибирской равнины, проводившиеся методом аналогий с 1958–1959 гг., изменились в 15–20 раз.

К решению перечисленных выше задач возможен и принципиально другой подход, вытекающий из органической теории происхождения нефти. На основе этой теории за последние годы не только разработаны критерии качественного разделения территорий и залегающих в их пределах осадочных комплексов на перспективные и бесперспективные, но и созданы основы метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа и прогноза качества нефтей (объемно-генетический метод). Ниже излагаются теоретические основы метода.

1. КРАТКИЙ ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПО МЕТОДИКЕ ПОДСЧЕТА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Впервые попытки оценить соотношение между количеством нефти в залежах и органическим веществом в осадочных толщах, являющихся для нее нефтематеринскими, были предприняты в 1927 г. А.Д. Архангельским [1] и в 1936 г. П. Траском [94]. Под подсчетам А.Д. Архангельского это соотношение составляет 0,030–0,035. П. Траск полагал, что оно варьирует от 0,022 до 0,150, но наиболее вероятной является цифра 0,04. Базируясь на этих работах, Н.Д. Линдтроп в 1936 г. впервые оценил запасы нефти в ряде месторождений Средней Азии по геохимическим данным [47]. Первое в литературе описание базирующегося на геохимических данных метода подсчета прогнозных запасов нефти дано в 1940 г. Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудовым [Там же]. В этой же работе он впервые назван

¹ См.: Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 4–51. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).

объемно-генетическим. “Объемно-генетический метод подсчета запасов нефти, – пишут Н.М. Кудряшова и В.С. Старик-Блудов, – по сравнению с другими является более обоснованным”, его основа – органическая теория происхождения нефти, и он “является переложением на язык цифр теории происхождения нефти”.

Используя современную терминологию, можно следующим образом изложить метод, предложенный этими же авторами. Пусть первоначальное количество органического вещества в осадочных породах N и из него образовалось $Q_0 = \beta_0 \cdot N$ ¹ микронепфти. Если содержание органического вещества в материнских породах n , плотность их ρ , площадь распространения s и мощность h , то $N = \frac{\rho sh}{100} \cdot n$ и $Q_0 = \frac{\rho sh}{100} \cdot \beta_0 n$.

Лишь часть этой микронепфти k (коэффициент аккумуляции) аккумулируется в ловушки. Если коэффициент нефтеотдачи пород-коллекторов в залежах обозначить η , то количество извлекаемой нефти будет равно

$$q = \eta k \beta_0 n \frac{sh\rho}{100}.$$

Принципиальная схема оценки потенциальных ресурсов нефти, описанная Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудовым, применяется и по сей день. Однако во время появления их работы не было удовлетворительных методов картирования нефтепроизводящих пород, отсутствовали материалы и методы для оценки величин k и β_0 . Авторы метода предлагали принять β_0 , равным 0,04, а $k - 0,07$.

В 1940 г. был выполнен ряд конкретных подсчетов объемно-генетическим методом. Один из них осуществлен Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудовым [47] для отложений нижнего кембрия юго-востока Сибирской платформы, другой – Н.М. Кудряшовой и М.С. Напольским [см. Там же] для северного склона Алданского массива.

К этому же времени относится работа Н.П. Герасимова [17], в которой впервые сделана попытка оценить не запасы нефти, а количество эмигрировавших битумоидов. Принимая априорно некоторые величины биологической продуктивности Кунгурского моря в пределах Волго-Уральской области, полагая, что 3 % продуцируемого органического вещества составляют липоиды и что в осадках захороняется 50 % продуцируемого живого вещества, он приходит к выводу, что битумоиды в кунгурских отложениях должны содержаться в концентрации 0,0183 %. Действительное их содержание по данным анализов 0,015 %. Разницу в этих цифрах Н.П. Герасимов объясняет эмиграцией углеводородов и оценивает ее масштабы. Несмотря на всю условность и примитивность такого рода подсчетов, идея оценки масштабов эмиграции углеводородов на основании баланса органического вещества сформулирована в этой работе вполне отчетливо.

Дальнейшее развитие объемно-генетического метода нашло отражение в работах Н.Б. Вассоевича [8] и Дж.М. Ханта [87]. Эти исследователи впервые определили величину соотношения $k_{\text{вост}}$ между запасами нефти Q_n и количеством рассеянных в породах битумоида $Q_{\text{бнт. ост}}$. Согласно Дж.М. Ханту, она варьирует от 0 до 0,3, по данным Н.Б. Вассоевича, равна 0,06. В последующие годы А.А. Трофимук [74] и М.С. Напольский [52] рекомендовали использовать подобную схему для подсчета прогнозных запасов нефти малоизученных территорий. Этими ис-

¹ Часть обозначений введена автором статьи, остальные буквенные обозначения сохранены без изменений.

следователями, а также К.Ф. Родионовой [67–69] подробно описана методика подсчета количества рассеянных битумоидов, комплекс необходимых исследований, последовательность работ и т. д.

Эта методика применялась при подсчете потенциальных ресурсов нефти С.Т. Коротковым в 1959 г. [см. 68] для Краснодарского края, А.Э. Конторовичем [36, 38] для Западно-Сибирской низменности, Д.К. Горнштейном, А.А. Гудковым и др. [20], Г.С. Фрадкиным [84], А.А. Трофимуком, Н.В. Черским и др. [77] для территории Якутской АССР. А.А. Геодекян [15, 16] при оценке перспектив нефтегазоносности Южно-Каспийской впадины использовал в несколько измененном виде методику Н.М. Кудряшовой и В.С. Старик-Блудова.

Недостатки работ первого этапа создания объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти уже рассматривались С.Г. Неручевым [53, 55, 57], А.А. Трофимуком [73], М.А. Ждановым, Е.В. Гординским [26] и др.

Отметим основные из них:

1) коэффициент аккумуляции правильнее оценивать не по отношению к остаточному, а по отношению к первичному, а еще лучше эмигрировавшему количеству битумоидов;

2) коэффициент аккумуляции в понимании Н.Б. Вассоевича и Дж.М. Ханта варьирует в очень широких пределах: от $2 \cdot 10^{-5}$ до $6 \cdot 10^{-1}$ [57]. В каких случаях выбирать то или иное значение, неясно. Отсюда следует, что никакой сколь угодно достоверной оценки запасов по этой схеме дать нельзя.

Тем не менее перечисленные выше работы сыграли большую положительную роль, так как они показали, что масса рассеянных углеводородов во много раз превышает запасы углеводородов в залежах. Эти работы, кроме того, послужили началом исследований по проблеме и тем самым способствовали разработке современных научных основ объемно-генетического метода.

Начало новому этапу в создании объемно-генетического метода положила вышедшая в 1962 г. монография С.Г. Неручева “Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти” [53]. В ней он предложил метод оценки коэффициента эмиграции углеводородов из материнских пород на основании баланса битумоидов в рассеянном органическом веществе. Эта работа получила высокую оценку Н.Б. Вассоевича [10], А.А. Трофимука [73, 75] и других исследователей. Учитывая данные С.Г. Неручева, А.А. Трофимук [75] уточнил схему и последовательность исследований при подсчете прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом. Необходимо заметить, что годом раньше, в 1961 г., вышла работа С.Я. Вайнбаума, Г.Ф. Григорьевой, Г.К. Гореловой и др. [7], в которой сформулирована та же идея, что и С.Г. Неручевым [53], но без формализации ее, а на примере конкретных расчетов. Однако она осталась не замеченной другими исследователями.

Слабым местом этих первых работ С.Г. Неручева и С.Я. Вайнбаума и других было отсутствие удовлетворительной схемы диагностики автохтонных, остаточных автохтонных, не затронутых эмиграцией, и аллохтонных битумоидов. Любопытно, что при конкретных расчетах эти исследователи в качестве автохтонных, не затронутых эмиграцией битумоидов, приняли битумоиды доманиковского горизонта Урало-Поволжья.

Разработке методов установления вещественных следов эмиграции битумоидов и диагностики различных их типов были посвящены в дальнейшем работы С.Г. Неручева [54, 57, 59], А.А. Трофимука и А.Э. Конторовича [76], А.А. Трофимука [75], А.Э. Конторовича [38, 40], К.А. Черникова [30] и др.

В последнее время наметились два основных пути. Первый связан с анализом закономерностей изменения состава битумоидов в зоне катагенеза. Важные разработки в этой области выполнены С.Г. Неручевым [54, 57], Л.И. Богородской

и др. [3], К.А. Черниковым [30], А.Э. Конторовичем и др. [38, 40]. Получены новые материалы Д.И. Дроботом [25], С.С. Филатовым [84], Т.К. Баженовой и К.К. Макаровым в 1969 г.

Второй путь связан с анализом закономерностей изменения состава битумоидов в пластах аргиллитов в процессе эмиграции. Наиболее интересные теоретические и прикладные результаты при таком подходе получены А.А. Трофимуком [75], С.Г. Неручевым и Й.С. Ковачевой [59], А.Э. Конторовичем и др. [40], Й.С. Ковачевой [34], С.Г. Неручевым [57, 58]. Результаты этих исследований позволили разработать схемы диагностики нефтепроизводящих отложений [39, 40, 58, 59] и выработать метод оценки сверху потенциальных запасов нефти [40, 76].

Разработанная методика уже нашла применение. И.А. Олли [62, 63] использовала ее для оценки масштабов эмиграции углеводородов из мезозойских отложений Вилюйской синеклизы. А.Э. Конторовичем, П.А. Трушковым и А.С. Фомичевым в 1966 г. построены карты эмиграции углеводородов из нефтепроизводящих пород Западно-Сибирской низменности [40]. Это был первый опыт картирования нефтепроизводящих отложений. В 1968 г. аналогичные карты составили: Д.И. Дробот для кембрийских отложений Иркутского амфитеатра, В.В. Казаринов – для Вилюйской синеклизы, а в 1969 г. Т.К. Баженова, С.А. Кашенко, А.Э. Конторович и Л.Г. Маркова – для нижне-среднепалеозойских отложений Тунгусской синеклизы и Канско-Тасеевской впадины. С.Г. Неручев [57] закартировал зоны неотдачи материнских пород ряда горизонтов Волго-Уральской области.

Как видно из приведенного обзора, разработка методов оценки потенциальных ресурсов нефти крупных нефтегазоносных бассейнов и входящих в их состав нефтегазоносных областей на основе органической теории происхождения нефти привлекает внимание многих исследователей. Менее разработан вопрос оценки масштабов образования углеводородных газов. В последние годы такие работы появились. Наиболее удачная схема подсчета, базирующаяся на материальном балансе образующихся продуктов, была предложена еще в 1954 г. В.А. Успенским [78]. В ней, однако, не учитывалась возможность новообразования битумоидов. А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной [44] предложена методика, учитывающая значительное новообразование битумоидов в зоне катагенеза. Количество эмигрировавших газов В.П. Козловым и Л.В. Токаревым [35], А.Э. Конторовичем [36, 47], С.Г. Неручевым [76] предложено оценивать по разности между расчетным количеством образовавшихся газов и современным газосодержанием пород.

На базе этих разработок подсчет масштабов образования и эмиграции углеводородных газов выполнен в 1964 г. А.Э. Конторовичем [36], а позднее Е.А. Рогозиной [29] для Западно-Сибирской низменности, Л.В. Токаревым и А.Ф. Турыкиным [72] для ряда районов Русской платформы, Д.И. Дроботом [25] для южной части Сибирской платформы, В.В. Казариновым и А.Э. Конторовичем (1968 г.) для Вилюйской синеклизы, Т.К. Баженовой, С.А. Кашенко и др. (1969 г.) для Тунгусской синеклизы.

В последнее время появились первые работы [38, 57] по выяснению величины коэффициентов аккумуляции нефти и углеводородных газов, описаны рациональный комплекс аналитических работ и методика построения прогнозных на нефть и газ карт по данным геохимических исследований [23, 38, 57, 58]. Наиболее важные из этих результатов излагаются ниже.

2. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О МЕХАНИЗМЕ И ДИНАМИКЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

По современным представлениям, исходным для нефти и газа может быть органическое вещество как высшей растительности, так и фито- и зоопланктон и

бентос, в первую очередь их липоидная часть. Становится все более очевидным, что в этом процессе принимает значительное участие и керогенная¹ часть органического вещества.

Центральным в проблеме генезиса нефти является вопрос о природе углеводородов. В.А. Успенский [83] впервые отметил, что углеводороды рассеянного в осадочных породах органического вещества имеют три самостоятельных источника: первый – процессы биосинтеза в живых организмах, второй – биохимическое новообразование углеводородов в стадию диагенеза и третий – термокаталитическое их новообразование в стадию катагенеза. Он полагал, что новообразование углеводородов за счет второго и третьего источников незначительно.

Имеются достаточно обстоятельные обзоры данных об углеводородах живого вещества. В советской геохимической литературе первый из них был сделан Н.Б. Вассоевичем [8]. В высшей наземной растительности присутствуют в составе восков нормальные алканы от C_{10} до C_{40} , но преобладают алканы, содержащие от 20 до 35 атомов углерода, причем отношение количества алканов с нечетным числом атомов углерода к четным больше единицы. В низших организмах, в частности в сульфат-редуцирующих бактериях, соотношение нормальных четных и нечетных алканов примерно равно единице [91]. Изоалканов в живом веществе значительно меньше. Имеются в составе живого вещества и циклоалканы [Там же], но концентрация их незначительна. Ароматические углеводороды, а также углеводороды, входящие в бензиновые и керосиновые фракции нефти, в живом веществе не зафиксированы.

В ходе седиментации и диагенеза органическое вещество подвергается глубокому разложению и значительному преобразованию. По оценке В.А. Успенского [79], не разлагается и попадает в осадок в среднем 0,80 % от первичной продукции органического вещества, в том числе 1,04 % в зоне шельфа, 0,37 % на континентальном склоне и 0,06 % в глубоководной области океана. В мелких озерных водоемах и древних платформенных эпиконтинентальных морях эти величины, вероятно, были несколько выше. В известной мере органическое вещество осадков пополняется за счет их бактериального населения и других донных организмов, а также донной растительности.

На стадии диагенеза органическое вещество подвергается дальнейшему разложению. Материалы по мезозойским отложениям Западно-Сибирской низменности [36] и других регионов [57] показывают, что чем меньше в осадках содержится органического вещества, тем при прочих равных условиях большая его доля расходуется на редукционные процессы. Важно подчеркнуть, что при этом керогенная часть органического вещества подвергается тем более существенным изменениям, чем меньше его в породе.

При петрографическом изучении рассеянного органического вещества Г.М. Парпаровой [64] установлено, что, как правило, оно слагается теми же группами микрокомпонентов, что и угли: витринитом, фюзинитом, лейптинитом, альгинитом.

Наряду с перечисленными микрокомпонентами в составе рассеянного органического вещества присутствуют микрокомпоненты, значительно отличающиеся по оптическим свойствам от тех, которые слагают угли [64]. Вещество, образующее эти микрокомпоненты, однородное, бесструктурное, в проходящем свете имеет буровато-коричневую или желто-коричневую окраску, в отраженном свете цвет микрокомпонентов этой группы серый, рельеф низкий. По внешнему виду

¹ Под керогеном здесь и далее мы понимаем дебитуминизированное рассеянное органическое вещество.

они напоминают в одних случаях микстинит, в других – гумо- или сапромикстинит. Характерной особенностью рассеянного органического вещества описываемого петрографического состава является низкое содержание в нем водорода (4,0–5,5 %). Первоначально Г.М. Парпаровой было высказано предположение, что эта группа микрокомпонентов имеет смешанную сапропелево-гумусовую природу. Она называла их сапрогумомикстинитом, микстинитом и гумосапромикстинитом в соответствии с тем, какое по генезису вещество преобладает. При выделении этих микрокомпонентов за основу принимались оттенок цвета, характер люминесценции, выход летучих веществ и содержание водорода в керогене. Однако в дальнейшем оказалось, что органическое вещество, рассеянное в кембрийских и позднекембрийских отложениях Сибирской платформы, по оптическим свойствам и элементному составу подобно только что описанному, причем содержание водорода в его горючей массе опускается до 4,0–4,5 %. Вряд ли это дает основание говорить о смешанной сапропелево-гумусовой природе накапливавшегося в осадках в позднем докембрии и раннем кембрии органического вещества, поскольку высшей растительности в то время, как известно, не существовало. Аналогичное по петрографическому составу органическое вещество рассеяно в осадочных толщах валанжина, турона, маастрихта на Западно-Сибирской плите. Оно отлагалось в осадках в центральных частях громадных морских бассейнов, распространявшихся почти на всю территорию плиты. В современных морях так далеко от берега аллохтонное органическое вещество практически не заносится. Вероятнее всего, в этих случаях органический материал имеет сапропелевую природу, но условия его фоссилизации были таковы, что образовалось органическое вещество по петрографическим особенностям и элементному составу, подобное микстиниту. Анализ материалов по мезозою (Котторович и др., 1969 г.) и кембрию Сибири (Дробот, 1968 г.; Макаров и др., 1969 г.) показывает, что такое сапропелевое по природе органическое вещество, но с микстинитоподобным микрокомпонентным составом и низким содержанием водорода в керогене рассеяно в толщах, накапливавшихся в слабо восстановительных либо окислительных условиях; концентрация его в породах составляет сотые и десятые доли процента. Поскольку диагенез при этом приводит, как и при фюзенизации углей, к усиленной потере органическим веществом водорода, Г.М. Парпаровой и автором статьи такой процесс условно назван “псевдофюзенизацией”.

Влияние условий разложения и диагенетического преобразования органического материала отчетливо сказывается и на других показателях.

Прежде всего при сравнении элементного состава керогена органического вещества, накапливавшегося в пресноводных и морских водоемах, обращает на себя внимание обогащенность последнего серой и обедненность кислородом [38, 44]. Так, в органическом веществе класса сапропелитов, концентрирующемся в морском бассейне в условиях пиритовой и существенно пиритовой геохимических фаций, в диагенезе на буроугольной стадии содержится 5–8 % серы. В сапропелево-гумусовом и гумусово-сапропелевом органическом веществе, также накапливающемся в осадках с морским палеоландшафтом, но с менее восстановительной обстановкой в диагенезе (сидеритовая, существенно сидеритовая и редко пиритосидеритовая геохимические фации), серы значительно меньше (1,5–3,0 %). Сходная картина, по данным В.А. Успенского, Н.А. Агеевой и Г.М. Парпаровой [82], имеет место и в органическом веществе класса гумитов. В разностях, образовавшихся в континентальных условиях, содержание серы колеблется от 0,05 до 0,70 %, а в мелководно-морских равно 0,7–3,0 %. Органическое вещество в изученных этими исследователями нижнекарбонных глинах также находится на буроугольной стадии.

Состав битумоидов, фиксируемых в органическом веществе на стадии диагенеза, существенно отличается от липидной фракции живого вещества.

Еще в 1934 г. Т.Л. Гинзбург-Карагичева и К.Ф. Родионова обнаружили углеводороды в составе органического вещества глубоководных осадков Черного моря. В 1950 г. А.И. Горской и в 1952 г. П. Смитом, а в дальнейшем и многими другими исследователями наличие углеводородов в современных осадках было подтверждено современными методами. Этими исследователями установлено, что в современных осадках в составе углеводородов масел очень много метаново-нафтеновых и малоароматических углеводородов. Сведения о соотношении метановых и нафтеновых структур в углеводородах органического вещества, рассеянного в современных осадках, появились в последнее время. По данным Г.Т. Филиппи [93], изоалифатические и нафтеновые углеводороды современных осадков содержат 6–30 % изоалифатических углеводородов во фракции, кипящей в интервале температур 325–370 °С, 1–14 % – во фракции 370–420 °С и 2–16 % – во фракции 420–470 °С, среднее число нафтеновых колец на молекулу в проанализированных фракциях колеблется от 1,8 до 4,5 %. Детально изученные этим исследователем пять образцов отобраны следующим образом: три в нормально-морских осадках, один в прибрежной соленовато-водной лагуне и один в дельте р. Миссисипи. К сожалению, данные об исходном органическом веществе изученных образцов не приводятся. Е. Брей и А. Эванс [90] исследовали 75 образцов современных морских илов и также установили, что метаново-нафтеновые углеводороды современных осадков содержат 78 % нафтенов.

На долю нормальных парафинов приходится сравнительно небольшой процент от общего количества углеводородов в современных осадках (8–15 %). Характерной их особенностью является резкое преобладание нормальных парафинов с нечетным числом атомов углерода [6]. Это явление находит естественное биохимическое объяснение [91]. Во-первых, как уже отмечалось, в составе растительных восков также доминируют нечетные алканы. Главное же, как пишет Н.Б. Вассоевич [11], жирные кислоты органических веществ, являющиеся, по мнению большинства исследователей, исходным материалом для образования нормальных парафинов, в преобладающей части четные. При декарбокислировании жирных кислот, имеющем место в диагенезе, в осадках накапливаются преимущественно нечетные нормальные парафины. Данные о средней длине цепи нормальных алканов современных живых организмов отсутствуют. Однако известно [88], что для липоидов морских организмов характерна по сравнению с липидами наземных растений большая длина нормальной алкановой цепи.

Ароматические углеводороды современных осадков представлены в основной массе соединениями с одним бензольным кольцом [4], но в них имеются и полиядерные структуры – нафталиновые, фенантроновые и антраценовые [5]. Установлено [88], что среди ароматических структур живого вещества фенантроновый тип ядер значительно распространен, чем антраценовый. А.А. Ильиной обнаружен в современных осадках и такой многоядерный конденсированный ароматический углеводород, как перилен. По данным, полученным ею, он связан с органическим веществом гумусового состава. Интересно отметить, что производные перилена имеются в низших растениях, в частности в грибах. Углеводороды с фенантроновым ядром – ретен и фихтелит – найдены в торфе [83].

В ходе диагенеза углеводородный состав битумоидов не остается неизменным. В них увеличивается количество нафтеново-ароматических углеводородов. О.К. Бордовский [4] полагает, что имеет место образование более простых ароматических соединений в результате разложения сложных полиядерных молекул, отщепления боковых цепей и т. д. В этой связи чрезвычайно интересны данные, полученные М.И. Гербер и О.К. Бордовским [18], об обратной корреляционной связи между содержанием в маслах органического вещества современных осадков ароматических углеводородов и гетеросоединений.

Таблица 1
Химическая классификация рассеянного органического вещества

Тип органического вещества	Условия осадко-накопления	Геохимическая фация	Стадия метаморфизма органического вещества	Элементный состав керогена, %					β, % (C _{орг} = 4–10 %)	Элементный состав автохтонного сингенетического битумоида, %				
				C	H	N	S	O		C	H	N	S	O
Сапропелитогумиты	Мелководно-морские и континентальные	Пирито-сидеритовая и сидеритовая	Б	63–74	4,5–4,8	1–3	2,5–2,0	29,0–16,2	1–2	77–80	8–10	0,3–0,6	1,0–0,8	13,7–8,6
				74–80	4,5–4,8	1–3	2,0–1,5	18,5–10,7	2–5	80–82	8–10	0,3–0,6	0,8–0,5	10,9–6,9
				80–83	4,5–4,8	1–3	1,5–1,0	13,0–8,2	5–7	82–84	8–10	0,3–0,6	0,5–0,3	9,2–5,1
				83–86	4,5–4,8	1–3	1,0–0,5	10,5–5,7	7–9	84–86	8–10	0,3–0,6	0,3–0,2	7,4–3,2
Сапропелиты	Глубоководно-морские	Пиритовая и существенно пиритовая	Б	65–76	7,2–8,0	1–3	8,0–5,0	18,8–8,0	2–5	78–81	9–11	0,3–0,6	3,0–2,0	9,7–5,4
				76–80	7,2–8,0	1–3	5,0–3,0	10,8–6,0	5–8	81–83	9–11	0,3–0,6	2,0–1,0	7,7–4,4
				80–85	7,2–8,0	1–3	3,0–1,0	8,8–3,0	8–11	83–85	9–11	0,3–0,6	1,0–0,5	6,7–2,9
				85–88	7,2–8,0	1–3	1,0–0,5	5,8–0,5	11–12	85–87	9–11	0,3–0,6	0,5–0,3	5,2–1,1

Неоднократно отмечалось, что едва ли не наиболее существенным отличием углеводов современных осадков от углеводов нефтей является отсутствие в них, как и в живом веществе, соединений, входящих в состав бензиновых и керосиновых фракций, а также газообразных углеводов от этана до пентана. Громкие масштабы биохимического образования метана в современных осадках общеизвестны.

Состав наддонных вод и среда диagenеза ощутимо сказываются на составе не только керогена, но и битумоидов. В частности, в битумоидах органического вещества, накапливавшегося в морских водоемах, всегда больше серы, чем в таковых пресноводных водоемов. В толщах, богатых сапропелевым органическим веществом и накапливавшимся в резко восстановительной обстановке, битумоиды особенно сильно обогащены серой и порфиринами, в первую очередь ванадиевыми, в условиях достаточно сильного химического выветривания на континенте (куонамская свита нижнего–среднего кембрия Сибирской платформы, баженовская свита волжского яруса Западно-Сибирской плиты, доманиковый горизонт девона Русской платформы и др.).

Преобразование захороненного в осадках органического вещества продолжается и на стадии катагенеза, когда биохимические процессы полностью прекращаются. Именно этому этапу принадлежит решающая роль в образовании углеводородных газов и микро нефти с точки зрения как количества, так и состава образующихся продуктов.

Катагенные преобразования органического вещества сопровождаются глубокими изменениями его состава и структуры и новообразованием большого числа углеводов и других соединений.

По мере роста метаморфизма органического вещества изменяется элементный состав керогенной его части, растет доля битумоидов в органическом веществе, изменяется фракционный, групповой, углеводородный и элементный состав битумоидов [3, 8, 21, 31, 36–40, 44, 56, 57, 61, 84].

В качестве примера приведем табл. 1, составленную для лучше изученных мезо-

зойских отложений Западно-Сибирской плиты. В ней обобщены данные о составе органического вещества класса сапропелитов морского генезиса (пиритовая и существенно пиритовая геохимические фации) и сапропелито-гумитов прибрежно-морского и континентального генезиса (сидеритовая, существенно сидеритовая и пирито-сидеритовая геохимические фации). Из табл. 1 видно, что по мере нарастания метаморфизма органического вещества в составе керогена увеличивается количество углерода и уменьшается содержание серы и кислорода. Изменение концентрации азота и водорода в керогене при углефикации от бурогоугольной стадии до жирной по имеющимся анализам не фиксируется. В этом интервале стадий углефикации аналогично ведут себя и угли.

Уменьшение концентрации серы в керогене по мере углефикации в морских сапропелитах происходит быстрее, чем в мелководно-морских и континентальных сапропелито-гумитах. Разницы между ними по содержанию серы на жирной стадии углефикации нет.

Важнейшим различием керогена сапропелевого и гумусового органического вещества на жирной стадии углефикации является обогащенность первого водородом, а последнего кислородом. Поскольку конечным продуктом преобразования органического вещества в зоне катагенеза и метагенеза является графит, постольку на коксовой и более высоких стадиях углефикации сапропелевое органическое вещество должно весьма быстро терять водород, а гумусовое – кислород. Это обстоятельство уже отмечалось ранее [38, 65].

В составе битумоидов в катагенную стадию уменьшается роль гетероэлементов и растет концентрация масел. С глубин 1100–1200 м в составе битумоидов рассеянного органического вещества появляются углеводороды бензиновых и керосиновых фракций [92]. Изменяется углеводородный состав масел [3, 40, 93 и др.]. В метаново-нафтенной их части растет отношение изоалифатических углеводородных структур к нафтовым. В составе нафтенно-ароматических углеводородов падает концентрация конденсированных би- и тетрациклических структур, в нормальных алканах отношение нечетных и четных стремится к единице [93]. Общее количество нормальных алканов в метаново-нафтенной фракции медленно увеличивается [3, 31, 32]. В зоне катагенеза интенсивно продолжается газообразование, причем из числа углеводородных газов, помимо метана, образуются и его высокомолекулярные гомологи.

В рамках этой общей направленности процесса фиксируются определенные различия между сапропелевым и гумусовым органическим веществом [3, 31, 40 и др.].

Таким образом, в настоящее время можно считать твердо установленным фактом, что в ходе катагенного преобразования рассеянного органического вещества в нем образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. При этом происходит как изменение состава битумоидов, имеющих в органическом веществе с начала катагенеза, так и образование новых за счет керогенной части органического вещества. Причем роль этих новообразований значительно больше, чем это первоначально полагал В.А. Успенский [83].

Чрезвычайно важно, что этот процесс идет неравномерно. В 1964 г. Ф.Г. Гурари, Н.П. Запывалов, И.И. Нестеров [21] отметили, что битуминозность органического вещества в осадочных породах Западно-Сибирской низменности резко возрастает, начиная с покурской свиты, т. е. при переходе от бурогоугольной к длиннопламенной стадии.

Из приведенных этими исследователями данных видно, что битумоидный коэффициент (β) особенно возрастает в конце длиннопламенной и начале газовой стадии.

В выполненной в 1964 г. работе [36, с. 11] А.Э. Конторович отметил, что “в ходе метаморфизма органического вещества изменяются количество и состав битумоидов в нем. Основная тенденция в изменении битумоидов по разрезу по

мере нарастания метаморфизма органического вещества состоит в увеличении их роли в составе рассеянного органического вещества (от 2–3 до 12–13 %), в возрастании содержания хлороформенного экстракта в битумоиде (от 21–22 до 73–78 %) и, наконец, в потере хлороформенным экстрактом гетероэлементов (N + O изменяется от 15 до 6–7 %) и накоплении за их счет в его составе углерода (от 73 до 82 %).

Градиент изменения всех этих величин резко возрастает при переходе от длиннопламенной стадии метаморфизма органического вещества к газовой (разрядка наша. – А.К.).

В 1967 г. Н.Б. Вассоевич [11, с. 147], опираясь на данные ряда исследователей, назвал этот этап ускорения нефтегазообразования “главной фазой”. Он писал: “Новообразование и преобразование углеводородов и предуглеводородов на этапах раннего катагенеза и слабого термокатагенеза не вызывает сомнений. Этот процесс развивается сначала медленно, но в начале стадии среднего катагенеза, на этапах карбонизации углей, отвечающих маркам “Д” и “Г”, быстро усиливается. В результате термокатализа и мягкого термолиза образуется много углеводородов, главным образом тех, которые входят в состав керосина и бензина. С этими этапами катагенеза, которые протекают при мощности перекрывающих отложений примерно в 2–4 км и температуре 80–150 °С, связана главная фаза нефтегазообразования”. В вышедших несколько ранее работах [40, 43] автор статьи назвал этот же интервал разрезом “главной зоной процессов нефтегазообразования” [40, с. 203; 43, с. 21].

Таблица 2

Изменение битумоидного коэффициента (β_0)* и скорости его возрастания (a) с глубиной и метаморфизмом органического вещества (со снятым влиянием процессов эмиграции)

Стадия метаморфизма	Высота, м	Гумолиты, $C_{орг} = 1-5 \%$		Микстиниты, $C_{орг} = 0,3-0,7 \%$		Сапропелиты, $C_{орг} = 5-10 \%$	
		β_0	a	β_0	a	β_0	a
Б	200	—	—	0,44	0,15	—	—
	500	—	—	0,78	0,15	—	—
	1000	—	—	1,40	0,15	0,98	0
	1250	0,98	0	1,58	0,20	1,00	0,13
	1500	0,98	0,15	2,19	0,25	1,60	0,60
Д	1600	1,10	0,20	2,42	0,30	2,21	0,62
	1700	1,41	0,40	2,71	0,30	2,88	0,65
	1800	1,87	0,55	3,03	0,35	3,58	0,70
	1900	2,46	0,70	3,53	0,55	4,26	0,71
	2000	3,21	0,85	4,23	0,80	4,98	0,75
	2100	4,15	0,90	4,99	0,82	5,76	0,80
	2200	5,19	1,00	5,80	0,85	6,59	0,80
Г	2300	6,27	1,05	6,70	0,90	7,33	0,75
	2400	7,42	2,15	7,73	0,98	8,06	0,70
	2500	8,50	1,20	8,34	0,70	8,70	0,60
	2600	9,82	1,00	9,30	0,68	9,30	0,55
	2700	10,21	0,82	9,63	0,60	9,85	0,30
	2800	11,05	0,63	9,94	—	10,03	0,15

* Имеется в виду часть битумоидов, входящая в состав масел; бензиновые и керосиновые фракции не учтены.

Описанная закономерность может быть проиллюстрирована на материалах Западной Сибири. Не останавливаясь на методике восстановления исходного битумоидного коэффициента (это будет сделано ниже), отметим, что с ростом глубины битумоидный коэффициент закономерно увеличивается. Соответствующие данные приведены в табл. 2, при анализе которой выясняются интересные особенности динамики новообразования битумоидов. На буроугольной, длиннопламенной и в начале газовой стадии наименьшим битумоидным коэффициентом (β_0) обладает органическое вещество класса гумолитов, однако на газовой стадии органическое вещество этого генезиса имеет максимальный битумоидный коэффициент. Последний факт требует проверки на большем материале. Битуминозность органического вещества класса сапропелитов повсеместно выше, чем у микстинитового¹ органического вещества, хотя содержание последнего в породах в 10 и более раз меньше, и по закономерности Успенского–Вассоевича можно было бы ожидать обратной картины.

Еще более интересные материалы дает анализ изменения по разрезу величины $\alpha = d\beta_0/dh$ – скорости изменения битумоидного коэффициента. На средней буроугольной стадии она всюду равна нулю, возрастает в конце буроугольной–начале длиннопламенной стадии, достигает максимума в конце длиннопламенной–начале газовой стадии, а затем вновь снижается.

Судя по имеющимся данным, раньше всего новообразование начинается в микстинитовом органическом веществе, но протекает крайне медленно. В конце буроугольной стадии этот процесс начинается в сапропелевом органическом веществе, причем скорость его сразу становится значительной. Позже всего он начинается в гумусовом органическом веществе. Максимальной скорости новообразование достигает в сапропелевом органическом веществе в конце длиннопламенной стадии (глубина 2100–2200 м), затем в микстинитовом (начало газовой стадии, глубина 2200–2300 м) и позже всего в гумусовом (середина газовой стадии, глубина 2400–2500 м). В зоне наиболее интенсивного новообразования показатель α наибольший в гумусовом и наименьший в сапропелевом органическом веществе.

В теоретическом и практическом отношении чрезвычайно важно оценить количество новообразованных жидких и газообразных углеводородов в органическом веществе.

Для газов такие попытки предпринимались неоднократно. Выше уже отмечалось, что лучшая из методик таких расчетов предложена в 1954 г. В.А. Успенским [78] для расчета газообразования в углях. Однако она в описанном автором виде непригодна для оценки масштабов газообразования в рассеянном органическом веществе, так как в ней допускается, что новообразования битумоидов не происходит. В этой связи А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной [44] методика расчета масштабов газообразования была существенно видоизменена.

Пусть на стадии 1 имеем некоторое количество M_1 органического вещества, содержащего β_1 битумоидов b_1 , т. е. $b_1 = \beta_1 M_1$. Битумоид имеет элементный состав $C_{\beta_1}, H_{\beta_1}, N_{\beta_1}, S_{\beta_1}, O_{\beta_1}$. Количество керогена органического вещества равно $q_1 = (1 - \beta_1) M_1$. Его элементный состав – C_1, H_1, N_1, S_1, O_1 .

На стадии 2 количество органического вещества равно M_2 , его битуминозность β_2 ; состав битумоида $C_{\beta_2}, H_{\beta_2}, N_{\beta_2}, S_{\beta_2}, O_{\beta_2}$ и керогена C_2, H_2, N_2, S_2, O_2 .

¹ Под микстинитовым органическим веществом мы понимаем органическое вещество, сложенное преимущественно микстинитом либо микстинитоподобными микрокомпонентами. В рассматриваемом случае, судя по палеогеографическим реконструкциям, это органическое вещество имело исходную сапропелевую природу.

Примем:

1) что при углефикации рассеянного органического вещества образуются вода, углеводородные газы¹, углекислый газ, сероводород, аммиак и битумоиды;

2) что состав битумоида, имевшегося в органическом веществе, на стадии 1 в ходе метаморфизма органического вещества существенных изменений не претерпевает.

Обозначим количество образующейся воды через α , углекислого газа через β , углеводородных газов – γ , сероводорода – ν и аммиака – ω , а количество входящих в эти продукты углефикации углерода через x , водорода – y , азота – z , серы – t и кислорода – u . Тогда можно записать следующую систему уравнений материального баланса:

$$\begin{aligned} M_1(1-\beta_1)C_1 &= M_2(1-\beta_2)C_2 + \beta_2 M_2 C_{\beta_2} - \beta_1 M_1 C_{\beta_1} + x; \\ M_1(1-\beta_1)H_1 &= M_2(1-\beta_2)H_2 + \beta_2 M_2 H_{\beta_2} - \beta_1 M_1 H_{\beta_1} + y; \\ M_1(1-\beta_1)N_1 &= M_2(1-\beta_2)N_2 + \beta_2 M_2 N_{\beta_2} - \beta_1 M_1 N_{\beta_1} + z; \\ M_1(1-\beta_1)S_1 &= M_2(1-\beta_2)S_2 + \beta_2 M_2 S_{\beta_2} - \beta_1 M_1 S_{\beta_1} + t; \\ M_1(1-\beta_1)O_1 &= M_2(1-\beta_2)O_2 + \beta_2 M_2 O_{\beta_2} - \beta_1 M_1 O_{\beta_1} + u. \end{aligned} \quad (1a)$$

Кроме того, может быть составлено еще пять уравнений, отражающих взаимоотношение воды, углекислого газа и других летучих продуктов углефикации в составе новообразования:

$$\begin{aligned} x &= a_1\beta + a_3\gamma; \\ y &= a_2\alpha + a_4\nu + \gamma + \omega - a_3\gamma - a_3\omega; \\ z &= a_5\omega; \\ t &= \nu - a_4\nu; \\ u &= \beta + \gamma - a_1\beta - a_2\alpha. \end{aligned} \quad (16)$$

В системе (16) a_1 – доля углерода в углекислом газе; a_2 – водорода в воде; a_3 – углерода в углеводородных газах; a_4 – водорода в сероводороде и a_5 – азота в аммиаке.

Системы (1a) и (16) образуют единую систему (1) из 10 уравнений с 11 неизвестными – $x, y, z, t, u, \alpha, \beta, \gamma, \nu, \omega$ и M_1 (или M_2).

Такая система имеет бесчисленное множество решений.

Если, однако, как это делал В.А. Успенский [78], дополнить систему (1) неравенствами $\alpha > 0, \beta > 0, \gamma > 0, \nu > 0, \omega > 0$, то при конкретных значениях состава органического вещества и битумоидов, которые наблюдаются в природе (см. табл. 1), можно, решая эту систему относительно M_2 (или M_1), получить

$$BM_1 < M_2 < AM_1, \quad (2)$$

где A и B – некоторые постоянные, причем $A - B \ll A, B$. Поэтому для оценочных расчетов можно принять:

$$M_2 = \frac{A+B}{2} M_1; \quad M_2 = \chi M_1. \quad (3)$$

¹ Состав образующегося при метаморфизме органического вещества следует изменять в зависимости от типа органического вещества. Лучшее всего вести расчет по метану для гумитов и пропану для сапропелитов.

При известных M_1 и M_2 система (1) решается как обычная система из десяти уравнений с десятью неизвестными.

В соответствии с описанной схемой были рассчитаны состав и количество продуктов, образующихся при углефикации рассеянного органического вещества для двух классов органического вещества: сапропелитов и сапропелито-гумитов [44]. В качестве исходных для расчетов были взяты данные, приведенные в табл. 1. Расчеты показали [38, 44], что состав продуктов, образующихся при углефикации сапропелитового и гумусового органического вещества, существенно различен. Морские сапропелиты, образовавшиеся в бассейне с резко восстановительной обстановкой в диагенезе и обогащенные в результате биохимических процессов серой, генерируют значительные количества сероводорода. Доля его в продуктах углефикации возрастает от 20,1 % на буроугольной стадии до 35,7 % на длиннопламенной, а затем падает до 25,0 % на газовой и 10,5 % на жирной стадии. В продуктах углефикации прибрежно-морских и континентальных сапропелито-гумитов сероводорода значительно меньше, но его количество монотонно возрастает от 4,8 % на буроугольной до 11,1 % на жирной стадии.

Гумусовое органическое вещество генерирует значительно меньше углеводородных газов, чем сапропелитовое. Так, в гумусовом органическом веществе к коксовой стадии образуется 2,1 % (весовых) углеводородных газов от веса органического вещества на средней буроугольной стадии, а в сапропелитовом – 6,2 %(!). Доля метана в продуктах углефикации гумитов убывает от 9,6 % на буроугольной до 2,5 % на газовой стадии, а затем вновь существенно возрастает (8,3 % на жирной стадии).

В сапропелитах минимум (расчет велся на пропан) падает не на газовую, а на длиннопламенную стадию (16,0 %). Максимальную роль в продуктах углефикации углеводородные газы играют на жирной стадии (23,7 %).

Если принять сумму приведенных к нормальным условиям объемов образующихся углеводородных газов и двуокиси углерода за 100 %, то в гумитах роль углекислого газа возрастает от буроугольной стадии к длиннопламенной от 73,2 до 92,6 %, а в сапропелитах от 66,1 до 69,3 %. Преобладающая роль (67–82 %) углекислого газа в летучих продуктах углефикации сапропелито-гумитов является следующей специфической их особенностью. В сапропелитах количество углекислого газа не превышает 44,7 %.

Вода также играет существенную роль в балансе продуктов углефикации. Для сапропелитов характерно минимальное количество воды в летучих продуктах углефикации на длиннопламенной стадии, в сапропелито-гумитах – на жирной.

Меньше всего при метаморфизме органического вещества образуется аммиака – 1,9–3,1 % от общего количества продуктов. По мере метаморфизма роль его в продуктах углефикации сначала растет, а потом падает. Максимум в сапропелито-гумитах приходится на длиннопламенную, а в сапропелитах – на газовую стадию метаморфизма.

Выше отмечалось, что на коксовой и более высоких стадиях метаморфизма сапропелитовое органическое вещество теряет много водорода и сравнительно мало гетероэлементов. Следовательно, в составе образующихся на этих стадиях продуктов доля углеводородов должна непрерывно возрастать. Для гумусового органического вещества эта картина не будет выражена столь отчетливо. Надо также иметь в виду, что абсолютное количество образующихся углеводородных газов вряд ли будет значительным.

Приведенная схема оценки масштабов газо- и битумоидообразования позволила подсчитать [38], что в 100 г органического вещества класса гумитов новообразуется на буроугольной стадии (подстадии B_2 и B_3) 0,3 высокомолекулярных углеводородов (с температурой кипения выше 300 °С), асфальтенов и смол на

длиннопламенной – 1,2 г, газовой – 1,25 г, жирной – 1,03 г. Из 100 г сапропелитов на тех же стадиях образуется 1,3, 2,1, 1,6 и 0,4 г этих компонентов битумоидов. Из каждых 100 г органического вещества образуется (в пересчете на нормальные условия) 1,4, 1,0, 0,14 и 0,43 л углеводородных газов в органическом веществе класса гумитов и 1,60, 0,45, 0,60 и 0,45 л в органическом веществе класса сапропелитов на тех же стадиях углефикации. Кроме того, доказано [90], что происходит новообразование углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. Они составляют в богатых органическим веществом глинистых толщах 20–40 % от веса битумоида.

Выше указывалось, что наиболее интенсивно новообразование битумоидов происходит на длиннопламенной и газовой стадиях углефикации. Проведенные более детальные расчеты подтвердили этот вывод. Они также позволили установить, что для сапропелевого органического вещества оптимальной является длиннопламенная стадия. Менее всего битумоидов новообразуется на жирной стадии. Для гумитов наименее интенсивно новообразование происходит на буроугольной стадии, оптимум достигается на длиннопламенной и газовой стадиях при некоторой интенсификации процесса на последней. На жирной стадии новообразование углеводородов замедляется, но в меньшей степени, чем в органическом веществе класса сапропелитов. Динамика процессов образования газообразных углеводородов несколько иная. В гумусовом органическом веществе масштабы образования метана убывают от буроугольной стадии к газовой и на жирной вновь несколько возрастают. В сапропелевом органическом веществе имеются два минимума на длиннопламенной и жирной стадиях. Более высокие стадии метаморфизма нами не рассматривались.

Важно также подчеркнуть, что сапропелевое органическое вещество продуцирует больше углеводородов (как газообразных, так и жидких), чем гумусовое.

Как уже отмечалось, в зоне катагенеза в осадочных толщах образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти, и выяснена, разумеется, приближенно количественная сторона этих процессов. Для правильного понимания условий нефте- и газообразования необходимо также выяснить, возможна ли и при каких условиях эмиграция этих углеводородов из материнских пород.

По современным представлениям [2, 8, 19, 24, 27, 33 и др.] первичная миграция углеводородов совершается преимущественно в следующих состояниях:

1) в виде раствора (истинного или коллоидного) образующихся жидких и газообразных углеводородов в седиментационных водах, отжимаемых из глин и аргиллитов;

2) в виде ретроградного раствора образующихся жидких углеводородов в газах, генерируемых органическим веществом в процессе его углефикации (состояние обратного испарения);

3) в виде раствора находящейся в газообразном состоянии однофазной газонефтяной системы в отжимаемых из глин и аргиллитов седиментационных водах. Последнее состояние, как легко видеть, представляет собой комбинацию первых двух.

Имеется большое число экспериментальных исследований, доказывающих принципиальную возможность первичной миграции углеводородов в этих состояниях. Остается, однако, неясным, в каких условиях преобладает каждая из них.

Для решения вопроса о формах первичной миграции углеводородов необходимо, в первую очередь, оценить масштабы газообразования и количество воды, отжимаемой из глин на различных стадиях катагенеза, и сопоставить эти данные с современными материалами по растворимости газов и нефтяных углеводородов в водах и нефтяных углеводородов в газах в термодинамических условиях зоны катагенеза.

Таблица 3

Количество воды ($\text{м}^3 \cdot 10^{-4}$), отжимаемой из глин при уплотнении на разных стадиях катагенеза с 1 км^2 площади (в расчете на 1 м мощности к концу стадии)

	БД	ДГ	ГЖ
Б ₂	9,2	17,1	23,7
	БД	7,9	14,5
		ДГ	6,6

Современный уровень разработки органической теории происхождения нефти позволяет достаточно обоснованно решать эти вопросы [38, 57]. Методика оценки масштабов газообразования изложена выше.

При оценке количества воды, отжатой из глин и аргиллитов на разных стадиях катагенеза, мы воспользовались формулами, выведенными И.И. Нестеровым [60]. Из результатов, полученных этим исследователем, легко вывести, что при погружении параллелепипеда, вырезанного из пласта аргиллитов и имеющего площадь основания 1 км^2 и высоту 1 м, с глубины h_1 до глубины h_2 из него будет отжато воды, м^3 (табл. 3).

$$Q_b = 10^6 \frac{(1 - n_c)(n_1 - n_2)}{(1 - n_1)(1 - n_2)}.$$

В этой формуле n_1 , n_2 и n_c – абсолютная пористость глинистых пород на глубинах h_1 , h_2 и их современная абсолютная пористость. Величины n_1 и n_2 можно вычислить с помощью уравнения регрессии, полученного И.И. Нестеровым [60].

При расчете количества воды, отжимаемой на разных стадиях катагенеза, было принято, что средней буроугольной стадии органическое вещество достигает на глубине 1200 м, длиннопламенной – 1600 м, газовой – 2300 м и жирной – 2900 м.

Выше было рассчитано количество газов, образующихся при метаморфизме органического вещества на разных стадиях катагенеза, и количество отжимаемых на тех же стадиях из глин и аргиллитов вод. Сопоставляя эти величины, можно оценить соотношение между ними (газовый фактор отжимаемых вод). Понятно, что в зависимости от содержания в породе органического вещества соотношения эти будут разные. Результаты соответствующих расчетов для углеводородных и углекислого газов показаны на рис. 1 и 2. Они были выполнены отдельно для ОВ класса гумолитов и класса сапропелитов при содержании органического углерода в пределах 5, 4, 3, 2, 1 и 0,5 %. Поскольку при уплотнении глин из них должна удаляться не только седиментационная вода, но и вода, образовавшаяся в ходе углефикации органического вещества, была оценена роль последней. Оказалось, что при 5-процентном содержании органического углерода в породе образующаяся при метаморфизме “органическая” вода составляет на поздней буроугольной стадии 2,5 %, длиннопламенной – 3,0 %, газовой – 0,65 % от отжимаемых седиментационных вод для органического вещества класса гумолитов и соответственно 4,0, 2,7 и 3,4 % для органического вещества класса сапропелитов. Эти количества органической воды практически не скажутся на соотношении газ–вода в отжимаемых из аргиллитов флюидах.

Для гумусового органического вещества газовый фактор отжимаемых вод возрастает от поздней буроугольной стадии углефикации к длиннопламенной и резко падает на газовой (см. рис. 1, 2). Величины газового фактора весьма высокие.

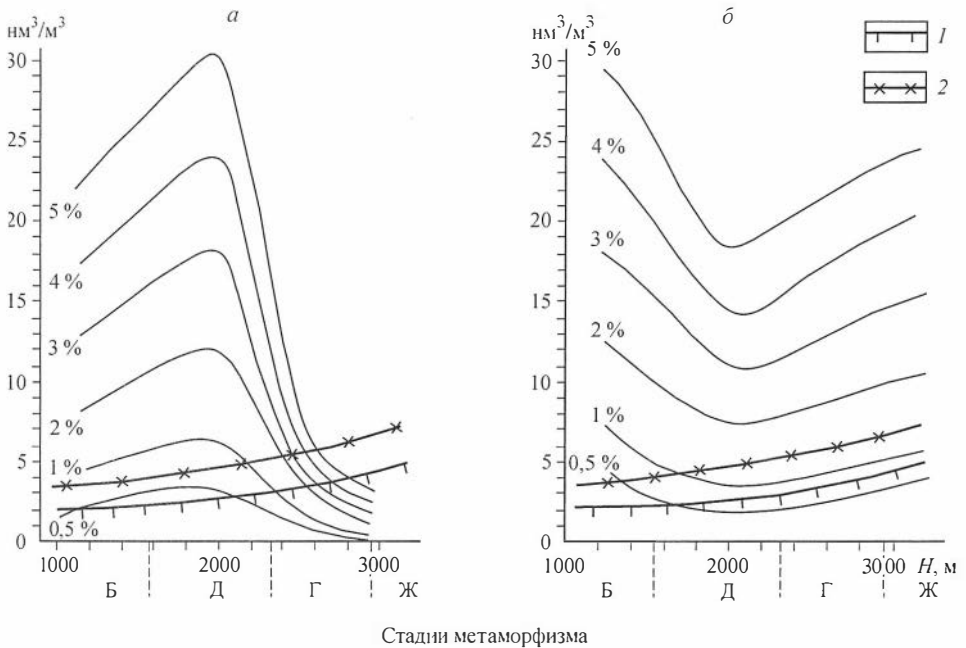


Рис. 1. Соотношение между количеством генерируемого органическим веществом углеводородных газов и отжимаемых из аргиллитов вод в зоне катагенеза для пород с различным содержанием органического углерода.

Для органического вещества: а – класса гумолитов, б – класса сапропелитов.

1 – кривая предельной растворимости метана в воде на разных стадиях катагенеза в условиях гидростатического давления; 2 – кривая предельной растворимости метана в воде на разных стадиях катагенеза в условиях геостатического давления. Условно геотермический градиент принят $4^\circ/100$ м.

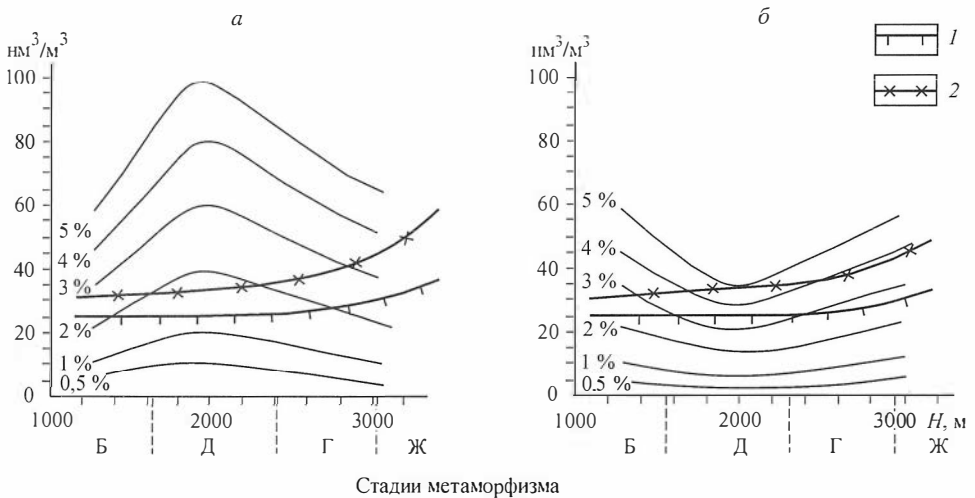


Рис. 2. Соотношение между количеством генерируемого органическим веществом углекислого газа и отжимаемых из аргиллитов вод в зоне катагенеза для пород с различным содержанием органического углерода.

Для органического вещества: а – класса гумолитов, б – класса сапропелитов.

1 – кривая предельной растворимости углекислого газа в воде на разных стадиях катагенеза в условиях гидростатического давления; 2 – кривая предельной растворимости углекислого газа в воде на разных стадиях катагенеза в условиях геостатического давления. Условно принят геотермический градиент $4^\circ/100$ м.

Так, на длиннопламенной стадии они достигают 5–6 при содержании органического углерода в породе 1 %, 10–12 при 2 %, 14–18 при 3 %, 20–24 при 4 % и 25–30 при 5 %. На газовой стадии газовый фактор отжимаемых вод не превышает 5–6.

Для сапропелевого органического вещества кривые газонасыщенности отжимаемых вод имеют зеркальный характер: минимум на длиннопламенной стадии при значительном возрастании на поздней буроугольной и газовой. Соотношения газ–вода для сапропелевого органического вещества также высокие. Так, на газовой стадии углефикации они равны 20–25, 16–18, 12–14, 8–9 и 4–5 при содержании органического углерода в породах соответственно 5, 4, 3, 2 и 1 %.

Кривые изменения соотношения углекислый газ–вода подобны только что рассмотренным. Только газовый фактор по углекислому газу в них значительно выше, особенно для органического вещества класса гумолитов.

Обратимся теперь к обсуждению вопроса о состоянии, в котором эмигрировали образовавшиеся при углефикации органического вещества газы из материнских пород. Прежде всего отметим, что в действительности соотношение между количеством уходящих из пород при погружении газов и вод должно быть меньше, чем это показано на рис. 1 и 2, так как часть образующихся газов будет сорбироваться материнской породой. Однако, учитывая, что из аргиллитов, бедных органическим веществом, эмигрировало 95–99 % образовавшегося в них газа [44], вряд ли учет сорбционных процессов может существенно изменить результаты расчетов, использованных при расчете графиков, приведенных на рис. 1 и 2.

Остается рассмотреть, в свободном или растворенном в воде состоянии уходят образующиеся газы из породы.

Имеется значительное число работ, в которых рассматривается растворимость метана и его гомологов в водах.

Наиболее полно результаты всех известных нам исследований суммированы А.Ю. Намиотом [45, 51]. Он приводит данные по растворимости углеводородных газов в водах в широком интервале температур и давлений. К сожалению, все они относятся к дистиллированной воде. Известно, однако, что в минерализованных водах растворимость углеводородных газов снижается. В какой мере минерализация вод, имеющая место в Западно-Сибирской низменности, отразится на растворимости углеводородных газов, сказать трудно. Имеются косвенные данные, позволяющие считать, что вряд ли эффект этот будет значительным. Обстоятельные исследования по газонасыщенности подземных вод Предкавказья, проведенные в последние годы В.Н. Корценштейном [46], показывают, что на глубинах 3–5 км при температурах 120–100 °С газонасыщенность вод достигает 4,3 л газа на литр воды, причем воды не насыщены газом. По данным А.Ю. Намиота и М.М. Бондаревой, при этих условиях в 1 л дистиллированной воды растворяется 4–5 л метана. Величины эти достаточно близки. Поэтому нами приняты за основу данные по растворимости углеводородных газов, приведенные в работе [51].

Предположим, что геотермический градиент равен 4 °С/100 м, тогда на рис. 1 приведем кривые предельной растворимости метана в воде в природных условиях, одну для случая гидростатического, а другую – геостатического давлений. Можно думать, что первая кривая будет характеризовать растворимость метана в водах в толщах пород-коллекторов, а вторая – в порых глин и аргиллитов.

Аналогичные кривые построены для углекислого газа (см. рис. 2). При их построении использованы данные С.Д. Малинина [49, 50] для системы углекислота–вода. Они дают хорошие результаты для растворов с минерализацией до 20 г/л. В растворах хлоридов кальция и натрия с минерализацией 50–150 г/л растворимость углекислого газа понижается в 1,5–2,5 раза.

Из рис. 1 и 2 видно, что в толщах, содержащих как сапропелевое, так и сапропелево-гумусовое органическое вещество при концентрации органического углерода 2 % и более, преобладающая часть газов, образующихся на поздней буровой и длиннопламенной стадиях, эмигрирует из породы в свободном состоянии. В толщах, содержащих сапропелевое органическое вещество, такое соотношение между формами первичной миграции углеводородных газов сохраняется и на газовой стадии, а в толщах с гумусовым органическим веществом на газовой стадии углефикации газы эмигрируют из материнских пород преимущественно, а иногда и полностью в водно-растворенном состоянии. При содержании органического углерода в породах порядка 1 % и особенно 0,5 % преобладающей, а чаще и единственной формой первичной миграции углеводородных газов является водный раствор.

Для углекислого газа первичная миграция в свободном состоянии начинает играть сколько-нибудь значительную роль при концентрации органического углерода в породах порядка 3–4 % и более. Особенно малую роль играет эмиграция углекислого газа в свободном состоянии для толщ с сапропелевым органическим веществом при концентрации органического углерода менее 5 %.

Рассмотрим ряд следствий из приведенного теоретического построения.

Прежде всего необходимо констатировать, что формы первичной миграции углеводородных газов определяются содержанием органического вещества в породах. Чем богаче породы органическим веществом, тем большую роль при прочих равных условиях играет первичная миграция в свободном состоянии.

По данным Н.Б. Вассовича [9], в породах континентального сектора осадочной оболочки Земли содержится в среднем 0,53 % органического углерода, в том числе в глинистых породах – 0,8 %, в алевролитах и алевролитах – 0,4 %, в песках и песчаниках – 0,2 % и в карбонатных породах – 0,2 %. Сравнение этих величин с зависимостями, изображенными на рис. 1 и 2, показывает, что преобладающей формой первичной миграции углеводородов являются водные растворы [38, 44]. На это обстоятельство обращал внимание и С.Г. Неручев [57].

Выше уже неоднократно отмечалось существенное влияние типов органического вещества на направленность процессов нефтеобразования. Приведенные материалы показывают, что тип органического вещества оказывает определенное влияние и на формы первичной миграции углеводородных газов, особенно при малых содержаниях органического вещества в породах.

Все обсуждаемые расчеты (см. рис. 1 и 2) сделаны в предположении, что геотермический градиент равен $4^{\circ}/100$ м. В районах, где геотермический градиент ниже, органическое вещество при погружении осадочной толщи будет метаморфизовываться медленнее (основной фактор метаморфизма – температура), а отжатие седиментационных вод из аргиллитов будет происходить примерно с той же интенсивностью. Как следствие, газонасыщенность вод, по крайней мере, на глубинах до 2000–3000 м будет меньше, и роль водных растворов в первичной миграции газов возрастет. На больших глубинах картина может стать обратной. Последнее требует, однако, подтверждения специальными расчетами.

Из всего сказанного следует, что первичная миграция жидких углеводородов также должна осуществляться преимущественно в виде истинных или коллоидных растворов. В толщах, обогащенных органическим веществом, значительную роль может играть миграция и в газовой фазе.

Существуют теоретически предсказанные и экспериментально установленные природные закономерности, подтверждающие, что эмиграция жидких углеводородов из материнских пород действительно имела место.

Как было показано выше, битуминозность органического вещества, состав битумоидов, соотношение в них углеводородной и неуглеводородной частей, соотношение самих углеводородов определяются исходным типом органического вещества, условиями его захоронения и степенью постдиагенетической измененности, т. е. между различными компонентами органического вещества при прочих равных условиях должны существовать строго определенные соотношения, контролируемые степенью его метаморфизма. Понятно, что процессы эмиграции жидких углеводородов из нефтепроизводящих толщ должны усложнять и искажать эти соотношения, так как эмиграция различных компонентов битумоидов независимо от того, происходит ли она в растворенном состоянии вместе с отжимаемыми и пластовыми водами, в однофазном состоянии с газом или при сочетании обоих этих процессов, будет не одинаковой.

Ранее отмечалось [40, 57, 76], что процесс первичной миграции углеводородов естественнее всего моделировать как хроматографию жидкостей на адсорбенте. Анализ первичной эмиграции углеводородов из пласта аргиллитов показывает, что особенность хроматографического процесса в рассматриваемом случае по сравнению с "идеальной" хроматографией состоит в том, что источником подвижной фазы (вода, газ) является сам глинистый пласт. В силу этого через внешние, прилежащие к коллектору части пласта, пройдет больше подвижной фазы, чем через центральные. На языке хроматографии это будет означать, что число промываний внутренних зон пласта будет много меньше, чем внешних. Как следствие, хроматографическое разделение компонентов битумоида, условия для эмиграции углеводородов будут ухудшаться от границ пласта к его центральной части. Значит, процесс первичной миграции углеводородов должен приводить к увеличению в составе битумоида роли асфальгово-смолистых соединений, гетероэлементов, соотношения между ароматическими и алифатическими углеводородами по направлению от центральных частей пласта к коллектору.

Такая картина в изменении состава битумоидов действительно была зафиксирована в ряде районов: в Западно-Сибирской низменности [40, 76], Волго-Уральской области [34, 57, 59], на Сибирской платформе [25], что подтверждает реальность процессов первичной миграции углеводородов.

Зависимость между содержанием в битумоидах гетероэлементов и расстоянием до коллектора хорошо видна из уравнения

$$(N + S + O) = \frac{\alpha}{\beta + h} + \gamma, \quad (4)$$

где α , β , γ – постоянные, находимые по эмпирическим данным методом наименьших квадратов; h – расстояние до коллектора [76].

Развитые представления о битумоидообразовании и первичной миграции позволяют получить и другие следствия.

Рассмотрим соотношение между количеством новообразованных в некоторой точке и эмигрирующих из нее битумоидов. Пусть в точке M , находящейся в момент времени t на глубине h , содержится N_h органического вещества, его битумоидный коэффициент равен β_h . За время Δt точка погрузится на глубину Δh . При этом произойдет новообразование битумоидов в количестве, пропорциональном первоначальному содержанию керогена в органическом веществе и величине погружения

$$b_h = k_h (1 - \beta_h) N_h \Delta h.$$

За это же время часть битумоида, равная $b_{эм} = k_{эм} \beta_h N_h \Delta h$, эмигрирует.

Если на глубине h в точке M было $b_h = \beta_h N_h$ битумоида, то на глубине $h + \Delta h$ его стало $b_h + \Delta b = \beta_h N_h + k_h (1 - \beta_h) N_h \Delta h - k_{эм} \beta_h N_h \Delta h$. Легко показать, что

$$\frac{d\beta}{dh} = k_h (1 - \beta) - k_{эм} \beta.$$

Из последнего выражения следует, что битумоидный коэффициент растет с глубиной, когда

$$\frac{d\beta}{dh} > 0; \quad k_h (1 - \beta) > k_{эм} \beta,$$

и падает, когда

$$\frac{d\beta}{dh} < 0; \quad k_h (1 - \beta) < k_{эм} \beta.$$

На некоторой небольшой глубине, когда ни новообразование, ни эмиграция битумоидов практически не протекают в однородном глинистом пласте, органическое вещество будет иметь средний битумоидный коэффициент $\bar{\beta}_h$ с дисперсией σ_{β_h} , обусловленной рассеянием значений β за счет процессов седиментации и диагенеза. При погружении пласта коэффициент k_h будет для всех его частей примерно одинаков. И, наоборот, коэффициент $k_{эм}$ будет варьировать от очень малых величин в центральных частях мощных глинистых пластов до достаточно высоких в частях пластов, прилегающих к коллектору. В интервале глубин, в которых в центральных частях пластов $k_h (1 - \beta) > k_{эм} \beta$, β_{\max} с глубиной будет расти, а β_{\min} оставаться постоянно очень низким, а в ряде случаев даже снижаться. Соответственно $\bar{\beta}_h$ и σ_{β} с глубиной будут увеличиваться. Понятно, что если даже для центральных частей пластов $k_h (1 - \beta) < k_{эм} \beta$, то в соответствующих интервалах глубин $\bar{\beta}_h$ и σ_{β} будут падать.

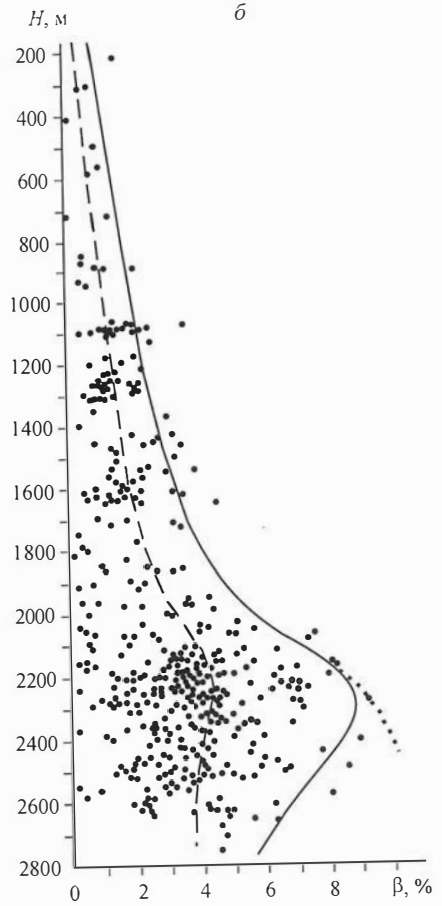
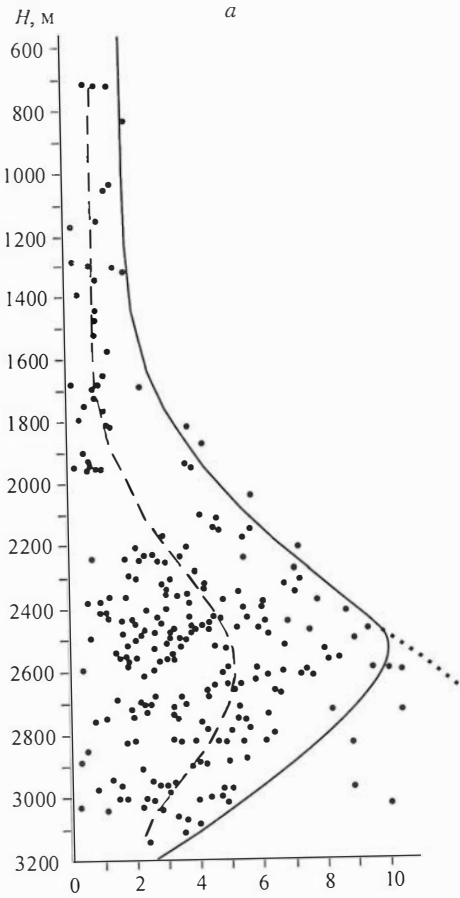
Изменения битумоидного коэффициента и состава битумоидов с глубиной, логически вытекающие из развитых выше представлений, действительно имеют место в природе. Факт роста с глубиной битумоидного коэффициента и соответствующего изменения состава битумоидов хорошо известен и описан многократно [21, 36 и др.]. Изменение, начиная с некоторой глубины, этой закономерности на обратную впервые было установлено С.Г. Неручевым [54]. Поэтому Д.И. Дробот и автор статьи предложили называть ее закономерностью Неручева. На рис. 3 она наглядно иллюстрируется на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности.

Аналогичная картина изменения битумоидного коэффициента и состава битумоидов с глубиной описана Т.К. Баженовой, Д.И. Дроботом, К.К. Макаровым и другими для ряда районов Сибирской платформы. Все эти данные свидетельствуют о том, что на глубинах 2100–2400 м потери органическим веществом битумоидов за счет процессов первичной миграции начинают преобладать над их новообразованием.

Сходная методика выделения остаточных битумоидов, измененных первичной миграцией, была предложена и К.А. Черниковым [30].

Важно подсчитать, какая доля углеводородов эмигрирует из материнских пород. Принципиальный путь решения этой задачи был указан С.Г. Неручевым [53]. Он предложил использовать для этой цели уравнение материального баланса.

Пусть в момент времени t_0 в геологическом теле находилось некоторое количество q_0 битумоидов, содержащих C_0 углерода, пусть далее в момент времени t в рассматриваемом теле осталось $q_{т\text{ост}}$ битумоидов, а $q_{т\text{эм}}$ эмигрировало, причем первые содержат $C_{т\text{ост}}$ углерода, а вторые – $C_{т\text{эм}}$.



—... 1 — 2

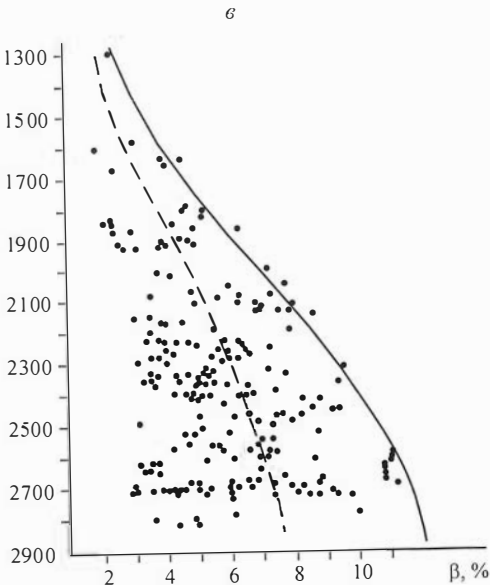


Рис. 3. Изменение битумоидного коэффициента в органическом веществе разных типов с глубиной:

a – органическое вещество класса гумолитов,
б – органическое вещество, представленное микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами (“неясного” генезиса); *в* – органическое вещество класса сапропелитов.

1 – максимальное, 2 – среднее значение битумоидного коэффициента.

Можно записать очевидные соотношения:

$$q_0 = q_{\text{I ост}} + q_{\text{I эм}};$$

$$q_0 C_0 = q_{\text{I ост}} C_{\text{I ост}} + q_{\text{I эм}} C_{\text{I эм}}.$$

Решая их, найдем

$$q_{\text{I эм}} = \frac{q_{\text{I ост}} (C_0 - C_{\text{I ост}})}{C_{\text{I эм}} - C_0}. \quad (5)$$

Легко понять, что аналогичные соотношения могут быть получены и для содержания гетероэлементов, масел, углеводов и т. п. в битумоидах. Таким образом, для определения количества углеводов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, необходимо знать состав автохтонных битумоидов до и после эмиграции из них части компонентов, состав аллохтонных битумоидов и количество оставшихся в породах битумоидов. Практически пользоваться соотношением (5) было невозможно, так как только состав аллохтонных¹ и количество остаточных битумоидов в породе могут быть определены надежно.

Описанная хроматографическая модель пласта [40, 76] устранила эту трудность, так как за состав битумоида, не затронутого эмиграцией, можно принять предельное при $h \rightarrow \infty$ значение величины $(N + S + O)$ или любого другого параметра в формуле (4). Из этой модели следует, что степень нефтеотдачи в пластах аргиллитов на разном расстоянии от коллектора будет разной.

Неодинаковой будет и доля эмигрировавших углеводов в пластах разной мощности. Так, в условиях тюменской свиты Западно-Сибирской низменности, в зоне, где органическое вещество находится на газовой стадии метаморфизации, из пластов мощностью 1 м эмигрировало около 50 % углеводов масляной фракции, из пластов мощностью 10 м – 13 %, из пластов мощностью 100 м – 4 % от первоначального количества битумоидов [76].

Для оценки интенсивности первичной миграции на разных стадиях катагенеза важно подсчитать средние коэффициенты эмиграции углеводов. По значениям битумоидного коэффициента такая оценка выполнена нами для Западно-Сибирской плиты (табл. 4). При этом за значения битумоидного коэффициента, не искаженные первичной миграцией, принимались максимальные значения (см. рис. 3), а за средний состав остаточного битумоида для каждой глубины – средние. Из табл. 4 видно, что ранее всего эмиграция углеводов начинается из сапропелевого по природе микстинитоподобного органического вещества. Мощность пластов аргиллитов в таких толщах равна 5–25 м. Затем углеводороды начинают эмигрировать из гумусового органического вещества. Мощность пластов аргиллитов таких толщ составляет 3–10 м. Позже всего в заметных количествах эмиграция углеводов начинается из таких глинистых толщ, в которых рассеяно сапропелевое органическое вещество. Соответственно коэффициенты эмиграции из них минимальные.

¹ Ранее [40] мы отмечали, что при определении состава аллохтонных битумоидов надо иметь в виду, что процессы вторичного окисления (крипто- и идиоигпергенные) могут привести к увеличению содержания в них гетероэлементов, смол, асфальтенов и других, значительно больше, чем в остаточных автохтонных битумоидах. Как следствие, количество эмигрировавших углеводов, определенное по соотношениям типа (5), окажется завышенным. Это надо особенно учитывать при работе с каменным материалом из обнажений.

Коэффициенты нефтеотдачи материнских пород

Глубина, м	Стадия метаморфизма	Западно-Сибирская плита				Русская платформа	Сибирская платформа	
		Гумусовое органическое вещество	Органическое вещество, сложенное микстинитом	Сапропелевое органическое вещество	—	Сапропелевое органическое вещество	Органическое вещество, сложенное микстинитом	
1250	Б	0,03*	0*	0**	—	—	—	—
1500		0,17	0,08	0,03	0,08**	0,026**	0***	—
1750	Д	0,22	0,32	0,20	—	—	0,13	—
2000		0,22	0,40	0,22	0,26	0,16	0,18	—
2250		0,30	0,43	0,32	—	—	0,25	—
2500	Г	0,53	0,46	0,34	0,40	0,31	0,39	—
2600		0,59	0,49	0,35	—	—	0,33	0,12****
2700		0,60	0,53	0,35	—	—	—	—
2800		0,61	0,64	0,36	—	—	—	0,25
2900		—	—	—	—	—	—	—
3000	Ж	—	—	—	0,62	0,49	0,55	0,37
3250		—	—	—	—	—	—	0,50
3500		—	—	—	0,84	0,66	0,68	0,61

* По А.Э. Конторовичу.

** По С.Г. Неручеву.

*** По Д.М. Дроботу.

**** По К.К. Макарову.

Аналогичные подсчеты выполнялись и другими исследователями. Некоторые данные об этом приведены в табл. 4. Сравнение показывает, что для терригенных пород на примере разных регионов С.Г. Неручевым, Д.И. Дроботом и автором статьи получены близкие результаты. В карбонатных породах, судя по данным К.К. Макарова (1969 г.), первичная миграция углеводородов начинается позже и протекает медленнее, чем в терригенных. Вероятно, это связано с более медленным метаморфизмом органического вещества и, соответственно, более поздним созреванием битумоидов в карбонатных породах. К аналогичному выводу пришел и К.К. Макаров (1969 г.).

Таким образом, процессы новообразования и первичной миграции битумоидов достигают максимального развития на одной и той же стадии катагенеза, отвечающей примерно газовой стадии углефикации органического вещества. Этим подтверждается правомерность введенного Н.Б. Вассоевичем [11] понятия о главной фазе нефтегазообразования.

3. КАРТИРОВАНИЕ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД. ОЦЕНКА МАСШТАБОВ ЭМИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Изложенные выше результаты позволяют решить две чрезвычайно важные в практическом отношении задачи:

1) выяснить геологические и геохимические условия, при которых становится возможной первичная миграция углеводородов из материнских пород, и тем самым создать основы методики картирования нефтепроизводящих пород;

2) выработать методику оценки количества эмигрировавших из материнских пород жидких и газообразных углеводородов, произвести подсчет прогнозных запасов нефти и газа и районирование территории по степени перспективности.

Принципиальный путь выработки схемы диагностики нефтепроизводящих пород предложен А.А. Трофимукон и А.Э. Конторовичем [76]. В литературе называется большой список параметров, которые позволяют разделять нефтепроизводящие и нефтенепроизводящие породы. Чаще всего указывают, что нефтематеринские толщи должны быть богаты органическим веществом, накапливаться в восстановительных субаквальных, преимущественно морских условиях; для реализации нефтематеринскими породами этих свойств необходимо, чтобы они были погружены на значительные глубины, на которых температуры достаточно высоки и органическое вещество метаморфизовано достаточно сильно и т. п. Важно подчеркнуть, что большинство исследователей не считают обязательными все перечисленные условия, отмечая важность лишь некоторых из них, но предпочтение при этом отдается разным параметрам.

Нами при анализе геологических условий, при которых в осадочных толщах протекают процессы нефтегазообразования, за основу были приняты изложенные выше критерии установления первичной миграции углеводородов.

При построении схемы диагностики нефтепроизводящих отложений были выбраны следующие свойства:

φ_1 – условия накопления осадков. Различались два случая: $u_1^{\varphi_1}$, $u_2^{\varphi_1}$ – континентальный и морской режимы седиментации соответственно. Каждому из этих признаков были приписаны такие целочисленные значения: $u_1^{\varphi_1} = 0$; $u_2^{\varphi_1} = 1$;

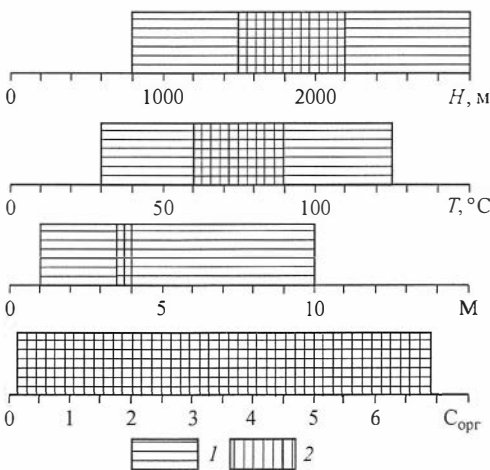
φ_2 – содержание органического углерода в породах. Различались три случая: $C_{\text{орг}} \leq 0,5\% \equiv u_1^{\varphi_2} = 0$; $0,5\% < C_{\text{орг}} \leq 1\% \equiv u_2^{\varphi_2} = 1$; $C_{\text{орг}} > 1\% \equiv u_3^{\varphi_2} = 2$;

φ_3 – мощность перекрывающих отложений. Различались три случая: $H \geq 1000 \text{ м} \equiv u_1^{\varphi_3} = 0$; $1000 \text{ м} < H \leq 2000 \text{ м} \equiv u_2^{\varphi_3} = 1$; $H > 2000 \text{ м} \equiv u_3^{\varphi_3} = 2$;

φ_4 – температура пород. Различались три случая: $T \leq 50^\circ \equiv u_1^{\varphi_4} = 0$; $50^\circ < T \leq 100^\circ \equiv u_2^{\varphi_4} = 1$; $T > 100^\circ \equiv u_3^{\varphi_4} = 2$;

φ_5 – стадия метаморфизма органического вещества. Различались три случая: $M = Б \equiv u_1^{\varphi_5} = 0$; $M = БД \equiv u_2^{\varphi_5} = 1$; $M \geq Д \equiv u_3^{\varphi_5} = 2$.

Первоначально было выяснено, делятся ли нефтепроизводящие и нефтенепроизводящие толщи по каждому из признаков в отдельности¹. Оказалось, что нефтепроизводящими могут быть как морские, так и континентальные отложения с содержанием органического углерода от долей процента до 5–7 % (рис. 4). По трем остальным свойствам достигается лучшее разделение, хотя для каждого из них существует интер-



вала для каждого из них существует интер-

Рис. 4. Зависимость нефтепроизводящих свойств осадочных пород Западно-Сибирской плиты от глубины их залегания, температуры, метаморфизма органического вещества (М) и содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$).

1 – нефтенепроизводящие и 2 – нефтепроизводящие породы.

¹ При построении схемы диагноза были учтены также данные С.Г. Неручева [54].

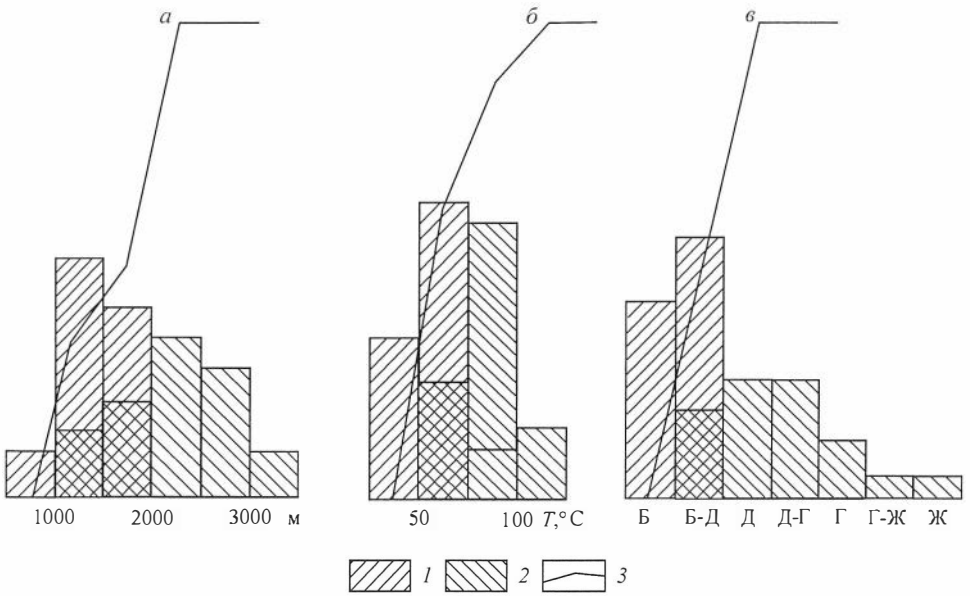


Рис. 5. Гистограммы распределения глубин погружения (*а*), температур (*б*) и стадий метаморфизма органического вещества (*в*) в нефтепроизводящих и нефтенепроизводящих отложениях Западно-Сибирской плиты:

1 – нефтепроизводящие и 2 – нефтенепроизводящие отложения; 3 – кривая условных (для каждого класса) частот встречаемости нефтепроизводящих отложений.

вал значений, в котором встречаются как нефтепроизводящие, так и нефтенепроизводящие толщи. Для мощности перекрывающих отложений – это глубины от 1300 до 2000 м, для температур – от 60 до 90°, для метаморфизма органического вещества – переходная стадия от буроугольной к длиннопламенной.

Как видно из рис. 5, в зонах перекрытия с ростом температуры и мощности перекрывающих отложений частота встречаемости нефтепроизводящих отложений монотонно возрастает.

На то что фациальный облик отложений и содержание в них органического вещества не являются диагностическим признаком нефтепроизводящих пород, обращалось внимание и ранее главным образом С.Г. Неручевым [53].

Н.Б. Вассоевич, А.А. Бакиров, И.О. Брод, М.К. Калинин, В.А. Соколов, В.А. Успенский и ряд других советских и зарубежных исследователей, анализируя закономерности размещения залежей нефти и газа, давно пришли к выводу, что процессы нефтеобразования начинаются в зоне катагенеза в условиях повышенных температур и давлений. Приведенные материалы показывают, что этот же вывод может быть получен из анализа физико-химической модели эмиграции углеводородов из нефтематеринских пород и следствий, из нее вытекающих, что лишним раз доказывает правильность представлений о биогенном генезисе нефти.

Таким образом, на основании сведений о палеоглубинах залегания тех или иных отложений и особенно о метаморфизме органического вещества можно картировать нефтепроизводящие отложения. Естественно, что во всех ситуациях эти данные должны дополняться геолого-геохимическим изучением закономерностей изменения состава и количества битумоидов по разрезам с дифференциацией по типам органического вещества в пределах отдельных пластов для прямого установления следов эмиграции битумоидов.

Последнее особенно необходимо, поскольку в зависимости от геотермического режима недр [38, 40] и времени пребывания отложений в условиях тех или иных температур [11] степень преобразованности органического вещества в них будет различной. Исследования типа и количества в осадках органического вещества, условий его седиментации и диагенеза также важны при количественной оценке масштабов эмиграции углеводородов.

Методические разработки, изложенные выше и в работах [38, 40, 44, 53, 59, 76], позволяют предложить удовлетворительное решение задачи оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом и рекомендовать вытекающую из органической теории происхождения нефти методику оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий [38, 40].

Такая оценка предполагает последовательное проведение следующих исследований.

1. Выделение в соответствии с описанной выше схемой диагноза нефтепроизводящих отложений [39, 40], установление в их пределах зависимостей типа (4). С этой целью необходимо изучать:

а) литологическими, геохимическими, палеонтологическими и другими методами фациальную обстановку накопления осадочных толщ, слагающих платформенный чехол;

б) исходный тип захороненного в них органического вещества;

в) обстановку в осадках в диагенезе;

г) глубины их погружения, геотермический режим недр;

д) метаморфизм органического вещества;

е) закономерности распределения органического вещества и битумоидов, их элементарный, групповой и углеводородный состав;

ж) характер изменения состава битумоидов в разрезе отдельных пластов аргиллитов и глин по направлению к коллектору для зон с различными условиями накопления и преобразования органического вещества.

По всем видам исследований должны быть построены соответствующие карты.

Необходимо иметь в виду, что зонами интенсивного нефтегазообразования в нефтегазоносных бассейнах являются крупные отрицательные структуры типа впадин и мегапрогибов, характеризующиеся режимами длительного и обязательно устойчивого погружения. Поэтому все перечисленные выше исследования должны обязательно проводиться с учетом современного и палеотектонических планов нефтегазоносного бассейна.

2. Оценка количества жидких углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород по схеме, описанной выше и в работах [38, 40, 53, 57]. С этой целью для каждой нефтепроизводящей толщи необходимо:

а) построить карты мощностей;

б) карты суммарных мощностей песчано-алевритовых пород в этих толщах;

в) карты средней мощности пластов глин и аргиллитов;

г) карты числа пластов глин и аргиллитов;

д) карты содержания битумоидов в песчаниках и алевролитах;

е) карты содержания битумоидов в аргиллитах и глинах;

ж) провести районирование территории в соответствии со значениями параметров, характеризующих нефтеотдачу материнских пород;

з) выполнить подсчет эмигрировавших углеводородов.

Возможны два метода подсчета эмиграции жидких углеводородов.

В случае, когда район изучен детально, установлены зависимости типа (4), хорошо известны литология и строение разреза, следует [40, 76] для пластов аргиллитов вести расчет по формуле

$$q = \frac{2\alpha b s \rho}{\gamma - v_{гэм}} \ln \left(1 + \frac{l}{2\beta} \right), \quad (6)$$

где ρ – плотность пород пласта; b – среднее содержание битумоидов в нем; $v_{гэм}$ – содержание гетероэлементов в аллохтонных битумоидах; l – мощность пласта; s – его площадь.

Эта формула получена [40] как результат интегрирования по разрезу пласта коэффициента эмиграции битумоидов.

Для песчано-алевритовых нефтепроизводящих пород расчет должен вестись по формулам, выведенным С.Г. Неручевым [53].

Для районов, изученных менее детально, количество эмигрировавших углеводородов следует оценивать по формуле

$$Q_{эм} = \frac{k}{1-k} \rho H b \cdot 10^4. \quad (7)$$

При этом $Q_{эм}$ оценивается в тоннах на километр квадратной площади.

Поскольку в формулах (6) и (7) в силу специфики методов определения речь идет об углеводородах масел, асфальтенов и смол, то получаемые величины количества эмигрировавших углеводородов следует умножать на поправочный коэффициент для учета углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. На необходимость такой поправки еще в 1958 г. обратил внимание Н.Б. Вассоевич [8].

Основываясь на результатах этих исследований, для каждой толщи должна быть построена карта количества углеводородов, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи.

3. Оценка количества углеводородных газов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород по схеме, изложенной в этой статье и работах [38, 44]. Для этого необходимо:

- а) построить карты метаморфизма органического вещества для отдельных толщ;
- б) изучить исходный тип органического вещества в отдельных толщах и построить соответствующие карты;
- в) построить карты средних содержаний органического углерода в аргиллитах и глинах для каждой толщи;
- г) карты средних содержаний органического углерода в песчаниках и алевролитах для каждой толщи;
- д) карты суммарных мощностей песчано-алевритовых пород каждой толщи;
- е) карты суммарных мощностей аргиллитов и глин для каждой толщи;
- ж) изучить лабораторным путем современные содержания углеводородных газов, сорбированных в породах, и построить соответствующие карты;
- з) рассчитать количество эмигрировавших углеводородных газов.

На основе этих исследований для каждой толщи должны быть построены карты количества углеводородных газов (м³), эмигрировавших с 1 км² площади каждой газопроизводящей толщи.

Для толщи мощностью H , содержащей $C_{орг}$ (%), количество образующихся углеводородных газов (т/км²) может быть рассчитано по формуле

$$\Delta M_{1-2} = \frac{1 - \chi_{1-2}}{\chi_{1-2}} \bar{\gamma}_{1-2} \rho_H \frac{C_{орг}}{C_2^r} \cdot 10^4. \quad (8)$$

Пояснение к обозначениям χ_{1-2} , $C_{орг}$, C_2^r , ρ , H давалось выше; $\bar{\gamma}_{1-2}$ – доля углеводородных газов в составе летучих продуктов углефикации, образующихся между стадиями 1 и 2. Далее углеводородные газы пересчитываются, как это обычно принято, на объем.

4. Выделение основных нефтегазосодержащих толщ и районирование территории по этажу нефтегазоносности. Для выделения нефтегазосодержащих толщ необходим совместный анализ материалов о распространении нефтегазопроизводящих толщ, природных резервуаров нефти (коллекторов) и региональных покровов.

Так, например, в периферических районах Западно-Сибирской низменности, где нефтепроизводящими являются лишь ниже-среднеюрские отложения, перекрытые региональной покровкой верхнеюрско-нижневаланжинских глин, к основной нефтегазосодержащей толщ относятся ниже-среднеюрские, частично верхнеюрские отложения. В центральных районах низменности, где нефтепроизводящие представлены юрскими и неокомскими отложениями, продуктивные толщ распространены от подошвы чехла до аргиллитов кошайской пачки. Выше этой покровки, несмотря на наличие прекрасных коллекторов, первичные залежи нефти и газа отсутствуют. Наконец, на севере низменности, где нефтепроизводящими были также юрско-неокомские и апт-альбские отложения, но где в нижнем мелу отсутствуют покровки, этаж нефтегазоносности поднимается до верхнего мела.

Надо также иметь в виду возможность вертикальной миграции по зонам нарушений и трещиноватости. В таких зонах этаж нефтегазоносности может существенно возрастать [22].

Обсуждение методики изучения коллекторов и покровов выходит за рамки настоящего исследования. Эти вопросы нами не рассматриваются.

5. Выделение основных зон нефте- и газонакопления и оценка количества аккумулировавшихся в них углеводородов.

Если для хорошо изученных зон нефте- и газонакопления, в пределах которых потенциальные ресурсы нефти и газа определены с высокой степенью достоверности, будут установлены нефтегазосборные площади, то, зная количество эмигрировавших из материнских пород углеводородов и их количество в залежах, можно оценить коэффициент аккумуляции.

Под нефтегазосборным районом естественно понимать, как это предлагают В.В. Иванцова и Г.П. Сверчков, крупные замкнутые зоны депрессионного строения, ограниченные приподнятыми сводами, валами, седловинами, которые делают невозможным переток углеводородов из одного бассейна в другой.

По этой методике определялись коэффициенты аккумуляции в ловушках эмигрировавших из материнских пород углеводородов на примере ряда районов Западно-Сибирской низменности. Расчеты велись отдельно для нефти и газа. В случае нефтеносных районов рассчитывались коэффициенты аккумуляции растворенного в нефти газа и нефти.

В качестве объектов для оценки коэффициентов аккумуляции взяты Березовский, Средневазюганский и Шаимский районы по юрским и южные части Нижневартовского и Сургутского по неокомским и Уренгойский и Тазовский по сеноманским отложениям. Принималось, что источником нефти и газа в тюменской свите и вогулгинской толще являются отложения тюменской свиты, для пласта Ю₁ – углеводороды, эмигрировавшие из баженовской свиты (50 %) и аргиллитовой пачки васюганской свиты. Для неокомских отложений в Широком Приобье и сеноманских на севере низменности источником нефти и газа принимались нижнемеловые и верхнеюрские (50 %) отложения.

Поскольку достоверных данных о запасах нефти во впадинах Западно-Сибирской низменности нет, мы условно принимаем, что в них коэффициент аккумуляции в 5 раз ниже. Ввиду значительного уменьшения нефтесборной площади во впадинах по сравнению со сводами (за счет площади самих сводов) это означает,

Таблица 5

Коэффициенты аккумуляции нефти и газа, %

Район	Нефть	Газ
Нижневартовский (К ₁ пс)	9,9	3,7
Сургутский (К ₁ пс)	7,3	1,3
Шаймский (J ₂₋₃)	1,1	0,4
Каймысовский (J ₃)	1,1	0,2
Березовский (J ₃)	—	0,6
Тазовский (K ₂ см)	—	6,8
Уренгойский (K ₂ см)	—	9,5
Средневажуганский (J ₁₋₃)	—	4,0

что априорно приняты во много раз меньшие плотности запасов нефти в депрессиях по сравнению с положительными структурами. Вычисленные коэффициенты аккумуляции приведены в табл. 5, из которой видно, что коэффициенты аккумуляции для нефти весьма близки и составляют 1–9 %. Для газа они ниже и составляют в нефтяных районах 0,6–1,1 %, в газоносных – 2–10 %.

Чем вызваны вариации в их значениях, – на имеющемся ограниченном материале выяснить трудно. Вероятно, здесь играла роль и различная выдержанность песчаных пластов, и их коллекторские свойства, и характер покрышек, и интенсивность роста зон нефтенакпления и локальных поднятий в эпохи формирования месторождений и т. д. Для давно сформировавшихся залежей коэффициенты аккумуляции могут оказаться заниженными в связи с потерей части углеводородов путем диффузионной утечки через покрышки и растворения в водах.

Низкие коэффициенты аккумуляции газа в пределах нефтеносных районов позволяют считать, что значительная его часть мигрировала вместе с водами в прибортовые зоны плиты.

Надо, однако, иметь в виду, что достоверность оценки запасов во взятых в качестве эталонных районах пока еще не очень высока, и поэтому коэффициенты аккумуляции будут в дальнейшем уточняться.

Проведя выделение в пределах нефтегазоносных провинций бассейнов и зная коэффициенты аккумуляции, можно, располагая картами масштабов эмиграции нефтяных и газовых углеводородов, картами покрышек и т. д., оценить потенциальные ресурсы нефти и газа в пределах отдельных зон нефтегазоаккумуляции. При этом следует оценить и суммарные запасы нефти и газа путем пересчета их на условное топливо. На основании этих оценок должны быть построены карты прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных нефтегазосодержащих толщ в тысячах тонн на квадратный километр и сводная карта для всей нефтегазоносной провинции.

Суммирование полученных данных по отдельным зонам нефте- и газонакпления дает оценку потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всей провинции.

То обстоятельство, что расчет ведется отдельно для нефти и газа, позволяет одновременно провести районирование территории на зоны преимущественного нефте- и газонакпления.

В последнем случае надо также учитывать, что следует ожидать преимущественного развития газовых и газоконденсатных залежей на больших глубинах в зонах повышенных температур, где органическое вещество достигло жирной и более высоких стадий. Схема прогноза нефтегазоносности в зонах с различным метаморфизмом органического вещества описана в работах [14, 40, 43 и др.].

6. Анализ условий для сохранения залежей нефти и газа. На этом этапе необходимо выяснить:

а) не претерпела ли та или иная толща столь глубокие катагенные изменения, при которых нефть в ней разрушилась. Схема такой оценки описывалась ранее [14, 40, 43]. Наш вариант приведен в табл. 6;

б) на основании геохимических, гидрогеологических и геотермических исследований выяснить, в какой мере залежи нефти и газа могли быть уничтожены процессами криптогипергенеза или идиоипергенеза;

Прогноз нефтегазоносности в зонах с различным метаморфизмом органического вещества

Метаморфизм органического вещества		Литогеоз		Примерные интервалы температур, °С (± 25 °С при уровне значимости 0,05)	Интенсивность процессов нефтегазообразования	Наличие термодинамических условий (в настоящем или в прошлом) для сохранения залежей нефти и газа	Оценка перспектив нефтегазоносности		
Стадия	Подстадия	Стадия	Подстадия						
Бурая	Б ₁	Катагенез	Начальная	≤ 50	Процессы нефтеобразования не протекают. Продуктом газообразования является главным образом CO ₂	Благоприятные термодинамические условия для сохранения нефтяных и газовых залежей	Синтетическая нефтеносность отсутствует		
	Б ₂								
	Б ₃								
Длинно-пламенная	Д ₁		Глубинная	90–135	Процессы нефтеобразования протекают слабо. В продуктах газообразования значительна роль метана		Главная зона процессов нефтеобразования. Основные продукты газообразования – метан и тяжелые углеводороды	Происходит метаморфизм нефтей и постепенное разрушение их залежей. Условия для сохранения газовых и газоконденсатных залежей благоприятны	Главная зона нефтегазоносности. Нефти различного состава
	Д ₂								
	Д ₃								
Газовая	Г ₁	135–180	Процессы нефтеобразования затухают. Продолжаются процессы газообразования (метан и тяжелые углеводороды)	Процессы нефтеобразования затухают. Продолжаются процессы газообразования (метан и тяжелые углеводороды)	Происходит метаморфизм нефтей и постепенное разрушение их залежей. Условия для сохранения газовых и газоконденсатных залежей благоприятны	Нефтеносность второстепенная, нефти метановые парафинистые. Возможны газовые и газоконденсатные залежи			
	Г ₂								
	Г ₃								
Жирная	Ж ₁	Метагенез	Начальная						
	Ж ₂								
	Ж ₃								
Коксовая									
Тошая						Условия для сохранения залежей нефти практически отсутствуют. Термодинамические условия не препятствуют сохранению газовых и газоконденсатных залежей	Нефтеносность обычно отсутствует. Обычно газовые и реже газоконденсатные залежи		

в) учесть возможные потери углеводородных флюидов при переформировании залежей за счет процессов вертикальной миграции по зонам нарушений и т. д. Роль этих факторов в разных регионах различна. Так, в Западно-Сибирской низменности все они играли ограниченную роль, а в таких бассейнах, как Тунгусский или Кузнецкий, весьма большую.

4. О МЕТОДИКЕ ПРОГНОЗА КАЧЕСТВА НЕФТИ

Задача прогноза качества нефти привлекала и привлекает внимание многих исследователей [8, 28, 41, 42, 70, 71 и др.]. Это естественно, так как успешное ее решение имеет важное народно-хозяйственное значение. Хорошо известно, что для выбора схем переработки нефти, методов ее транспортировки важно знать состав нефти. Поэтому при выработке оптимальных с экономической точки зрения вариантов направлений поисково-разведочных работ (имеется в виду не минимизация затрат на разведку 1 т нефти, а всех затрат, связанных с разведкой, переработкой нефти и т. д.) на нефть при долгосрочном планировании необходимо, помимо прочего, опираться и на прогноз качества нефти.

Геохимическими исследованиями выявлены [8, 13, 38, 40, 41, 83 и др.], по крайней мере в первом приближении, основные факторы, контролирующие состав нефтей в природе. Имеются многочисленные данные о статистических связях между свойствами нефтей и глубиной залегания продуктивных горизонтов, их температурой, составом контактирующих с нефтью вод, составом вмещающих пород и т. д. Однако эти экспериментальные данные и состояние теории не позволяют построить детерминированную модель процесса, из которой можно было бы получить уравнения для прогноза качества нефти.

Поэтому прогноз качества нефти выполнялся до последнего времени либо на основании некоторых интуитивных соображений, либо посредством интерполяции и экстраполяции имеющихся по тому или иному району данных.

Между тем с применением ЭВМ такого рода задачи могут быть удовлетворительно решены на основе теории распознавания образов [40, 85]. В 1967 г. задача прогноза качества нефти была сформулирована А.Д. Луговцовым, Е.Н. Эпштейн и автором статьи [41] как задача распознавания образов.

Была изучена возможность использования в качестве диагностических следующих свойств.

Для нефтесодержащих толщ брались глубина залегания (u_1) и температура (u_2) продуктивного горизонта, метаморфизм органического вещества в нем (u_3). Поскольку в процессах криптогипергенного изменения нефтей очень важная роль принадлежит сере и основным ее источником в терригенных отложениях является пиритная сера, был введен показатель – содержание в породе пиритного железа (в % от $Fe_{\text{вал}}$) – u_4 . Для характеристики вмещающих пород использовалось также содержание в породах закисного аутигенного, растворимого в соляной кислоте железа (u_5).

При исследованиях на Западно-Сибирской низменности в качестве шестого признака (u_6) было целесообразно указывать, что во внутренней или внешней зонах чехла плиты находится залежь нефти (соответственно целочисленные характеристики 0, 1).

Было также интересно выяснить, оказывают ли влияние и в какой мере на состав нефти условия накопления нефтесодержащей толщи (u_7). При характеристике условий осадконакопления континентальным отложениям приписывалась целочисленная характеристика – 1, прибрежно-морским – 2, морским – 3.

Для характеристики нефтематеринских толщ использовались четыре признака: содержание двухвалентного пиритного (u_8) и растворимого в соляной кислоте аутигенного (u_9) железа, тип органического вещества (u_{10}), условия накопле-

Результаты применения программы распознавания “Энтропия-3” для прогноза сернистости нефтей

Параметры	Класс	Число диагностических признаков													
		3		5		7		10	11	12		14		15	
		Номера диагностических признаков													
		и _{1-и3}		и _{1-и5}		и _{1-и5, и8, и9}		и _{1-и5, и8, и9, и17-и19}	и _{1-и5, и8, и9, и13-и16}	и _{1-и12}		и _{1-и5, и8, и9, и13-и19}		и _{1-и12, и17-и19}	
Характеристика материала обучения	I	68*	34**	68*	34**	68*	34**	42*	42*	68*	34**	42*	21**	42*	21**
	II	36	18	36	18	36	18	20	20	36	18	20	10	20	10
	III	56	25	56	28	56	28	34	34	56	28	34	17	34	17
	Всего	160	77	160	80	160	80	96	96	160	80	96	48	96	48
Характеристика материала экзамена	I	68	34	68	34	68	34	42	42	68	34	42	21	42	21
	II	36	18	36	18	36	18	20	20	36	18	20	10	20	10
	III	56	28	56	28	56	28	34	34	56	28	34	17	34	17
	Всего	160	80	160	80	160	80	96	96	160	80	96	48	96	48
Число ошибок “расознавания”	I	8	7	4	6	3	2	1	0	1	2	1	5	4	2
	II	23	11	16	8	15	9	10	20	18	9	10	7	8	4
	III	9	7	7	7	7	4	5	23	28	4	5	2	3	2
	Всего	40	25	27	21	25	15	16	43	27	15	16	14	15	8
Относительное число ошибок “расознавания”, %	I	11,7	20,6	6,0	17,6	4,4	5,9	2,4	0,0	1,5	5,9	2,4	23,8	9,5	9,5
	II	63,9	61,4	44,0	44,4	41,7	50,0	52,6	100,0	50,0	50,0	52,6	70,0	40,0	40,0
	III	16,0	25,0	12,5	25,0	12,5	14,3	14,7	67,6	14,3	14,3	14,7	11,8	8,9	11,7
	Всего	25,0	31,2	16,9	26,2	15,7	18,7	16,6	44,8	16,9	18,7	16,6	29,1	15,6	16,6

* На экзамене предъявлен материал обучения.

** Материал обучения и экзамена различный.

ния осадков (u_{11}). При описании органического вещества сапропелитам приписывалась целочисленная характеристика – 1, сапропелито-гумитам и гумито-сапропелитам – 2, гумитам – 3. Условия накопления нефтесодержащих и нефтематеринских пород описывались с помощью одинаковых целочисленных характеристик.

В диагностический набор были введены также признак (u_{12}), характеризующий стратиграфическую приуроченность залежей (в Западной Сибири неокомским нефтям приписывалась целочисленная характеристика – 0, верхнеюрским – 1 и нижне-среднеюрским – 2), и признаки ($u_{13}-u_{19}$), характеризующие контактирующие с залежами нефтей пластовые воды (Na, Ca, Mg, HCO_3 , Br, I и минерализация).

Решалось восемь задач прогнозирования:

- содержания в нефтях серы;
- плотности нефтей;
- содержания в нефтях асфальтенов;
- содержания в нефтях смол;
- содержания в нефтях суммы асфальтенов и смол;
- выхода светлых фракций;
- содержания в нефтях парафинов;
- содержания ароматических углеводородов во фракциях, кипящих при температуре 450 °С.

Был опробован ряд алгоритмов (“Энтропия”, “Голотип”, “Линейная решающая функция” и др.) и установлено, что применение алгоритмов распознавания и ЭВМ дает вполне удовлетворительные данные при прогнозе качества нефти. Полученные результаты подробно описаны в работах [41, 42, 48]. Здесь в качестве иллюстрации приведена табл. 7, показывающая эффективность программы “Энтропия-3” при прогнозе сернистости нефтей. Нефти при этом делились на три класса: мало-сернистые ($< 0,5 \% S$), средней сернистости (0,5–1,0 % S) и сернистые ($> 1 \% S$).

Выяснена возможность прогноза сернистости нефтей по описанной методике не только в Западной Сибири, но и в других регионах. В частности, в случае, когда в качестве материала обучения были взяты данные о западно-сибирских нефтях, а на экзамен предъявлены нефти Вилюйской синеклизы, машина дала 90 % правильных ответов.

ВЫВОДЫ

Как видно из изложенного, в настоящее время на базе органической теории происхождения нефти можно давать научно обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных провинций, областей и районов.

Однако (это надо подчеркнуть со всей определенностью) для того, чтобы такая оценка была достоверной, необходимо иметь достаточно точные исходные данные по региональному строению, литологии, геохимии, гидрогеологии, геотермии нефтегазоносной или, возможно, нефтегазоносной провинции. Для получения таких материалов необходимо бурение в пределах провинции сети опорных или параметрических скважин подобно тому, как это планировалось первоначально и отчасти было реализовано в Западно-Сибирской низменности. В этих скважинах должен быть проведен комплекс гидрогеологических, геотермических и других исследований, а их керн подвергнут тщательному геохимическому и литологическому анализу.

В настоящее время можно говорить о создании только основ объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. Имеется большой круг вопросов, требующих теоретической разработки и экспериментальной проверки либо уточнения.

Коротко остановимся на них.

1. Надежность подсчетов по изложенной схеме сильно зависит от надежности диагностики типов битумоидов. В этой области есть интересные разработки, однако общепринятая, хорошо обоснованная как с геохимической, так и со статистической (доверительные интервалы и т. п.) точки зрения методика диагностики типов битумоидов пока отсутствует.

2. При оценке масштабов газообразования, масштабов эмиграции жидких и газообразных углеводородов очень важно знать характеристику сингенетических, не затронутых процессами эмиграции битумоидов на разных стадиях катагенеза. Для фракции битумоидов с температурой кипения выше 270–300 °С такие данные только начали появляться [38, 44]. Для углеводородов бензиновых и керосиновых фракций (см., например, табл. 1) они отсутствуют. Поэтому при расчетах образующихся в органическом веществе в зоне катагенеза газов (система уравнений (1)) в настоящее время не удастся учесть расход вещества на углеводороды бензиновых и керосиновых фракций (теоретически схема [44] позволяет делать такой учет). Значит, расчетные данные о количестве образующихся углеводородных газов на различных стадиях катагенеза завышены, но в какой мере, сказать пока трудно.

Для фракции битумоидов с температурой кипения выше 300 °С их первоначальные (до эмиграции) содержания в органическом веществе также определены не очень точно. С.Г. Неручев, например, считает, что данные по β в табл. 1 занижены.

Совершенно не проработан вопрос о составе образующихся при катагенезе продуктов в органическом веществе, сложенном микстинитоподобными микрокомпонентами, о его нефте- и газопроизводящем потенциале.

3. Для уточнения методики оценки масштабов эмиграции углеводородов из пластов глин и аргиллитов надо усовершенствовать, сделать более строгими и точными представления [40, 57] о модели пласта и механизме эмиграции из него углеводородов.

Появились лишь первые попытки аналогичного по идее подхода к диагностике нефтегазопроизводящих пород в карбонатных толщах.

На большем фактическом материале должна быть уточнена схема диагностики [39, 40] нефтепроизводящих пород.

Неясным остается вопрос, каким образом оценивать масштабы эмиграции углеводородов в толщах, в которых современный метаморфизм органического вещества превышает жирную стадию.

4. Приведенные в табл. 5 данные о коэффициентах аккумуляции являются первыми. Их следует расширить за счет других регионов и проанализировать факторы, которые контролируют аккумуляцию углеводородов.

Совершенно не разработан в органической теории происхождения нефти и ждет своего решения вопрос об оценке продуктивности отдельных локальных структур.

5. Не разработана методика оценки масштабов рассеивания углеводородов из уже сформировавшихся залежей. Между тем в отдельных регионах, в особенности там, где залежи нефти и газа достаточно древние, а также в районах со сложной тектоникой такие потери могут быть весьма значительными.

6. Теоретический анализ в полном соответствии с экспериментальными данными показывает, что в зоне глубинного катагенеза и начального метагенеза процесс метаморфизма нефтей ведет к усиленному новообразованию за их счет углеводородных газов. Какова динамика этого процесса, как оценить потери нефти и новообразование газа, пока не ясно. Обычно применяемые схемы пересчета условны и не обоснованы.

7. Описанная методика дает “точечную” оценку запасов нефти и газа в недрах. Между тем необходимо давать и интервальную оценку, а также оценку достоверности проведенных расчетов.

Разработка этих нерешенных вопросов – задача ближайшего будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архангельский А.Д.* Условия образования нефти на Северном Кавказе. М.; Л.: Нефт. хоз-во, 1927. 184 с.
2. *Белецкая С.Н.* Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 420–427.
3. *Богородская Л.И., Конторович А.Э., Литвицкая Л.Ф.* Высокомолекулярные углеводороды рассеянного органического вещества (на примере юрских отложений Западно-Сибирской плиты) // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 47. Новосибирск, 1966. С. 132–155.
4. *Бордовский О.К.* Накопление и преобразование органического вещества в морских осадках. М.: Недра, 1964. 128 с.
5. *Бордовский О.К.* Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 22–31.
6. *Брей Е.Е., Эванс А.Д.* Распределение нормальных парафинов – ключ к распознаванию материнских отложений // Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 7–25.
7. *Вайнбаум С.Я., Григорьева Г.Ф., Горелова Г.К. и др.* Геохимические условия осадко-накопления Куйбышевской области в связи с нефтеобразованием. Куйбышев, 1961. 172 с. (Тр. / КуйбышевНИИИПа; Вып. 13).
8. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
9. *Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти (развитие органической теории от М.В. Ломоносова до наших дней) // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1962. № 3. С. 10–30.
10. *Вассоевич Н.Б.* От редактора // С.Г. Неручев. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 4–14.
11. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
12. *Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А.* Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 5–21.
13. *Волков А.М., Поплавский Н.Н., Ростовцев Н.Н. и др.* Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа. М.: Недра, 1968. 275 с.
14. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1963. 378 с.
15. *Геодакян А.А.* Исследования баланса и масштаба нефтеобразования как основа прогностической оценки перспектив нефтегазоносности // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 656–660.
16. *Геодакян А.А.* Геолого-геохимические особенности нефтегазообразования в Южно-Каспийской впадине. М.: Недра, 1968. 150 с.
17. *Герасимов Н.П.* Геологическое строение восточной нефтеносной области (Западный склон Урала, Западное Приуралье). М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1940. 140 с.
18. *Гербер М.И., Бордовский О.К.* Хроматографическое исследование углеводородной фракции морских и океанских осадков // Миграция нефти и газа и фазовые равновесия в углеводородных системах при высоких давлениях. М.: ВИНТИ, 1969. С. 96–105.
19. *Гербер М.И., Жузе Т.П., Орлова В.С. и др.* Извлечение битума, рассеянного в осадочных породах, сжатыми газами и изучение его состава // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 412–419.

20. Горшштейн Д.К., Гудков А.А., Косолапов А.И. и др. Основные этапы геологического развития и перспективы нефтегазоносности ЯАССР. М.: Изд-во АН СССР, 1963. 240 с.
21. Гурари Ф.Г., Запивалов Н.П., Нестеров И.И. Нефтегазоносность отложений платформенного чехла. Характеристика нефтегазосодержащих толщ // Геология СССР. Т. 44, ч. II. Западно-Сибирская низменность. М.: Недра, 1964. С. 87–146.
22. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. 1966. № 2. С. 5–11.
23. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э. Методика оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1967. С. 6–12. (Тр. / СНИИГиМС; Вып. 65).
24. Двали М.Ф. Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 364–380.
25. Дробот Д.И. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности вендских и нижнекембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна: Автореф. дис. ... канд.-геол.-мин. наук. Новосибирск, 1968. 16 с.
26. Жданов М.А., Гордишский Е.В. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. М.: Недра, 1968. 192 с.
27. Жузе Т.П., Сафронова Т.П. Экспериментальное исследование закономерностей переноса углеводородов (битума) через осадочные породы сжатыми газами // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 404–411.
28. Закономерности изменения и прогнозирование качества нефтей в европейской части СССР и Средней Азии. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1966. 100 с.
29. Зеличенко И.А., Рогозина Е.А., Черников К.А. Анализ балансовой стороны процесса метаморфизма рассеянного органического вещества для оценки объема генерируемых газов // Бюл. НТИ. Сер. Геология. м-ний полезн. ископ.; регион. геол. Вып. 3. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1967. С. 43–44.
30. Зеличенко И.А., Черников К.А. Геохимические критерии диагностики типов битумоидов // Там же. С. 35–39.
31. Иванцова В.В. Геохимия рассеянного органического вещества и нефтей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 1967. 16 с.
32. Иванцова В.В. Сопоставление нефтей и рассеянного органического вещества пород Западно-Сибирской низменности по углеводородному составу // Бюл. НТИ. Сер. Геология м-ний полезн. ископ.; регион. геол. Вып. 3. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1967. С. 45–47.
33. Карцев А.А., Вагин С.Б. Исследование баланса накопления и разрушения нефти и газа (на примере Западной Сибири) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1966. № 11. С. 73–81.
34. Ковачева Й.С. Различия в изменении состава синбитумоидов в нефтепроизводящих и нефтенепроизводящих породах // Вопросы геохимической характеристики нефтематеринских параметров органического вещества: Бюл. НТИ. № 8. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1968. С. 58–65.
35. Козлов В.П., Токарев Л.В. Масштабы газообразования в осадочных толщах (на примере Донецкого бассейна) // Сов. геология. 1961. № 7. С. 19–33.
36. Конторович А.Э. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1964. 16 с.
37. Конторович А.Э. Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. С. 91–108. (Тр. / ЗапСибНИГНИ; Вып. 3).
38. Конторович А.Э. Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. (На примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Новосибирск, 1968. 47 с.

39. Коиторович А.Э. Схема диагностики нефтепроизводящих отложений // Докл. АН СССР. 1968. Т. 179, № 3. С. 675–677.
40. Коиторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
41. Коиторович А.Э., Луговцов А.Д., Эпштейн Е.Н. Прогноз качества нефтей Западно-Сибирской низменности с применением электронно-вычислительных машин (ЭВМ) // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 65. Новосибирск, 1967. С. 20–40.
42. Коиторович А.Э., Луговцов А.Д., Эпштейн Е.Н. Применение ЭВМ для прогноза качества нефтей // Докл. АН СССР. 1968. Т. 180, № 2. С. 425–427.
43. Коиторович А.Э., Парнарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности. (На примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
44. Коиторович А.Э., Розошина Е.А. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 65. Новосибирск, 1967. С. 13–25.
45. Корнев М.С., Намиот А.Ю. Растворимость гомологов метана из смесей с азотом в воде // Газовая пром-сть. 1967. № 8. С. 15–18.
46. Корценштейн В.Н. К вопросу о предельной концентрации растворенных углеводов в подземных водах меловых горизонтов Предкавказья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений // Докл. АН СССР. 1961. Т. 137, № 1. С. 162–165.
47. Кудряшова Н.М., Старик-Блудов В.С. Подсчет запасов нефти по новым площадям объемно-генетическим методом // Разведка недр. 1940. № 10–11.
48. Луговцов А.Д., Эпштейн Е.Н. К методике прогноза качества нефтей Западно-Сибирской низменности // Математические методы в геологии и геофизике. Новосибирск, 1968. С. 75–78. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 79).
49. Малинин С.Д. Физико-химические данные к характеристике условий образования карбоната кальция // Экспериментальные исследования в области глубинных процессов. М.: Изд-во АН СССР, 1962. С. 55–60.
50. Малинин С.Д. К методике экспериментирования с гидротермальными растворами, содержащими углекислоту // Экспериментальные исследования в области глубинных процессов. М.: Изд-во АН СССР, 1962. С. 168–171.
51. Намиот А.Ю., Бондарева М.М. Исследование растворимости природного газа в пластовых водах при высоких давлениях // Тр. ВНИИ. Научно-технич. сб. № 2. Л.: Гостоптехиздат, 1959.
52. Напольский М.С. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности // Принципы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. Л.: Недра, 1964. С. 188–243.
53. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 240 с.
54. Неручев С.Г. Об изменениях состава автохтонных битумоидов органического вещества глинистых пород под воздействием факторов метаморфизма и нефтеотдачи // Докл. АН СССР. 1964. Т. 157, № 4. С. 901–903.
55. Неручев С.Г. О возможностях оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. 1964. № 7. С. 8–11.
56. Неручев С.Г. Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающихся осадках как основа для диагностики нефтепроизводивших отложений // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 71–77.
57. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. 2-е изд. Л.: Недра, 1969. 240 с.
58. Неручев С.Г., Двали М.Ф. Поисковые критерии прогноза нефтегазоносности. Л.: Недра, 1969. 223 с.
59. Неручев С.Г., Ковачева Й.С. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162, № 4. С. 913–914.

60. *Нестеров И.И.* Уплотнение глинистых пород // Сов. геология. 1965. № 12. С. 69–80.
61. *Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 335 с.
62. *Олли И.А.* Мезозойский этап нефтегазоносности Вилюйской синеклизы и Предверхооянского прогиба: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1965. 16 с.
63. *Олли И.А.* Распределение органического вещества в мезозойских отложениях центральных частей Вилюйской синеклизы и Предверхооянского прогиба // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 278–285.
64. *Парпарова Г.М.* О принципах углепетрографической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы геохимической характеристики нефтематеринских параметров органического вещества. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1968. С. 10–14.
65. *Радченко О.А.* К вопросу о механизме нефтеобразования // Докл. АН СССР. Сер. геол. 1968. Т. 182, № 1. С. 193–196.
66. *Рогозина Е.А.* Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества. (На примере западно-сибирских мезозойских аргиллитов) // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 82–86.
67. *Родионова К.Ф.* К вопросу об оценке прогнозных запасов нефти объемно-генетическим методом // Геология нефти и газа. 1964. № 12. С. 1–7.
68. *Родионова К.Ф.* Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девона Волго-Уральской нефтеносной области. М.: Недра, 1967. 359 с.
69. *Родионова К.Ф.* О нефтематеринских породах палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 48–52.
70. *Рыльков А.В.* Районирование территории Западно-Сибирской низменности по сернистости нефтей // Материалы науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов в Тюмени. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1967. С. 17–31.
71. *Старобинец И.С.* О некоторых геохимических критериях направления миграции нефти и газа // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 459–466.
72. *Токарев Л.В., Турыкин А.Ф.* Оценка газогенерирующей способности осадочных образований (на примере мезо-кайнозоя междуречья Волги и Урала и юры и нижнего мела Рязано-Саратовского прогиба) // Материалы по геологии газоносных районов СССР. М.: Недра, 1967. С. 282–308.
73. *Трофимук А.А.* Проблема диагностики нефтематеринских свит // Геология и геофизика. 1963. № 4. С. 116–121.
74. *Трофимук А.А.* Составление карты прогноза нефтегазоносности по А.А. Трофимук // Геология нефти: Справочник. Т. 3. М.: Недра, 1964. С. 685–690.
75. *Трофимук А.А.* Современные представления о генезисе нефти и газа // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 206–210.
76. *Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
77. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Бредихин И.С. и др.* Нефтегазоносность территории Якутии и прогнозная оценка запасов углеводородов // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 222–245.
78. *Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1954. № 6. С. 94–101.
79. *Успенский В.А.* Баланс углерода в биосфере в связи с вопросом о распределении углерода в земной коре. Л.: Гостоптехиздат, 1956. 101 с.
80. *Успенский В.А.* Нефтематеринские параметры органического вещества // Вопросы геохимической характеристики нефтематеринских параметров органического вещества. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1968. С. 3–9.

81. Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сетикова В.Н. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 221–314. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
82. Успенский В.А., Агеева Н.А., Парпарова Г.М. Роль диагенетических процессов в формировании типов органического вещества (на примере гумусовых разностей органического вещества из глинистых пород угленосной формации нижнего карбона Подмосковского бассейна). Л., 1967. (Фонды ВНИГРИ).
83. Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. Основы генетической классификации битумов. Л.: Недра, 1964. 267 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 230).
84. Филатов С.С. К диагностике нефтепроизводивших отложений мезозоя Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1967. № 4. С. 17–21.
85. Фотиади Э.Э., Вороши Ю.А., Конторович А.Э., Энштейн Е.Н. Опыт построения и использования альбома алгоритмов и программ для обработки геологических данных // Геология и геофизика. 1966. № 10. С. 10–16.
86. Фрадкин Г.С. Геологическое строение, история развития и перспективы нефтегазоносности западной части Вилюйской синеклизы: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Якутск, 1965. 27 с.
87. Хант Дж.М. Распределение углеводородов в осадочных породах // Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962.
88. Шиманский В.К. Геохимические закономерности в составе легких углеводородов нефти: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Л., 1968. 22 с.
89. Шильман В.И. Методика оценки ресурсов нефти и газа и обоснование подсчетных параметров. (На примере Западно-Сибирской низменности): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1969. 20 с.
90. Bray E.E., Evans A.D. Hydrocarbons in non-reservoir rocks/source beds // Bull. AAPG. 1965. Vol. 49, N 3. P. 248–257.
91. Douglas A.G., Eglinton G. The Distribution of alkanes // Comparative Photochemistry. L.-N.: Academic Press., 1966.
92. Duntou M.L., Hunt J.M. Distribution of low molecular weight hydrocarbons in recent and ancient sediments // Bull. AAPG. 1962. Vol. 46, N 12. P. 2246–2248.
93. Philippi G.T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation // Geochim. Cosmochim. Acta. 1965. Vol. 29, N 9. P. 1021–1049.
94. Trask P.D. Proportion of organic matter converted into oil in Santa-Fe Springs Field, California // Bull. AAPG. 1936. Vol. 20, N 3. P. 245–248.



КАТАГЕНЕЗ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ¹

Последние 8–10 лет были периодом бурного прогресса теории осадочно-миграционного происхождения нефти. Исходные ее положения были сформулированы в работах Г.П. Михайловского, Н.И. Андрусова, А.Д. Архангельского, В.И. Вернадского, И.М. Губкина, а затем развиты И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, В.В. Вебером, И.А. Еременко, А.А. Трофимуком, В.А. Успенским, О.А. Радченко и другими у нас в стране и П. Траском, П.В. Смитом, Э. Бейкером, У. Мейнштейном и другими – за рубежом. Однако до начала 60-х годов экспериментальный материал, лежащий в основе этой теории, был очень разнороден и давал в силу недостаточного уровня аналитических методов того времени крайне ограниченную информацию о химическом строении битумоидов, в том числе углеводородов, и всего рассеянного органического вещества (РОВ) в целом.

Твердо установлено, что в современных осадках и древних осадочных толщах углеводороды частично зарождаются и зарождались еще в живом веществе и на стадии диагенеза [10, 12, 46]. Однако эти углеводороды по составу существенно отличаются от углеводородов нефти. В них: 1) отсутствуют газообразные углеводороды C_2-C_3 и углеводороды бензиновых и керосиновых фракций [6, 46, 59]; 2) среди изо- и циклоалканов резко преобладают последние [3]; 3) среди нормальных алканов современных осадков нечетные резко преобладают над четными, в то время как в большинстве нефтей соотношения между этими углеводородами близки к единице [5]; 4) сравнительно низка концентрация аренов [3, 4]. Дальнейшее новообразование углеводородов и созревание микронепти происходит на стадии катагенеза [10, 12, 25, 27, 38, 39].

Обширные экспериментальные данные о генерации углеводородов на стадии катагенеза получены в последние годы. Проявление процессов генерации, приводящих к значительному возрастанию количества битумоидов и углеводородов в рассеянном органическом веществе осадочных пород при росте глубины их погружения и температуры в недрах, было убедительно показано Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеровым, А.А. Трофимуком и др. [16], Е.С. Ларской, Д.В. Жабревым [34], М. Луи [61], А.Э. Конторовичем, Л.И. Богородской, А.С. Фомичевым и др. [25, 27], С.Г. Неручевым [38, 39] и другими исследователями.

На основании анализа закономерностей размещения скоплений нефти и газа и изменений в составе битумоидов А.А. Бакировым, И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, В.А. Соколовым, А.А. Трофимуком, В.А. Успенским предполагалось начало первичной миграции углеводородов на глубинах 1200–1500 м (примерно длинно-пламенная стадия катагенных изменений органического вещества (ОВ)). Реальные доказательства первичной миграции рассеянных битумоидов на глубинах 1500–

¹ См.: Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. С. 51–69. Соавт.: С.Г. Неручев.

2000 м были получены С.Г. Неручевым [36, 39], Н.Б. Вассоевичем [9], А.А. Трофимуком и А.Э. Конторовичем [48], А.Э. Конторовичем [27, 32, 33]. В работах этих исследователей показано, что первичная миграция обуславливает появление в материнских породах многочисленных следов перемещения углеводородов и редкие сдвиги в составе осадочных битумоидов после частичной потери ими углеводородов. Эти признаки были предложены С.Г. Неручевым [35] и позднее А.А. Трофимуком и А.Э. Конторовичем [48] в качестве основных для диагностики нефтепроизводящих (нефтепроизводивших) отложений.

Н.Б. Вассоевичу [10] и А.Э. Конторовичу [27, 30] удалось показать, что процесс генерации нефтяных углеводородов происходит на стадии катагенеза неравномерно – сначала медленно, а затем (на глубинах 2–3 км) весьма бурно, быстро приводя при термоллизе РОВ к увеличению количества углеводородов в несколько раз. Параллельно постепенно нарастает и достигает максимума эмиграция жидких углеводородов [33, 39].

Таким образом, в весьма длительном и многостадийном процессе преобразования органического вещества выделяется главная фаза нефтеобразования [10, 12]. Этот термин принадлежит Н.Б. Вассоевичу [10]. В вышедших одновременно работах А.Э. Конторовича и др. [27, 30] выделена главная зона нефтеобразования, которая соответствует длиннопламенной и газовой стадиям катагенных изменений органического вещества. Несколько позднее необходимость выделения главной фазы нефтегазообразования, характеризующейся деструкцией сапропелевых компонентов ОВ и массовой генерацией углеводородов, была обоснована О.А. Радченко [43].

Возникшие представления о значительной активизации на определенном этапе длительного процесса преобразования рассеянного в осадочных породах органического вещества оказались весьма плодотворными, повысив интерес к исследованиям в этом направлении и тем самым способствуя новым открытиям.

В настоящей работе суммированы результаты многолетних исследований сотрудниками ВНИГРИ и СНИИГГиМСа катагенных преобразований органического вещества и динамики новообразования и эмиграции жидких и газообразных углеводородов. Рассмотрены данные о распределении в породах газообразных углеводородов, углеводородов бензиновых, керосиновых (до 250–300 °С), масляных фракций, смол, асфальтенов. Первый обзор этих данных был опубликован ранее [27].

Полученные экспериментальные материалы позволяют проследить процессы изменения количества и состава битумоидов на глубинах от первых сотен метров до 3,0–3,5 км, а по более отрывочным данным – до глубины 5–6 км при росте метаморфизма ОВ от бурогоугольной до жирной и коксовой стадий. Здесь использовано гораздо больше фактического материала, полученного с помощью современных физико-химических и химических методов исследований. Учтены также литературные материалы.

КАТАГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КЕРОГЕННОЙ ЧАСТИ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Углететрографическое изучение РОВ (Г.М. Парпарова и позднее А.Г. Войцеховская, П.А. Трушков) в комплексе с углехимическими данными позволило установить принципиальное сходство органической массы углей и горючих сланцев с рассеянным органическим веществом пород. Гумусовое по природе РОВ содержит, часто в преобладающем количестве, те же группы микрокомпонентов, что и концентрированные разности, – витринита, фюзинита, лейптинита. Сапропеле-

левое РОВ пород почти нацело слагается коллоальгинитом, иногда с небольшой примесью микрокомпонентов группы витринита. В гумусово-сапропелевом и сапропелево-гумусовом ОВ роль коллоальгинита монотонно снижается.

В породах с резким содержанием органического углерода (десятые доли процента) преобладает органическое вещество, подобное по внешнему виду микрокомпонентам группы микстинита. В керогене такого вещества 2–5 % водорода. Палеоландшафтные реконструкции и общегеологические данные во многих случаях не дают оснований связывать его с наземной растительностью, а часто (например, венд и кембрий Иркутского амфитеатра) даже со смешанным гумусово-сапропелевым органическим веществом [20].

Исследования показывают, что химическая структура сапропелевого и гумусового ОВ существенно различается. В керогене гумусового РОВ, как и в углях, основная часть атомов углерода образует ароматические ядра, содержащие до трех и более конденсированных колец. Для сапропелевого органического вещества, даже в случае концентрированных его разностей, аналогичных исследований значительно меньше. Весьма интересна работа А.С. Фоминой и др. [54], изучавших химическую структуру керогена кукурсита. Детальные исследования показали, что основная часть керогена кукурсита входит в алифатические структуры сложного полимерного строения. Мономерными элементами молекул кукурсита являются в основном заполимеризованные неопределенные жирные кислоты, в том числе окси- и керокислоты. Из керогена, кроме того, были выделены насыщенные дикарбоновые и в меньшем количестве монокарбоновые жирные кислоты. Последние имеют преимущественно нормальное строение. Среди мономерных элементов молекул керогена кукурсита идентифицированы также производные циклоалкан-алканов. Исключительно важно также наличие в керогене кукурсита углеводных структур, такие как пентоза, гексоза. Из числа азотсодержащих мономеров в составе молекул керогена идентифицировано значительное количество аминокислот.

Исследования керогена сланцев свиты Грин-Ривер также показали, что он представляет собой полимерную основную массу, содержащую много поперечных связей между насыщенными углеводородами и имеющую в составе ароматические ядра, гетероатомы и много длинных изопреноидных и нормальных боковых цепей [56].

Эти существенно алифатические по структуре компоненты, слагающие основную массу керогена сапропелевого органического вещества, В.А. Успенский очень удачно назвал полимерлипидным комплексом [53].

В ходе катагенеза кероген РОВ претерпевает существенные изменения. При этом происходит новообразование жидких и газообразных углеводородов и других летучих продуктов углефикации и изменяется структура самого керогена.

Прежде всего от керогена сапропелевого и гумусового ОВ отщепляются периферические функциональные группы. Закономерности таких преобразований лучше всего изучены для кислородсодержащих групп. В углях ранее всего, к длиннопламенной стадии, исчезают метакисильные группы, карбоксильные сохраняются только до жирной, фенольные – до коксовой стадии. Дальше всех в процессе углефикации сохраняются карбоксильные группы [61]. Для керогена РОВ такие исследования проводились Л.И. Богородской, В.В. Иванцовой, К.Ф. Родионовой. По данным Л.И. Богородской, в керогене сапропелевого и гумусового РОВ основная масса карбоксильного и фенольного кислорода исчезает на длиннопламенной стадии, а на газовой и особенно на жирной стадии отмечаются только их следы.

Е.М. Файзуллина, изучившая инфракрасные спектры керогена рассеянного органического вещества сапропелевого состава, также установила значительное снижение от длиннопламенной стадии к газовой интенсивности полосы в области $1720\text{--}1740\text{ см}^{-1}$, связанной с поглощением связей типа >C=O . Изменяется в

керогене и соотношении между ароматическими и алифатическими структурами. По мере роста метаморфизма уменьшается соотношение интенсивностей полос, связанных с поглощением метильных и метиленовых группировок ($2900, 2930, 2860, 1455, 1375 \text{ см}^{-1}$), и полосы в области 1600 см^{-1} , связанной с поглощением ароматическими связями $\text{C}=\text{C}$ -. Важно подчеркнуть, что смещается и несколько усиливается максимум поглощения в области $1100\text{--}1300 \text{ см}^{-1}$, за которое также ответственны кислородсодержащие структуры. По характеру инфракрасных спектров к концу газовой стадии углефикации стираются различия между керогеном сапропелевого и гумусового РОВ. Именно с этими глубокими изменениями керогена сапропелевого органического вещества связано интенсивное новообразование жидких и газообразных углеводородов.

Многими исследователями отмечалась прогрессирующая карбонизация керогена РОВ в зоне катагенеза [28, 51]. С.Г. Неручев высказал предположение о том, что интенсивное разрушение полимерлипидного комплекса в конце длинно-пламенной и на газовой стадии углефикации может при известных условиях привести даже к некоторому остаточному обогащению керогена гетероэлементами и снижению концентрации углерода, однако это требует проверки.

Таким образом, значительная часть исходного сапропелевого вещества, представленная полимерлипидными компонентами, в зоне катагенеза расщепляется и превращается в жидкие и газообразные углеводороды. Остаточное органическое вещество после потери липидных компонентов в основном содержит уже только лигниноцеллюлозный и углеводно-белковый исходный материал, по молекулярной структуре близкий к гумусовому веществу углей. Нефтематеринскими возможностями это остаточное органическое вещество, видимо, уже почти не обладает и при дальнейшем погружении осадков карбонизируется как гумусовое вещество углей и может генерировать уже в основном только газы.

В сапропелево-гумусовом и гумусовом органическом веществе роль полимерлипидных и липидных компонентов намного меньше, поэтому интенсивность новообразования жидких углеводородов в нем несравненно уменьшается, и к жирной стадии разница в структуре сапропелевого и гумусового ОВ в значительной мере стирается.

КАТАГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ БИТУМОИДНЫХ КОМПОНЕНТОВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Возрастание битуминозности РОВ в зоне катагенеза многократно описано [16, 17, 25, 29, 38, 39, 54, 62 и др.]. При анализе природных данных всегда приходится иметь дело с битумоидами в той или иной мере остаточными. Без эмиграции эта закономерность должна была проявиться более четко. Материалы по мезозойским отложениям Западно-Сибирской плиты показывают, что в терригенных отложениях в сапропелевом органическом веществе новообразование битумоидов наиболее энергично протекает на глубинах $2100\text{--}2200 \text{ м}$, а в сапропелево-гумусовом – на глубинах $2400\text{--}2500 \text{ м}$ [33].

По подсчетам С.Г. Неручева, на глубинах $2100\text{--}2200 \text{ м}$ битумоидный коэффициент сапропелевого РОВ может достигать $18\text{--}20 \%$. При этой реконструкции первоначальных значений битумоидного коэффициента автор исходил из данных об остаточных величинах битумоидного коэффициента и коэффициента нефтеотдачи нефтематеринских пород. Применив эту же методику, Д.И. Дробот [20] получил близкие величины для кембрийских отложений Иркутского амфитеатра.

Разный нефтематеринский потенциал сапропелевого и гумусового ОВ подтверждается прямыми расчетами. По данным А.Э. Конторовича [28, 33], в 100 г органического вещества класса гумитов новообразуются на поздней буроугольной

стадии 0,3 г высокомолекулярных углеводов, смол и асфальтенов на длинно-пламенной – 1,2 г, газовой – 1,25 г, жирной – 1,03 г. В 100 г сапропелитов на тех же стадиях новообразуется 1,3, 2,1, 1,6 и 0,42 г этих же компонентов битумоидов.

Групповой и углеводородный состав битумоидов на каждой стадии определяется их составом на предыдущей стадии, характером преобразований этих наследованных продуктов, составом продуктов, новообразованных за счет деструкции керогена, и, наконец, потерями углеводов и неуглеводородных соединений (разными в зависимости от геологических условий, молекулярного веса и химического строения соединений) в результате процессов первичной миграции. В этом разделе мы остановимся на характере изменений битумоидов, сняв влияние их частичной эмиграции. Методы снятия этого влияния рассматривались раньше [37, 48].

Высокомолекулярные компоненты битумоидов. Спиртобензолный битумоид почти не содержит углеводов и изучен поэтому сравнительно слабо. Его содержание в сапропелевом рассеянном органическом веществе пород на бурогольной стадии составляет 0,5–1 % и возрастает при погружении осадков на газовой стадии метаморфизма до 2–3 %, в основном, по-видимому, вследствие остаточного накопления при значительной потере массы органического вещества.

Лучше изучен хлороформенный битумоид, с которым связана почти вся масса жидких углеводов РОВ с температурой кипения выше 300–350 °С. Сапропелевое РОВ на бурогольной стадии метаморфизма содержит обычно до 4 % битумоида, сапропелево-гумусовое – значительно меньше, менее 2 %. Его состав довольно четко отражает природу исходного органического материала. Сапропелевое РОВ пород на бурогольной стадии метаморфизма содержит битумоид с повышенной концентрацией углеводов (до 30–50 %). Последние на 70–95 % метаново-нафтеновые. В битумоиде сапропелево-гумусового РОВ пород меньше углеводов (20–40 %), причем метаново-нафтеновых не более 50–70 %, но зато значительно больше (30–50 %) ароматических.

Метаново-нафтеновые углеводороды сапропелевого и гумусового органического вещества различны. В сапропелевом РОВ в углеводородах масел нормальных алканов несколько меньше, чем в гумусовом, но средняя длина их цепи выше [2, 22]. Повышенная парафинистость метаново-нафтеновых углеводородов гумусового ОВ и генетически связанных с ним нефтей была впервые отмечена Л.И. Богородской, В.В. Иванцовой, А.Э. Конторовичем [2, 23]. Исходным веществом для этих парафинов были, по всей вероятности, воскоподобная кутикула листьев и оболочки пыльцы и спор. В последнее время к близкой точке зрения за рубежом пришли Г. Рид Коннет [59], Г.Д. Брукс и Г.У. Смит [57], Е.У. Бидерман [55].

Для нафтенно-ароматических углеводородов гумусового органического вещества характерны повышенные концентрации конденсированных ароматических структур: нафталиновых, фенантроновых, антраценовых, хризеновых и пиреновых [3, 27]. Исследования Д.И. Шейнмана, Н.М. Бабиной показывают, что в них богаче и разнообразнее спектр полиядерных ароматических углеводородов.

В зоне катагенеза состав углеводородов масляной фракции рассеянного органического вещества не остается неизменным. В метаново-нафтенной фракции растет доля алкановых и падает циклоалкановых структур [3], одновременно несколько увеличивается концентрация нормальных алканов [22, 27], соотношение между нечетными и четными нормальными алканами приближается к единице. Судя по спектрам ЯМР изоалифатических и нафтенных углеводородов масляной фракции битумоидов РОВ (Л.С. Берман, В.М. Мельникова), соотношение водорода в метиленовых и метильных группах варьирует от 1,22 до 2,22. По мере роста метаморфизма ОВ от бурогольной до газовой стадии эта величина растет.

В нафтеново-ароматической фракции от длиннопламенной к газовой и жирной стадиям как в сапропелевом, так и гумусовом органическом веществе падает роль полядерных ароматических структур [3, 27]. В сапропелевом органическом веществе, по данным спектроскопии ЯМР (Л.С. Берман, В.М. Мельникова), роль водорода в метильных и метиленовых группах по сравнению с ароматическим водородом остается примерно постоянной. Однако, по единичным данным, в нафтеново-ароматических углеводородах масел на газовой стадии роль водорода в метиленовых и метильных группах несравненно выше, чем на длиннопламенной и буроугольной.

Углеводороды бензиновых и керосиновых фракций. Впервые присутствие в составе рассеянного в осадочных породах органического вещества углеводородов бензиновых фракций было доказано М.Л. Дантоном и Дж.М. Хантом [58]. В дальнейшем эти исследования проводились как в Советском Союзе (Н.П. Силина, В.В. Иванцова, А.И. Шапиро – ВНИГРИ, В.М. Мельникова – СНИИГГиМС), так и за рубежом.

По материалам СНИИГГиМСа, в обогащенных сапропелевым органическим веществом аргиллитах баженовской свиты фракции, выкипающие до 200 °С, составляют от 5 до 25 %, до 300 °С – 20–40 % на битумоид. Низкокипящие углеводороды появляются в рассеянном органическом веществе на глубинах 1000–2000 м, с глубины 1600–1700 м их количество нарастает особенно интенсивно [58]. Эта закономерность, отмеченная М.Л. Дантоном и Дж.М. Хантом, а затем В.В. Иванцовой [21], А.Э. Конторовичем и др. [26, 27], подтверждается и последними исследованиями С.Г. Неручева [39].

Р.Е. Долбинской и Л.Ф. Липницкой в бензинах были идентифицированы из метаново-нафтеновых углеводородов 2,3-диметилбутан, 2-метилпентан, *n*-гексан, метилциклопентан, 3,3-диметилпентаи, 2,2-диметилпентан, 2-метилгексан, 3-этилпентан, *n*-пентан и этилциклопентан, из ароматических – бензол, этилбензол и мета- и параксилолы [27].

Более подробно состав углеводородов бензиновых фракций (до 125 °С) был изучен в последнее время А.И. Шапиро. Ею установлено, что с ростом глубины погружения пород углеводородный состав бензинов изменяется, особенно заметно на глубинах более 2 км. Содержание *n*-метановых углеводородов в верхней зоне глубин не превышает 20 % и возрастает в нижней зоне до 36–40 %. Изометановых в верхней зоне глубин также не более 20 %, а в нижней – до 35 %. Содержание циклопентанов снижается в том же направлении от 35–40 до 10–30 %; количество ароматических УВ с глубиной возрастает с 2–3 до 10–11 %.

Ясно, что в изменении углеводородного состава бензинов намечается та же тенденция, что и в маслах.

Во фракции, кипящей в интервале температур от 122 до 150 °С, метаново-нафтеновых углеводородов от 75 до 94 %. В керосиновых фракциях их 60–75 %, редко меньше (В.М. Мельникова). В составе изо- и циклоалканов соотношение водорода в метиленовых и метильных группах, по данным спектроскопии ЯМР, варьирует от 1,0 до 1,6, несколько увеличиваясь с ростом метаморфизма органического вещества и температуры кипения фракций. По данным этого же метода, в нафтеново-ароматических углеводородах с ростом температуры кипения фракций уменьшается количество водорода в алифатических структурах, причем особенно интенсивно – водорода метильных групп.

Надо, однако, иметь в виду, что низкокипящие углеводороды в РОВ являются, несомненно, остаточными. Большая их часть эмигрировала, и как в количественном, так и в качественном отношении они отражают генерацию углеводородов на самой последней стадии. Повышенная концентрация этих углеводородов в обогащенных сапропелевым органическим веществом толщах типа баженовской

(Западно-Сибирская плита), доманиковой (Русская платформа), куонамской (Сибирская платформа) связана с более значительной ролью закрытых пор в слагающих их породах по сравнению с бедными ОВ толщами [31].

Надежных данных о количественной стороне процесса генерации низкокипящих жидких углеводородов пока не имеется. Коэффициенты отдачи для них вследствие высокой их подвижности, безусловно, должны быть выше, чем коэффициенты отдачи хлороформенного битумоида. Однако, если даже принять, что коэффициенты отдачи в одинаковых условиях были равны, то количество низкокипящих углеводородов, образовавшихся в сапропелевом РОВ, до их эмиграционных потерь должно достигать на газовой стадии метаморфизма в среднем 10–15 % от массы органического материала. Если же, что вполне обоснованно, предположить, что коэффициент эмиграции легколетучих углеводородов на глубине 3 км был не 0,8, как у хлороформенного битумоида, а хотя бы 0,9, то генерация легколетучих углеводородов сапропелевым РОВ должна была бы составлять примерно 20–30 % от массы ОВ на газовой стадии. Таким образом, если бы во время проявления главной фазы нефтеобразования и после нее не происходило интенсивной эмиграции нефтяных углеводородов из материнских пород, то до 50–60 % от массы рассеянного органического вещества пород на газовой стадии метаморфизма, особенно в бедных органическим веществом породах, было бы представлено хлороформенным битумоидом и легколетучими жидкими углеводородами.

Газовые компоненты рассеянного органического вещества. Газы закрытых пор материнских пород успешно изучались Е.А. Рогозиной [44], установившей, что они тесно связаны с генерировавшим их РОВ, и состав их отражает природу исходного органического материала. Сапропелевому РОВ свойственно образование углеводородного газа с резким преобладанием гомологов метана, в газовой фазе гумито-сапропелитов РОВ в заметных количествах появляется метан, у сапропелито-гумитов на него приходится уже до 80 %. С гумусовым веществом углей связаны уже почти чисто метановые газы с содержанием его до 70,0–99,5 %, причем на долю гомологов приходится в среднем не более 3 % [27, 44]. Резкие различия в составе генерируемых газов, отражающих природу исходного РОВ пород, прослеживаются и при возрастании катагенеза.

Изменение состава газовой фазы сапропелевого РОВ пород при погружении осадков дает весьма интересную картину. В верхней зоне глубин при росте метаморфизма до длиннопламенной стадии и глубин до 2,0–2,2 км, где происходят реакции декарбоксилирования и дегидратации керогена, углекислота является одним из основных компонентов. С увеличением глубины ее содержание в газах постепенно снижается. В зоне глубин более 2,0–2,2 км, где начинаются процессы деструкции керогена, в газах закрытых пор в заметных количествах появляется метан; но затем, видимо, вследствие своей исключительной подвижности и быстрой эмиграции, он так же быстро исчезает, даже из “закрытых” пор. Одновременно с метаном в газах закрытых пор резко возрастает количество его гомологов с того же уровня глубин (2 км), на котором начинается интенсивная деструкция керогена. Количество гомологов метана в газах быстро достигает максимума на глубине 2,5 км и затем заметно уменьшается уже на глубине 3 км вследствие превышения скорости эмиграции над скоростью их образования.

Содержание углеводородных газов в закрытых порах и в расчете на породу и на РОВ при росте глубины погружения осадков сначала медленно увеличивается (до уровня 2 км), затем резко и скачкообразно возрастает в 3–4 раза, когда начинаются процессы деструкции керогена, а потом так же резко снижается при дальнейшем росте глубины, поскольку интенсивность процессов новообразования, видимо, постепенно уменьшается, а интенсивность эмиграционных потерь неуклонно повышается с ростом глубин. Количество углеводородных газов закрытых

пор в расчете на массу РОВ пород весьма невелико (максимум до 0,4 %). Однако, учитывая их исключительную подвижность при эмиграционных процессах, следует полагать, что в настоящее время в закрытых порах материнских пород сохранилась лишь ничтожная доля от генерированного количества [27, 39].

Количественная сторона процесса газообразования гумусовым органическим веществом углей изучена В.А. Успенским [50]. Для рассеянного органического вещества класса сапропелитов и сапропелито-гумитов она рассмотрена А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной [31]. Расчеты показывают, что гумусовое ОВ генерирует значительно меньше углеводородных газов, чем сапропелевое. Так, в гумусовом ОВ в коксовой стадии образуется 2,1 % углеводородных газов от веса органического вещества на средней буроугольной стадии, а в сапропелевом – 6,2 %. Доля метана в продуктах углефикации гумитов убывает от 9,6 % на буроугольной до 2,5 % на газовой стадии, а затем вновь возрастает (8,3 %) на жирной стадии [33]. В сапропелитах минимум (расчет велся на пропан) падает не на газовую, а на длиннопламенную (16 %) стадию. Максимальную роль в продуктах углефикации углеводородные газы играют на жирной стадии (23,7 %).

Из 100 г гумусового органического вещества, которое имелось на средней буроугольной стадии, на поздней буроугольной стадии образуется 1,4 л метана, на длиннопламенной – 1,0 л, на газовой – 0,14 л и на жирной – 0,43 л. В тех же условиях 100 г сапропелевого ОВ генерируют 1,60, 0,45, 0,60, 0,45 л углеводородных газов соответственно [33].

Итак, основанные на балансовой теоретической схеме представления о динамике новообразования углеводородных газов и экспериментальные данные хорошо согласуются. Безусловно, методика расчетов и исходные данные требуют уточнения, однако общую количественную и качественную картину эти расчеты отражают верно.

ДИНАМИКА ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

По современным представлениям [1, 7, 15, 18 и др.], первичная миграция углеводородов совершается преимущественно: 1) в виде раствора (истинного или коллоидного) жидких и газообразных углеводородов в седиментационных водах, отжимаемых из глин и аргиллитов; 2) в виде ретроградного раствора жидких углеводородов в газах, генерируемых ОВ в процессе его углефикации (состояние обратного испарения); 3) в виде раствора находящейся в газообразном состоянии однофазной газонефтяной системы в отжимаемых из глин и аргиллитов седиментационных водах. Ясно, что последнее состояние представляет собой комбинацию первых двух.

Возможность первичной миграции углеводородов в этих соединениях доказана многими экспериментальными исследованиями. Остается, однако, неясным, в каких условиях преобладает каждое из них.

Для решения вопроса о формах первичной миграции углеводородов необходимо, в первую очередь, оценить масштабы газообразования и количество воды, отжимаемой из глин на различных стадиях катагенеза, и сопоставить эти данные с современными материалами по растворимости газов и нефтяных углеводородов в водах, а также нефтяных углеводородов в газах в термодинамических условиях зоны катагенеза.

Такая работа была выполнена авторами [33, 39]. Выяснилось, что в толщах, содержащих как сапропелевое, так и сапропелево-гумусовое ОВ при концентрации органического углерода 2 % и более, преобладающая часть газов, образующихся на поздней буроугольной и длиннопламенной стадиях, эмигрирует из породы в свободном состоянии. В толщах, содержащих сапропелевое ОВ, такое соотношение между формами первичной миграции углеводородных газов сохра-

няется и на газовой стадии, а в толщах с гумусовым органическим веществом на газовой стадии углекислоты газы эмигрируют из материнских пород преимущественно, а иногда и полностью в водорастворенном состоянии. При содержании органического углерода в породах около 1 %, и особенно 0,5 %, преобладающей, а большей частью и единственной формой первичной миграции углеводородных газов является водный раствор.

Для углекислого газа первичная миграция в свободном состоянии начинает играть сколько-нибудь значительную роль при концентрации органического углерода в породах 3–4 % и более. Особенно мала роль эмиграции углекислого газа в свободном состоянии для толщ с сапропелевым органическим веществом при концентрации органического углерода менее 5 %.

Из приведенных данных следует, что формы первичной миграции углеводородных газов определяются содержанием органического вещества в породах. Чем богаче породы органическим веществом, тем большую роль при прочих равных условиях играет первичная миграция в свободном состоянии.

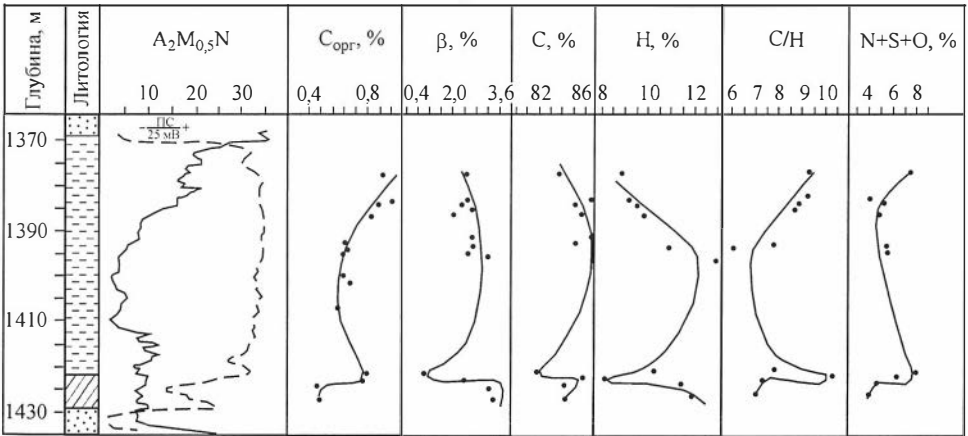
По данным Н.Б. Вассовича [8], в породах континентального сектора осадочной оболочки Земли содержится в среднем 0,53 % органического углерода, в том числе в глинистых породах 0,8 %, алевролитах и алевроитах 0,4 %, песках и песчаниках 0,2 % и карбонатных породах 0,2 %. Сравнив эти величины с изложенными результатами, видим, что первичная миграция жидких углеводородов должна осуществляться преимущественно в виде истинных или коллоидных растворов. В толщах, обогащенных органическим веществом, значительную роль может играть миграция и в газовой фазе.

Существуют теоретически предсказанные и экспериментально установленные природные закономерности, подтверждающие, что эмиграция жидких углеводородов из материнских пород действительно имела место.

Как было показано выше, битуминозность ОВ, состав битумоидов, соотношение в них углеводородной и неуглеводородной частей, соотношение самих углеводородов определяется исходным типом ОВ, условиями его захоронения и степенью постдиагенетической измененности. Другими словами, между различными компонентами ОВ при прочих равных условиях должны существовать строго определенные соотношения, контролируемые степенью его метаморфизма. Понятно, что процессы эмиграции жидких углеводородов из нефтепроизводящих толщ должны усложнять и искажать эти соотношения, так как эмиграция различных компонентов битумоидов, независимо от того, происходит ли она в растворенном состоянии вместе с отжимаемыми пластовыми водами, в однофазном состоянии с газом или при сочетании обоих этих процессов, будет неодинаковой.

А.А. Трофимуком, А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым [39, 48] было показано, что процесс первичной миграции углеводородов естественнее всего моделировать как хроматографию жидкостей на адсорбенте. При первичной эмиграции углеводородов из пластов аргиллитов особенность хроматографического процесса по сравнению с “идеальной” хроматографией состоит в том, что источником подвижной фазы (вода, газы) служит сам глинистый пласт. Поэтому через внешние, прилежащие к коллектору части пласта, проникнет больше подвижной фазы, чем через центральные. На языке хроматографии это означает, что число промываний внутренних зон пласта будет много меньше, чем внешних. Как следствие, хроматографическое разделение компонентов битумоида, условия для эмиграции углеводородов будут ухудшаться от границ пласта к его центральной части. Значит, процесс первичной миграции углеводородов должен приводить к увеличению в составе битумоида роли асфальтово-смолистых соединений, гетероэлементов, соотношения между ароматическими и алифатическими углеводородами по направлению от центральных частей пласта к коллектору.

а



б

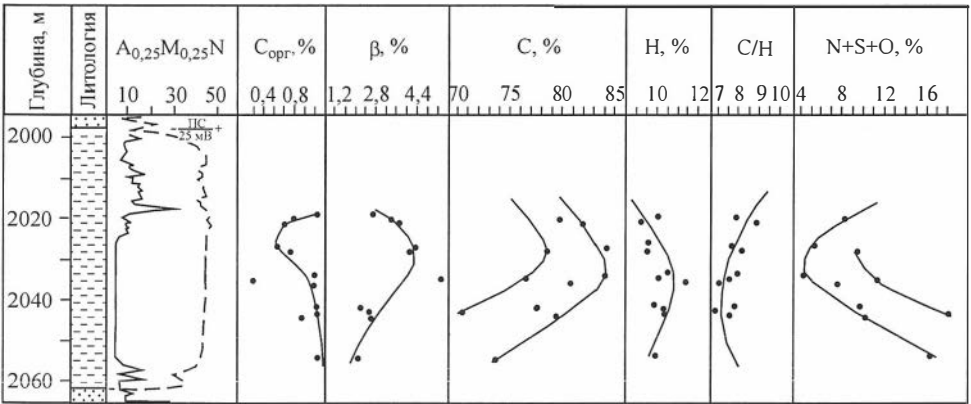


Рис. 1. Изменение состава битумоидов в пачке аргиллитов. Вилюйская синеклиза, Средневилюйская площадь (а), верхний лейас, длиннопламенная стадия углефикации (по В.В. Казаринову, А.Э. Конторовичу); Бадаранская площадь (б), верхний лейас, длиннопламенная стадия углефикации (по В.В. Казаринову).

Такое изменение состава битумоидов действительно было зафиксировано в ряде районов: в Западно-Сибирской низменности [27, 48], Волго-Уральской области [24, 37, 39], на Сибирской платформе [19 и др.], что подтверждает реальность процессов первичной миграции углеводородов.

В качестве примера на рис. 1, а показаны закономерности изменения состава битумоидов в пачке аргиллитов верхнелейасового возраста в Вилюйской синеклизе. В центральной части синеклизы она залегает на глубинах 1300–2000 м, имеет мощность 50–70 м, концентрация органического углерода в пачке 0,5–0,9%, катагенные преобразования ОВ достигли длиннопламенной стадии углефикации.

На Средневилюйской площади в скв. 19-Р эта пачка пройдена с хорошим отбором керна. Она служит покрывкой для газоконденсатной залежи с небольшой нефтяной оторочкой. Как видно из рис. 1, а, вторичные битумоиды проникли из залежи в покрывку всего на 2–3 м, выше четко фиксируется сингенетичная битуминозность. В самой пачке вблизи коллектора содержание углерода в битумоиде

моидах равно 81–83 %, водорода – 8–9 %, отношение С/Н равно 9–10, а в центральных частях пачки эти же величины достигают значений 85–86, 11–13 % и 6–7 соответственно.

На Бадаранской площади (см. рис. 1, б) та же пачка, пройденная с хорошим отбором кернa в скв. 1-Р, дает ту же картину, и даже отмечается возрастание к центру пласта битумоидного коэффициента.

Все эти материалы свидетельствуют о существенном возрастании цикличности и смолистости битумоидов от центральных частей глинистых пластов по направлению к коллектору.

Изложенное позволяет получить и другие выводы.

Рассмотрим соотношение между количеством новообразованных в некоторой точке и эмигрирующих из нее битумоидов [33]. Пусть в точке M , находящейся в момент времени t на глубине h , содержится N_h органического вещества, его битумоидный коэффициент равен β_h . За время Δt точка погрузится на глубину Δh . При этом произойдет новообразование битумоидов в количестве, пропорциональном первоначальному содержанию керогена в органическом веществе и величине погружения

$$b_h = k_h (1 - \beta_h) N_h \Delta h.$$

За это же время часть битумоида $b_{эм} = k_{эм} \beta_h N_h \Delta h$ эмигрирует.

Если на глубине h в точке M было $b_h = \beta_h N_h$ битумоида, то на глубине $h + \Delta h$ его стало

$$b_h + \Delta b = \beta_h N_h + k_h (1 - \beta_h) N_h \Delta h - k_{эм} \beta_h N_h \Delta h.$$

Легко показать, что

$$\frac{d\beta}{dh} = k_h (1 - \beta) - k_{эм} \beta,$$

откуда следует, что битумоидный коэффициент растет с глубиной, когда

$$\frac{d\beta}{dh} > 0; \quad k_h (1 - \beta) > k_{эм} \beta,$$

и падает, когда

$$\frac{d\beta}{dh} < 0; \quad k_h (1 - \beta) < k_{эм} \beta.$$

На некоторой небольшой глубине, когда ни новообразование, ни эмиграция битумоидов практически не протекают в однородном глинистом пласте, органическое вещество будет иметь средний битумоидный коэффициент $\bar{\beta}_h$ с дисперсией σ_{β_h} , обусловленной рассеянием значений β за счет процессов седиментации и диагенеза. При погружении пласта коэффициент k_h будет для всех его частей примерно одинаков. Иное дело коэффициент $k_{эм}$. Он будет варьировать от очень малых величин в центральных частях мощных глинистых пластов до довольно высоких в частях пластов, прилегающих к коллектору. На тех глубинах, где в центральных частях пластов $k_h (1 - \beta) > k_{эм} \beta$, β_{\max} с глубиной будет расти, а β_{\min} оставаться постоянно очень низким, а иногда снижаться. Соответственно $\bar{\beta}_h$ и σ_{β} с глубиной будут увеличиваться. Понятно, что если даже для центральных частей пластов $k_h (1 - \beta) < k_{эм} \beta$, то в соответствующих интервалах глубин $\bar{\beta}_h$ и σ_{β} будут падать. Одновременно изменится и состав битумоидов: в нем увеличится содержание гетероэлементов, уменьшится содержание масел, роль метаново-нафтеновых углеводородов уменьшится за счет возрастания роли ароматических и т. д.

Изменения битумоидного коэффициента и состава битумоидов с глубиной, логически вытекающие из изложенных выше представлений, действительно имеют место в природе. Рост с глубиной битумоидного коэффициента и соответствующее изменение состава битумоидов описаны многократно [16, 17, 25 и др.]. Изменение, начиная с некоторой глубины этой закономерности на обратную, впервые было установлено С.Г. Неручевым [36–38]. Оно наглядно иллюстрируется рис. 2, 3 на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты и Вилюйской синеклизы.

На Западно-Сибирской плите изменение битумоидного коэффициента с глубиной удалось проследить для органического вещества разных типов. На глубинах от 200–500 до 2300–2500 м битумоидный коэффициент закономерно увеличивается, причем наиболее энергично на глубинах 1600–2200 м. Важно подчеркнуть, что одновременно растет и дисперсия значений битумоидного коэффициента. С глубины 2600 м в ОВ гумусового состава и с 2300 м в органическом веществе, сложенном микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами, эта закономерность сменяется противоположной. В сапропелевом ОВ такой переход не фиксируется. Вероятно, это связано с особенностями литологии толщ. Сапропелевое ОВ рассеяно в мощной единой глинистой толще баженовской свиты, а гумусовое ОВ и органическое вещество, сложенное микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами, – в толщах со сравнительно маломощными глинистыми пластами, чередующимися с песчано-алевритовыми горизонтами. В последнем случае первичная миграция протекает несравненно интенсивнее.

В Вилюйской синеклизе (см. рис. 3) наименьшим битумоидным коэффициентом ($\beta_0 = 3$) обладает органическое вещество на буроугольной стадии метаморфизма. На длиннопламенной стадии коэффициент битумоидности несколько возрастает. Кривая битумоидного коэффициента ОВ в ходе катагенных изменений достигает максимума на длиннопламенной–газовой стадиях углефикации (15–16 %).

Изменяется и состав синбитумоидов: повышается содержание углерода от 73–76 до 85–86 % и уменьшается количество гетероэлементов от 18–19 до 13–15 %.

В интервале глубин 3000–3100 м (позднепермские породы) направленность изменения состава РОВ плавно меняется на противоположную, что обусловлено очень существенной потерей битумоидами эмигрирующих углеводородов. Содержание углерода в синбитумоидах снижается от 85–86 до 76–79 %, а гетероэлементов – соответственно повышается от 13–15 до 17–18 %. Битумоидный коэффициент уменьшается до 3–4 %.

Состав битумоидов РОВ этих пород свидетельствует об их остаточном характере. На рис. 3 приведены четыре кривые, отображающие характер качественно-количественных изменений состава изученных битумоидов на различных стадиях катагенеза. Крайняя левая кривая показывает минимальные значения этих параметров, вторая – медианные значения, а третья отображает максимальные величины значений остаточного битумоида. Правая кривая проведена через точки, отвечающие центральной части верхнелейасовой покрышки, и отображает зависимость со снятым влиянием процесса эмиграции, поскольку, как уже указывалось, битумоиды в центральных участках мощных глинистых пластов пачек приближаются по составу к первичным, не затронутым процессами эмиграции. По этой кривой располагались бы все изученные битумоиды, если бы процесс катагенеза не сопровождался эмиграцией углеводородов. Группа точек, лежащих левее рассматриваемой кривой (глубина 1500 м), отображает качественные изменения с состава битумоидов при различном удалении от ближайшего коллектора.

На глубинах 2700–3100 м потеря органическим веществом битумоидов за счет процессов первичной миграции начинает преобладать над их новообразованием. Соответственно битумоидный коэффициент снижается, и битумоиды становятся более кислыми.

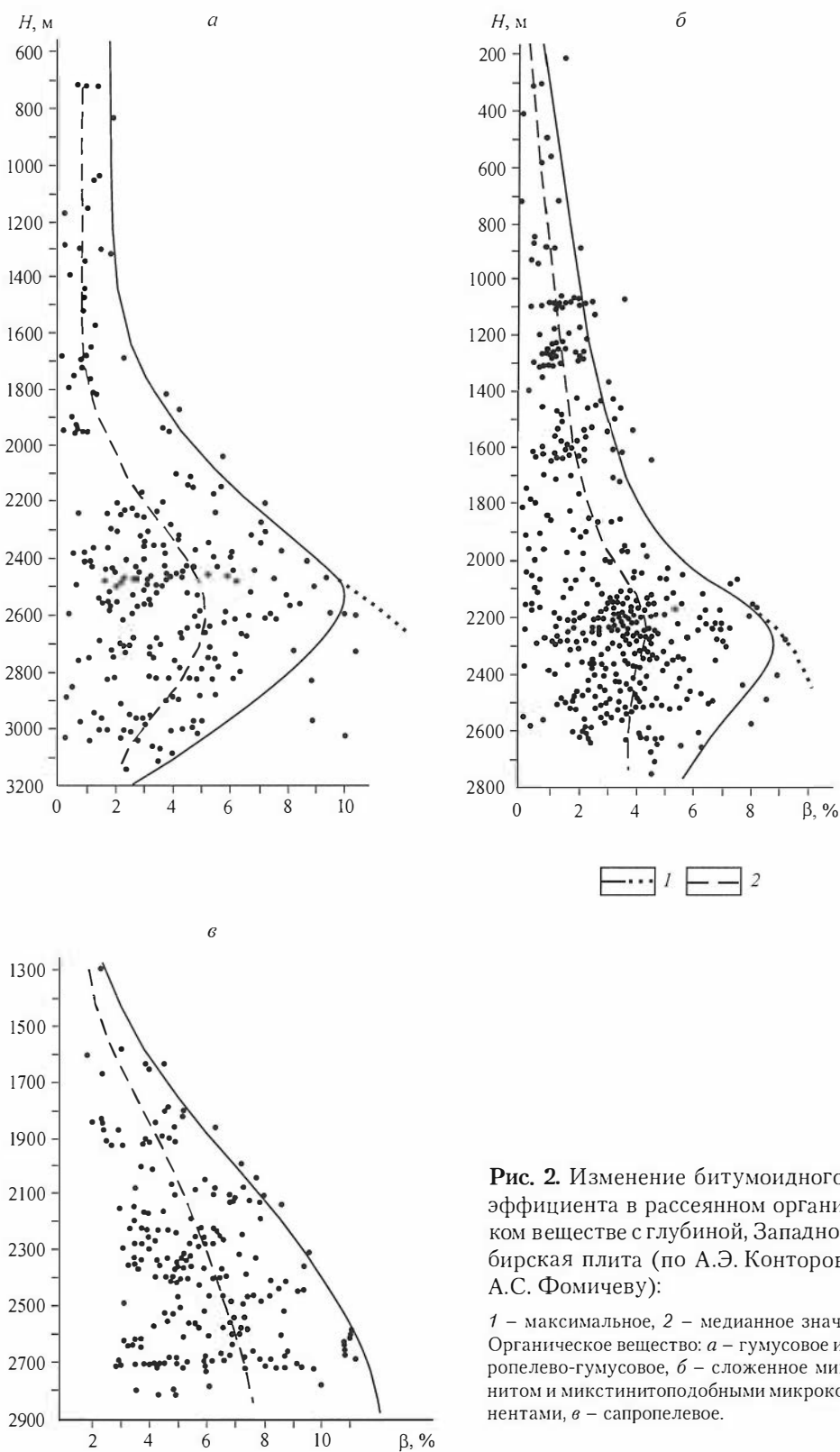


Рис. 2. Изменение битумоидного коэффициента в рассеянном органическом веществе с глубиной, Западно-Сибирская плита (по А.Э. Конторовичу, А.С. Фомичеву):

1 – максимальное, 2 – медианное значение. Органическое вещество: *a* – гумусовое и сапропелево-гумусовое, *б* – сложное микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами, *в* – сапропелевое.

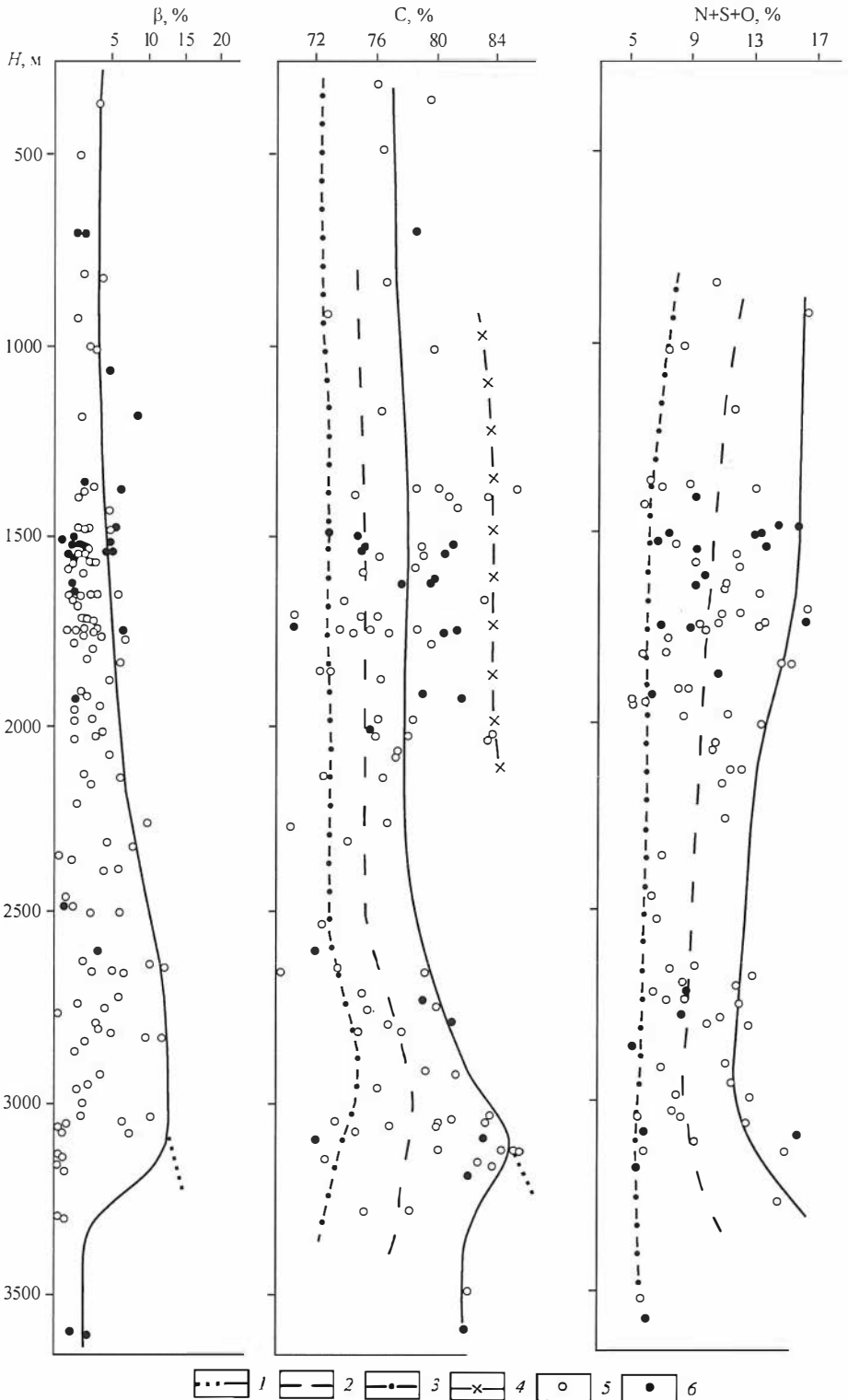


Рис. 3. Изменение битумоидного коэффициента и состава битумоидов в рассеянном органическом веществе с глубиной, Вилюйская синеклиза (по В.В. Казаринову, А.Э. Конторовичу):

1 – максимальное, 2 – медианное, 3 – минимальное значение; 4 – битумоиды из центральных частей мощных глинистых пачек; 5 – песчаники и алевролиты; 6 – аргиллиты.

Д.И. Дробот [19, 20] установил аналогичную закономерность в нижнекембрийских отложениях Иркутского амфитеатра. По данным этого исследователя, для органического вещества карбонатных отложений в диапазоне глубин от 800 до 2500 м фиксируется изменение битумоидов с глубиной: в них возрастает содержание углерода и снижается концентрация гетероэлементов. Восстановленность битумоидов сопровождается значительным возрастанием концентрации битумоида в ОВ (с 4 до 10 %).

С глубины 2500 м по мере погружения пород (до 4000 м) состав битумоидов изменяется в сторону поокисления. С поокислением битумоидов снижается и битумоидный коэффициент ОВ, среднее значение которого к концу интервала уменьшается до 2,0 %.

В интервале 4000–4500 м качественный состав битумоида стабилизируется и значения коэффициента β в ОВ практически постоянны. Дальнейшее погружение карбонатных пород (интервал 4500–4900 м) вызывает в условиях нарастающих температур и давлений медленное снижение битумоидного коэффициента (до 0,7 %) и более интенсивное возрастание в битумоиде суммы гетероэлементов (до 20 %). С глубины более 4900–5000 м снова намечается стабилизация качественного состава битумоида и его концентраций в ОВ пород.

Несколько по-другому проявляются постдиагенетические изменения ОВ терригенных отложений. Уже на глубине 2000 м фиксируется отчетливое поокисление состава битумоидов с одновременным снижением битумоидного коэффициента. С дальнейшим погружением (до 3600 м) направленность данного процесса в терригенных породах, в отличие от карбонатных, выражается более интенсивно. Поэтому для терригенных осадков верхняя граница стабилизации качественного состава ОВ поднята на глубину 3600 м. С глубины более 4000 м различий в постдиагенетическом изменении ОВ терригенных и карбонатных пород практически не устанавливается.

Не остается неизменным и углеводородный состав битумоидов. Ранее уже отмечалось [27], что нефти содержат в идентичных фракциях больше нормальных алканов, меньше ароматических углеводородов, а последние, в свою очередь, меньше конденсированных соединений (нафталиновых и фенантроновых и т. д.). А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной описано остаточное обогащение газовой фазы сапропелитов тяжелыми углеводородами в интервале глубин 2000–3000 м [27].

Интересные данные получены при изучении углеводородов РОВ Днепровско-Донецкой впадины И.И. Иванец (1970 г.). Она установила, что с глубин 1500–2000 м по мере погружения осадочной толщи в метаново-нафтенной фракции синбитумоидов из аргиллитов увеличивается цикличность нафтенных и уменьшается доля углерода в парафиновых цепях. Для ароматических углеводородов фиксируется аналогичная тенденция.

Интересно оценить долю эмигрировавших битумоидов и выяснить динамику этого процесса.

Методика таких оценок разработана С.Г. Неручевым [35]. Ряд работ посвящен ее дальнейшему развитию [36, 39, 48]. Подсчеты средних коэффициентов эмиграции выполнялись А.Э. Конторовичем [33], С.Г. Неручевым [39], Д.И. Дроботом [20], П.П. Манезовым (1964 г.) и др. Новейшие из них сведены в таблицу. На Западно-Сибирской плите, в регионе с достаточно напряженным геотермическим режимом, который определяет раннее созревание ОВ, первичная миграция начинается раньше и протекает на относительно меньших глубинах несравненно энергичнее, чем, например, на Русской и особенно Сибирской платформах. Важно также подчеркнуть, что в скорости изменения коэффициента нефтеотдачи материнских пород есть максимум, отвечающий главной фазе нефтегазообразования.

Коэффициент нефтеотдачи материнских пород

Н, м	Западно-Сибирская плита					Русская платформа	Сибирская платформа	
	Стадия метаморфизма	Гумусовое ОВ	ОВ, сложенное микстинитом	Сапропелевое ОВ		Сапропелевое ОВ	ОВ, сложенное микстинитом	
		По А.Э. Конторовичу		По С.Г. Неручеву		По С.Г. Неручеву	По Д.И. Дроботу	По К.К. Макарову
1250	Б	0,03	0	0	—	—	—	—
1500		0,17	0,08	0,03	0,08	0,026	0	—
1750	Д	0,22	0,32	0,20	—	—	—	—
2000		0,22	0,40	0,22	0,26	0,16	—	—
2250		0,30	0,43	0,32	—	—	0,01	—
2500	Г	0,53	0,46	0,34	0,40	0,31	0,10	—
2600		0,59	0,49	0,35	—	—	0,17	0,12
2700		0,60	0,53	0,35	—	—	0,24	—
2800		0,61	0,64	0,36	—	—	0,42	0,25
2900		—	—	—	—	—	—	—
3000	Ж	—	—	—	0,62	0,49	0,49	0,37
3250		—	—	—	—	—	0,61	0,50
3500		—	—	—	0,84	0,66	0,70	0,61

По интенсивности процессов нефтегазообразования, вероятно, целесообразно разделить осадочные толщи, претерпевающие катагенез, на зону потенциально нефтепроизводящих отложений, зону начала и прогрессивного развития процессов нефтегазообразования, главную зону процессов нефтегазообразования, зону затухания процессов нефтегазообразования, зону развития нефтепроизводящих отложений (процессы нефтеобразования завершены). В зависимости от литологии осадочных толщ и их геотермического режима границы зон будут располагаться на разных глубинах. Для терригенных отложений эти зоны располагаются примерно на следующих глубинах: до 1200 м (стадия углефикации B_{1-2}) 1200–2000 м (B_3 – D_1), 2000–2700 м (D_2 – Γ_3), 2700–4000 м ($Ж$ – $КЖ$), >4000 м. В карбонатных толщах, по Д.И. Дроботу [20], эти глубины иные: до 2200, 2200–2500, 2500–3750, 3700–5000, >5000 м. Надо, конечно, иметь в виду, что величины эти сугубо приблизительны, и в реальных условиях они варьируют в широких пределах.

Таким образом, именно катагенный этап в истории захороненного органического вещества является решающим для нефтегазообразования. Благодаря усилиям ученых ряда стран многие стороны этого процесса становятся все более ясными. Авторы попытались рассмотреть здесь лишь те аспекты проблемы катагенных преобразований органического вещества, которые касаются нефтегазообразования. Между тем органическое вещество и продукты его преобразований играют огромную роль и при катагенных преобразованиях минеральной части пород, и в формировании химического состава подземных вод, и т. д. Не приходится сомневаться, что на пути познания катагенеза науку ожидает много новых интереснейших открытий.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Белецкая С.Н.* Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битуменов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 420–427.
2. *Богородская Л.И., Кошторович А.Э., Литвицкая Л.Ф.* Высокомолекулярные углеводороды рассеянного органического вещества (на примере юрских отложений Западно-Сибирской плиты) // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 47. Новосибирск, 1966. С. 132–155.
3. *Бордовский О.К.* Накопление и преобразование органического вещества в морских осадках. М.: Недра, 1964. 128 с.
4. *Бордовский О.К.* Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 22–31.
5. *Брей Е.Е., Эванс А.Д.* Распределение нормальных парафинов – ключ к распознаванию материнских отложений // Симпозиум по химическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 7–25.
6. *Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти // Тр. ВНИГРИ. Вып. 83. Л.: Гостоптехиздат, 1955. С. 9–98.
7. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
8. *Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти (развитие органической теории от М.В. Ломоносова до наших дней) // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1962. № 3. С. 10–30.
9. *Вассоевич Н.Б.* От редактора // С.Г. Неручев. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 4–14.
10. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
11. *Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А.* Геологические и геохимические улики образования нефти и газа за счет живого вещества // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 5–21.
12. *Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. геол. 1969. № 6. С. 3–27.
13. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1963. 378 с.
14. *Гербер М.И., Бордовский О.К.* Хроматографическое исследование углеводородной фракции морских и океанских осадков // Миграция нефти и газа и фазовые равновесия в углеводородных системах при высоких давлениях. М.: ВИНТИ, 1969. С. 96–105.
15. *Гербер М.И., Жузе Т.П., Орлова В.С. и др.* Извлечение битума, рассеянного в осадочных породах, сжатыми газами и изучение его состава // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 412–419.
16. *Гурари Ф.Г., Ростовцев Н.Н., Трофимук А.А. и др.* Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР. М.: Изд-во СО АН СССР, 1963. 201 с.
17. *Гурари Ф.Г., Зативалов Н.П., Нестеров И.И.* Нефтегазоносность отложений платформенного чехла. Характеристика нефтегазосодержащих толщ // Геология СССР. Т. 44, ч. II. Западно-Сибирская низменность. М.: Недра, 1964. С. 87–146.
18. *Двали М.Ф.* Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 364–380.
19. *Дробот Д.И.* Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности вендских и нижнекембрийских отложений Иркутского нефтегазоносного бассейна: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1968. 16 с.
20. *Дробот Д.И., Золотов А.Н., Кошторович А.Э., Корнев Б.В.* Геохимические критерии нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия Иркутского амфитеатра // Геология нефти и газа. 1970. № 4. С. 37–42.

21. *Иванцова В.В.* О составе и распределении низкокипящих углеводородов в мезозойских породах Западной Сибири // Геология и геофизика. 1966. № 5. С. 13–20.
22. *Иванцова В.В.* Геохимия рассеянного органического вещества и нефтей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: Изд-во МГУ, 1967. 16 с.
23. *Иванцова В.В.* Сопоставление нефтей и рассеянного органического вещества пород Западно-Сибирской низменности по углеводородному составу // Бюл. НТИ. Сер. Геология м-ний полезн. ископ.; регион. геол. Вып. 3. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1967. С. 45–47.
24. *Ковачева Й.С.* Различия в изменении состава синбитумоидов в нефтепроизводящих и нефтенепроизводящих породах // Вопросы геохимической характеристики нефтематеринских параметров органического вещества: Бюл. НТИ. № 8. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1968. № 8. С. 58–65.
25. *Койторович А.Э.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1964. 16 с.
26. *Койторович А.Э., Богородская Л.И., Литвицкая Л.Ф.* Рассеянные углеводороды в юрских отложениях Западно-Сибирской низменности // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162, № 2. С. 428–431.
27. *Койторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 224 с.
28. *Койторович А.Э.* Геохимические методы оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий. (На примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Новосибирск, 1968. 47 с.
29. *Койторович А.Э.* Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. С. 91–108. (Тр. / ЗапСибНИГНИ; Вып. 3).
30. *Койторович А.Э., Парнарова Г.М., Трушков П.А.* Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности. (На примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
31. *Койторович А.Э., Rogozina E.A.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 65. 1967. С. 13–25.
32. *Койторович А.Э.* Схема диагностики нефтепроизводящих отложений // Докл. АН СССР. 1968. Т. 179, № 3. С. 675–677.
33. *Койторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 4–51. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).
34. *Ларская Е.С., Жабров Д.В.* О влиянии температуры и давления пластов на состав рассеянного органического вещества // Докл. АН СССР. 1964. Т. 157, № 4. С. 897–900.
35. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 240 с.
36. *Неручев С.Г.* Об изменениях состава автохтонных битумоидов органического вещества глинистых пород под воздействием факторов метаморфизма и нефтеотдачи // Докл. АН СССР. 1964. Т. 157, № 4. С. 901–903.
37. *Неручев С.Г., Ковачева Й.С.* О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162, № 4. С. 913–914.
38. *Неручев С.Г.* Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающихся осадках как основа для диагностики нефтепроизводивших отложений // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 71–77.
39. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд. 2-е. Л.: Недра, 1969. 240 с.

40. *Неручев С.Г., Двали М.Ф.* Понсковые критерии прогноза нефтегазоносности. Л.: Недра, 1969. 223 с.
41. *Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 335 с.
42. *Парнарова Г.М.* О принципах углепетрографической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы геохимической характеристики нефтематеринских параметров органического вещества. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1968. С. 10–14.
43. *Радченко О.А.* К вопросу о механизме нефтеобразования // Докл. АН СССР. 1968. Т. 182, № 1. С. 193–196.
44. *Рогозина Е.А.* Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества. (На примере западно-сибирских мезозойских аргиллитов) // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 82–86.
45. *Соколов В.А.* Миграция газа и нефти. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 352 с.
46. *Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М.: Недра, 1965. 276 с.
47. *Трофимук А.А.* Проблема диагностики нефтематеринских свит // Геология и геофизика. 1963. № 4. С. 116–121.
48. *Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
49. *Трофимук А.А.* Современные представления о генезисе нефти и газа // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 206–210.
50. *Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных платов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1954. № 6. С. 94–101.
51. *Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сетникова В.Н.* К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 221–314. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
52. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
53. *Филатов С.С.* К диагностике нефтепроизводивших отложений мезозоя Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1967. № 4. С. 17–21.
54. *Фомина А.С.* Химический состав керогенов прибалтийских горючих сланцев. Таллин, 1968.
55. *Biederman E.W.* Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum, commentary // Bull. AAPG. 1969. Vol. 58, N 7. P. 1500–1502.
56. *Burlingame A.L., Simoneit B.R.* High resolution mass spectrometry of Green River Formation kerogen oxidations // Nature. 1969. Vol. 222, N 5195. P. 741–747.
57. *Brooks J.D., Smith J.W.* The diagenesis of plant lipids during the formation of coal, petroleum and natural gas-II. Coalification and the formation of oil and gas in the Gippsland Basin // Geochim. Cosmochim. Acta. 1969. Vol. 33, N 10. P. 1183–1194.
58. *Dunton M.L., Hunt J.M.* Distribution of low molecular weight hydrocarbons in recent and ancient sediments // Bull. AAPG. 1962. Vol. 46, N 12. P. 2246–2248.
59. *Reed Kenneth G.* Environment of deposition of source beds of high-wax oil // Bull. AAPG. 1969. Vol. 53, N 7. P. 1502–1506.
60. *Van Krevelen D.W., Schuyer J.* Coal science: aspects of coal constitution. Amsterdam; London; New York: Elsevier, 1957. 352 p.
61. *Louis M.C., Tissot B.P.* Influence de la temperature et de la pression sur la formation des hydrocarbures dans les argiles a kerogene // Simposium. I of the 7th International Petrol. Congress in Mexico, 1967. P. 87–112.
62. *Philippi G.T.* On the depth, time and mechanism of petroleum generation // Geochim. Cosmochim. Acta. 1965. Vol. 29, N 9. P. 1021–1049.



К МЕТОДИКЕ ИЗУЧЕНИЯ ИСТОРИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ¹

В основе широко вошедших в геологию представлений о стадийности процессов нефтегазообразования лежит исторический подход [1–3, 6, 8, 9, 15 и др.]. К сожалению, при изучении процессов нефтегазообразования в бассейнах и толщах анализ истории нефтегазообразования, как правило, подменяется анализом условий формирования месторождений нефти и газа, т. е. тех тектонических, геохимических, литологических, гидрогеологических, термодинамических и других факторов, которые контролируют процесс нефтегазообразования [5 и др.]. Поскольку действие этих факторов не рассматривается во времени, то правильно расшифровать многие процессы не представляется возможным, и менее надежным является прогноз нефтегазоносности. Последнее отмечалось многими исследователями [13, 18 и др.].

Такой, по существу, исторический подход к установлению механизма формирования скоплений нефти и газа в конкретных бассейнах в значительной степени объясняется крайней неточностью абсолютной временной датировки определенных этапов геологического развития в конкретных геологических бассейнах, а также надежностью методов установления в них различных моментов истории нефтегазообразования, если предположить, что первая группа трудностей полностью устранена. Рассмотрим эту группу вопросов.

Введем несколько обозначений и определим отдельные понятия.

Все события датируются нами в шкале абсолютного времени, за начало отсчета принимается момент наблюдения ($t_{н} = 0$), т. е. настоящий момент геологической истории. Так, все прошедшие события геологической истории будут датироваться отрицательными, а все будущие – положительными величинами. Если объектом исследования является геологический процесс φ , то различные моменты его истории обозначим t_i^{φ} ($i = 0, 1, 2, \dots$), а t_0^{φ} принимаем за начало процесса. Различные моменты в истории ловушки нефти или газа обозначим t_i^n , а залежи t_i^3 .

Историей залежи нефти и газа будем называть всю рассматриваемую во времени совокупность процессов от момента поступления в ловушку первых порций, выделившихся в свободную фазу углеводородов (t_0^3), до полного разрушения залежи (t_c^3). Период (время) формирования залежи принимается как часть ее истории. Он заканчивается с прекращением новых поступлений в ловушку углеводородов (t_3^3).

Скорость поступления углеводородов в ловушки, естественно, не остается постоянной во времени. Она определяется концентрацией и типом органического вещества в нефтепроизводящих толщах, скоростью их погружения и термодинамическими условиями, происходящими в них в конкретные моменты времени, структурным планом бассейна в период формирования залежей, его палеогидро-

¹ Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24. Соавт.: А.А. Трофимук.

динамикой, фильтрационными свойствами основных проницаемых горизонтов, по которым осуществляется латеральная миграция углеводородов, кинетикой роста структур, образующих крупные зоны нефтегазоаккумуляции и отдельные ловушки, и т. д. Процесс этот непрерывно-прерывистый, и в отдельные моменты истории формирования залежей поступление углеводородов в ловушки может временно прекращаться. С момента поступления в ловушку первых порций углеводородов начинается и обратный процесс – их рассеивание за счет процессов диффузии, перетока углеводородов в другие ловушки и образование дочерних залежей, деструкции нефти в зонах высоких температур и т. д. Скорость аккумуляции углеводородов в ловушки есть результирующая скоростей двух разнонаправленных процессов [6].

История залежей нефти и газа представляет собой часть истории нефтегазообразования во вмещающей их осадочной толще. Она начинается с момента образования осадков этой толщи и заканчивается полным разрушением в ней залежей нефти и газа. Из совокупности этих процессов, происходящих во всех толщах осадочного бассейна, складывается общая история нефтегазообразования.

В настоящее время при изучении истории нефтегазообразования в осадочном бассейне ограничиваются определением времени формирования месторождений нефти и газа. При этом не учитываются условия и границы применимости используемых методов, а также возможные систематические ошибки произведенных с их помощью определений.

При рассмотрении методов определения времени формирования месторождений нефти и газа целесообразно различать залежи молодые, формирование которых еще не закончилось, залежи зрелые, формирование которых закончилось недавно ($t_n \approx t_3^3$), и залежи старые, формирование которых закончилось давно ($t_n \gg t_3^3$).

Обычно для установления отдельных моментов истории залежей нефти и газа используются три метода. Первый метод – литологический, основан на предположении, что после выделения нефти и газа в коллекторе в свободную фазу процессы аутигенного минералообразования в нем прекращаются, так как растворение и новообразование минералов обязательно проходят через стадию растворов [16, 17]. Сравнивая различия в катагенетической превращенности пород в сводовой части ловушки, в зоне водонефтяного (газоводяного) контакта и за контуром нефтеносности (газоносности) и зная закономерности катагенетических превращений проницаемых пород при погружении, можно установить, на каких глубинах находилась ловушка в моменты t_0^3 и t_3^3 , и по глубинам, используя данные стратиграфии, определить эти моменты [17].

Литологический метод, по-видимому, неточно фиксирует момент начала формирования залежей нефти и газа, так как при выделении нефти и газа в свободную фазу из коллектора вытесняется не вся вода и процессы катагенеза продолжают и в нефтегазоносных песчаниках, особенно на первых этапах формирования залежи [17]. Значит, замеренное литологическим методом время начала формирования залежи $t_0^{3'}$ больше истинного, $t_0^{3'} > t_3^3$. Величина этой систематической ошибки зависит от скорости поступления углеводородов в ловушку, фильтрационных свойств коллектора, типа и состава углеводородного флюида и т. д. Насколько существенна эта ошибка – неясно. Этот вопрос следует изучать специально. С помощью литологического метода можно установить время формирования молодых и зрелых залежей, т. е. определить, завершилось оно недавно или не завершилось. Особенностью литологического метода является возможность фиксировать по специфическим комплексам аутигенных минералов палеонефти и газоводяные контакты, т. е. изучать этапность поступления углеводородов в ловушки [21].

Литологическим методом можно определить, как давно завершилось формирование старых залежей $t_3' < t_n$. Если разрушение такой залежи уже приняло значительные размеры, то литологический метод даст $t_3' < t_3^3$, поскольку после ухода нефти из приконтурной зоны в коллекторе могут возобновиться процессы катагенеза. Величина этой систематической ошибки будет тем больше, чем больше $t_n - t_3^3$. Она может зависеть также от фильтрационных свойств пород, гидродинамики вод и других факторов.

Второй метод – палеобарический, основан на реконструкции пластового давления в залежи нефти и газа в момент t_3^3 на основании некоторых предположений о механизме формирования залежи (нефть) или ее первоначальном объеме (газ). Применительно к газовым залежам предполагается, что в момент t_3^3 газ заполнял ловушку до замка, а при последующем ее погружении сжимался [5, 12, 14, 20]. Применительно к нефтяным залежам предполагается, что в период формирования залежи давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению [5, 13]. Исходя из этих предположений и допуская, что в момент t_3^3 давление в залежи равно гидростатическому, можно рассчитать на какой глубине находилась ловушка и (так же как в литологическом методе) установить t_3^3 .

Вполне очевидно, что эти исходные предположения выполняются не всегда и проверить это в каждом конкретном случае невозможно.

Данный метод должен приводить к систематическим ошибкам, даже если исходные предположения выполнялись. Таким образом, при формировании залежей нефти и газа из них происходит утечка газообразных углеводородов. Этот процесс занижает массу газа в ловушке и давление насыщения нефти газом. Поэтому в случае применения палеобарического метода $t_3' < t_3^3$ величина этой ошибки зависит от качества экрана, гидродинамики и гидрогеологии бассейна. Особенно велика эта ошибка, если $t_0^3 \ll t_n$.

Третий метод – палеотектонический, основан на анализе истории развития ловушек нефти и газа. Если формирование ловушки происходило в момент t_0^1 , то, очевидно, что $t_0^3 > t_0^1$ [10, 20]. Допустим, что в момент наблюдения t_n объем нефти в залежи будет V_n . Определяя объем ловушки в разные моменты ее истории, можно установить момент $t_{V_n} = V_n$, когда объем ловушки стал равен современному объему нефти в залежи. Можно утверждать, что $t_3^3 \gg t_{V_n} = V_n$ [5, 19]. Этот метод может быть применен и для газовых залежей, однако в этом случае следует учитывать изменение объема газа при погружении ловушек [7].

Во многих случаях, особенно для конседиментационных унаследованных ловушек, древних залежей и залежей, заполнявших в момент t_3^3 ловушку не до замка, такие границы снизу для t_0^3 и t_3^3 малоэффективны. В частности, имеются случаи, когда метод указывает в качестве момента, с которого могло завершиться формирование залежи, момент, когда она еще не начала формироваться.

Таким образом, для старых залежей, когда $t_3^3 \ll t_n$, все рассмотренные методы определения времени формирования залежей нефти и газа будут малоэффективными. Для залежей молодых и зрелых литологический метод позволяет получить точную информацию о времени начала и завершения формирования залежей нефти и газа. Эти данные могут контролироваться палеотектоническим методом. Палеобарический метод малоэффективен для определения t_3^3 , особенно если залежи древнее.

Из приведенного выше материала следует, что в тех случаях, когда использование литологического и палеотектонического методов определения вре-

мени формирования залежей нефти и газа возможно, необходимо быть уверенным, что изучаемая залежь не является старой. К сожалению, ни один из рассмотренных методов не позволяет уверенно решать эту задачу.

Для ее решения можно предложить геохимический, точнее палеогеохимический, метод. Одним из важнейших достижений теории образования нефти за последние годы является развитие учения о стадийности процессов нефтегазообразования. Согласно этому учению, история погружения любой содержащей органическое вещество осадочной толщи с точки зрения развития процессов нефтеобразования разделяется на ряд стадий (фаз). Выделяются следующие фазы: фаза созревания потенциально нефтепроизводящих отложений (в этой фазе органическое вещество находится на буроугольной стадии катагенеза), фаза начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования (переходная от буроугольной к длиннопламенной и длиннопламенная стадии), главная фаза процессов нефтеобразования (переходная от длиннопламенной к газовой стадии, газовая стадия и переходная от газовой к жирной стадии), фаза затухания процессов нефтеобразования (коксовая, отошено-спекающаяся и тощая стадии) и фаза существования нефтепроизводивших отложений (антрацитовая стадия) [4, 9]. Главной фазе нефтеобразования отвечает и основной этап формирования залежей нефти. Каждая из фаз протекает в конкретных термодинамических условиях, а время, когда она наступает после захоронения осадков, и ее длительность определяются скоростью погружения отложений в конкретном осадочном бассейне и его частях, литологией отложений и геотермическим режимом недр.

Поэтому в разрезе каждого осадочного бассейна можно выделить ряд зон, проходя через которые при погружении рассеянное в породах органическое вещество переживает соответствующую фазу нефтеобразования. Зоны называются так же, как и фазы. Примерные глубины, на которых они располагаются, приведены, например, в работе [9]. Восстанавливая глубины, на которых находилась осадочная толща в разные моменты времени, можно приближенно установить, когда толща проходила через ту или иную зону, и определить время начала формирования залежей нефти и газа, наибольшего его размаха, затухания и т. д.

Таким образом, палеогеохимический метод позволяет установить время завершения формирования залежей нефти и газа в толще, т. е. получить ответ на вопрос, без знания которого нельзя правильно пользоваться палеотектоническим и литологическим методами. Этот метод также позволяет приближенно установить время основного этапа формирования залежей нефти, что особенно важно для древних залежей.

При таком методе датировки нужно учитывать конкретную геологическую обстановку, в частности возможность перетока нефти из нижележащих нефтегазоносных комплексов, переживших ранее главную фазу нефтеобразования, время формирования ловушек и т. п.

Без такого конкретного геологического подхода палеогеохимический метод может привести к серьезным ошибкам. Например, в отложениях усть-тазовской серии на севере Западно-Сибирской плиты формирование залежей нефти и газа за счет углеводородов, эмигрировавших из отложений верхней юры и валанжина, могло начаться, по данным палеогеохимического метода, уже в середине раннего мела. Однако ни в самом комплексе, ни над ним в это время не было надежного экрана, т. е. не существовало ловушек [10]. Начало формирования залежей газа в отложениях сеномана определялось в данном случае не палеогеохимическими условиями, а временем появления экрана. В работах [9, 11] отмечалось, что глубины, на которых органическое вещество находится в той или иной фазе нефтегазообразования, определены приблизительно и зависят от геотермического, точнее палеогеотермического, режима недр, литологии вмещающих органическое

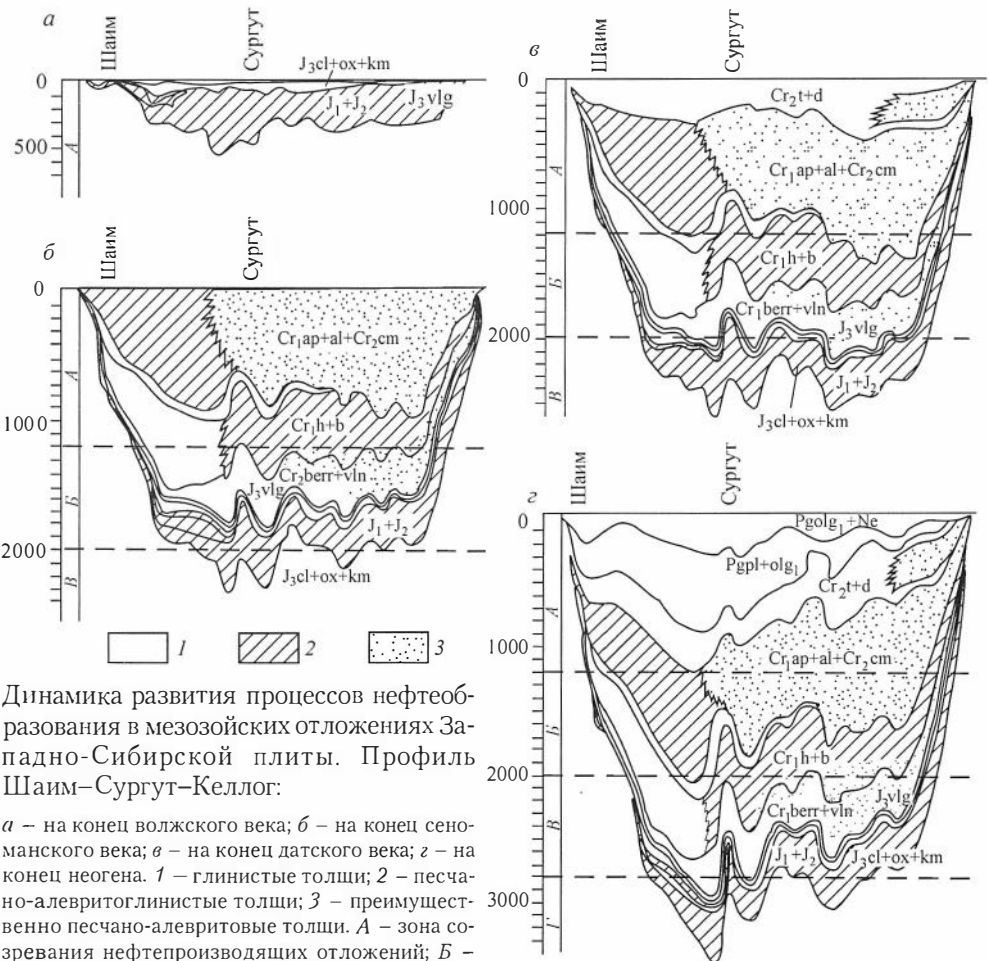
вещество пород, типа рассеянного органического вещества. Учсть многие из этих факторов трудно, что, естественно, снижает точность палеогеохимического метода.

Следует также иметь в виду и то, что если конкретная геологическая обстановка не накладывает ограничений на применение палеогеохимического метода, то он позволяет установить лишь основной этап аккумуляции углеводородов в ловушках. Литологический и палеонтологический методы более индивидуальны, так как объектом изучения этими методами является каждая конкретная ловушка.

Из указанного выше следует, что при изучении залежей нефти и газа наиболее целесообразно пользоваться совместно палеогеохимическим, палеотектоническим и литологическим методами.

Рассмотрим применение этих методов на примере приуральских, центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты.

На рисунке приведена серия палеопрофилей через эти районы. К концу юрской эпохи все накопившиеся отложения чехла в центральных районах плиты находились в зоне потенциально нефтепроизводящих отложений. К концу барремского века значительная часть юрских отложений оказалась в зоне начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования. В начале верхнемелового времени, в сеноманском веке, в этой зоне оказались отложения юры, берриаса,



Динамика развития процессов нефтеобразования в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты. Профиль Шайм–Сургут–Келлог:

a – на конец волжского века; *б* – на конец сеноманского века; *в* – на конец датского века; *г* – на конец неогена. 1 – глинистые толщи; 2 – песчано-алевритоглинистые толщи; 3 – преимущественно песчано-алевритовые толщи. А – зона созревания нефтепроизводящих отложений; Б – зона развития процессов нефтеобразования; В – главная зона нефтеобразования; Г – зона затухания процессов нефтеобразования.

валанжина, частично готерива. К этому времени нижние горизонты ниже- и среднеюрской угленосной толщи входят в главную зону нефтеобразования. К концу верхнего мела в главную зону нефтеобразования начали входить берриас-валанжинские отложения. К концу неогена в центральных районах плиты в главной зоне нефтеобразования частично оказались отложения готерива. В отдельных, наиболее прогнутых участках Колтогорского мегапрогиба Ханты-Мансийской впадины ниже- и среднеюрские отложения вошли в это время в зону затухания процессов нефтеобразования. В результате специальных геохимических исследований установлено [5, 11], что источником нефти в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты было органическое вещество, рассеянное в породах этого возраста. Источником нефти в отложениях неокома было также органическое вещество, рассеянное в отложениях юры, берриаса и валанжина.

Отсюда следует, что в юрских отложениях Широного Приобья формирование залежей нефти и газа началось не ранее сеноманского века и происходило достаточно энергично в течение всего позднего мела. Имеются геохимические предпосылки для его продолжения и в настоящее время.

В отложениях неокома формирование залежей нефти и газа началось не ранее середины позднего мела и достигло максимума в конце олигоцена и неогене. Захватывая все более молодые отложения, этот процесс продолжается и в настоящее время. Значительная часть отложений готерив-баррема в главную зону нефтеобразования в этих районах еще не погружалась.

Палеотектонический метод свидетельствует о том, что формирование скоплений нефти и газа в этих районах в юрских отложениях началось не ранее конца юры–начала мела [5]. Нижним мелом датируется и возможное начало формирования залежей в неокоме. Литологический метод датирует начало формирования залежей нефти в неокоме Широного Приобья в конце мела–начале палеогена [17]. Как литологический, так и палеотектонический методы указывают на то, что относительно недавно, в неоген-четвертичное время, нефтяные углеводороды аккумуляровались в ловушках отложений нижнего мела [5, 17, 19].

Таким образом, в неокомских отложениях Западно-Сибирской плиты развиты молодые залежи. В этом случае и литологический, и палеотектонический методы установления скоплений углеводородов должны давать близкие и определенные результаты. В меловых отложениях Широного Приобья залежи нефти начали формироваться примерно 85 млн лет назад. Процесс этот не завершился и в настоящее время.

Между тем палеобарический метод резко завышает возраст залежей [5]. С помощью этого метода установлено, что залежи нефти в отложениях валанжина сформировались к концу нижнего мела (примерно 100 млн лет назад), а в отложениях готерив-баррема – в верхнем мелу – примерно 75 млн лет назад (кампанский век). Таким образом, даже в условиях, исключительно благоприятствующих сохранению залежей углеводородов, какие имеются в нижнемеловых отложениях Западной Сибири, утечка газа из залежей завышает их возраст на 70–100 млн лет. Совместное применение палеогеохимического, палеотектонического и литологического методов позволяет достаточно надежно устанавливать основные моменты в истории залежей нефти и газа. Это в свою очередь позволяет изучать роль времени в формировании, сохранении и разрушении нефтяных и газовых залежей в зависимости от конкретных геологических условий. Следует одновременно продолжить совершенствование существующих и разработку новых методов изучения истории залежей нефти и газа.

Систематическое изучение истории залежей нефти и газа будет способствовать прогрессу теории образования нефти, совершенствованию методов прогноза количества, типа и качества углеводородных флюидов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ботнева Т.А.* Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972. 256 с. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 126).
2. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
3. *Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
4. *Вышемирский В.С., Коиторovich А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
5. *Закономерности* размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Под ред. А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.Г. Гуарри. М.: Недра, 1972. 312 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 131).
6. *Калинко М.К.* Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1964. 208 с.
7. *Киров В.А.* К методике определения времени формирования залежей газа // Геология нефти и газа. 1964. № 11. С. 62–63.
8. *Коиторovich А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 4–51. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).
9. *Коиторovich А.Э., Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразования // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. С. 51–69.
10. *Коиторovich А.Э., Rogozina E.A., Фомичев А.С.* Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты (опыт объемно-генетической оценки) // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 72–82. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).
11. *Коиторovich А.Э., Бабуша Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 50. Сер. Нефт. геология).
12. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 640 с.
13. *Лопатин Н.В.* О роли геологического времени в процессах карбонизации каменных углей // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 1. С. 95–98.
14. *Максимов С.П., Иванов А.И., Киров В.А.* Условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях ближнего Саратовского Заволжья // Геология нефти и газа. 1959. № 12. С. 1–8.
15. *Максимов С.П., Ботнева Т.А., Еременко Н.А.* О цикличности процессов нефтеобразования // Горючие ископаемые: Междунар. геол. конгресс. XXIV сес. Докл. сов. геологов. М.: Наука, 1972. С. 7–14.
16. *Пероззо Г.Н.* Катагенез и глубинный эпигенез в гранулярных коллекторах нефти Усть-Бальковского месторождения // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. М.: Наука, 1967. С. 70–98.
17. *Прозорович Г.Э., Зарипов О.Г., Валпоженич З.Л.* Вопросы литологии нефтегазоносных отложений центральных и северных районов Западно-Сибирской низменности // Тр. Зап-СибНИГНИ. Вып. 26. 1970. 188 с.
18. *Раабен В.Ф., Моделевский М.С., Парнов Е.И.* О физико-химическом составе скопленных углеводородов на больших глубинах // Нефтегазовая геология и геофизика. 1971. № 5. С. 26–28.
19. *Салманов Ф.К.* Условия формирования нефтяных залежей в мезозойских отложениях Сургутского свода // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1967. С. 45–55. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 65. Сер. Нефт. геология).
20. *Сверчков Г.П.* Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность запада Западно-Сибирской низменности. Л.: Гос-топтехиздат, 1959. С. 312–353. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 140).
21. *Щеткин Ю.В.* О карбонатной цементации пород в зонах водонептяных контактов // Геохимия нефтей и битумоидов верхнеюрских и нижнемеловых отложений Тюменской области. Тюмень, 1970. С. 170–183. (Тр. / ЗапСибНИГНИ; Вып. 34).



АНАЭРОБНЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ДРЕВНИХ МОРСКИХ ОСАДКАХ¹

Выдающаяся роль органического вещества (ОВ) в процессе диагенетических преобразований субаквальных осадков была показана еще в 1950-х годах Н.М. Страховым [16, 23, 25]. Тогда же были начаты и особенно энергично проводятся в последние годы многочисленные исследования диагенетических превращений и самого ОВ [1, 5, 6]. Объектом исследований являются преимущественно современные осадки.

Значительно скромнее успехи в изучении диагенеза ОВ в отложениях древних водоемов. Еще в 1955 г. Н.М. Страхов и Э.С. Залманзон [25] предложили методику оценки потерь ОВ на редукцию окисных форм железа и серы в анаэробный этап диагенеза. Немногочисленные работы по диагенезу ОВ в отложениях древних водоемов ограничиваются по существу лишь применением этой методики к конкретным осадочным толщам [10, 13, 18, 24 и др.].

Между тем последние результаты убедительно показывают, что хотя непосредственное формирование месторождений нефти происходит не в осадках, а в погруженных на значительные глубины осадочных породах, в зоне катагенеза, где превращения ОВ носят характер низкотемпературного термоллиза и термокатализа, состав образующихся углеводородных флюидов, размеры их залежей определяются условиями седиментогенеза, а также диагенеза.

Еще большую роль играет диагенетическая стадия превращения ОВ в газообразовании. Хорошо известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных [4, 6, 22]. До недавнего времени считалось, что весь газ диффундирует из осадков в придонную воду и полностью рассеивается, а формирование промышленных скоплений газа, как и нефти, связывалось только со стадией катагенеза [22]. Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что из образующихся на стадии диагенеза углеводородных газов могут формироваться скопления, вероятно, даже крупные и уникальные.

Можно предположить два типа скоплений газов биохимического генезиса.

Первый и, видимо, главный – это залежи кристаллогидратов, которые могут образовывать метан, углекислый газ, сероводород в глубоководных осадках морских и пресноводных водоемов, в зонах, где температура на дне ниже 4–5°, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность такой консервации углеводородных газов в осадках была теоретически предсказана В.Г. Васильевым, Ю.Ф. Макогоном, Ф.А. Требиным, А.А. Трофимуком, Н.В. Черским [2] и позднее подтверждена экспериментально [17, 29]. При последующем погружении таких гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидра-

¹ Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 9. С. 112–123. Соавт.: Л.И. Богородская, В.М. Мельникова.

ты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ будет аккумулироваться на путях миграции в “обычные” морфологические ловушки, либо образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, либо рассеется.

В скоплениях второго типа “ловушкой” для газа при специфическом котловинном типе водоема и большой его глубине могут быть застойные, глубинные слои водной массы. Примером такого газового месторождения, вероятно, может служить оз. Киву в Восточной Африке. Запасы метана в нем превышают 40 млрд м³ [20, 27]. В связи с этим наряду с реконструкцией условий накопления ОВ в древних водоемах и выделением его генетического типа, с изучением геохимической истории ОВ в зоне катагенеза важное значение приобретает изучение его диагенетических превращений. Такие исследования должны развиваться по двум направлениям:

- изучение количества, состава и условий консервации в осадках образующихся в диагенезе газов;
- изучение химизма диагенетических превращений ОВ и реконструкция его состава и количества, сохраняющегося в осадках к концу диагенеза.

Представляется, что первая из этих задач должна в настоящее время решаться главным образом на примере современных осадков. При решении второй задачи необходимо по единой методике систематически изучать отложения как современных, так и древних водоемов.

Указанные исследования необходимы не только для совершенствования теории литогенеза в целом и теории образования нефти и газа в частности, но и при разработке многих вопросов методики прогноза нефтегазоносности, таких как оценка потенциальных ресурсов углеводородов в недрах, отдельный прогноз нефти- и газоносности, прогноз качества нефти и т. д.

Цель настоящей статьи – восполнить пробел в изучении диагенетических превращений ОВ в древних морских водоемах. По причинам, изложенным ниже, в ней рассматривается только анаэробный, восстановительный, по Н.М. Страхову, этап диагенеза.

Основным объектом исследований были отложения центральной и южной частей крупнейшего эпиконтинентального морского бассейна, занимавшего большую часть Западно-Сибирской плиты в течение позднеюрской эпохи, берриасского и валанжинского веков меловой эпохи [13]. Территория его, начиная с кимериджского века, превышала 2 млн км². В пределах бассейна накапливались преимущественно глинистые осадки, содержащие от десятых долей процента и первых процентов до 20–30 % ОВ. Его источником были фитопланктон и в меньшей степени фитобентос. Вследствие уникальных размеров морского бассейна и слабого развития растительного покрова на суше, где господствовал семиаридный климат, занос аллохтонного ОВ с суши, особенно в центральные части бассейна, наиболее обстоятельно изученные, был ничтожным. Геохимические фации осадков варьировали от нейтральных, окисно-сидеритовых и сидеритовых до восстановительных, пиритовых и существенно пиритовых. Ряд исследователей предполагают, что для наддонных (придонных) вод морского бассейна волжского и берриасского веков было характерно сероводородное заражение [7].

Вторым объектом исследований, изучавшимся менее детально, были морские песчано-алевритовые и глинистые отложения триаса и нижней юры в Вилуйской синеклизе. Осадки этих бассейнов содержали ОВ в концентрациях не более 1–2 %, их геохимические фации варьировали от окисной и окисно-сидеритовой до сидеритовой и сидерито-пиритовой.

Аналитическое исследование каменного материала предусматривало петрографическое изучение ОВ в тонких шлифах и в шлифах брикетов концентратов ОВ, выделенных разложением минеральной части породы в кислотах, определение содержания в породе форм железа и серы, органического углерода, хлороформен-

ного битумоида, группового и углеводородного состава последнего, а также химического состава дебитуминизированного ОВ. Подробно схема исследований и методика анализа описаны ранее [12]. В аналитической работе помимо авторов настоящей статьи участвовали Г.М. Антакова, А.Н. Изосимова и П.А. Трушков.

Обратимся к методике анализа количественных и качественных превращений ОВ в древних водоемах в анаэробный этап диагенеза.

Как известно, первоначально погребенный в осадках органический углерод $C_{исх}$ по своей последующей геохимической истории делится на органический углерод, окислившийся за счет свободного кислорода в аэробную, окислительную стадию диагенеза, – $C_{д. аэр}$; органический углерод, израсходованный на редукцию гидроокисного железа, серы и других элементов с переменной валентностью в анаэробный, восстановительный этап диагенеза, – $C_{д. ан}$; органический углерод, пошедший на новообразование летучих продуктов углефикации в катагенезе, – C_k и, наконец, остаточный углерод – $C_{ост}$, фиксируемый в породе к моменту исследования. Тогда

$$C_{исх} = C_{д. аэр} + C_{д. ан} + C_k + C_{ост}.$$

Из этих величин вторая определяется по методике Н.М. Страхова и Э.С. Залманзон [25], уточненной В.А. Успенским [26], третья – по методике, описанной А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной [15], последняя – непосредственно аналитически. Методика определения аэробных потерь углерода в древних осадках в настоящее время отсутствует. По мнению Н.М. Страхова,

$$C_{д. ан} \gg C_{д. аэр}$$

и поэтому последней величиной можно пренебречь [25].

В соответствии с этим допущением примем далее $C_{исх} = C_{д. ан} + C_k + C_{ост}$.

Последнее равенство справедливо, скорее всего, только для плоских озерных водоемов и эпиконтинентальных морских бассейнов, а также для морских бассейнов с сероводородным заражением. Для остальных бассейнов все дальнейшее изложение касается лишь ОВ, попавшего в анаэробную зону диагенеза.

Отношение количества органического углерода, израсходованного в анаэробной зоне диагенеза, к его количеству в верхних слоях этой зоны обозначим $a_{дп}$ и будем далее называть показателем диагенетической преобразованности ОВ. Эта величина равна

$$a_{дп} = \frac{C_{д. ан}}{C_{д. ан} - C_k + C_{ост}}.$$

При изучении качественных изменений, которым подвергалось ОВ в древних осадках в анаэробной зоне диагенеза, круг объектов исследования был сужен. Для этой цели были выбраны участки, в пределах которых изучаемые осадочные толщи содержат ОВ только на этапе Д катагенеза, когда его первоначальный облик изменен катагенезом сравнительно мало. Оценки показывают, что к этой стадии катагенетические потери ОВ (40–50 %) сопоставимы с анаэробными диагенетическими (20–40 %). Для таких объектов графически анализировались зависимости различных характеристик состава ОВ от величины показателя диагенетической преобразованности.

Факторы, контролировавшие расход ОВ на редукционные процессы в древних водоемах, рассмотрены в ряде работ [10, 14, 18, 24]. Установлено, что абсолютные потери ОВ при прочих равных условиях тем выше, чем больше аутигенного железа в осадке, чем выше концентрация в нем ОВ, чем ниже скорость терригенного осадконакопления. При концентрации органического углерода в осадке 8–10 % и выше расход его на редукционные процессы стабилизируется и составляет 2–4 % веса осадка.

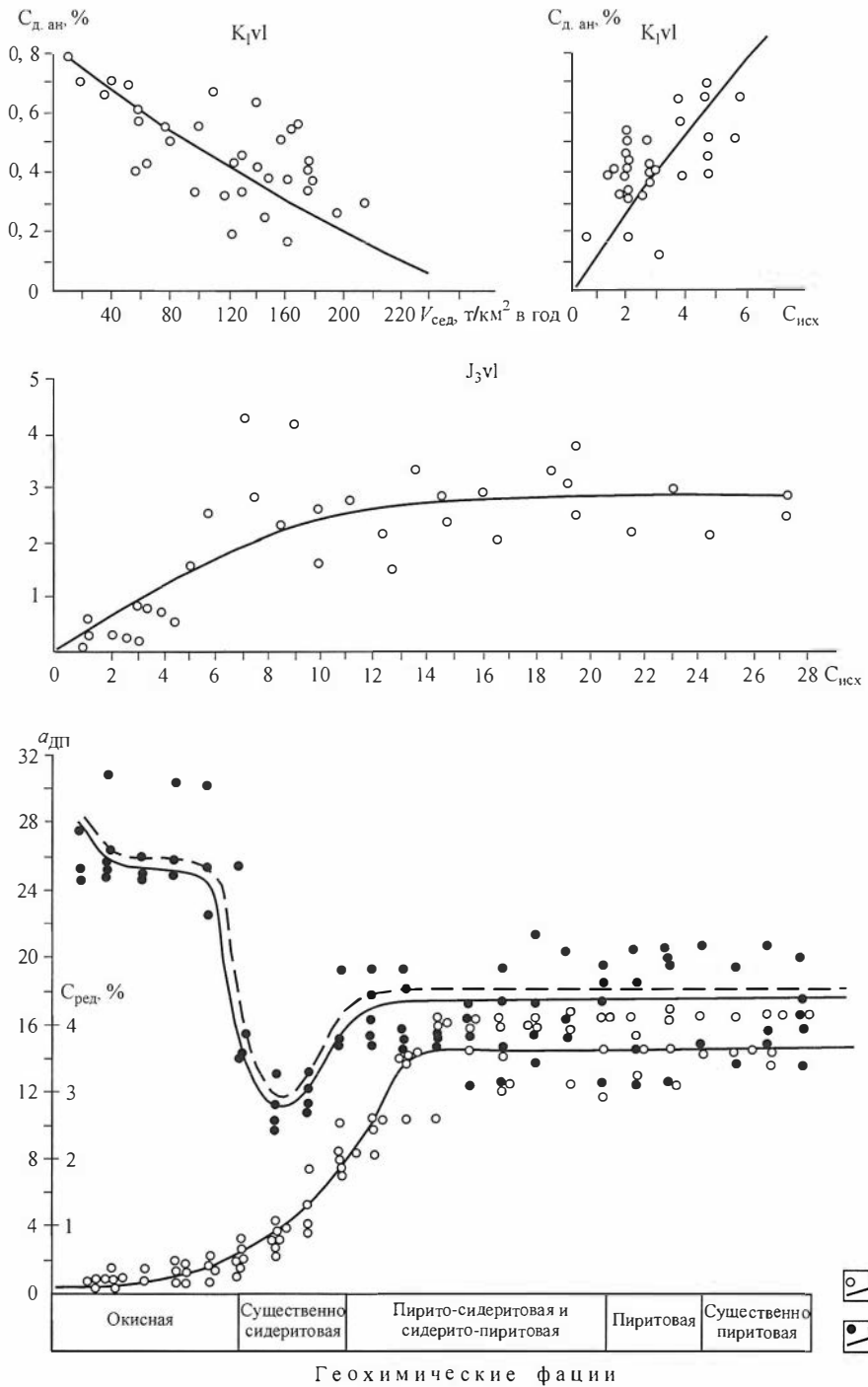


Рис. 1. Зависимость диагенетических потерь органического вещества в анаэробную стадию и показателя диагенетической превращенности органического вещества от условий седиментогенеза и диагенеза (по А.Э. Конторовичу, И.Д. Поляковой и др. [14]). Потери органического вещества: 1 – абсолютные, 2 – относительные.

Что касается относительных потерь ОВ или показателя диагенетической преобразования, то он тем меньше, чем больше исходное содержание ОВ в осадке. На профиле геохимических фаций максимальные значения показателя диагенетической преобразования ОВ характерны для окисной геохимической фации, минимальные – для сидеритовой. Пиритовая геохимическая фация характеризуется промежуточными значениями этого показателя. Некоторые из зависимостей показаны на рис. 1. Физико-химическая природа их рассмотрена ранее [14, 24]. Важно подчеркнуть, что при качественно сходных закономерностях изменения $C_{д.ан}$ и $a_{дп}$, обусловленных различными геолого-геохимическими параметрами, абсолютные величины этих показателей существенно варьируют в различных осадочных толщах.

Обратимся теперь к анализу тех качественных изменений, которые претерпевают ОВ в зависимости от глубины его диагенетической переработки.

Петрографическое изучение рассеянного органического вещества (РОВ) морских толщ, в которых заведомо преобладает сапропелевое ОВ, показало, что в нем наряду с микрокомпонентами группы альгинита присутствуют микрокомпоненты, значительно отличающиеся по оптическим свойствам [21]. Вещество, образующее эти микрокомпоненты, однородное, бесструктурное, в проходящем свете буровато- или желто-коричневой окраски. В отраженном свете микрокомпоненты этой группы окрашены в серые тона, рельеф их низкий. По внешнему виду они напоминают в одних случаях микстинит, в других – гумо- или сапромикстинит. Характерной особенностью РОВ описываемого петрографического состава является низкое содержание в нем водорода (4,0–5,5 %).

Проведенный ранее анализ показал, что такое сапропелевое по природе ОВ, но с микстинитоподобным микрокомпонентным составом и низким содержанием водорода в керогене рассеяно в толщах, накапливавшихся в слабовосстановительных либо окислительных условиях; концентрация его в породах составляет сотые и десятые доли процента [11]. К близким выводам пришли С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова и др. [19].

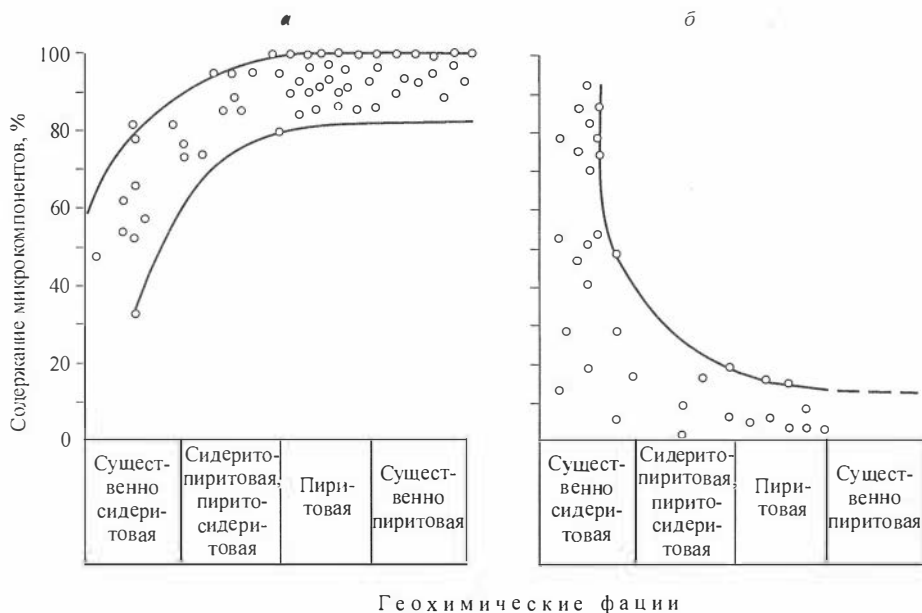


Рис. 2. Зависимость вещественного состава рассеянного органического вещества морских толщ от физико-химической обстановки в осадках (по П.А. Трушкову).

Микстинит и микстинитоподобные микрокомпоненты: *а* – желтых и оранжево-желтых с серым оттенков тонов, *б* – желтовато-коричневых, светло-коричневых и бурых с серым оттенков тонов.

Новые материалы подтверждают правильность такой трактовки. Как видно из графика (рис. 2), построенного по материалам П.А. Трушкова, на профиле геохимических фаций от существенно сидеритовой до существенно пиритовой в морских отложениях в ОВ монотонно уменьшается содержание микстинитоподобных микрокомпонентов желтовато-коричневых, светло-коричневых и коричневых с серым оттенком тонов и увеличивается роль микрокомпонентов группы альгинита, а также микстинитоподобных микрокомпонентов желтых и оранжево-желтых с серым оттенком тонов.

Одновременно с изменением оптических свойств глубокие превращения в анаэробный этап диагенеза претерпевает и химический состав ОВ (рис. 3, 4).

В дебитуминизированной, нерастворимой в хлороформе части ОВ (НОВ) содержания углерода максимальны (73–80 %) при низких (0,03–0,10) и высоких (0,6–0,7) значениях показателя диагенетической преобразованности РОВ и минимальны (70–77 %) при значениях этого показателя в интервале 0,30–0,50.

По-иному меняется концентрация водорода [11]. При малых потерях ОВ на редуccionные процессы содержание водорода в НОВ несколько возрастает. Од-

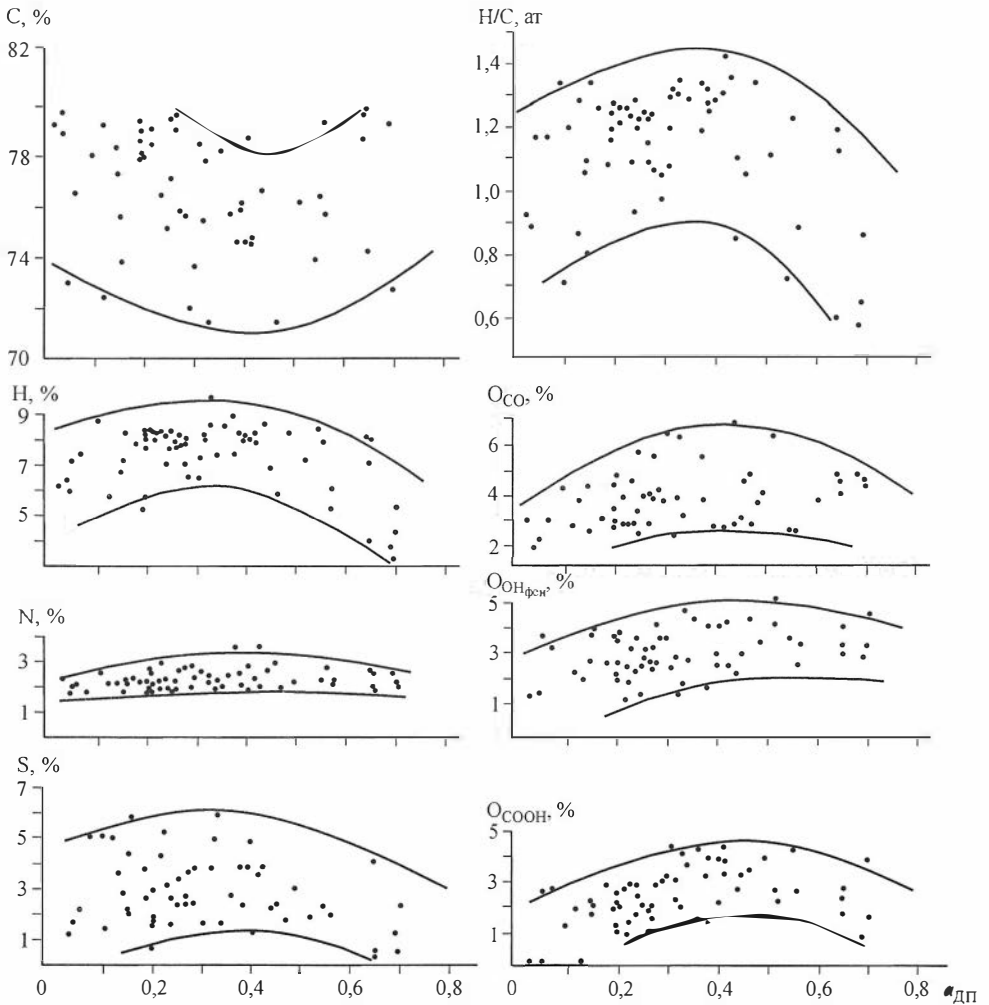


Рис. 3. Зависимость элементного состава сапропелевого рассеянного органического вещества (в % на ОВ) от показателя диагенетической превращенности органического вещества.

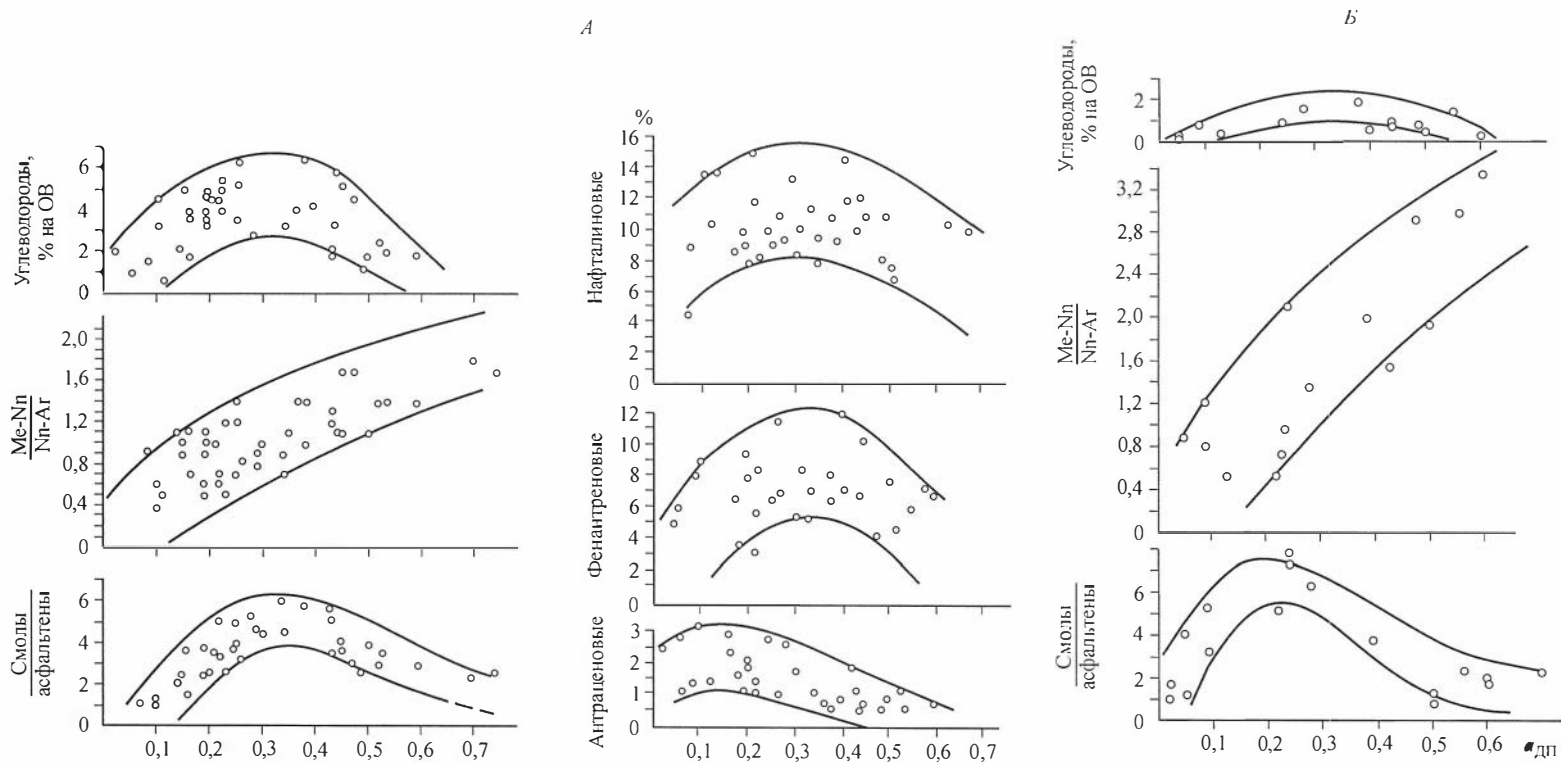


Рис. 4. Зависимость углеводородного и группового состава сапропелевого рассеянного вещества от показателя диагенетической превращения органического вещества:

А – Западно-Сибирская плита; Б – Вилюйская синеклиза.

нако затем эта тенденция сменяется на обратную при значениях $a_{\text{дп}}$ 0,2–0,3. Последнее отмечено также С.Г. Неручевым и др. [19]. Чем меньшая доля первоначально захороненного ОВ подвергается диагенезу, тем больше оно теряет водорода. С ростом показателя диагенетической преобразованности РОВ от 0,20–0,30 до 0,70 концентрация водорода в НОВ падает от 7–10 до 3–5 %.

Особенно четко изменения в химической структуре НОВ в анаэробную стадию диагенеза фиксируются по величине атомарного отношения Н/С (см. рис. 3). Максимальные значения Н/С характерны для $a_{\text{дп}}$ в интервале 0,3–0,5, минимальные – при низких (<0,2) и высоких (>0,5) значениях этого показателя.

Концентрация гетероатомов в НОВ в зависимости от $a_{\text{дп}}$ изменяется по схеме, описанной для водорода.

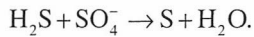
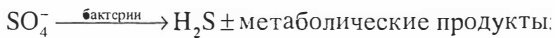
Азот в максимальных количествах (1,8–2,6 %) содержится в ОВ средней степени преобразованности. В ОВ, слабо затронутом диагенезом ($a_{\text{дп}} < 0,10$) и глубоко в эту стадию переработанном ($a_{\text{дп}} > 0,60$), концентрация азота не превышает 2,0 %.

Кислород в ОВ, которое захороняется в разных геохимических фациях, распределен подобно азоту. При $a_{\text{дп}} < 0,10$ его концентрация в НОВ 6–10 %, при $a_{\text{дп}}$, равном 0,30–0,40, концентрация кислорода 8–15 % и, наконец, при больших значениях показателя диагенетической преобразованности она вновь снижается. Подобно общему кислороду изменяются и его концентрации в составе карбонильных, карбоксильных и фенольных групп (см. рис. 3).

С ростом доли ОВ, теряемой в диагенезе в интервале значений $a_{\text{дп}}$ 0–0,40, содержание серы в ОВ растёт, достигая во многих случаях 6–7 %. Эта сера, безусловно, имеет минеральную природу и внедряется в ОВ в диагенезе. Ранее уже неоднократно отмечалось, что в морских осадках, наддонные воды которых обогащены сульфат-ионом, этот процесс идет более энергично, чем в пресноводных бассейнах [11, 15].

Вероятно, параллельно в осадках протекает процесс пиритообразования. Во всяком случае, исходный источник серы, и при внедрении ее в ОВ, и при пиритообразовании, один и тот же – сульфат-ион иловых вод. Процесс этот происходит при активном участии микроорганизмов.

П. Смит [28] предлагает следующую его схему:



И сера, и сероводород, образующиеся при этих реакциях, могут вступить в реакцию с ОВ. Для значений $a_{\text{дп}} > 0,5$ содержание серы в НОВ вновь снижается.

Завершая это рассмотрение, уместно отметить, что несмотря на большое рассеивание точек на графиках, в описанные корреляционные зависимости хорошо укладываются данные не только по мезозойским отложениям Западно-Сибирской плиты, но и по Вилюйской синеклизе, а также имеющиеся единичные данные по венду и кембрию Сибирской платформы.

В зависимости от глубины диагенетических преобразований ОВ изменяется в широких пределах и состав битумоидов в древних толщах (см. рис. 4).

В морских верхнеюрских и валанжинских толщах Западно-Сибирской плиты содержание углеводов в сапропелевом ОВ растёт от 1–2 до 5–6 %, пока показатель диагенетической преобразованности ОВ не достигнет 0,3–0,4 %, а затем падает до 1–2 % в зонах, где анаэробные потери ОВ в диагенезе доводят показатель диагенетической превращенности до 0,5–0,6.

Одновременно меняется углеводородный состав битумоидов. В них по мере возрастания глубины преобразования ОВ в диагенезе монотонно растет соотношение метаново-нафтеновых и нафтеново-ароматических углеводородов – от 0,5–0,8 до 1,2–1,7. Изменение концентрации в битумоиде нафтеново-ароматических углеводородов сопровождается изменением состава последних. Вначале, при возрастании доли редуцированного углерода, содержание би- и трициклических углеводородов в нафтеново-ароматической фракции растет: антраценов – до значений показателя диагенетической преобразованности, равного 0,10–0,15, нафталинов и фенантронов – до 0,30–0,40. В максимуме их суммарное количество варьирует от 13 до 27 %. При большем расходе ОВ конденсированность ароматических углеводородов вновь падает.

Подобно концентрации углеводородов в битумоиде и конденсированных ароматических структур в нафтеново-ароматической фракции изменяется соотношение смол и асфальтенов. Оно достигает максимума (4–6) при $a_{дп}$, равном 0,30–0,40.

В мезозойских отложениях Вилюйской синеклизы (см. рис. 4, Б) имеют место аналогичные закономерности, однако углеводородов в битумоидах этого региона меньше, а степень их алифатичности выше.

Интересно сравнить описанные закономерности диагенетических превращений ОВ в отложениях древних водоемов с закономерностями, установленными для современных осадков.

В современных осадках лучше изучены битумоиды. Устаивовлено, что при восстановительной среде в осадке их состав существенно изменяется. В них уменьшается содержание гетероэлементов [1]. В групповом составе битумоидов растет количество масел [4, 5]. В составе асфальтово-смолистых соединений битумоидов в процессе диагенеза по данным одних авторов убывает количество смол [1], по данным других – асфальтенов [4, 5].

Ранее отмечалось, что в древних осадках сколько-нибудь значительные концентрации порфиринов фиксируются лишь в отложениях пиритовой и существенно пиритовой геохимических фаций [9]. Исследование современных осадков также показывает, что пигменты сохраняются лишь в восстановительной среде. В осадках, которые отлагаются в присутствии кислорода в иловых растворах, хлорофилла и его производных мало [8].

Таким образом, некоторые тенденции превращений ОВ в осадках современных и древних мезозойских водоемов бесспорно близки. Более тщательный сравнительный их анализ – задача специального исследования.

Представляется, что описанные выше закономерности диагенетических преобразований сапропелевого ОВ в морских осадочных толщах объясняются следующим образом.

В условиях, когда анаэробные диагенетические потери ОВ невелики и составляют менее 10–15 % его исходной массы, в осадках захороняются все структурные элементы живого вещества. В осадках, в которых к концу стадии диагенеза потери ОВ составляют 30–50 %, селективное накопление отдельных его фракций фиксируется вполне отчетливо. Вероятно, в этих фациях деструкции подвергаются в первую очередь углеводные и в меньшей степени белковые структурные элементы. При этом в НОВ происходит остаточное накопление структурных элементов липидно-липоидной фракции, образующих полимерлипидные комплексы, и менее четко выраженное – аминокислот. Как следствие, роль алифатических структур в НОВ растет, что проявляется в увеличении показателя отношения Н/С, росте содержания водорода, азота, снижении содержания углерода. Одновременно фоссилизируемое ОВ частично окисляется с образованием, главным образом по периферии, молекул карбоксильных, карбонильных и гидроксильных

групп, происходит внедрение в него серы. Следовательно, не весь кислород, освобождающийся при редукции окисного железа и сульфатной серы, расходуется на окисление ОВ до углекислоты и воды. Часть его внедряется в ОВ.

В осадках, где анаэробные потери ОВ составляют 60–70 %, окислению подвергаются все его структурные элементы. При этом остаточные фоссилизированные продукты приобретают ароматическую, вероятно, сильно конденсированную, структуру, подобную структуре гумусовых углей. Одновременно меняются оптические параметры ОВ. С этих позиций объясняются и особенности состава битумоидов.

В условиях относительно умеренного разрушения ОВ – в диагенезе, когда углеводно-белковая его часть подвергается преимущественному разложению ($a_{\text{дп}} = 0,3-0,5$), – происходит относительное увеличение в ОВ доли липоидной фракции – битумоидов, а в их составе наиболее устойчивых компонентов – углеводородов. При общей алифатизации углеводородной фракции нафтеново-ароматическая их часть обогащается новообразованными би- и трициклическими углеводородами, а в асфальтово-смолистой части битумоидов смолы очень сильно (в 4–6 раз) преобладают над асфальтенами.

В обстановке очень глубокого диагенетического разрушения ОВ и высоком (>60) проценте его потерь анаэробное разрушение затрагивает и липоидную фракцию. В нем сохраняются лишь наиболее инертные компоненты, падает концентрация углеводородов, а величина соотношения смол и асфальтенов снижается до 1–2. В ходе этого процесса битумоид все более обогащается устойчивыми алифатическими углеводородами, би- и трициклические компоненты конденсируются, вероятно, окисляются и переходят в асфальтово-смолистую часть битумоида. Роль конденсированных ароматических углеводородов в нафтеново-ароматической фракции снижается.

Остановимся коротко на некоторых следствиях, вытекающих из рассмотрения диагенетических превращений РОВ в древних водоемах, и задачах дальнейших исследований.

1. Выше показана четкая зависимость состава ОВ сапропелевой природы, захороненного в морских осадочных толщах, от характера и глубины диагенетических его превращений. Отсюда следует, что необходимо пересмотреть ныне существующую классификацию ОВ.

В классификации помимо типа исходного ОВ и уровня его катагенетической превращенности необходимо учитывать среду диагенеза и состав вод бассейна седиментации. Применительно к некоторым типам фаций первая попытка подобного рода была предпринята в 1967 г. А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной, однако полной классификации РОВ, учитывающей весь спектр возможных фаций и условий диагенеза, нет до настоящего времени.

Групповой, углеводородный, элементный состав битумоидов широко используется при их диагностике (аллохтонные, автохтонные и т. д.). В соответствующих диагностических классификациях необходимо также учитывать диагенетическую историю ОВ.

2. Изучение зависимостей состава ОВ от глубины его диагенетических превращений должно быть продолжено. При этом особое внимание необходимо обратить на химическую структуру НОВ, состав фракций *n*-алканов, изо- и циклоалканов, смол, асфальтенов.

Такие исследования позволяют не только лучше расшифровать химизм протекающих в диагенезе превращений ОВ, но и, что не менее важно, выяснить, как эти превращения сказываются на характере последующих катагенетических превращений ОВ.

3. Детальные исследования закономерностей катагенетических превращений ОВ в подавляющем большинстве случаев опираются на результаты исследования объектов, содержащих 3–10 % органического углерода. Для континентальных осадков это в основном сидеритовая, для морских – пиритовая геохимические фации. Между тем субкларки ОВ составляют 0,2–0,9 % для различных типов пород [3]. Значит, подавляющая масса отложений стратисферы претерпевает в диагенезе более глубокие превращения, чем хорошо изученные ныне объекты. Поэтому необходимо изучать катагенетические превращения ОВ в отложениях, бедных ОВ.

Вряд ли надо подчеркивать, что поскольку именно эти породы генерируют основную часть нефти и газа, изучение катагенетических превращений бедных ОВ толщ необходимо для повышения надежности геохимических методов прогноза нефтегазоносности.

Не приходится сомневаться, что более детальное изучение диагенетических превращений ОВ в современных и древних водоемах будет способствовать дальнейшему прогрессу всей теории литогенеза.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бордовский О.К.* Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 22–31.
2. *Васильев В.Г., Макогон Ю.Ф., Требиш Ф.А. и др.* Свойство природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре // Открытия в СССР 1968–1969 гг. ЦНИИПИ, 1970. Открытие № 75.
3. *Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В.* О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1973. № 1. С. 8–23.
4. *Вебер В.В.* Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М.: Недра, 1966. 274 с. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 56).
5. *Вебер В.В., Горская А.И., Глебовская Е.А.* Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. М.: Гостоптехиздат, 1960. 244 с.
6. *Вебер В.В., Гинзбург-Карагичева Т.Л., Глебовская Е.А. и др.* Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках (в аспекте проблемы происхождения нефти). М.: Гостоптехиздат, 1956. 343 с.
7. *Гурари Ф.Г.* Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Гостоптехиздат, 1959. 174 с.
8. *Дроздова Т.В., Гурский Ю.Н.* Условия сохранности хлорофилла, феофитина и гуминовых веществ в отложениях Черного моря // Геохимия. 1972. № 3. С. 323–334.
9. *Колганова М.М., Конторович А.Э.* Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 46. Новосибирск, 1966. С. 184–197.
10. *Конторович А.Э.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1964. 16 с.
11. *Конторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 4–51. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).
12. *Конторович А.Э.* Современные методы анализа в органической геохимии. Новосибирск, 1973. 100 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 166).
13. *Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И. и др.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 36. Новосибирск, 1971. 251 с.

14. Кошторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А. и др. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносности бассейнов Сибири. Новосибирск, 1971. 86 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 118).
15. Кошторович А.Э., Rogozina E.A. Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 65. Новосибирск, 1967. С. 13–25.
16. К познанию диагенеза осадков / Отв. ред. Н.М. Страхов. М.: Изд-во АН СССР, 1959. 296 с.
17. Макогон Ю.Ф., Трофимук А.А., Царев В.П., Черский Н.В. Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов // Геология и геофизика. 1973. № 4. С. 3–6.
18. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
19. Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзуллина Е.М. и др. Преобразование сапропелитового рассеянного органического вещества на стадии диагенеза осадков // Докл. АН СССР. 1973. Т. 212, № 4. С. 972–975.
20. Олейников И.Н. Метановое месторождение озера Киву // Геология нефти и газа. 1966. № 2. С. 44–62.
21. Парпарова Г.М. О принципах углепетрографической классификации рассеянного органического вещества // Бюл. научн.-тех. информ. Сер. Изучение вещественного состава минералогического сырья и технология обогащения руд. М.: Изд-во ВИЭМС, 1968. № 8. С. 10–14.
22. Соколов В.А. Процессы образования нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972. С. 16–38.
23. Страхов Н.М. Диагенез осадков и его значение для осадочного рудообразования // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1953. № 5. С. 12–49.
24. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. 2-е изд. В 3-х т. М.: Изд-во АН СССР, 1962. Т. 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. 212 с. Т. 2. Закономерности состава и размещения гумидных отложений. 574 с. Т. 3. Закономерности состава и размещения аридных отложений. 460 с.
25. Страхов Н.М., Залманзон Э.С. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1955. № 1. С. 34–51.
26. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
27. Schmitz D.M., Kufferath J. Problèmes posés par la présence de gaz dissous dans les eaux profondes du lac Kivu // Bull. séances. Acad. roy. sci. colon. Neuve se. 1955. T. 1, fasc 2.
28. Smith H. Qualitative and quantitative aspects of crude oil composition // Bull. Bur. Mines. 1968. N 642. 136 p.
29. Stoll D., Ewing J., Bryan G. Anomalous wave Velocities in Sediments Containing Gas Hydrates // J. Geophys. Res. 1971. Vol. 76, N 8. P. 2090–2094.



ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОМ ОБРАЗОВАНИИ НЕФТИ И ГАЗА – ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ОСНОВА МЕТОДОВ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ¹

Третья, вторая половина XX века была периодом исключительно быстрого развития теории образования нефти и основанных на ней методов прогноза нефтегазоносности. Различные обстоятельства были причинами этого прогноза.

Первая причина – широкий разворот нефтегазопоисковых работ на всех континентах и в акваториях, резкое возрастание глубин бурения. Это дало массу новой, ранее неизвестной информации и позволило с несравненно большей достоверностью и детальностью, чем раньше, выявить основные закономерности развития залежей нефти и газа в стратисфере.

Вторая причина бурного развития теории образования нефти – научно-технический прогресс, достижения аналитической и электронно-вычислительной техники.

Прогресс аналитической техники позволил с почти исчерпывающей достоверностью расшифровать химическую структуру нефти и исходного для нее органического вещества (ОВ) в зависимости от геологических условий и на этой основе несравненно глубже и тоньше понять физико-химическую природу процессов, ведущих к формированию скоплений нефти и газа.

Успехи вычислительной техники позволили всесторонне обработать всю массу информации, получаемой в результате поисков и разведки залежей нефти и газа, и осуществить на этой основе геолого-математическое моделирование процессов нефте- и газообразования.

Теория образования нефти находится на стыке между геологическими и негеологическими (биохимия, химия, физика и др.) науками. Поэтому успехи развития этих смежных наук также стали одним из решающих факторов прогресса теории образования нефти.

В своем современном виде теория образования нефти обладает значительными возможностями предсказания, является основой методов количественного прогноза нефтегазоносности.

В ходе разработки теории образования нефти и газа стало ясно, что нефтегазообразование тесно связано и является неизбежным результатом процессов литогенеза, что нефть, газ, по образному выражению Н.Б. Вассоевича, есть “детище литогенеза”.

В современной геологической литературе объем понятия “литогенез”, естественные стадии, на которые он разделяется, и, как следствие, шкала литогенеза трактуются неоднозначно [21, 156]. В связи с этим уточним исходные понятия.

¹ См.: Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. С. 24–160. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 229).

В соответствии с наиболее признанной советскими исследователями точкой зрения определим, что литогенез – это история возникновения и последующего изменения осадочных пород. Иными словами, это есть совокупность процессов образования осадков из разнообразных веществ, мобилизованных в ходе выветривания, денудации, хемогенной и биогенной седиментации, их преобразование в осадочные горные породы и последующие изменения в ходе погружения вплоть до превращения в породы метаморфические.

По принятой в советской нефтяной геологии классификации литогенез разделяется на стадии, подстадии, этапы и подэтапы [21, 122]. Различаются три стадии: седиментогенез (S), диагенез (D) и катагенез (K). В свою очередь катагенез разделяется на три подстадии: протокатагенез (ПК), мезокатагенез (МК) и апокатагенез (АК), а мезокатагенез на три этапа: начальный (ранний) – МК₁, средний – МК₂ и глубинный (поздний) – МК₃. Протокатагенезу по шкале катагенетических превращений углей отвечает подэтап Б, начальному мезокатагенезу подэтапы Д (МК₁¹) и Г (МК₁²), среднему – подэтап Ж и позднему подэтапы К (МК₃¹) и ОС (МК₃²). Апокатагенезу отвечают подэтапы Т (АК₁) и ПА (АК₂). Предлагаемые аббревиатуры разработаны Н.Б. Вассоевичем, Н.В. Лопатиным, А.А. Трофимуким и автором.

Каждой подстадии, каждому этапу и подэтапу катагенеза отвечают четко фиксируемые изменения минерального состава и структуры пород, насыщающих их вод и рассеянного в них ОВ, и определенные термодинамические условия [6–8, 21, 81, 92, 117, 128].

В настоящее время твердо установлено, что главные этапы формирования скоплений нефти и газа в стратиффере связаны со стадией катагенеза. Однако количество и состав образующихся в катагенезе углеводородов (УВ) в значительной степени предопределены исходным субстратом, т. е. исходным биологическим составом, количеством и характером диагенетической преращенности ОВ. Поэтому при последовательном изложении теории образования нефти, равно как и при прогнозах нефтегазоносности по геохимическим данным, нужно анализировать все стадии истории ОВ в осадочных породах.

1. ЗАКОНОМЕРНОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В СОВРЕМЕННЫХ И ИСКОПАЕМЫХ ОСАДКАХ

Спектр палеоландшафтов, в которых условия накопления ОВ благоприятны для последующего развития процессов нефтегазообразования, весьма велик. В настоящее время можно считать твердо установленным, что он охватывает как морские, так и континентальные палеоландшафты. Поскольку закономерности накопления ОВ и его последующая геохимическая история в них существенно различны, ниже они будут рассмотрены отдельно.

Уточним некоторые особенности методики изучения закономерностей накопления ОВ в ископаемых осадках [44, 46, 117, 121].

Во-первых, такое исследование должно проводиться на основе предварительной выполненной реконструкции палеоландшафтов. Методическая правильность именно такого подхода неоднократно подчеркивалась и обосновывалась Н.М. Страховым [156, 157].

Во-вторых, такое исследование должно проводиться на основе статистической обработки геохимических данных и широкого применения методов геохимического картирования. Для каждой изучаемой толщи должны быть построены карты распределения $C_{орг}$ по отдельным типам пород и по средневзвешенным по разрезу.

Ориентировочные субкларки органического углерода для осадочных пород континентального сектора стратисферы – КСС (по Н.Б. Вассоевичу [22, 25])

Порода	C _{орг} , %	Общая масса	
		10 ¹⁴ т	%
Песчаники	0,2	3,2	4,44
Алевриты	0,45	8,5	11,80
Глина, аргиллиты	0,9	54	75,00
Карбонаты	0,2	4,2	5,83
Соли, сульфаты	0,1	0,04	0,06
Сапропелевые аргиллиты (доманикиты и баженовиты, по Н.Б. Вассоевичу)	6	1,8	2,50
Сапропелитовые аргиллиты (горючие сланцы, по Н.Б. Вассоевичу)	16,5	0,06	0,08
Угли ископаемые	67	0,2	0,28
Все породы КСС (без эффузивных)	0,62	72,00	100

Попытки оценить средние содержания C_{орг} в осадочных породах континентального сектора стратисферы предпринимались неоднократно. Последняя, опирающаяся на огромный фактический материал и потому наиболее достоверная, выполнена в 1973 г. Н.Б. Вассоевичем (табл. 1) [22, 25].

В этой же работе Н.Б. Вассоевич [22] предложил классификацию пород по содержанию ОВ (табл. 2). Необходимость в такой классификации бесспорно велика. В самом деле, по сложившейся в петрографии осадочных пород традиции присутствие в породе компонента в количестве более 5 % обычно отражается в его названии: “кремнистый аргиллит”, “известковистый песчаник” и т. п., ОВ также в очень многих случаях является породообразующим компонентом, тем не менее классификация пород по содержанию этого компонента до последнего времени отсутствовала.

Классификация, предложенная Н.Б. Вассоевичем, для практического исполнения представляется, однако, неудобной. В ней вопреки существующей традиции при формулировке названий осадочных пород слишком дифференцированы породы с низкой концентрацией ОВ. Далее, в классификации отсутствуют названия для пород с ОВ разных типов, хотя понятия “углистые сланцы” и “горючие сланцы” предполагают разделение пород с сапропелевым и гумусовым ОВ. Наконец, неудачным представляется регионально-стратиграфический принцип названия пород, содержащих 2–40 % ОВ, – “доманикиты”, “баженовиты” и т. п.

Таблица 2

Упрощенная классификация пород по содержанию ОВ, % (по Н.Б. Вассоевичу [22])

Рассеянное ОВ (РОВ)		Концентрированное ОВ (КОВ)		
сильно рассеянное	умеренно рассеянное	слабо концентрированное	умеренно концентрированное	сильно концентрированное
<0,61	0,62–2,50*	2,51–10,0	10,01–40	>40
Основная масса пород		Доманикиты, баженовиты и др.		Угли
				Углистые и горючие сланцы

* Субкларк ОВ для КСС = 0,72–0,77 %.

Классификация пород по содержанию ОБ

Тип ОБ	Концентрация ОБ, %			
	<5	5–10	10–40	>40
Сапропелевый	Аргиллит и т. п.	Сапропелевый аргиллит и т. п.	Сапропелитовый аргиллит и т. п.	Сапропелитовый уголь
Гумусовый	Аргиллит и т. п.	Слабо углистый аргиллит и т. п.	Углистый аргиллит и т. п.	Уголь (гумусовый уголь)

В 1972 г. В.М. Евтушенко, В.Е. Савицкий и автор предложили в название пород, содержащих сапропелевое ОБ в количестве более 5 %, ввести определение “сапропелитовый” – сапропелитовый аргиллит, сапропелитовый мергель и т. д. [72, 90]. Исходя из этого принципа целесообразно в название пород, содержащих в повышенных концентрациях гумусовое ОБ, включить определение “углистый”. В соответствии с этим принципом, а также учитывая существующие в петрографии осадочных пород традиции и классификацию, разработанную Н.Б. Вассоевичем, предлагается иная, более простая и, на наш взгляд, более удобная классификация осадочных пород по содержанию ОБ (табл. 3).

Обычно при анализе закономерностей накопления ОБ в древних осадочных толщах оперируют с современными содержаниями в них органического углерода. Между тем потери ОБ на редукцию элементов переменной валентности в диагенезе и на образование летучих продуктов углефикации (C_nH_{2n+2} , $n = 1, 2, 3, 4, 5$; CO_2 ; H_2S ; NH_3 ; H_2O) и битумоидов в катагенезе, значительная часть которых эмигрирует из мест захоронения ОБ, весьма велики [82, 158, 168, 170, 171]. Они могут очень сильно исказить первоначальную картину распределения ОБ в осадках. Поэтому при анализе закономерностей накопления ОБ в ископаемых осадках необходимо оценить его потери в диагенезе и катагенезе, и на этой основе реконструировать исходные концентрации ОБ в осадках.

При реконструкции исходных концентраций ОБ ($Q_{исх}$) принимается

$$Q_{исх} = Q_{ост} + Q_{д.ан} + Q_к, \quad (1)$$

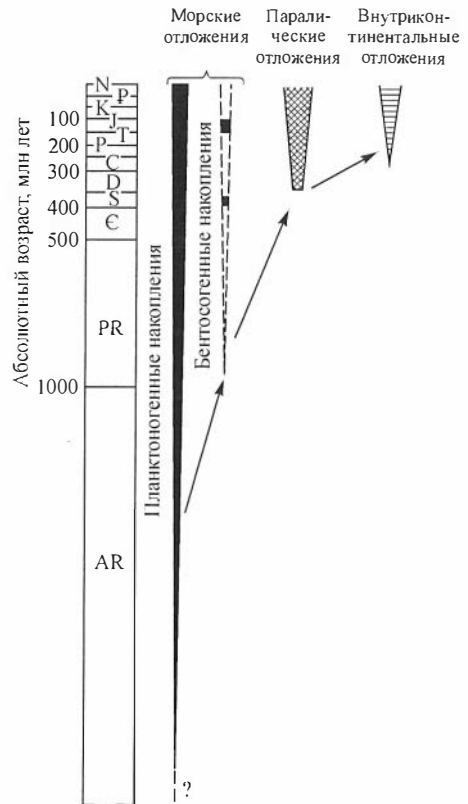
где $Q_{ост}$ – современное содержание ОБ в породе; $Q_{д.ан}$ – потери ОБ в анаэробный этап диагенеза; $Q_к$ – потери ОБ на образование летучих продуктов углефикации и битумоидов в катагенезе.

Расчет $Q_{ост}$ проводится по формуле

$$Q_{ост} = \frac{C_{орг}}{C^r} \cdot 100, \quad (2)$$

где $C_{орг}$ – содержание органического углерода в породе; C^r – содержание углерода в ОБ.

Рис. 1. Эволюция накопления органического вещества в стратифере (по Н.М. Стрехову).



Содержание $C_{орг}$ в отложениях морских палеоландшафтов

Система	Отдел	Ярус	Регион	Литология	Содержание $C_{орг}$, %		Авторы оценки
					остаточное	исходное	
Кембрийская	Нижний	Алданский (низы)	Сибирская платформа	Карбонаты	0,13	$\frac{0,45^*}{0,1-0,55}$	С.А. Кашенко, А.Э. Конторович и др.
		Алданский (верхняя часть)		Карбонаты, эвапориты	$\frac{0,04}{0,027-0,094}$	$\frac{0,15}{0,1-0,35}$	
	Нижний-средний	Ленский, амгинский	Глины, карбонаты, эвапориты	$\frac{0,18}{0,03-20,0}$	$\frac{0,51}{0,1-10,0}$	В.М. Евтушенко, С.А. Кашенко, А.Э. Конторович и др.	
	Верхний		Русская платформа	Песчаники, алевролиты, глины	$\frac{\sim 0,1}{0,03-0,6}$		—
Ордовикская	Нижний		Сибирская платформа	Карбонаты	$\frac{0,07}{0,03-0,13}$	$\frac{0,27}{0,12-0,5}$	С.А. Кашенко, А.Э. Конторович, Л.Г. Маркова
	Средний		Русская платформа	Карбонаты, глины	0,01-40,0	—	
Силурийская	Нижний	Ранний, средний ландоверийский	Сибирская платформа	Глины, мергели, известняки	$\frac{0,48}{0,05-16,0}$	$\frac{1,20}{0,13-40,0}$	Л.Г. Маркова, П.Н. Соболев
Девонская	Верхний	Франский	Русская платформа	Глины	$\frac{0,66}{—}$	—	А.Б. Ронов [141]
				Песчаники	$\frac{0,17}{—}$	—	А.Б. Ронов [141]
				Карбонаты	$\frac{0,29}{—}$	—	А.Б. Ронов [141]
Юрская	Нижний	Тоарский	Западно-Европейская плита, Парижский бассейн	Глины	$\frac{—}{3,7-7,3}$	—	М. Ванденбрук [200]

Верхний лэйас	Сибирская платформа, Виллойдская синеклиза	То же	0,78 0,46 – 1,10	2,45 1,33 – 3,98	В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, И.Д. Полякова [44, 121]
Верхний	Волжский	»	4,96 1,9 – 17,7	10,6 2,5 – 26,8	А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.С. Фомичев [44, 46, 121]
Нижний	Валаанжинский	»	0,66 0,1 – 4,9	—	
Верхний	Туронский	»	1,29 0,3 – 3,8	—	А.Э. Конторович, А.С. Фомичев [46]
Меловая					

* Над чертой – среднее значение, под чертой – размах выборки.

Для оценки $Q_{д.ан}$ следует пользоваться методикой Н.М. Страхова и Э.С. Залманзон [158], уточненной В.А. Успенским [170, 171]. По этой методике можно определить расход на редукцию органического углерода $C_{д.ан}^r$, тогда

$$D_{ан} = \frac{C_{д.ан}}{C_{д}^r} \cdot 100, \quad (3)$$

где $C_{д}^r$ – содержание углерода в ОВ на стадии диагенеза.

Оценку потерь ОВ в катагенезе можно проводить по методике, разработанной В.А. Успенским [168] и развитой в дальнейшем Е.А. Рогозиной и автором [82]. По принятой схеме

$$Q_k = Q_{ост} \frac{k}{1-k}. \quad (4)$$

где k – доля органического вещества, израсходованная на новообразование летучих продуктов в катагенезе. Значения k , рассчитанные для разных подэтапов катагенеза, можно найти в работах [42, 63]. Частные вопросы методики расчетов приведены в [82].

Обратимся теперь к анализу закономерностей накопления ОВ в современных и ископаемых осадках.

Принципиальная схема эволюции накопления ОВ в истории Земли рассмотрена Н.М. Страховым (рис. 1) [157]. Она отражает хорошо известный факт, что накопление ОВ в ископаемых осадках началось с момента зарождения жизни на Земле, в архее. Вначале оно было представлено лишь планктоногенными, а с протерозоя и бентосогенными образованиями. В раннем палеозое жизнь начинает завоевывать и сушу.

В связи с этим целесообразно отдельно рассмотреть закономерности накопления ОВ в морских и континентальных палеоландшафтах.

В ископаемых морских осадках исходные и современные концентрации $C_{орг}$ варьируют в широких пределах: от сотых долей процента до 7–10 % и даже 20–40 % (табл. 4). Выборочные сведения о содержании $C_{орг}$ в верхнем слое осадков морей СССР приведены в табл. 5, из которой видно, что, по крайней мере, начиная со среднего палеозоя содержания $C_{орг}$ в морских отложениях близки к современным.

На многочисленных примерах изучены закономерности пространственной локализации ОВ в морских палеоландшафтах. Рассмотрим некоторые из них.

Среднее содержание $C_{орг}$ (в %) в верхнем слое осадков морей СССР и площади с различным содержанием $C_{орг}$ (в % к общей площади моря) (по Т.И. Горшковой [48])

Море	Среднее значение $C_{орг}$	Площади с содержанием $C_{орг}$					Автор
		<0,5	0,5–1	1–2	2–3	>3	
Черное	2,14	—	8,14	40,98	27,98	22,9	Глаголева (1961)
Азовское	1,73	—	25,08	28,46	46,74	—	Горшкова (1955)
Белое	1,14	20,30	35,54	42,16	2,00	—	Горшкова (1957)
Охотское	1,06	19,94	16,74	62,30	0,99	—	Безруков (1955)
Каспийское	1,02	1,78	34,05	35,20	1,22	1,75	Горшкова (1959)
Балтийское	1,05	56,70	12,28	7,83	11,75	10,34	Горшкова (1966)
Берингово	0,84	31,80	33,14	34,13	10,98	—	Гершанович (1962)
Японское	0,77	21,08	53,96	24,96	—	—	Гершанович (1956)
Аральское	0,65	6,86	70,55	22,59	—	—	
Норвежско-Гренландский бассейн	0,71	16,30	64,45	19,25	—	—	Бродская (1952)
Залив Аляска	0,70	26,66	65,00	8,34	—	—	Горшкова (1962), Гершанович (1965)

Ранне-среднекембрийские морские бассейны на территории Сибирской платформы. Закономерности накопления ОВ в этих бассейнах были изучены геохимиками и геологами СНИИГГиМСа, ВостСибНИИГГиМСа, ВНИГРИ и других организаций под руководством Т.К. Баженовой, Д.И. Дробота, С.А. Кащенко и автора [45]. В начале алданского века территорию Сибирской платформы занимал обширный мелководный морской бассейн с водами нормальной солености, в пределах которого накапливались преимущественно карбонатные осадки [82а, 130]. Концентрация $C_{орг}$ в осадках этого возраста к началу анаэробного этапа диagenеза варьировала от 0,2–0,3 до 1 % (рис. 2). Максимальные концентрации были приурочены к центральным и северо-западным районам Тунгусской синеклизы. Катагенетические и особенно диагенетические потери ОВ в этих отложениях были весьма значительны, поэтому современные концентрации $C_{орг}$ в отложениях невелики (рис. 3). Среднее содержание $C_{орг}$ в них равно 0,13 % (см. табл. 4).

Иная, несравненно более контрастная, картина характерна для отложений ленского и амгинского веков (рис. 4). В это время большую часть платформы, более 1,3 млн км², занимал уникальный солеродный бассейн, в котором накопилось около 750 трлн т солей и других эвапоритов [90]. Периодически соленость вод в бассейне понижалась, выпадение солей прекращалось и накапливались карбонатные осадки, содержащие 0,2–0,5 % $C_{орг}$. Современные его концентрации составляют 0,05–0,3 % (рис. 5).

На востоке, северо-востоке и севере, по данным Я.К. Писарчик и др. [130], автора и В.Е. Савицкого [90], солеродный бассейн отделялся от открытого моря системой барьерных рифов. В открытом море с нормальной соленостью вод шло накопление карбонатных, глинисто-карбонатных и глинистых, в различной степени кремнистых осадков, уникально обогащенных ОВ. Они получили название отложений куонамского типа [72]. Средние содержания ОВ составляют 6–8 % (см. рис. 5), максимальные – до 20–25 %. В.М. Евтушенко, специально изучавший распределение органического углерода в отложениях куонамского типа, показал, что в них органическое вещество распределено неравномерно [72]. В части пород оно находится на уровне кларковых концентраций, а часть пород уникально обогащена им (рис. 6). Чрезвычайно важно, что в первой группе пород, которые встреча-

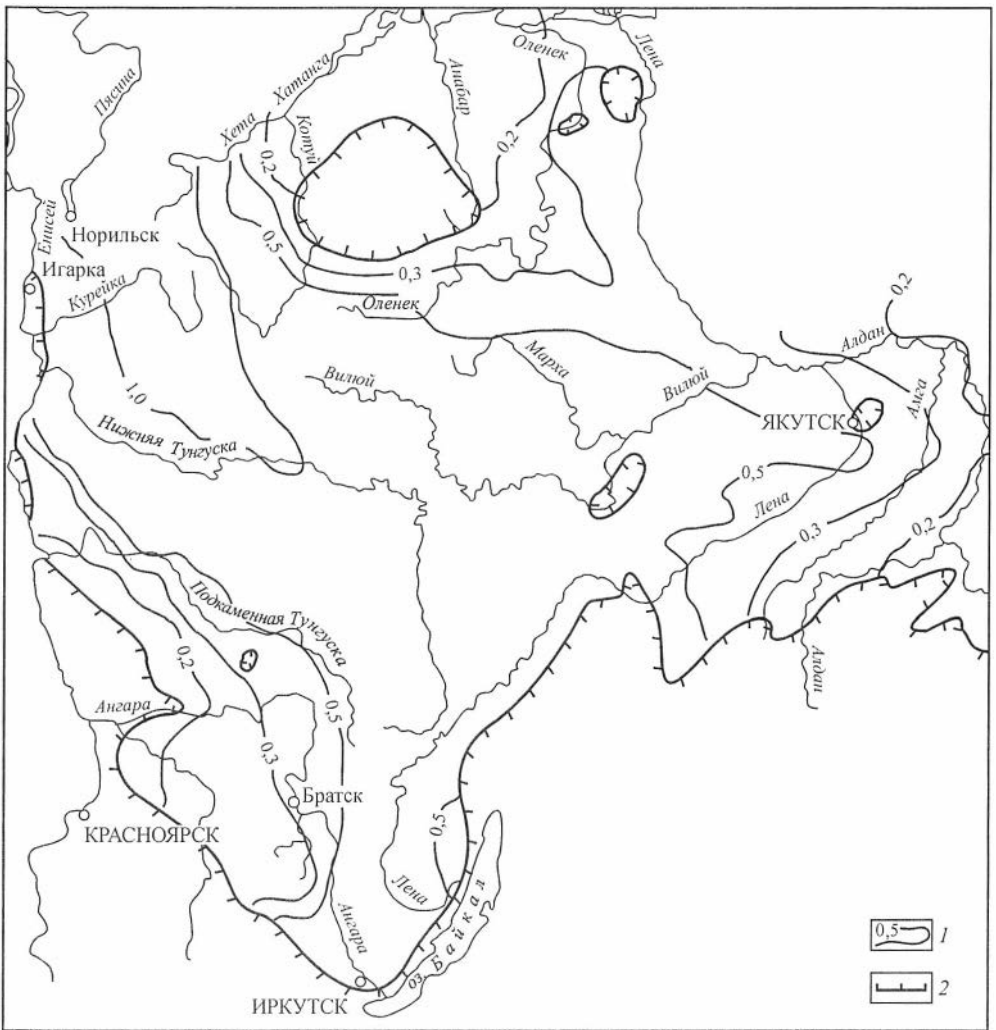


Рис. 2. Схема распределения исходных концентраций органического вещества в отложениях нижней части алданского яруса нижнего кембрия Сибирской платформы (платоновская свита и ее аналоги). Составили Д.И. Дробот, Н.Ф. Ивлев, Л.Г. Истомина, С.А. Кашенко, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев:

1 – изолинии концентраций $OV_{исх}$ (в % на породу); 2 – граница современного распространения отложений.

ются в разрезе сравнительно редко, отсутствует какая-либо зависимость между карбонатностью пород и содержанием в них $C_{орг}$. Для второй группы пород фиксируется четкая обратная связь. Богаче всего $C_{орг}$ сапропелевые и сапропелитовые глины и мергели. В них средняя его концентрация составляет 9,7 и 9,0 % соответственно. Неравномерность распределения органического вещества в этих породах подчеркивается их сланцеватостью. При ударе и выветривании они распадаются, как отмечает В.М. Евтушенко, на тонкие плоскопараллельные пластины и листочки, обычно легко загорающиеся от спички. На их плоскостях часто наблюдаются остатки фауны, сдавленные щиты трилобитов и створки брахиопод [72].

В плане (см. рис. 5) наблюдается тенденция к увеличению концентрации OV в восточном направлении по мере удаления от рифового барьера.

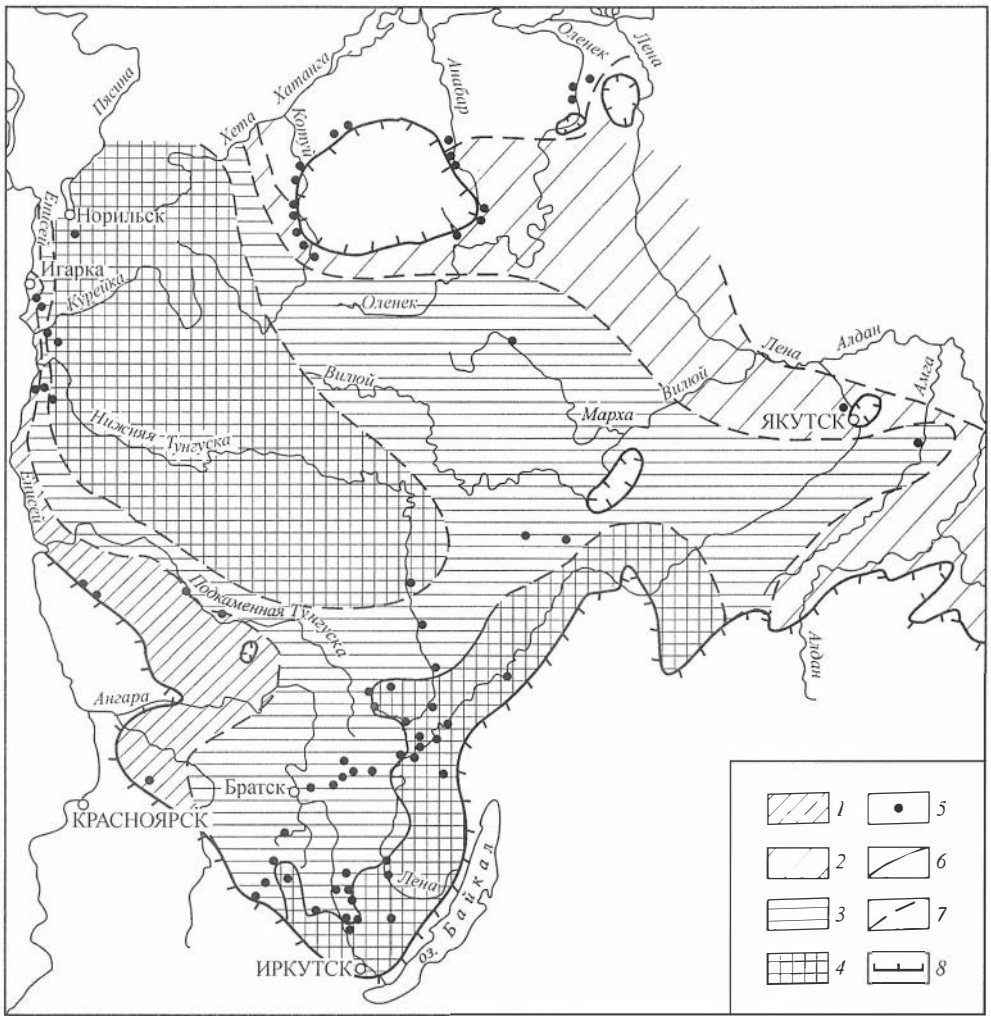


Рис. 3. Схема распределения органического углерода в осадочных породах нижней части алданского яруса Сибирской платформы. Составлена коллективами СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВостСНИИГГиМСа. Редактор А.Э. Конторович, зам. редактора Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, С.А. Кашенко.

Содержание (%): 1 – меньше 0,05; 2 – 0,05–0,1; 3 – 0,1–0,2; 4 – больше 0,2; 5 – обнажения и скважины; границы зон: 6 – установленные, 7 – предполагаемые, 8 – современного распространения отложений.

Каковы причины уникальной обогащенности ОБ отложений куонамского типа? На этот счет возможно два объяснения. Первое было развито в ряде работ В.Е. Савицким и автором [72, 90].

Можно предположить, что суша, с которой поступал терригенный материал в Среднесибирское море, была расположена на юге, в пределах Енисейского кряжа и южных обрамлений Сибирской платформы, и на востоке центральных районов Верхояно-Чукотской складчатой страны. Климат в пределах Сибирской платформы не был повсеместно аридным. В северных ее районах имела место более или менее существенная его гумидизация, граница между этими климатическими зонами проходила, вероятнее всего, по линии Игарка–Олекминск–Алдан.

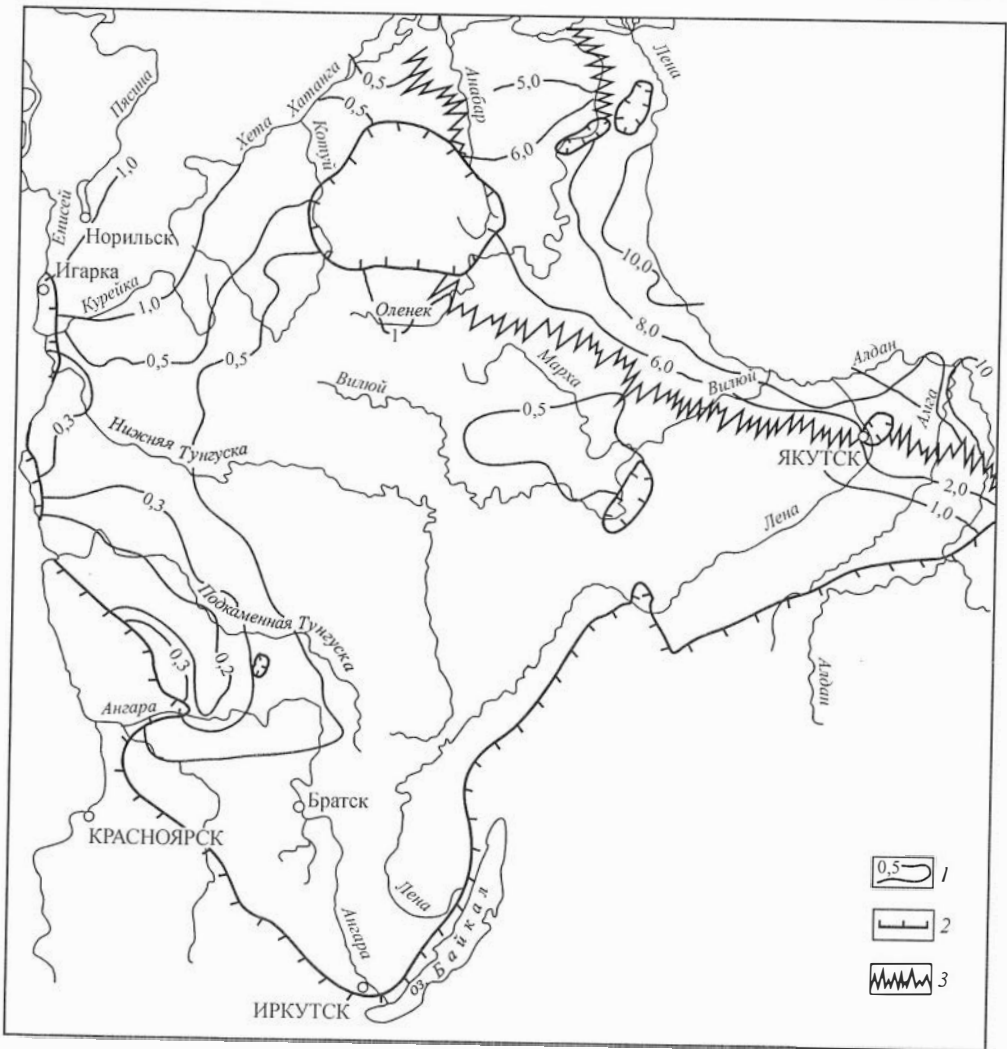


Рис. 4. Схема распределения исходных концентраций органического вещества в отложениях ленского яруса нижнего кембрия и амгинского яруса среднего кембрия Сибирской платформы. Составили Д.И. Дробот, В.М. Евтушенко, Н.Ф. Ивлев, Л.Г. Истомина, С.А. Кашенко, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев:

1 – изолинии концентраций $OB_{исх}$ (в % на породу); 2 – граница современного распространения отложений; 3 – зона литологического выклинивания отложений куонамского типа.

В условиях жаркого и достаточно влажного климата на Верхояно-Чукотской суше, рельеф которой, судя по составу терригенного материала, особенностям распределения малых и других элементов, был пенепленизирован, энергично протекали процессы химического выветривания. В условиях сильного химического выветривания в бассейн в значительных количествах поступали питательные соли. Хорошая прогреваемость и аэрированность вод, низкий темп терригенного накопления, обогащенность вод питательными солями способствовали пышному развитию планктона и накоплению его в илах.

В пределах эвапоритового бассейна даже в периоды трансгрессий соленость вод была повышенной и накапливались карбонатные осадки. В этих условиях про-

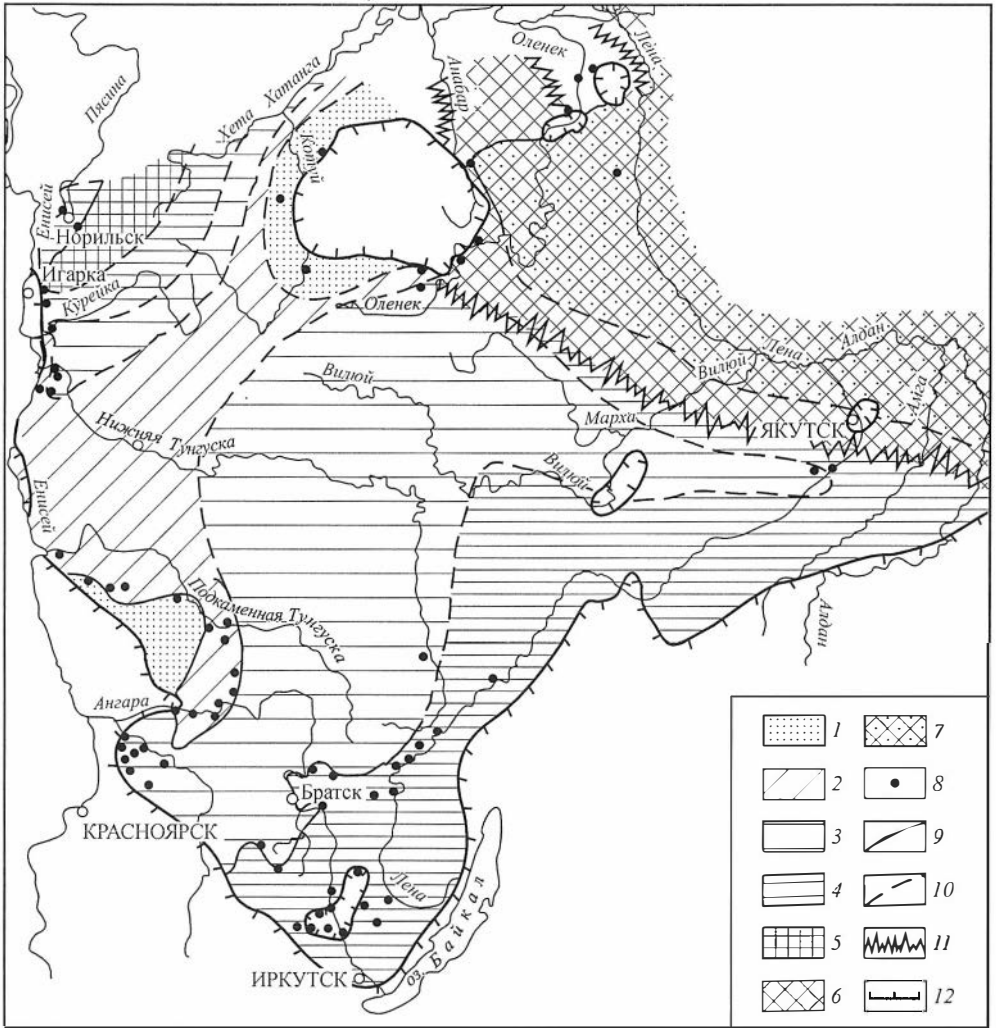


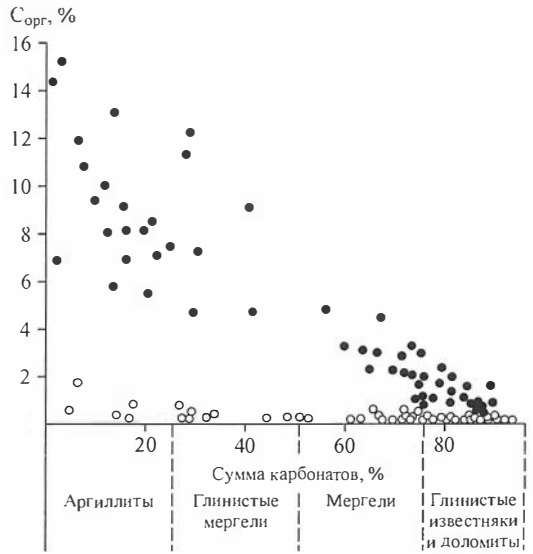
Рис. 5. Схема распределения органического углерода в осадочных породах ленского и амгинского ярусов Сибирской платформы. Составлена коллективами СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВостСНИИГГиМСа. Редактор А.Э. Конторович, зам. редактора Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, С.А. Кашенко.

Содержание (%): 1 – меньше 0,05; 2 – 0,05–0,1; 3 – 0,1–0,2; 4 – 0,2–0,5; 5 – 0,5–1,0; 6 – 1,0–3,0; 7 – больше 3,0; 8 – обнажения и скважины; границы зон: 9 – установленные, 10 – предполагаемые; 11 – зоны литологического выклинивания отложений куонамского типа; 12 – граница современного распространения отложений.

дуктивность фитопланктона была ослаблена. Снижение концентрации ОВ в осадках происходило также по причине существенного разубоживания ОВ интенсивно накапливавшимся карбонатным материалом.

Можно дать зональности в распределении осадков и ОВ в них и иное объяснение, предположив, что восточнее и северо-восточнее барьерного рифа располагалась сравнительно неширокая шельфовая полоса, а затем батинальная зона. Если в силу особенностей гидрологического режима Среднесибирского ленско-амгинского моря происходил подъем обогащенных питательными солями глубинных вод на шельф, апвеллинг, наблюдаемый, например, ныне вдоль юго-западного побере-

Рис. 6. Схема распределения содержания органического углерода в отложениях куонамского типа (по В.М. Евтушенко).



жья Африки и западного Южной Америки [60, 102, 146], то это также должно было способствовать бурному “цветению” планктона и накоплению планктоногенного ОВ в осадках.

К аналогичному выводу склоняется и Н.М. Страхов, анализируя условия, приведшие к накоплению обогащенных планктоногенным ОВ осадков в доманиковом море на востоке Русской платформы. Он пишет:

“Доманиковому морю были, по-видимому, свойственны периодические (в году) цветения планктона, но они были возможны лишь при условии поступления в верхнюю 50-метровую зону фотосинтеза больших масс питательных компонентов, в частности фосфатов и нитратов. Их поступление могло осуществляться двумя различными путями: вносом биогенных элементов с континента и вертикальной циркуляцией в самом бассейне, подымавшей вверх глубинную воду, обогащенную фосфатами, нитратами и другими элементами. Первый источник в доманиковом времени отсутствовал, ибо если бы биогенные элементы поступали с берега, обогащение органическим веществом илов наблюдалось бы в прибрежной полосе вдоль западной окраины моря; на деле же накопления органического вещества были явно сдвинуты в восточную часть бассейна, где сколько-нибудь заметных континентальных участков не существовало. Таким образом, источником “цветения планктона” в доманиковом бассейне была, по-видимому, усиленная вертикальная циркуляция воды, вызванная метеорологическими факторами. Пока длилась эта циркуляция, в пелагической части моря накапливались богатые органикой илы. С прекращением ее исчезли и высокие концентрации $C_{орг}$ в осадках” [157, с. 161].

Процессы, протекавшие в солеродном бассейне, при обоих предположениях были, видимо, сходны.

Какая из этих схем верна, решать пока трудно.

Позднеюрско-раннемеловые морские бассейны на территории Западно-Сибирской плиты. Закономерности накопления ОВ в этих бассейнах рассмотрены в работах Ф.Г. Гурари, Н.П. Запывалова, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, И.Д. Поляковой, А.С. Фомичева и др. С поздней юры и началом раннего мела связана первая из двух крупнейших за мезозойскую эру трансгрессий моря в пределы Западно-Сибирской плиты. Максимум трансгрессия достигла в волжском веке и раннем берриасе. Морской бассейн этого времени занимал территорию 1785 тыс. км², в том числе фации сублиторали (до 200 м) – 790 тыс. км², фации батиаля – 995 тыс. км². В бассейне за этот период времени накопилось 170 трлн т осадков, в том числе 18 трлн т преимущественно планктоногенного ОВ [121]. В связи с потерями в анаэробный этап диагенеза и в катагенезе в настоящее время в отложениях этого возраста сосредоточено 7,3 трлн т ОВ. Среднее содержание $C_{орг}$ в глинах этого возраста – 4,96 %, первоначально средняя концентрация $C_{орг}$ превышала 10 % на безводный осадок [44, 84, 87, 121]. Палеоклиматические и

палеоландшафтные реконструкции показывают, что южная половина Западно-Сибирского моря в волжском веке находилась в зоне субтропического семиаридного, а северная – субтропического гумидного климата [124]. По морфологии дна морской бассейн этого времени был резко асимметричен [44, 124]. Вдоль западного и юго-западного его побережий литораль и сублитораль занимали сравнительно неширокую (до 200 км) полосу, восточная часть моря была мелководной и зона мелководья распространялась на 400–500 км. В зоне батииали глубина моря, по мнению В.Н. Сакса, превышала 400–500 м. Гидрологический режим бассейна определялся помимо климатических особенностей акватории Западно-Сибирского моря и прилегающих территорий проникновением вдоль приуральской сублиторали холодных вод арктического бассейна [124]. Можно предположить, что в бассейне, по крайней мере в северной его половине, преобладали ветры северо-западного направления.

В распределении органического вещества и органических остатков в отложениях волжского века и раннего берриаса наблюдаются весьма четкие закономерности [42, 44]. Содержание планктоногенного ОВ в осадках к анаэробному этапу диагенеза монотонно возрастало от первых процентов в прибрежных частях до 15–20 % в глубоководных, причем максимальные концентрации ОВ были характерны для зоны перехода сублиторали в батиааль северо-западной части бассейна (рис. 7, 8). По начальной и современной концентрации отложения этого времени в пределах Западно-Сибирской плиты принадлежат к наиболее обогащенным ОВ толщам в стратифере (см. табл. 4). Отложения батиаали Западно-Сибирского моря почти полностью лишены бентосной фауны, но в них фиксируются многочисленные остатки планктонных и нектонных организмов. В зоне сублиторали картина обратная: при обедненности отложений планктоногенным ОВ в них фиксируются многочисленные остатки бентосной фауны [42]. Такая структура и пространственная дифференциация фауны, наряду с уникальной обогащенностью осадков ОВ и повсеместной восстановленностью реакционноспособного железа до пирита, дают полное основание предположить, что иловые и наддонные воды относительно глубоководной части бассейна были обеднены кислородом либо насело лишены его. Об этом же свидетельствует обогащенность отложений порфиринами, биохимическим предшественником которых является хлорофилл [74, 80, 121]. Как известно, он сохраняется в осадках лишь в условиях восстановительной

среды [58]. Не исключено, что глубоководные горизонты в зоне батиаали были заражены сероводородом.

В валанжине Западно-Сибирское море сильно обмелело. Вся восточная половина его представляла собой обширную зону мелководья. Глубина бассейна в этой части варьировала от 20–30 до 60–70 м. По срав-

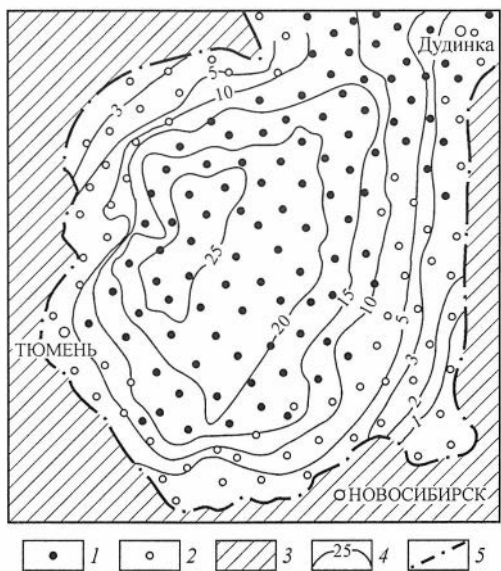


Рис. 7. Схема распределения исходных концентраций органического вещества в отложениях волжского яруса Западно-Сибирской плиты. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова.

Море: 1 – зона батиаали, 2 – зона сублиторали; 3 – суша; 4 – изолинии концентраций ОВ (%) в верхнем слое осадка; 5 – граница морского бассейна.

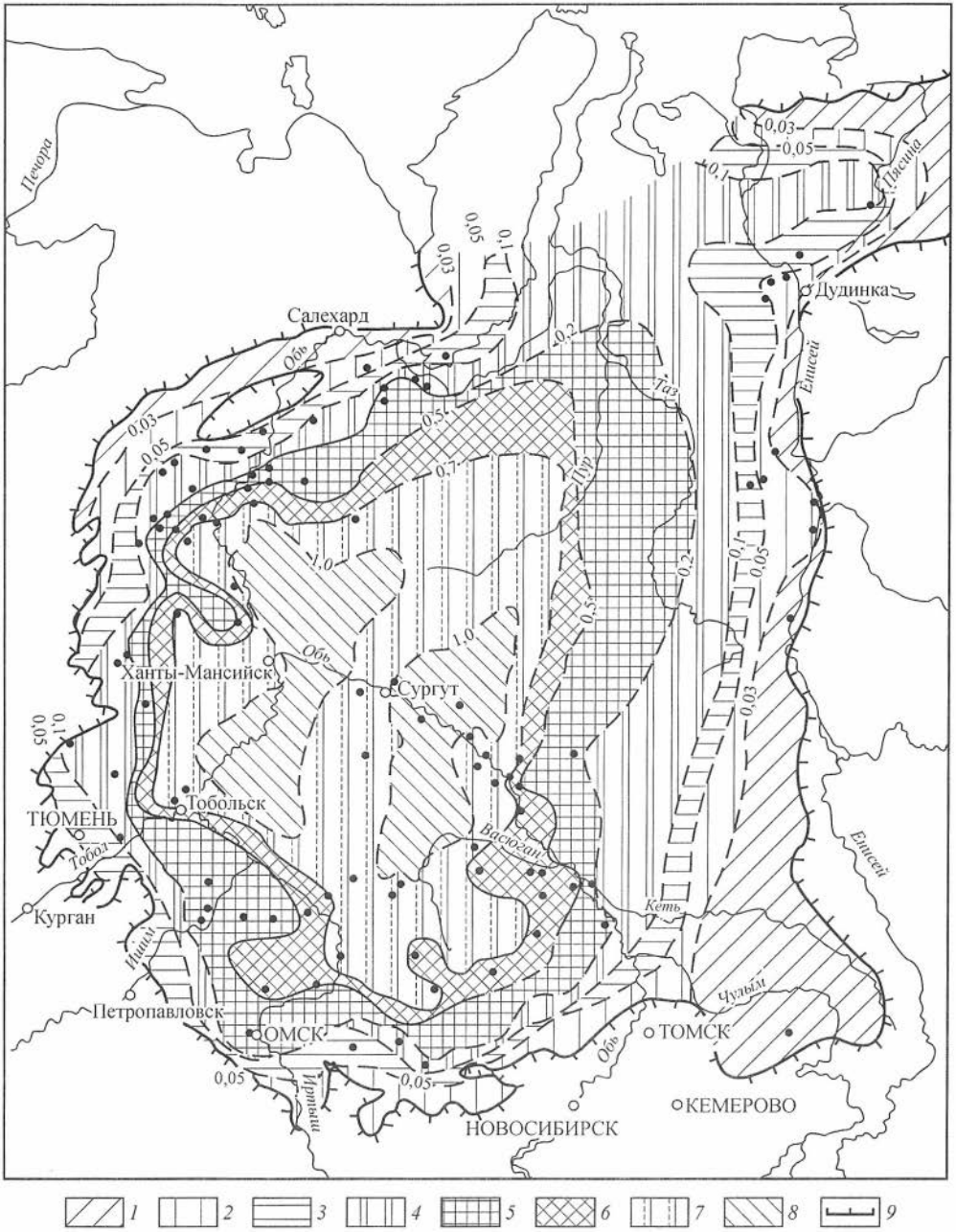


Рис. 8. Схема распределения органического углерода в глинах волжского яруса. Составили А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.С. Фомичев.

Содержание (%): 1 – меньше 0,5; 2 – 0,5–1,0; 3 – 1,0–2,0; 4 – 2,0–3,0; 5 – 3,0–5,0; 6 – 5,0–7,0; 7 – 7,0–10,0; 8 – больше 10,0; 9 – граница современного распространения отложений.

нению с волжским веком зона сублиторали возросла до 1470 тыс. км², а батииали, напротив, сократились до 200 тыс. км². В рассматриваемый промежуток времени в бассейне накопилось осадков в 8 раз больше, чем в волжском веке и раннем берриасе, – 1360 трлн т. Количество планктоногенного органического вещества, захороненного в осадках за этот же период, возросло в 1,5 раза и составило 27 трлн т.

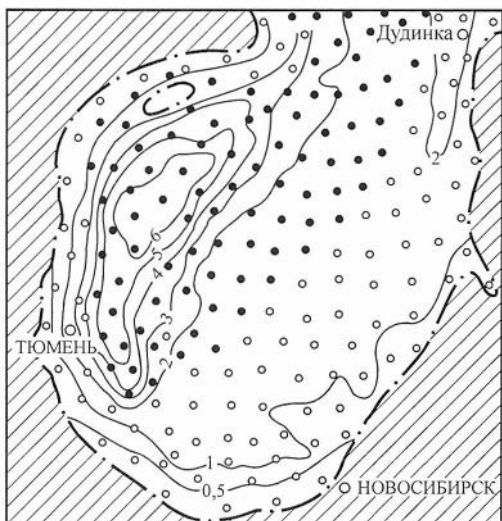


Рис. 9. Схема распределения исходных концентраций органического вещества в отложениях валанжинского яруса Западно-Сибирской плиты. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова.

Усл. обозн. см. на рис. 7.

Сейчас в отложениях берриаса и валанжина рассеяно 6,7 трлн т ОВ. Современные концентрации $C_{орг}$ составляют в глинах 0,66 %, в песчаниках и алевролитах – 0,42 % [121].

Скорость терригенного осадконакопления в валанжине была в 4,5 раза выше, а накопления ОВ в 1,2 раза ниже, чем в волжском веке.

В распределении ОВ в осадках общая закономерность осталась та же, что и в волжском веке (рис. 9). В прибрежных частях моря и в зоне мелководья начальные концентрации ОВ в осадках составляли 0,5–2,0 %, в зоне батиали они были выше – 3–6 %. Как и в волжском веке, область максимальных концентраций ОВ была смещена к северо-западной части батиали и примыкающей нижней сублиторали. Отложения сублиторали этого бассейна содержат многочисленные и разнообразные остатки бентосной фауны, а отложения батиали лишены ее. Современные концентрации $C_{орг}$ в осадках изменяются по той же схеме и возрастают от периферии Западно-Сибирской плиты к Ханты-Мансийской и Надымской впадинам до 2,0–2,5 % (рис. 10).

И.Д. Полякова и автор проанализировали связь между скоростью накопления ОВ и терригенных осадков в волжском веке и валанжине (рис. 11). Для отложений волжского века отчетливо дифференцируются зависимости двух типов. Первая, когда медленному росту терригенного осадконакопления соответствует быстрый рост скорости захоронения ОВ, характерна для зоны батиали, в которой накапливались сапропелевые и сапропелитовые глины. Всей остальной территории присуща вторая зависимость, когда с ростом темпа терригенного осадконакопления скорость захоронения ОВ сначала медленно растет, достигая максимума при скорости седиментации 120–130 т/км² в год, а затем снижается.

В валанжинском веке, как в зоне мелководья, так и в зоне батиали, наблюдается общая закономерность, свойственная сублиторали волжского бассейна. При этом существенно, что при одинаковых скоростях терригенного осадконакопления скорости накопления ОВ в валанжинском веке были ниже, чем в волжском.

Общая принципиальная схема распределения ОВ в осадках к началу анаэробного этапа диагенеза в волжском и валанжинском морях объясняется их сходным заливообразным полузакрытым характером, рельефом морского дна, палеоклиматом, а также, вероятно, гидрологическим режимом. Главные черты последнего определялись, по всей видимости, северным холодным течением вдоль западного побережья, устойчивыми северо-западными ветрами и, как следствие, подъемом глубинных вод, обогащенных питательными солями, на северо-западный шельф.

Вся совокупность этих общих для обоих бассейнов черт предопределила близость пространственных схем распределения ОВ в осадках.

Снижение в валанжине, по сравнению с волжским веком, химического выветривания на водосборах и, следовательно, уменьшение количества питательных

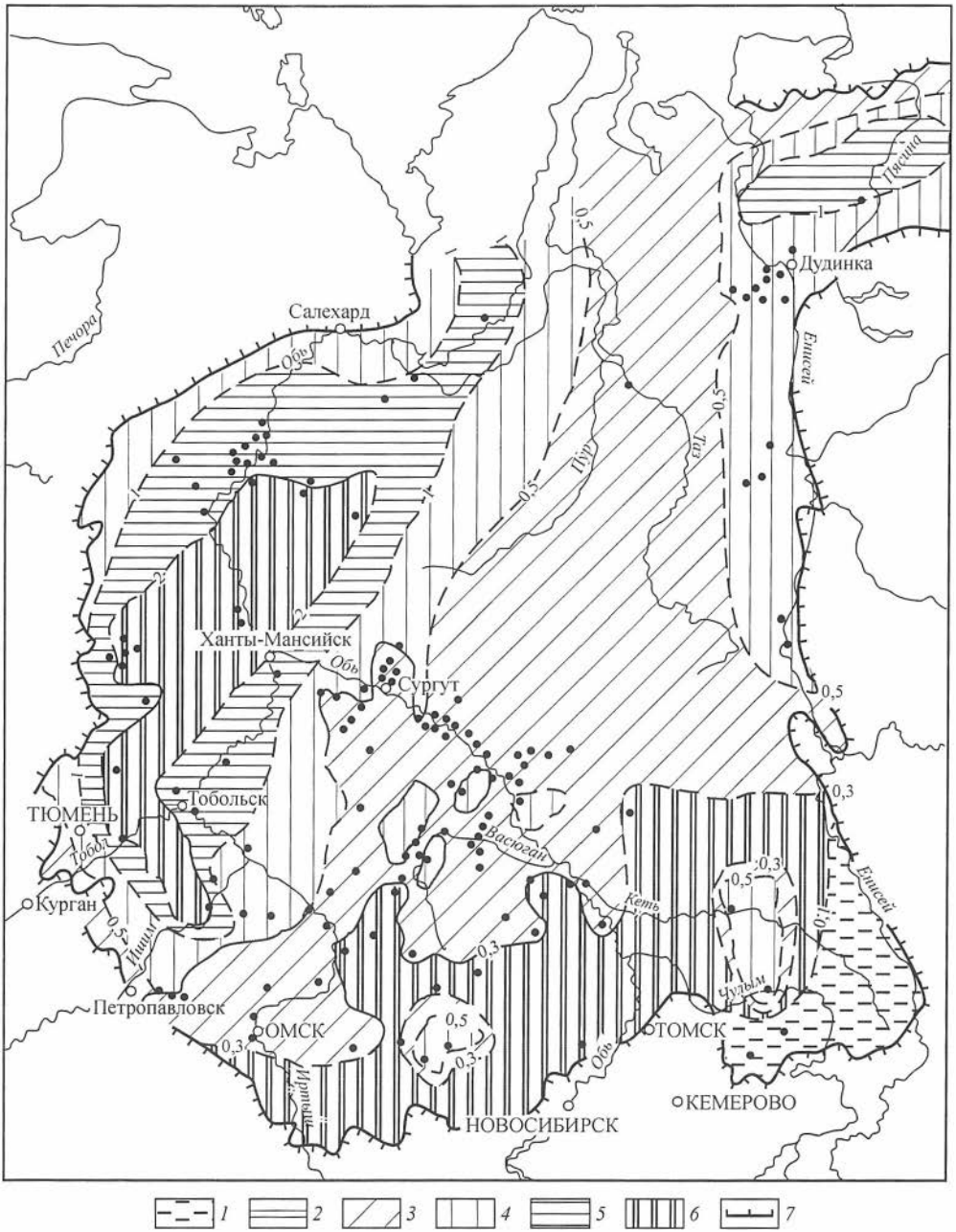


Рис. 10. Схема распределения органического углерода в глинах берриасского и валанжинского ярусов. Составили А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.С. Фомичев, К.А. Шпильман.

Содержание (%): 1 – меньше 0,1; 2 – 0,1–0,3–0,5; 3 – 0,3–0,5; 4 – 0,5–1,0; 5 – 1,0–2,0; 6 – 2,0–3,0; 7 – граница современного распространения отложений.

солей в бассейне, ограниченно сообщавшемся с океаном, усиление механической денудации, приведшее к помутнению вод, понизили биологическую продуктивность фитопланктона и привели к снижению количества ОВ, fossilizirovavshego в осадках.

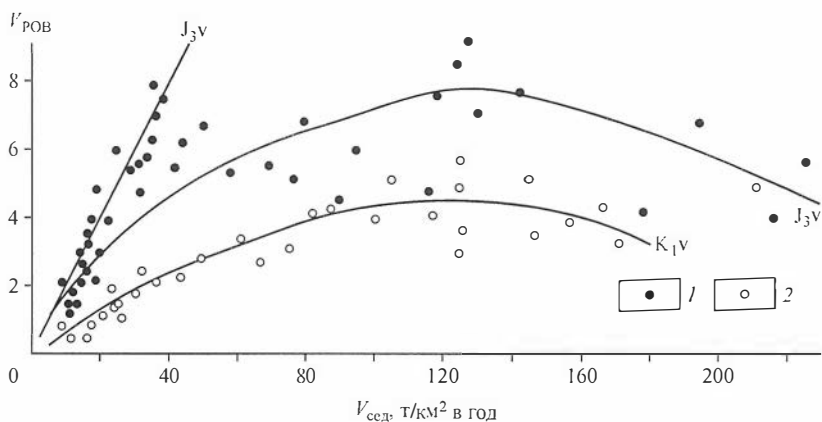


Рис. 11. Зависимость скорости накопления рассеянного органического вещества от темпа седиментации в областях морской аккумуляции (по А.Э. Конторовичу и И.Д. Поляковой):

1 – волжский и 2 – валанжинский века.

Рассмотрим в качестве еще одного примера келловей-оксфордский морской бассейн Туранской плиты, закономерности накопления ОВ в котором проанализированы И.Д. Поляковой по материалам Х.Б. Авазматова, Х.Х. Авазходжаева, А.М. Акрамходжаева, А.К. Каримова, К.М. Тигилекова и др.

Морской бассейн этого времени занимал большую часть Туранской плиты. В прибрежной зоне моря в южной части плиты формировались терригенные и в меньшей мере хемогенные карбонатные илы. Несколько дальше от берега распространялась полоса развития бногермных, бностромных и рифовых известняков. В открытой части моря осаждались хемогенные известняки. В северной части бассейна накапливались терригенные осадки. В распределении $C_{орг}$ в отложениях наблюдается зональность, четко контролируемая фациями и литологией ископаемых осадков. Вдоль береговой линии келловей-оксфордского моря располагалась полоса осадков, бедных ОВ (до 0,3 % $C_{орг}$), далее в зоне нижней сублиторали его концентрация возрастала до 0,3–0,5 %, а затем в осадках открытого моря вновь снижалась до 0,05–0,1 % (рис. 12).

Таким образом, в древних эпиконтинентальных морях, как и в их современных аналогах, реализовалось несколько схем пространственной дифференциации различных концентраций ОВ в осадках.

Н.М. Страхов, анализируя распределение ОВ в отложениях современных внутриконтинентальных и краевых морей, отметил, что таких схем пространственной дифференциации наблюдается по крайней мере две. Для первой характерно размещение максимума концентрации $C_{орг}$ в центральных частях бассейнов, на участках, отвечающих халистазам. Эта схема распределения ОВ имеет место в Черном, Балтийском, Белом, Каспийском морях. Из изложенного выше видно, что такое же распределение $C_{орг}$ в осадках по площади водоема было характерно для волжского и валанжинского Западно-Сибирских морей.

Иная схема распределения $C_{орг}$ наблюдается в краевых глубоководных морях типа Охотского, Берингова, для океанов в целом [156]. В этих бассейнах области максимального накопления органического вещества локализуются на некотором расстоянии от берега, в периферической части батии, а к центру бассейна концентрации ОВ снижаются. Такая схема накопления ОВ в осадках имела, видимо, место в келловей-оксфордском море на Туранской плите.

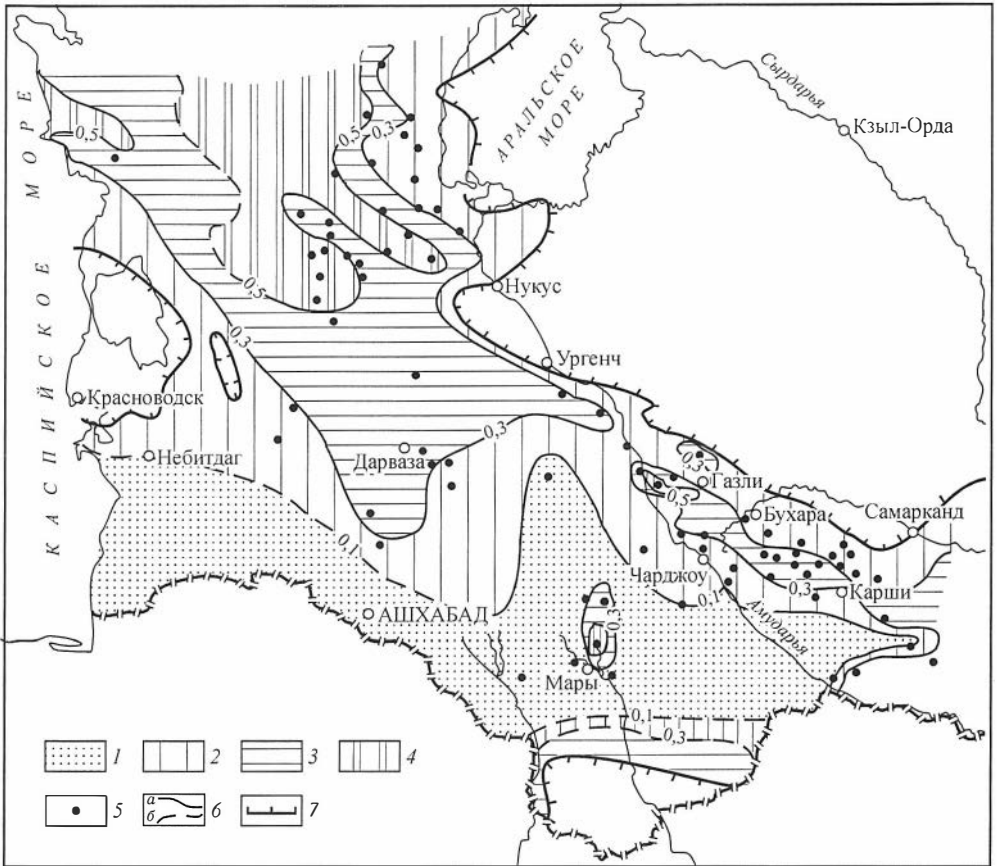


Рис. 12. Схема распределения органического углерода в отложениях келловейского и оксфордского веков Туранской плиты (по И.Д. Поляковой). Составлена по материалам ИГИРНИГМ, ТуркмНИГРИ, ВНИГНИ, ВНИГРИ, Туркменской экспедиции ГУ СМ ТССР.

Концентрации $C_{орг}$ (%): 1 – меньше 0,1; 2 – 0,1–0,3; 3 – 0,3–0,5; 4 – больше 0,5; 5 – скважины, группы скважин; 6 – изолинии концентраций: а – достоверные, б – предполагаемые; 7 – граница бассейна седиментации.

В силу отсутствия однозначной трактовки палеогеографической обстановки в кембрийских морях Сибирской платформы пока трудно сказать, какая из этих схем накопления ОВ была присуща для них. Однако очевидно, что в них, так же как в современных и в послекембрийских морях, максимальные концентрации $C_{орг}$ были характерны для тонкопелитовых глинистых осадков [44, 45, 156].

Преобладающей формой накопления ОВ во всех морских водоемах было планктоногенное, в меньшей мере и лишь в краевых частях – бентосогенное. По сложившейся традиции совокупность этих форм ОВ в морских ископаемых осадках называют, строго говоря, не очень удачно, сапропелевым ОВ.

К великому сожалению, закономерности распределения современных и исходных концентраций ОВ в ископаемых морских осадках на основе геохимического картирования систематически изучаются в основном лишь для территории Сибири. Нам уже приходилось отмечать, что “такой анализ был бы несравненно показательнее при обобщении материалов по всей территории Советского Союза.

Содержание $C_{орг}$ в угленосных отложениях континентальных палеоландшафтов

Система	Отдел	Ярус	Регион	Литология	Содержание $C_{орг}$, %		Авторы оценки	
					остаточное	исходное		
Пермь	Нижний		Сибирская платформа	Глины, аргиллиты	$\frac{2,08^*}{0,57 - 7,22}$	$\frac{4,33}{1,19 - 15,04}$	В.В. Казаринов, С.А. Кашенко, Т.Н. Зуева и др.	
				Песчаники, алевролиты	$\frac{1,07}{0,05 - 1,42}$	$\frac{2,23}{0,10 - 2,96}$		
	Верхний			Глины, аргиллиты	$\frac{1,67}{0,06 - 7,41}$	$\frac{3,41}{0,12 - 15,12}$		
	Песчаники, алевролиты			$\frac{0,89}{0,05 - 8,56}$	$\frac{1,82}{0,10 - 17,47}$			
Юра	Нижний-средний		Западно-Сибирская плита	Глины, аргиллиты	$\frac{2,10}{0,1 - 10,9}$	$\frac{4,5}{1,1 - 6,0}$	А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, А.С. Фомичев [44]	
				Песчаники, алевролиты	$\frac{0,98}{0,03 - 4,4}$	$\frac{2,80}{0,77 - 4,85}$		
			Туранская плита	Глины, аргиллиты	$\frac{1,02}{0,03 - 4,4}$	$\frac{2,05}{0,75 - 2,85}$	А.Э. Конторович, И.Д. Полякова [82]	
				Песчаники, алевролиты	$\frac{0,50}{0,03 - 4,4}$	$\frac{—}{0,75 - 2,85}$		
	Верхний		Сибирская платформа, Вилюйская синеклиза	Глины, аргиллиты	$\frac{0,60}{0,08 - 1,08}$	$\frac{1,27}{0,20 - 2,53}$	В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, И.Д. Полякова [44]	
				Песчаники, алевролиты	$\frac{0,32}{0,07 - 0,88}$	$\frac{1,14}{0,11 - 1,69}$		
Мел	Нижний-средний		Апт, альб, сеноман	Западно-Сибирская плита	Глины, аргиллиты	$\frac{1,31}{0,1 - 2,10}$		А.Э. Конторович, А.С. Фомичев [46]
					Песчаники, алевролиты	$\frac{1,30}{0,03 - 1,4}$		

* Над чертой – среднее значение, под чертой – размах выборки.

По крайней мере, для мезозойских отложений степень геохимической изученности позволяет выполнить такое обобщение уже сейчас. Это чрезвычайно интересная и важная задача самого ближайшего будущего» [44, с. 39].

Выше отмечалось, что в докембрии, раннем и среднем палеозое накопление ОВ в осадках было связано главным образом с морскими палеоландшафтами. «Уже с начала палеозоя, – считает Н.М. Страхов, – “живое вещество” выходит из моря на сушу и “расползается” по ней, образуя наземную флору и фауну; при этом оно занимает почти исключительно площади гумидных климатов, особенно низкоширотных, с повышенной температурой и влажностью; в аридные же оно едва “заглядывает”. Завоевание континентов сопровождалось возрастанием общей биомассы живого вещества, оно по крайней мере удваивается» [157, с. 518–519].

Начиная с карбона в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел крупный качественный скачок в закономерностях накопления ОВ в осадках. Континентальные ландшафты становятся ареной интенсивного накопления ОВ. При этом сразу же четко определились две принципиально разные по условиям fossilization ОВ группы континентальных ландшафтов: гумидные и аридные.

Отложения гумидных континентальных палеоландшафтов при благоприятных тектонических условиях формируются угленосные и субугленосные формации, содержащие как в рассеянном, так и в концентрированном виде преимущественно гумусовое ОВ. Концентрации РОВ в них, как правило, весьма значительны (табл. 6) и превышают кларки для соответствующих типов пород.

Рассмотрим пространственные закономерности дифференциации ОВ в угленосных осадочных толщах. В этом отношении едва ли не лучше всего изученными являются ниже-среднеюрские отложения Западной и юга Средней Сибири [42, 46, 117, 121].

На большей части Западно-Сибирской плиты в течение ранней и средней юры осадконакопление протекало в озерных, болотных, аллювиальных ландшафтах в условиях влажного, умеренно-теплого климата [117, 121, 124]. В осадках этого возраста было первоначально захоронено 84,2 трлн т РОВ, современные его количества составляют только 36,3 трлн т. Концентрация $C_{орг}$ в глинах – 2,1 %, в песчаниках и алевролитах – 0,98 %.

Исходные концентрации $C_{орг}$ в глинистых осадках возрастали от 1–2 % в периферических частях плиты до 5–6 % в центральных, наиболее интенсивно прогибавшихся ее частях. Современные концентрации $C_{орг}$ возрастают в этом же направлении от 0,5–1,0 до 3–4 % (рис. 13).

Между темпом терригенного осадконакопления и скоростью fossilization ОВ в осадках фиксируется четкая линейная связь (рис. 14) [42]. Она подчеркивает, что при быстром погружении осадков происходит более полная fossilization ОВ.

Помимо рассеянных форм ОВ в ниже-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты накапливались и концентрированные его разновидности. Сравнительно выдержанные пласты углей средней и повышенной мощности сосредоточены в периферических частях ниже-среднеюрского седиментационного бассейна. Судя по Сосьвинско-Салехардскому району (рис. 15), основная масса углей сконцентрирована в пластах мощностью 1,3–3,5 м. К центру плиты угольные пласты расщепляются, становятся маломощными. Надо отметить, что на некоторых поднятиях, сформировавшихся при достаточно дифференцированном режиме тектонических движений, в частности на Парабельском своде и на Шаимском мегавалу, зафиксированы пласты мощностью 2–3 м, а в отдельных случаях и до 10 м. В целом на территории плиты ОВ, захороненное в концентрированной форме, составляет около 12 % от общей его массы.

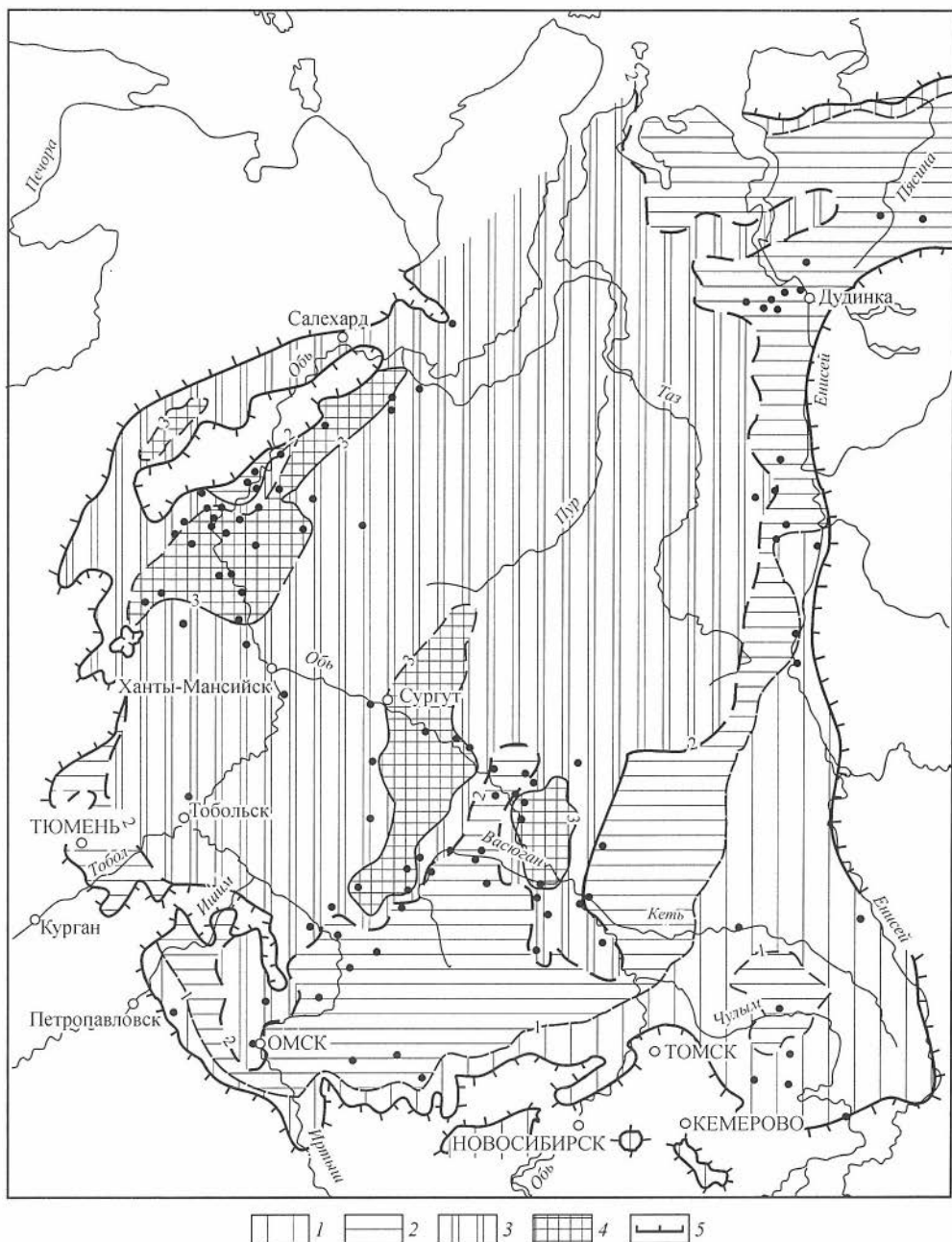
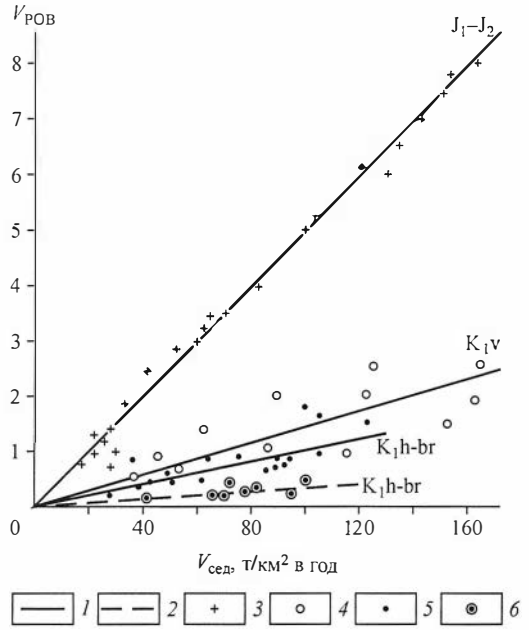


Рис. 13. Схема распределения органического углерода в аргиллитах и глинах нижней–средней юры. Составили А.Э. Кошторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, А.С. Фомичев. Содержание (%): 1 – меньше 1; 2 – 1,0–2,0; 3 – 2,0–3,0; 4 – 3,0–5,0; 5 – граница современного распространения отложений.

Во впадинах юга Средней Сибири, так же как и в периферических районах Западно-Сибирской плиты, доля концентрированного ОВ в общей его массе весьма значительна. Так, в среднеюрских отложениях Рыбинской, Абаканской, Северо-Тасеевской впадин и прилегающих районов более 75 % ОВ находится в концентрированной форме.

Рис. 14. Зависимость скорости накопления рассеянного органического вещества от темпа седиментации в областях континентальной и прибрежно-морской аккумуляции Западно-Сибирской плиты (по А.Э. Конторовичу, И.Д. Поляковой):

1, 2 – зона климата: 1 – гумидного, 2 – семиаридного; 3 – ранняя и средняя юра; 4 – валланжин, готерив, баррем; 5, 6 – породы: сероцветные (5), пестроцветные (6).



Обращает на себя внимание тот факт, что не только в ниже-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты, но и в других угленосных толщах основная часть органической массы углей связана с пластами мощностью 1,3–3,5 м (см. рис. 15). В пластах большей и меньшей мощности КОВ содержится меньше.

Исключение составляют ниже-среднеюрские отложения Канско-Ачинского бассейна. В них намечаются два максимума в распределении органической массы углей по пластам разной мощности. Первый приурочен к пластам мощностью 1,3–3,5 м, второй – к пластам мощностью более 10 м.

Преобладающим типом ОВ в континентальных гумидных ландшафтах является гумусовое. Однако достаточно часто в обширных озерных водоемах накапливается сапропелевое ОВ. Примерами такого рода служат сапропелитовые угли Иркутского угольного бассейна, сапропелевые глины тогурской пачки в юго-восточных районах Западно-Сибирской плиты и др. В ниже-среднеюрских угленосных отложениях этого бассейна в целом весьма значительна примесь сапропелевого ОВ. Пример уникального накопления сапропелевого ОВ в озерных водоемах – это сланцы свиты Грин-Ривер в эоценовых отложениях Северной Америки.

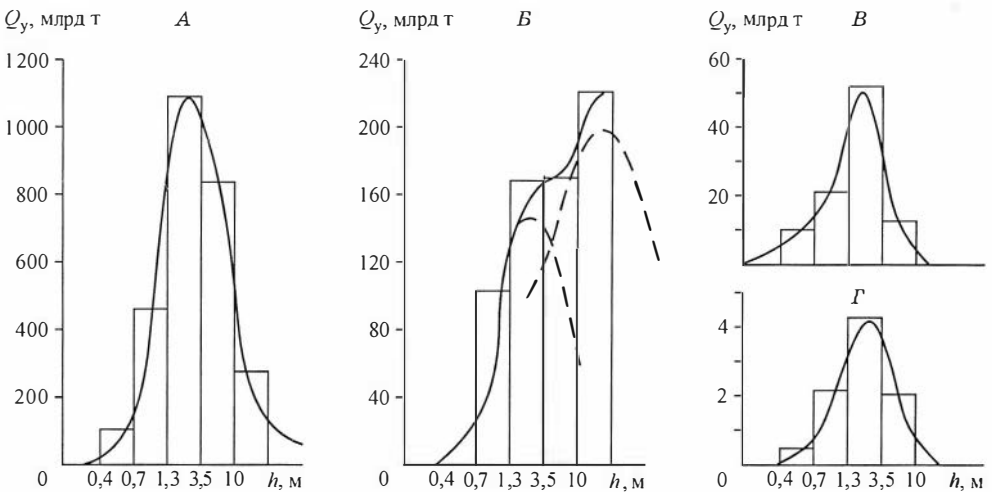


Рис. 15. Распределение запасов угля в пластах различной мощности по угленосным бассейнам Сибири.

Бассейны: А – Ленский, Б – Канско-Ачинский, В – Иркутский, Г – Северо-Сосьвинский.

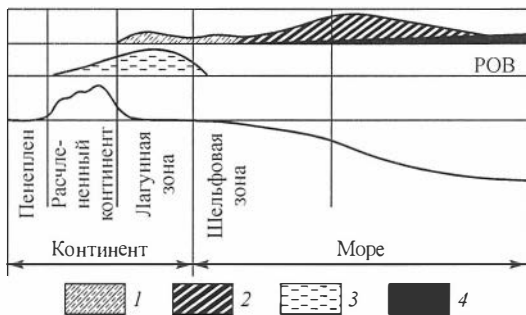


Рис. 16. Распределение кларковых и концентрированных накоплений органического вещества на идеальном фациальном профиле (по Н.М. Страхову):

1 – сапропелитовые глины и сапропелитовые угли, накапливающиеся в пресноводных водоемах; 2 – сапропелитовые глины, накапливающиеся в морских водоемах; 3 – гумусовые угли; 4 – сапропелитовое рассеянное органическое вещество.

В зонах с аридным и семиаридным климатом накопление ОВ в осадках континентальных ландшафтов происходило в ничтожных количествах [121].

Следует особо подчеркнуть три важные для прогноза нефтегазоносности ОВ закономерности в распределении гумусового концентрированного и рассеянного ОВ.

Во-первых, это достаточно четкая пространственная дифференциация в накоплении концентрированных и рассеянных форм гумусового ОВ. Главные массы концентрированного ОВ прижаты к областям питания, к зонам с дифференцированным характером тектонических движений. В этих зонах КОВ составляет 30–40 %, а иногда даже 90 % от общей его массы, а вмещающие породы, как правило, бедны РОВ. Наоборот, основные массы гумусового рассеянного ОВ концентрируются в зонах, интенсивно погружавшихся в центральных частях бассейнов (см. рис. 13) [42, 121].

Второй особенностью накопления КОВ в угленосных толщах является четкий тектонический контроль условий формирования торфяников. Из рис. 15 видно, что ритм дифференцированных тектонических движений, благоприятствующий торфонакоплению в бассейнах, был во многом сходен. В пользу этого свидетельствует тот факт, что во всех рассмотренных выше угльных бассейнах основная масса углей сосредоточена в пластах мощностью 1,3–3,5 м [Там же].

Из этих особенностей распределения гумусового ОВ следует, что роль гумусового ОВ в процессах газообразования, протекающих в угленосных осадочных толщах, как правило, несравненно выше, чем концентрированного. В тех периферических зонах угленосных осадочных толщ, где иногда доминирует КОВ, обычно нет благоприятных условий для аккумуляции УВ газов в ловушки. В этой связи представляются ошибочными взгляды исследователей, преувеличивающих роль гумусового КОВ в общем балансе гумусового ОВ и в газообразовании [10, 61, 129].

Рассмотрим еще одну, третью, особенность распределения ОВ в стратифере. Существует мнение, что в стратифере преобладает сапропелитовое ОВ [22]. Материалами по Сибирской платформе и Западно-Сибирской плите это не подтверждается. Так, в палеозойских осадочных толщах Сибирской платформы гумусовое РОВ составляет более 70 % общей его массы, в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты на долю гумусового РОВ приходится около 60 % общей массы РОВ. В мезозойских отложениях Туранской плиты в общей массе ОВ также доминируют гумусовые его разности [2, 69, 82].

Чем объясняется, что несмотря на значительно меньшую биологическую продуктивность наземного биоса, по сравнению с морским, абсолютная масса его в осадочных толщах столь значительна? Скорее всего, это связано с несравненно более высокой степенью фоссилизации ОВ в континентальных субаквальных ландшафтах. Так, по оценке В.А. Успенского, коэффициент фоссилизации ОВ в болотах составляет 8,6 %, в озерах (и реках) – 42,2 % против 1,04 % на шельфе и 0,37 % на континентальном склоне [169].

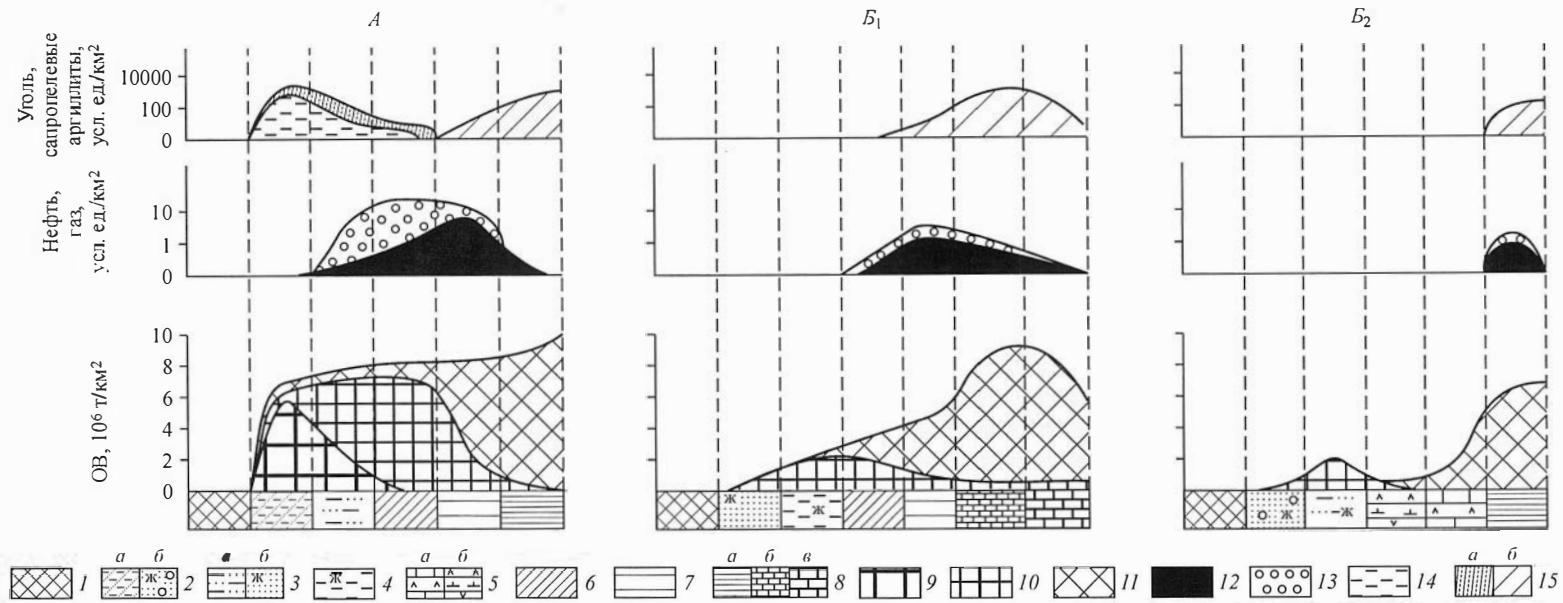


Рис. 17. Закономерности накопления горючих полезных ископаемых в гумидной и аридной зонах платформ (принципиальная схема), по А.Э. Конторовичу и И.Д. Поляковой.

Литогенез: А – гумидный, Б – аридный (1 и 2 – варианты); палеогеографические зоны: 1 – денудации, 2 – предгорья: а – с аллювиальными и болотными сероцветными отложениями и б – конусом выноса красноцветных делювиально-пролювиальных отложений; 3 – низменные аккумулятивные равнины: а – с сероцветными озерно-аллювиальными и озерно-болотными отложениями и б – красноцветными аллювиальными отложениями; 4 – лагуны пресноводные с пестроцветными отложениями; 5 – лагуны засоленные: а – с карбонатно-галогенными и б – галогенными отложениями; б – прибрежные надводные равнины, периодически заливавшиеся морем, с сероцветными терригенными отложениями; 7 – прибрежные подводные равнины эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености с терригенными отложениями; 8 – подводные равнины открытой относительно глубоководной части эпиконтинентального морского бассейна нормальной солености: а – с терригенными, б – терригенно-карбонатными и в – карбонатными отложениями. Органическое вещество: 9 – гумусовое концентрированное, 10 – гумусовое рассеянное, 11 – сапропелевое. Горючие полезные ископаемые: 12 – нефть, 13 – газ, 14 – уголь, 15 – сапропелевые и сапропелитовые аргиллиты: а – пресноводные, б – морские.

Столь значительная роль гумусового ОВ в осадочных породах несомненно должна сказаться на соотношении ресурсов нефти и газа в стратифере.

Н.М. Страхов [156] рассмотрел распределение ОВ на идеальном фациальном профиле (рис. 16). И.Д. Полякова и автор детализировали и уточнили эту схему на основе изучения закономерностей накопления ОВ в ископаемых палеоландшафтах ряда районов Сибири (рис.17). На этой схеме видно, что газообразование и газонакопление в стратифере связано в значительной мере с угленосными и субугленосными континентальными толщами, обогащенными гумусовым ОВ, а нефтеобразование и нефтенакопление – с морскими толщами, обогащенными сапропелевым ОВ. Из схемы также отчетливо видно, что особенности аридного и гумидного литогенеза, особенно в континентальных и лагунных, в частности эвапоритовых, палеоландшафтах, сильно сказывались на особенностях нефтегазообразования.

2. ДИАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Как известно, органическое вещество, захороняющееся в современных субаквальных морских и озерно-болотных осадках, подвергается разложению и значительному преобразованию еще в процессе седиментации, в водной среде. Чем глубже морской бассейн, тем более глубокими являются эти преобразования. По оценке В.А. Успенского [169], не разлагается и попадает в осадок в среднем 0,80 % первичной продукции органического вещества, в том числе 1,04 % – в шельфовой области океана, 0,37 % – на континентальном склоне и 0,06 % – в глубоководной области океана [169]. В известной мере органическое вещество осадков пополняется за счет их бактериального населения и других донных организмов, а также донной растительности.

Поэтому органическое вещество, поступающее в осадок, значительно отличается по составу от исходного живого вещества. «Наряду с фрагментами живых организмов, – пишет О.К. Бордовский, – в нем присутствуют различные новообразования, возникшие в результате длительной переработки и воздействия разнообразных агентов на исходное живое вещество. Вследствие этого в осадках накапливается смешанное органическое вещество, в котором по существу нет компонентов исходного живого вещества, не затронутых теми или иными изменениями. В его составе встречаются различные пигменты (хлорофиллоподобные соединения и каротиноиды), липоидоподобные вещества, битумоиды, разнообразные углеводороды и ряд аминокислот. Таким образом, в составе органического вещества содержатся все основные группы веществ живых организмов. Однако названные соединения составляют лишь небольшую долю. Большая часть органического вещества осадков представлена различными новообразованиями (гуминовыми кислотами и остаточным органическим веществом), возникшими на базе исходных веществ, как результат реакции на новые условия» [12, с. 47].

С этого момента начинается новая, диагенетическая стадия в геохимической истории органического вещества. Под диагенезом, согласно Н.М. Страхову [155, 156], понимается совокупность природных процессов преобразования рыхлых осадков на дне водных бассейнов в осадочные горные породы или, другими словами, процессы физико-химического уравнивания первичных компонентов осадка в термодинамических условиях поверхности Земли.

Из всей гаммы сложных процессов, протекающих в диагенезе, мы ограничимся рассмотрением лишь диагенетических превращений ОВ, главным образом ископаемых осадков, притом тех их особенностей, которые накладывают отпечаток на характер процессов в катагенезе.

Н.М. Страхов различает три этапа процесса диагенеза [156]. Первый – этап окислительного минералообразования – охватывает верхнюю пленку осадка от немногих миллиметров до 20–40 см. Второй – этап восстановительного минералообразования. Третий – этап перераспределения аутигенного материала и возникновения в осадке конкреций. Характер превращений органического вещества, протекающих на втором и третьем этапах в условиях восстановительной среды, сходен.

В современных осадках все этапы диагенеза изучены весьма полно. При этом важно подчеркнуть, что в условиях сероводородного заражения либо дефицита кислорода в наддонных водах первый окислительный этап диагенеза не проявляется. И наоборот, в бедных ОВ осадках он интенсифицируется, и отложения попадают в зону катагенеза, часто минуя восстановительный этап диагенеза.

В ископаемых осадках исследователь наблюдает лишь суммарный, накопленный за все этапы эффект диагенетических превращений. Для характеристики суммарного эффекта диагенетических превращений в ископаемых осадках Л.В. Пустовалов ввел понятие о геохимических фациях [133]. Геохимическая фация – это физико-химические условия диагенетических превращений осадков, овеществленные в осадочных горных породах. В дальнейшем в развитие учения о геохимических фациях значительный вклад внесли Г.И. Теодорович [160–162], Л.А. Гуляева [50, 51], Н.М. Страхов [67, 155, 158] и др.

Обычно геохимические фации в ископаемых осадках выделяют на основе их минералогического или химического изучения по соотношению аутигенно-минералогических форм железа. Методика химического определения минеральных форм железа в осадочных породах разработана Н.М. Страховым и Э.С. Залманзон [158]. Она позволяет определить в породе содержание следующих аутигенных форм железа: Fe^{2+} , растворимого в соляной кислоте (Fe_{HCl}^{2+}), Fe^{2+} , входящего в состав пирита ($Fe_{пир}^{2+}$), и окисного железа, растворимого в соляной кислоте (Fe_{HCl}^{3+}). В состав Fe_{HCl}^{2+} входит двухвалентное железо, находящееся в породах в составе сидерита, лептохлоритов, глауконита и т. п. Содержание аутигенного железа в породе равно

$$Fe_{аут} = Fe_{HCl}^{3+} + Fe_{HCl}^{2+} + Fe_{пир}^{2+}.$$

Приняв $Fe_{аут}$ за 100 %, можно рассчитать баланс аутигенно-минералогических форм железа.

Существует несколько вариантов классификаций геохимических фаций по данным минералогических либо химических анализов [50, 51, 160–162]. В 1967 г. автор, используя аппарат конечной математики, построил классификацию геохимических фаций по химическим данным [117], которой широко пользуются многие исследователи. Рассмотрим ее.

Пусть имеем множество элементарных геологических тел А, ограниченных стратиграфическими, литологическими или другими границами. На каждом теле заданы признаки

$$\varphi \left\{ q_{Fe_{HCl}^{3+}}, q_{Fe_{HCl}^{2+}}, q_{Fe_{пир}^{2+}} \right\},$$

т. е. содержание в породах различных аутигенно-минералогических форм железа в процентах от аутигенного

$$q_{Fe_{HCl}^{3+}} + q_{Fe_{HCl}^{2+}} + q_{Fe_{пир}^{2+}} = 100 \%.$$

Необходимо построить классификацию элементарных геологических тел по этим признакам.

Примем следующие классы для каждого из признаков:

$$1 \equiv 0 \leq \varphi \leq 25, \quad 2 \equiv 25 < \varphi \leq 50,$$

$$3 \equiv 50 < \varphi \leq 75, \quad 4 \equiv 75 < \varphi \leq 100.$$

Кроме того, на основании физико-химических соображений и опыта наложим на классификацию следующие условия:

$$P(q_{\text{Fe}_{\text{пир}}^{2+}} > q_{\text{Fe}_{\text{HCl}}^{2+}} > q_{\text{Fe}_{\text{пир}}^{2+}}) = 0,$$

$$P(q_{\text{Fe}_{\text{HCl}}^{3+}} > q_{\text{Fe}_{\text{пир}}^{2+}} > q_{\text{Fe}_{\text{HCl}}^{2+}}) = 0.$$

Знак $P(A)$ здесь означает вероятность события A .

Введенные ограничения очевидны. Они непосредственно вытекают из термодинамических расчетов Н.К. Хьюбера и Р.М. Гаррелса [176] и означают, что термодинамически невозможны ситуации, при которых закисное пиритное и окисное железо одновременно преобладают в осадочных породах над закисным, растворенным в соляной кислоте.

Построенная классификация показана на рис. 18. При названии геохимических фаций приняты следующие правила: компоненты φ , присутствующие в количестве, меньшем 25 %, в названии не упоминаются; если в породе присутствуют несколько компонентов в количестве, превышающем 25 %, то все они указываются в названии в порядке возрастания содержаний; если компонент φ присутствует в породе в количестве, большем 75 %, то в названии геохимической фации к его наименованию добавляется слово существенно.

В соответствии с этим в классификации выделены следующие классы геохимических фаций: существенно пиритовая, пиритовая, сидерито-пиритовая, пирито-сидеритовая, окисно-сидерито-пиритовая, существенно сидеритовая, сидеритовая, окисно-сидеритовая, пирито-сидерито-окисная, сидерито-окисная, окисная, существенно окисная. Первые девять фаций характеризуют преобладающее влияние на состав ископаемых осадков восстановительного этапа диагенеза, три последних – окислительного. Отметим условность этих названий, так как закисное аутигенное железо, растворимое в соляной кислоте, представлено не только сидеритом, но и другими минеральными формами, причем эти формы железа, в частности лептохлориты, преобладают. Если минералого-петрографические исследования дают необходимый материал, то названия соответствующих фаций могут быть уточнены (лептохлоритовая и т. п.).

$\text{Fe}_{\text{пир}}^{2+}$	1						2			3		4				
$\text{Fe}_{\text{HCl}}^{2+}$	1	2		3	4		2		3	1	2	1				
Fe^{3+}	3	4	2	3	1	2	1	1	2	1	1	1				
	Окисная	Существенно окисная		Окисно-сидеритовая или сидерито-окисная		Сидерито-окисная	Сидеритовая	Окисно-сидеритовая	Существенно сидеритовая	Сидерито-пиритовая или пирито-сидеритовая		Пирито-сидерито-окисная или окисно-сидерито-пиритовая	Пиритовая	Пиритовая	Сидерито-пиритовая	Существенно пиритовая

Рис. 18. Классификация геохимических фаций.

Необходимо подчеркнуть еще одно обстоятельство, на которое обращал внимание в первых работах этого плана Н.М. Страхов [158].

При высокой концентрации в породах окисного железа (красноцветные отложения) в соляно-кислую вытяжку оно все не переходит, и поэтому истинное соотношение аутигенно-минералогических форм железа оказывается искажено.

Вернемся теперь к рассмотрению диагенетических превращений ОВ. Методика оценки потерь органического углерода на редукционные процессы в анаэробный этап диагенеза $C_{д.ан}$, как отмечалось ранее, разработана Н.М. Страховым и Э.С. Залманзон [157] и усовершенствована В.А. Успенским [170, 171]. С ее использованием факторы, контролировавшие расход органического вещества на редукционные процессы в древних водоемах, изучены достаточно хорошо [112, 121, 158]. Установлено, что абсолютные потери органического вещества при прочих равных условиях тем выше, чем больше аутигенного железа в осадке, чем выше концентрация в нем органического вещества, чем ниже скорость терригенного осадконакопления. При концентрации органического углерода в осадке 8–10 % и выше расход его на редукционные процессы стабилизируется и составляет 2–4 % от веса осадка.

В качестве показателя глубины диагенетических превращений ОВ А.Э. Конторович [88, 121] и С.Г. Неручев [131] предложили величину, равную отношению количества органического углерода $C_{д.ан}$, израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его начальному количеству в верхних слоях этой зоны (см. раздел 1):

$$a_{дп} = \frac{C_{д.ан}}{C_{д.ан} + C_{к} + C_{орг}} \cdot \quad (5)$$

Эта величина характеризует в частях от начальной массы (или в %, если ее умножить на 100) потери ОВ в анаэробный этап диагенеза.

Зависимость показателя $a_{дп}$ от среды диагенеза (геохимических фаций) на примере ряда толщ Западно-Сибирской плиты изучена А.Э. Конторовичем и И.Д. Поляковой [121].

Из рис. 19 видно, что величина $a_{дп}$ от окислительных геохимических фаций к слабо восстановленным убывает, затем увеличивается к сидерито-пиритовой и пирито-сидеритовой и далее остается стабильной. В то же время абсолютная величина анаэробных потерь на идеальном профиле от окислительных фаций к восстановительным все время растет.

Пример картирования диагенетических потерь ОВ применительно к нижнепалеозойским толщам Сибирской платформы приведен на рис. 20.

Обратимся теперь к анализу тех качественных изменений, которые претерпевает органическое вещество в зависимости от глубины диагенетической его переработки.

В качестве объекта для таких исследований были выбраны содержащие сапропелевое ОВ морские ископаемые осадки Западно-Сибирского моря волжского, берриасского и валанжинского веков в тех их зонах, где они находятся в конце подстадии ПК и на подэтапе МК₁ [88].

Фациальная характеристика этих отложений и особенности распределения ОВ в них рассмотрены ранее.

Петрографическое изучение РОВ морских толщ, в которых заведомо преобладает сапропелевое органическое вещество, показало, что в нем, наряду с микрокомпонентами группы альгинита, присутствуют микрокомпоненты, значительно отличающиеся по оптическим свойствам. Вещество, образующее эти микрокомпоненты, однородное, бесструктурное, в проходящем свете имеет буровато-ко-

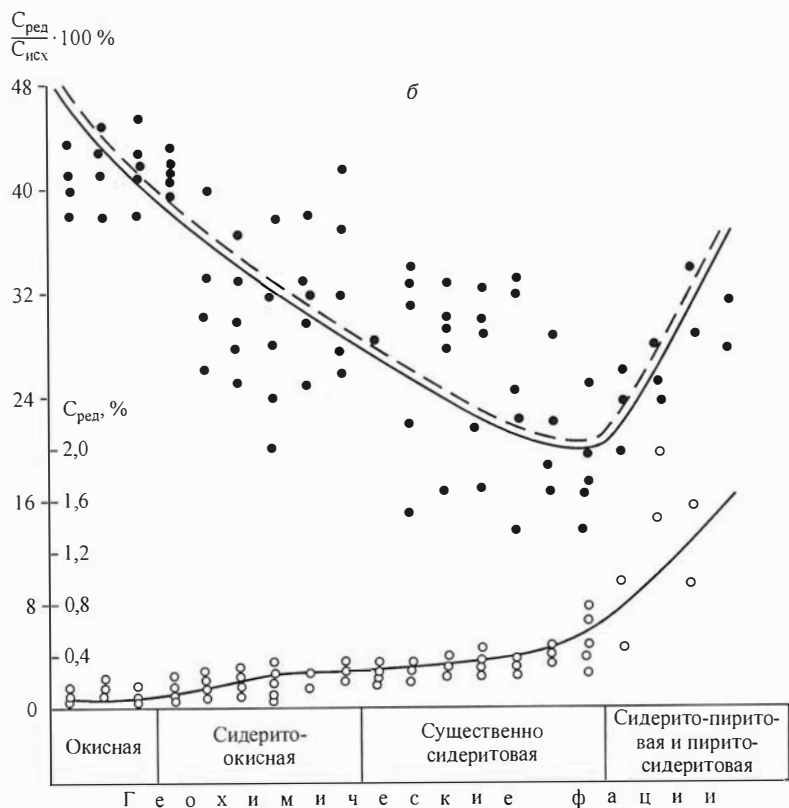
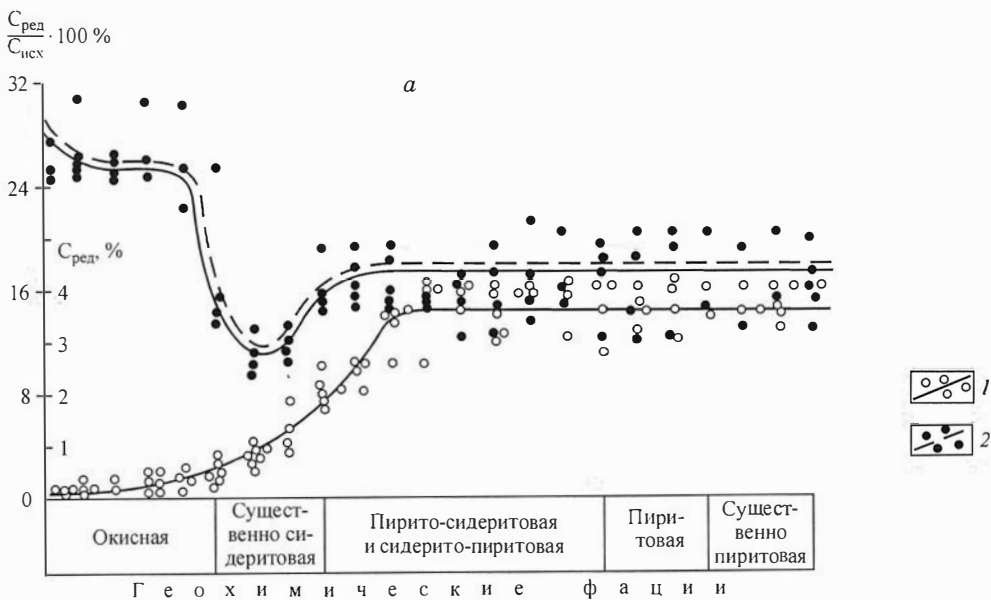


Рис. 19. Диагенетические потери органического вещества в отложениях Западно-Сибирской плиты в зависимости от геохимических фаций (по А.Э. Конторовичу, И.Д. Поляковой):

a – вулканские, *b* – готерив-барренские отложения. Потери органического вещества: 1 – абсолютные ($C_{ред}$, %), 2 – относительные ($C_{ред}/C_{исх} \cdot 100\%$).

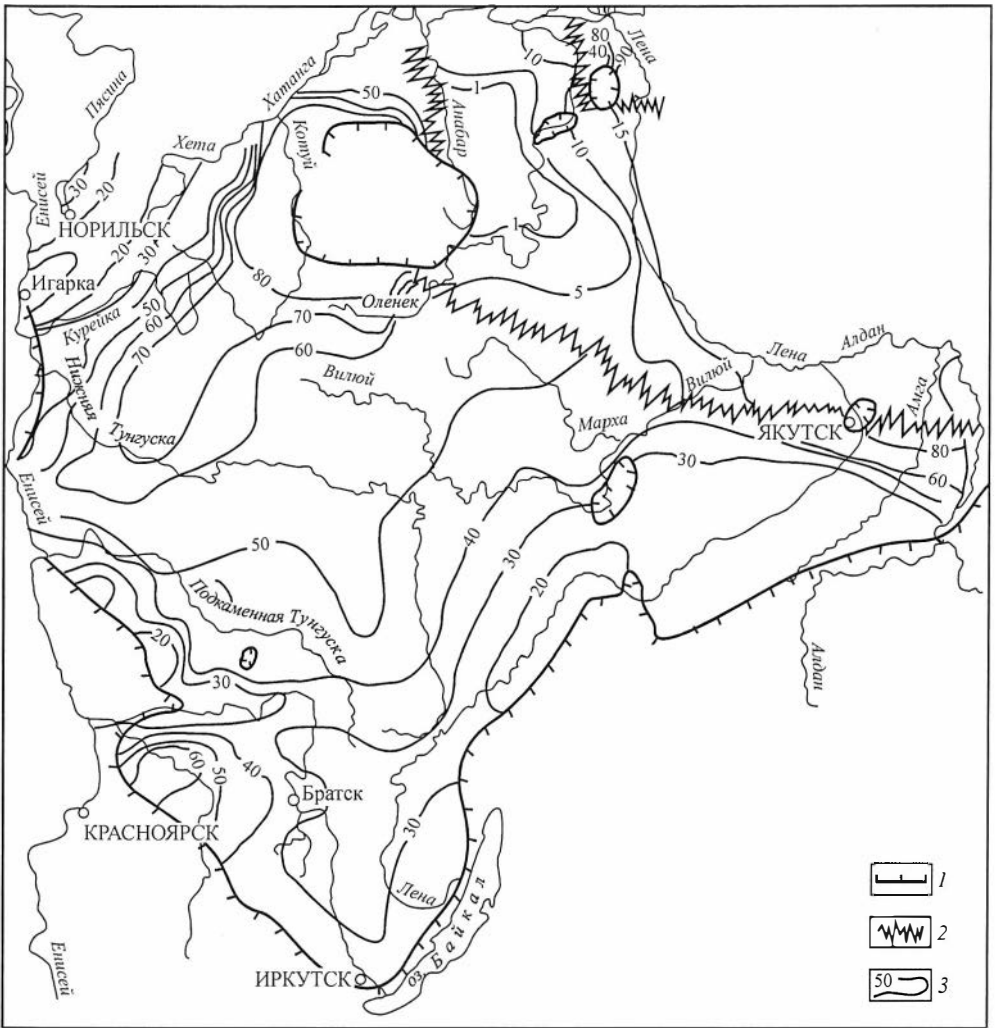


Рис. 20. Диагенетические потери органического вещества в отложениях ленского яруса нижнего кембрия и амгинского яруса среднего кембрия Сибирской платформы (куонамская свита и ее аналоги). Составили Д.И. Дробот, В.М. Евтушенко, Н.Ф. Ивлев, Л.Г. Истомина, С.А. Кашенко, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев:

1 – границы современного распространения отложений ленского и амгинского ярусов; 2 – зона литологического выклинивания отложений куонамского типа; 3 – изолинии диагенетических потерь ОВ (% на $OB_{\text{неч}}$).

ричневую или желто-коричневую окраску, в отраженном свете цвет микрокомпонентов этой группы серый, рельеф низкий. По внешнему виду они напоминают в одних случаях микстинит, в других – гумо- или сапромикстинит. Характерной особенностью РОВ описываемого петрографического состава является низкое содержание в нем водорода (4,0–5,5 %).

Проведенный ранее анализ показал, что такое сапропелевое по природе ОВ, но с микстинитоподобным микрокомпонентным составом и низким содержанием водорода в керогене рассеяно в толщах, накапливавшихся в слабо восстановительных либо окислительных условиях [42, 79, 121]. Концентрация его в породах составляет сотые и десятые доли процента.

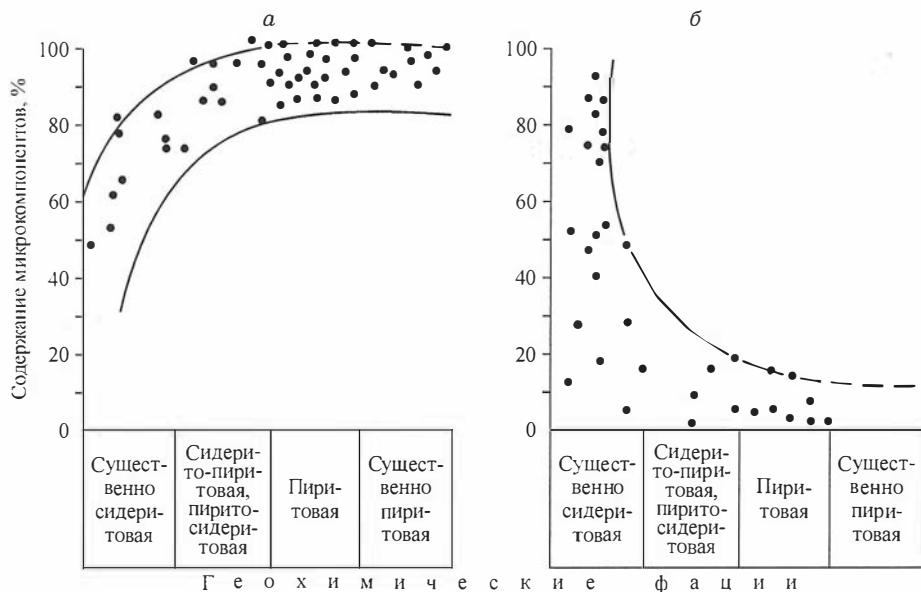


Рис. 21. Зависимость вещественного состава рассеянного органического вещества морских толщ от физико-химической обстановки в осадках (по П.А. Трушкову).

а – микстинит и микстинитоподобные микрокомпоненты желтых и оранжево-желтых с серым оттенком тонов; *б* – микстинит и микстинитоподобные микрокомпоненты желтовато-коричневых, светло-коричневых и других тонов с серым оттенком.

Новые материалы подтверждают правильность такой трактовки. Как видно из рис. 21, построенного по материалам П.А. Трушкова, на профиле геохимических фаций от существенно сидеритовой до существенно пиритовой в морских отложениях в органическом веществе монотонно уменьшается содержание микстинитоподобных микрокомпонентов желтовато-, светло-коричневых и коричневых с серым оттенком тонов и увеличивается роль микрокомпонентов группы альгинита, а также микстинитоподобных микрокомпонентов желтых и оранжево-желтых с серым оттенком тонов.

Одновременно с изменением оптических свойств глубокие превращения в анаэробный этап диагенеза претерпевает и химический состав органического вещества (рис. 22). Эти изменения подробно рассмотрены Л.И. Богородской.

В дебитуминизированной, нерастворимой в хлороформе части органического вещества (НОВ) содержания углерода максимальны (73–80 %) при низких (0,03–0,10) и высоких (0,6–0,7) значениях показателя диагенетической превращенности рассеянного органического вещества и минимальны (70–77 %) при значениях этого показателя в интервале 0,30–0,50.

По-иному меняется концентрация водорода [79, 88, 121]. При малых потерях органического вещества на редуцирующие процессы содержание водорода в НОВ несколько возрастает. Однако затем эта тенденция сменяется на обратную при значениях $a_{дп}$ 0,2–0,3. Чем меньшая доля первоначально захороненного органического вещества переживает диагенез, тем больше оно теряет водорода. С ростом показателя диагенетической превращенности РОВ от 0,20–0,30 до 0,70 концентрация водорода в нем падает от 7–10 до 3–5 %.

Это закономерное снижение содержания водорода в НОВ сапропелевого ОВ по мере роста интенсивности диагенетической переработки впервые отмечалось автором в 1970 г. [79]. Позднее оно подтверждено С.Г. Неручевым, Г.М. Парпаро-

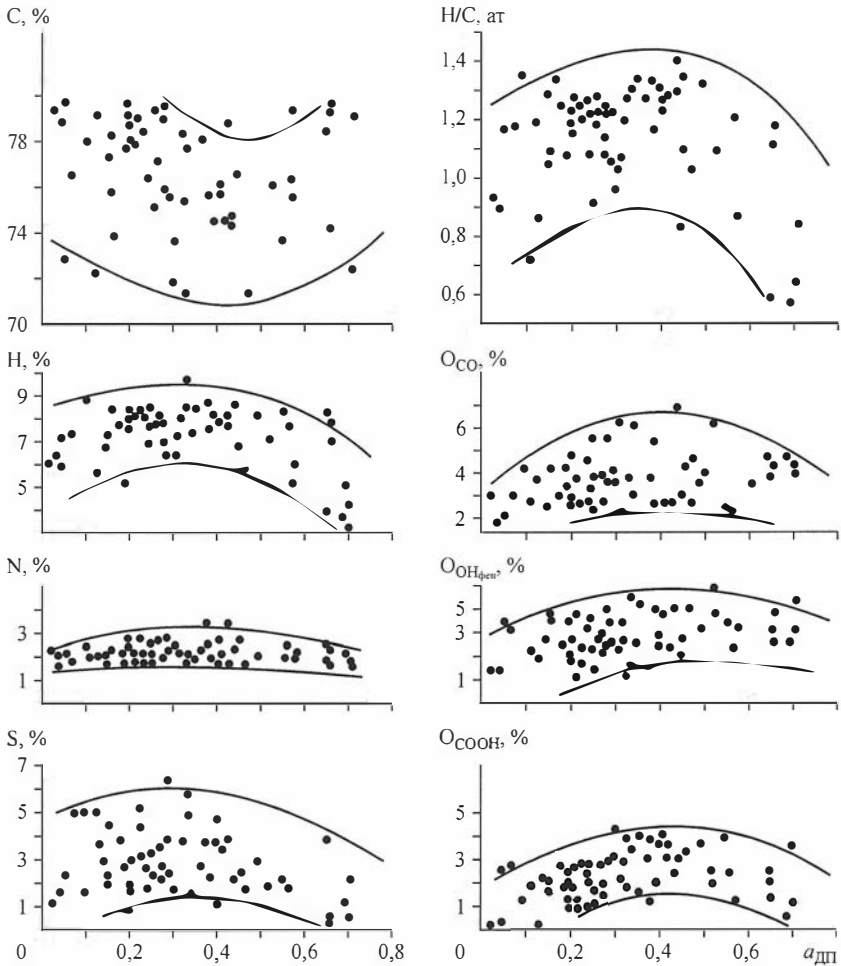


Рис. 22. Зависимость элементного состава сапропелевого рассеянного органического вещества (в % на органическое вещество) в верхнеюрско-неокомских отложениях Западно-Сибирской плиты от показателя диагенетической превращенности органического вещества (по Л.И. Богородской и А.Э. Конторовичу).

вой и др. [131], а также Л.И. Богородской, В.М. Мельниковой и автором [88]. На рис. 23 приведена зависимость между содержанием водорода в НОВ и a_{DP} по данным С.Г. Неручева, Г.М. Парпаровой и др. Она характеризуется коэффициентом корреляции – 0,6. В работе С.Г. Неручева и других рассеяние данных несравненно больше, чем по построениям Л.И. Богородской, В.М. Мельниковой и автора (см. рис. 22). Скорее всего это связано с тем, что в нашей работе объектом изучения была единая толща – морские глины, образовавшиеся из осадков волжского, берриасского и валанжинского веков. В работе С.Г. Неручева с соавторами [131] объект исследования не указан. Видимо, это сводные данные по многим седиментационным бассейнам и осадочным толщам.

Особенно четко изменения в химической структуре НОВ в анаэробную стадию диагенеза фиксируются по величине атомного отношения H/C (см. рис. 22). Максимальные значения H/C характерны для a_{DP} в интервале 0,3–0,5, минимальные – при низких (<0,2) и высоких (>0,5) значениях этого показателя.

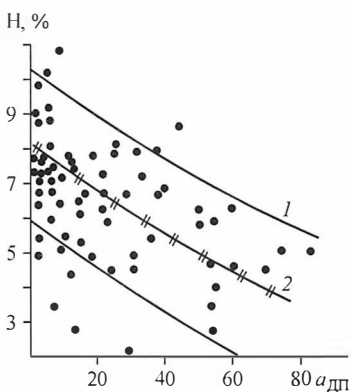


Рис. 23. Зависимость содержания водорода в сапропелевом рассеянном органическом веществе от показателя диагенетической превращенности (по С.Г. Неручеву и др. [131]).

Линии: 1 – минимальных и максимальных, 2 – медианных значений.

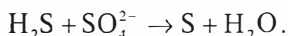
Концентрация гетероатомов в НОВ в зависимости от $a_{дп}$ изменяется по той же схеме, что и концентрация водорода.

Азот в максимальных количествах (1,8–2,6 %) содержится в ОВ средней степени преобразования. В органическом веществе, слабо затронутом диагенезом ($a_{дп} < 0,10$) и глубоко в эту стадию переработанном ($a_{дп} > 0,60$), концентрация азота не превышает 2,0 %.

Кислород в органическом веществе, захоронявшемся в разных геохимических фациях, распределен подобно азоту. При $a_{дп} < 0,10$ его концентрация в НОВ 6–10 %, при $a_{дп}$, равном 0,30–0,40, концентрация кислорода 8–15 % и, наконец, при больших значениях показателя диагенетической превращенности она вновь снижается. Подобно общему кислороду изменяются и его концентрации в составе карбонильных, карбоксильных и фенольных гидроксильных групп (см. рис. 22).

С ростом доли органического вещества, теряемой в диагенезе в интервале значений $a_{дп}$ 0–0,40, содержание серы в органическом веществе растет, достигая во многих случаях 6–7 %. Эта сера, безусловно, имеет минеральную природу и внедряется в ОВ в диагенезе. Ранее уже неоднократно отмечалось, что в морских осадках, надонные воды которых обогащены сульфат-ионом, этот процесс идет более энергично, чем в пресноводных бассейнах [46, 76, 79, 80]. Так, в морских глинах волжского века на Западно-Сибирской плите на подэтапе МК₁ ОВ содержит 4–5 % серы, а в глинах среднеюрской угленосной толщи на том же этапе – 1,0–1,5 %. Имеются данные, что диагенетическое внедрение серы в ОВ особенно усиливается при накоплении карбонатных и сульфатно-карбонатных осадков [187, 188]. Вероятно, параллельно в осадках протекает процесс пиритообразования. Во всяком случае, исходный источник серы и при внедрении ее в органическое вещество, и при пиритообразовании один и тот же – сульфат-ион иловых вод. Процесс этот происходит при активном участии микроорганизмов.

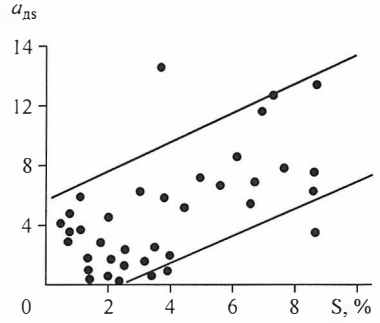
П. Смит [147] предлагает следующую его схему:



И сера, и сероводород, образующиеся при этих реакциях, могут вступить в реакции с органическим веществом.

Однако, как подметили С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова и др. [131], если в осадке имеются свободные окислы железа, то образующийся сероводород в значительной мере расходуется на их восстановление. Поэтому реагировать с ОВ и внедряться в него может только та часть восстановленных сернистых продуктов, которая не расходуется на восстановление окисного железа. В связи с этим авторы полагают, что увеличение сернистости ОВ должно определяться величиной соотношения $S_{орг. исх} / \text{Fe}$. Этот показатель, введенный Н.М. Страховым, С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова и другие [131] предлагают называть показателем диасульфогенеза. В ископаемых морских осадках действительно наблюдается весьма сильная

Рис. 24. Связь между величиной показателя диасульфогенеза (a_{ds}) и содержанием серы в сапропелевом органическом веществе (по С.Г. Неручеву и др. [131]).



положительная корреляционная связь между содержанием серы в ОВ и показателем диасульфогенеза (рис. 24).

Для значений $a_{дп} > 0,5$ содержание серы в НОВ вновь снижается.

Завершая это рассмотрение, уместно отметить, что, несмотря на большое рассеивание точек на графиках, в описанные корреляционные зависимости хорошо укладываются данные по мезозойским отложениям Западно-Сибирской плиты и Вилюйской синеклизы, а также единичные сведения по венду и кембрию Сибирской платформы.

Мы не рассматриваем здесь данные о некоторых других показателях ОВ (выход летучих, содержание углерода), которые, по мнению С.Г. Неручева и его соавторов, изменяются при диагенетических превращениях ОВ, поскольку их связь с $a_{дп}$ характеризуется очень низкими значениями коэффициента корреляции (0,34, 0,21) и вряд ли может быть признана достоверно установленной. Впрочем, быть может, на более однородных коллекциях эти закономерности проявятся более четко.

В зависимости от глубины диагенетических преобразований ОВ изменяется в весьма широких пределах и состав битумоидов в древних толщах (рис. 25) [88].

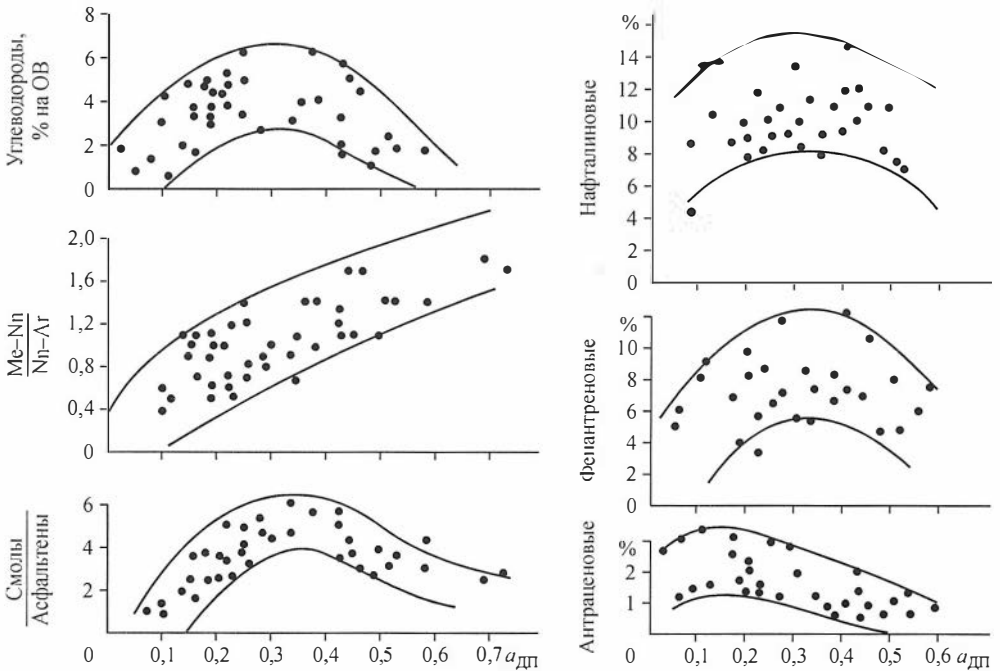


Рис. 25. Зависимость углеводородного и группового состава сапропелевого рассеянного органического вещества в верхнеюрско-неокомских отложениях Западно-Сибирской плиты от показателя диагенетической превращенности органического вещества (углеводороды в % на ОВ, конденсированные ароматические ядра в % на нефтеново-ароматические углеводороды) (по А.Э. Конторовичу и В.М. Мельниковой).

В морских верхнеюрских и валанжинских толщах Западно-Сибирской плиты содержание углеводов в сапротелевом органическом веществе растет от 1–2 до 5–6 %, пока показатель диагенетической преобразованности органического вещества не достигнет 0,3–0,4 %, а затем уменьшится до 1–2 % в зонах, где анаэробные потери органического вещества в диагенезе доводят показатель диагенетической превращенности до 0,5–0,6.

Одновременно меняется углеводородный состав битумоидов. В них по мере возрастания глубины преобразования органического вещества в диагенезе монотонно растет соотношение метаново-нафтеновых и нафтеново-ароматических углеводов от 0,5–0,8 до 1,2–1,7. Изменение концентрации в битумоиде нафтеново-ароматических углеводов сопровождается изменением состава последних. В начале при возрастании доли редуцированного углерода содержание би- и трициклических углеводов в нафтеново-ароматической фракции растет: антраценов до значений показателя диагенетической превращенности, равного 0,10–0,15, нафталинов и фенантронов – до 0,30–0,40. В максимуме их суммарное количество варьирует от 13 до 27 %. При большем расходе органического вещества конденсированность ароматических углеводов вновь падает.

Подобно концентрации углеводов в битумоиде и конденсированных ароматических структур в нафтеново-ароматической фракции, изменяется соотношение смол и асфальтенов. Оно достигает максимума (4–6) при $a_{дп}$, равном 0,30–0,40.

В мезозойских отложениях Вилюйской синеклизы имеют место аналогичные закономерности, однако углеводов в битумоидах этого региона меньше, а степень их алифатичности выше [121].

Интересно сравнить описанные закономерности диагенетических превращений органического вещества в отложениях древних водоемов с закономерностями, установленными для современных осадков.

В современных осадках лучше изучены битумоиды. Установлено, что при наличии восстановительной среды в осадке их состав существенно меняется. В них уменьшается содержание гетероэлементов. В составе асфальтово-смолистых соединений битумоидов в диагенезе, по данным одних авторов, убывает количество смол, по данным других – асфальтенов [12, 26–28, 47 и др.].

Ранее М.М. Колгановой и автором отмечалось, что в древних осадках сколько-нибудь значительные концентрации порфиринов фиксируются лишь в отложениях пиритовой и существенно пиритовой геохимических фаций [121]. Исследование современных осадков также показывает, что пигменты сохраняются лишь в восстановительной среде. В осадках, которые отлагаются при наличии кислорода в иловых растворах, хлорофилла и его производных мало [58].

Таким образом, некоторые тенденции превращений органического вещества в осадках современных и древних мезозойских водоемов бесспорно близки.

Представляется, что описанные выше закономерности диагенетических преобразований сапротелевого органического вещества в морских осадочных толщах объясняются следующим образом.

В условиях, когда анаэробные диагенетические потери ОВ невелики и составляют менее 10–15 % от его исходной массы, в осадках фиксируются все структурные элементы живого вещества.

В осадках, в которых к концу стадии диагенеза потери ОВ составляют 30–50 %, селективное накопление отдельных его фракций фиксируется вполне отчетливо. Вероятно, в этих фациях деструкции подвергаются в первую очередь углеводные и, в меньшей степени, белковые структурные элементы. При этом в НОВ происходит остаточное накопление структурных элементов липидно-липоидной фракции, образующих полимерлипидные комплексы, и, менее четко выраженное, –

аминокислот. Как следствие, роль алифатических структур в НОВ растет, что проявляется в увеличении отношения С/Н, росте содержаний водорода, азота, снижении содержаний углерода. Одновременно фоссилизируемое органическое вещество частично окисляется с образованием, главным образом по периферии молекул, карбоксильных, карбонильных и гидроксильных групп, происходит внедрение в него серы. Следовательно, не весь кислород, освобождающийся при редукции окисного железа и сульфатной серы, расходуется на окисление органического вещества до углекислоты и воды. Часть его внедряется в органическое вещество.

В осадках, где анаэробные потери органического вещества составляют 60–70 %, окислению подвергаются все его структурные элементы. При этом остаточные фоссилизируемые продукты приобретают ароматическую, вероятно, сильно конденсированную, псевдогумусовую структуру. Одновременно меняются оптические параметры органического вещества.

С этих позиций объясняются и особенности состава битумоидов.

К близким выводам пришли С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова и др. Они пишут: “Наблюдаемые изменения в элементарном составе при возрастании диагенетического расхода ОВ от нескольких до 60–80 % показывают, что при анаэробном диагенетическом разрушении сапропелевого ОВ окислялась его фракция, содержащая до 80–82 % углерода, 10–12 % водорода и не более 6–10 % гетероэлементов, т. е. в основном липидная, жировая фракция, а не углеводно-белковый материал... Последний, по-видимому, успевает разрушаться еще в аэробную фазу при седиментации планктона...” [131, с. 973].

В условиях относительно умеренного разрушения органического вещества в диагенезе, когда углеводно-белковая его часть подвергается преимущественно разложению ($a_{\text{дп}} = 0,3-0,5$), происходит относительное увеличение в органическом веществе доли липидной фракции – битумоидов, а в их составе наиболее устойчивых компонентов – углеводородов. При общей алифатизации углеводородной фракции нефтеново-ароматическая их часть обогащается новообразованными би- и трициклическими углеводородами, а в асфальтово-смолистой части битумоидов смолы очень сильно, в 4–6 раз, преобладают над асфальтенами.

В обстановке очень глубокого диагенетического разрушения органического вещества и высоком (>60) проценте его потерь анаэробное разрушение затрагивает и липоидную фракцию. В ней сохраняются лишь наиболее инертные компоненты, падает концентрация углеводородов, а величина соотношения смол и асфальтенов снижается до 1–2. В ходе этого процесса битумоид все более обогащается устойчивыми алифатическими углеводородами, би- и трициклические компоненты конденсируются, вероятно, окисляются и переходят в асфальтово-смолистую часть битумоидов. Роль конденсированных ароматических углеводородов в нефтеново-ароматической фракции снижается.

Таким образом, к началу катагенетической стадии состав сапропелевого по природе органического вещества будет существенно различаться в зависимости от глубины диагенетических превращений, соответственно будет различаться и состав новообразующихся в катагенезе продуктов, соотношение жидких и газообразных углеводородов и т. д., что должно существенно отразиться на условиях формирования месторождений нефти и газа.

Не меньшую роль играет диагенетическая стадия превращения органического вещества в газообразование. Хорошо известно, что при анаэробном биохимическом разложении органического вещества генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных [26–28, 149–152].

Долгое время считалось, что из углеводородных (УВ) газов в диагенезе образуется только метан. Исследования В.В. Вебера, Л.М. Зорькина, С.Н. Левшуновой, Л.В. Чертковой показывают, что при биохимической переработке ОВ в

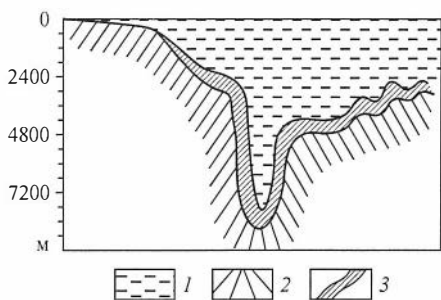


Рис. 26. Схема строения зоны гидратообразования дна Мирового океана (по А.А. Трофимуку, Н.В. Черскому, В.П. Цареву [165]):

1 – вода; 2 – породы; 3 – зона гидратообразования.

морских осадках образуется не только метан, но и углеводородные газы C_2-C_5 , как нормального, так и изостроения, причем интенсивность новообразования углеводородов C_2-C_5 тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда [30]. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов на долю насыщенных УВ C_2-C_5 приходится 13–15 % [100].

Новейшие исследования современных морских осадков Мексиканского и Аденского заливов, Индийского океана и некоторых других районов, выполненные Дж.М. Хантом, показывают, что в стадию диагенеза в осадках в незначительных количествах образуются и некоторые низкокипящие алканы бензиновых фракций, такие как 2- и 3-метилпентан, метилгексан, *n*-гексан, *n*-гептан и метилциклогексан [185].

Появляется все больше фактов, подтверждающих то, что из образующихся на стадии диагенеза углеводородных газов при благоприятных условиях могут формироваться скопления, вероятно, даже крупные и уникальные. Первый, видимо главный, путь аккумуляции биохимических газов в природе – это залежи кристаллогидратов, которые могут образовывать метан, углекислый газ, сероводород в глубоководных осадках морских и пресноводных водоемов, в зонах, где температура на дне ниже 4–5 °С, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность такой консервации углеводородных газов в осадках была теоретически предсказана В.Г. Васильевым, А.А. Трофимуком, Н.В. Черским, В.П. Царевым и др. [31, 165, 166] и позднее подтверждена экспериментально [165]. Расположение зон гидратообразования (ЗГО, по А.А. Трофимуку, Н.В. Черскому, В.П. Цареву на дне Мирового океана) показано на рис. 26. При последующем погружении таких гидратсодержащих осадков в зону катагенеза при увеличении температур гидраты должны разрушаться, а выделяющийся сводный газ аккумулироваться на путях миграции в “обычные” морфологические ловушки, образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи либо рассеиваться [88].

В скоплениях биохимических газов второго типа “ловушкой” для газа при специфическом котловинном типе водоема и большой его глубине могут быть застойные, глубинные слои водной массы. Примером такого газового месторождения может служить оз. Киву в Восточной Африке. Запасы метана в нем превышают 40 млрд м³ [119].

Это позволяет выделить диагенетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана.

3. КАТАГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА. ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

Катагенез – наиболее длительная стадия в геохимической истории осадочных пород в целом и содержащегося в них ОВ в частности.

Две группы процессов являются определяющими для катагенетической стадии в истории ОВ [38, 121]. Первая – это глубокие и направленные изменения физико-химических свойств и химической структуры ОВ, сопровождающиеся

новообразованием большого числа соединений. Вторая, не менее существенная, черта катагенеза – это громадные масштабы миграции вещества, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ. В этом смысле первичная миграция УВ и других продуктов катагенетических превращений ОВ (CO_2 , NH_3 , H_2S и др.) – обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа – неизбежный при благоприятных геологических условиях результат этого процесса.

Главными факторами катагенеза являются температура и давление [7, 37, 121].

Правильно расшифровать сущность катагенетических превращений ОВ в том или ином осадочном бассейне можно, лишь рассматривая последовательно погружающиеся в зоны все более высоких температур и давлений осадочные породы и насыщающие их воду и газы как единую динамическую систему.

Наиболее отчетливо превращения ОВ в зоне катагенеза проявляются в направленном изменении его состава. Чем в более жестких термодинамических условиях находилось ОВ, тем, при прочих равных условиях, выше концентрация в нем углерода, ниже водорода и особенно гетероэлементов: азота, серы и кислорода. Для угля эта закономерность давно известна и хорошо изучена.

Для РОВ и КОВ сапропелевой природы аналогичная закономерность впервые была намечена В.А. Успенским, Ф.Б. Инденбом и др. [68]. В дальнейшем Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Г.М. Парпарова, К.Ф. Родионова, П.А. Трушков, О.П. Четверякова и другие на обширном материале подтвердили наличие этой общей закономерности [80, 116, 121, 127].

В качестве примера на рис. 27–29 приведены зависимости элементного состава НОВ для разных регионов и разных по литологическому составу осадочных толщ.

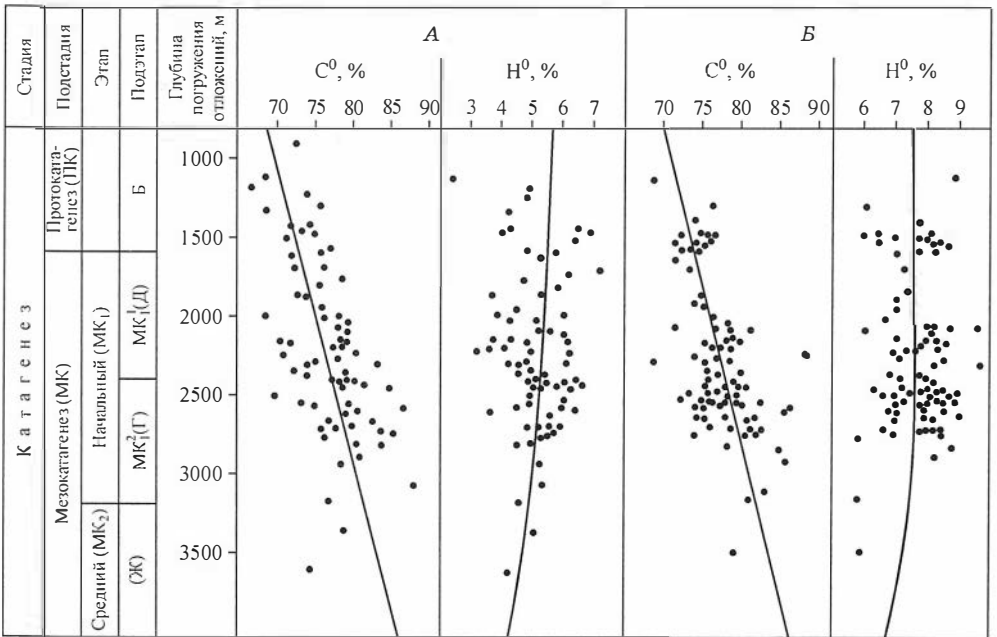


Рис. 27. Изменение элементного состава нерастворимого органического вещества в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты с глубиной в зоне катагенеза (по Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичу, П.А. Трушкову).

Органическое вещество: А – гумусовое и сапропелево-гумусовое, Б – гумусово-сапропелевое и сапропелевое.

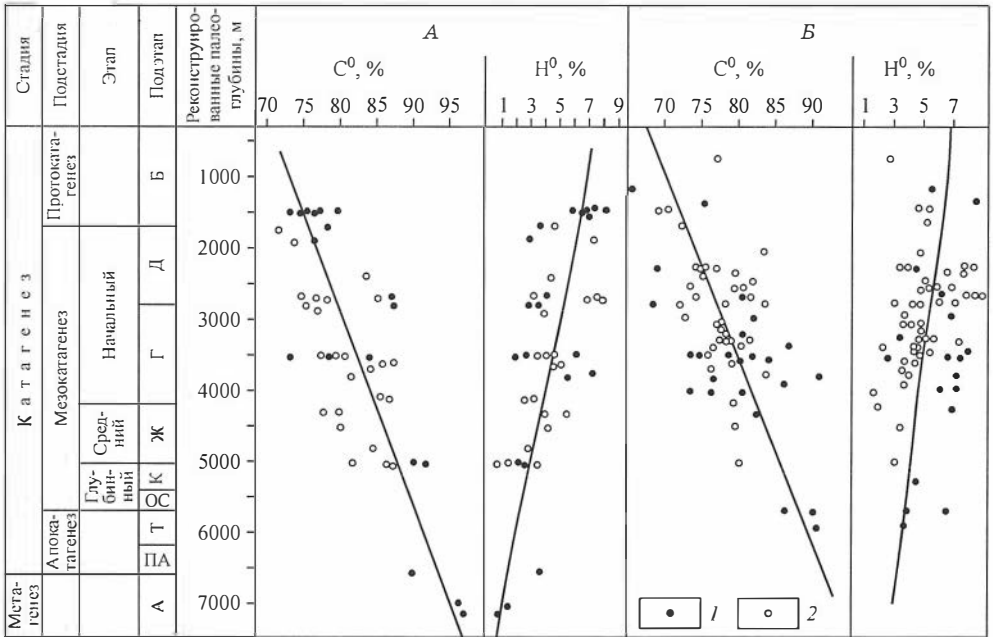


Рис. 28. Изменение элементного состава нерастворимых компонентов сапропелевого рассеянного органического вещества в палеозойских отложениях Сибирской платформы. Составили Л.И. Богородская, С.А. Кащенко, А.Э. Конторович, П.А. Трушков:

А – терригенные и Б – карбонатные отложения. 1 – гумусовое и сапропелево-гумусовое, 2 – сапропелевое и гумусово-сапропелевое.

При общей направленности процессов катагенетических превращений ОВ разных типов между ними имеются и отчетливые различия. Сапропелевое РОВ морских толщ отличается от континентального РОВ гумусового генезиса более высоким содержанием водорода, азота и особенно серы и пониженным содержанием кислорода. Повышенные содержания водорода и азота в сапропелевом РОВ объясняются особенностями состава и фоссилизации исходного живого вещества. Причины повышенного содержания серы обсуждались ранее.

Э. Дегенс обратил внимание на важность изучения химических структур, в которых кислород находится в ОВ, для построения модели структуры молекул этого вещества [56]. До последнего времени для РОВ подобного рода систематические данные отсутствовали. Исследования, проведенные в СНИИГГиМСе, в значительной мере восполнили этот пробел [148]. Результаты этих исследований обобщены Л.И. Богородской и автором [121]]. Баланс кислорода в сапропелевом и гумусовом РОВ в зоне катагенеза показан на рис. 30, из которого видно, что при общей одинаковой схеме изменения отдельные кислородсодержащие группы ведут себя в ОВ разного генезиса по-разному. В частности, в зоне начального мезокатагенеза в гумусовом РОВ кислород различных функциональных групп распределен следующим образом: $O_{CO} > O_{OH, ден} > O_{COOH}$. В сапропелевом РОВ концентрации этих форм кислорода примерно равны, причем $O_{CO} \geq O_{COOH} \geq O_{OH, ден}$. По концентрации в сапропелевом и гумусовом ОВ эти формы кислорода также различаются. В сапропелевом ОВ резко повышено содержание карбоксильного кислорода. Оба типа ОВ зоны протокатагенеза содержат примерно равные количества фенольного и карбоксильного кислорода. В мезокатагенезе в первом несколько

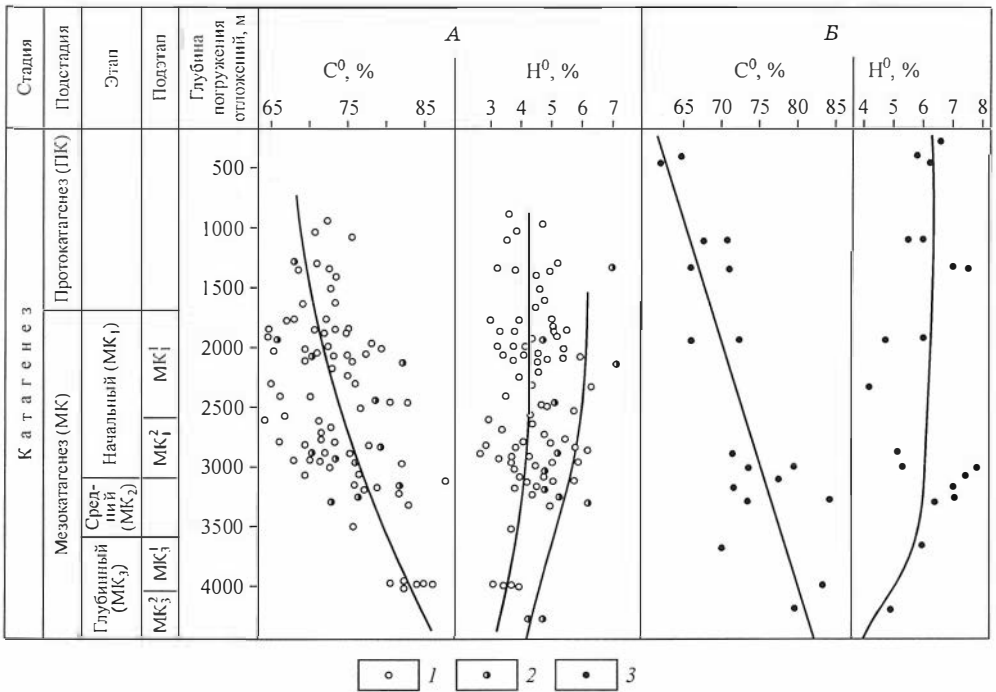


Рис. 29. Изменение элементного состава нерастворимого органического вещества в мезозойских отложениях Туранской плиты с глубиной в зоне катагенеза. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, П.А. Трушков по материалам ВНИГРИ, ИГИР-НИГМ, ВНИГНИ, СНИИГГиМСа:

А – гумусовое и сапропелево-гумусовое органическое вещество в терригенных породах; Б – сапропелевое органическое вещество в терригенно-карбонатных и карбонатных породах. Органическое вещество: 1 – гумусовое и сапропелево-гумусовое, 2 – гумусово-сапропелевое, 3 – сапропелевое.

преобладает фенольный кислород, а во втором (на подэтапе МК₁) – карбоксильный. Из рис. 30 видно, что в сапропелевом ОВ большая часть кислорода (60–70 %) представлена реакционноспособными формами, в гумусовом РОВ и особенно КОВ доля этих форм кислорода относительно невелика.

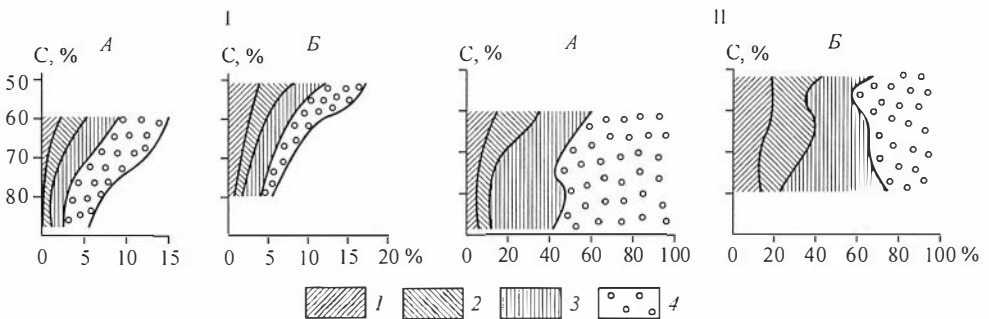


Рис. 30. Баланс кислорода в органическом веществе в зоне катагенеза (по Л.И. Богородской и А.Э. Конторовичу):

I – в процентах на органическое вещество; II – в процентах на кислород. А – гумусовое рассеянное органическое вещество (нерастворимое); Б – сапропелевое рассеянное органическое вещество (нерастворимое). 1 – кислород карбоксильных групп; 2 – кислород фенольных гидроокислов; 3 – кислород карбонильных групп; 4 – кислород невыявленных форм.

Сравнительное изучение в сходных термодинамических либо палеотермодинамических условиях ОВ различных типов, разной степени концентрированности, в разных вмещающих породах позволяет построить генетическую классификацию ОВ. Задача разработки такой классификации была впервые поставлена В.А. Успенским, Ф.Б. Инденбом и др. [68].

Этими же исследователями был указан принципиальный путь построения такой классификации: “Первым этапом в разработке классификации типов органического вещества должно явиться... составление специально для этого предназначенной и соответственно построенной генетической классификации углей (гумусовых и сапропелитовых. – А.К.)” [68, с. 228].

Как же построить такую классификацию для сапропелитовых углей?

“Сравнительное изучение гумусовых углей и приуроченных к ним пачек сапропелитов, явно имеющих ту же степень метаморфизации (катагенетической превращенности. – А.К.), что и вмещающие их гумусовые угли, позволят установить четкие вехи, соединяющие разности сапропелитового и гумусового рядов в рамках одного класса метаморфизма” (с. 236).

Понятно, что в качестве исходных параметров для построения шкалы катагенетических превращений гумусового ОВ может быть использован не только элементный состав органической массы, но и любые другие его характеристики, закономерно изменяющиеся в зоне катагенеза. Наиболее широко из таких характеристик используются отражательная способность и показатель преломления витринита. Они очень удобны для целей классификации по ряду причин. Во-первых, методы их определения сравнительно просты и экспрессны. Во-вторых, поскольку замеры производятся на определенных микрокомпонентах, то к минимуму сводится влияние неоднородности массы ОВ, сразу же сказывающееся на его элементном составе и многих других характеристиках, например на выходе гумусового КОВ и РОВ идентичен, параметры эти могут быть замерены на том и на другом.

Используя сформулированный ими принцип построения классификации катагенетических превращений ОВ и опираясь на данные углехимических анализов, В.А. Успенский и другие на примере гумусовых и сапропелитовых углей Донбасса построили классификацию последних [68].

Первые классификации катагенетических превращений сапропелитового и гумусового РОВ были построены на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты в 1963–1967 гг. А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, Г.М. Парпаровой и П.А. Трушковым [80, 116 и др.]. Этот регион оказался чрезвычайно удобным объектом для построения такого рода классификации. В его разрезе присутствует уникальная по обогащенности сапропелитовым ОВ толща сапропелитовых и сапропелитовых аргиллитов баженовской свиты, подстилаемая и перекрытая субугленосными формациями. В качестве исходного параметра при построении химической классификации гумусового РОВ была принята шкала отражательной способности витринита (табл. 7). Построенная таким образом химическая классификация катагенетических превращений сапропелитового (С) и гумусового (Г) РОВ приведена в табл. 8. И.Д. Поляковой, П.А. Трушковым и автором аналогичные шкалы были построены для

Таблица 7

Шкала катагенетической превращенности гумусового ОВ (по И.И. Аммосову, с изменениями П.А. Трушкова)

Подстадия	Этап	Подэтап	R ^a
ПК			7,0
МК	МК ₁	МК ₁ ¹	7,0–7,7
		МК ₁ ²	7,7–8,4
	МК ₂		8,4–9,1
		МК ₃	МК ₃ ¹
МК ₃ ²	10,0–10,7		
АК	АК ₁		10,7–11,5
	АК ₂		11,5–13,0

Закономерности изменения элементного состава РОВ в катагенезе (средние данные). Составили А.Э. Конторович, П.А. Трушков, Л.И. Богородская, С.А. Кашенко, И.Д. Полякова по материалам СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВНИГНИ, ИГиРГИ, ИГИРНИГМ

Подстадия	Этап	Подэтап	С ⁰									
			Западно-Сибирская плита			Туранская плита				Сибирская платформа		
			Инт. макс. глубин погружения, м	Г, СГ	ГС, С	Инт. макс. глубин погружения, м	Г, СГ	ГС	С	Инт. макс. глубин, м	С	
				глины, аргиллиты			глины, аргиллиты				карбонатные породы	глины, аргиллиты
ПК			<1600	<73,0	<74,0	<1700	<72,0	<71,6	<69,4	<1 150	<74,0	<71,0
МК	МК ₁	МК ₁ ¹	1600–2400	73,0–77,4	74,0–78,0	1700–2600	72,0–77,0	71,6–75,2	69,4–73,6	1150–2250	74,0–78,0	71,0–75,0
		МК ₁ ²	2400–3200	77,4–81,8	78,0–82,2	2600–3100	77,0–80,0	75,2–77,8	73,6–76,0	2250–3400	78,0–82,2	75,0–79,6
	МК ₂	3200–4000	81,0–86,0	82,2–86,2	3100–3600	80,0–85,0	77,8–81,2	76,0–78,4	3400–4500	82,2–86,2	79,8–83,8	
	МК ₃	МК ₃ ¹								4500–5300	86,2–89,0	83,0–86,8
		МК ₃ ²								5300–5850	89,0–91,0	86,8–89,1
АК	АК ₁									5850–6300	91,0–92,5	89,1–90,8
	АК ₂									6300–6700	92,5–94,0	90,8–92,4
	АК ₃									>6700	>94,0	>92,4

Подстадия	Этап	Подэтап	Н ⁰									
			Западно-Сибирская плита			Туранская плита				Сибирская платформа		
			Инт. макс. глубин погружения, м	Г, СГ	ГС, С	Инт. макс. глубин погружения, м	Г, СГ	ГС	С	Инт. макс. глубин, м	С	
				глины, аргиллиты			глины, аргиллиты				карбонатные породы	глины, аргиллиты
ПК			<1600	>5,4	>7,5	<1700	>4,3	>6,2	>6,3	<1150	>6,7	>6,3
МК	МК ₁	МК ₁ ¹	1600–2400	5,4–5,2	7,5–7,4	1700–2600	4,3–4,2	6,2–5,8	6,3–6,2	1150–2250	6,7–5,7	6,3–5,7
		МК ₁ ²	2400–3200	5,2–4,8	7,4–7,2	2600–3100	4,2–4,1	5,8–5,5	6,2–6,1	2250–3400	5,7–4,6	5,7–5,0
	МК ₂	3200–4000	4,8–4,2	7,2–6,5	3100–3600	4,1–3,9	5,5–5,1	6,1–5,7	3400–4500	4,6–3,5	5,0–4,3	
	МК ₃	МК ₃ ¹								4500–5300	3,5–2,7	4,3–3,8
		МК ₃ ²								5300–5850	2,7–2,2	3,8–3,5
АК	АК ₁									5850–6300	2,2–1,8	3,5–3,2
	АК ₂									6300–6700	1,8–1,4	3,2–2,9
	АК ₃									>6700	<1,4	<2,9

юрских отложений Туранской плиты (см. табл. 8). В качестве исходного классификационного параметра для гумусового ОВ здесь также была выбрана отражательная способность витринита (см. табл. 7), широко распространенного в ниже-среднеюрской угленосной толще. Затем на основе классификации гумусового РОВ в ниже-среднеюрских отложениях была построена химическая классификация сапропелевого ОВ в карбонатных и глинисто-карбонатных отложениях келловей–оксфорда этого же региона. Из табл. 8 видно, что по содержанию углерода гумусовое РОВ Западно-Сибирской и Туранской плит на одних и тех же этапах и подэтапах катагенеза различается мало. Водородом гумусовое и сапропелево-гумусовое (СГ) органическое вещество Туранской плиты значительно беднее, чем на Западно-Сибирской плите. Это связано с особенностями ниже-среднеюрских палеоландшафтов обоих регионов. На Западно-Сибирской плите в составе ОВ, рассеянного в отложениях нижней и средней юры, больше сапропелевого материала, и оно меньше фюзенизировано.

Сапропелевое ОВ в сапропелитовых аргиллитах волжского яруса на Западно-Сибирской плите на одинаковых стадиях катагенеза содержит больше на 5–6 % углерода и на 0,8–1,2 % водорода, чем в глинисто-карбонатных и карбонатных породах келловей–оксфорда Туранской плиты. Так, в начале мезокатагенеза в сапропелевых аргиллитах ОВ сосредоточено 74–75 % углерода, в прослоях глин в карбонатных породах – 71–72 %, в карбонатных – 69–70 %. В том же ряду содержание водорода изменяется следующим образом: 7,5–7,4, 6,2–5,8, 6,3–6,2 %. На пониженное при прочих равных условиях содержание углерода в РОВ пород, обогащенных карбонатами, мы обращали внимание и ранее [117].

Разработка шкалы катагенетических превращений ОВ становится особенно сложной задачей при изучении ниже-среднепалеозойских отложений, так как в них отсутствует такой эталонный для этих построений компонент гумусового ОВ, как витринит.

В связи с этим при построении классификации катагенетических превращений сапропелевого ОВ на примере ниже-среднепалеозойских отложений Сибирской платформы за основу взята шкала катагенетических превращений сапропелевого ОВ в глинах Западно-Сибирской плиты (см. табл. 7) [80]. Было принято, что на Западно-Сибирской плите и в ниже-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы сапропелевое ОВ в глинах, где оно содержится в концентрации 2–12 %, карбонизируется в зоне катагенеза одинаково. Для глубинного мезокатагенеза и апокатагенеза градация принята условно с учетом [7]. Из табл. 8 видно, что в этих предположениях сапропелевое ОВ, рассеянное в ниже-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы, дегидрогенизировалось в зоне катагенеза значительно интенсивнее, чем на Западно-Сибирской плите.

Интересно сопоставить характер карбонизации сапропелевого РОВ (0,05–0,5 %) в мезозойских карбонатных толщах Туранской плиты и нижепалеозойских Сибирской платформы. На этой платформе ОВ карбонатных толщ карбонизируется с ростом палеотемпературы значительно интенсивнее, чем на Туранской плите (см. табл. 8). Вероятно, здесь сказывается действие фактора времени, на роль которого обращают внимание ряд отечественных и зарубежных ученых [95–105, 196].

Таким образом, из приведенных выше материалов следует, что и в гумусовом, и в сапропелевом ОВ, и в концентрированных, и в рассеянных их разностях процессы катагенетических превращений идут в направлении карбонизации, в направлении снижения концентрации кислорода, азота, серы, а в мезо- и апокатагенезе – и водорода.

Имеется, однако, и другая точка зрения. Впервые она была высказана С.Г. Неручевым [110, 111], а затем поддержана Д.И. Дроботом, А.Н. Золотовым [57], Г.М. Парпаровой, Е.М. Файзуллиной, А.В. Жуковой [173]. Согласно этим иссле-

дователям, в сапропелевом ОВ возрастает содержание углерода и снижается содержание гетероэлементов лишь до глубин 1900–2000 м. При дальнейшем погружении эта тенденция сменяется на обратную, и в ОВ вновь увеличивается содержание гетероэлементов и, соответственно, снижается содержание углерода. В гумусовом ОВ выход летучих с ростом катагенетических превращений убывает, а в сапропелевом, по С.Г. Неручеву, Г.М. Парпаровой и другим, в интервале 1300–2200 м выход летучих растет и лишь на больших глубинах наблюдается “нормальная” закономерность. Автору уже приходилось выражать сомнение в надежности этой, установленной С.Г. Неручевым и его соавторами, закономерности [121, с. 72–73]. Смущало, однако, то обстоятельство, что С.Г. Неручев с соавторами и геохимики СНИИГГиМСа оперировали при этом данными по одному и тому же региону – Западно-Сибирской плите. Выше мы привели сведения (см. рис. 27) еще по двум регионам – Туранской плите и Сибирской платформе. В них также не удастся установить факта “аномальности” катагенетических превращений сапропелевого ОВ.

Но, вероятно, наиболее объективным в данном случае будет мнение специалистов, не участвующих в этой полемике и не знакомых с ней.

Весьма интересное в этом отношении исследование выполнено в 1974 г. во Франции К. Ле Траном, Дж. Коннаном и Б. Ван-дер-Вайде [188]. Они изучали катагенетические превращения ОВ в карбонатных отложениях нижнего мела и верхней юры юго-западной части Аквитанского бассейна (Западно-Европейская плита). Была изучена коллекция образцов в интервале глубин 2000–6000 м и температур от 20 до 180 °С. В качестве показателя катагенетической превращенности была принята величина C_R/C_T . Не останавливаясь здесь на методике ее определения, отметим, что между общепринятой в углехимии характеристикой углей – выходом летучих V и C_R/C_T – существует следующая зависимость:

$$C_R/C_T \approx 1 - V.$$

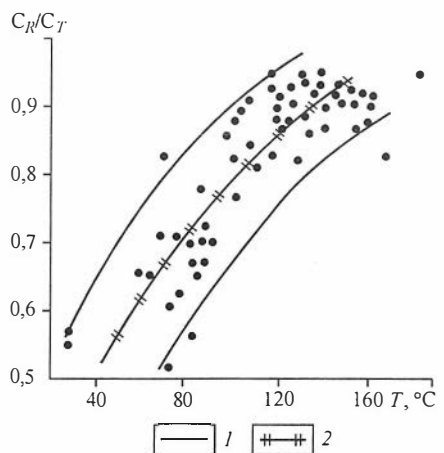
Значит, с ростом V величина C_R/C_T убывает и наоборот. Зависимость C_R/C_T в сапропелевом ОВ из карбонатных пород Аквитанского бассейна от температуры вмещающих пород показана на рис. 31. С ростом температуры C_R/C_T в изученном этими исследователями сапропелевом ОВ монотонно растет и, следовательно, выход летучих также монотонно убывает. Именно такая картина, как хорошо известно, наблюдается и в гумусовом ОВ.

Б. Дюран и Дж. Эспиталье и другие изучили в 1972 г. изменение с глубиной максимального погружения состава НОВ сапропелевых тоарских глин Парижского бассейна [183]. Они также пришли к выводу, что при погружении осадочных пород происходит непрерывная карбонизация рассеянного в них ОВ.

Б. Тиссо в 1973 г. рассмотрел эволюцию ОВ при погружении осадочных толщ в зависимости от его исходного типа [198].

Рис. 31. Зависимость показателя катагенетической превращенности органического вещества (C_R/C_T) от температуры вмещающих отложений в карбонатных породах верхней юры и нижнего мела Аквитанского бассейна (по К. Ле Трану [188]).

Кривые: 1 – минимальных и максимальных значений; 2 – средних значений.



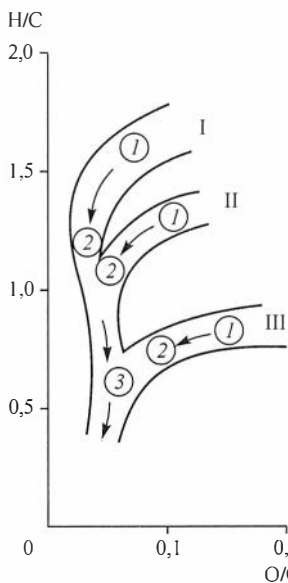


Рис. 32. Закономерности изменения элементного состава органического вещества (отношения даны в атомных процентах) в зоне катагенеза (по Б. Тиссо [191]).

Органическое вещество: I – бентосогенное, II – планктогенное, III – гумусовое. Последовательность 1 → 2 → 3 соответствует возрастанию катагенетической превращенности.

В качестве классификационных параметров он взял атомное отношение Н/С и О/С (рис. 32). Б. Тиссо различает три типа ОВ. Первый – это бентосогенное ОВ, второй – планктогенное ОВ (типа тоарских сланцев Парижского бассейна и силура Сахары), третий – гумусовое ОВ¹. Из рис. 32 видно, что эти три типа ОВ на начальных стадиях катагенеза (1) по-разному обогащены водородом и, соответственно, отношение Н/С в них равно 1,5–1,7; 1,3–1,4 и 0,7–0,8. С ростом катагенетических превращений (1 → 2 → 3) сначала быстро убывает величина отношения О/С и медленно Н/С, а затем при относительно постоянном показателе О/С резко убывает Н/С. К аналогичным выводам относительно закономерностей изменения химического состава ОВ в катагенезе пришел Р. Майнхольд [190].

Все эти, как и приведенные выше, материалы сибирских исследователей подтверждают, что сапропелевое РОВ претерпевает катагенетические превращения по той же схеме, что и гумусовое.

Имеются, однако, данные, что при направленном монотонном изменении в зоне катагенеза элементного состава ОВ и выхода летучих химическая структура ОВ, по крайней мере гумусового, изменяется более сложным образом. Наиболее четко это фиксируется по парамагнитным свойствам гумусового ОВ. Соответствующие материалы опубликованы В.П. Даниловой, В.М. Диндойн и автором [86, 121].

В керогене гумусового РОВ количество парамагнитных центров изменяется от $0,64 \cdot 10^{19}$ до $5,97 \cdot 10^{19}$ пмц/г (рис. 33). На кривой изменения количества парамагнитных центров с глубиной катагенетических превращений в гумусовом РОВ на фоне общей тенденции к росту количества парамагнитных центров отчетливо

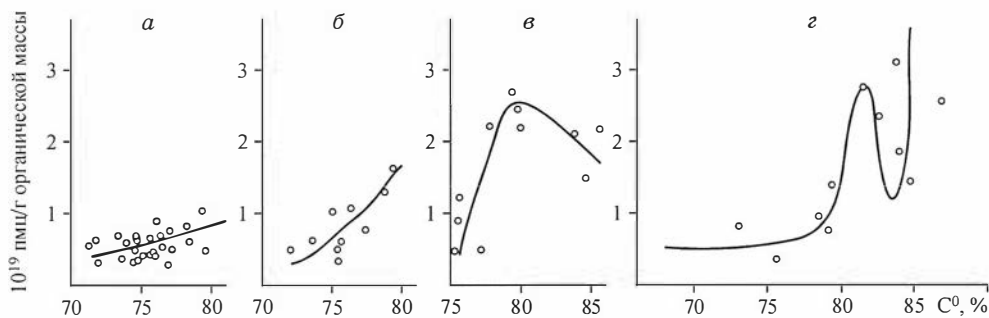


Рис. 33. Изменение парамагнитных свойств рассеянного органического вещества в зоне катагенеза (по В.П. Даниловой, А.Э. Конторовичу):

a – сапропелиты; б – гумито-сапропелиты; в – сапропелито-гумиты; з – гумиты.

¹ Нами употреблена терминология, принятая в СССР.

выявляются два максимума; один на подэтапе $МК_1^2$, а второй – на $МК_1^3$. Аналогично изменяются парамагнитные свойства гумусовых углей. В сапропелево-гумусовом ОВ, изученном лишь на этапах начального и среднего мезокатагенеза, максимальное количество парамагнитных центров ($2,72 \cdot 10^{19}$ пмц/г) отмечается при С, равном 74–75 %. Аналогичные закономерности в изменении парамагнитных свойств в катагенезе, как было показано нами ранее, наблюдаются и в гумусовых углях [121]. Это подтверждается не только нашими данными, но и аналитическими материалами, опубликованными Х.Л. Ретковским и другими по углям США [195]. Факт значительного уменьшения количества парамагнитных центров в углях на стадии Ж ($МК_2$) отмечал и Ю.Б. Тютюнников. К сожалению, и до сих пор существует мнение, что парамагнитные свойства углей с ростом их катагенетической превращенности меняются однонаправленно.

В сапропелево-гумусовом и сапропелевом ОВ на подэтапах $МК_1^1$ и $МК_1^2$ фиксируется монотонное возрастание количества парамагнитных центров, причем чем больше в ОВ роль сапропелевого материала, тем слабее проявляется эта тенденция.

Значит, по крайней мере, в гумусовом ОВ на фоне плавной карбонизации парамагнитные его свойства монотонно не меняются. Существует точка зрения, что парамагнитные свойства углей связаны с дефектами в конденсированной ароматической структуре, которых тем больше, чем выше степень конденсации. Если принять эту точку зрения, то приходится признать, что на этапе $МК_2$ и подэтапе $МК_3^2$ происходит глубокая перестройка химической структуры гумусового ОВ, приводящая к временной частичной деконденсации его ароматических структур [86, 121]. На такое разрыхление внутренней структуры углей на этапе $МК_2$ (стадия Ж) ранее обращала внимание О.И. Гаврилова [39].

Имеют ли место аналогичные явления в сапропелевом ОВ, пока не ясно. В ходе катагенетических превращений ОВ в нем изменяются количество и состав битумоидов.

Возможность новообразования битумоидов в составе ОВ под действием температуры и давления допускал, по-видимому, еще И.М. Губкин, когда писал о битуминизации ОВ [49, с. 337]. В последующем, однако, эта идея, по-видимому, была оставлена. Во всяком случае, в работах Н.Б. Вассовича [17], В.А. Успенского, О.А. Радченко [68, 136], вышедших в конце 1950-х годов, нигде не идет речь о возможности новообразования битумоидов в составе ОВ в зоне катагенеза. О.А. Радченко наиболее отчетливо выразила эту мысль. В 1959 г. она писала: “Изучение метаморфического ряда гумусовых углей показывает, что в ходе метаморфизма не только не происходит новообразования битуминозных компонентов..., но, напротив, количество их уменьшается” [136, с. 327]. И далее: “...Изменение битуминозных компонентов в процессе метаморфизма показывает, что это изменение представляет собой не образование углеводородов за счет смол и асфальтенов и тем более керогенного вещества пород, а за счет остаточного накопления более устойчивых компонентов и полимеризационной конденсации асфальтово-смолистой части, приводящей к переходу ее в нерастворимое состояние” [Там же].

Впервые, насколько известно автору, достоверный материал, позволивший вернуться к гипотезе о возможности образования битумоидов в катагенезе, опубликовал в 1962 г. Д.М. Хант [175]. Он изучал изменение содержания УВ в глинах и аргиллитах в зависимости от их плотности. Исходя из гипотезы, что углеводороды из материнских пород должны эмигрировать с отжимаемыми при уплотнении седиментационными водами, он считал, что “при допущении постоянства других факторов более плотные породы, содержащие меньше воды, должны были бы содержать и меньше нефти” [175, с. 57].

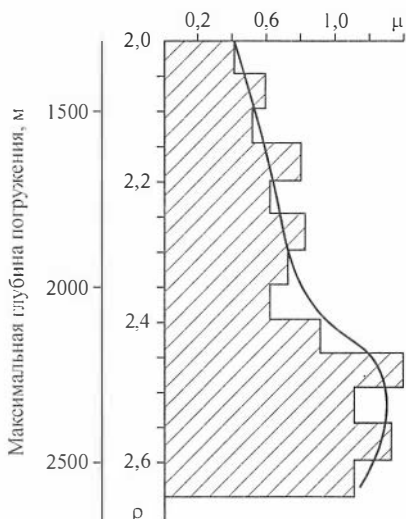


Рис. 34. Изменение содержания углеводов в органическом веществе в глинах и аргиллитах в зависимости от плотности глины и максимальной глубины погружения (по Д.М. Ханту [175] с дополнениями); ориентировочные глубины максимального погружения реконструированы А.Э. Кошторовичем.

В несколько измененном виде реально наблюдаемая Д.М. Хантом зависимость показана на рис. 34. Ориентировочная шкала максимальных глубин погружения дорисована автором. К удивлению Д.М. Ханта, реально установленная зависимость между содержанием углеводов в ОВ и степенью уплотнения материнских пород оказалась иной.

“Вопреки ожиданиям, — пишет он, — наблюдается увеличение содержания углеводов с увеличением плотности пород... Эти изменения наводят на мысль, что углеводороды могут образоваться в более плотных и глубже залегающих породах” [175, с. 57]. Однако, судя по библиографии, эти материалы и весьма осторожные предположения Д.М. Ханта остались незамеченными.

В 1964 г. возрастание битумоидного коэффициента в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты с глубиной отмечалось Ф.Г. Гурари, Н.П. Запиловым, И.И. Нестеровым [53]. Природу этого явления они не обсуждали.

В выполненной позже работе [66, с. 11] автор также отметил, что “в ходе метаморфизма органического вещества изменяются количество и состав битумоидов в нем. Основная тенденция в изменении битумоидов по разрезу по мере нарастания метаморфизма органического вещества состоит в увеличении их роли в составе рассеянного органического вещества (от 2–3 до 12–13 %)¹, в возрастании содержания хлороформенного экстракта в битумоиде (от 21–22 до 73–78 %) и, наконец, в потере хлороформенным экстрактом гетероэлементов (N + O изменяется от 15 до 6–7 %) и накоплении за их счет в его составе углерода (от 73 до 82 %).

Градиент изменения всех этих величин резко возрастает при переходе от длиннопламенной стадии метаморфизма органического вещества к газовой”.

Поскольку при катагенетических превращениях ОВ теряет значительное количество новообразованных жидких (H₂O) и газообразных (CO₂, CH₄, NH₃) продуктов, можно предположить, что увеличение количества битумоидов в ОВ связано с остаточным их накоплением (см., например, [174]). Для оценки роли этого эффекта Е.А. Рогозина и автор выполнили в 1967 г. расчеты возможного увеличения битумоидов в ОВ в связи с потерей ОВ летучих продуктов катагенетических превращений [80]. “Оказалось, — писали эти авторы, — что при переходе от стадии B₂ до ГЖ сапропелевое органическое вещество теряет 33 % своего первоначального веса. На этих же стадиях метаморфизма битумоидный коэффициент увеличивается от 3 до 11 %. Легко показать, что за счет остаточного накопления битумоидов битуминозность органического вещества могла возрасти лишь до 4,47 %. Остается предположить, что при метаморфизме органического вещества происходит новообразование битумоидов за счет керогенной его части” [80, с. 14].

¹ Речь идет о сумме хлороформенного и спиртобензольного экстрактов.

Можно построить математическую модель процессов, контролирующих концентрацию битумоидов в ОВ на разных этапах катагенеза.

В начале этого раздела уже подчеркивалось, что количество и состав битумоидов в ОВ при прочих равных условиях зависят от соотношения скоростей новообразования и эмиграции битумоидов. Рассмотрим это соотношение [38, 79].

Пусть в точке M , находящейся в момент времени t на глубине h , содержится N_h органического вещества, его битумоидный коэффициент равен β_h . За время Δt точка погрузится на глубину Δh . При этом произойдет новообразование битумоидов в количестве, пропорциональном первоначальному содержанию керогена в органическом веществе,

$$b_h = k_h(1 - \beta_h)N_h\Delta h. \quad (6)$$

За это же время часть битумоидов, равная $b_{эм} = k_{эм}\beta_h N_h\Delta h$, эмигрирует.

Если на глубине h в точке M было $b_h = \beta_h N_h$ битумоида, то на глубине $h + \Delta h$ его стало $b_h + \Delta b = \beta_h N_h + k_h(1 - \beta_h)N_h\Delta h - k_{эм}\beta_h N_h\Delta h$. Легко показать, что

$$\frac{d\beta}{dh} = k_h(1 - \beta) - k_{эм}\beta. \quad (7)$$

Из последнего выражения следует, что битумоидный коэффициент растет с глубиной, когда

$$\frac{d\beta}{dh} > 0, \quad k_h(1 - \beta) > k_{эм}\beta, \quad (8)$$

и падает, когда

$$\frac{d\beta}{dh} < 0, \quad k_h(1 - \beta) < k_{эм}\beta. \quad (9)$$

Изменение битумоидного коэффициента и состава битумоидов с глубиной, логически вытекающее из развитых выше представлений, действительно имеет место в природе. Выше мы привели первые по времени факты, на основе анализа которых была развита эта концепция. Она подтверждена на примере многих седиментационных бассейнов. В этом разделе мы ограничимся лишь анализом материалов, когда $d\beta/dh > 0$. Важно, однако, подчеркнуть, что такие построения имеют смысл в случае, если они выполнены для монофациальных и по возможности хорошо выдержанных объектов с одинаковым типом ОВ и мало изменяющимся содержанием $C_{орг}$ (см., например, [38, 117, 121]). Ниже рассматриваются лишь примеры, где эти условия были выдержаны.

Примеры зависимости величины битумоидного коэффициента глинистых пород от максимальной глубины их погружения приведены на рис. 35.

В тоарских сапропелевых глинах Парижского бассейна, изученных до глубины 2500 м, битумоидный коэффициент непрерывно растет. В сапропелевых и сапропелитовых глинах баженовской свиты (J_3vlg) на Западно-Сибирской плите и в меловых морских глинах того же региона максимальные значения битумоидного коэффициента фиксируются на глубинах 2500–2700 м. Судя по данным, опубликованным Н.Б. Вассоевичем и др. (Западное Предкавказье) и А.М. Акрамходжаевым (Ферганская впадина), в палеогеновых отложениях максимум битумоидного коэффициента достигается на больших глубинах (3000–3500 м).

Ранее подчеркивалось влияние диагенетических превращений ОВ на его последующую геохимическую историю. Е.С. Ларской [95] на примере аргиллитов и глин рифея и венда Московской синеклизы удалось показать, что между

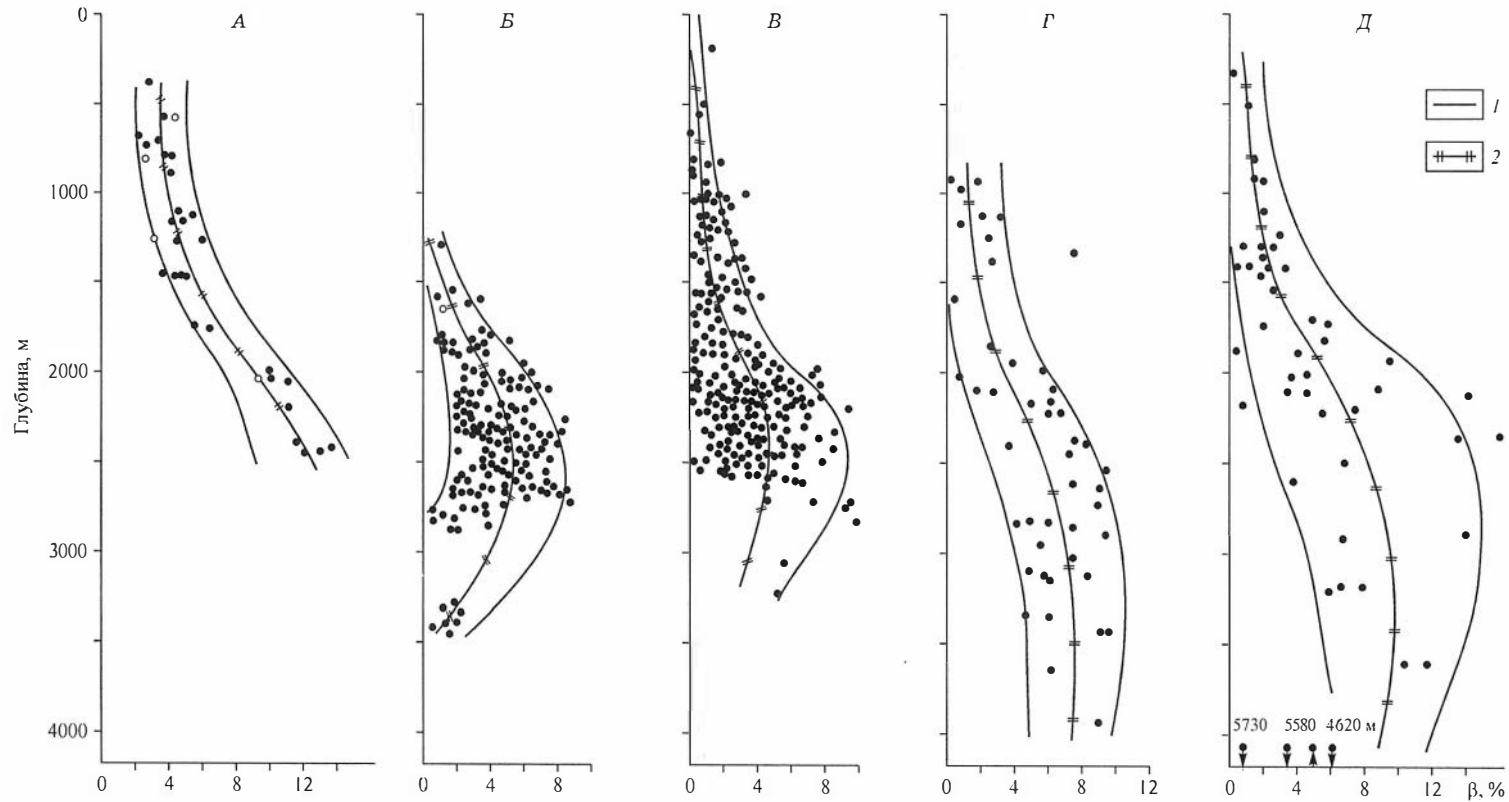
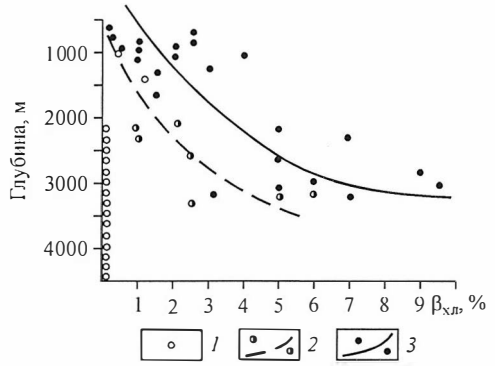


Рис. 35. Зависимость битумоидного коэффициента (β) в глинах и аргиллитах от максимальной глубины погружения в морских терригенных формациях (сапропелевое органическое вещество):

А – тоарские сапропелевые глины Западно-Европейской платформы (Парижский бассейн), по Б. Тиссо и др. [191]; *Б* – волжско-берриасские сапропелевые глины Западно-Сибирской плиты, по А.Э. Конторовичу и др. [38, 79] с дополнениями; *В* – меловые отложения ($C_{орг} = 0,5-0,7\%$) Западно-Сибирской плиты, по А.Э. Конторовичу и др. [38, 79] с дополнениями; *Г* – майкопские отложения Скифской плиты (Западное Предкавказье), по Н.Б. Вассоевичу, Ю.И. Корчагиной и др. [122]; *Д* – палеогеновые отложения Ферганской впадины, по А.М. Акрамходжаеву и др. [2]. Линии минимальных и максимальных (1) и медианных (2) значений.

Рис. 36. Изменение битумоидного коэффициента с глубиной в отложениях рифея и венда Московской синеклизы (по Е.С. Ларской [95] с изменениями).

Геохимические фации: 1 – существенно окисная, окисная и сидерито-окисная; 2 – сидеритовая и существенно сидеритовая; 3 – сидерито-пиритовая и пиритовая.



уровнями диагенетической превращенности ОВ и интенсивностью новообразования битумоидов в катагенезе установлена достаточно четкая зависимость (рис. 36). В ОВ, которое захоронялось в осадках с преимущественно окислительной средой, в катагенезе новообразование битумоидов не происходит и битумоидный коэффициент не растет. В ОВ, захоронившемся в осадках с нейтральной, слабо восстановительной и восстановительной средой, в катагенезе происходит новообразование битумоидов тем интенсивнее, чем меньше подвергалось ОВ анаэробному окислению [95].

В карбонатных толщах при погружении осадочных толщ битуминозность рассеянного в них ОВ также возрастает (рис. 37, 38).

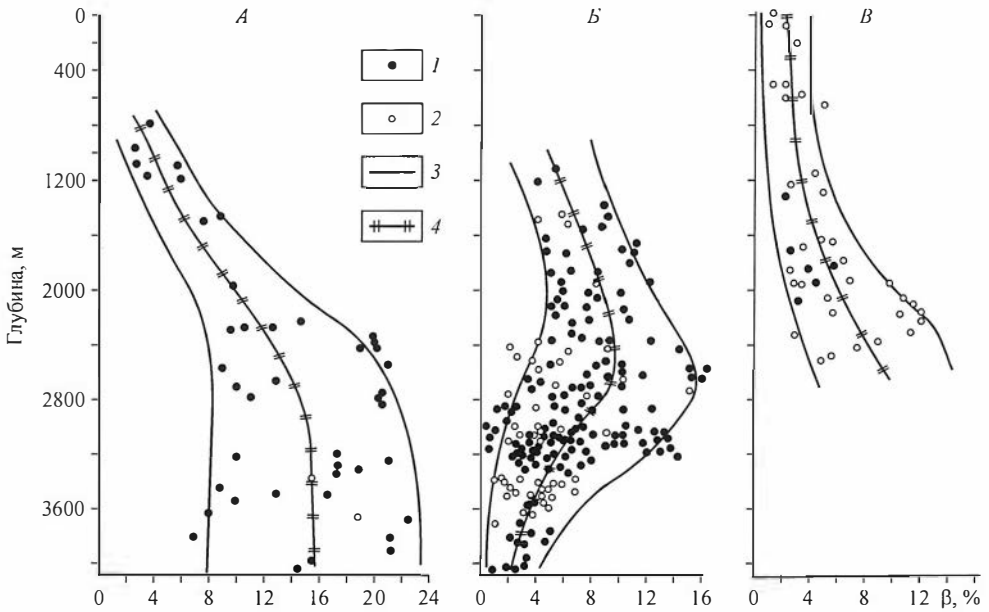


Рис. 37. Зависимость битумоидного коэффициента в терригенно-карбонатных и карбонатных породах от максимальной глубины погружения в морских карбонатных формациях (сапропелевое органическое вещество):

А – позднедокембрийские и кембрийские отложения Сибирской платформы (Западное Прианабарье), по С.А. Кашенко, А.И. Ларичеву, В.М. Евтушенко и др. [71]; Б – позднедокембрийские и кембрийские отложения юга Сибирской платформы, по Д.И. Дроботу [57]; В – келловей-оксфордские отложения западной части Туранской плиты, по А.К. Каримову [69]. 1 – известняки и доломиты; 2 – мергели и известковистые глины; 3 – линии максимальных и минимальных, 4 – медианных значений.

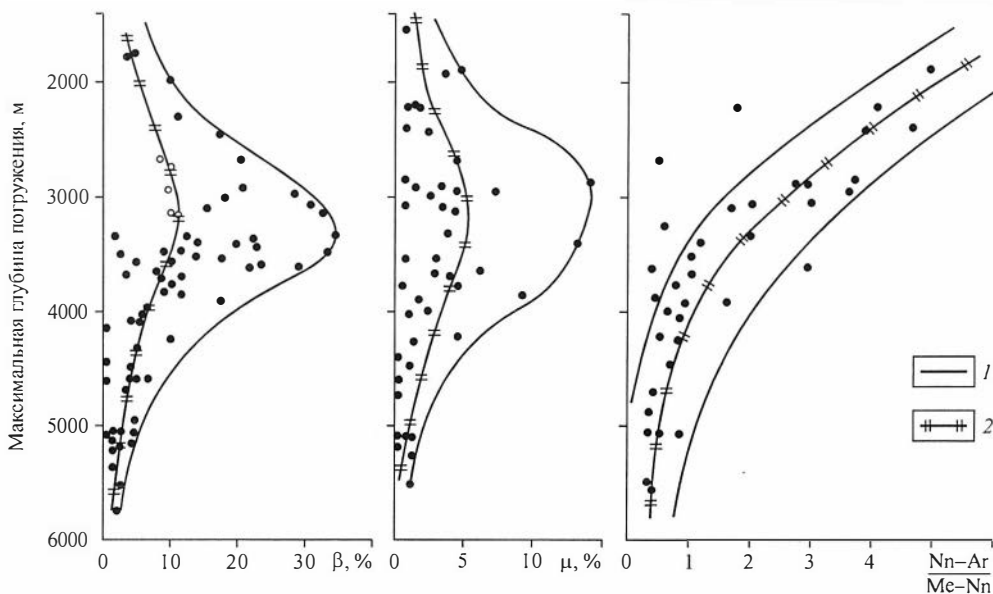


Рис. 38. Зависимость содержания битумоидов, углеводородов в органическом веществе и отношения нафтенно-ароматических углеводородов к метаново-нафтовым в карбонатных породах верхней юры и нижнего мела Аквитанского бассейна, по К. Ле Трану и др. [188].

Линии: 1 – минимальных и максимальных, 2 – медианных значений.

На Сибирской платформе в отложениях позднего докембрия и нижнего кембрия Западного Прианбарья (данные С.А. Кашенко, В.М. Евтушенко, А.И. Ларичева, Н.Ф. Ивлева, Б.Б. Шишкина) битумоидный коэффициент достигает максимума на глубинах 3500–3600 м [71]. На юге платформы, в пределах Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы наибольшее значение битумоидного коэффициента (данные Д.И. Дробота) отмечено в породах, максимальные глубины погружения которых были 2600–3000 м [57]. Для этих районов максимальные глубины были реконструированы.

В связи с этим особый интерес представляют материалы по бассейнам, где современные глубины погружения отложений близки к максимальным. А.К. Каримов изучил (см. рис. 37) закономерность изменения битумоидного коэффициента с глубиной в карбонатах и мергелях келловей–оксфорда на Туранской плите [69]. По его данным, битумоидный коэффициент в этой толще монотонно растет по мере роста мощности перекрывающих отложений.

Чрезвычайно интересные материалы опубликованы К. Ле Траном и другими об изменении содержания битумоидов и УВ в ОВ, рассеянном в верхнеюрских и меловых известняках Аквитанского бассейна (см. рис. 38). В этих толщах битумоидный коэффициент достигает максимальных значений на глубинах 3400–3800 м при температурах 100–120 °С [188].

На примере трех плит Урало-Сибирской молодой платформы, а также Ферганской впадины изучено распределение битумоидов в ОВ в угленосных толщах с гумусовым РОВ (рис. 39).

На Западно-Сибирской (данные А.С. Фомичева и автора [38, 79]) и Туранской (данные А.М. Акрамходжаева [1]) плитах максимальные значения битумоидного коэффициента наблюдаются на глубинах 2500–3000 м, а на Скифской (данные Б.А. Шестопала) – на глубинах 3400–3500 м [179].

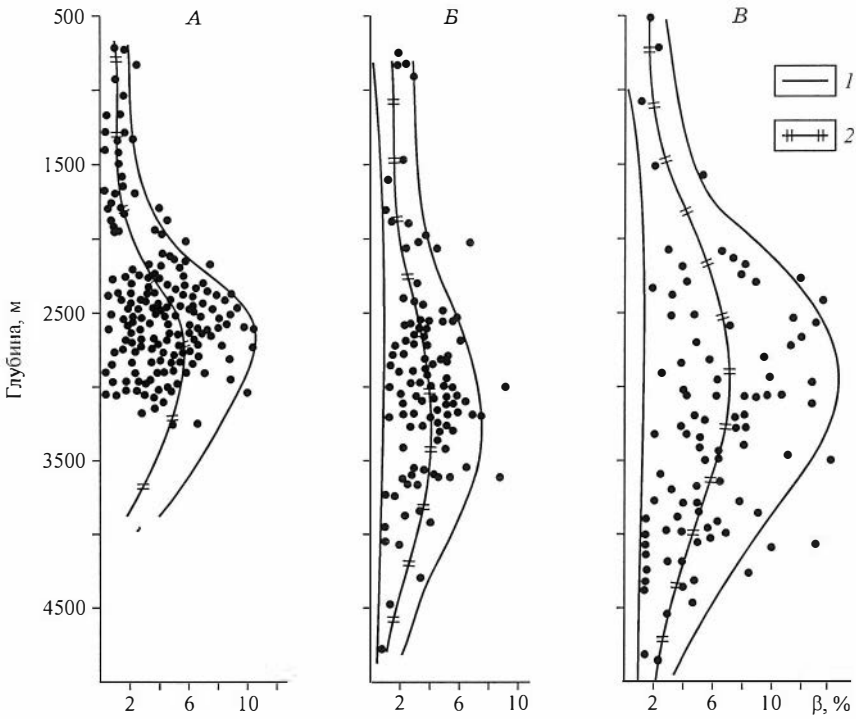


Рис. 39. Зависимость битумоидного коэффициента в глинах и аргиллитах от максимальной глубины погружения в отложениях угленосных формаций (гумусовое и сапропелево-гумусовое органическое вещество):

А – меловые и ниже-среднеюрские отложения Западно-Сибирской плиты, по А.Э. Конторовичу и др. [38, 79]; *Б* – нижнемеловые отложения западной части Скифской плиты (Равнинный Крым), по Б.А. Шестопалу [179] с изменениями; *В* – нижнемеловые отложения восточной части Туранской плиты и Ферганской впадины, по А.М. Акрамходжаеву [1]. Линии максимальных (1) и минимальных (2) значений.

На примере угленосных бассейнов Западной и Средней Сибири В.П. Данилова изучила закономерности изменения битумоидного коэффициента в гумусовых РОВ и КОВ во всем диапазоне его превращений в зоне катагенеза [85, 121]. Эти исследования показали (рис. 40), что в гумусовом РОВ количество битумоидов монотонно растет под действием факторов катагенеза от 0,9–1,0 % в самом начале МК до 2,72 % в середине подэтапа $МК_1^2$, а затем снижается до 0,55 % в конце АК. Нисходящая ветвь этой кривой осложняется двумя менее значительными максимумами в середине этапа $МК_2$ и в конце подэтапа $МК_3^1$.

Интересные данные получены при сравнении изменения парамагнитных свойств РОВ и битумоидного коэффициента с ростом катагенетической превращенности. Первые максимум и минимум в изменении обоих параметров в зоне катагенеза совпадают. Однако следующие два максимума парамагнитных свойств – на подэтапах $МК_3^1$ и $АК_1$ совпадают с минимумами битумоидного коэффициента.

Построив геохимико-математическую модель первичной миграции битумоидов из глинистых материнских пород (см. далее), А.А. Трофимук и А.Э. Конторович [164] показали, что образцы с автохтонными битумоидами, характеризующиеся максимальными при прочих равных условиях значениями битумоидного коэффициента (линии “максимальных значений” на рис. 35, 37–39), отобраны в точках, из которых эмиграция битумоидов была минимальной. К близким выводам на основании качественной модели пришел С.Г. Неручев [110]. Эти модели

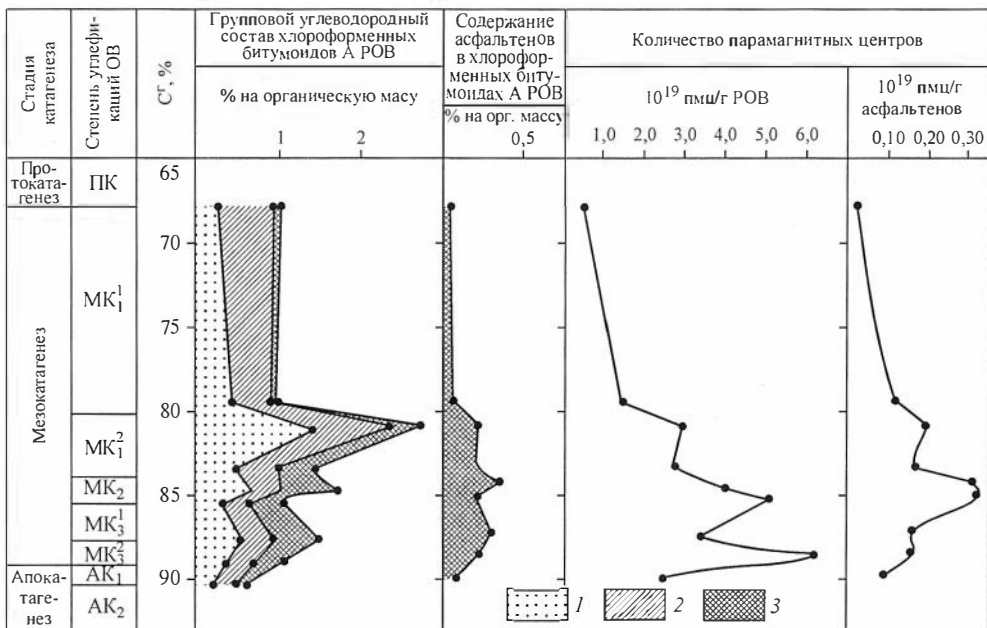


Рис. 40. Изменение состава хлороформенных битумоидов А и количества парамагнитных центров в керогене и асфальтенах гумусового ОВ в зоне катагенеза:

1 – углеводороды; 2 – сумма смол; 3 – асфальтены.

были использованы в ряде работ В.С. Вышемирским, Д.И. Дроботом, И.А. Зеличенко, А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком, А.С. Фомичевым, К.А. Черниковым и другими при изучении химических превращений ОВ и его битуминозной части под действием температуры и давления со снятым влиянием процессов эмиграции битумоидов из материнских пород [38, 57, 79, 177 и др.].

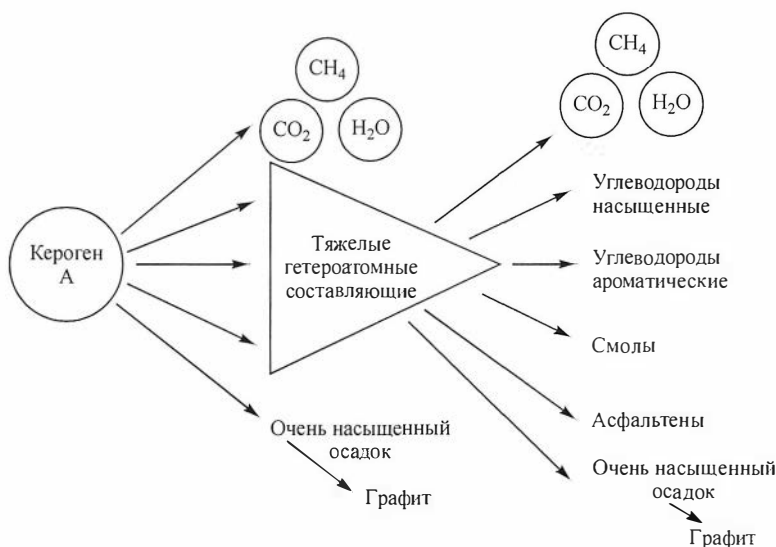


Рис. 41. Схема катагенетических превращений органического вещества, по Б. Тиссо, Р. Пеле [304].

Б. Тиссо и Р. Пеле предложили следующую кинетическую схему превращений ОВ в зоне катагенеза под действием температуры и давления [163]. Пусть в ходе превращений ОВ (А) новообразуются тяжелые гетероатомные соединения (В), а из них УВ, смолы, асфальтены (С) (рис. 41):



Одновременно новообразуются летучие продукты катагенетических превращений: CO_2 , CH_4 , H_2O . Выход этих продуктов из реакционной среды делает комплекс реакций $A \rightarrow B \rightarrow C$ необратимым.

Как известно, в основе химической кинетики лежит закон действующих масс, по которому скорость реакции вещества А, В, С... пропорциональна произведению их концентраций [А], [В], [С]... Если, например, в результате реакции концентрация вещества А убывает, то скорость этого процесса описывается уравнением

$$-\frac{d[A]}{dt} = k[A]^\alpha \cdot [B]^\beta \cdot [C]^\gamma, \quad (10)$$

где k – константа скорости реакции; α , β , γ – некоторые постоянные. Знак минус перед левой частью уравнения показывает, что концентрация вещества А убывает. Величина $\alpha + \beta + \gamma + \dots$ называется порядком реакции. Константа скорости реакции А описывается уравнением Аррениуса

$$k = Ae^{-\frac{E}{RT}}, \quad (11)$$

в котором A – некоторый множитель; E – энергия активации реакции; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Пусть n – число связей типа “ i ” в ОВ; x_i – масса ОВ, которой свойственна связь типа “ i ”; y_i – масса соединений в В, образующихся при разрыве связей типа “ i ”; $y = \sum_i y_i$ – общая масса новообразований В; z – количество новообразующихся соединений С.

Авторы принимают, что реакции $x_i \rightarrow y_i$, $y_i \rightarrow z$ являются реакциями первого порядка, т. е. описываются уравнением

$$-\frac{d\phi}{dt} = k\phi \cdot dt. \quad (12)$$

Здесь ϕ – это x_i , $i = 1, 2, 3, \dots n$.

Тогда вся совокупность реакций $A \rightarrow B \rightarrow C$ может быть описана системой из $n + 2$ уравнений

$$\left. \begin{aligned} -\frac{dx_i}{dt} &= k_x x_i, \\ \frac{dy}{dt} &= \sum k_x x_i - k_y y, \\ \frac{dz}{dt} &= k_y y. \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Эта система уравнений может быть решена, если известны константы A и E каждой реакции. Задаваясь известными значениями $\sum x_i$; y и z в $n + 2$ точках, можно найти эти значения. Учитывая, однако, неопределенность многих явлений, описываемых предлагаемой моделью, авторы рекомендуют использовать максимальное число точек и находить методом наименьших квадратов посредством ряда

итераций набор значений A и E , лучше всего описывающих исходный материал. В силу трудоемкости и сложности решение задачи осуществляется на ЭВМ.

В системе уравнений (13) фигурируют еще два параметра: время и температура. Время, в течение которого та или иная точка осадочной толщи погрузится на некоторую глубину и, как следствие, при фиксированном геотермическом градиенте достигает той или иной температуры, определяется историей геологического развития бассейна, в частности, скоростью осадконакопления в нем. Значит, решение системы уравнений (13) возможно лишь на базе палеогеотермических реконструкций.

“Таким образом, – пишут Б. Тиссо и Р. Пеле, – в химическую формализацию совершенно определенно водится геологическая история изучаемой формации.

Следовательно, окончательное моделирование, которое можно справедливо расценивать как геохимическое, будет учитывать как изменение химических условий (например, состав первичного органического вещества), так и изменение геологических условий (например, распределение скоростей погружения). В частности, влияние геологического времени на комплекс процессов образования нефти будет количественно оценено и не используется произвольно для обоснования случайных интерпретаций” [163, с. 91–92].

Принципиально схема Б. Тиссо и Р. Пеле весьма интересна. Из публикации [163], однако, остается неясным, какие конкретно компоненты ОВ авторы понимают под x , и $\sum x$, y , z .

Есть и второе обстоятельство, не позволяющее быть уверенным в качестве полученных решений. Для нахождения величин A и E всех реакций в (11) необходимо так же, как и при анализе изменений битумоидного коэффициента в зоне катагенеза, по эмпирическим данным определить величины $\sum x$, y , z в точках, где эмиграция битумоидов не происходила. Как выполнить это условие, Б. Тиссо и Р. Пеле не обсуждают. Они лишь пишут, что в качестве объекта для определения параметров A и E выбраны тоарские сапропелевые глины Парижского бассейна, поскольку “эта формация очень однородна как с точки зрения органического вещества, так и минералогического состава; продукты, образовавшиеся во время преобразования керогена, не были выжаты и находятся, следовательно, в породе” [163, с. 92]. Такое предположение часто делается относительно толщ сапропелевых и сапропелитовых аргиллитов, например, относительно доманикового горизонта Русской платформы [43], баженовской свиты Западно-Сибирской плиты [116] и т. п. Однако оно не является обоснованным и многими оспаривается [9, 44, 121]. Более подробно этот вопрос будет рассмотрен далее.

Обширный материал имеется об изменении состава автохтонных битумоидов в зоне катагенеза.

Направленный характер изменений в составе битумоидов по мере возрастающего действия факторов катагенеза уже около 20 лет назад предполагали Н.Б. Вассоевич [17] и В.А. Успенский [68].

“Одновременно с погружением, – писал в 1958 г. Н.Б. Вассоевич, – происходит изменение органического вещества, его преобразование”. Битумоиды “становятся все более нейтральными, менее кислыми, с увеличением в них относительного и абсолютного содержания углеводов (в частности, за счет абиогенного декарбоксилирования жирных кислот). Путем реакций укрупнения \rightleftharpoons разукрупнения молекул и перераспределения (диспропорционирования) водорода образуются легкие компоненты микронепти. Микронепть созревает, становится более сходной с нефтью” [17, с. 184–185].

Эту же мысль высказывали В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом и другие: “Действительный характер закономерности в изменении группового состава битуминозных компонентов органического вещества по мере метаморфизации последнего должен выражаться в возрастании количества масляных компонентов при соответствующем убывании асфальтово-смолистых веществ.

Это явствует уже из общей картины изменения элементарного состава битуминозных веществ – убывания гетерогенных элементов по мере метаморфизации. Это вытекает также из тенденции в изменении комплекса битуминозных веществ, извлекаемых хлороформом и спиртобензолом.

Сдвиги в составе этого комплекса выражаются в относительном возрастании количества хлороформенного экстракта и убывании спиртобензольного экстракта” [68, с. 285].

Эти совершенно верные предположения за последние десять лет подтверждены и детализированы на основании изучения ОВ на молекулярном уровне.

Установлено, что характер превращений, которые претерпевает ОВ в зоне катагенеза, состав новообразующихся продуктов, абсолютное количество отдельных классов соединений и соотношение между ними в очень сильной степени зависят от состава ОВ, поступающего при погружении осадочной толщи из зоны диагенеза в зону катагенеза.

Последний, как было показано выше, предопределяется палеоландшафтом бассейна седиментации (тип органического вещества) и средой диагенеза.

Средний состав битумоидов начала зоны мезокатагенеза в зависимости от типа исходного ОВ и условий его захоронения приведен в табл. 9. В толщах, богатых ОВ, где оно относительно слабо переработано диагенезом, различия между битумоидами сапропелевого и гумусового ОВ проступают вполне отчетливо. Сапропелевое ОВ значительно богаче алифатическими фракциями битумоидов при примерно равном количестве УВ нафтеново-ароматических. Вследствие этого соотношение $Me-Nn/Nn-Ar$ в первых около 1,5, а во вторых – меньше 1,0. В сапропелевом ОВ несколько больше, чем в гумусовом смол, но значительно меньше асфальтенов. Поэтому сапропелевое и гумусовое органическое вещество резко различаются по соотношению асфальтенов и смол. Оно равно 4–6 и 1,0–1,5 соответственно.

В осадках, бедных ОВ, где большая его часть подвергается анаэробному разложению, количество нафтеново-ароматических УВ в единице массы ОВ уменьшается быстрее, чем метаново-нафтеновых. Первых к началу мезокатагенеза меньше более чем в 4 раза, а вторых – примерно в 2 раза. Соответственно соотношение $Me-Nn/Nn-Ar$, как это следует и из рассмотренных выше данных по диагенетическим превращениям ОВ, увеличивается примерно до трех.

Таблица 9

Групповой и углеводородный состав ОВ (в % на ОВ)
в верхних горизонтах зоны мезокатагенеза (60–70 °С, Западно-Сибирская плита) [42]

Тип органического вещества	Геохимическая фация	С _{орг.} % на породе	УВ		$\frac{Me-Nn}{Nn-Ar}$	Смолы	Асфальтены	Смолы/асфальтены
			Me-Nn	Nn-Ar				
Сапропелевый	Пиритовая	5–7	1,30	0,90	1,5	2,10	0,41	5,1
	Сидеритовая, пирито-сидеритовая	0,5–0,7	0,60	0,20	3,0	0,75	0,43	1,7
Сапропелево-гумусовый, гумусовый	Существенно сидеритовая	3–5	0,65	0,80	0,80	1,30	1,12	1,1

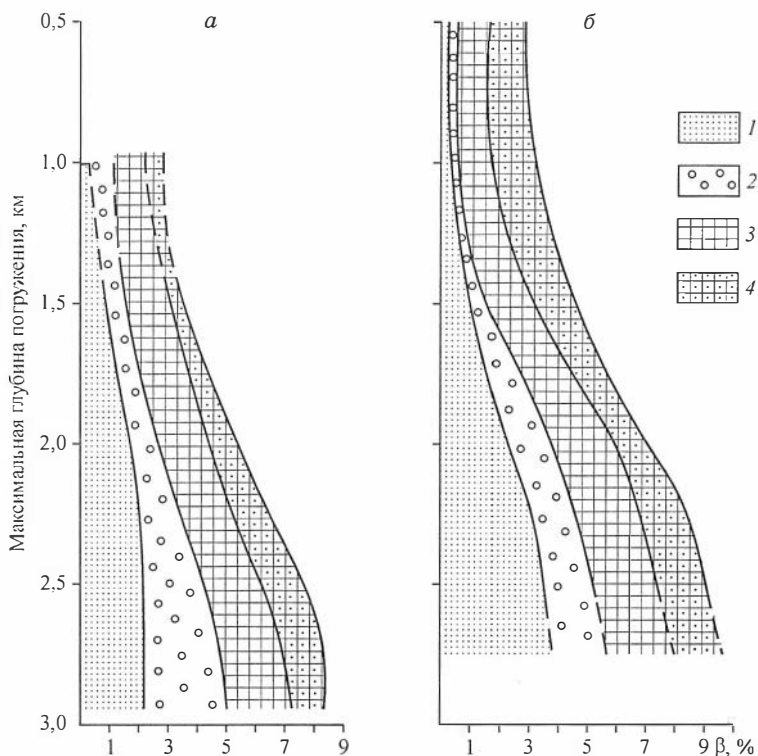


Рис. 42. Зависимость группового и углеводородного состава сапропелевого рассеянного органического вещества от максимальной глубины погружения:

а – Западно-Сибирская плита, сапропелевые и сапропелитовые глины волжского века, по А.Э. Конторовичу и др. [38, 117] с изменениями; б – Западно-Европейская платформа (Парижский бассейн), тоарские сапропелевые глины, по Б. Тиссо и др. [191] с изменениями. Углеводороды: 1 – насыщенные, 2 – нафтеново-ароматические; 3 – смолы; 4 – асфальтены.

В части асфальтово-смолистых компонентов картина обратная. В сапропелевом ОВ толщ, бедных органическим углеродом, к началу мезокатагенеза асфальтенов содержится примерно столько же, а смол в 2–3 раза меньше, чем в богатых ОВ толщах. Поэтому отношение смолы/асфальтены в морских отложениях сидеритовой геохимической фации много ниже, чем в осадках, накапливавшихся в пиритовой и существенно пиритовой геохимических фациях (см. табл. 9).

Рассмотрим кратко основные закономерности преобразования всех этих фракций органического вещества в зоне катагенеза.

В сапропелевом ОВ с ростом его катагенетической превращенности увеличивается количество всех высококипящих соединений: и УВ, и смол, и асфальтенов (рис. 42). Эта закономерность, впервые отчетливо установленная на примере осадочных толщ Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в СССР [11, 121] и в бассейнах Лос-Анджелес и Вентура в США, в настоящее время подтверждена и во многих других бассейнах [193]. Важно при этом подчеркнуть удивительное сходство закономерностей, которое наглядно видно на рис. 42, где проведены аналогичные зависимости для Западно-Сибирского и Парижского бассейнов. При этом в целом высокомолекулярные компоненты битумоидов становятся более нейтральными: в них возрастает доля УВ (см. рис. 38, 42, 43), уменьшается отношение смолы/асфальтены (рис. 44). Именно эти закономерности катагенетических превращений ОВ были предсказаны Н.Б. Вассоевичем и В.А. Успенским (см. выше).

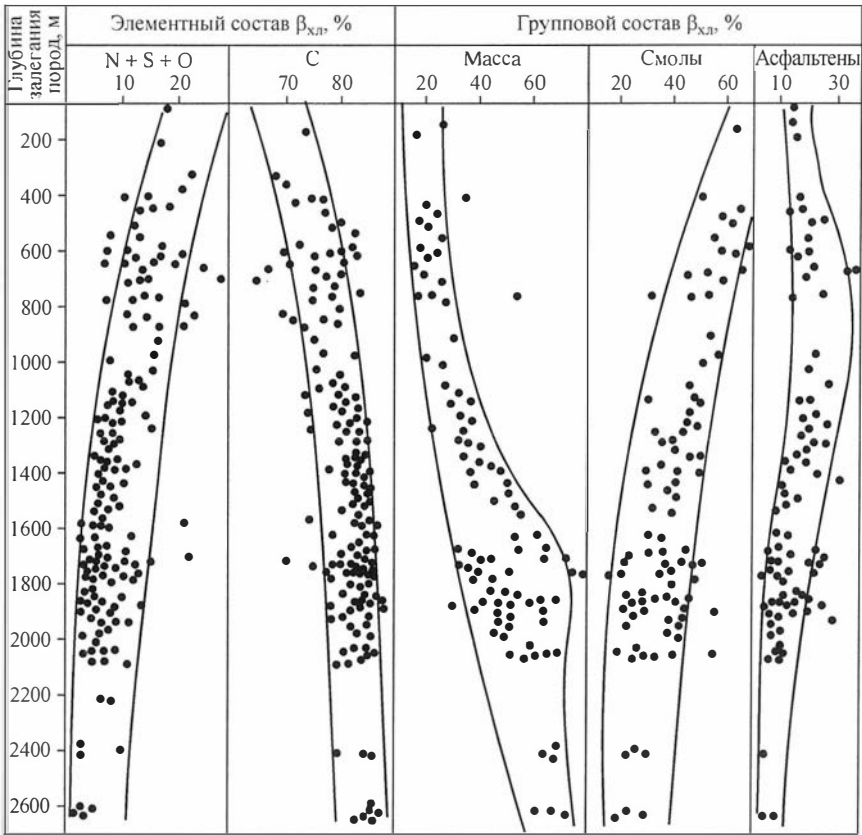


Рис. 43. Зависимость элементарного и группового состава битумоидов в мергелях и аргиллитах силура Южной Прибалтики от глубины погружения, по Е.Ф. Кадуненс, К.А. Сакалаускас.

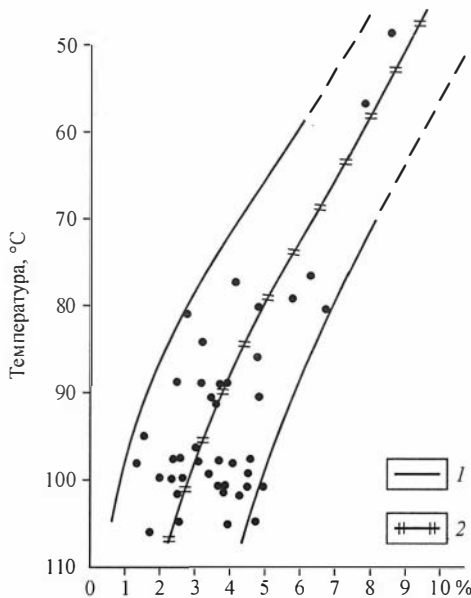


Рис. 44. Изменение соотношения смол и асфальтенов сапропелевого рассеянного органического вещества в зоне катагенеза, по А.Э. Конторовичу, В.М. Мельниковой. Линии: 1 – минимальных и максимальных, 2 – медианных значений.

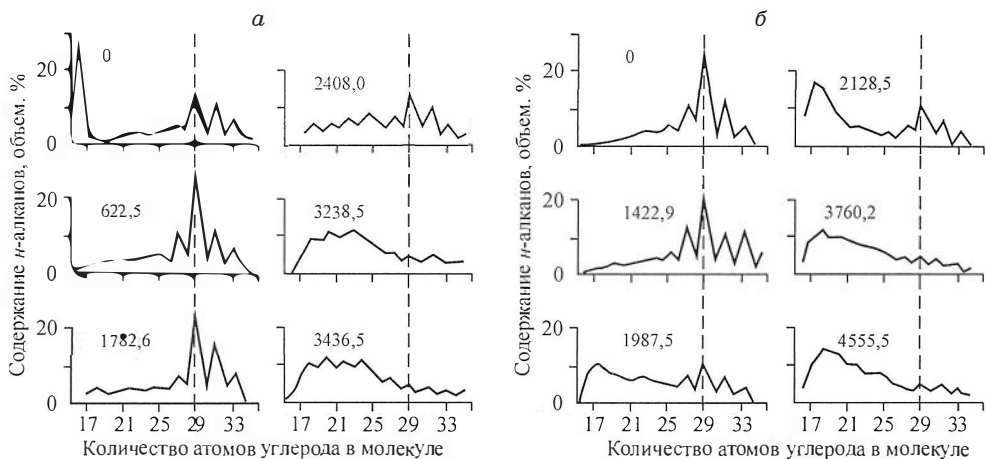


Рис. 45. Изменение состава нормальных алканов в зоне катагенеза, по Г.Т. Филиппи: а – бассейн Лос-Анджелес; б – бассейн Вентура. На графиках указана максимальная глубина погружения (м).

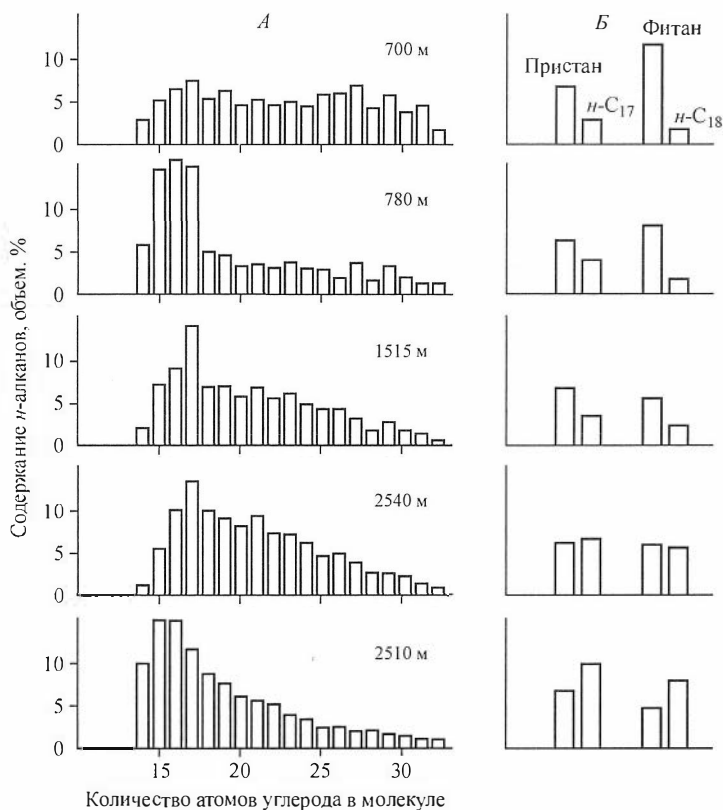


Рис. 46. Эволюция состава нормальных (А) и изопреноидных (Б) алканов в тоарских сапропелитовых глинах Парижского бассейна, по Б. Тиссо и др. [191].

Для изопреноидов в качестве единицы сравнения принято содержание пристана в каждом образце.

В зоне катагенеза существенно меняется состав УВ сапропелевого РОВ. Однако, судя по имеющимся данным, закономерности в изменении соотношения насыщенных и нафтеново-ароматических УВ при погружении осадочных толщ неодинаковы. На Западно-Сибирской и Скифской плитах в глинистых породах отношение $Me-Np/Np-Ag$ уменьшается [11, 121], в карбонатах Аквитанского и сапропелевых аргиллитах Парижского бассейнов картина обратная (см. рис. 38, 42).

Не остается постоянным и состав отдельных групп УВ.

Наиболее существенные результаты в этом отношении были получены начиная с середины 1960-х годов. В 1965 г. Дж. Филиппи установил, что известное и ранее [14] преобладание в современных осадках нечетных *n*-алканов над четными, унаследованное фоссилизованным ОВ от живого вещества, в ходе катагенетических превращений постепенно сменяется все более равномерным распределением УВ с четным и нечетным числом атомов углерода в цепи [193] (рис. 45). Выравнивание в распределении концентрацией *n*-алканов с различным молекулярным весом сопровождается увеличением роли *n*-алканов с относительно короткой цепью ($C_{17}-C_{19}$). Аналогичные закономерности были установлены позднее для тоарских сапропелевых аргиллитов Парижского бассейна (рис. 46) и волжско-берриасских Западно-Сибирского (рис. 47).

Годом позже, в 1966 г., Л.И. Богородская, Л.Ф. Липницкая и автор показали, что во фракции изо-циклоалканов сапропелевого РОВ на стадии протокатагенеза – начального мезокатагенеза при погружении осадочной толщи уменьшается роль нафтеновых структур и количество нафтеновых колец на одну молекулу, возрастает алифатичность УВ (рис. 48) [11]. Эти зависимости характеризуются значимыми корреляционными связями с доверительной вероятностью 0,95 и описываются следующими уравнениями регрессии:

весовой процент атомов углерода в нафтеновых структурах

$$74,2 - 0,0096H;$$

число нафтеновых колец на молекулу

$$2,7 - 0,0004H;$$

число атомов углерода в кольцах на молекулу

$$14,7 - 0,0018H;$$

число атомов углерода на нафтеновое кольцо

$$4,7 + 0,0003H;$$

число атомов углерода в парафиновых цепях

$$3,9 + 0,0025H.$$

Б. Тиссо и Р. Пеле [163] на примере сапропелевых тоарских глин (сланцев) Парижского бассейна подтвердили этот вывод более тонкими исследованиями (рис. 49). Они показали, что во фракции изо-циклоалканов в зоне катагенеза возрастает роль алифатических цепей и снижается конденсированность нафтеновых колец. Если в зоне ПК (до глубины 1200 м) среди цикланов преобладают сначала пента-, а затем при погружении тетрациклические, то на глубинах 2000–2500 м в зоне начального мезокатагенеза максимум приходится на моноциклические нафтены. На примере алканов с 17–18 атомами углерода в цепи Б. Тиссо и его соавтор установили очень интересные закономерности в изменении соотношения нормальных УВ и их изопреноидных изомеров (см. рис. 46). Если на малых глубинах в протокатагенезе преобладают изопреноидные УВ, то в мезокатагенезе (вероятно, это подэтап MK_1^2) концентрация *n*-алканов выше, чем изопреноидных.

О.П. Четверякова и М.К. Калинко изучили закономерности изменения состава жидких насыщенных УВ в сапропелевом ОВ майкопских глин Скифской

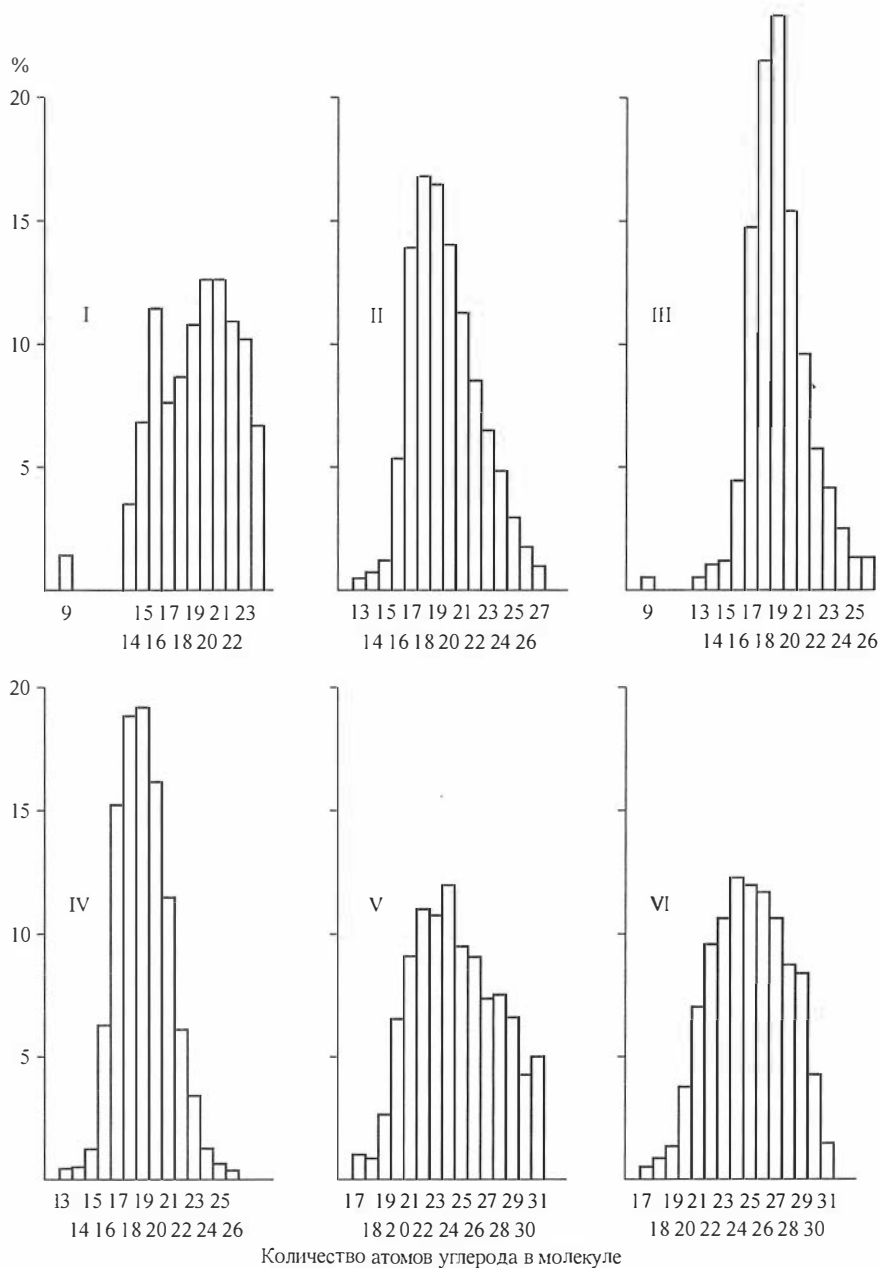


Рис. 47. Распределение нормальных алканов в хлороформных битумоидах сапропелевого рассеянного органического вещества (%) в зависимости от числа углеродных атомов в молекуле:

I – Александровская скв. 1-Р, интервал 2311–2350 м, куломзинская свита, K_1 , подэтап катагенеза MK_1^1 ; II – Александровская скв. 3-Р, интервал 2453–2467 м, баженовская свита, J_3 , подэтап катагенеза MK_1^1 – MK_1^2 ; III – Александровская скв. 3-Р, интервал 2467–2474 м, баженовская свита, J_3 , подэтап катагенеза MK_1^1 – MK_2^1 ; IV – Сенькинская скв. 7-Р, интервал 2181–2190 м, баженовская свита, J_3 , подэтап катагенеза MK_1^1 – MK_2^1 ; V – Александровская скв. 3-Р интервал 2711–2738 м, тюменская свита, J_{1-2} , подэтап катагенеза MK_2 ; VI – Александровская скв. 3-Р, интервал 2757–2798 м, тюменская свита, J_{1-2} , подэтап катагенеза MK_2 .

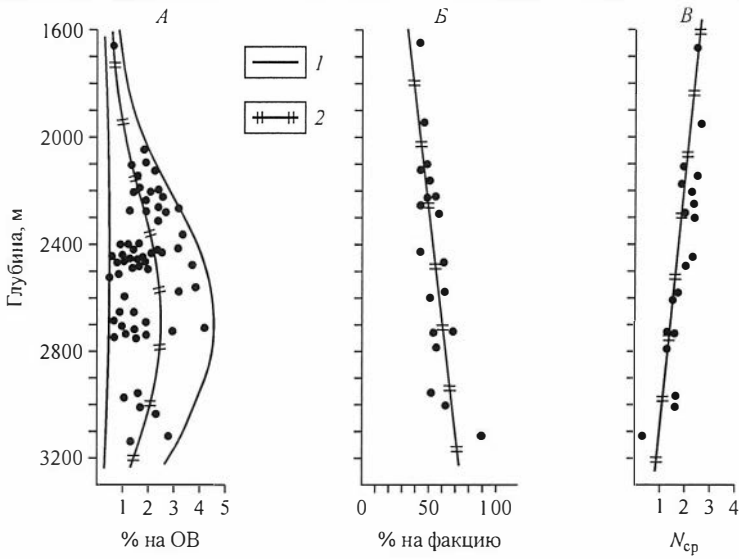


Рис. 48. Изменение содержания и структурно-кольцевого состава изо-циклоалифатических углеводородов в сапропелевом органическом веществе волжско-берриасских глин Западно-Сибирской плиты в зависимости от максимальной глубины погружения, по Л.И. Богородской, А.Э. Конторовичу, В.М. Мельниковой [11, 117, 119]:

A – содержание изо-циклоалифатических углеводородов, % на ОВ; *Б* – содержание изоалифатических структур, % на фракцию; *В* – среднее число колец в молекуле (N_{cp}). 1 – линии максимальных и минимальных значений; 2 – линии регрессии.

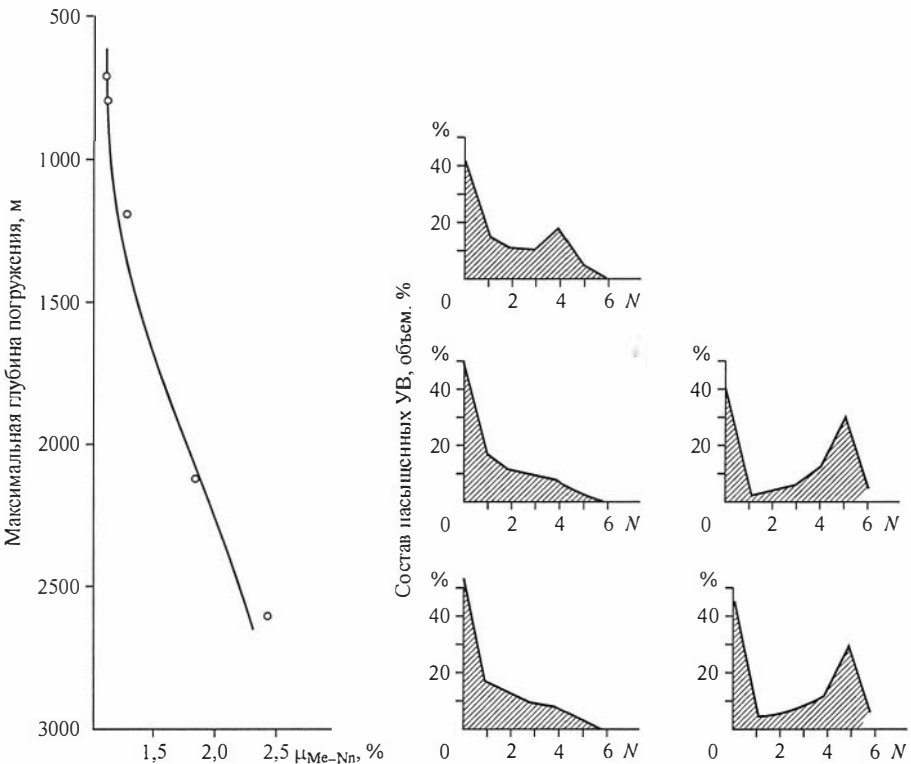


Рис. 49. Эволюция состава насыщенных углеводородов в тоарских сапропелевых глинах Парижского бассейна, по Б. Тиссо и др. [191].

N – число колец в молекуле.

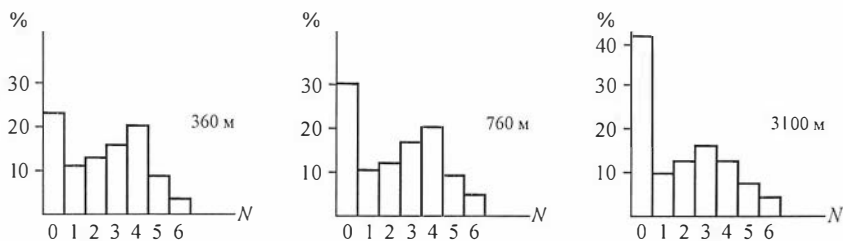


Рис. 50. Изменение состава жидких насыщенных углеводородов в майкопских глинах (Скифская плита) в зоне катагенеза, по О.П. Четверяковой и М.К. Калинко [178]. *N* – число колец в молекуле.

плиты [178] (рис. 50). В них, в интервале глубин от 300 м до 3100 м, четко фиксируется возрастание роли алифатических и уменьшение роли циклановых структур, однако конденсированность цикланов в этих отложениях убывает медленнее, чем в тоарских сапропелевых глинах Парижского бассейна. На малых

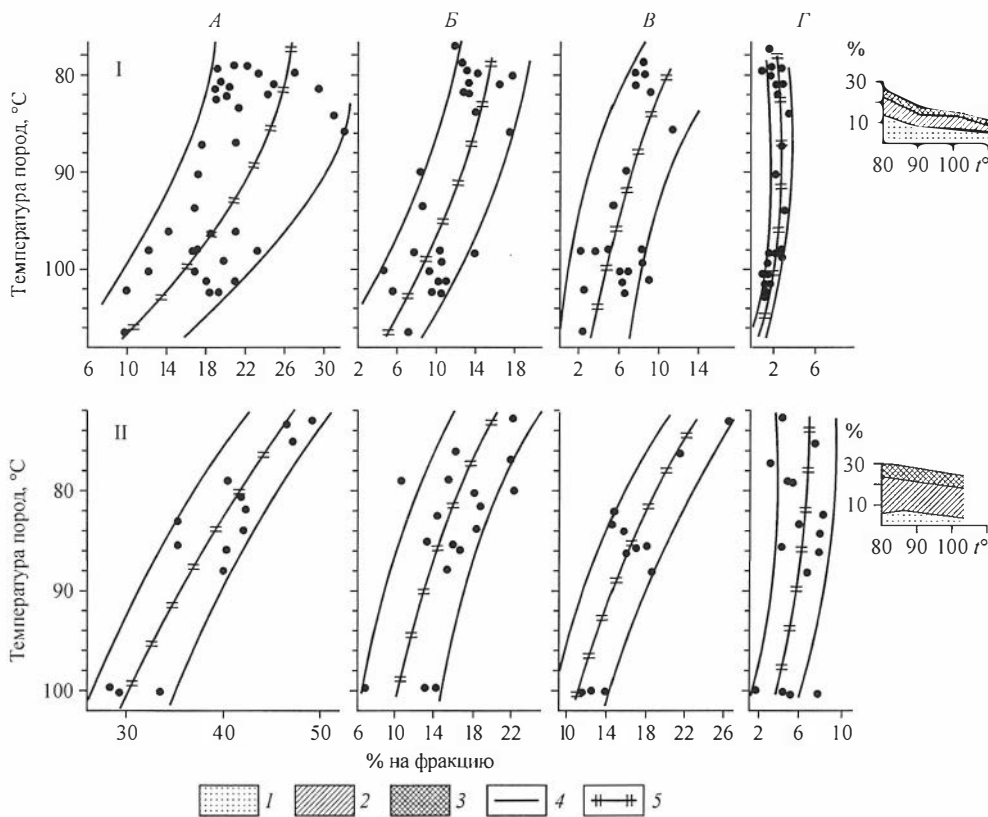


Рис. 51. Зависимость содержания конденсированных структур (нафталиновых, фенантреновых, антраценовых) в ароматической фракции битумоидов сапропелевого (I) и гумусового (II) рассеянного органического вещества от температуры, по А.Э. Конторовичу, В.М. Мельниковой:

A – сумма нафталиновых (3), фенантреновых (2) и антраценовых структур (1); *Б–Г* – структуры: *Б* – нафталиновые, *В* – фенантреновые, *Г* – антраценовые. Линии: 4 – минимальных и максимальных, 5 – медианных значений.

глубинах в майкопских глинах преобладают тетра-, а на больших – трициклические нафтены. Меньший градиент катагенетических превращений насыщенных УВ в майкопских отложениях Скифской плиты с глубиной по сравнению с нижнеюрскими Западно-Европейской есть, видимо, результат действия фактора времени.

Значительно хуже изучены катагенетические превращения нафтеново-ароматических УВ сапропелевого РОВ. На материалах Западно-Сибирской плиты установлено, что в прото- и раннем мезокатагенезе количество нафтеново-ароматических УВ в ОВ с глубиной увеличивается, а их конденсированность снижается (рис. 51) [121].

Изменение концентрации суммы нафталиновых, фенантроновых и антраценовых ядер нафтеново-ароматической фракции с глубиной для интервала 2000–3000 м описывается выражением [11]

$$97,8 - 0,03H.$$

Таким образом, на материалах Западно-Сибирской и Скифской плит, Парижского бассейна, бассейнов Лос-Анджелес и Вентура, а также других регионов выявлены основные закономерности катагенетических превращений высокомолекулярных УВ сапропелевого РОВ. Описанные выше закономерности изменения состава изоциклоалканов и аренов в РОВ с глубиной наглядно иллюстрирует рис. 52.

Одновременно с увеличением в составе ОВ в зоне катагенеза высококипящих УВ меняется фракционный состав УВ, новообразуются углеводороды C_2-C_5 и углеводороды бензиновых и керосиновых фракций. Впервые низкокипящие УВ в составе ОВ на стадии MK_1^1 и MK_1^2 зафиксировали М.Л. Дантон и Д.М. Хант [182]. Проанализировав 21 пробу современных осадков, они ни в одной не обнаружили углеводородов C_1-C_2 . В ископаемых осадках эти углеводороды повсеместно присутствуют. М.Л. Дантон и Д.М. Хант отметили наличие корреляционной связи между содержанием в породе УВ C_4-C_8 и ОВ, а также тенденцию к увеличению содержания УВ с глубиной.

Автор пересчитал данные, полученные М.Л. Дантоном и Д.М. Хантом по каменному материалу, отобранному в скважинах. Результаты показали, что низко-

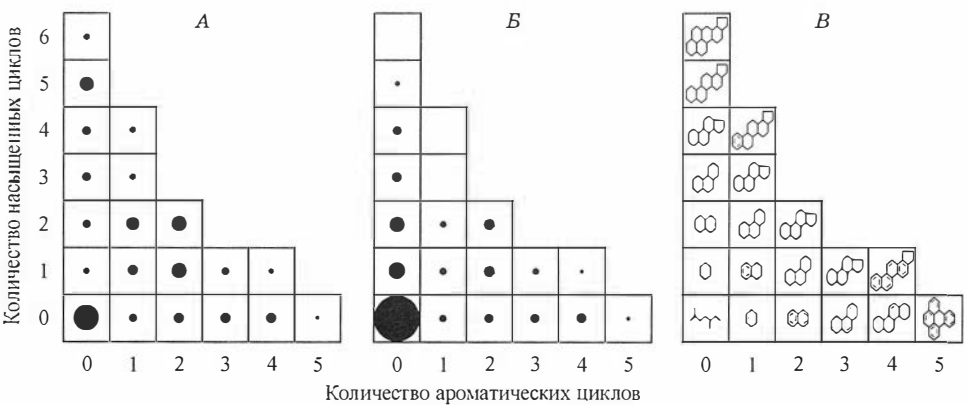


Рис. 52. Сравнение структурного состава углеводородов рассеянного органического вещества из тоарских сапропелитовых глин (сланцев) Парижского бассейна в образцах, испытывающих разное максимальное погружение, по Б. Тиссо и др. [191].

Максимальная глубина погружения: А – 1780 м, Б – 2540 м; В – принципиальная схема структур углеводородов. Радиус пропорционален содержанию структур данного типа в % от суммы углеводородов.

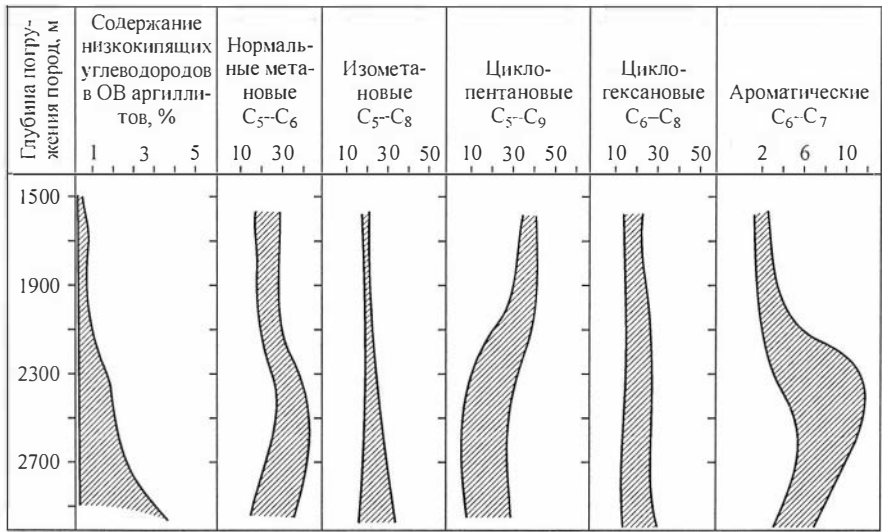


Рис. 53. Изменение группового состава углеводородов, кипящих до 125 °С, в сапропелевом органическом веществе волжско-берриасских сапропелевых и сапропелитовых глин Западно-Сибирской плиты в зависимости от максимальной глубины погружения отложений, по Е.А. Рогозиной, А.И. Шапиро [139] с изменениями.

кипящие УВ в ОВ появляются примерно с глубины 1000–1200 м, а с глубины 1600–1700 м их количество в ОВ быстро нарастает по закону, близкому к экспоненциальному [117].

В дальнейшем отдельные низкокипящие УВ были идентифицированы в составе ОВ сапропелевых аргиллитов волжского и берриасского веков (баженовская свита) на Западно-Сибирской плите [117]. Систематическое исследование низкокипящих УВ органического вещества баженовской свиты проводилось во ВНИГРИ В.В. Иванцовой [65] и А.И. Шапиро [139]. В.В. Иванцовой подтверждено, что на глубинах до 1500 м низкокипящие УВ в ОВ практически отсутствуют, в интервале глубин 1,5–2,1 км их концентрация составляет 0,4–0,5 % от ОВ, на глубинах 2,1–2,7 км она возрастает до 1,5–5,0 %. А.И. Шапиро [139] показала (рис. 53), что в составе бензиновых фракций битумоидов (до 125 °С) метановые углеводороды составляют от 40 до 60 %. Количество как нормальных, так и изоалифатических углеводородов возрастает с глубиной, соотношение между ними равно примерно единице. Нафтеновые углеводороды представлены циклопентанами и циклогексанами, с глубиной их количество и отношение циклопентанов к циклогексанам снижается. Ароматические углеводороды содержатся в максимальных количествах на глубине 2,3–2,5 км, на меньших и больших глубинах их количество в бензиновых фракциях битумоидов убывает.

Е.А. Рогозина изучила состав газообразных УВ той же толщи [138, 139]. Она установила, что рассеянному органическому веществу класса сапропелитов свойственна газовая фаза, в углеводородной части которой преобладают гомологи метана. Метан не является характерным компонентом и в десорбированных углеводородных газах занимает менее 30 %. С глубиной количество газообразных УВ в составе ОВ возрастает. При этом до глубины примерно 2800 м в них увеличивается количество углеводородов C₂–C₅, а затем углеводородный газ становится более сухим (рис. 54).

Рис. 54. Изменение содержания гомологов метана в сапропелевом органическом веществе волжско-берриасских глин Западно-Сибирской плиты в зависимости от максимальной глубины погружения отложений, по Е.А. Рогозиной, А.И. Шапиро [139] с изменениями.

Распределение сорбированных углеводородных газов в волжских глинах на Западно-Сибирской плите показано на рис. 55 [80]. Из карты видно, что от периферии к центральным районам плиты, где породы баженовской свиты содержат повышенные концентрации органического вещества и претерпели более глубокие катагенетические преобразования, содержание углеводородных газов в породах возрастает от 1–5 до 100–150 млн м³/км².

Позднее изменение количества и состава низкокипящих газообразных и жидких УВ было изучено на примере Парижского (рис. 56) и Аквитанского (рис. 57) бассейнов [188, 191]. Оно подтвердило закономерности, установленные на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

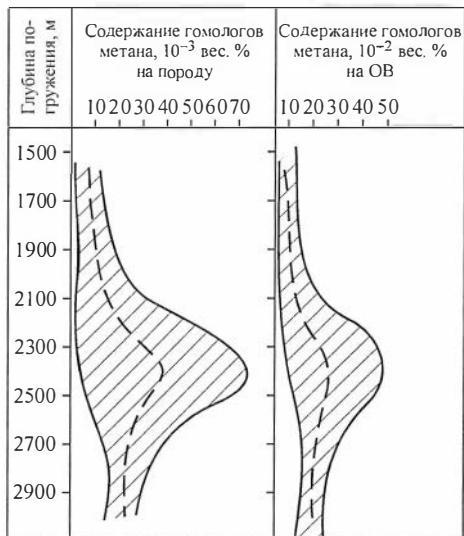
Общая направленность в изменении состава битумоидов гумусового РОВ сходна с описанной для сапропелевого [11, 64, 85, 117, 121]. Основное их отличие в меньшей битуминозности гумусового ОВ, в большей, при прочих равных условиях, концентрации в битумоидах асфальтенов, в повышенной концентрации по сравнению с сапропелевым РОВ *n*-алканов во фракции насыщенных УВ и би- и трициклических аренов во фракции нафтеново-ароматических УВ [121]. В составе УВ газовой фазы гумусового РОВ в отличие от сапропелевого доминирует метан [138]. Низкокипящими жидкими УВ гумусовое ОВ обеднено [139].

Закономерности катагенетических превращений гумусового РОВ установлены благодаря работам главным образом советских исследователей. Зарубежные геохимики пока проявляют к этому объекту значительно меньший интерес. В отличие от битумоидов сапропелевого ОВ, катагенетические превращения которых изучены в основном в ПК и МК_{1,2}, гумусовое ОВ исследовано во всем диапазоне термодинамических условий зоны катагенеза [121 и др.].

Количество насыщенных УВ в гумусовом ОВ не остается постоянным в зоне катагенеза. Максимальное их содержание фиксируется на подэтапе МК₁¹. Второй, правда менее значительный, максимум содержания насыщенных УВ отмечается на подэтапе МК₃¹. Эти же два максимума фиксируются в углях, но проявляются они значительно слабее, причем концентрации насыщенных УВ в РОВ больше на подэтапе МК₃¹.

Нормальные алканы составляют 9–45 % от фракции насыщенных УВ. Их концентрация в ОВ растет от 0,01–0,02 % в середине подэтапа МК₁¹ до 0,06 % в конце мезокатагенеза. При дальнейших катагенетических превращениях гумусового РОВ концентрация *n*-алканов вновь снижается и в позднем мезо- и апокатагенезе составляет около 0,01 % от ОВ.

Не остается неизменным и состав *n*-алканов. В прото- и начале раннего мезокатагенеза в них преобладают углеводороды с нечетным числом атомов углерода в цепи. Коэффициент нечетности в этой части зоны катагенеза составляет 2,8–



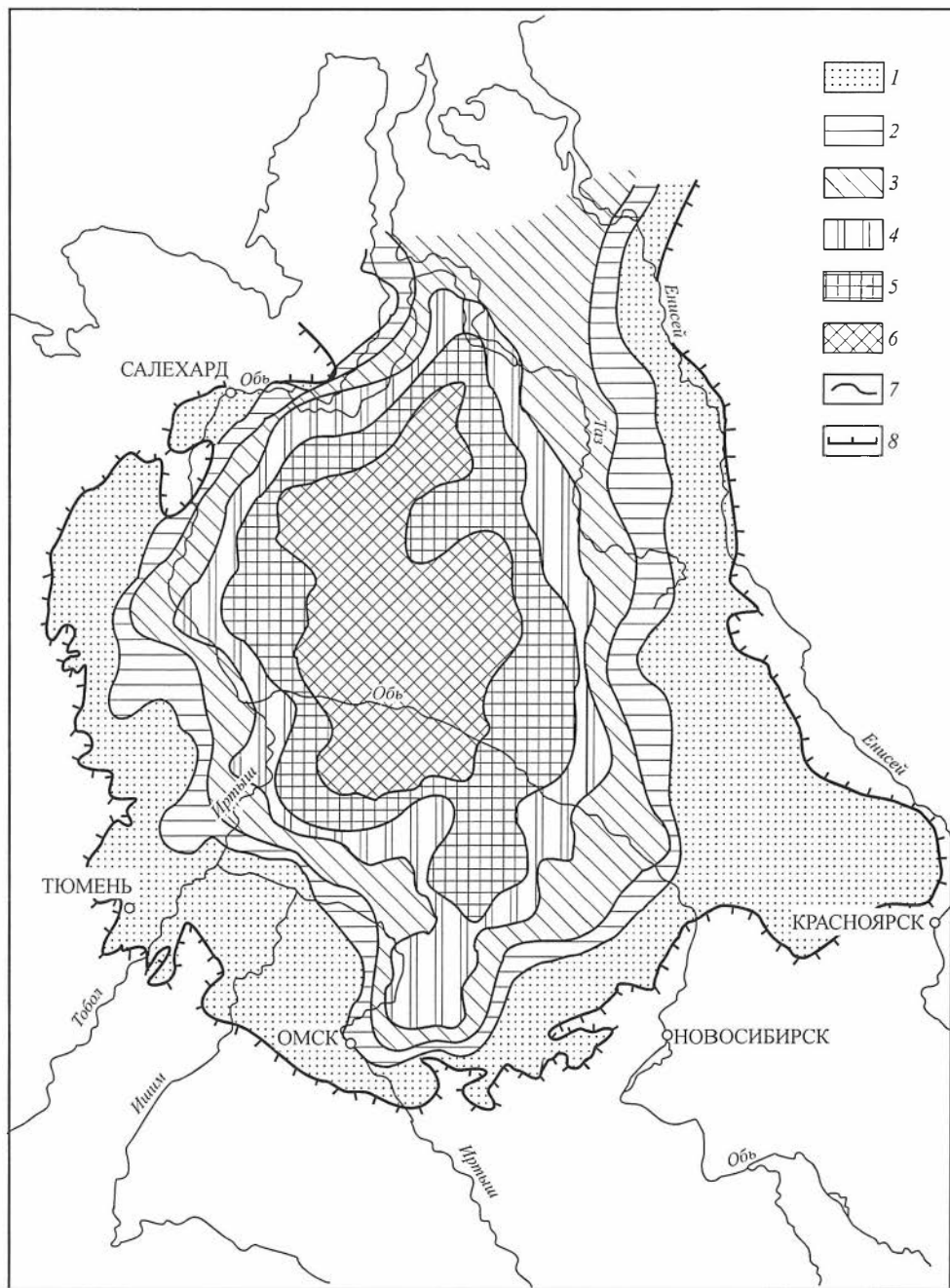


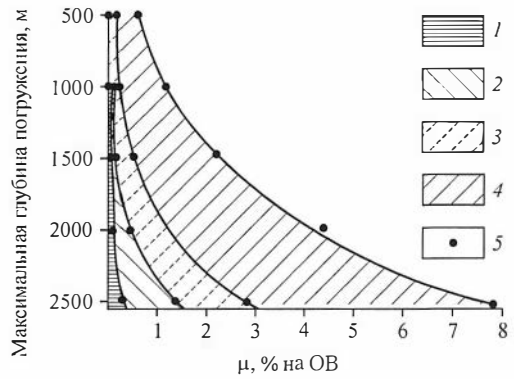
Рис. 55. Схема распределения углеводородных газов в глинах баженовской свиты и ее аналогов, по А.Э. Конторовичу, Е.А. Рогозиной [80].

Содержание (млн м³/км²): 1 - <5, 2 - 5-10, 3 - 10-25, 4 - 25-50, 5 - 50-100, 6 - 100-150; 7 - изолинии газосодержания; 8 - граница современного распространения отложений.

1,5. К подэтапу МК₁² соотношение нечетных и четных *n*-алканов в гумусовом РОВ выравнивается и в дальнейшем остается на уровне 0,92-1,13. Среди *n*-алканов конца раннего и всего среднего мезокатагенеза максимум концентрации прихо-

Рис. 56. Изменение содержания углеводородов в тоарских глинах Парижского бассейна в зависимости от максимальной глубины погружения, по Б. Тиссо и др. [191] с изменениями.

Углеводороды: 1 – C_1-C_5 ; 2 – C_6-C_{10} ; 3 – $C_{11}-C_{15}$; 4 – больше C_{15} ; 5 – точки отбора проб.



дится, как правило, на углеводороды $C_{21}-C_{23}$, $C_{22}-C_{24}$ и даже $C_{24}-C_{26}$. По мере катагенетических превращений роль УВ с короткой цепью ($C_{12}-C_{16}$ и $C_{17}-C_{20}$) увеличивается. Лишь в конце среднего и начале позднего мезокатагенеза, а также в апокатагенезе доля короткоцепочечных *n*-алканов в РОВ вновь резко снижается.

Количество аренов в гумусовом РОВ меняется по той же схеме, что и содержание насыщенных УВ. В рассеянных разностях ОВ максимальные концентрации нафтеново-ароматических УВ отмечаются на подэтапе $МК_1^2$, в конце этапа $МК_2$ и в конце подэтапа $МК_3^1$.

Конденсированность ароматических УВ в зоне катагенеза в общем возрастает, увеличивается среднее число ароматических колец в молекуле (от 1–2 до 3–4), уменьшается гибридность молекул, доля углерода в нафтеновых кольцах изменяется от 30–35 до 10–5 %, а в начале апокатагенеза до 2–5 %. Параллельно снижается степень замещенности алифатических УВ и уменьшается количество углерода в алифатических структурах от 30–35 до 2–6 %. В конце апокатагенеза конденсированность ароматических УВ резко снижается. На фоне общей тенденции к возрастанию конденсированности со середины подэтапа $МК_1^1$ до конца этапа $МК_1$ происходит частичное снижение конденсированности аренов. Обычно оно фиксируется при систематическом изучении гумусового и гумусово-сапропелевого РОВ в нефтегазоносных бассейнах [11, 117].

Таким образом, в зоне катагенеза происходят глубокие превращения ОВ, в результате которых образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. Состав, точнее соотношение отдельных классов и групп соединений в новообразованных продуктах и их количество, в значительной степени предопределяется химической структурой исходного живого вещества.

Выше были рассмотрены возможные пути оценки количества новообразующихся жидких УВ. Не меньший интерес представляет оценка количества новообразованных газообразных УВ и других неуглеводородных летучих продуктов катагенетических превращений ОВ.

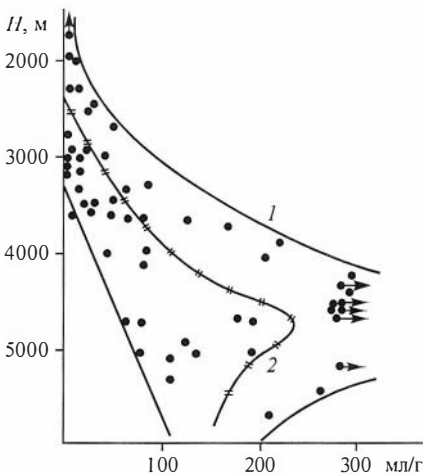


Рис. 57. Изменение содержания углеводородных газов в органическом веществе в карбонатных породах верхней юры и нижнего мела Аквитанского бассейна, по К. Ле Трану и др. [188].

Линии: 1 – минимальных и максимальных, 2 – медианных значений.

Попытки решения этой задачи предпринимались неоднократно. Наиболее удачная из них была предложена В.А. Успенским [168]. Вероятно, это была одна из первых математических моделей в органической геохимии.

Однако в модели, разработанной В.А. Успенским, не был учтен расход вещества на новообразование битумоидов¹. Автор совместно с Е.А. Рогозиной разработал балансовую модель [80].

Пусть на стадии 1 имеем некоторое количество M_1 органического вещества, содержащего β_1 битумоида \bar{b}_1 , т. е. $\bar{b}_1 = \beta_1 M_1$. Битумоид имеет элементный состав $C_{\beta_1}, H_{\beta_1}, N_{\beta_1}, S_{\beta_1}, O_{\beta_1}$. Количество керогена равно $q_1 = (1 - \beta_1)M_1$. Он имеет элементный состав C_1, H_1, N_1, S_1, O_1 .

На стадии 2 количество ОВ равно M_2 , его битуминозность β_2 ; состав битумоида $C_{\beta_2}, H_{\beta_2}, N_{\beta_2}, S_{\beta_2}, O_{\beta_2}$ и керогена C_2, H_2, N_2, S_2, O_2 .

Примем, что: 1) при углекислотной РОВ образуются вода, углеводородные газы, углекислый газ, сероводород, аммиак и битумоиды;

2) элементный состав битумоида, имевшегося в ОВ на стадии 1, в ходе катагенеза существенных изменений не претерпевает.

Обозначим количество образующейся воды через α , углекислого газа через β , углеводородных газов – γ , сероводорода – ν и аммиака – ω , а количество входящих в эти продукты углекислотной углерода через – x , водорода – y , азота – z , серы – t и кислорода – u . Тогда можно записать следующую систему уравнений материального баланса:

$$\begin{aligned} M_1(1 - \beta_1)C_1 &= M_2(1 - \beta_2)C_2 + \beta_2 M_2 C_{\beta_2} - \beta_1 M_1 C_{\beta_1} + x; \\ M_1(1 - \beta_1)H_1 &= M_2(1 - \beta_2)H_2 + \beta_2 M_2 H_{\beta_2} - \beta_1 M_1 H_{\beta_1} + y; \\ M_1(1 - \beta_1)N_1 &= M_2(1 - \beta_2)N_2 + \beta_2 M_2 N_{\beta_2} - \beta_1 M_1 N_{\beta_1} + z; \\ M_1(1 - \beta_1)S_1 &= M_2(1 - \beta_2)S_2 + \beta_2 M_2 S_{\beta_2} - \beta_1 M_1 S_{\beta_1} + t; \\ M_1(1 - \beta_1)O_1 &= M_2(1 - \beta_2)O_2 + \beta_2 M_2 O_{\beta_2} - \beta_1 M_1 O_{\beta_1} + u. \end{aligned} \quad (14a)$$

Кроме того, может быть составлено еще пять уравнений, отражающих взаимоотношение воды, углекислого газа и других летучих продуктов, катагенетических превращений ОВ в составе новообразований:

$$\begin{aligned} x &= a_1\beta + a_3\gamma; \\ y &= a_2\alpha + a_4\nu + \gamma + \omega - a_3\gamma - a_5\omega; \\ z &= a_5\omega; \\ t &= \nu - a_4\nu; \\ u &= \beta + \gamma - a_1\beta - a_2\alpha, \end{aligned} \quad (14б)$$

где a_1 – доля углерода в углекислом газе, a_2 – водорода в воде, a_3 – углерода в углеводородных газах, a_4 – водорода в сероводороде и a_5 – азота в аммиаке.

Системы (14а) и (14б) образуют единую систему из 10 уравнений с 11 неизвестными. Неизвестными в ней являются $x, y, z, t, u, \alpha, \beta, \gamma, \nu, \omega$ и M_1 (или M_2)².

¹ К сожалению, некоторые исследователи и в настоящее время пользуются для целей практики первоначальной схемой расчета, предложенной В.А. Успенским, завышая при этом массу образующихся углеводородных газов [61].

² Состав образующегося при катагенезе ОВ следует менять в зависимости от типа органического вещества. Лучше всего вести расчет по метану для гумитов и пропану для сапропелитов.

Методы решения этой системы и рекомендации, в частности таблицы, которые могут быть использованы при конкретных расчетах, уже описаны ранее [42, 63].

Остановимся поэтому подробнее на некоторых результатах расчетов и слабых местах этой методики. Расчеты показали [63], что состав продуктов, образующихся при катагенезе сапропелевого и гумусового ОВ, существенно различен.

Морские сапропелиты, образовавшиеся в бассейне с резко восстановительной обстановкой в диагенезе и обогащенные в результате биохимических процессов серой, генерируют значительные количества сероводорода. Доля его в продуктах углефикации возрастает от 20 % на этапе ПК до 35,7 % на подэтапе МК₁¹, а затем падает до 25,0 % на подэтапе МК₁² и 20,5 % на этапе МК₂. В продуктах катагенеза прибрежно-морских и континентальных сапропелито-гумитов сероводорода значительно меньше, но его количество монотонно возрастает от 4,8 % на этапе ПК до 11,1 % на этапе МК₂.

Эти расчеты проведены и опубликованы в 1967 г. [80]. В ряде последующих работ были обсуждены особенности геохимии серы, в частности новообразующегося сероводорода, применительно к мезозойским отложениям Западно-Сибирской плиты [63]. Воды внутренних районов плиты имеют рН, равное 7–9, при котором сероводород неустойчив и поэтому диссоциирует с образованием гидросульфид-иона, который и зафиксирован в водах [108].

В последнее время К.М. Тран, Ж. Коннан и Б. Ван-дер-Вайде изучили на примере карбонатных толщ Аквитанского бассейна распределение сероводорода сорбированного горными породами [187, 188]. Они подтвердили, что он накапливается в морских, главным образом в карбонатных толщах, причем с ростом катагенетических превращений количество сероводорода в породах растет. Авторы связывают как углеводородные газы в закрытых порах (см. рис. 57), так и сорбированный сероводород с катагенетическими превращениями ОВ. Обращает на себя внимание, что по нашим расчетам максимальное количество сероводорода генерируется на подэтапе МК₁¹, а по экспериментальным данным К.М. Трана и других возрастает, судя по температуре пород (до 180 °С), вплоть до позднего мезокатагенеза. Возможны два объяснения причин этого расхождения теоретического расчета и экспериментально наблюдаемых данных. Первое: сероводород накапливается, по крайней мере частично, в породах, и тогда его количество, естественно, должно возрастать. Второе: в силу специфики катагенеза в карбонатных породах потеря серы и новообразование в ходе катагенетических превращений ОВ происходит в них при больших температурах. Какое из этих предположений верно, следует проверить при последующих исследованиях.

Гумусовое ОВ генерирует значительно меньше углеводородных газов, чем сапропелевое. Так, в гумусовом ОВ к подэтапу МК₁¹ образуется 2,1 % (весовых) углеводородных газов от веса органического вещества на этапе ПК, а в сапропелевом – 6,2 % (!). Доля метана в продуктах катагенеза гумитов убывает от 9,6 % на этапе ПК до 2,5 % на подэтапе МК₁², а затем вновь существенно возрастает (8,3 % на этапе МК₂).

В сапропелитах минимум (расчет велся на пропан) падает не на МК₁², а на МК₁¹ (16,0 %). Максимальную роль в продуктах катагенеза углеводородные газы играют на этапе МК₂ (23,7 %).

Если принять сумму приведенных к нормальным условиям объемов образующихся углеводородных газов и двуокиси углерода за 100 %, то в гумитах роль углекислого газа возрастает от протокатагенеза к подэтапу МК₁¹ от 73,2 до 92,6 %, а в сапропелитах – от 66,1 до 69,3 %. Преобладающая роль (67–82 %) углекислого газа в летучих продуктах катагенетических превращений сапропелито-гумитов является следующей специфической их особенностью. В сапропелитах количество углекислого газа не превышает 44,7 %.

Вода также играет существенную роль в балансе продуктов катагенетических превращений.

Приведенная схема баланса катагенетических превращений ОВ хотя и, бесспорно, дает принципиально верную и в первом приближении приемлемую количественную оценку массы образующихся газов, требует дальнейшего совершенствования.

Обратим внимание на серьезные ее недостатки. Во-первых, в описанном виде она лишь формально позволяет учесть новообразование УВ C_6-C_{10} . Во-вторых, она не позволяет учесть возможное новообразование в ходе катагенетических превращений ОВ таких соединений, как N_2 , H_2 , S . Между тем появляется все больше данных о новообразовании этих соединений при катагенетических превращениях ОВ. Решение этой проблемы должно привлечь внимание исследователей.

Таким образом, в зоне катагенеза в составе ОВ, особенно сапропелевого, присутствует весь комплекс углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных нефти. Одни из них (парафины, изопреноиды, частично высокомолекулярные *n*-алканы и др.) в значительной мере наследуют химическую структуру тех или иных компонентов живого вещества, видоизменяя ее в соответствии с новыми термодинамическими условиями. Другие образуются в ходе катагенетических превращений ОВ.

По подсчетам автора [85, 121], в 100 г рассеянного органического вещества класса гумитов новообразуется на подстадии ПК 0,3 г высокомолекулярных углеводородов (с температурой кипения выше $300^\circ C$), асфальтенов и смол, на подэтапе $МК_1^1 - 1,2$ г, $МК_1^2 - 1,25$ г, этапе $МК_2 - 1,03$ г. Из 100 г сапропелитов на тех же этапах и подэтапах образуется 1,3; 2,1; 1,6 и 0,4 г этих компонентов битумоидов. Из каждых 100 г органического вещества образуется 1,4, 1,0, 0,14 и 0,43 г углеводородных газов в органическом веществе класса гумитов и 1,60, 0,45, 0,60 и 0,45 г в органическом веществе класса сапропелитов на тех же этапах катагенеза. Кроме того, доказано, что происходит новообразование низкокипящих УВ.

Важны три обстоятельства. Во-первых, масса этих новообразований весьма значительна. Во-вторых, их состав также в значительной степени, по крайней мере в зонах начального и среднего мезокатагенеза, предопределен типом исходного ОВ. В-третьих, новообразование жидких и газообразных УВ происходит крайне неравномерно. Процессы нефтегазообразования четко локализованы в геологическом пространстве Земли.

Одним из первых вертикальную зональность процессов нефтегазообразования рассмотрел в 1948 г. и в последующие годы В.А. Соколов [149–152]. Он выделял в разрезе осадочных бассейнов биохимическую, ниже переходную и далее термокаталитическую зоны (рис. 58). Термокаталитическая зона охватывает, по В.А. Соколову, весь разрез стратисферы глубже 1–2 км. Она подразделяется на две подзоны: верхнюю – нефтегазовую и нижнюю – метановую.

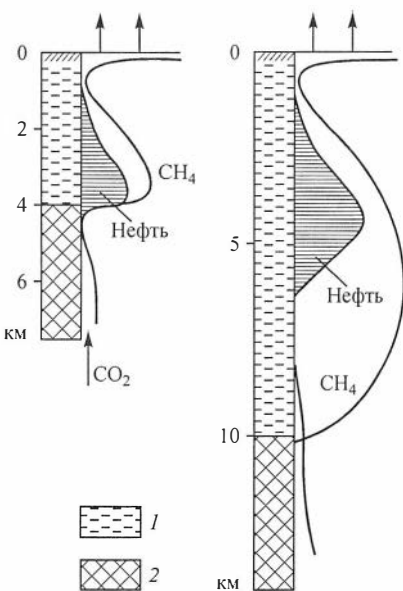


Рис. 58. Вертикальная зональность интенсивности образования углеводородов для разной мощности осадочных пород, по В.А. Соколову [152]. Породы: 1 – осадочные, 2 – изверженные.

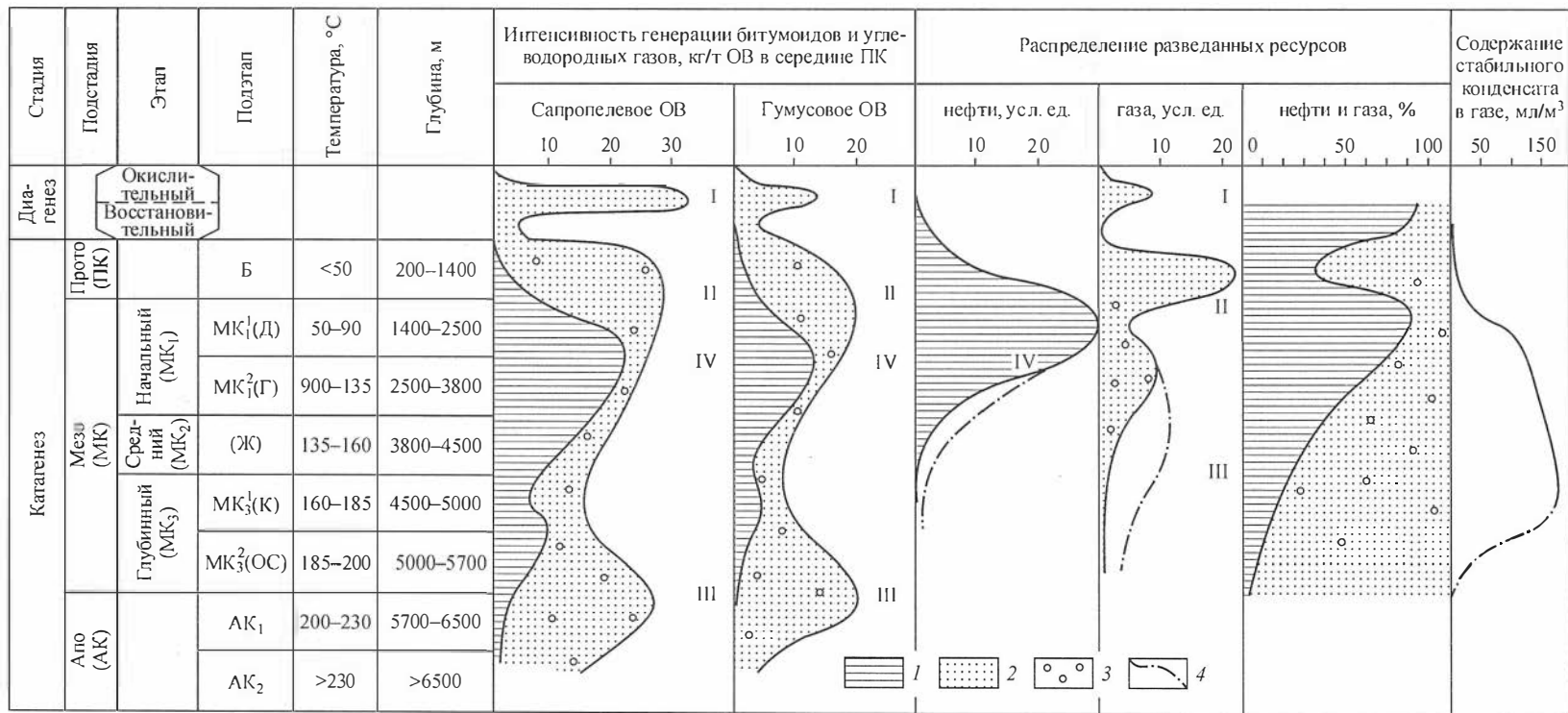


Рис. 59. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратиферу. Составили А.Э. Копторович, А.А. Трофимук с использованием материалов А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.А. Карцева, А.Э. Копторовича, Н.Т. Линдтропа, С.П. Максимова, М.С. Моделевского, С.Г. Неручева, Е.А. Рогозиной, В.А. Соколова, В.П. Строганова, А.А. Трофимука, В.А. Успенского:

1 – нефть и битумоиды; углеводородные газы; 2 – CH_4 , 3 – C_2H_6 – C_3H_{12} ; 4 – предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубины 1–3 км. I – диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II – верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III – глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV – главная зона нефтеобразования.

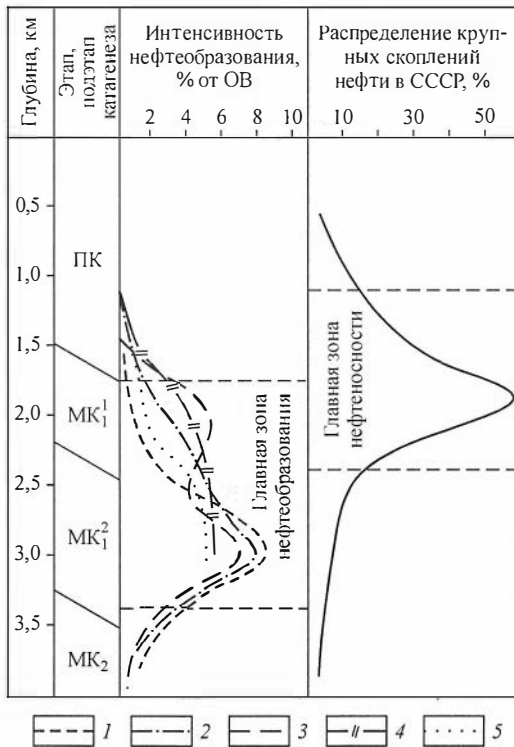
В 1954 г. Н.Б. Вассоевич наметил иную зональность процессов нефтегазообразования. Он полагал, что в зоне катагенеза по мере погружения в начале формируются скопления газа, затем нефти и далее, в позднем катагенезе, – газоконденсата [24].

Новейшие исследования, как видно из этого раздела, подтвердили правильность представлений В.А. Соколова и Н.Б. Вассоевича о зональности нефтегазообразования. В 1967 г. Н.Б. Вассоевич предложил называть этап в геохимической истории погружающейся осадочной толщи, когда она находится в условиях температур и давлений, при которых в составе РОВ наиболее энергично происходит новообразование битумоидов, в том числе УВ, главной фазой нефтеобразования (ГФН) [20]. Тогда же независимо автор выделил эту часть зоны катагенеза в качестве главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [81, 117]. В этой же работе была описана модель зональности процессов газообразования, близкая модели Н.Б. Вассоевича, т. е. выделены в разрезе стратисферы две зоны интенсивного газообразования.

На основе обобщения этих данных (рис. 59) показана динамика новообразования жидких и газообразных углеводородов в зонах диагенеза и катагенеза. Из рис. 59 видно, что и в сапропелевом, и в сапропелево-гумусовом органическом веществе наиболее интенсивно новообразование битумоидов происходит в конце подэтапа МК₁¹ и на подэтапе МК₁² катагенеза.

Это обстоятельство Н.Б. Вассоевич, В.С. Вышемирский, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук, автор и ряд других исследователей неоднократно подчеркивали и ранее [20, 38, 79, 83 и др.]. Данные на этот счет, недавно синтезированные по ряду регионов С.Г. Неручевым [205], приведены на рис. 60.

И.В. Высоцкий (1967 г.) развил и теоретически обосновал вертикальную иммерсионную зональность распределения УВ в разрезе осадочной оболочки Земли (рис. 61). Он также различает верхнюю газогенную термокаталитическую, нефтегазогенную термокаталитическую и нижнюю газогенную термокаталитическую зоны [32–36].



В настоящее время всеми исследователями признается наличие в разрезе стратисферы ГЗН. В едином цикле нефтеобразования в осадочной толще принято выделять следующий ряд фаз: фаза созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, фаза начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования, главная фаза процессов нефтеобразования, фаза затухания

Рис. 60. Изменение интенсивности нефтеобразования (на 0,5 км глубины) и распределение крупных скоплений нефти по глубинным зонам осадочного чехла, по С.Г. Неручеву [113]:

1 – терригенный девон; 2 – бавлинские отложения; 3 – кембрий Восточной Сибири; 4 – сапропелевое органическое вещество мезозоя Западной Сибири; 5 – сапропелево-гумусовое органическое вещество мезозоя Западной Сибири.

процессов нефтеобразования и фаза существования нефтепроизводивших отложений [83]. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз. Они носят те же названия, что и фазы.

Что же касается зональности газообразования, то по этому поводу единой точки зрения нет. Одни исследователи (А.М. Акрамходжаев, С.Г. Неручев, В.Д. Навликин, Г.Э. Прозорович, Е.А. Рогозина, Г.П. Сверчков, В.А. Успенский, Б. Тиссо, Р. Пеле и др.) развивают новыми данными идею В.А. Соколова, согласно которой основная зона генерации углеводородных газов находится ниже ГЗН [1, 115, 132, 140 и др.]. При этом, однако, А.М. Акрамходжаев признает наличие зоны генерации газа выше ГЗН.

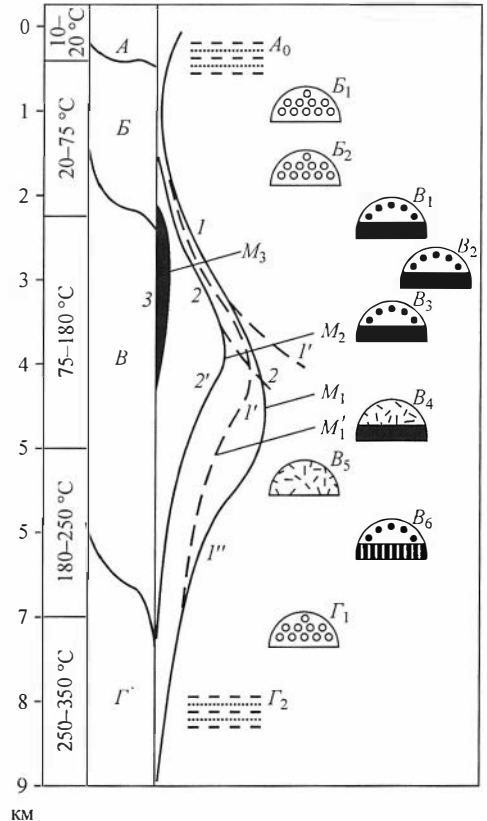
Г. Кульбицкий [186], Н. Бостик, Н.В. Лопатин [104], А.Л. Козлов [73], в ряде работ автор совместно с В.П. Даниловой, П.А. Трушковым и др. [85, 89] разрабатывают идею о наличии в разрезах осадочных бассейнов двух зон интенсивной генерации углеводородных газов (рис. 62). Предлагается называть их проторанне-мезокатагенная (верхняя) и позднемезоапокатагенная (глубинная) зоны интенсивного газообразования. Проторанне-мезокатагенной зоне интенсивного газообразования отвечают первые две зоны процессов нефтеобразования. Позднемезоапокатагенной зоне интенсивного газообразования отвечают зона затухания процессов нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводивших отложений.

Важно подчеркнуть, что если учесть очень быструю потерю водорода сапропелевым органическим веществом после жирной стадии, то (есть все основания) можно считать, что оно в позднемезоапокатагенный этап интенсивного газообразования дает значительно большие массы углеводородных газов, чем в гумусовом [63].

Рис. 61. Вертикальная иммерсионная зональность распределения углеводородов в разрезе осадочной оболочки Земли, по И.В. Высоцкому.

Генетические зоны и соответствующие им скопления углеводородов: *A* – верхняя газогенная биохимическая зона; *A*₀ – газ, растворенный в воде; *B* – верхняя газогенная термокаталитическая зона; *B*₁ – залежи сухого газа, *B*₂ – залежи жирного газа; *B* – нефтегазоносная термокаталитическая зона; *B*₁ – нефтегазовые залежи, *B*₂ – газонефтяные залежи, *B*₃ – нефтегазовые залежи, *B*₄ – залежь газорастворенной нефти с нефтяной оторочкой, *B*₅ – залежь газорастворенной нефти, *B*₆ – залежь конденсата с газовой шапкой; *Г* – нижняя газогенная термокаталитическая зона; *Г*₁ – залежи сухого газа, *Г*₂ – газ, растворенный в воде.

Кривые генерации углеводородов с глубиной иммерсии: *1* – начальная стадия генерации углеводородного газа, *1'* – в том числе гомологов метана, *1''* – генерация углеводородного газа на стадии влияния истощения исходного вещества; *2* – начальная генерация жидких и твердых углеводородов, *2'* – генерация жидких и твердых углеводородов на стадии истощения исходного вещества; *3* – остаточное содержание жидких и твердых углеводородов в породах – генераторах; *M*₁, *M*_{1'}, *M*₂, *M*₃ – максимальные значения.



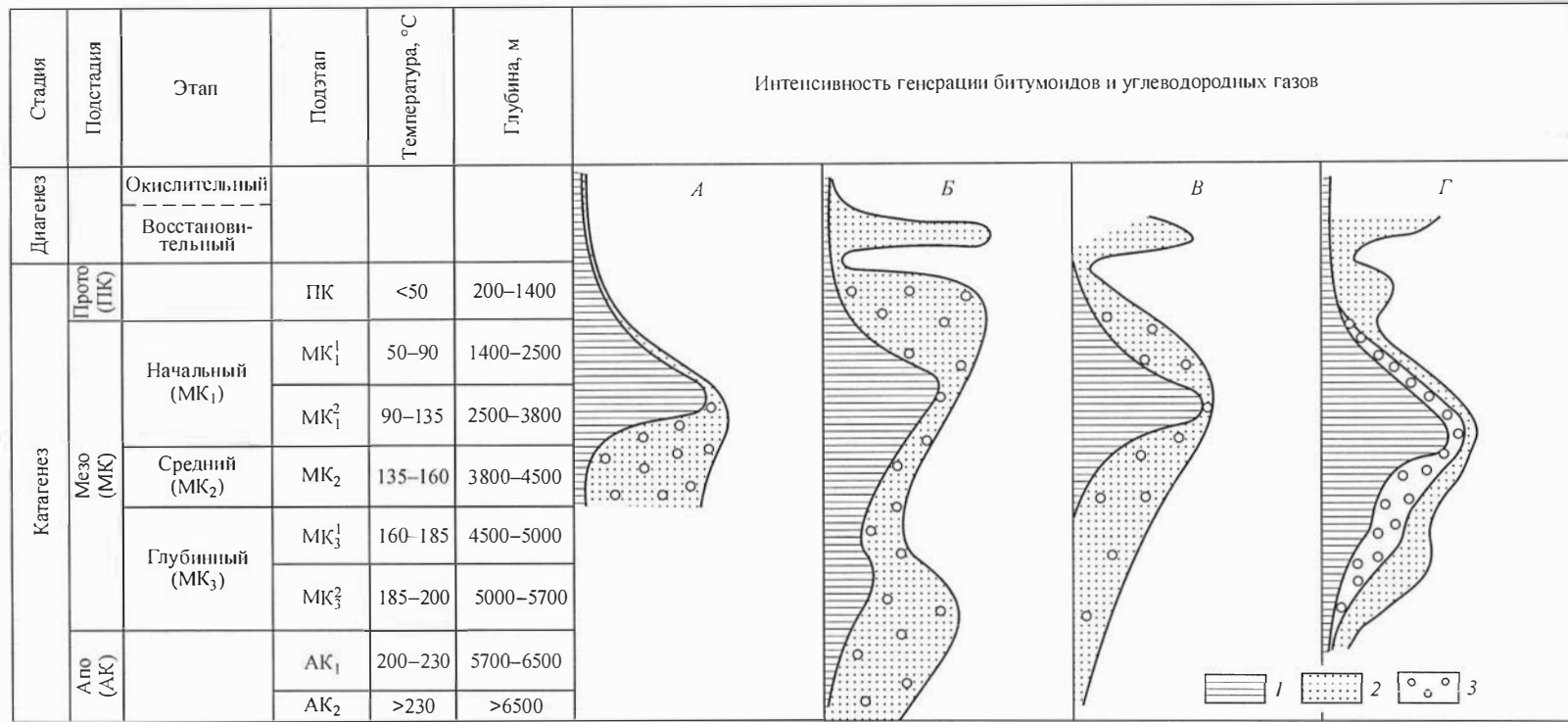


Рис. 62. Принципиальные схемы зональности нефтегазообразования в стратиферс:

А – по Б. Тиссо, Р. Пеле [163]; Б – по А.Э. Конторовичу [85, 89]; В – по Г. Кульбницкому [186]; Г – по Н.Б. Вассовичу [73]. 1 – интенсивность нефте- и газообразования; 2 – метан; 3 – жирный газ.

По нашему мнению, в пользу именно этой точки зрения свидетельствуют данные балансовых расчетов, выполненных различными исследователями.

Сошлемся на последние из них по времени [101, 137, 140].

По М.М. Лифшицу, в гумусовых углях из 1 т угля на конец ПК далее образуется за подэтап $МК_1^1$ 93 кг метана, $МК_1^2$ – 48, $МК_2$ – 32, $МК_3^1$ – 29, $МК_3^2$ – 19, $АК_1^1$ – 21, $АК_1^2$ – 43 кг [101]. В метагенезе интенсивность генерации углеводородных газов вновь снижается. Он же отмечает, что “большое выделение метана на ранних стадиях углефикации объясняет образование залежей газа в некоторых районах распространения метаморфизованных углей, где есть геологические условия для сохранения газа” [101, с. 31]. Понятно, что эти выводы должны быть распространены и на гумусовое РОВ. Таким образом, данные, полученные М.М. Лифшицом, также свидетельствуют в пользу представлений о наличии в стратиффере двух зон интенсивного газообразования.

Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, В.А. Успенский приводят результаты расчетов, из которых также видно, что гумусовое ОВ генерирует максимальное количество метана в конце прото-, начале мезокатагенеза и в конце апо-, начале метакатагенеза [113]. В начальном мезокатагенезе интенсивность генерации углеводородных газов снижается. Однако, выделяя нижнюю зону усиления генерации углеводородных газов в качестве главной, эти исследователи почему-то совершенно не учитывают факт усиления, пусть менее значительного, генерации гумусовым ОВ углеводородных газов в начале мезокатагенеза. Между тем, если учесть, что, по крайней мере, на платформах масса пород, залегающих на глубинах до 3 км, во много раз больше массы пород, погружившихся либо погружавшихся в зону глубинного мезо- и апокатагенеза, то придется признать, что действительная роль верхней зоны интенсивного газообразования в формировании ресурсов газа в стратиффере весьма высока.

Серьезные аргументы в пользу признания наличия верхней зоны интенсивного газообразования приводят В.П. Строганов [159], Ф.А. Алексеев, В.С. Лебедев, В.М. Овсянников [5].

4. ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ БИТУМОИДОВ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

По современным представлениям первичная миграция углеводородов могла осуществляться в следующих состояниях:

- 1) в виде раствора (истинного или коллоидного) образующихся жидких углеводородов в водах, отжимаемых из глин и аргиллитов при уплотнении;
- 2) в виде ретроградного раствора образующихся жидких углеводородов в газах, генерируемых органическим веществом в ходе его катагенетических превращений;
- 3) в виде раствора находящейся в газообразном состоянии однофазной газонефтяной системы в отжимаемых из глин и аргиллитов водах.

Реальность процессов первичной миграции может быть доказана двумя путями: либо по установлению следов (улик) эмиграции битумоидов из материнских пород, либо, для бассейнов, где процессы нефтегазообразования протекают и в настоящий геологический момент, нахождением прямых проявлений этого процесса.

Существует много улик процессов первичной миграции битумоидов. Они базируются на физико-химических моделях процессов первичной миграции.

В предположении, что при прочих равных условиях концентрация битумоидов в погружающейся осадочной толще контролируется двумя противоположно действующими факторами – новообразованием битумоидов и их эмиграцией, была построена модель этого процесса [38, 79]. Будем ее для краткости в дальнейшем называть “динамической”. Было показано, что во всех осадочных толщах, захоронившихся в нейтральных и восстановительных условиях, действительно происходило и происходит новообразование битумоидов.

Если “динамическая” модель верна, то должна реализоваться ситуация, когда эмиграция битумоидов преобладает над новообразованием и битумоидный коэффициент уменьшается. На рис. 35, 37, 39 видно, что такие ситуации действительно возникают при погружении осадочных пород на значительные глубины.

В морских глинистых толщах с сапропелевым РОВ битумоидный коэффициент начинает уменьшаться на глубинах 2600–3500 м, в карбонатных – на глубинах 2800–4000 м, в угленосных толщах с гумусовым РОВ – в интервале глубин от 2700 до 3200 м. Глубина, на которой наблюдается этот эффект, зависит от геотермического градиента, возраста толщ и времени их погружения, литологии пород [79]. Сам факт уменьшения битумоидного коэффициента является доказательством реальности первичной миграции битумоидов в породах разного литологического состава.

Таким образом, многочисленные материалы подтверждают, что первое следствие, с неизбежностью вытекающее из представлений о динамике новообразования и эмиграции битумоидов, действительно и широко реализуется на природных объектах.

Из представлений о первичной миграции битумоидов вытекают и другие следствия, которые могут быть проверены. Рассмотрим их на примере глинистых нефтепроизводящих пород. В 1965 г. А.А. Трофимук и автором была построена количественная, а С.Г. Неручевым качественная модель эмиграции битумоидов из пласта глин [114, 164]. Эта модель многократно описывалась, поэтому остановимся на ней очень кратко.

Пусть:

1) имеем некоторое геологическое тело a – однородный пласт глин мощностью L , ограниченный сверху и снизу пластами песчаников;

2) в каждой его точке (x, y, z) содержится некоторое количество органического вещества, причем $C(x, y, z, t) = q(x, y, z, t) + b(x, y, z, t)$ – общее содержание органического вещества в породе; $q(x, y, z, t)$ – содержание керогена; $b(x, y, z, t)$ – содержание битумоида. Последний, в свою очередь, представляет собой сложную смесь углеводородов, сорбированных на керогене и минеральной части породы;

3) в некоторый момент времени $t = t_0$ во всех точках (x, y, z) пласта битумоиды совершенно идентичны по составу;

4) в каждой единице объема тела a имеется некоторое количество m поровой воды с растворенными в ней газами, которые образуют поток флюидов из внутренних частей пласта через его верхнюю и нижнюю границы (за счет процессов выжимания поровой воды при уплотнении пород и диффузии образующихся при метаморфизме газов).

В результате десорбции из пород и растворения в воде и газах компонентов битумоида последние приобретают известную миграционную способность. Необходимо выяснить, к каким изменениям по разрезу пласта (по оси z) в соотношении отдельных компонентов органического вещества вообще и битумоидов в частности приведут эти процессы.

Очевидно, что мы имеем процесс, модельно очень близкий в хроматографии жидкостей на адсорбенте (в случае, когда подвижная фаза – вода) или газоадсорбционной хроматографии (в случае, когда подвижная фаза – газ). Представление о том, что миграцию углеводородов в толще горных пород можно рассматривать как их движение в огромной хроматографической колонке, неоднократно высказывалось и раньше В.А. Соколовым [150] и рядом зарубежных исследователей. Строгое описание процесса хроматографии средствами математики сложно и удаётся лишь для простейших систем при некоторых упрощениях (так называемая “идеальная хроматография”). Интересующий нас случай к простейшим задачам “идеальной хроматографии” не сводится.

Особенностью хроматографического процесса в рассматриваемом случае, по сравнению с “идеальной хроматографией”, является то, что само геологическое тело a – глинистый пласт – есть источник подвижной фазы. В силу этого через внешние (по оси z) части пласта пройдет больше подвижной фазы, чем через центральные. На языке хроматографии это означает, что число промываний внутренних зон пласта будет много меньше, чем внешних. Как следствие, хроматографическое разделение компонентов битумоида, условия для эмиграции углеводородов будут ухудшаться от границ пласта к его центральной части. Пусть, например, мы замерим по разрезу пласта глин (вдоль оси z) параметры λ_1 и λ_2 – содержания двух каких-либо компонентов в битумоиде, из которых λ_1 миграционноспособнее, чем λ_2 . Соотношение между ними в начальный момент

$$v_0 = \left(\frac{\lambda_1}{\lambda_2} \right)_{t=t_0} = k_0$$

постоянно во всех точках пласта. Тогда в процессе первичной миграции v станет минимальным в кровле и подошве пласта (плоскости $z = \pm L/2$) и менее всего изменится (будет ближе всего к k_0) в средней части пласта (плоскость $z_1 = 0$), т. е.

$$\begin{aligned} v'(z) &> 0 & \text{при } z < 0, \\ v'(z) &= 0 & \text{при } z = 0, \\ v'(z) &< 0 & \text{при } z > 0. \end{aligned} \tag{15}$$

Понятно, что если λ_2 миграционноспособнее, чем λ_1 , зависимость будет обратная.

Все сказанное позволяет рассматривать (15) как экспериментальное правило для установления нефтепроизводящих пластов аргиллитов и глин.

Из рассмотренной модели следует, что чем больше мощность пласта ($L \rightarrow \infty$), тем больше затруднена эмиграция углеводородов из его центральных частей, и битумоиды в них будут по составу ближе всего к первичным, автохтонным. Мысль о том, что наиболее жесткие условия для начала миграции нефти необходимы в тех случаях, когда породы-коллекторы далеко отстоят от нефтепроизводящих пород, еще в 1954 г. высказал Н.Б. Вассоевич [24].

При проверке описанной модели удобнее рассматривать зависимость между параметром v , и удаленностью точек от границ пласта

$$v_t = f \left(\frac{L}{2} - |z| \right)^1, \tag{16}$$

для которой в соответствии с (15) будем иметь

$$v'_t = (|z|) \leq 0. \tag{17}$$

Легко понять, что уравнение (17) может быть использовано для выделения нефтепроизводящих пластов.

Если измерения сделаны для серии пластов, находящихся в близких условиях (глубина погружения, литология, условия захоронения, содержание и тип органического вещества и т. п.), и степень изученности каждого пласта в отдельности не позволяет исследовать, выполняется ли условие (15), зависимость (16) можно рассматривать как статистическую для многих пластов и проверить, вы-

¹ Для простоты $L/2 - |z| = h$.

полняется ли условие (17). В этом случае дается оценка нефтепроизводящих свойств как всей толщи сразу (статистически выполняется или не выполняется (17)), так и отдельных пластов (следуют или нет с определенной доверительной вероятностью замеры на отдельных пластах общей зависимости). Очевидно, такая статистическая оценка пригодна, в отличие от (15), и для пластов аргиллитов и глин малой мощности, и для пластов песчаников. В пластах аргиллитов и глин малой мощности и в пластах песчаников v_i должно принимать значения, замеряемые на пластах большей мощности при достаточно малых значениях h .

Таким образом, для отнесения той или иной толщи, в соответствии с (15) или (17), к нефтепроизводящей или нефтенепроизводящей необходимо изучение отдельных пластов с детальной характеристикой элементного, компонентного и углеводородного состава битумоидов.

Понятно, что описанная модель может строго выполняться лишь при идеальной однородности пласта глин. При наличии в нем проницаемых прослоев или зон трещиноватости в них может осуществляться локальная эмиграция, что усложнит картину изменения состава битумоидов по качеству и количеству.

Описанная модель была проверена на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты [38, 117, 164]. В качестве объекта для проверки ее правильности взяли отложения юры и неокома. Они залегают на глубинах от 1000–1500 до 2500–3000 м, характеризуются температурами от 30–40 до 150–160 °С, катагенетические превращения органического вещества отвечают ПК и МК₁₋₂. Органическое вещество представлено в этих отложениях гумусовым, гумусово-сапропелевым и сапропелевым типами. Оно захоронялось как в континентальных, так и в морских бассейнах седиментации, с обстановками в диагенезе от окислительной до резко восстановительной. Мощность отдельных пластов аргиллитов колеблется в юрско-неокомской осадочной толще от десятков сантиметров до десятков и даже сотен метров. Таким образом, рассматриваемые отложения характеризуются широким и разнообразным спектром признаков. При выделении в их составе нефтепроизводящих отложений вся плита была разбита на ряд участков с примерно одинаковыми катагенетическими изменениями органического вещества, одинаковым литологическим составом пород, условиями их накопления и т. д.

Изменение среднего состава битумоидов в глинах в зависимости от расстояния до коллектора для ряда районов и толщ Западно-Сибирской плиты приведено в табл. 10, из которой видно, что во многих районах плиты действительно на-

Таблица 10

Изменение средних содержаний гетероэлементов в битумоидах (%) из глинистых пород Западно-Сибирской плиты в зависимости от расстояния до коллектора* [42]

Район	Возраст	Расстояние до коллектора, м					Этап, подэтап катагенеза
		0–2	2–4	4–6	3–10	15–20	
Игрим-Нарыкарский	J ₁₋₂	18,39	13,21	11,10	9,23	7,83	МК ₁ ¹
Саргатский	J ₁₋₂	10,78	9,40	8,74	8,08	7,55	ПК ₃ – МК ₁ ¹
Сургутско-Нижневартовский	J ₁₋₂	9,50	7,54	6,59	5,66	4,91	МК ₁ ²
Каймысовский	J _{3vlg}	9,56	8,79	8,25	7,52	6,72	ПК ₃ – МК ₁ ¹
Шаимский	J _{3vlg}	11,96	11,25	10,69	9,90	8,91	ПК ₃
Сургутско-Нижневартовский	K _{1v}	9,19	8,40	7,97	7,51	7,10	ПК ₃ – МК ₁ ¹

* Каждое значение среднее из 10–12 определений.

**Изменение состава синбитумоида глинистых пород Шкаповского и Туймазинского районов
(по С.Г. Неручеву [112])**

Район	Возраст	Расстояние до коллектора, м	Кол-во образцов	Элементный состав хлороформенного битумоида А, %									Содержание битумоида в органическом веществе, %			
				С			Н			О + N + S			мини-мум	макси-мум	сред-ний	
				мини-мум	макси-мум	сред-ний	мини-мум	макси-мум	сред-ний	мини-мум	макси-мум	сред-ний				
Шкаповский	Живетский ярус (2000–2150 м)	0–2	12	67	83,3	76,7	7,3	11,5	9,69	5,2	25,7	13,61	0,97	2,76	1,91	
		2,1–4	12	73,22	82,7	77,45	8	11,43	10,03	5,87	16,59	12,53	0,38	3,28	1,63	
		4,1–6	4	75,6	79,5	77,3	8,62	11,02	10,32	11,05	13,38	12,38	1,52	2,71	2,12	
		6,1–8	4	73	83	79,37	8,58	10,7	9,49	7,3	18,42	11,13	1,65	4,13	2,83	
		8,1–10	1	—	—	80,5	—	—	10,25	—	—	9,25	—	—	—	2,72
		14,1–16	2	80,5	82,45	81,67	9,18	10,25	9,67	7,39	9,99	8,65	2,01	2,5	2,25	
Туймазинский	Пашийская и кыновская свиты (1900–2100 м)	0–3	4	80,3	83,5	81,98	10,25	11	10,58	6,15	9,45	7,45	0,96	2,6	2	
		3,1–6	2	81,75	83,3	82,52	10,92	11,22	11,07	5,48	7,33	6,4	0,61	1,3	0,96	
		6,1–9	1	—	—	82,8	—	—	11,52	—	—	5,68	—	—	2,92	
	Эйфельский и живетский ярусы (1600–1700 м)	0–1	5	67,8	78,4	73,78	8,74	12,01	10,56	9,59	23,46	15,15	0,88	1,71	1,45	
		1,1–2	4	78,9	82,01	80,73	10	12	11	7	9,14	8,27	0,49	2,05	1,43	
		2,1–3	1	—	—	80,8	—	—	11,2	—	—	8	—	—	1,06	

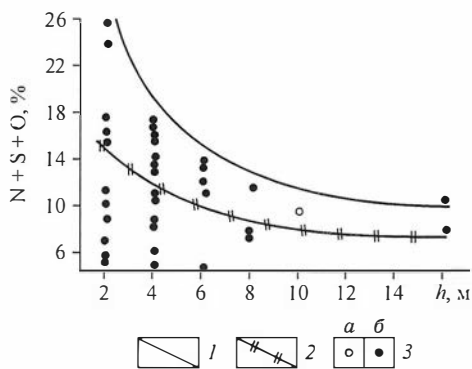


Рис. 63. Изменение содержания гетероэлементов в битумоидах в глинах в зависимости от расстояния до коллектора. Шкапово, живетский ярус, глубина залегания материнских пород 2000–2150 м, по С.Г. Неручеву [112] с изменениями.

Линии: 1 – максимальных и 2 – медианных значений; 3 – органическое вещество: а – сапропеловое, б – гумусовое.

направлению от центра пласта к коллектору в битумоидах увеличивается содержание гетероэлементов. Показательно, что это происходит на тех же глубинах, где наблюдается уменьшение битумоидного коэффициента в разрезе.

Интересный пример влияния процессов эмиграции углеводородов на групповой состав битумоидов зафиксирован в Александровской скв. 3-Р. Здесь в отложениях баженовской свиты детально изучен углеводородный состав двух образцов, один из которых расположен в 3 м, а другой – в 34 м до ближайшего коллектора. Во фракции 300–350 °С первый образец содержит 50 %, а второй – 56,9 % метаново-нафтеновых углеводородов, а во фракции 250–300 °С – 56,3 и 79,8 % соответственно. В составе углеводородов с температурой кипения выше 350 °С в первом битумоиде 14,4 %, а во втором – 29,3 % метаново-нафтеновых углеводородов. Метаново-нафтеновая фракция этих углеводородов содержит в первом случае 4,95 %, а во втором – 12,0 % нормальных углеводородов, зато в распределении нафталиновых, фенантреновых и антраценовых структур в нафтеново-ароматических фракциях картина обратная. Образцы, расположенные близко к коллектору, содержат их в количестве 23,2 %, а далеко – 19,7 %. Таким образом, углеводородный состав этих битумоидов в зависимости от расстояния до коллектора изменяется в полном соответствии с рассмотренной выше моделью.

Вместе с тем известны многочисленные случаи, когда состав битумоидов в вертикальном разрезе глинистых пластов практически не меняется. Все они характерны для отложений в периферических районах плиты или в верхней части разреза, слабо измененных катагенезом (этап ПК) [117].

С.Г. Неручев и Й.С. Ковачева [112, 114] рассмотрели характер изменения состава битумоидов на примере палеозойских толщ Волго-Уральской нефтегазоносной области (табл. 11). По их данным, в породах живетского яруса Шкаповского района при уменьшении расстояния до коллектора от 14–16 до 0,1 м содержание гетероэлементов возрастает от 8–9 до 13–14 %, а углерода падает от 81–82 до 75–77 % (рис. 63). В этом же направлении уменьшается и битумоидный коэффициент. Такая же закономерность наблюдается в пашийских и кыновских глинах Шкаповского и эйфельских и живетских – Туймазинского районов.

В 1966 г. Б.С. Коротков (см. [62]) нашел новые доказательства закономерного изменения состава битумоидов в пластах глин, возникающего в результате их первичной миграции. Он показал, что в майкопских глинах Западно-Кубанского прогиба Скифской плиты по мере удаления от коллектора в битумоидах увеличивается содержание масел и уменьшается содержание гетероэлементов (рис. 64). Образцы отбирались в интервале 2,5–3,8 км.

Новые подтверждения хроматографической модели эмиграции битумоидов из глин получены рядом исследователей в 1971 г.

В.В. Казаринов и автор изучили изменение состава битумоидов по разрезу верхнеелайсовой пачки аргиллитов в Вилюйской синеклизе (см. [38]). В центральной

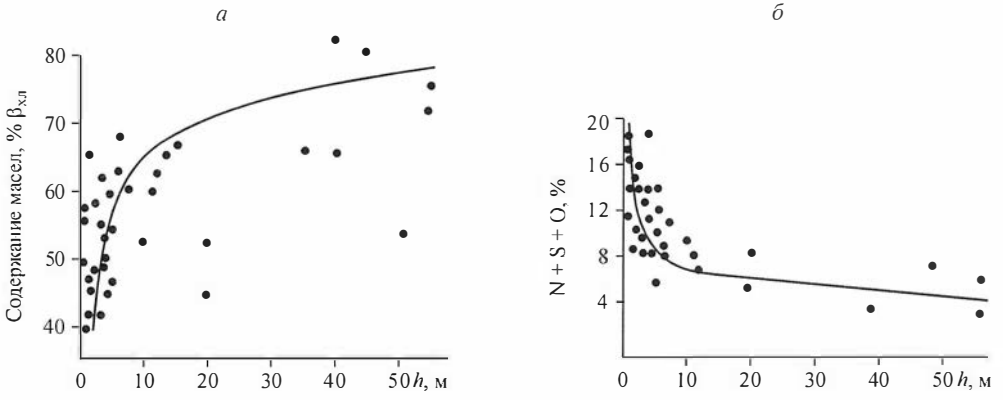


Рис. 64. Зависимость содержания масляной фракции (а) и гетероэлементов (б) в битумоидах из майкопских глин (Скифская плита, Западно-Кубанский прогиб) от расстояния до ближайшего коллектора, по Б.С. Короткову [62].

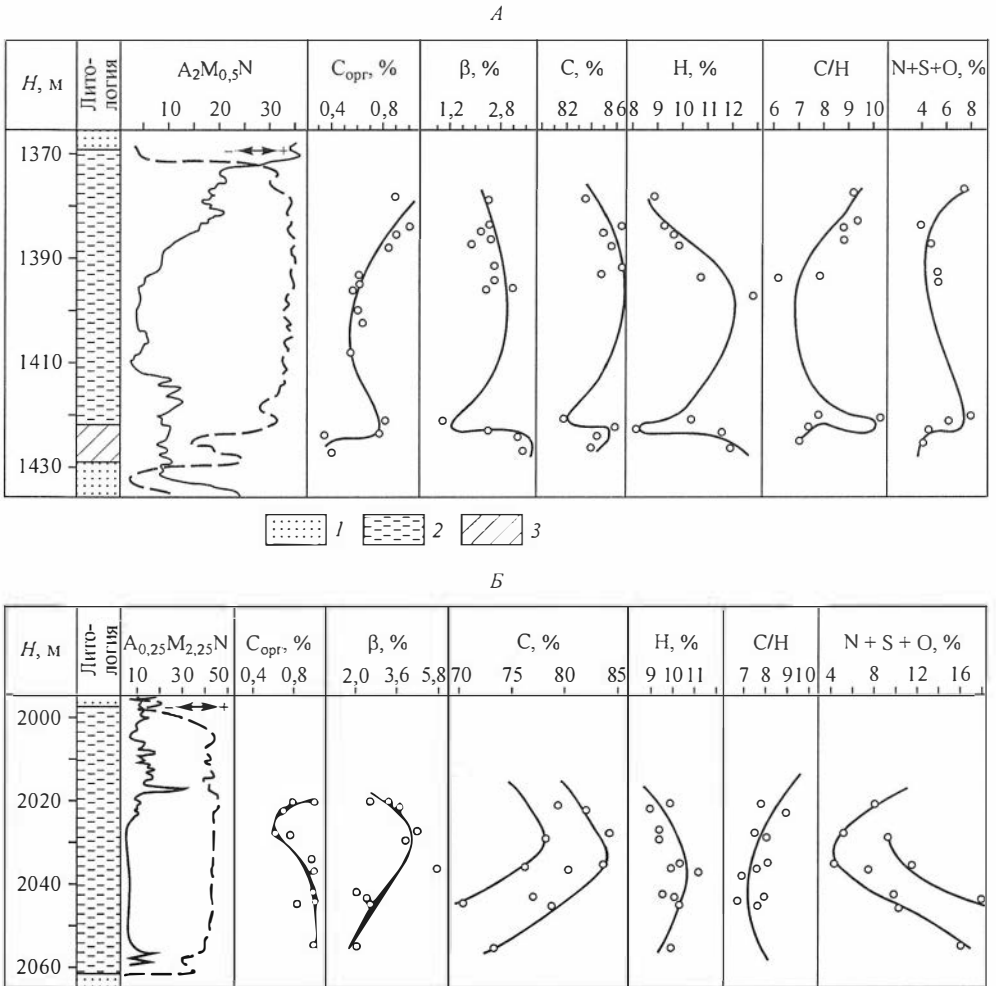


Рис. 65. Геохимический разрез отложений верхнего лейаса. Средневилуйская площадь, скв. 19-Р (А) и Бадаранская площадь, скв. 1-Р (Б):

1 – песчаники; 2 – аргиллиты; 3 – алевролиты.

Сравнение состава битумоидов из тоарских сланцев и битумоидов в проницаемых породах в Парижском бассейне (скв. Соургау 1, глубина 2034–2046 м, температура около 80 °С (по М. Ванденбрук [200]))

Литология	Номер обр.	Расстояние от коллектора, м	Насыщенные УВ, %	Асфальтены, %	Циклоалканы, число колец, % на Me–Ni-фракцию						Арены, число колец, % на Np–Ar-фракцию		
					1	2	3	4	5	6	1	2	>2
Сланцы	9	1,5	30,7	7,5	13,74	11,45	11,63	15,36	7,51	0	27,79	33,46	38,75
	11	0,7	25,2	12,5	13,06	11,76	13,77	17,72	8,52	0			
	12	0,4	24,7	12,5	12,02	11,72	14,95	18,73	9,55	0			
Проницаемые породы	8*		33,7	6,7	14,49	11,91	11,57	14,61	7,21	0			
	10*		33,1	5,2	13,67	11,23	11,27	15,53	6,04	1,60			
	13**		45,8	5,9	14,54	11,37	10,12	12,88	5,75	0	34,05	36,56	29,39

* Внутри толщи тоарских сланцев.

** В подошве толщи тоарских сланцев.

части синеклизы на Хапчагайском мегавалу эта пачка залегает на глубинах 1300–2000 м, имеет мощность 50–70 м, концентрация органического углерода в пачке составляет 0,5–0,9 %, катагенетические преобразования достигли подэтапа МК₁¹.

На Средневилюйской площади в скв. 19-Р эта пачка пройдена с хорошим отбором керна. Она служит покрывкой для газоконденсатной залежи с небольшой нефтяной оторочкой. Как видно из рис. 65, вторичные битумоиды проникли из залежи в покрывку всего на 2–3 м, выше четко фиксируется сингенетичная битуминозность. В самой пачке вблизи коллектора содержание углерода в битумоидах равно 81–83 %, водорода – 8–9 %, гетероэлементов – 7–8 %. Отношение С/Н равно 9–10. В центральных частях пачки эти же величины достигают значений 85–86 %, 11–13, 4–5 %. Величина отношения С/Н равна 5–6 (см. рис. 65).

На Бадаранской площади та же пачка пройдена с хорошим отбором керна в скв. 1-Р. В ней имеет место та же картина и даже наблюдается возрастание к центру пласта битумоидного коэффициента (см. рис. 65, Б).

М. Ванденбрук изучила состав битумоидов в тоарских сапропелевых глинах Парижского бассейна [200]. В скв. 1-Р, где эти глины пройдены в интервале 2034–2046 м, отобраны образцы на расстоянии от 11,7 до 0,4 м до коллектора. Установлено, что на расстоянии более 1,5 м до коллектора состав битумоидов очень однообразен. Они содержат 31–34 % насыщенных УВ, 33–35 % аренов, 4,0–7,5 % асфальтенов. В табл. 12 сведены данные по образцам в зоне, где состав битумоидов закономерно меняется: в них уменьшается содержание насыщенных УВ и увеличивается концентрация асфальтенов. В коллекторах битумоиды явно аллохтонные. Они либо более нейтральные, либо на уровне самых нейтральных в пачке сланцев.

Чрезвычайно интересны данные об изменении по направлению к кол-

Таблица 13

Изменение количества и состава битумоидов из глинистых пород девона (Алжир) в зависимости от расстояния до пласта-коллектора (по Б. Тиссо, Р. Пеле [163])

Расстояние от резервуара, м	Экстракт $C_{орг}$, мкг	Углеводороды экстракт, %	Асфальтены экстракт, %
2	72	54	12,2
4	86	61	11,2
7	90	63	7,5
10,5	112	63	5,7
14	118	64	5,8

Примечание. Каждое значение является средним для 3–4 замеров.

лектору состава цикланов. В силу низкой катагенетической превращенности в изученном разрезе тоарских сланцев преобладают моно- и тетрацикланы. По направлению к коллектору остаточный битумоид обедняется моноциклическими и обогащается три-, тетра- и пентацикланами. В коллекторах состав цикланов близок к их составу в автохтонном, не затронутом процессами эмиграции битумоиде. Наконец, в составе аренов в коллекторе, по сравнению с автохтонным битумоидом, больше моноциклических и меньше би- и особенно полициклических аренов.

Исследование М. Ванденбрук было специально поставлено с целью поисков следов эмиграции битумоидов из материнских пород.

Б. Тиссо и Р. Пеле изучили изменение состава битумоидов по мере приближения к коллектору в девонских отложениях Алжира (табл. 13). Они показали, что по мере приближения к коллектору уменьшается битумоидный коэффициент, увеличивается концентрация асфальтенов и понижается концентрация УВ в битумоидах. Авторы объясняют это явление дифференциацией битумоидов в ходе миграции из материнской породы в коллектор. “Можно считать, – пишут они, – что перемещение молекул из материнской породы в пласт-коллектор касалось преимущественно углеводородов и, следовательно, обогатило остающуюся смесь асфальтенами там, где миграция углеводородов была наиболее значительной” [163, с. 84].

Таким образом, описанная выше хроматографическая модель эмиграции битумоидов из материнских пород подтверждается, как и динамическая модель соотношения скоростей новообразования и эмиграции битумоидов, на реальных природных объектах.

Важно подчеркнуть, что глинистые пласты, в которых отмечены следы эмиграции битумоидов из материнских пород, встречаются в четко фиксированных геологических условиях [78, 117] – только на глубинах более 1000 м, в интервалах 1000–1500 м – редко, 1500–2000 м – в 50 % случаев, на глубинах более 2000 м, при благоприятных фациальных условиях, – всегда – только при температурах более 50 °С, в интервале температур 50–75 °С – в 50 % случаев, при температурах более 75 °С – в подавляющем большинстве случаев.

Из “хроматографической” и “динамической” моделей первичной миграции битумоидов вытекает еще одно следствие, установленное ранее [38, 79].

На некоторой небольшой глубине, когда ни новообразование, ни эмиграция битумоидов практически не протекают в однородном глинистом пласте, органическое вещество будет иметь средний битумоидный коэффициент $\bar{\beta}_h$ с дисперсией σ_{β_h} , обусловленной рассеянием значений β за счет процессов седиментации и диагенеза. При погружении пласта коэффициент k_h будет для всех его частей примерно одинаков. И, наоборот, коэффициент k_h будет варьировать от очень малых

величин в центральных частях мощных глинистых пластов до достаточно высоких в частях пластов, прилегающих к коллектору. В интервале глубин, в которых в центральных частях пластов $k_h(1 - \beta) > k_{эм}\beta$, β_{max} с глубиной будет расти, а β_{min} оставаться постоянно очень низким, а в ряде случаев даже снижаться. Соответственно $\bar{\beta}$ и $\sigma\beta$ с глубиной будут увеличиваться. Понятно, что если даже для центральных частей пластов $k_h(1 - \beta) < k_{эм}\beta$, то в соответствующих интервалах глубин $\bar{\beta}$ и $\sigma\beta$ будут падать.

Иными словами, на глубинах, где начинается эмиграция битумоидов, диапазон возможных значений β должен увеличиваться, а кривые минимальных и максимальных значений на зависимостях изменения битумоидного коэффициента с глубиной удаляться друг от друга. Для проверки правильности этого вывода вновь обратимся к рис. 35, 37–39. Из рис. 35 видно, что возрастание дисперсии значений β при фиксированном h в глинистых толщах с сапропелевым ОВ начинается на глубинах более 1600–1700 м, причем в тоарских сапропелевых глинах Парижского бассейна и в майкопских глинах Скифской плиты этот эффект практически не наблюдается. В карбонатных морских толщах увеличение дисперсии значений β при фиксированной глубине погружения наблюдается в отложениях, погружавшихся на глубину 2000 м и более, а в континентальных угленосных – более 1700–2000 м (см. рис. 37–39).

Таким образом, проверяя на природных объектах разные модели, описывающие процессы эмиграции битумоидов из пород, мы получаем сходные критерии для диагностики нефтегазопроизводящих отложений. Эмиграция битумоидов происходит лишь в термодинамических условиях зоны мезокатагенеза. Интересно, что почти 20 лет назад эту важную особенность стадийности нефтеобразования совершенно верно предсказывал Н.Б. Вассоевич.

“Согласно развиваемой нами концепции, – писал он, – главный этап миграции нефти из нефтематеринских глин в коллекторы падает на стадию катагенеза и при этом не самую начальную” [17, с. 184–185]. Близкие взгляды высказывали И.О. Брод [15, 16], В.А. Успенский [68] и некоторые другие исследователи.

Рассмотренные представления, лежащие в основе “хроматографической” и “динамической” моделей первичной миграции рассеянных битумоидов, разделяются Н.Б. Вассоевичем [18], В.С. Вышемирским [33], Р. Майнхольдом [189], Б.П. Жижченко [62], А.С. Фомичевым [172] и др. Близкую модель описал И.А. Юркевич.

Вместе с тем некоторые исследователи (И.И. Нестеров, Г.П. Сверчков, К.А. Черников, К.Ф. Родионова, Б.П. Жижченко) полагают, что более кислый состав битумоидов во внешних прилегающих к коллектору частях пластов глин и аргиллитов может быть следствием постепенной смены фациальных обстановок и среды в осадке с окислительной на восстановительную [42, 62]. Б.П. Жижченко считает, что “отличия в составе органического вещества в приконтактных пачках глин могли отражать иные условия седиментации, чем условия седиментации глин, залегающих ниже (или выше) приконтактных, а следовательно, указанные различия были заложены еще в стадию диагенеза” [62, с. 288].

В.С. Вышемирскому, А.А. Трофимуку и автору приходилось отмечать [38], что против такого возражения есть ряд аргументов. Приведем их, а также некоторые новые соображения.

Исследования показали, что предсказываемое “хроматографической” моделью закономерное изменение состава битумоидов в пластах глин по направлению к коллектору наблюдается не повсеместно, а лишь в отложениях с достаточно преобразованным ОВ вне всякой связи с фациальной обстановкой осадков. Этот факт находит естественное объяснение в рамках развиваемой теоретической схемы и противоречит “фациальной” гипотезе И.И. Нестерова, К.Ф. Родионовой и др.

Более того, если предположить, что изменение состава битумоидов объясняется направленным изменением геохимической среды диагенеза, то тогда в соответствии с данными, приведенными в разделе 2, а также в работах [88, 121], по направлению к коллектору следовало бы ожидать увеличения отношения $Me-Np/Np-Ag$ в углеводородной фракции битумоидов. На деле, однако, наблюдается обратный эффект.

Мало объясним с позиций фациальной гипотезы и факт уменьшения битумоидного коэффициента в главной зоне нефтеобразования. Б.П. Жижченко, анализируя причины уменьшения битумоидного коэффициента в отложениях баженовской свиты¹ Западно-Сибирской плиты на глубине 2300–2500 м (см. рис. 35), пишет, что этот пример “свидетельствует не о фазе нефтеобразования на глубине примерно 2300–2500 м, а лишь о том, что на этой глубине в исследованных разрезах залегают слои с иным органическим веществом, чем подстилающие и перекрывающие их” [62, с. 287].

Аналогичным образом Б.П. Жижченко ставит под сомнение данные Б. Тиссо и других по Парижскому бассейну. Он считает маловероятным, что в работах французских исследователей изучались образцы одного слоя, сформировавшегося в абсолютно одинаковых условиях во всех районах Парижского бассейна (с. 269).

Сами по себе замечания Б.П. Жижченко бесспорно верны. Именно поэтому и советские, и французские специалисты при выполнении такого рода исследований обращали особое внимание на подбор коллекций монофациальных образцов с близкими концентрациями ОВ, одинаковым его исходным типом и т. п. В частности, баженовская свита на Западно-Сибирской плите, точно так же, как тоарские сапропелевые глины в Парижском бассейне, – маломощные пачки глин, уникально обогащенные ОВ, и ни один специалист не может спутать их с подстилающими или перекрывающими отложениями, как это предполагает Б.П. Жижченко. Более того, именно в силу своей удивительной выдержанности и выбираются многими исследователями в качестве объекта для исследований катагенетических превращений ОВ [117, 199].

Трудно не согласиться с Б.П. Жижченко, что гарантировать “абсолютно одинаковые условия” захоронения ОВ даже в этих толщах нельзя. Тем более трудно надеяться на то, что они одинаковы в морских глинистых и в морских карбонатных, а также в континентальных угленосных толщах. Но тогда действительно удивительно, что во всех этих типах толщ закономерности изменения битумоидного коэффициента и состава битумоидов с глубиной подобны. Выше многочисленными примерами по результатам многих исследований мы старались показать “удивительное” постоянство этих закономерностей. Не является ли этот факт лучшим доказательством правильности представлений о новообразовании и эмиграции битумоидов в зоне катагенеза? Таким образом, высказанные Б.П. Жижченко сомнения приняты быть не могут.

Развитые представления о механизме первичной миграции битумоидов позволяют количественно оценить интенсивность этого процесса.

Принципиальный путь решения задачи был указан С.Г. Неручевым [109]. Он предложил использовать для этой цели уравнения материального баланса.

Предположим, что в момент времени t_0 в геологическом теле находились некоторое количество q_0 битумоидов, содержащих C_0 (%) углерода, что в момент времени t в рассматриваемом теле осталось $q_{\text{ост}}$ битумоидов, а $q_{\text{эм}}$ эмигрировало, причем первые содержат $C_{\text{ост}}$ (%) углерода, а вторые – $C_{\text{эм}}$ (%).

¹ По ранним стратиграфическим схемам баженовская пачка, теперь свита, входила в состав марьяновской. Данные, анализируемые Б.П. Жижченко, относятся к баженовской свите (пачке).

Тогда можно записать очевидные соотношения:

$$q_0 = q_{I\text{ост}} + q_{I\text{эм}},$$

$$q_0 C_0 = q_{I\text{ост}} C_{I\text{ост}} + q_{I\text{эм}} C_{I\text{эм}}. \quad (18)$$

Решая их, найдем

$$q_{I\text{эм}} = \frac{q_{I\text{ост}} (C_0 - C_{I\text{ост}})}{C_{I\text{эм}} - C_0}. \quad (19)$$

Легко понять, что аналогичные соотношения могут быть получены и для содержания гетероэлементов, масел, углеводородов и т. п. в битумоидах. Таким образом, для определения количества углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, необходимо знать состав автохтонных битумоидов до и после эмиграции из них части компонентов, состав аллохтонных битумоидов и количество оставшихся в породах битумоидов.

Пользуясь такого рода формулами, можно грубо оценить состав и количество высокомолекулярных углеводородов, смол и асфальтенов, эмигрирующих из рассеянного органического вещества [121].

В конце прото- и начале мезокатагенеза из сапропелевого и гумусового органического вещества эмигрирует до 1 кг битумоидов на 1 т органического вещества. В них в составе фракции насыщенных углеводородов преобладают цикланы, особенно конденсированные. В нафтеново-ароматической фракции углеводороды по преимуществу гибридные, конденсированность аренов значительная.

В главной зоне нефтеобразования из 1 т гумусового рассеянного органического вещества эмигрируют 10–12 кг битумоидов, из которых примерно 50 % представлено насыщенными углеводородами, 41 % – нафтеново-ароматическими, 8,5 % – смолами и 0,5 % – асфальтенами. Нормальные алканы составляют 14 % от всех эмигрировавших соединений, полиядерные арены – 25 % от нафтеново-ароматической фракции. Преобладают среди них нафталиновые и фенантроновые углеводороды.

Каждая тонна сапропелевого органического вещества в ГЗН генерирует около 37 кг нефти, в которой 28–29 % – насыщенные углеводороды, 31–32 % – нафтеново-ароматические. Нормальные алканы составляют первые проценты от общего количества эмигрировавших продуктов.

Значит, процессы нефтеобразования в сапропелевом органическом веществе протекают в течение главной фазы нефтеобразования несравненно более энергично, чем в гумусовом. Этот контраст еще более значителен с учетом низкокипящих углеводородов (до 300 °С) и углеводородных газов. Состав эмигрирующих продуктов также очень сильно различается.

В позднем мезокатагенезе из каждой тонны гумусового рассеянного органического вещества дополнительно мигрирует 6–7 кг битумоидов, из них примерно 20 % эмигрировавших высокомолекулярных углеводородов – насыщенные и около 60 % – нафтеново-ароматические. Нормальных алканов эмигрирует очень мало – 300–400 г на 1 т органического вещества [121]. Из этого следует, что гумусовое органическое вещество генерирует парафинистые нефти главным образом в конце нижнего и среднем мезокатагенезе – в главную фазу нефтеобразования. Новые порции высокомолекулярных углеводородов, которые поступают в ловушки в позднемезокатагенный этап, представлены в основном изоалканами и циклическими углеводородами.

Для оценки масштабов эмиграции жидких углеводородов в позднем мезокатагенезе из толщ, сложенных сапропелевым органическим веществом, данных пока нет.

Естественно, возникает вопрос: какие формы первичной миграции УВ являются преобладающими в природе?

Вопрос этот рассматривался В.С. Вышемирским, А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком [38], С.Г. Неручевым [112], А.Э. Конторовичем [79], Н.М. Кругликовым [9]. Сравнивая массу седиментогенной воды, отжимаемой из глин при уплотнении, и количество образующихся одновременно при катагенетических превращениях ОВ углеводородных газов, все эти авторы пришли к выводу, что в прото- и верхней половине зоны мезокатагенеза при концентрациях $C_{орг}$ в породах менее 5–10 % преобладающей формой первичной миграции углеводородных газов являются водные растворы.

Против таких представлений обычно выдвигается следующее серьезное возражение. Известно, что основная масса поровых вод отжимается из глин в диagenезе и в начале протокатагенеза, т. е. в зоне созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, между тем, как было показано выше, формирование всего комплекса компонентов, свойственных нефти, и их первичная миграция происходят много глубже. Это обстоятельство многим исследователям казалось серьезным аргументом в пользу нереальности процессов первичной миграции углеводородов [93 и др.].

За последнее время, однако, появились принципиально новые данные, позволяющие снять это возражение.

Обычно принимается, что все глины уплотняются равномерно. Между тем это не так. Еще в 1966 г. П.Ф. Тесленко и Б.С. Коротков обратили внимание, что уплотнение глин в периферических и центральных частях мощных глинистых пластов и толщ, а также в маломощных глинистых пластах происходит неравномерно. В мощных глинистых толщах, особенно в их центральных частях, глины уплотняются медленнее, в связи с чем резко замедляется и смещается на большие глубины удаление из них поровых вод.

Позднее Ричард Е. Чепмен [181] и А.Г. Дурмишьян [59] подтвердили такое замедленное уплотнение глин в мощных пластах новыми данными и дали принципиальное объяснение причин этого явления. Эти исследователи показали, что в центральных частях мощных глинистых пластов в силу изолированности глин от областей разгрузки отток поровой воды значительно отстает от темпа и глубины погружения глин. Вследствие этого уплотнение глин замедляется и в порах создается аномально высокое пластовое давление, близкое к геостатическому; как следствие, значительные массы поровых вод отжимаются из глин не на глубинах порядка первых сотен метров, а значительно глубже.

Помимо строения песчано-алевритово-глинистых толщ, на характер уплотнения глин значительное влияние оказывает еще один фактор, впервые отмеченный А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной на материалах Западно-Сибирской плиты [63]. Обычно в работах, посвященных уплотнению глин при погружении, рассматриваются изменения их плотности и абсолютной пористости. Во всех этих работах закономерности изменений закрытой пористости глин и аргиллитов, факторы, их контролирующие, соотношение на разных стадиях катагенеза открытых и закрытых пор оставались вне внимания исследователей. Решение этих вопросов имеет важное значение для нефтяной геологии, в частности для выяснения форм, в которых находятся и газообразные, и жидкие углеводороды в горных породах, и механизма их первичной миграции, для оценки нефте- и газопроизводящих свойств пород и т. п. Кроме того, величина закрытой пористости и доля закрытых пор в суммарной пористости в значительной степени определяют свойства аргиллитов как покрышек.

В этой связи проведено исследование абсолютной, открытой и закрытой пористости пород и соотношения между ними [94]. Оказалось, что, в отличие от

абсолютной и открытой пористости, закрытая пористость не связана с мощностью перекрывающих отложений. Закрытая пористость пород тем выше, чем богаче образец органическим углеродом. Особенно сильная положительная связь имеется между отношением закрытой и открытой пористости и содержанием органического углерода (0,66). Как следствие, обогащенные органическим веществом глины и аржиллиты обладают значительно более высокой закрытой пористостью, чем существенно менее уплотненные, но бедные органическим веществом. Таким образом, наряду с мощностью глинистых пластов, на уплотнение глин оказывает влияние и содержание в них органического вещества, так как с ростом концентрации органического вещества резко возрастает роль закрытых пор и улучшаются условия для создания в поровом пространстве глин аномально высоких пластовых давлений.

Ричард Е. Чепмен рассчитал, что при некоторых условиях в глинах, в которых при уплотнении создается аномально высокое пластовое давление, до глубины 1000 м отжимается примерно в 2 раза меньше воды, чем в маломощных пластах. Эта “задержанная” вода отжимается главным образом на глубинах более 2000 м [181].

Из приведенных данных вытекает ряд чрезвычайно важных для теории первичной миграции углеводородов и понимания особенностей этого процесса следствий.

Во-первых, в обогащенных органическим веществом толщах, где преобладают достаточно мощные глинистые пласты, значительная часть поровых вод отжимается не в прото-, а в мезокатагенезе, на глубинах более 2 км, что создает благоприятные условия для первичной миграции образующихся (в главной зоне нефтеобразования) битумоидов [42].

Во-вторых, в мощных и достаточно обогащенных органическим веществом пластах отжимание из глин основной массы поровых вод происходит более синфазно нефтеобразанию, чем в маломощных глинистых пластах. Как следствие, в мощных глинистых пластах процессы первичной миграции углеводородов начинаются позже, но протекают, по крайней мере в их периферических частях, в больших масштабах, чем в пластах маломощных.

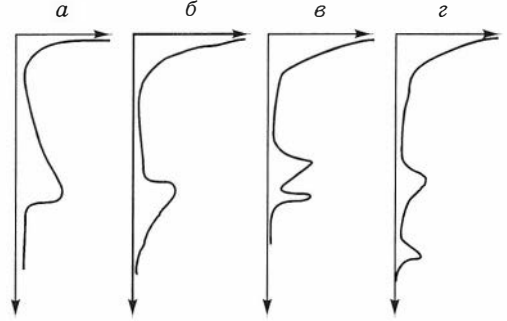
При рассмотрении геологических условий и факторов первичной миграции углеводородов до последнего времени недостаточно учитывался еще один фактор.

Работами советских и зарубежных геологов показано, что в ходе катагенеза происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных вод. Эту воду принято называть “возрожденной” [70]. А.Г. Косовская, Н.В. Логвиненко, В.Д. Шутов [92], а позднее Г.Н. Перозио [128] и американские исследователи (Дж. Берст, Е. Перри, Дж. Хавер, М. Пауэрс) изучили количественную сторону и механизм этого процесса [180, 192, 194]. Они показали, что выделение возрожденной воды из монтмориллонитовых образований происходит неравномерно. В первоначально захоронении осадке и в начале протокатагенеза разбухающие глинистые минералы содержат в межплоскостном пространстве более двух мономолекулярных слоев воды. В протокатагенезе примерно до глубины 1 км параллельно с выжиманием из глины поровых вод происходит дегидратация смешанослойных образований и сокращение межплоскостных слоев молекул воды до двух.

Два последних слоя воды, которые непосредственно примыкают к глинистым решеткам, связаны с ними достаточно прочно, и для дальнейшей дегидратации смешанослойных образований необходимы определенные термодинамические условия. Определяющим при этом является уже не давление, а температура. При геотермических градиентах порядка 3,5–4,0 °С/100 м она достигается на глубинах 2000–2500 м. В интервале глубин от 1000 до 2000–2500 м дегидратация монтмориллонитовых образований не происходит. Интенсивность процессов выделения

Рис. 66. Интенсивность выделения поровых и “возрожденных” вод из глини:

a – по М. Пауэрсу [194]; *б* – по Дж. Берсту [180]; *в*, *г* – по Е. Перри и Дж. Хаверу [192] при геотермических градиентах 3,1 °С/100 м и 2,4 °С/100 м соответственно.



межслоевой воды из монтмориллонитовых образований по Дж. Берсту, Е. Перри, Дж. Хаверу и М. Пауэрсу, показана на рис. 66.

Г.В. Лебедева и К.А. Черников первыми обратили внимание на роль гидрослюдизации монтмориллонитовых образований в первичной миграции углеводородов при анализе условий нефтеобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты [98]. По их данным, в неокомских отложениях Западно-Сибирской плиты наиболее интенсивно дегидратация монтмориллонитовых образований происходит в интервале глубин 1500–1800 м на Нижневартовском и 2000–2300 м на Сургутском сводах (рис. 67).

И.Н. Ушатинский [42] также подробно изучил количественную сторону процесса гидрослюдизации монтмориллонитовых образований в глинах. Будем характеризовать скорость гидрослюдизации монтмориллонитовых образований ΔM , численно равной величине уменьшения их массы (в % от первоначальной, M_0) при погружении осадочной толщи на 100 м. Обозначим эту величину

$$V_{M \rightarrow \Gamma} = \frac{\Delta M}{M_0}.$$

Тогда, как видно из кривой на рис. 68, *б*, построенной по данным И.Н. Ушатинского, максимальная скорость гидрослюдизации монтмориллонитовых образований на Западно-Сибирской плите наблюдается на глубинах 2200–2600 м.

Г.В. Лебедева и Б.А. Лебедев установили ряд принципиально важных особенностей процесса гидрослюдизации монтмориллонитовых образований [97]. Потеря межслоевой воды монтмориллонитовыми образованиями замедляется, причем весьма существенно в центральных частях мощных глинистых толщ. В том

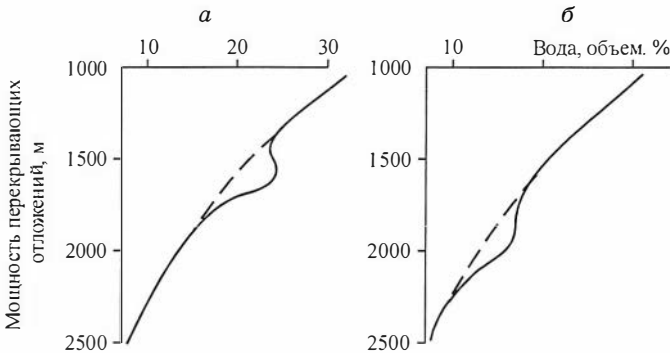


Рис. 67. Потери воды из глинистых пород неокомских отложений Центрального Приобья, по Г.В. Лебедевой и К.А. Черникову [98] с изменениями.

Свод: *a* – Нижневартовский, *б* – Сургутский.

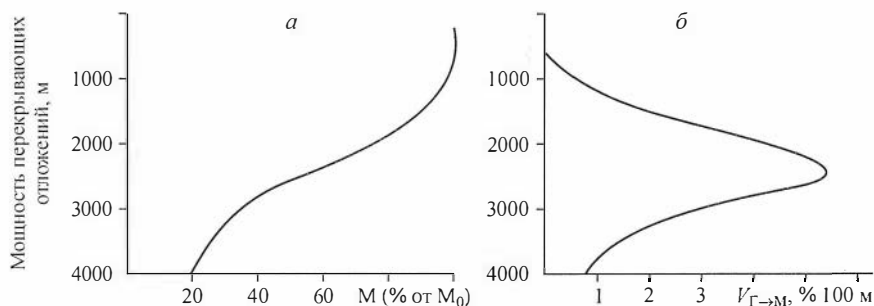


Рис. 68. Изменение содержания монтмориллонитовых слоев M (в % от начальных M_0) и скорости $V_{Г \rightarrow М}$ их гидрослюдизации $\Delta M/100$ м при погружении осадочной толщи.

Геотермический градиент $3-4$ °С/100 м: *a* – по И.Н. Ушатинскому, *б* – подсчитано автором по материалам И.Н. Ушатинского.

же направлении действует обогащенность глин сапропелевым ОВ. Значит, потеря глинами межслоевой воды замедляют те же факторы, которые регулируют потерю воды седиментогенной.

Таким образом, все эти данные показывают, что в мощных глинистых толщах значительные массы воды отжимаются из глин в зоне начального и среднего мезокаатагенеза, когда в составе УВ уже образуется весь комплекс углеводородов нефти.

Далее, они с новой стороны обосновывают хроматографическую модель эмиграции битумоидов из глинистых материнских пород, раскрывая еще одну причину замедленной их эмиграции из центральных частей пластов, особенно мощных.

Можно оценить количество воды, выжимаемой при этом из глин. Методика таких расчетов опубликована [98]. Возьмем в качестве примера Западно-Сибирскую плиту [42, 98]. Интервал глубин максимально интенсивной дегидратации монтмориллонитовых образований в этом регионе примерно отвечает концу $МК_1^1$ – началу $МК_1^2$. Расчеты показывают, что из пласта глин, имеющего к середине подэтапа $МК_1^1$ мощность 1 м и площадь 1 км², выделится за счет уплотнения за этот подэтап около 70 тыс. м³ воды, что за счет гидрослюдизации монтмориллонитовых образований из отложений верхнеюрско-валанжинской морской толщи из того же объема пород должно было дополнительно выделиться 20–25 тыс. м³ “возрожденных” вод. К этому надо добавить, что за счет неравномерного уплотнения глин в мощных глинистых пластах на малых глубинах в рассматриваемом интервале глубин дополнительно выделится еще 15–20 тыс. м³ воды.

Значит, в зоне начального и среднего мезокаатагенеза из глин и аргиллитов выделяются значительные массы воды, создавая тем самым благоприятные условия для первичной миграции битумоидов.

Есть основания считать, что на разных этапах катагенеза преобладают различные формы первичной миграции углеводородов.

В протораннемезокаатагенной зоне интенсивного газообразования углеводородные газы мигрируют преимущественно в водно-растворенном состоянии. Лишь в толщах, резко обогащенных органическим веществом, отмечается и свободная миграция углеводородных газов. В нижней части этой зоны – в зоне возникновения и прогрессивного развития нефтепроизводящих отложений – жидкие углеводороды в силу специфики своего состава мигрируют, вероятно, преимущественно в водно-растворенном состоянии.

В главной зоне нефтеобразования и жидкие, и газообразные углеводороды мигрируют преимущественно в виде водных растворов. Широкому развитию первичной миграции жидких углеводородов способствует благоприятное сочетание ряда важных для нефтеобразования факторов. В этой зоне:

1) в больших масштабах происходит новообразование битумоидов, содержащих весь комплекс углеводородных фракций, смолы, асфальтены;

2) из глин, сложенных в значительной части разбухающими минералами, выделяются большие массы “возрожденной” воды за счет гидрослюдизации монтмориллонитовых образований, а также за счет массы “задержанных” поровых вод в мощных глинистых толщах;

3) пластовые воды в зонах, где ОВ достигло этапа МК₁, обогащены органическим веществом, в частности солями жирных кислот, что способствует растворению в этих водах углеводородов [54, 55]. Особо также следует подчеркнуть химическую активность, агрессивность выделяющихся в больших количествах “возрожденных” вод, что также благоприятствует интенсивному растворению в них и жидких углеводородов, и других органических соединений. В том же направлении действует отмеченное выше снижение газонасыщенности вод, отжимаемых из глин в ГЗН;

4) за счет гидрослюдизации монтмориллонитовых образований увеличивается поровое пространство в глинах и уменьшается их сорбционная емкость, что также благоприятствует эмиграции битумоидов. На последнее обстоятельство ранее неоднократно обращал внимание И.Д. Зхус;

5) выше показано, что на этапах начального и среднего мезокатагенеза меняется структура ОВ в целом, оно разрыхляется, в молекулах керогена резко понижается количество периферических кислородсодержащих функциональных групп (см. рис. 30). Как следствие, уменьшается сорбционная связь битумоидов не только с глинистой матрицей породы, но и с рассеянной в ней массой органического вещества.

Сочетание всей этой совокупности факторов и обеспечивает проявление главной фазы нефтеобразования. Именно такое благоприятное сочетание отмечено, например, в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты. Естественно, в полной мере эти факторы сочетаются не всегда. Тогда, соответственно, и главная фаза нефтеобразования проявится не в полной мере.

В зоне затухания процессов нефтеобразования или, что то же самое, в зоне позднемезоапкатагенного интенсивного газообразования из глин удаляются очень малые количества воды. Как следствие, образующиеся в больших количествах углеводородные газы эмигрируют преимущественно в свободной фазе. Вместе с ними в состоянии обратного растворения мигрируют и образующиеся в небольших количествах жидкие углеводороды. Они представлены преимущественно углеводородами бензиновых и керосиновых фракций.

Из изложенного выше со всей очевидностью следует, что условия катагенетических превращений рассеянного органического вещества, равно как масштабы и условия первичной миграции углеводородов, условия проявления главной фазы нефтеобразования в значительной степени предопределяются ландшафтами бассейнов седиментации прошлого, которые контролировали литологическое строение толщ, состав глинистых минералов в них, состав и количество захороненного органического вещества. Не меньшее влияние на катагенетическую историю органического вещества оказывает геологическая история осадочного бассейна и геотермический режим недр.

В последнее время появляется все больше прямых доказательств миграции в водно-растворенном состоянии в нефтегазоносных бассейнах всего комплекса соединений, свойственных нефти. Автор предложил назвать их аквабитумоидами (АБ).

До недавнего времени было хорошо изучено наличие в водах двух групп соединений. Первую образуют метан и его газообразные гомологи (C_2-C_3) и низкокипящие арены: бензол, толуол, ксилол; вторую – гетеросодержащие соединения: фенолы и карбоновые кислоты. Соединения, свойственные высокомолекулярным компонентам нефтей – углеводороды с температурой кипения выше 250–300 °С, смолы, асфальтены – оставались практически не изученными. Работами В.П. Даниловой, А.С. Фомичева и автора по Западно-Сибирской плите предпринята попытка восполнить этот пробел [91]. Ниже мы кратко приведем результаты этих исследований, остановившись лишь на тех данных по АБ, которые характеризуют региональный геохимический фон, создаваемый процессами первичной миграции.

Фоновые концентрации АБ не превышают 25–30 мг/л. Намечается тенденция к увеличению концентрации АБ с ростом содержания ОВ в породах комплекса. Аквабитумоиды характеризуются относительно однообразным элементным составом. В хлороформенном экстракте 50–60 % углерода, 10,0–10,5 % водорода, 2–3 % серы и 20–23 % азота и кислорода. В АБ присутствуют 30–50 % УВ, в том числе 15–22 % насыщенных и 18–20 % нафтеново-ароматических, 30–45 % смол и 20–30 % асфальтенов.

Среди насыщенных УВ метановые структуры составляют 30–60 %, нафтеновые – 35–75 %. Показательно, что воды, в которых преобладают цикланы, чаще всего встречаются на глубинах до 2350–2400 м. Количество *n*-алканов в водах варьирует от 9 до 25 %, среди них преобладают УВ с 24–28 атомами углерода.

Нафтеново-ароматические УВ, как правило, находятся в меньшей концентрации, чем насыщенные. Главная особенность аренов – низкая их конденсированность.

Таким образом, в таком молодом нефтегазоносном бассейне, как Западно-Сибирский, в котором значительные массы пород находятся в ГЗН и по составу битумоидов пород видны следы их эмиграции, реальность этих процессов установлена и по составу вод.

В первом приближении состав эмигрирующих АБ, предполагаемый по результатам изучения ОВ пород, согласуется с реальным составом аквабитумоидов.

5. АККУМУЛЯЦИЯ БИТУМОИДОВ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ, ИХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ УЛАВЛИВАНИЕ

Для понимания условий и истории формирования залежей нефти и газа в стратисфере необходимо расшифровать сложные и во многом неоднозначные связи между нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением.

Первое, что обращает на себя внимание при анализе закономерностей накопления ОВ в стратисфере, – это связь между абсолютными массами и концентрацией ОВ в нефтегазопроизводящих толщах и запасами углеводородов. На эту закономерность одним из первых обратил внимание А.Б. Ронов [141]. В дальнейшем она была обоснована в работах Ф.Г. Гурари [52], Н.П. Запивалова [41] и многих других исследователей.

В настоящее время можно считать твердо установленным на-

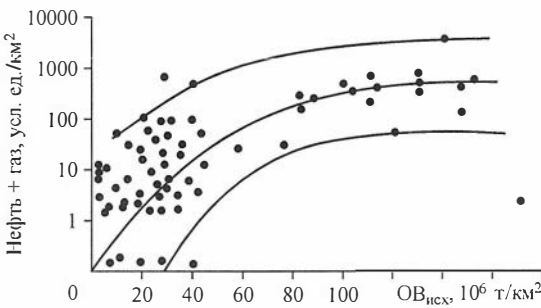
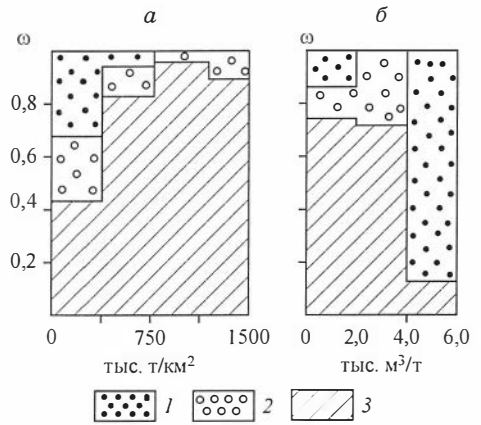


Рис. 69. Зависимость плотности запасов углеводородов (нефть и газ совместно) в нефтегазоносном комплексе от абсолютных масс исходного органического вещества, по А.Э. Конторовичу, И.Д. Поляковой.

Рис. 70. Распределение частот встречаемости залежей углеводородов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты в зависимости:

а – от отношения количества эмигрировавших в пределах нефтегазосборной площади в нефтегазоносном комплексе жидких углеводородов к площади зоны нефтегазонакопления; *б* – от отношения количества эмигрировавших в пределах нефтегазосборной площади в нефтегазоносном комплексе газообразных углеводородов к жидким (по А.Э. Конторовичу, А.А. Растегину, А.С. Фомиичеву). Залежи: 1 – газовые, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтяные.



личие при прочих равных условиях достаточно четкой стохастической связи между абсолютными массами ОВ в пределах нефтегазосборной площади той или иной ловушки или группы ловушек (зоны нефтегазонакопления) и запасами УВ в залежах [121]. Это положение иллюстрирует наглядно рис. 69.

Ранее уже отмечалось, что количество и соотношение эмигрировавших жидких и газообразных углеводородов определяется типом ОВ и уровнем его катагенетической превращенности. Соотношение эмигрировавших жидких и газообразных углеводородов, в свою очередь, контролирует преимущественную нефтеносность или газоносность ловушек (рис. 70).

Далее, достаточно четко фиксируется связь, по крайней мере в начальном и среднем мезокатагенезе, между исходным типом ОВ и фазовым состоянием углеводородных флюидов [79, 121]. Пример таких связей дает рис. 71.

Разумеется, формирование залежей нефти и газа определяется не только условиями генерации, но и условиями аккумуляции углеводородов. Оптимальные условия для формирования скоплений углеводородов за счет нефтегазообразования в континентальных толщах складываются в трансгрессивных сериях отложений, когда мощные континентальные угленосные толщи перекрыты надежным глинистым или хемогенным экраном [42].

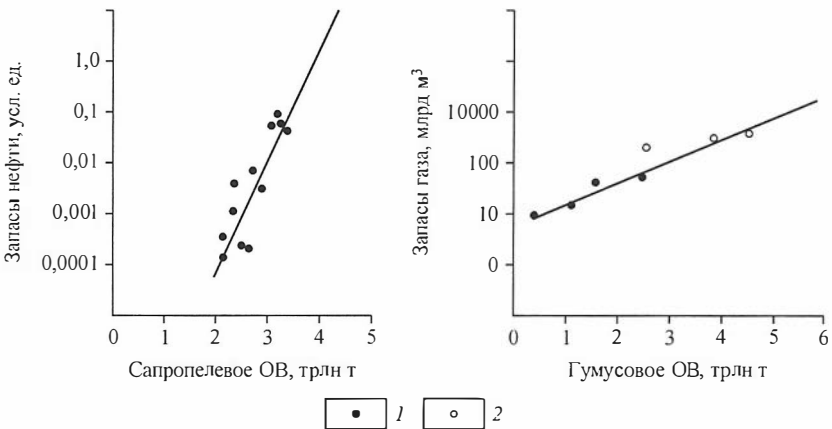


Рис. 71. Зависимость запасов нефти и газа от абсолютных масс гумусового и сапропелевого органического вещества в отложениях юры неокома Западно-Сибирской (1) и Туранской (2) плит, по А.Э. Конторовичу, И.Д. Поляковой.

Так, в Западной Сибири на севере плиты – это угленосные отложения апта-алба-сеномана, перекрытые экраном туронских глин. В Лено-Вилуйском нефтегазоносном бассейне – это угленосные толщи верхней перми, перекрытые достаточно надежными экранами в отложениях нижнего триаса. На Туранской плите для скоплений газа под солями гуардакской свиты источником является гумусовое органическое вещество угленосных прибрежно-морских и континентальных отложений средней юры. В Западной Европе гигантские скопления газа под эвапоритами цехштейна генетически связаны с угленосными толщами карбона. Число таких примеров можно увеличить.

Морские толщи, в которых накапливалось в больших количествах сапропелевое органическое вещество, содержат преимущественно скопления нефти. Уже приводился такой пример [42, 82, 121]. При сходстве разрезов Западно-Сибирской и Туранской плит в первой из них отложения верхней юры и неокома содержат громадные массы сапропелевого органического вещества, а во второй – весьма незначительные. Нижне-среднеюрские отложения в обоих бассейнах содержат значительные массы гумусового органического вещества. Как следствие, мезозойские отложения на Туранской плите преимущественно газоносны, а на Западно-Сибирской содержат запасы как нефти, так и газа. М. Хэлбути, Р. Кинг, Х. Клемм и другие также отмечают, что большинство нефтяных месторождений-гигантов расположены в бассейнах, сложенных преимущественно морскими осадками [118]. В качестве яркого примера они приводят район Персидского залива, где весь разрез осадочного чехла, за исключением триасовых отложений, сложен морскими образованиями.

Далее. Во всех бассейнах четко фиксируется связь между зональностью нефтегазообразования и нефтегазонакопления с той особенностью, что ГЗН смещена несколько ниже относительно основной зоны нефтенакпления (ОЗН) [85, 89, 113, 134, 135]. Ранее такие материалы публиковались С.Г. Неручевым (см. рис. 59) и автором (см. рис. 59, а также рис. 72). Из рис. 59, 60 видно, что ГЗН приурочена к концу раннего мезокатагенеза, ОЗН – к его началу.

Такое смещение вполне естественно, если учесть внутрирезервуарную миграцию УВ в пределах нефтегазоносных комплексов до региональных экранов, под которыми сосредоточены обычно основные запасы УВ [89].

По распределению ресурсов четко видно, что двум зонам интенсивного газообразования соответствуют и две зоны газонакопления: верхняя и нижняя (см. рис. 59, 60, 61). Состав газов в этих зонах различен. В верхней – это преимущественно метан, причем обогащенный легким изотопом углерода ¹²C. В начале нижней зоны газ жирный, а по изотопному составу углерода более тяжелый [5]. Эти газы характеризуются высокой конденсатностью. На больших глубинах содержание УВ C₂-C₅ в газах вновь снижается.

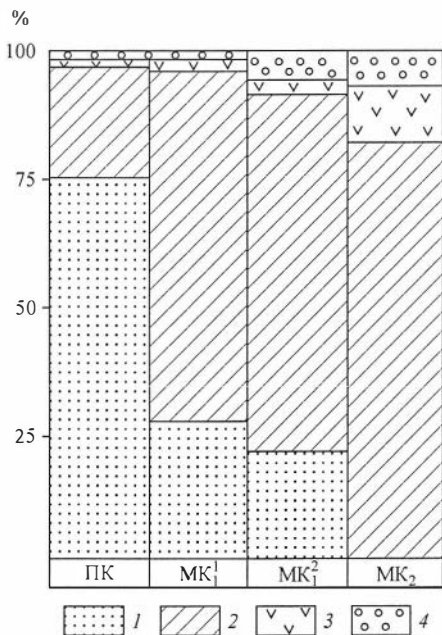


Рис. 72. Распределение разведанных запасов углеводородов (в % от суммы запасов углеводородов по каждой стадии) в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты по этапам и подэтапам катагенеза, по А.Э. Конторовичу, П.А. Трушкову [89]:

1 – газ газовых залежей; 2 – нефть; 3 – газ газоконденсатных залежей; 4 – конденсат.

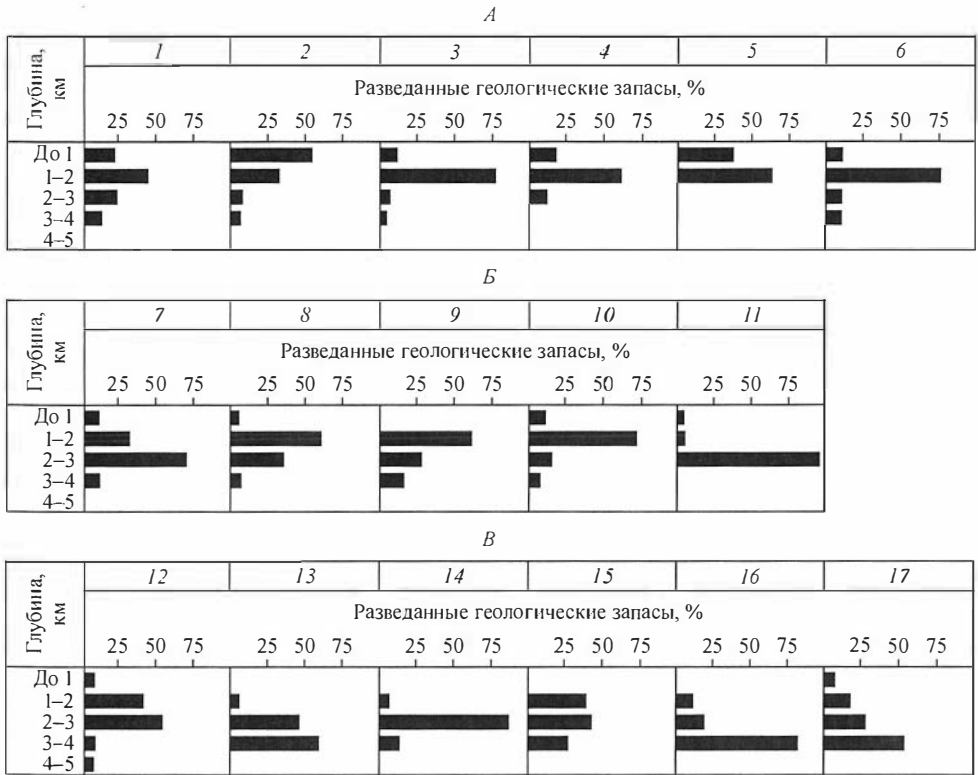


Рис. 73. Размещение запасов нефти по глубинам в платформенных бассейнах с преимущественной седиментацией:

А – палеозойской, Б – мезозойской, В – кайнозойской, по В.Ф. Раабену [134, 135]. Бассейны: 1 – Пермский, 2 – Западный Внутренний, 3 – Северо-Каспийский, 4 – Тимано-Печорский, 5 – Мичиганский, 6 – Днепровско-Донецкий, 7 – Западно-Сибирский, 8 – Персидского залива, 9 – Среднекаспийский, 10 – Внешний Галф Кост, 11 – Аквитанский, 12 – Сирж, 13 – Североморский, 14 – Верхне-амазонский, 15 – Оринокский, 16 – Ассамский, 17 – Сицилийский.

Можно думать, что локализация газа в верхней протораннемезокатагенной зоне интенсивного газообразования и газонакопления лучше при прочих равных условиях проявляется на платформах, чем в тектонически активных зонах, и в молодых отложениях, недавно переживших эту фазу, по сравнению с древними, в которых большая часть этого газа могла рассеяться. Зональность нефтегазообразования и нефтегазонакопления устанавливается, в частности, на Западно-Сибирской плите (см. рис. 72).

В.Ф. Раабен рассмотрел на примере большого числа нефтегазоносных бассейнов локализацию разведанных запасов нефти по глубинам [134, 135]. Из рис. 73 видно, что в платформенных бассейнах в подавляющем большинстве случаев максимальные запасы нефти локализованы на глубинах 1–2 или 2–3 км, реже 3–4 км. Достаточно четко фиксируется тенденция к погружению ОЗН в платформенных бассейнах с более молодым осадочным выполнением, что хорошо соотносится с зональностью нефтеобразования и является, вероятно, результатом действия фактора времени.

В межгорных впадинах и молодых складчатых зонах (рис. 74), в силу, видимо, большой роли процессов вертикальной миграции в формировании нефтяных скоплений, разведанные запасы нефти возрастают вверх по разрезу [135].

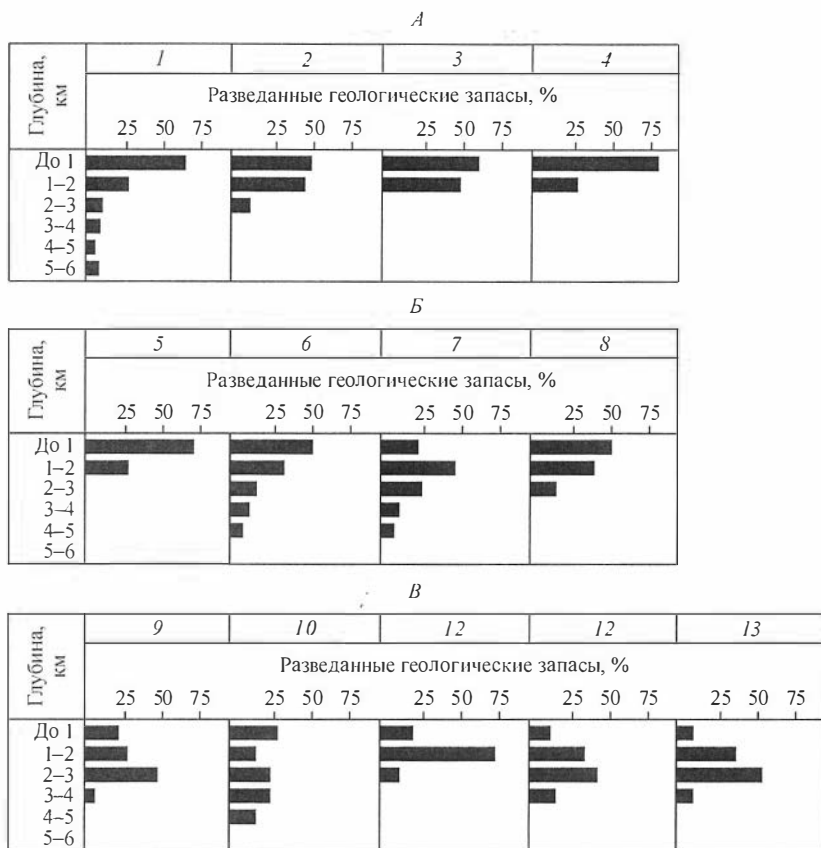


Рис. 74. Размещение запасов нефти по глубинам:

А – в межгорных впадинах молодых складчатых зон, Б – в молодых складчатых зонах, по В.Ф. Раабену [135]. Бассейны: 1 – Сах-Хоакин, 2 – Лос-Анджелес, 3 – Центрально-Суматринский, 4 – Южно-Суматринский, 5 – Саравакский, 6 – Маракаибский, 7 – Южно-Каспийский, 8 – Охотоморский, 9 – Предзагорский, 10 – Терско-Каспийский, 11 – Индоло-Кубанский, 12 – Предкарпатский, 13 – Восточно-Венесуэльский.

В соответствии с зональностью нефтеобразования меняется и состав нефтей, залежи которых формируются в разные фазы единого цикла нефтеобразования [85, 89, 121].

В зоне начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования масштабы первичной миграции жидких УВ невелики и формируются обычно небольшие и специфические по составу скопления нефти при резком преобладании сухого метанового газа.

Тип нефтей, формирующихся в зоне начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования, определяется двумя ведущими факторами: составом битумоидов в нефтепроизводящих породах (см. раздел 3) и условиями их эмиграции в термодинамической обстановке низких температур и давлений [42, 85, 121].

Какой может быть нефть, образовавшаяся в этой зоне? Она должна содержать мало либо вовсе не содержать углеводородов бензиновых и керосиновых фракций, нормальных алканов смол, асфальтенов, так как первые в этих условиях практически не образуются, а последние немиграционноспособны. Значит, нефти зоны начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования, если они не подверглись процессам гипергенеза и не находятся во вторичном залегании,

должны быть малосмолистыми, с низким выходом светлых фракций, нефтеновыми по углеводородному составу. Циклоалканы в них должны быть сильно конденсированы и представлены в основном три-, тетра- и пентацикланами. Нормальные алканы в таких нефтях должны практически отсутствовать, однако если следы их будут зафиксированы, то в них должны преобладать углеводороды с нечетным числом атомов углерода. Эта точка зрения, развитая ранее автором в ряде работ [89, 121], разделяется и А.Н. Гусевой [см. 23].

Примеры таких нефтей многочисленны [42, 121]. В юрских нефтях Хапчагайского вала А.Н. Изосимова зафиксировала следы *n*-алканов, в которых углеводороды с нечетным числом атомов углерода резко доминируют. Коэффициент нечетности в них равен 4–5 [89].

В главной зоне нефтеобразования формируются “нормальные” нефтеновометановые и метановые нефти. Их состав в наибольшей степени зависит от состава исходного ОВ материнских толщ [42, 121, 144].

В морских толщах с сапропелевым ОВ это, как правило, малопарафинистые, средней и повышенной смолистости и плотности нефти. В них среди насыщенных углеводородов доминируют изоалканы. В составе *n*-алканов преобладают углеводороды C_{15} – C_{19} . Коэффициент нечетности *n*-алканов около единицы. Циклоалканы представлены в основном моноциклическими. В нефтях этого типа встречаются обычно значительные концентрации нефтеново-ароматических углеводородов, но конденсированность их невысокая. Если материнскими для таких нефтей являются захоронявшиеся в восстановительной обстановке толщи сапропелевых и сапропелитовых глин и мергелей, то нефти, как правило, обогащены порфиринами никеля и особенно ванадия [74, 75, 117, 121]. Концентрация последних может достигать десятых долей процента.

Большая часть серы в нефтях унаследована со стадии диагенеза, когда она внедряется в материнское ОВ в ходе анаэробного восстановления сульфатов [77, 121]. Поэтому морские нефтепроизводящие толщи, ОВ которых обогащено серой, генерируют нефти повышенной сернистости [63, 121]. Р.Г. Панкина, В.Л. Мехтиева [126], Р.Г. Панкина и С.П. Максимов [125], Х.Г. Тод, Дж. Монстер и Х.Б. Данфорд [197] показали наличие достаточно четкой зависимости между изменением во времени от докембрия до настоящего изотопного состава серы в нефтях и сульфатах эвапоритов. При общих закономерностях изменения нефти всегда на 10–20 % богаче легким изотопом серы ^{32}S .

Иной состав имеют нефти залежей, формирующихся при погружении в ГЗН континентальных угленосных толщ [85, 121]. Это обычно легкие и средней плотности, парафинистые, метановые, малосмолистые, малосернистые нефти. В составе насыщенных УВ в этих нефтях доминируют *n*-алканы, а среди последних – углеводороды с 21–25 атомами углерода в цепи. Изоалканы разветвлены мало, концентрация циклоалканов в этих нефтях низкая, преобладают среди них моноциклические. Значительные скопления нефти этого типа формируются лишь в зонах с высоким температурным режимом (140–160 °С), что связано, скорее всего, с условиями первичной и вторичной миграции *n*-алканов.

В зоне затухания процессов нефтеобразования образуются легкие метановые нефти. Иногда в них возрастает доля циклических УВ, что связано с особенностями состава углеводородов, генерируемых ОВ [121]. В этой же зоне за счет переформирования залежей наряду с первичными могут возникать и вторичные, остаточные залежи парафинистых нефтей.

Иногда такие залежи “остаточных нефтей” содержат “аномальные” для термобарических условий их образования концентрации асфальтово-смолистых соединений.

Таким образом, уже на первом этапе формирование залежей нефти на тип углеводородных флюидов помимо особенностей и степени зрелости исходного ОВ

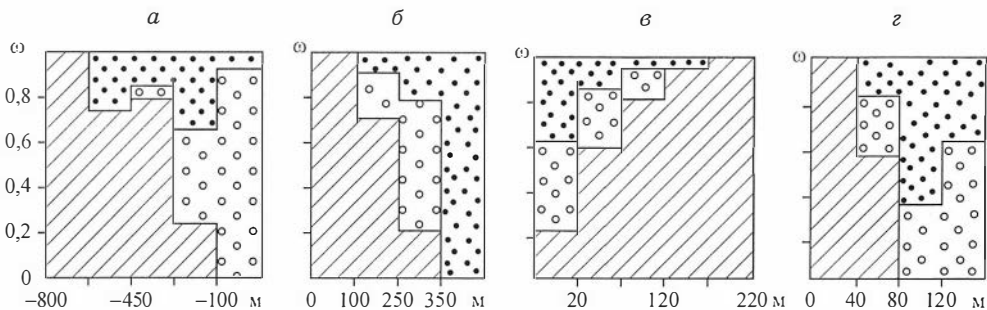


Рис. 75. Распределение частоты встречаемости залежей углеводородов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты в зависимости:

a – от абсолютной отметки свода локального поднятия по кровле верхнего мела; *б* – от разности отметок по поверхности фундамента между вершиной локального поднятия и наиболее погруженной частью ближайшей впадины; *в* – от средней мощности отложений, накопившихся в пределах контура локального поднятия за олигоценовое время; *г* – от суммарной амплитуды новейших тектонических движений в пределах контура структуры II порядка (по А.Э. Конторовичу, А.А. Растегину). Усл. обозн. см. на рис. 70.

определенное, а в конце ПК–начале МК значительное влияние оказывает дифференциация битумоидов в ходе первичной миграции.

Однако, как еще в 1967 г. подчеркивали Л.И. Богородская, Л.Ф. Липницкая, В.М. Мельникова, Р.Е. Мачинская, О.Ф. Стасова и автор, “ни процессы первичной миграции, ни начальные стадии криптогипергенных или катагенных преобразований нефтей не затушевывают отчетливой связи углеводородов рассеянного органического вещества материнских толщ и дочерних нефтей” [153, с. 247]. Аналогичную точку зрения тогда же высказала и Т.А. Ботнева [13].

Дифференциация флюидов продолжается и далее, в ходе вторичной латеральной и вертикальной миграции и аккумуляции УВ.

Проанализируем некоторые закономерности дифференциального улавливания УВ на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Как известно, залежи нефти в этом регионе сформировались сравнительно недавно в палеогене и неогене, а преобладающей формой первичной миграции УВ были водные растворы [42, 63, 145].

В этом бассейне статистически четко устанавливается, что ловушки, гипсометрически погруженные, как правило, нефтеносны, а приподнятые – газоносны (рис. 75, *a*), что чем больше разности отметок по поверхности фундамента между вершиной локального поднятия и наиболее погруженной частью ближайшей смежной впадины, тем больше вероятность его газоносности (см. рис. 75, *б*), что ловушки, интенсивно погружавшиеся в период формирования залежей, нефтеносны, а остававшие в прогибании – газоносны (см. рис. 75, *в*), что, наконец, ловушки, в пределах которых положительные амплитуды новейших тектонических движений были максимальны, преимущественно газоносны, а минимальны – нефтеносны (см. рис. 75, *г*). Некоторые из этих закономерностей отмечались ранее М.Я. Рудкевичем, В.И. Шпильманом, А.Я. Эдельштейном [142, 143].

Таким образом, наряду с условиями генерации УВ очень большое влияние на дифференциацию зон преимущественного нефте- и газонакопления оказывали тектонические условия их выделения в свободную фазу. При этом в зонах, погруженных в свободную фазу, в первую очередь, выделялись и аккумулировались в ловушки нефтяные углеводороды, а в зонах приподнятых, остававших в прогибании или даже воздымавшихся в период формирования залежей, выделялись в свободную фазу и аккумулировались в ловушки углеводороды преимущественно газообразные.

Разумеется, в зонах и комплексах, где генерировался преимущественно газ, это приводило лишь к снижению вероятности продуктивности ловушек во впадинах. В отложениях, где имело место в сопоставимых объемах и нефте- и газообразование, происходила пространственная дифференциация зон по типам флюидов.

Еще одна из возможных схем такой дифференциации изучена и обоснована еще в 1954 г. В.К. Гассоу [40, 184, 184а] и С.П. Максимовым [106]. Эти исследователи рассматривают случай зон нефтегазонакопления, расположенных так, что в их пределах давление насыщенности газа выше пластового, газ выделился в свободную фазу и мигрирует струйно. В этих условиях, как утверждают В.К. Гассоу и С.П. Максимов, ловушки, расположенные гипсометрически ниже, окажутся заполненными нефтью, а ловушки, расположенные гипсометрически выше, – газом. Приводились многочисленные примеры, когда такая закономерность действительно наблюдается и, скорее всего, объясняется по схеме дифференциального улавливания Гассоу–Максимова [107].

Если струйно мигрирует преимущественно нефть, то, как показали, развивая эту схему дифференциального улавливания, В.В. Иванцова и Г.П. Сверчков, чем ниже гипсометрически находится ловушка, тем легче, менее смолистая, богаче легкими фракциями должна быть в ней нефть. Они объясняют механизм такой дифференциации следующим образом. В каждой ловушке в ходе заполнения ее нефтью происходит, подобно тому, как это имеет место с нефтью и газом, гравитационная дифференциация компонентов нефтей и в приконтактной зоне залежи накапливается нефть, обогащенная асфальтово-смолистыми соединениями и обедненная светлыми фракциями. Пусть имеем цепочку структур, вдоль которой по восстанию пластов струйно мигрирует нефть. “Если первая нижняя ловушка предельно заполнится нефтью, то избыток ее из приконтактной зоны будет перетекать в смежную, более высокую ловушку и формировать там залежь с более тяжелым исходным типом нефтей, чем в первой. В ходе формирования этой залежи поступающая нефть в свою очередь будет перераспределяться в ловушке по гравитационному признаку и приконтактные нефти в ней окажутся с еще более высокими плотностями. В случае предельного заполнения второй ловушки избытки этих более тяжелых приконтактных нефтей будут перетекать в следующую ловушку и т. д. Таким образом, при формировании нефтяных залежей посредством струйной миграции в цепи соседних структур должно происходить полевательное увеличение плотностей нефтей и соответствующее изменение их физико-химических параметров, что и наблюдается в действительности” [9, с. 231–232].

В качестве примера именно такой схемы дифференциации нефтей Г.П. Сверчков и В.В. Иванцова приводят залежи в пластах BC_1 – BC_2 на юге Сургутского свода Западно-Сибирской плиты (рис. 76). Т.А. Ботнева описала примеры аналогичной дифференциации нефтей в третичных отложениях Скифской плиты [13].

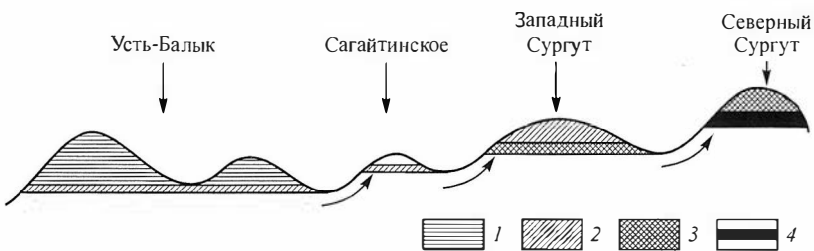


Рис. 76. Принципиальная схема миграции нефти в группе готеривских пластов Б по направлению Усть-Балык–Северный Сургут, по Г.П. Сверчкову, В.В. Иванцовой [9]. Средние плотности нефтей (г/см^3): 1 – 0,87–0,88; 2 – 0,88–0,89; 3 – 0,89–0,90; 4 – >0,90.

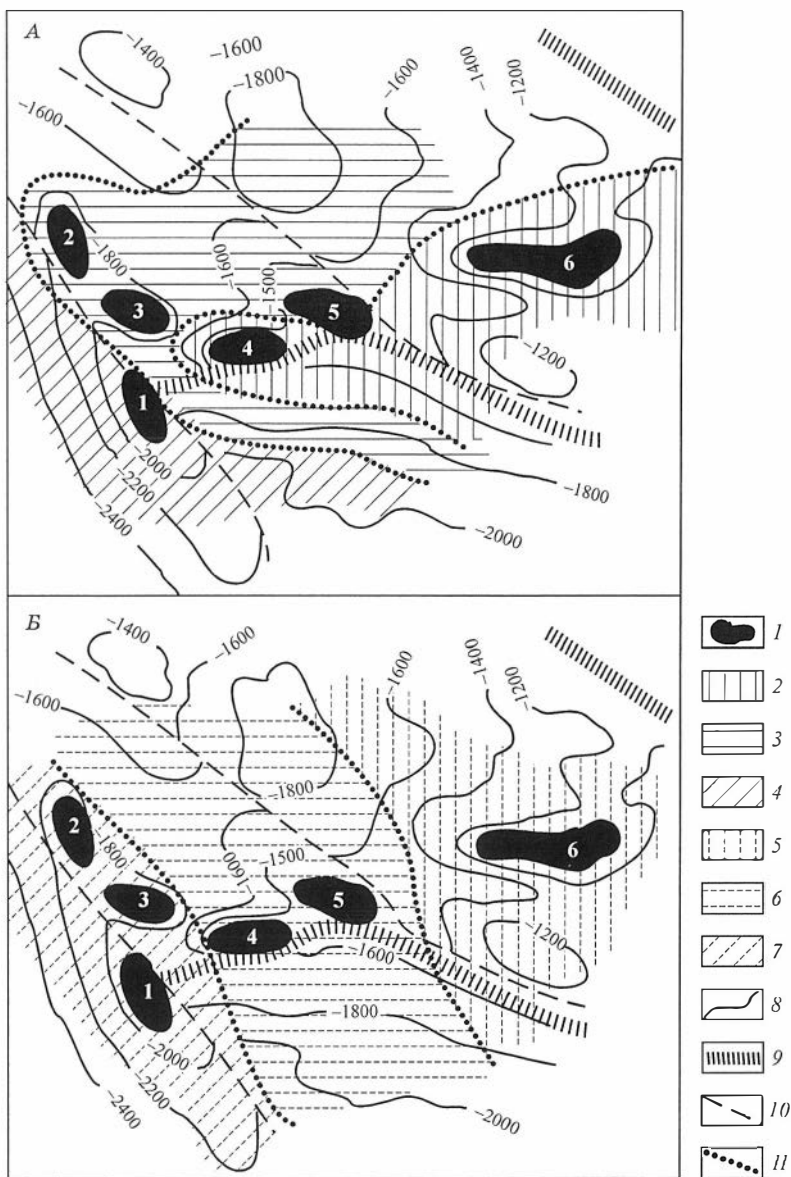


Рис. 77. Схемы изменения соотношений отдельных изомеров алканов и цикланов в конденсатах ряда месторождений Бухарской и Чарджоуской нефтегазоносных областей, по В.А. Чахмахчеву и др.:

А – изменение соотношения гексацикланы/пентацикланы; Б – изменение отношения *n*-алканы/изоалканы. 1 – месторождения нефти и газа. Области значений: 2 – 3–2, 3 – 4–3, 4 – 6–5, 5 – 0,7–0,6, 6 – 0,9–0,8, 7 – 1,1–1,0; 8 – изогипсы кровли верхнеюрских отложений; 9 – глубинные разломы фундамента; 10 – разрывные нарушения в осадочном чехле; 11 – границы зон с разным составом конденсатов. Месторождения: 1 – Кабаклы, 2 – Гугуртли, 3 – Даяхтын, 4 – Кульбешкак, 5 – Учкыр, 6 – Газли.

Яркий пример дифференциального улавливания углеводородов при формировании залежей в юрских отложениях Бухарской и Чарджоуской ступеней на Туранской плите рассмотрен в ряде работ И.С. Старобинцем, В.А. Чахмахчевым и др. Они предполагают, что эти залежи формировались в процессе струйной ла-

теральной миграции газоконденсатной системы из погруженных частей Амударьинской впадины [60, 154].

Как показали опыты, при изотермическом снижении давления в такой системе часть продуктов переходит из газовой фазы в жидкую, при этом в оставшейся газоконденсатной смеси уменьшаются жирность газа и содержания конденсата, а в конденсате уменьшаются содержания аренов и цикланов, а также отношения *n*-алканы/изоалканы, гексацикланы/пентацикланы [66].

Именно такая дифференциация состава конденсатов и наблюдается в этом районе (рис. 77).

Как видно, в зависимости от конкретной тектонической, геохимической, геотермической и гидрогеологической обстановки условия дифференциального улавливания углеводородов могут существенно различаться. Некоторые схемы и примеры такого рода дифференциации приведены выше.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акрамходжаев А.М.* Главная фаза газообразования // Узб. геол. журн. 1973. № 6. С. 3–9.
2. *Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество – основной источник нефти и газа (в свете новых лабораторно-экспериментальных данных). Ташкент: Фан, 1973. 204 с.
3. *Акрамходжаев А.М., Кириши А.В.* К расчету потенциала продуктивности нефтегазопроизводивших пород объемно-генетическим методом // Узб. геол. журн. 1974. № 3. С. 48–53.
4. *Акрамходжаев А.М., Кириши А.В., Каримов А.К.* О разработке объемно-генетического метода подсчета прогнозных запасов нефти и газа с учетом новообразованных углеводородов // Узб. геол. журн. 1974. № 2. С. 17–23.
5. *Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М.* Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. М.: Недра, 1973. 88 с.
6. *Аммосов И.И.* Литификация и нефтегазоносность // Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. М.: Наука, 1967. С. 5–80.
7. *Аммосов И.И., Тянь-сю-и.* Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 119 с.
8. *Аммосов И.И., Горшков В.И.* О литификации и нефтеносности осадочного чехла Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность центральной части Западно-Сибирской низменности. М.: Наука, 1968. С. 111–127.
9. *Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа* / Под ред. В.С. Лазарева, В.Д. Наливкина. Л.: Недра, 1971. 336 с.
10. *Багрянцева К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И.* Роль угленосных толщ в процессе генерации и накопления природного газа // Геология нефти и газа. 1968. № 6. С. 7–11.
11. *Богородская Л.И., Кошторович А.Э., Литвицкая Л.Ф.* Высокомолекулярные углеводороды рассеянного органического вещества (на примере юрских отложений Западно-Сибирской плиты) // Труды СНИИГГиМСа. 1966. Вып. 47. С. 132–155.
12. *Бордовский О.К.* Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 22–32.
13. *Ботиева Т.А.* Типы нефтей Западного Предкавказья и их связь с условиями нефтегазообразования и залегания // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 177–186.
14. *Брей Е.Е., Эванс А.Д.* Распределение нормальных парафинов как ключ к распознаванию материнских отложений // Симпозиум по геохимическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 7–25.
15. *Брод И.О.* Об основном условии нефтегазоаккумуляции // Докл. АН СССР. 1947. Т. 62, № 6. С. 595–598.
16. *Брод И.О.* Проблема формирования скоплений нефти и газа в свете теории нефте-материнских свит // Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1959. С. 7–25.

17. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Труды ВНИГРИ. 1958. Вып. 128. С. 9–220.
18. *Вассоевич Н.Б.* От редактора // С.Г. Неручев. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 4–10.
19. *Вассоевич Н.Б.* О взглядах И.М. Губкина на происхождение нефти // Материалы по советской нефтяной геологии. М.: Госгеолтехиздат, 1963. С. 5–37.
20. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 137–156.
21. *Вассоевич Н.Б.* Литогенез // Большая советская энциклопедия. Т. 14. М.: Сов. энциклопедия, 1973. С. 559.
22. *Вассоевич Н.Б.* Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973. С. 11–59.
23. *Вассоевич Н.Б.* Циклы седиментации, литогенеза и нефтегазообразования // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность (Семинар МГУ, 25–27 декабря 1975 г.): Тез. докл. М.: Изд-во МГУ, 1975. С. 3–13.
24. *Вассоевич Н.Б., Успенский В.А.* Геология нефти // Спутник полевого геолога-нефтяника. Т. 2. Изд. 2. Л.: Гостоптехиздат, 1954. С. 152–295.
25. *Вассоевич Н.Б., Корнилова Н.Н., Чернышев В.В.* О содержании углеродистого органического вещества в континентальном секторе осадочной оболочки Земли // Вестн. МГУ. Сер. геол. 1973. № 1. С. 8–23.
26. *Вебер В.В.* Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М.: Недра, 1966. 274 с.
27. *Вебер В.В.* Фации отложений, благоприятные для образования нефти // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 46–48.
28. *Вебер В.В.* Влияние фаций отложений на превращение органического вещества в процессе литогенеза // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 158. С. 3–10.
29. *Вебер В.В., Горская А.И., Глебовская Е.А.* Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. М.: Гостоптехиздат, 1960. 243 с.
30. *Влияние* процессов литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 158. С. 195.
31. *Возможности* образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов / О.Ф. Макогон, А.А. Трофимук, В.П. Царев и др. // Геология и геофизика. 1973. № 4. С. 3–6.
32. *Высоцкий И.В.* Вертикальная зональность в образовании и распределении скопленных углеводородов // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 201–208.
33. *Высоцкий И.В.* Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М.: Недра, 1971. 392 с.
34. *Высоцкий И.В.* Прерывисто-непрерывный характер нефтегазогенеза и его проявление в земной коре // Губкинские чтения. М.: Недра, 1972. С. 266–274.
35. *Высоцкий И.В.* Теоретическая модель вертикального распределения скопленных углеводородов в стратиферии // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 108–114.
36. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б.* Глубинная зональность в распределении скопленных углеводородов // Вестн. МГУ. Сер. геол. 1964. № 6. С. 20–27.
37. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов: Изд-во Саратовск. ун-та, 1973. 377 с.
38. *Вышемирский В.С., Котторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
39. *Гаврилова О.И.* Химическая характеристика изменения витренов и фюзенов метаморфического ряда углей Донбасса // Труды лабор. геол. угля. 1962. Вып. 16. С. 173–195.
40. *Гассоу В.К.* Время миграции нефти и газа // Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых. М.: Гостоптехиздат, 1961. С. 197–230.

41. *Геология* и нефтегазоносность Обь-Иртышского междуречья // Материалы по геологии Западно-Сибирской низменности. Вып. 4 / В.В. Гребенюк, Н.П. Запывалов, Т.А. Звягина и др. Томск: Изд-во Томск. ун-та, 1965. 196 с.
42. *Геология* нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
43. *Геохимические* условия осадконакопления палеозоя Куйбышевской области в связи с нефтеобразованием (девонские отложения) / С.Я. Вайнбаум, Г.Ф. Григорьева, Т.Л. Горелова и др. // Труды Куйбышев. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти. 1961. Вып. 13. 170 с.
44. *Геохимия* мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, П.А. Трушков и др. // Труды СНИИГГиМСа. 1971. Вып. 118. 87 с.
45. *Геохимия* нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы // Труды СНИИГГиМСа. 1972. Вып. 139. 111 с.
46. *Геохимия* юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Е.Л. Берман, Л.И. Богородская и др. // Труды СНИИГГиМСа. 1971. Вып. 36. 252 с.
47. *Гербер М.И., Бордовский О.К.* Хроматографические исследования углеводородных фракций морских и океанских осадков // Миграция нефти и газа и фазовые равновесия в углеводородных системах при высоких давлениях. М.: ВИНТИ, 1969. С. 96–106.
48. *Горшкова Т.И.* Условия накопления органического вещества в современных осадках морей СССР // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973. С. 60–67.
49. *Губкин М.И.* Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 384 с.
50. *Гуляева Л.А.* Геохимические показатели окислительно-восстановительных обстановок осадкообразования терригенных отложений // Докл. АН СССР. 1954. Т. 98, № 6. С. 1001–1004.
51. *Гуляева Л.А.* Геохимические фации, окислительно-восстановительная обстановка и органическое вещество осадочных пород // Сов. геология. 1955. № 47. С. 88–103.
52. *Гурари Ф.Г.* Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Труды СНИИГГиМСа. 1959. Вып. 3. 175 с.
53. *Гурари Ф.Г., Запывалов Н.П., Нестеров И.И.* Нефтегазоносность отложений платформенного чехла. Характеристика нефтегазосодержащих толщ // Геология СССР. Т. 44, ч. II. Западно-Сибирская низменность. М.: Недра, 1964. С. 87–146.
54. *Двали М.Ф.* Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики // Труды ВНИГРИ. 1963. Вып. 211. 379 с.
55. *Двали М.Ф.* Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции углеводородов // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 364–381.
56. *Дегенс Э.* Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967. 299 с.
57. *Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э.* Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 146. 160 с.
58. *Дроздова Т.В., Гурский Ю.Н.* Условия сохранности хорофилла, феофитина и гуминовых веществ в отложениях Черного моря // Геохимия. 1972. № 3. С. 323–335.
59. *Дурмишьян А.Г.* К вопросу об уплотнении глинистых пород // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1973. № 8. С. 85–89.
60. *Емельянов Е.М., Сеппи Ю.М.* Особенности вещественного состава осадков шельфа Юго-Западной Африки // Литология и полез. ископаемые. 1969. № 2. С. 10–26.
61. *Ермаков В.И., Кабанова З.В.* Масштабы накопления угольного вещества и генерация газов в мезозойских отложениях молодых плит СССР // Труды ВНИГНИ. 1975. Вып. 175. С. 60–82.
62. *Жижченко Б.П.* Методы палеогеографических исследований в нефтегазоносных областях. М.: Недра, 1974. 375 с.
63. *Закономерности* размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМСа. 1972. Вып. 131. 312 с.

64. *Зеличенко И.А., Черников К.А.* Особенности катагенетического преобразования битуминоидов углей // Труды ВНИГРИ. 1972. Вып. 310. С. 58–65.
65. *Иванцова В.В.* О составе и распределении низкокипящих углеводородов в мезозойских породах Западной Сибири // Геология и геофизика. 1966. № 5. С. 13–20.
66. *Изменение состава газоконденсатных систем при миграции* / В.А. Чахмахчев, Г.Н. Юшкевич, Т.Л. Виноградова, Т.П. Жузе // Геология нефти и газа. 1974. № 2. С. 45–50.
67. *К познанию диагенеза осадков* / Под ред. Н.М. Страхова. М.: Изд-во АН СССР. 1959. 296 с.
68. *К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества* / В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом, А.С. Чернышева, В.Н. Сенникова // Труды ВНИГРИ. 1958. Вып. 128. С. 221–314.
69. *Каримов А.К.* Битуминологические предпосылки нефтегазообразования и нефтегазоносности осадочных отложений Узбекистана. Ташкент: Фан, 1974. 284 с.
70. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А.* Палеогидрология. М.: Недра, 1969. 152 с.
71. *Катагенетические преобразования РОВ в позднедокембрийских и кембрийских отложениях северо-восточного борта Тунгусской синеклизы* / С.А. Кащенко, А.И. Ларичев, В.М. Евтушенко и др. // Труды СНИИГГиМСа. 1974. Вып. 193. С. 55–58.
72. *Кембрий Сибирской платформы (юдомо-оленекский тип разреза, куонамский комплекс отложений)* / В.Е. Савицкий, В.М. Евтушенко, Л.И. Егорова и др. // Труды СНИИГГиМСа. 1972. Вып. 130. 198 с.
73. *Козлов А.Л.* Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности // Сов. геология. 1975. № 5. С. 19–28.
74. *Колгаиова М.М.* Ванадий и никель в неокотских нефтях Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМСа. 1967. Вып. 46. С. 87–97.
75. *Колгаиова М.М., Коиторович А.Э.* Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях // Труды СНИИГГиМСа. 1966. Вып. 47. С. 184–197.
76. *Коиторович А.Э.* Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1974. 20 с.
77. *Коиторович А.Э.* Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности // Труды ЗапСибНИГНИ. 1967. Вып. 3. С. 91–108.
78. *Коиторович А.Э.* Схема диагностики нефтепроизводящих отложений // Докл. АН СССР. 1968. Т. 179, № 3. С. 675–677.
79. *Коиторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Труды СНИИГГиМСа. 1970. Вып. 95. С. 4–51.
80. *Коиторович А.Э., Рогозина Е.А.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМСа. 1967. Вып. 65. С. 13–25.
81. *Коиторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А.* Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
82. *Коиторович А.Э., Рогозина Е.А., Фомичев А.С.* Перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты (опыт объемно-генетической оценки) // Труды СНИИГГиМСа. 1970. Вып. 95. С. 72–82.
- 82а. *Коиторович А.Э., Савицкий В.Е.* К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи // Труды СНИИГГиМСа. 1970. Вып. 106. С. 95–108.
83. *Коиторович А.Э., Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. С. 51–69.
84. *Коиторович А.Э., Полякова И.Д., Фомичев А.С.* Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири) // Литология и полез. ископаемые. 1971. № 6. С. 16–27.
85. *Коиторович А.Э., Данилова В.П.* Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири) // Труды СНИИГГиМСа. 1973. Вып. 167. С. 73–82.

86. Коиторович А.Э., Дашилова В.П., Диндойн В.М. Изменение химического состава гумусового органического вещества и его парамагнитных свойств в зоне катагенеза // Докл. АН СССР. 1973. Т. 209, № 6. С. 1431–1434.
87. Коиторович А.Э., Полякова И.Д. Абсолютные массы и темпы накопления органического вещества в мезозойских депрессиях на территории Сибири // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973. С. 125–127.
88. Коиторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М. Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 9. С. 112–123.
89. Коиторович А.Э., Изосимова А.Н., Трушков П.А. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зоне катагенеза // Труды СНИИГГиМС. 1974. Вып. 193. С. 5–12.
90. Коиторович А.Э., Савицкий В.Е. Геология горючих сланцев и родственных им пород Сибири // Первое республиканское совещание “Горючие сланцы” (геохимия и литология): Тез. докл. Таллин, 1975. С. 21–24.
91. Коиторович А.Э., Дашилова В.П., Фомичев А.С. Аквабитумоиды как доказательство возможности дальнейшей латеральной миграции // Масштабы (расстояния) миграции нефти и газа: Тез. докл. науч. конф. (Ташкент, сентябрь 1975). Ташкент: Фан, 1975. С. 58–59.
92. Косовская А.Г., Ловвиненко Н.В., Шутков В.Д. О стадиях формирования и изменения терригенных пород // Докл. АН СССР. 1957. Т. 116, № 2. С. 293–296.
93. Кудрявцев Н.А. Состояние вопросов о генезисе нефти на 1966 г. // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 262–291.
94. Кудряков В.А. Гидрогеологические факторы, влияющие на формирование нефтяных и газовых месторождений: Обзор. Сер. V. “Геологические методы поиска и разведки месторождений нефти и газа”. М.: Изд-во ВИЭМС, 1974. 46 с.
95. Ларская Е.С. К вопросу о геохимических условиях диагенетического преобразования рассеянного органического вещества рифейских и вендских отложений Московской синеклизы // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 158. С. 60–74.
96. Ларская Е.С., Четверякова О.П. О факторах литогенеза, определяющих продуктивность нефтегазоматеринских толщ // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 158. С. 132–148.
97. Лебедева Г.В., Лебедев Б.А. Факторы, влияющие на эпигенетическую гидрослюдизацию монтмориллонита в мезозойских отложениях Западной Сибири // Труды ВНИГРИ. 1974. Вып. 352. С. 28–37.
98. Лебедева Г.В., Черников К.А. О катагенетических изменениях глинистых пород неокома Центрального Приобья и рассеянного в них органического вещества // Геология нефти и газа. 1969. № 9. С. 23–26.
99. Левенштейн М.Л. Закономерности метаморфизма углей Донецкого бассейна // Сов. геология. 1962. № 2. С. 61–79.
100. Левинунова С.П. К вопросу о газах раннедиагенетической стадии преобразования органического вещества // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 158. С. 21–26.
101. Лифшиц М.М. К вопросу образования метана в угольных пластах и роли воды в процессе углефикации // Химия твердого топлива. 1973. № 2. С. 24–32.
102. Ловвиненко Н.В., Романкевич Е.А. Современные осадки юго-восточной части Тихого океана у берегов Перу и Чили // Литология и полез. ископаемые. 1973. № 1. С. 3–16.
103. Лопатин Н.В. О роли геологического времени в процессах карбонизации каменных углей // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 1. С. 95–98.
104. Лопатин Н.В., Бостик Н.Х. Геологические факторы катагенеза углей // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973. С. 79–90.
105. Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л. Пласты угля и рассеянные в осадочных породах угольные включения – вероятный источник некоторых газовых месторождений // Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения. М.: Наука, 1974. С. 219–224.
106. Максимов С.П. К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки // Нефть. хоз-во. 1954. № 10. С. 40–47.

107. Максимов С.П. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. М.: Недра, 1964. 485 с.
108. Матусевич В.М., Рыльков А.В. О возможных геохимических критериях детального прогноза нефтеносности // Нефть и газ Тюмени. 1970. Вып. 6. С. 31–35.
109. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 224 с.
110. Неручев С.Г. Об изменениях состава автохтонных битумоидов органического вещества глинистых пород под воздействием факторов метаморфизма и нефтеотдачи // Докл. АН СССР. 1964. Т. 157, № 4. С. 901–903.
111. Неручев С.Г. Закономерности преобразования рассеянного органического вещества как основа для диагностики нефтепроизводящих отложений // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 71–77.
112. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
113. Неручев С.Г. К изучению главной фазы нефтеобразования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 43–49.
114. Неручев С.Г., Ковачева Й.С. О влиянии геологических условий на величину нефтеотдачи материнских пород // Докл. АН СССР. 1965. Т. 162, № 4. С. 913–914.
115. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Катченко Л.Н. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973. № 10. С. 14–16.
116. Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазосности // Труды ЗапСибНИГНИ. 1969. Вып. 15. 336 с.
117. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская и др. // Труды СНИИГГиМСа. 1967. Вып. 50. 223 с.
118. Нефтяные и газовые месторождения-гиганты, геологические факторы, способствующие их формированию, классификации бассейнов (пер. с англ. И.П. Лаврушко) / М. Хэлбути, Р. Кинг, Х. Клемм и др. // Геология гигантских месторождений нефти и газа. Ч. II. Факторы, обусловившие формирование нефтяных и газовых месторождений-гигантов. Классификация бассейнов. М.: Мир, 1973. С. 410–429.
119. Олейников И.Н. Метановое месторождение оз. Киву // Геология нефти и газа. 1966. № 2. С. 62–64.
120. Олли И.А. Распределение органического вещества в мезозойских отложениях центральных частей Вилюйской синеклизы и Предверхооянского прогиба // Геологическое строение и нефтегазосность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов. М.: Недра, 1968. С. 278–285.
121. Органическая геохимия мезозойских нефтегазосных отложений Сибири / А.Э. Конторович, И.Д. Полякова, О.Ф. Стасова и др. М.: Недра, 1974. 189 с.
122. Основная стадия нефтегазообразования / А.А. Карцев, Н.Б. Вассоевич, А.А. Гедекян и др. // Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазосности. М.: Наука, 1971. С. 3–21.
123. Особенности накопления и преобразования органического вещества в докаменноугольных отложениях Русской платформы / Е.С. Ларская, К.Ф. Родионова, О.П. Четверякова и др. // Труды ВНИГНИ. 1974. Вып. 143. 204 с.
124. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / А.В. Гольберт, Л.Г. Маркова, И.Д. Полякова и др. М.: Наука, 1968. 150 с.
125. Папкина Р.Г., Максимов С.П. Закономерности в изменении изотопного состава серы в связи с цикличностью процессов нефтеобразования // Геология нефти и газа. 1964. № 12. С. 8–12.
126. Папкина Р.Г., Мехтиева В.Л. К вопросу о происхождении серы нефтей в свете изотопных исследований // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 186–192.

127. *Парпарова Г.М.* О принципах углепетрографической классификации рассеянного вещества // Бюл. НТИ ВИЭМС. Сер.: Изучение вещественного состава минер. сырья и технол. обогащения руд. 1968. № 8. С. 10–14.
128. *Пероззо Г.Н.* Эпигенетическая зональность в терригенных породах мезозоя центральной Западно-Сибирской низменности // Докл. АН СССР. 1960. Т. 135, № 5. С. 1203–1206.
129. *Перспективы* поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. Тематический науч.-техн. обзор: Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1971. 60 с.
130. *Писарчик Я.К., Минаева М.А., Русецкая Г.А.* Палеогеография Сибирской платформы в кембрии // Труды Всесоюз. ордена Ленина науч.-исслед. геол. ин-та. Нов. сер. 1975. Т. 215. 196 с.
131. *Преобразование* сапропелевого РОВ на стадии диагенеза осадков / С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.М. Файзуллина и др. // Докл. АН СССР. Сер. геол. 1973. Т. 212, № 4. С. 972–975.
132. *Прозорович Г.Э., Потеряева В.В.* Методика оценки шельфовых областей платформенных нефтегазоносных бассейнов // Тектоника дна морей, океанов и островных дуг: Докл. на IX сес. Науч. совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Южно-Сахалинск, 1972. С. 54–57.
133. *Пустовалов Л.В.* Петрография осадочных пород. М.: Гостоптехиздат, 1940. Ч. I. 476 с.; Ч. II. 420 с.
134. *Раабен В.Ф.* Нефтегазоносность древних платформ // Сов. геология. 1975. № 10. С. 24–34.
135. *Раабен В.Ф.* Особенности размещения запасов нефти по глубинам в различных бассейнах мира // Геология нефти и газа. 1975. № 10. С. 25–29.
136. *Радченко О.А.* О начальной стадии миграции нефти // Проблема миграции нефти и формирования скоплений нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1959. С. 326–329.
137. *Радченко О.А., Розогина Е.А.* О соотношениях в изменении функциональных групп и летучих продуктов углефикации гумусовых углей // Химия твердого топлива. 1975. № 3. С. 3–14.
138. *Розогина Е.А.* Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества (на примере западно-сибирских мезозойских аргиллитов) // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 82–86.
139. *Розогина Е.А., Шатири А.И.* Газовые и низкокипящие компоненты рассеянного органического вещества пород и их генерация // Труды ВНИГРИ. 1972. Вып. 310. С. 66–85.
140. *Розогина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А.* О месте и условиях проявлений главной фазы газообразования в процессе погружения осадков // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 19. С. 124–132.
141. *Ротов А.Б.* Органический углерод в осадочных породах (в связи с их нефтегазоносностью) // Геохимия. 1958. № 5. С. 409–423.
142. *Рудкевич М.Я., Эдельштейн А.Я.* К вопросу об условиях формирования преимущественно газоносных и нефтеносных зон в Западно-Сибирском бассейне // Труды ЗапСибНИГНИ. 1971. Вып. 47. С. 151–159.
143. *Рудкевич М.Я., Штильман В.И.* Роль неотектонических показателей в прогнозировании зон преимущественно нефте- или газонакопления // Труды ЗапСибНИГНИ. 1972. Вып. 50. С. 76–82.
144. *Салманов Ф.К.* О связи состава нефтей с условиями их образования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 85–88.
145. *Салманов Ф.К.* Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 280 с.
146. *Сенин Ю.М.* Особенности осадкообразования на шельфе Юго-Западной Африки // Литология и полез. ископаемые. 1968. № 4. С. 108–111.
147. *Смит Х.* Качественный и количественный состав нефти // Органическая геохимия. Вып. 3. М.: Недра, 1971. С. 5–141.

148. *Современные* методы анализа в органической геохимии // Труды СНИИГГиМСа. 1973. Вып. 166. 100 с.
149. *Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М.: Гостоптехиздат, 1948. 460 с.
150. *Соколов В.А.* Геохимия газов земной коры и атмосферы. М.: Недра, 1966. 301 с.
151. *Соколов В.А.* Органическое и неорганическое образование углеводородов в природе // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 113–133.
152. *Соколов В.А.* Процессы образования нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972. С. 16–39.
153. *Сравнительное* изучение углеводородов рассеянного органического вещества и нефтей в связи с проблемой происхождения нефти / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, Л.Ф. Липницкая и др. // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 240–248.
154. *Старобинец И.С.* О некоторых геохимических критериях направления миграции нефти и газа // Там же. С. 459–467.
155. *Страхов Н.М.* Диагенез осадков и его значение для осадочного рудообразования // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1953. № 5. С. 12–49.
156. *Страхов Н.М.* Основы теории литогенеза. Т. I–III. М.: Изд-во АН СССР, 1960–1962. Т. I. 212 с.; Т. II. 574 с.; Т. III. 550 с.
157. *Страхов Н.М.* Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М.: Госгеолтехиздат, 1963. 530 с.
158. *Страхов Н.М., Залманзон Э.С.* Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значение для литологии // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1955. № 1. С. 34–51.
159. *Строганов В.П.* О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефте- и газонакопления // Сов. геология. 1973. № 9. С. 65–75.
160. *Теодорович Г.И.* Осадочные геохимические фации // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1947. Т. 22, вып. 1. С. 3–24.
161. *Теодорович Г.И.* Осадочные геохимические фации по профилю окислительно-восстановительного потенциала и вероятные нефтепроизводящие их типы // Докл. АН СССР. 1954. Т. 96, № 3. С. 609–612.
162. *Теодорович Г.И.* О минералого-геохимических фациях и некоторых других основных вопросах древнего осадкообразования // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1957. Т. 32, № 4. С. 35–60.
163. *Тиссо Б., Пеле Р.* Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке // Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Внешторгиздат, 1971. С. 75–97.
164. *Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
165. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П.* Особенности накопления природных газов в зонах гидратообразования Мирового океана // Докл. АН СССР. Сер. геол. 1973. Т. 212, № 4. С. 931–934.
166. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П.* Ресурсы биогенного метана Мирового океана // Докл. АН СССР. Сер. геол. 1975. Т. 225, № 4. С. 936–939.
167. *Успенская Н.Ю.* Месторождения-гиганты, их значение в распределении ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа. 1972. № 8. С. 8–11.
168. *Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1954. № 1. С. 94–101.
169. *Успенский В.А.* Баланс углерода в биосфере в связи с вопросом о распределении углерода в земной коре. Л.: Гостоптехиздат, 1956. 101 с.
170. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
171. *Успенский В.А.* Опыт реконструкции элементарного состава органического вещества на разных этапах литогенеза // Труды СНИИГГиМСа. 1970. Вып. 95. С. 52–71.

172. *Фомичев А.С.* Опыт среднемасштабного картирования нефтегазопроизводящих пород с целью детального прогноза нефтегазоносности // Труды Среднеаз. науч.-исслед. ин-та геол. и минер. сырья. 1975. Вып. 17. С. 102–107.
173. *Формирование* вещественного состава и процессы катагенного преобразования рассеянного органического вещества пород / С.Г. Неручев, Г.М. Парпарова, Е.М. Файзуллина и др. // Труды ВНИГРИ. 1972. Вып. 310. С. 5–31.
174. *Хаит В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 94–108.
175. *Хаит Д.М.* Распределение углеводородов в осадочных породах: Симпозиум по геохимическим подходам к опознаванию материнских пород нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 49–65.
176. *Хьюбер Н.К., Гаррелс Р.М.* Связь образования осадочных минералов железа с рН и окислительным потенциалом // Термодинамика геохимических процессов. М.: ИЛ, 1960. С. 161–185.
177. *Чершиков К.А., Зеличенко И.А.* Преобразование битумоидов в зоне катагенеза // Нефтегазовая геология и геофизика. 1974. № 11. С. 32–35.
178. *Четверякова О.П., Калишко М.К.* Катагенетические изменения рассеянного органического вещества на примере майкопских отложений Предкавказья // Труды ВНИГНИ. 1975. Вып. 175. С. 37–40.
179. *Шестопал Б.А.* Нефтегазообразование в нижнемеловых отложениях Равнинного Крыма в связи с их катагенезом // Геология нефти и газа. 1975. № 7. С. 38–43.
180. *Burst J.F.* Diagenesis of Gulf Coast Clayey sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration // Bull. AAPG. 1969. Vol. 53, N 1. P. 73–93.
181. *Chapman R.E.* Primary Migration of Petroleum from Clay Source Rocks // Bull. AAPG. 1972. Vol. 56, N 11. P. 2185–2191.
182. *Dunton M.L., Hunt J.M.* Distribution of Low Molecular Weight Hydrocarbons in Recent and Ancient sediments // Bull. AAPG. 1962. Vol. 46, N 12. P. 2246–2248.
183. *Etude de la matière organique insoluble (kérogène) de argiles du Toarcien du bassin de Paris* // Revue de L'Institut Francais du Pétrole. 1973. Vol. 28, N 1. P. 37–66.
184. *Gussow W.C.* Differential Entrapment of Oil and Gas; a Fundamental Principle // Bull. AAPG. 1954. Vol. 38, N 5. P. 816.
- 184a. *Gussow W.C.* Time of Migration of Oil and Gas // Bull. AAPG. 1955. Vol. 39, N 5. P. 547–574.
185. *Hunt J.M.* Origin of Gasoline Range Alkanes in the Deep Sea // Nature. 1975. Vol. 254, N 5499. P. 411–413.
186. *Kulbicki G.* Problème de la migration primaire // Revue de l'association française des techniciens du pétrole. 1973. N 222. P. 32–38.
187. *Le Tran K.* Geochemical Study of hydrogen Sulfide Sorbed in Sediments // Advances in Organic Geochemistry 1971. Oxford; Braunschweig: Pergamon Press., 1972. P. 717–726.
188. *Le Tran K., Connan J., Van Der Weide B.* Diagenesis of Organic Matter and Occurrence of Hydrocarbons and Hydrogen Sulfide in the SW Aquitaine Basin (France) // Bull. du Centre de Recherches de Pau. 1974. Vol. 8, N 1. P. 111–137.
189. *Meinhold R.* Zur Diagnose der Erdölmuttergesteine // Z. angew. Geol. 1966. Bd. 12, N 12. S. 628–630.
190. *Meinhold R.* Die Lithogenese der organischen Substanzen als Kriterium zur Rekonstruktion geotermischer Verhältnisse, speziell bei der Bildung und Erhaltung von Kohlenwasserstoff – lagerstätten // Z. angew. Geol. 1975. Bd. 21, N 5. S. 211–217.
191. *Origin and Evolution of hydrocarbons in Early Toarcian Shales, Paris Basin, France* / B. Tisson, J. Califet-Debyser, G. Deroo, J.L. Oudin // Bull. AAPG. 1971. Vol. 55, N 12. P. 2177–2193.
192. *Perry E.A., Hower J.* Late-Stage Degydratation in Deeply socied Pelitic Sediments // Bull. AAPG. 1972. Vol. 56, N 10. P. 2013–2021.

193. *Philippi G.F.* On the Depth, Time and Mechanism of Petroleum Generation // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1965. Vol. 29, N 9. P. 1021–1049.
194. *Powers M.C.* Fluid – Release Mechanism in Compacting Marine Mudrocks and Their Importance in Oil Exploration // *Bull. AAPG.* 1967. Vol. 51, N 7. P. 1240–1254.
195. *Retcofsky H.L., Stark J.M., Friedel R.A.* Electron Spin Resonance in American Coals // *Anal. Chem.* 1968. Vol. 40, N 11. P. 1699–1704.
196. *Teichmüller M., Teichmüller R.* Geological Causes of Coalification // *Coal Science.* Washington, 1966. P. 133–135.
197. *Thode H.G., Monster D., Danford H.B.* Sulphur Isotope Abundance in Petroleum and Associated Materials // *Bull. AAPG.* 1958. Vol. 42, N 11. P. 2619–2641.
198. *Tissot B.* Ver l'évaluation quantitative du pétrole formé dans les bassins sédimentaires // *Revue de l'association française des techniciens du pétrole.* 1973. N 222. P. 27–31.
199. *Tissot B., Oudin J., Pelet R.* Criteres d'origine et d'évolution des pétroles application a l'étude géochimique des bassins sédimentaires // *Advances in Organic Geochemistry 1971: Proceedings of the 5th International Congress on Organic Geochemistry, held in Hannover, September 7–10, 1971.* Oxford; New York; Toronto; Sydney; Braunschweig: Pergamon Press., 1971. P. 113–134.
200. *Vandenbroucke M.* Etude de la migration primaire variation de composition de extraits de roche a un passage roche mère/reservoir // *Advances in Organic Geochemistry 1971.* Oxford; Braunschweig: Pergamon Press., 1972. P. 547–565.



ЛИТОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЕ¹

Последние десятилетия характеризовались бурным развитием представлений об органическом происхождении нефти и газа. Гипотеза, опирающаяся на гениальные догадки и крайне ограниченный геолого-геохимический материал, превратилась в стройную, последовательную, великолепно аргументированную обширным экспериментальным материалом и обладающую громадными возможностями прогноза теорию. В ходе разработки этой теории стало ясно, что нефтегазообразование является неизбежным результатом процессов литогенеза. Настоящая работа посвящена обсуждению важнейших результатов в этой области.

В современной геологической литературе объем понятия “литогенез”, естественные стадии, на которые он разделяется и, как следствие, шкала литогенеза трактуются неоднозначно [5, 33]. В связи с этим уточним исходные понятия. В соответствии с наиболее признанной советскими исследователями точкой зрения определим, что литогенез есть история возникновения и последующего изменения осадочных пород. Иными словами, это совокупность процессов формирования осадков из различных веществ, мобилизованных в ходе выветривания, денудации и седиментации, их преобразования в осадочные горные породы и последующих изменений в ходе погружения вплоть до превращения в метаморфические породы.

По принятой в советской нефтяной геологии классификации литогенез разделяется на стадии, подстадии, этапы и подэтапы [5]. Различаются три стадии: седиментогенез (S), диагенез (D) и катагенез (K). В свою очередь катагенез разделяется на три подстадии: протокатагенез (ПК), мезокатагенез (МК) и апокатагенез (АК), а мезокатагенез на три этапа – начальный (ранний) МК₁, средний – МК₂ и поздний (глубинный) МК₃ [15, 23]. Протокатагенезу по шкале катагенетических превращений углей отвечает подэтап Б, начальному мезокатагенезу – подэтапы Д (МК₁¹) и Г (МК₁²), среднему – подэтап Ж и позднему – подэтапы К (МК₃¹) и ОС (МК₃²). Апокатагенезу отвечают подзоны Т (АК₁) и ПА (АК₂). Предлагаемые аббревиатуры разработаны Н.Б. Вассоевичем, Н.В. Лопатиным и авторами. Каждой стадии, каждому этапу и подэтапу катагенеза соответствуют четко фиксируемые изменения минерального состава и структуры пород, насыщающих их вод, рассеянного в них органического вещества (ОВ) и определенные термодинамические условия [4, 10, 15, 18, 21, 22, 35].

Одним из наиболее фундаментальных результатов теории образования нефти и газа является вывод о том, что процессы нефтегазообразования четко локализованы в земной коре и что главной их ареной является зона катагенеза стратисферы, причем в пределах этой зоны они также идут неравномерно. Количество и характер образующихся в ходе катагенетических превращений ОВ углеводород-

¹ См.: Горючие ископаемые: Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М., 1976. С. 19–36. Савт.: А.А. Трофимук.

ных продуктов и, как следствие, запасы, фазовое состояние и состав формирующихся скоплений углеводородов (УВ) в значительной степени определяют палеогеографическими условиями накопления и характером диагенетических превращений ОВ.

Палеоландшафты, в которых формировались осадки, контролировали исходный тип ОВ и его концентрацию в них [18, 20, 22, 33]. В морских эпиконтинентальных бассейнах накапливалось преимущественно сапропелевое ОВ. Концентрации его варьировали от десятых, иногда (особенно в условиях карбонатного и эвапоритового осадконакопления) сотых долей до первых процентов, а в условиях некомпенсированного накопления осадков и до 15–20 %. Максимальные концентрации ОВ в таких бассейнах приурочены, как правило, к центральным, относительно глубоководным их частям. Накопление сапропелевого ОВ в таких палеоландшафтах происходило с момента зарождения жизни на Земле, в рифее, венде и в течение всего фанерозоя. Ископаемые осадки таких морских бассейнов хорошо изучены на примере отложений ленского и амгинского веков кембрия на Сибирской платформе, отложений нижнефранского времени (доманиковский горизонт) на Восточно-Европейской платформе, отложений поздней юры, берриасского и валанжинского веков на Западно-Сибирской плите [12, 18, 22, 23, 33]. В них преобладает планктоногенное ОВ.

Начиная с карбона, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел крупный качественный скачок в закономерностях накопления органического вещества в осадках. В континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах гумидных зон в осадках накапливалось преимущественно гумусовое ОВ, обязанное своим происхождением высшей наземной растительности. В таких бассейнах седиментации, в зонах, приближенных к областям питания, при благоприятном тектоническом режиме формировались мощные торфяники. Как следствие, в составе fossilized ОВ периферических частей континентальных бассейнов седиментации гумидных зон значительную, а часто доминирующую роль играет концентрированное ОВ. От периферии к центральным частям бассейнов количество концентрированного ОВ в толщах подобного генезиса резко уменьшается, одновременно возрастает от 0,5–1,0 до 5–7 % концентрация рассеянного ОВ. В отложениях таких фаций значительную роль часто играет сапропелевое ОВ озерного генезиса. Примерами ископаемых осадков таких континентальных бассейнов седиментации являются угленосные отложения карбона Восточно-Европейской платформы, позднего карбона и перми Сибирской платформы, нижней и средней юры Западно-Сибирской и Туранской плит, аптского, альбского и сеноманского веков мелового периода на Западно-Сибирской плите.

В условиях аридного и семиаридного литогенеза в континентальных бассейнах седиментации захороняются ничтожные количества ОВ, поэтому сколько-нибудь значительной роли в процессах нефтегазообразования подобные ископаемые осадки не играют.

В тесной связи с составом исходного ОВ в осадочных толщах находится их преимущественная нефте- или газоносность. В морских осадочных толщах с сапропелевым ОВ или в непосредственно их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти, а в континентальных угленосных толщах – скопления газа [16, 21]. В обобщенном виде эта зависимость показана на рис. 1. Имеется достаточно четкая корреляционная связь и между абсолютной массой ОВ в осадочных толщах и запасами нефти и газа в них (рис. 2).

Таким образом, “выход” в конце силура и в девоне растительности на сушу и исключительно бурное ее развитие, начиная с карбона, обусловили качественный скачок в эволюции процессов нефтегазообразования. Во-первых, резко расширил-

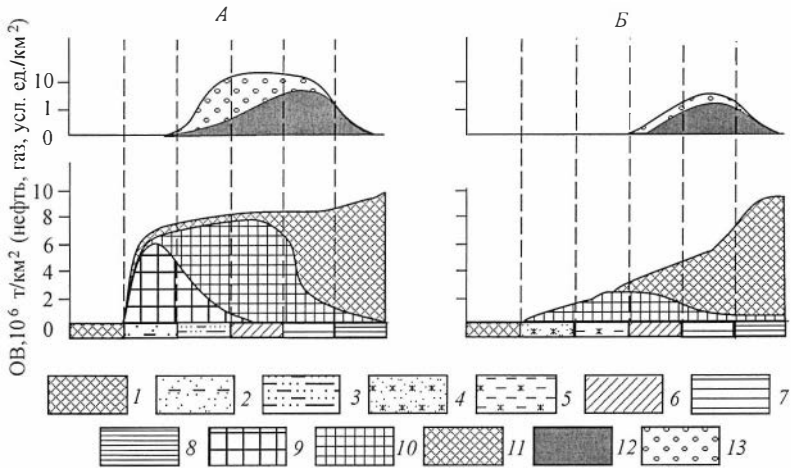


Рис. 1. Закономерности накопления органических веществ и их связь с горючими полезными ископаемыми. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова.

Литогенез: А – гумидный, Б – семиаридный. Палеогеографические области: 1 – зона денудации; 2 – предгорные впадины и прогибы с аллювиальными и болотными фациями (осадки песчано-алевритовые углистые); 3, 4 – аккумулятивные равнины: 3 – с озерно-аллювиальными и озерно-болотными фациями (осадки песчано-алевритоглинистые), 4 – с аллювиальными и эоловыми фациями (осадки песчано-алевритовые пестроцветные); 5 – лагуны пресноводные (осадки алевритоглинистые красноцветные); 6, 7 – прибрежные подводные равнины: 6 – периодически заливавшиеся морем (осадки песчано-алевритовые), 7 – эпиконтинентального морского бассейна нормальной солёности (осадки песчано-алевритоглинистые); 8 – подводные равнины открытой, относительно глубоководной части эпиконтинентального морского бассейна нормальной солёности (осадки преимущественно глинистые). Органическое вещество: 9 – гумусовое концентрированное, 10 – гумусовое рассеянное, 11 – сапропелевое. Горючие полезные ископаемые: 12 – нефть, 13 – газ.

ся спектр фаций, благоприятных для нефтегазообразования, а значит, при прочих равных условиях увеличилась площадь распространения и объём нефтегазопроизводящих пород. Во-вторых, значительно увеличилась масса ОВ, участвующего в процессах нефтегазообразования. Так, объём этих пород 6,8 млн км³ на Сибирской платформе в отложениях нижнего и среднего палеозоя первоначально было захоронено 80·10¹² т ОВ, а в угленосных отложениях верхнего палеозоя (объём 1,5 млн км³) – 120·10¹² млрд т ОВ. Аналогичная картина наблюдается и на других древних платформах [31]. В-третьих, впервые источником углеводородов в осадках и осадочных породах стало качественно новое по типу ОВ, генетически связанное с высшей растительностью.

Важную роль в формировании химической структуры fossilized organic matter (ОВ) играет диагенетическая стадия его истории. Она же в определенной мере контролирует концентрацию ОВ в осадках к началу катагенеза. Известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных [7, 32]. Долгое время считалось, что из углеводородных газов в диагенезе образуется только метан. Исследования В.В. Вебера, Л.М. Зорькина, С.П. Левшуновой, Л.В. Чертковой показали, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и углеводородные газы (УВГ) C₂–C₅ как нормального, так и изостроения. При этом интенсивность новообразования УВГ C₂–C₅ тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов на долю насыщенных УВГ C₂–C₅ приходится 13–15 %.

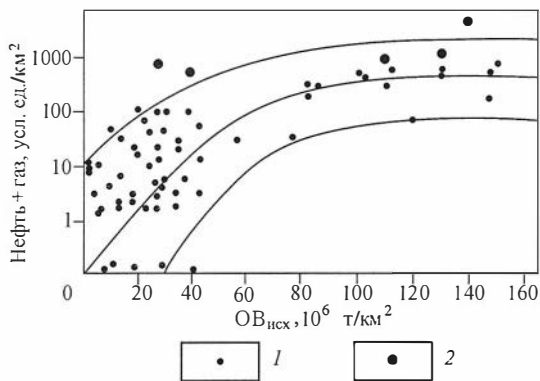


Рис. 2. Зависимость плотности запасов углеводородов (нефть и газ совместно) в нефтегазоносном комплексе от абсолютных масс исходного органического вещества. Составили А.Э. Конторович, И.Д. Полякова.

Эталонные участки: 1 – с мелкими, средними и крупными месторождениями, 2 – с месторождениями-гигантами.

Изучение диагенетических превращений ОВ современных и ископаемых осадков позволило выяснить основные закономерности превращений их битуминозных компонентов [3, 7, 20, 23, 27]. Эти исследования показали, что в составе УВ в осадках преобладают насыщенные УВ, причем доля их тем больше, чем менее восстановительной является среда. Среди насыщенных УВ на долю алканов приходится 30–40%. В составе последних преобладают высокомолекулярные *n*-алканы с нечетным числом атомов углерода в цепи. Фракция изоциклоалифатических УВ представлена в основном цикланами, преимущественно конденсированными, хотя моноциклические цикланы в ней также присутствуют в значительных концентрациях. Среди изоалифатических УВ значительную роль играют изопреноидные, в первую очередь фитан и пристан. В осадках с окислительной средой диагенеза отсутствуют хлорофилл и его производные, они сохраняются лишь в восстановительной среде.

Близкие закономерности устанавливаются и при изучении слабо измененных катагенезом ископаемых морских осадков [20, 23, 27]. При характеристике диагенетических превращений в них удобно пользоваться показателем диагенетической превращенности ОВ ($a_{\text{дп}}$). Он равен отношению количества ОВ, израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его количеству в осадках в начале этого этапа. Методика определения $a_{\text{дп}}$ изложена в работах А.Э. Конторовича, Л.И. Богородской и др. [20]; С.Г. Неручева и др. [27]. В ископаемых осадках с ростом $a_{\text{дп}}$ увеличивается доля насыщенных УВ в углеводородной фракции, а концентрация УВ в ОВ, концентрация би- и трициклических аренов в нафтеново-ароматической фракции, отношение смолы/асфальтены максимальны при $a_{\text{дп}} = 0,2-0,4$, уменьшаясь при более высоких и более низких его значениях [23]. В ОВ, накапливаемом в окислительных и нейтральных условиях, порфирины практически отсутствуют. Сходным образом меняется и элементный состав ОВ. В конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза минимальные концентрации в ОВ углерода и максимальные – водорода наблюдаются при $a_{\text{дп}} = 0,3-0,5$.

Эти закономерности объясняются избирательным окислением наименее стойких компонентов ОВ и его битуминозной фракции при низких уровнях диагенетических превращений, а при $a_{\text{дп}} > 0,4-0,5$ – окислением и полимеризацией всех компонентов ОВ, в том числе конденсированных аренов и смол, при общем снижении концентрации битумоидов и конденсации, ароматизации всех структур ОВ.

К концу стадии протокатагенеза ОВ еще сохраняет все основные свои черты, сложившиеся в диагенезе [20, 34]. Так, в битуминозных компонентах ОВ в составе УВ преобладают насыщенные. В последних среди *n*-алканов доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода в цепи, мало изоалканов, а среди цикланов преобладают конденсированные. При этом конденсированность цикла-

нов гумусового ОВ выше, чем сапропелевого. Так, на глубине 500 м в сапропелевом ОВ на 1 молекулу изоциклоалканов приходится в среднем 2,5 нафтеновых кольца, а в гумусовом – 3,7 [22]. В составе УВ как в диагенезе, так и в начале протокатагенеза отсутствуют УВ бензиновых и керосиновых фракций [4, 16].

До недавнего времени считалось, что углеводородные газы, образующиеся на стадии диагенеза, диффундируют из осадков в придонную воду и рассеиваются, а формирование скоплений как нефти, так и газа связано только со стадией катагенеза [32]. Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что из образующихся на стадии диагенеза УВГ могут формироваться скопления, вероятно, даже крупные.

Главный тип залежей газов биохимического происхождения – это, видимо, залежи кристаллогидратов, которые могут образовать метан и другие углеводородные газы, углекислый газ, сероводород в глубоководных и пресноводных водоемах в зонах, где температура на дне ниже 4–5 °С, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность консервации углеводородных газов в глубоководных осадках была теоретически обоснована Ю.Ф. Макогоном, А.А. Трофимуком, В.П. Царевым, Н.В. Черским [24] и позднее подтверждена экспериментально. При последующем погружении таких гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидраты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ либо будет аккумулироваться на путях миграции в ловушках, либо образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, либо рассеиваться. Это позволяет выделить диагенетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана.

Дальнейшее превращение ОВ претерпевает на стадии катагенеза. Главными факторами этого превращения являются температура и давление. Важно подчеркнуть, что вмещающая ОВ порода играет роль катализатора этих процессов, поэтому динамика процессов катагенеза и состав образующихся продуктов в определенной мере зависят от состава вмещающих пород. Катагенетические превращения самих осадочных пород играют очень важную роль и в превращении ОВ.

Не менее существенной чертой катагенеза являются громадные масштабы миграции вещества, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ. В этом смысле первичная миграция УВ и других продуктов катагенетических превращений ОВ (CO_2 , H_2S , NH_3 и др.) – обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа – неизбежный при благоприятных геологических условиях результат этого процесса.

Главные особенности катагенетических превращений ОВ, их механизм и динамика (рис. 3), а также механизм и динамика первичной миграции УВ подробно рассмотрены во многих работах [11, 16, 35]. Поэтому ниже в основном внимание уделено зональности процессов нефтегазообразования в катагенезе и главным (по фазовому состоянию и типу углеводородных флюидов) особенностям формирующихся в каждой из зон залежей.

Состав битумоидов на разных подстадиях, этапах и подэтапах катагенеза контролируется двумя противоположно направленными процессами [Там же]. Первый – новообразование и превращение битумоидов. В прото-, раннем и среднем мезокатагенезе он ведет к увеличению роли битумоидов в составе ОВ, к их алифатизации, уменьшению в них роли цикланов и аренов, особенно конденсированных, постепенному приближению битумоидов по углеводородному составу к нефти. Последнее особенно четко выражается в постепенном выравнивании концентрации *n*-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи, в новообразовании углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. Интенсивность

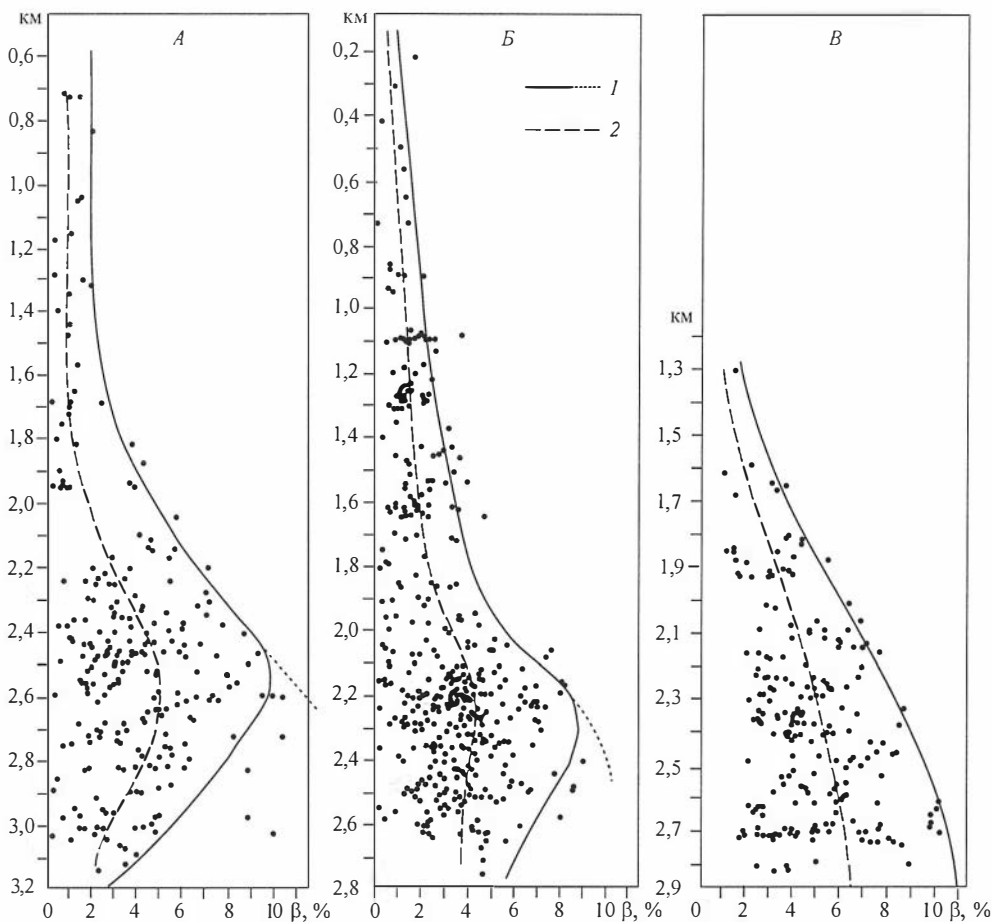


Рис. 3. Схема изменения битумоидного коэффициента в органическом веществе разных типов с глубиной:

А – гумусовое ОВ; *Б* – органическое вещество, сложенное микстинитом и микстинитоподобными микрокомпонентами; *В* – сапропелевое ОВ. 1 – кривая максимальных значений; 2 – кривая медианных значений.

катагенетических превращений ОВ зависит от литологии вмещающих пород. Так, например, в одной толще при близкой концентрации сапропелевое ОВ в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы содержит 78 % углерода, а в терригеинных – 81 % при максимальной глубине погружения 3000 м, 82 и 84 % соответственно при максимальной глубине погружения 4000 м. Второй процесс – эмиграция битумоидов из материнских пород. Он носит хроматографический характер. Эмиграция битумоидов ведет к уменьшению их концентрации в ОВ, возрастанию в них роли малоподвижных гетероциклических соединений, а в углеводородной фракции – высококипящих УВ по отношению к низкокипящим, иафтиеново-ароматических углеводородов по отношению к метаново-нафтоновым [11].

Существенное влияние на характер эмиграции битумоидов оказывают формы первичной миграции, литология материнских пород и температура. Расчеты показывают, что основной формой первичной миграции битумоидов и углеводородных газов в природе являются истинные и коллоидные растворы (рис. 4) [11, 16, 35]. Лишь в толщах, уникально обогащенных ОВ, наряду с этим может происходить и миграция выделяющейся в свободную фазу газоконденсатной системы.

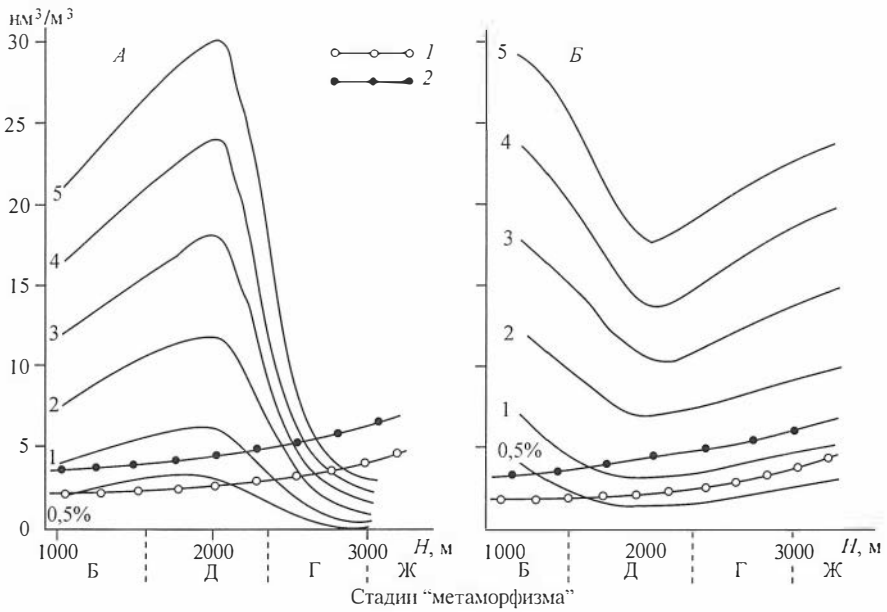


Рис. 4. Соотношение между количеством генерируемого органическим веществом углеводородных газов и отжимаемых из аргиллитов вод в зоне катагенеза для пород с различным содержанием органического углерода:

А – для органического вещества класса гумолитов; *Б* – для органического вещества класса сапропелитов. 1, 2 – кривые предельной растворимости метана в воде на разных стадиях катагенеза в условиях: 1 – гидростатического давления, 2 – геостатического давления. Условно принят геотермический градиент $4^{\circ}/100$ м.

При относительно низких температурах *n*-алканы обладают низкой миграционной способностью, что может привести к относительному обогащению ими остаточных битумоидов. В этих случаях миграция битумоидов способствует увеличению циклических УВ во фракции изо-циклоалканов и аренов, но может не привести к обогащению циклическими соединениями всей фракции УВ в целом [23].

Новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза, в течение мезокатагенеза скорость этого процесса непрерывно и быстро растет, достигает максимума на подэтапе $МК_1^2$, сохраняется в течение большей части среднего мезокатагенеза и далее падает. Показательно, что этап интенсивного новообразования битумоидов сопровождается перестройкой всей структуры ОВ. До этого, например, в гумусовом ОВ и асфальтенах битумоидов из него число парамагнитных центров монотонно увеличивалось от $(0,5-0,6) \cdot 10^{19}$ в протокатагенезе до $(2,5-3,0) \cdot 10^{19}$ пмц/г на подэтапе $МК_1^2$. В среднем мезокатагенезе число парамагнитных центров резко падает до $(1,2-1,4) \cdot 10^{19}$ пмц/г, что свидетельствует о разрыхлении, деконденсации структуры ОВ, а затем вновь начинает расти [19].

В течение большей части мезокатагенеза новообразование битумоидов преобладает над их эмиграцией. Однако в конце мезокатагенеза и в начале среднего мезокатагенеза наблюдается обратный процесс [11, 16], что сопровождается снижением битумоидного коэффициента и другими изменениями в составе битумоидов. Чрезвычайно важно, что именно в этой части зоны катагенеза в близком интервале температур и давлений одновременно в одном направлении действуют три группы факторов: 1) достигает максимума скорость новообразования всего комплекса углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных неф-

ти; 2) совершается глубокая перестройка, разрыхление структуры ОВ, что ослабляет связь битуминозных компонентов с керогеном; 3) происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных, возрожденных вод, что создает условия для массовой эмиграции новообразующихся битумондов с возрожденными водами; этому способствует снижение сорбционной емкости пород, сопровождающее гидрослюдизацию.

В соответствии с интенсивностью процесса в едином цикле нефтеобразования в осадочной толще принято выделять: фазу созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования, главную фазу нефтеобразования, фазу затухания нефтеобразования и фазу существования нефтепроизводивших отложений. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз и носящие такие же названия [18].

В каждой из этих фаз состав образующихся и эмигрирующих битумондов весьма специфичен. Так, в фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования (конец ПК, начало МК₁) ОВ еще практически не генерирует УВ бензиновых и керосиновых фракций, среди *n*-алканов резко преобладают *n*-алканы с четным числом атомов углерода, а среди изо- и циклоалканов – циклоалканы. Среди последних доминируют конденсированные структуры [17, 20, 22, 34]. Первичная миграция жидких УВ в этой зоне сильно затруднена вследствие специфики термодинамического режима недр и состава битумондов.

Нефтяные залежи, образующиеся в этой зоне, должны содержать мало либо не содержать совсем углеводородов бензиновых и керосиновых фракций, *n*-алканов смол и асфальтенов, так как первые в этих условиях практически не образуются, а последние не миграционноспособны. Вследствие этого нефти зоны начала и прогрессивного развития нефтеобразования, если они не подверглись гипергенезу и не находятся во вторичном залегании, должны быть малосмолистыми, с низким выходом светлых фракций, нафтеновыми по углеводородному составу. Циклоалканы в них должны быть сильно конденсированы, *n*-алканы в таких нефтях должны практически отсутствовать, однако если следы их будут зафиксированы, то в них должны преобладать углеводороды с нечетным числом атомов углерода. Такие незрелые нефти встречаются в сеноманских отложениях Западно-Сибирской плиты, ниже-среднеюрских отложениях Вилюйской синеклизы, где зафиксированы следы *n*-алканов, в которых коэффициент нечетности варьирует от 4 до 5 [21].

В главной зоне нефтеобразования в составе ОВ формируется весь комплекс УВ и неуглеводородных компонентов, свойственных нефти, создаются наиболее благоприятные условия для первичной миграции, образуется основная масса нефтяных месторождений.

В ходе главной фазы нефтеобразования 1 т сапропелевого ОВ генерирует около 37 кг нефти, в которой насыщенные УВ составляют 28–29 %, нафтеново-ароматические – 31–32 %, *n*-алканы не превышают первых процентов общего количества эмигрировавших продуктов [20, 23]. Из 1 т гумусового ОВ в течение главной фазы нефтеобразования эмигрирует 10–12 кг битумондов, из которых примерно 50 % представлено насыщенными УВ, 40–42 % – нафтеново-ароматическими, 8–9 % – смолами и асфальтенами. Нормальные алканы составляют около 25 % нафтеново-ароматической фракции, среди них преобладают нафталановые и фенантреновые УВ.

В фазу затухания нефтеобразования из 1 т гумусового ОВ дополнительно эмигрирует 6–7 кг битумондов, из них примерно 20 % – насыщенные и около 60 % – нафтеново-ароматические УВ. Нормальных алканов эмигрирует очень мало: 300–400 г из 1 т ОВ.

Из этого следует, что гумусовое ОВ генерирует парафинистые нефти на под-этапе МК₁² и этапе МК₂ катагенеза в главную фазу нефтеобразования (ГФН). Новые порции УВ, поступающие в ловушки в позднемезокатагенный этап, представлены в основном изоалканами и циклическими УВ.

В сапропелевом ОВ в фазу затухания нефтеобразования новообразующиеся жидкие УВ представлены в основном низкокипящими соединениями, среди них доминируют разветвленные алканы и цикланы.

Таким образом, именно в главную фазу нефтеобразования формируются нефти, состав которых наиболее полно наследует фрагменты химической структуры липидов исходного сапропелевого и гумусового ОВ. В фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования первичная миграция битумоидов настолько затруднена, что состав возникающих в небольших количествах нефтей определяется в основном миграционной способностью отдельных фракций битумоидов в этой зоне, а не их составом. В фазу затухания нефтеобразования катагенетические преобразования ОВ приводят к тому, что связь формирующихся и эмигрирующих жидких УВ с исходным ОВ проявляется также очень слабо.

Процесс катагенетического газообразования в осадочных толщах делится на два цикла: верхнюю (ПК–МК₁¹) и глубинную (МК₃–АК₁) зоны интенсивного газообразования. Верхней отвечают первые две зоны нефтеобразования, глубинной – зона затухания нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводивших отложений.

Состав возникающих в каждой из этих зон газов существенно различен. В первой доминирует углекислый газ. Углеводородная составляющая газов практически полностью представлена метаном. В глубинной зоне интенсивного газообразования вначале образуется жирный углеводородный газ с высоким содержанием конденсата. Состав конденсата, по-видимому, непостоянен. В позднем мезокатагенезе в конденсатах, формирующихся в толщах с сапропелевым ОВ, могут доминировать, как и в новообразующихся битумоидах, изо- и циклоалканы. В угленосных толщах в конденсатах возрастает роль аренов. В апокатагенезе газ должен становиться сухим, конденсатность его снижается, а сам конденсат становится более метановым. Генерацией в глубинной зоне интенсивного газообразования (ГЗГ) объясняется, вероятнее всего, специфический состав газов и конденсатов в валанжин-готеривских отложениях Западно-Сибирской плиты. В этих конденсатах преобладают изоалканы, часто сильно разветвленные, и циклоалканы.

Известно, что в глубинном мезо- и апокатагенезе сапропелевое ОВ очень быстро теряет водород. Это позволяет считать, что оно на данном этапе генерирует значительно большие массы газообразных и низкокипящих жидких УВ, чем гумусовое ОВ.

Рассмотренная вертикальная зональность процессов нефтегазообразования ранее описывалась А.М. Акрамходжаевым [1], Н.Б. Вассоевичем [4, 5], В.С. Вышемирским [10], И.В. Высоцким [9], А.Э. Конторовичем [16, 22], А.А. Трофимукон [11, 29]. Большая роль газообразования в прото- и раннем мезокатагенезе обосновывалась в работах В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Строганова [2], в позднем мезо- и апокатагенезе – В.А. Соколова [32], С.Г. Неручева [26, 27, 30], Б. Тиссо и Р. Пеле [34].

Между интенсивностью генерации УВ на разных этапах катагенеза и размещением залежей нефти и газа в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеется однозначная и весьма четкая связь. На рис. 5 первые две колонки характеризуют интенсивность генерации жидких и газообразных УВ и ОВ в зоне катагенеза. В третьей и четвертой колонках приведены обобщенные по материалам советских и зарубежных исследователей данные о распределении мировых разведанных за-

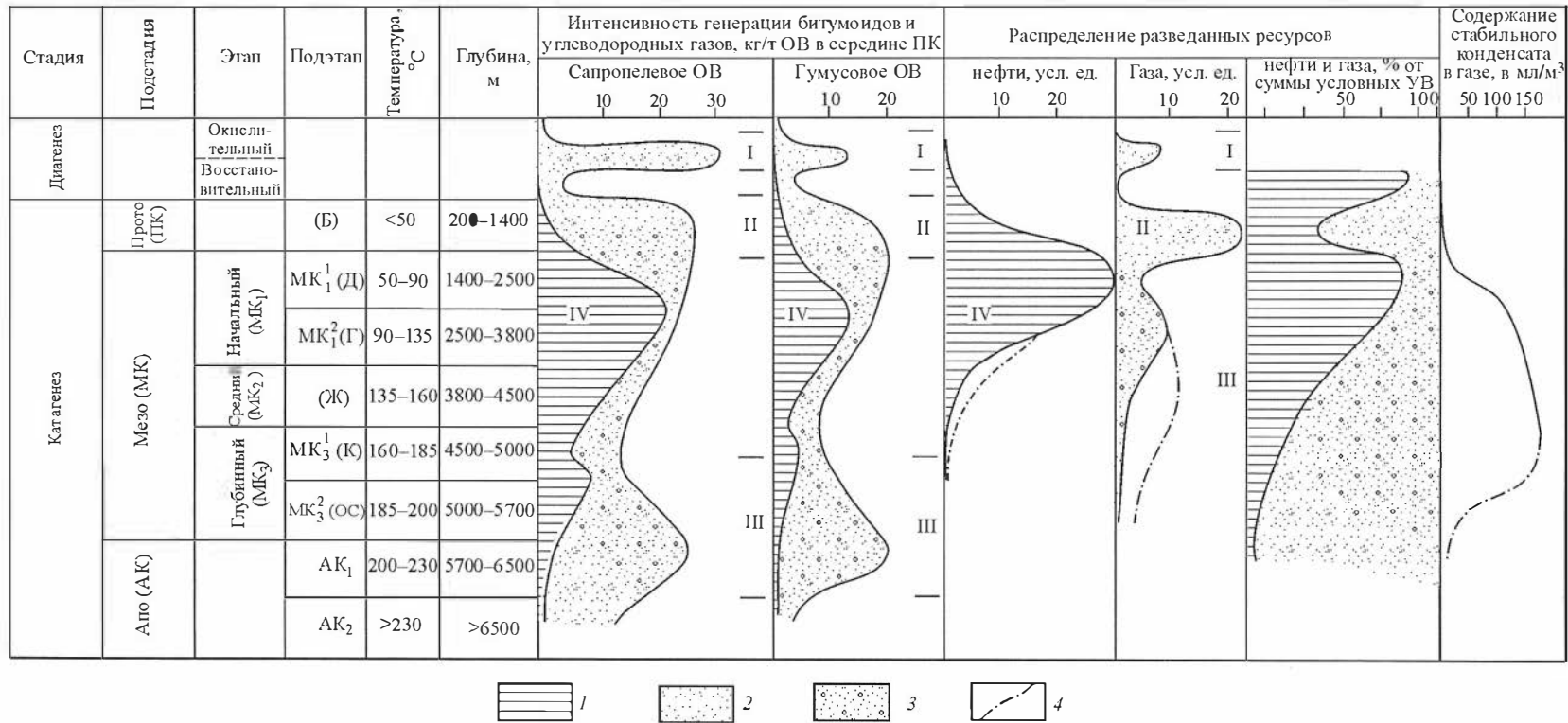


Рис. 5. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратифере. Составили А.Э. Кошторович, А.А. Трофимук с использованием материалов А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича и др.:

1 – нефть и битумоиды; 2, 3 – углеводородные газы: 2 – CH_4 , 3 – C_2H_6 – C_3H_{12} ; 4 – предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубин 1–3 км. I – диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II – верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III – глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV – главная зона нефтеобразования.

пасов нефти и газа. На рис. 5 отчетливо видно, что в полном соответствии с интенсивностью нефте- и газообразования по статистическим данным выделяются главная зона нефтенакпления, отвечающая начальному мезокатагенезу, и две зоны интенсивного газонакопления. Первая соответствует нижней части зоны протокатагенеза в верхней части подэтапа МК₁ – раннего мезокатагенеза, вторая – нижней части зоны раннего мезокатагенеза и среднему мезокатагенезу. Есть основания считать, что действительный максимум этой зоны интенсивного газообразования находится глубже – в конце зоны среднего и начале зоны глубинного мезокатагенеза. Еще более четко наличие двух зон преимущественного газонакопления видно на этом же рисунке (пятая колонка), где показано распределение ресурсов нефти и газа (в % от их суммы). Возрастание доли ресурсов нефти на глубинах менее 500–600 м связано с неблагоприятными условиями для сохранения газа в этой части разрезов нефтегазоносных бассейнов.

Выше, касаясь катагенеза, мы рассматривали в известной мере идеализированную схему нефтегазообразования в монотонно погружающейся и переживающей последовательно все стадии литогенеза осадочной толще. Реальное распределение ресурсов нефти и газа в стратифере носит более сложный характер. Это объясняется неодинаковым изначально нефтегазопроизводящим потенциалом отдельных толщ, а также особенностями распределения пород-коллекторов и пород-экранов.

Распределение ресурсов нефти и газа в отложениях различных отделов и систем фанерозоя имеет крайне неравномерный характер (рис. 6). Максимальные ресурсы нефти и газа в стратифере, как показали С.П. Максимов, Н.Я. Кунин,

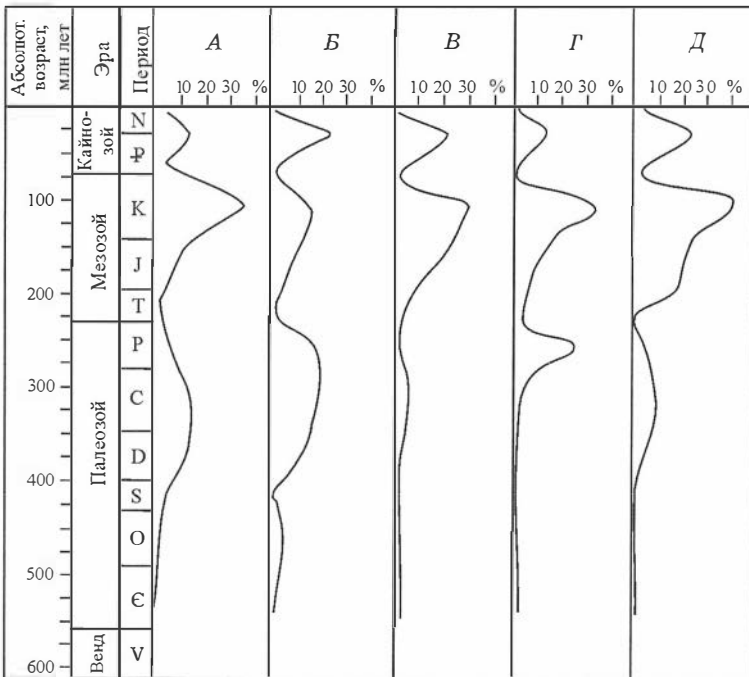


Рис. 6. Распределение разведанных запасов нефти и газа по стратиграфическим системам (по С.П. Максимова, Н.Я. Кунину, Н.М. Сардонникову [25]):

А – СССР, нефть и газ; Б – Северо-Американская платформа, нефть и газ; крупнейшие месторождения мира: В – нефть; Г – газ; Д – мировые запасы нефти и газа.

Н.М. Сардонников [25], сосредоточены в отложениях кембрия–ордовика, среднего девона–перми, верхней юры–мела, плиоцена–миоцена; эта закономерность фиксируется в целом по земному шару.

В пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов ресурсы нефти и газа также распределены неравномерно. Так, например, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне основная масса нефти и газа сосредоточена в отложениях келловейского и оксфордского ярусов верхней юры, конца валанжинского – начала барремского яруса и конца барремского – начала аптского яруса нижнего мела, сеноманского яруса верхнего мела.

Такая неравномерность распределения нефти и газа в стратиферии связана с эволюцией и периодичностью осадконакопления в позднем докембрии и фанерозое. В связи с этим выделяется ряд эпох – трансгрессивных и регрессивных, тектонически активных и тектонически вялых, по-разному и не строго синхронно проявившихся в различных осадочных бассейнах. Кроме того, в каждом осадочном бассейне на эту периодичность осадконакопления планетарного масштаба наложилась периодичность более низкого порядка. Эти процессы контролировали литологическое выполнение осадочных бассейнов, тип, содержание и абсолютные массы ОВ в осадочных толщах, распределение нефтегазоносных комплексов и их экранов и значительно предопределили масштабы нефтеобразования и закономерности размещения запасов нефти и газа в осадочных бассейнах.

В рамках теории литогенеза закономерность размещения залежей и запасов нефти и газа – результат суперпозиции процессов, контролируемых в конечном счете периодичностью осадконакопления в отдельных осадочных бассейнах и стратиферии в целом, и истории нефтегазообразования в осадочных бассейнах и слагающих их толщах. Описанные закономерности нефтегазообразования должны быть положены в основу методов количественного прогноза нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество – основной источник нефти и газа. Ташкент: ФАН, 1973. 203 с.
2. *Багрищев К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И.* Роль угленосных толщ в процессах генерации природного газа // Геология нефти и газа. 1968. № 6. С. 7–11.
3. *Бордовский О.К.* Процессы накопления и преобразования органического вещества в современных морских и океанических осадках // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 22–31.
4. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
5. *Вассоевич Н.Б.* О некоторых терминах, связанных с изучением органического вещества осадков и осадочных горных пород // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1971. С. 218–238.
6. *Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
7. *Вебер В.В.* Фации отложений, благоприятные для образования нефти. М.: Недра, 1966. 274 с. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 56).
8. *Влияние* процессов литогенеза на формирование и продуктивность нефтегазоматеринских отложений. М., 1974.
9. *Высоцкий И.В.* Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратиферии // Современные проблемы геологии и геохимии горючих полезных ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 108–114.
10. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1963. 378 с.

11. *Вышемирский В.С., Койторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битуменоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с. (Тр. / ИГиГ СО АН СССР; Вып. 143).
12. *Евтушенко В.М., Койторович А.Э., Малюшко Л.Д. и др.* Основные черты геохимии и литологии отложений куонамского типа кембрия Сибирской платформы // Литология и осадочные полезные ископаемые Сибирской платформы. Новосибирск, 1969. С. 72–76.
13. *Казаринов В.П.* Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Сибири // Проблемы сибирской нефти. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. С. 46–57.
14. *Карогодин Ю.Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 177 с.
15. *Карцев А.А., Вассоевич Н.Б., Геодекян А.А. и др.* Основная стадия нефтегазообразования (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири). М., 1971. С. 3–21.
16. *Койторович А.Э.* Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970. С. 4–51. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 95. Сер. Нефт. геология).
17. *Койторович А.Э., Данилова В.П.* Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, 1973. С. 73–82. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 167).
18. *Койторович А.Э., Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. С. 51–69.
19. *Койторович А.Э., Трофимук А.А.* К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24.
20. *Койторович А.Э., Богородская Л.И., Мельникова В.М.* Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 3. С. 112–123.
21. *Койторович А.Э., Изосимова А.Н., Трушков П.А.* Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в зоне катагенеза // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. Л.: Недра, 1974. С. 5–12. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 193).
22. *Койторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 224 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 50. Сер. Нефт. геология).
23. *Койторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др.* Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 189 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 164).
24. *Макогон Ю.Ф., Трофимук А.А., Царев В.П., Черский Н.В.* Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов // Геология и геофизика. 1973. № 4. С. 3–6.
25. *Максимов С.П., Куши Н.Я., Сардоников Н.М.* Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция // Геология нефти и газа. 1974. № 8. С. 30–38.
26. *Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества пород и генерация нефти и газа в процессе погружения осадков // Докл. АН СССР. 1970. Т. 194, № 5. С. 1186–1189.
27. *Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973. № 10. С. 14–16.
28. *Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзуллина Е.М. и др.* Преобразование сапропелевого рассеянного органического вещества на стадии диагенеза осадков // Докл. АН СССР. 1973. Т. 212, № 4. С. 972–975.
29. *Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Файзуллина Е.М., Жукова А.В.* Формирование вещественного состава и процессы катагенного преобразования рассеянного органического вещества пород // Вопросы нефтегазообразования в осадочных бассейнах различного типа и возраста. Л., 1972. С. 5–31. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 310).

30. *Рогозина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А.* О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 9. С. 124–132.

31. *Ротов А.Б.* Органический углерод в осадочных породах (в связи с их нефтеносностью) // Геохимия. 1958. № 5. С. 409–423.

32. *Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М.: Недра, 1965. 276 с.

33. *Страхов Н.М.* Основы теории литогенеза. 2-е изд. Т. 1–3. М.: Изд-во АН СССР, 1962. Т. 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. 212 с. Т. 2. Закономерности состава и размещения гумидных отложений. 574 с. Т. 3. Закономерности состава и размещения аридных отложений. 460 с.

34. *Тиссо Б., Пеле Р.* Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке // Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Внешторгиздат, 1971. С. 75–97.

35. *Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С.* Успехи органической теории происхождения нефти // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 32–42.



ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ РАЗДЕЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ И ГАЗОНОСНОСТИ¹

Познание закономерностей дифференциации скоплений нефти и углеводородных газов (УВГ) в стратисфере имеет исключительное значение для теории их образования. Не меньшее значение оно имеет и при решении прикладных проблем геологии нефти и газа – раздельной оценке начальных потенциальных ресурсов нефти, природного газа, конденсата, направленном их поиске и долгосрочном планировании поисково-разведочных работ.

В настоящей статье рассмотрены генетические принципы раздельной оценки перспектив нефте- и газоносности осадочных бассейнов, выделение которых возможно лишь с учетом положений трех фундаментальных разделов теоретической геологии нефти и газа: теории образования нефти и УВГ, в первую очередь представлений о зональности нефтегазообразования; учения о нефтегазоносных бассейнах (НГБ) и современных схем формирования скоплений нефти и УВГ.

Общепризнаны следующие основные положения теории образования нефти УВГ.

1. Исходным для нефти и УВГ субстратом является рассеянное в осадочных породах органическое вещество (РОВ), однако химический состав углеводородов (УВ) и неуглеводородных компонентов живого вещества, так же как УВ и неуглеводородных компонентов битумоидов осадков, существенно отличны от таковых в нефти. В стадию диагенеза в осадках в ходе биохимических превращений органического вещества (ОВ) происходит генерация УВГ, главным образом метана, который в глубоководных низкотемпературных зонах может образовывать кристаллогидраты и в дальнейшем при некоторых благоприятных условиях давать начало промышленным скоплениям газа [4, 22 и др.].

2. Весь комплекс углеводородных компонентов, свойственных нефти, формируется в ходе превращений ОВ в стадию катагенеза, с которой связано образование нефтяных и основной массы газовых месторождений [4, 9, 11, 16, 17].

3. Состав образующихся в катагенезе жидких УВ и УВГ в значительной мере предопределяется типом исходного живого вещества. Органическое вещество, генетически связанное с высшей наземной растительностью (“гумусовое”), генерирует главным образом УВГ и в значительно меньшей степени жидкие УВ. Планктоногенное и бентосогенное (“сапропелевое”) ОВ генерирует большие массы и УВГ, и жидких УВ, но роль жидких УВ и газоносных гомологов метана в составе продуктов его катагенетических превращений, особенно в мезокатагенезе, несравненно выше [9, 11 и др.].

В составе высокомолекулярных УВ и неуглеводородных компонентов битумоидов ОВ и нефтей четко устанавливаются отдельные химические соединения и химические структуры, унаследованные от живого вещества (“хемофоссилии”), такие как изопреноиды, высокомолекулярные *n*-алканы, порфирины и др. [7].

¹ См.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978. С. 189–204.

4. Процессы нефтегазообразования в каждый момент времени четко локализованы в геологическом пространстве Земли, причем зоны интенсивного нефте- и газообразования пространственно разобщены. Одним из первых вертикальную зональность процессов нефтегазообразования отметил в 1948 г. и в последующие годы В.А. Соколов. Он установил в разрезе осадочных бассейнов биохимическую, ниже переходную и далее термокаталитическую зоны. Последняя зона охватывает, по В.А. Соколову, весь разрез стратисферы глубже 1–2 км. Она подразделяется на две подзоны – верхнюю нефтегазовую и нижнюю метановую.

В 1954 г. Н.Б. Вассоевич наметил иную зональность процессов нефтегазообразования. Он полагал, что в зоне катагенеза по мере погружения вначале формируются скопления газа, затем нефти и далее, в позднем катагенезе – газоконденсата. В 1967 г. Н.Б. Вассоевич предложил называть этап в геохимической истории погружающейся осадочной толщи, когда она находится в условиях температур и давлений, при которых в составе РОВ наиболее энергично происходит новообразование битумоидов, в том числе УВ, главной фазой нефтеобразования (ГФН). Тогда же независимо автор [12] выделил эту часть зоны катагенеза в качестве главной зоны нефтегазообразования (следовало назвать “главной зоной нефтеобразования” – ГЗН). По современным представлениям, ГЗН отвечает концу подэтапа $МК_1^1$ и подэтапу $МК_1^2$ мезокатагенеза. Учение о ГФН (ГЗН) было всесторонне обосновано в трудах Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского, А.Н. Гусевой, Д.И. Дробота, С.Г. Неручева, А.А. Трофимука, К.А. Черникова, Б. Тиссо, Р. Пеле и др. Оно получило широкое признание за рубежом.

Большинством исследователей признается наличие в разрезе стратисферы ГЗН. В едином цикле нефтеобразования в осадочной толще принято выделять следующий ряд фаз: фаза созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, фаза начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования, главная фаза процессов нефтеобразования, фаза затухания процессов нефтеобразования и фаза существования нефтепроизводящих отложений. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз. Они носят те же названия, что и фазы.

Важно, что состав генерируемых ОВ жидких УВ в разные фазы цикла нефтегазообразования существенно различен [14–16]. В фазу начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования в составе насыщенных УВ среди *n*-алканов преобладают, как и в живом веществе, нечетные, среди изо-циклоалканов доминируют конденсированные цикланы, среди изо- и *n*-алканов изопреноидные УВ (например, фитан и пристан) содержатся в концентрациях, несравненно больших, чем их нормальные гомологи с тем же числом атомов углерода в цепи. Низкокипящие жидкие УВ в эту фазу только начинают образовываться.

В ГФН в составе ОВ образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти. По составу они весьма близки к нефти. Это обстоятельство еще в 1962 г. подчеркнул Н.Б. Вассоевич: “Качественные различия между микро-нефтью и нефтью... являются существенными для ранних стадий литогенеза, когда сначала в осадках, а затем в слабоизмененных породах микро-нефть остается еще юной. Однако эти различия постепенно сглаживаются и на тех этапах катагенеза, когда микро-нефть дозревает и когда оказывается возможной широкая ее эмиграция (т. е. рождение собственно нефти), они оказываются наименьшими” [3, с. 6].

В фазу затухания процессов нефтеобразования генерируются в основном низкокипящие углеводороды C_5 – C_{10} существенно алифатического состава.

Что касается зональности газообразования, то по этому поводу единой точки зрения нет. Одни исследователи (А.М. Акрамходжаев, В.Д. Наливкин, С.Г. Неручев, Г.Э. Прозорович, Е.А. Рогозина, Г.П. Сверчков, В.А. Успенский, Б. Тиссо, Р. Пе-

ле и др.) развивают и с новых позиций обосновывают идею В.А. Соколова, согласно которой основная зона генерации углеводородных газов находится ниже ГЗН.

Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, Н. Бостик, Г. Кульбицкий, А.Л. Козлов, Н.В. Лопатин, В.П. Строганов разрабатывают идею о наличии в разрезах осадочных бассейнов двух зон интенсивной генерации углеводородных газов. Предлагается называть их протораннемезокатагенная (верхняя) и позднемезоапокатагенная (глубинная) зоны интенсивного газообразования (ВЗГ и ГЗГ). Протораннемезокатагенной зоне интенсивного газообразования отвечают первые две зоны процессов нефтеобразования, позднемезоапокатагенной – зона затухания процессов нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводящих отложений. Учитывая очень быструю потерю водорода сапропелевым ОВ после жирной стадии, есть все основания считать, что оно в позднемезоапокатагенный этап интенсивного газообразования дает значительно большие массы углеводородных газов, чем гумусовое [11, 15].

Представления о зональности нефтегазообразования непосредственно связаны и являются одним из теоретических оснований учения о НГБ в современном его виде.

Рождение учения о НГБ справедливо принято связывать с публикацией в 1947 г. И.О. Бродом статьи “Об основном условии нефтегазонакопления”, хотя сам этот термин в ней введен еще не был. Анализируя закономерности размещения месторождений нефти и газа, И.О. Брод пришел к выводу, что основные ресурсы нефти “...связаны с участками земной коры, испытавшими преимущественное погружение на всем протяжении геологической истории”¹ [2, с. 595]. Далее он дал генетическое толкование этой закономерности, установленной на основе анализа эмпирического материала: “Нефтегазонакопление обуславливается главным образом масштабом и длительностью погружения рассматриваемого участка земной коры, а также степенью захоронения возникающих залежей. Это условие, определяющее как накопление, так и сохранение нефти и газа в недрах, видимо, можно рассматривать в качестве основного закона нефтегазонакопления” (с. 598).

Впервые термин “нефтегазоносный бассейн” в нынешнем его смысле ввел в 1954 г. В.Е. Хаин. Данное им недавно с учетом всех новейших материалов определение понятия НГБ очень близко к цитированному выше толкованию этого понятия И.О. Бродом. “Нефтегазоносный бассейн, – пишет В.Е. Хаин, – это область интенсивного и устойчивого погружения земной коры, геологическая эволюция которой обеспечивает генерацию углеводородов, формирование и сохранность промышленных скоплений” [25, с. 96].

Основы учения о НГБ созданы И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, В.Е. Хаиним. Серьезный вклад в это учение внесли Ю.К. Бурлин, В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий, Н.А. Еременко, Н.А. Кравченко, Е.В. Кучерук, В.Г. Левинсон, В.Б. Оленин, Б.А. Соколов и др. В трудах этих исследователей была разработана классификация и дано систематическое описание НГБ земного шара. М.С. Моделевский впервые с единых позиций оценил начальные потенциальные ресурсы УВ в большинстве НГБ Земли.

Необходимость введения понятия о НГБ логически вытекает из теории органического происхождения нефти и УВГ. Оно удивительно гармонирует с этой теорией, позволяет перевести идеализированные и в известной мере абстрактные схемы на реальные геологические структуры и образующие их геологические тела, рассмотреть развитие во времени процессов нефтегазообразования в земной коре, показать соотношение в нефтегазообразовании тектогенеза и литогенеза.

¹ Здесь и далее курсив наш. – А.К.

Н.Б. Вассоевич [6] особенно подчеркивал методическую ценность понятия о НГБ, как о целостной, достаточно автономной системе.

Представления о зональности нефтегазообразования, изложенные выше, в частности введенное Н.Б. Вассоевичем понятие о ГФН, а также его тезис о НГБ как целостной, автономной системе, позволили ему совместно с А.Я. Архиповым, Ю.К. Бурлиным, А.М. Серегиним, Б.А. Соколовым, А.А. Трофимуком уточнить ряд важнейших положений учения о НГБ [Там же].

В самом общем виде эти новые положения четко сформулированы В.Е. Хаиным и Б.А. Соколовым [25]. “Во-первых, – пишут они, – нефтегазоносный бассейн представляет собой целостную автономную систему, внутри которой в неразрывной связи реализуются все процессы, начиная с захоронения органического вещества и его преобразования и кончая возникновением, а иногда и разрушением сформировавшихся залежей нефти и газа. Во-вторых, нефтегазоносность является свойством осадочного бассейна, которое последний приобретает в процессе геологического развития, охватывая по мере его разрастания все большие объемы пород, и которое он начинает терять при смене погружения воздыманием, особенно если воздымание сопровождается интенсивными деформациями, метаморфизмом и магматизмом, или при погружении на значительные глубины” (с. 96).

Обратимся теперь к анализу схем формирования залежей нефти и газа. Как известно, всякий осадочный бассейн может быть разделен на ряд природных резервуаров – проницаемых комплексов, ограниченных глинистыми, глинисто-карбонатными или эвапоритовыми экранами. Природный резервуар, распространенный на большей части территории осадочного бассейна, обычно называют региональным¹. Процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в каждом таком резервуаре протекают в какой-то степени автономно.

Пусть имеем осадочный бассейн A , выполненный к моменту t_0 отложениями, образующими n региональных резервуаров $a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n$. Рассмотрим историю нефтегазообразования в резервуаре a_i . Будем для простоты считать, что a_i представляет собой прямоугольный параллелепипед с высотой l_i и площадью основания S . Кровля a_i в момент t находится на глубине h . Глубина залегания кровли a_i изменяется во времени по закону $h = h(t)$. В момент времени t в a_i содержится в залежах Q УВ.

Примем, что при погружении a_i на 1 м из материнских пород каждой единицы его объема эмигрирует $q_i(h)$ УВ. Эта величина может быть определена для толщ разного литологического состава и НГБ разного типа по методам, разработанным для жидких и газообразных УВ А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым, Е.А. Rogozinoy, А.А. Трофимуком [9, 11, 12, 14, 17 и др.] либо согласно Б. Тиссо [21] на основании модели кинетики химических превращений ОВ в катагенезе. Понятно, что $q_i(h)$ зависит от литологии пород, содержания в них ОВ, его типа и т. п. и меняется в зависимости от h , согласно описанной выше схемезональности нефтегазообразования.

Пусть за время dt a_i погрузится на глубину dh . За это время из материнских пород в него эмигрирует УВ

$$dQ_{эм} = q_i(h)Sl_i dh = q_i[h(t)]Sl_i \frac{dh}{dt} dt = q_i(t)l_i \frac{dSh}{dt} dt, \quad (1)$$

где $\frac{dSh}{dt} = v_v(t)$ – объем осадков, накапливающийся над a_i в единицу времени, или, иными словами, объемная скорость осадконакопления.

¹ Существуют достаточно четкие классификации резервуаров, однако их рассмотрение не входит в задачу этой работы.

Тогда

$$dQ_{3м} = q_i(t)l_i v_V(t)dt. \quad (2)$$

Примем также, что масса УВ, аккумулирующихся в ловушках за время dt , пропорциональна $dQ_{3м}$

$$dQ_{ак} = kq_i(t)l_i v_V(t)dt. \quad (3)$$

В общем случае k также является функцией времени $k(t)$. Обозначим

$$\varphi(t) = k(t)q_i(t)l_i \quad (4)$$

и перепишем формулу (3)

$$dQ_{ак} = \varphi(t)l_i v_V(t)dt. \quad (5)$$

Одновременно с аккумуляцией УВ в ловушки происходит их рассеивание из сформировавшихся к моменту t скоплений в результате диффузии или каких-либо других процессов. Примем, что масса УВ, рассеивающихся из залежей за время dt , пропорциональна Q

$$-dQ_{рас} = \alpha Qdt. \quad (6)$$

Величина α зависит от литологии экранов над залежами и других параметров, характеризующих их качество, гидрогеологический режим, тектоническую активность бассейна, знак его тектонических движений и т. п.

За время dt масса УВ в ловушках изменяется на величину

$$dQ = \varphi(t)v_V(t)dt - \alpha Qdt. \quad (7)$$

В основе построенной геолого-математической модели лежит представление о скоплениях УВ как результате действия двух противоположно направленных процессов – аккумуляции УВ в ловушки и их рассеивания. В общем виде эту идею сформулировали А.А. Бакиров, И.О. Брод и В.Е. Хаин. Качественно процесс формирования залежей нефти и газа как результат действия процессов аккумуляции и разрушения для бассейнов с разной тектонической историей был впервые проанализирован М.К. Калинко [10]. К сожалению, он не увязал свои построения с фундаментальными положениями теории образования нефти и газа о зональности этих процессов, не учел специфику процессов формирования скоплений жидких и газообразных УВ. Этот недостаток был в значительной мере преодолен А.А. Трофимуком и автором [15]. Теперь появилась возможность построить количественную модель.

Решим уравнение (7).

Пусть a_i непрерывно погружается и, начиная с момента $t = t_0$, в нем формируются скопления УВ, например, жидких, т. е. $v_V(t) > 0$, $\varphi(t > t_0) < 0$, $Q(t_0) = 0$. Легко показать, что тогда масса жидких УВ в залежах в a_i в момент времени t будет равна

$$Q = e^{-\alpha(t-t_0)} \int_{t_0}^t \varphi(t)v_V(t)e^{\alpha t} dt. \quad (8)$$

Аналогичное решение уравнения (7) можно получить для УВГ.

В задачу настоящей статьи не входит получение конкретного вида выражения типа (8). Воспользовавшись уравнением (7) и развитыми выше представлениями о зональности нефтегазообразования, рассмотрим качественно историю нефтегазообразования в комплексе a_i .

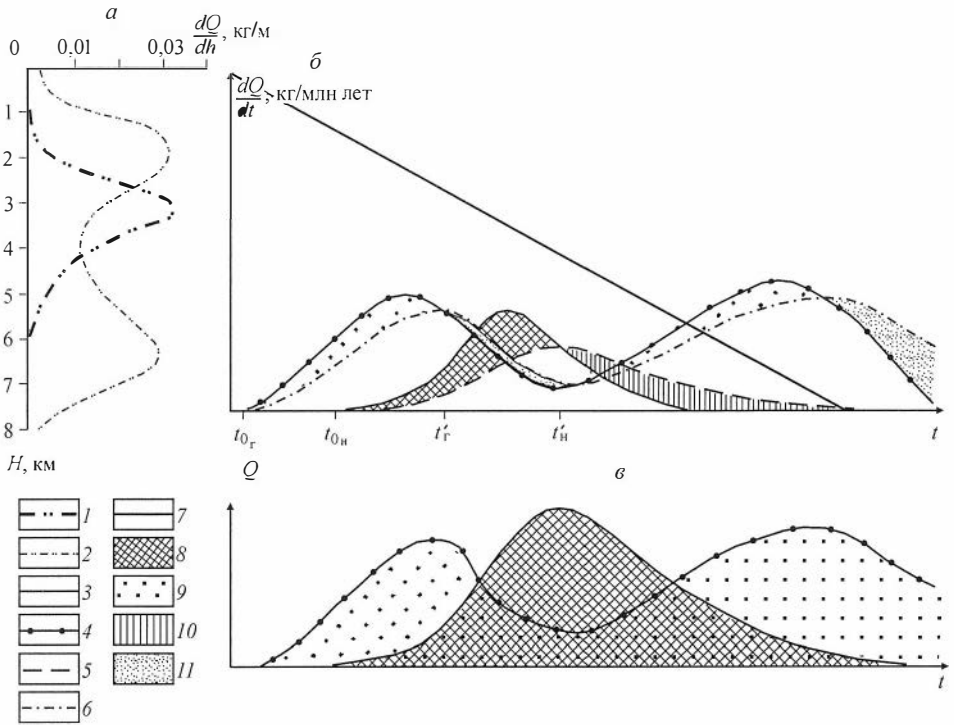


Рис. 1. История нефтегазообразования в монотонно погружающемся осадочном комплексе:

a – скорость эмиграции (dQ/dh) жидких и газообразных УВ; $б$ – соотношение во времени (t) скоростей аккумуляции и рассеивания (dQ/dt) нефти и газа в ловушках (площадь в интервале $[t_0, t]$ равна массе нефти и газа в залежах, площадь в интервале $[t', t]$ равна уменьшению массы нефти и газа в залежах); $в$ – изменение во времени массы нефти и газа в залежах.

1, 2 – УВ: 1 – жидкие, 2 – газообразные; 3, 4 – скорость аккумуляции: 3 – нефти, 4 – газа; 5, 6 – скорость рассеивания: 5 – нефти, 6 – газа; 7 – линия тектонических движений; 8, 9 – масса в залежах: 8 – нефти, 9 – газа; 10, 11 – уменьшение массы в залежах: 10 – нефти, 11 – газа.

На рис. 1, исходя из предположения, что $dH/dt = \text{const}$, графически заданы законы погружения во времени кровли a_i (см. рис. 1, б) и отдельно для жидких и газообразных УВ функции $q_i(h)$ (см. рис. 1, а), $dQ_{ак}/dt$ и $dQ_{рас}/dt$ (см. рис. 1, б). При задании функции $dQ_{рас}/dt = \alpha Q$ принято, что для газообразных УВ величина α вдвое больше, чем для жидких, $\alpha_r = 2\alpha_n$.

В соответствии с теорией определенного интеграла площадь, ограниченная кривой $dQ_{ак}/dt$ и осью абсцисс, в любом временном интервале $[t_1, t]$ равна массе УВ, аккумулировавшихся в ловушки за это время, а площадь, ограниченная кривой $dQ_{рас}/dt$ и осью абсцисс в том же интервале $[t_1, t]$, – массе УВ, рассеившихся из ловушки за это время. Если $(dQ_{ак}/dt) > (dQ_{рас}/dt)$, то разность между этими площадями от момента t_0 , когда началась аккумуляция УВ, до момента t равна массе УВ, аккумулировавшихся в ловушки к моменту t . Если, начиная с некоторого момента t' , $(dQ_{ак}/dt) < (dQ_{рас}/dt)$, то это значит, что происходит разрушение залежей, и разность площадей от значения абсциссы t' до $t > t'$ равна массе УВ, на которую уменьшились запасы залежей УВ в a_i за это время. Изменение во времени ресурсов нефти и газа в a_i показано на рис. 1, в.

Такой графический метод интегрирования при изучении динамики аккумуляции и рассеивания УВ, как уже отмечалось выше, без учета зональности нефтегазообразования и специфики аккумуляции и рассеивания жидких и газообразных УВ, впервые был описан М.К. Калинко [10]. Он может быть полезен при реконструкции условий формирования залежей нефти и газа, бесспорно найдет себе применение и поэтому, на наш взгляд, его следует назвать “методом Калинко”.

Вернемся к анализу рис. 1. На нем отражена идеальная схема, что в действительности аккумуляция УВ в ловушки контролируется не только скоростью их генерации, но и наличием экрана, временем и историей формирования ловушки, дифференциальным улавливанием УВ на путях миграции и многими другими факторами. Однако и в этом упрощенном виде модель нефтегазонакопления позволяет объяснить некоторые особенности размещения залежей нефти и УВГ в стратиферо. Основная масса УВГ, генерируемых в верхней зоне интенсивного газообразования, даже если они аккумуляровались в ловушки, рассеивается из залежей ко времени проявления ГФН (см. рис. 1). Именно этим объясняется четкая вертикальная зональность нефтегазонакопления, когда газовые и газонефтяные залежи в ГЗН встречаются сравнительно редко, причем среди УВГ как свободных, так и рассеянных в нефти, не фиксируются газы, генерируемые в верхней зоне интенсивного газообразования.

Ко времени погружения a_i в нижнюю зону интенсивного газообразования масса жидких УВ в ловушках, согласно рис. 1, должна быть еще значительна. Однако в приведенной модели не учтено, что в этой зоне частично происходит деструкция нефти с новообразованием значительных масс УВГ и низкокипящих жидких УВ. Скорость рассеивания этих УВ из залежи, естественно, больше, чем скорость рассеивания “нормальной нефти”, свойственной ГЗН. Одновременно в ловушки в больших количествах поступают новые порции УВГ, генерируемых в этой зоне. При таких соотношениях жидких и газообразных УВ и термодинамических условиях происходит “обратное испарение” жидких УВ в УВГ, т. е. формируются газоконденсатные залежи.

Рассмотрим более сложную модель формирования залежей УВ в a_i . Пусть по описанной выше схеме процесс идет в течение времени $[t_0, t_1]$. Тогда к моменту t_1 запасы, например, нефти в a_i равны

$$Q_1 = e^{-\alpha(t_1-t_0)} \int_{t_0}^{t_1} \varphi(t) v_V(t) e^{\alpha t} dt.$$

В момент t_1 погружение НГБ останавливается или даже сменяется воздыманием до момента t_2 , т. е. $v_V(t_1 < t \leq t_2) < 0$. При этом генерация и аккумуляция УВ прекращаются и $\varphi(t_1 < t \leq t_2) = 0$. В момент t_2 воздымание сменяется погружением, т. е. $v_V(t > t_2) > 0$. Однако генерация и аккумуляция УВ в a_i возобновятся лишь после момента t_3 , когда температура и давление в a_i превысят те, что имели место в момент t_1 , т. е. $\varphi(t_2 < t \leq t_3) = 0$.

Для отрезка времени $[t_1, t_3]$ уравнение (7), как видно из изложенного, упрощается и примет вид

$$dQ = -\alpha Q dt. \tag{9}$$

В этот период залежи в a_i разрушаются по закону

$$Q = Q_1 e^{-\alpha(t-t_1)}, \tag{10}$$

и к моменту t_3 масса нефти в a_i будет равна

$$Q_3 = Q_1 e^{-\alpha(t_3-t_1)}.$$

Для любого момента $t > t_3$ решение уравнения (7) с учетом всей истории аккумуляции и рассеивания УВ в a_i примет вид

$$Q = \left[Q_3 + \int_{t_3}^t \varphi(t) v_V(t) e^{\alpha t} dt \right] e^{-\alpha(t-t_3)}. \quad (11)$$

Рассмотренный случай иллюстрируется рис. 2. Из него видно, что при такой тектонической истории бассейна формирование скоплений УВ в нем происходит в два этапа и что за время перерыва в осадконакоплении имеет место частичное разрушение и почти полная дегазация скоплений нефти. Воздействие перерыва (перерывов) на осадконакопление или воздымания на нефтегазонакопление в a_i зависит от того, в какой зоне нефтегазообразования он находится к началу перерыва (или воздымания).

С учетом двух приведенных случаев рассмотрим общую схему нефтегазообразования в a_i (рис. 3). Примем, что в нефтегазопроизводящих породах в a_i рассеяно сапропелевое ОВ. Пусть в момент t_0 резервуар a_i находится в термодинамических условиях начала верхней зоны интенсивного газообразования и в нем в ограниченных масштабах протекают генерация и аккумуляция в ловушки УВГ. Эти газы обогащены легким изотопом углерода ^{12}C [1].

Пусть за время $[t_0, t_1]$ в результате осадконакопления в бассейне частично либо полностью сформировался резервуар a_{n+1} , а резервуар a_i погрузился на большую глубину и оказался в термодинамических условиях, при которых реализуется главная фаза верхнего цикла интенсивного газообразования и формируются крупные скопления изотопно легких УВГ. Одновременно в этой зоне начинается генерация и аккумуляция нефти в небольших масштабах. Это, видимо, тяжелая, почти не содержащая бензинов и n -алканов, обогащенная полициклическими цикланами нефть [11, 13].

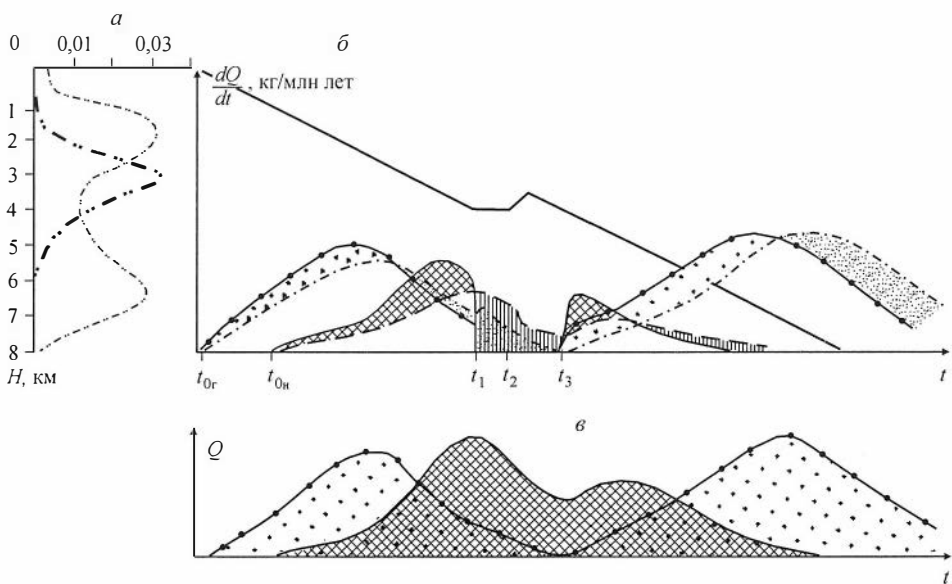


Рис. 2. История нефтегазообразования в сложнопогружающемся (периодическая смена погружения и воздымания при преобладании погружения) осадочном комплексе.

Усл. обозн. см. на рис. 1, остальные пояснения – в тексте.

К моменту t_2 в зависимости от тектонической истории бассейна A может реализоваться одна из трех ситуаций.

Ситуация а. Резервуар a_i продолжал погружаться и оказался в главной зоне нефтеобразования. В течение времени $[t_1, t_2]$ в a_i постепенно увеличивалась скорость генерации УВ, среди которых монотонно возрастала роль жидких УВ, особенно УВ бензиновых и керосиновых фракций, и уменьшалась роль УВГ. Одновременно, как уже отмечалось выше, часть ранее аккумулялировавшихся УВ, в первую очередь УВГ, должна была рассеиваться из залежей за счет процессов диффузии и вертикальных перетоков в вышележащие резервуары. В связи с этим в ГЗН преобладают чисто нефтяные скопления. Нефти в этой зоне представлены всеми фракциями и всеми свойственными им комплексами соединений, по углеводородному составу они нафтеново-метановые, либо ароматическо-нафтеново-метановые.

Ситуация б. Погружение резервуара a_i замедлилось либо прекратилось. В связи с этим замедлились либо прекратились генерация и аккумуляция УВ. Рассеивание УВ из залежей продолжалось. Залежи, особенно газовые, уменьшились в размерах. В нефтегазовых залежах за счет остаточного накопления возрастает доля нефтяных УВ.

Ситуация в. Происходило воздымание бассейна, резервуар перемещался на меньшие глубины в зону более мягких термодинамических условий. В этой ситуации протекают те же процессы, что и в ситуации б, но скорость разрушения залежей много больше.

Процессы, протекающие в a_i в отрезок времени $[t_2, t_3]$, зависят от истории бассейна в отрезок времени $[t_1, t_2]$. Примем, что имела место ситуация а, т. е. бассейн развивался, так сказать, нормально. В отрезок времени $[t_2, t_3]$ вновь могли возник-

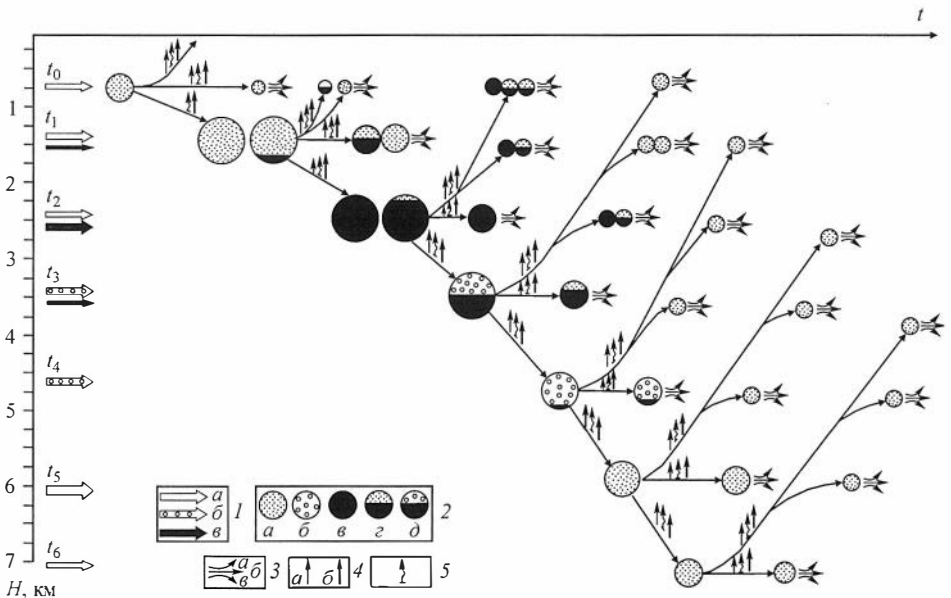


Рис. 3. Принципиальная схема образования и эволюции скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах:

1 – поступление в ловушки из материнских пород: a – газа, b – газа с конденсатом, v – нефти (здесь и далее размер знака показывает интенсивность процесса); 2 – залежи: a – газовые, b – газоконденсатные, v – нефтяные, z – газонефтяные, d – газоконденсатно-нефтяные; 3 – направление тектонических движений: a – воздымание, b – перерыв в осадконакоплении, v – опускание; 4 – диффузионное рассеивание из залежи: a – нефти, b – газа; 5 – вертикальные перетоки углеводородов в вышележащий комплекс.

нуть три ситуации. Ситуации *б* и *в* протекают с учетом специфики флюида, так же как и в отрезок времени $[t_1, t_2]$. Заметим, однако, что в результате преимущественного рассеивания из залежей УВГ и низкокипящих жидких УВ газонасыщенность нефтей снизилась, а сами нефти за счет потери легких фракций утяжелелись, обогатились асфальтово-смолистыми компонентами.

Чем интенсивнее воздымание и эрозия, тем большему разрушению подвергались нефти. При этом образовывалась вся гамма нафтидов.

При некоторых условиях нефти в первичных залежах, а также в микрозалежах на путях вертикальной миграции обогащались *n*-алканами. При этом могли формироваться озокериты. Сколько-нибудь глубоких химических превращений остающиеся в залежах компоненты нефтей, видимо, не претерпели, если только воздымание не вывело эти залежи в зону идиоигипергенеза.

Рассмотрим ситуацию *а*. За время $[t_2, t_3]$ a_i выйдет из ГЗН и окажется в термодинамических условиях верхней части глубинной зоны интенсивного газообразования. Три группы процессов будут характерны для этого этапа истории нефтегазообразования в резервуаре a_i . Во-первых, в залежи будут поступать новые порции УВ, представленные жидкими низкокипящими УВ и сложными (конденсатными) системами в газовой фазе. Во-вторых, будет продолжаться рассеивание УВ из залежей. И, наконец, будет происходить частичная деструкция УВ, в первую очередь высокомолекулярных, а также смол и асфальтенов, уже аккумулярованных в ловушках, с новообразованием низкокипящих УВ и УВГ и переходом части конденсирующихся высокомолекулярных продуктов в нерастворимые формы (деасфальгизация, по М. Роджерсу, Н. Бейли и др. [19]). Этому процессу будет способствовать возрастание среди аккумулярующихся УВ доли низкокипящих жидких *n*-алканов и УВГ. Таким образом, к моменту t_3 в a_i будут преобладать залежи легких метановых нефтей и газоконденсатные.

Из рис. 3 и предыдущего изложения очевидны возможные схемы эволюции нефтегазообразования в последующие отрезки времени. Если в отрезок времени $[t_1, t_2]$ имели место ситуации *б* и *в*, которые затем сменились погружением, то новообразование сколько-нибудь значительных масс УВ и поступление их в ловушки начнутся в a_i только после достижения им максимальной глубины, на которую он был погружен в момент t_1 . Далее при погружении процесс пойдет по схеме *а* для отрезка $[t_2, t_3]$ с той лишь разницей, что размеры и соотношения УВ в залежах к началу возобновления поступления в них новых порций УВ будут иными за счет частичной разрушенности залежей за время перерыва в осадконакоплении (или размыва).

Аналогичная модель может быть построена для угленосных и субугленосных толщ с ОВ наземного происхождения.

Рассмотренная в общем виде геолого-математическая модель и полученные на ее основе формулы (8), (10), (11) являются по существу новым, несравненно более тонко учитывающим закономерности формирования и разрушения залежей нефти и газа обобщением объемно-генетического метода оценки начальных потенциальных ресурсов УВ. Вид функций, в него входящих, может быть определен на основании генетических физико-химических, химических и других моделей, а значения необходимых констант – на основе обобщения эмпирических данных по НГБ разных типов. Учитывая, что вид функций $q(t)$, $k(t)$, значение величины α для жидких и газообразных УВ существенно различны, оценка начальных потенциальных ресурсов нефти и УВГ должна, естественно, производиться отдельно.

Оценка начальных потенциальных ресурсов УВ по выражениям (8), (10), (11) позволяет учесть геологическую и геотермическую историю НГБ, литолого-формационный состав слагающих его комплексов, концентрацию и тип ОВ в них.

В отличие от разработанных вариантов объемных и объемно-генетических методов предлагаемый метод позволяет учесть тектоническую историю бассейна, динамику не только формирования, но и разрушения залежей, что особенно важно для “древних” НГБ.

Предлагается называть этот метод историко-генетическим, подчеркивая тем самым, что в основе его лежат определенная генетическая модель и анализ истории геологического развития НГБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М.* Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. М.: Недра, 1973. 88 с.
2. *Брод И.О.* Об основном условии нефтегазоаккумуляции // Докл. АН СССР. 1947. Т. 57, № 6. С. 595–598.
3. *Вассоевич Н.Б.* От редактора // С.Г. Неручев. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1962. С. 4–14.
4. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
5. *Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А.* Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 5–21.
6. *Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. и др.* Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1970. № 5. С. 13–24.
7. *Вассоевич Н.Б., Гусев А.Н., Лейфман И.Е.* Биогеохимия нефти // Геохимия. 1976. № 7. С. 1075–1082.
8. *Вассоевич Н.Б., Успенский В.А.* Геология нефти // Спутник полевого геолога-нефтяника. Т. II. Л.: Гостоптехиздат, 1954. С. 152–295.
9. *Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков.* Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. 198 с.
10. *Калишко М.К.* Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1964. 208 с.
11. *Койторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
12. *Койторович А.Э., Бабиша Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 50. Сер. Нефт. геология).
13. *Койторович А.Э., Изосимова А.Н., Трушков П.А.* Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зоне катагенеза // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. Л.: Недра, 1974. С. 5–12 (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 193).
14. *Койторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.
15. *Койторович А.Э., Трофимук А.А.* К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24.
16. *Койторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
17. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
18. *Неручев С.Г.* К изучению главной фазы нефтеобразования // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 43–49.
19. *Проблемы геологии и полезных ископаемых на 24-й сессии Междунар. геол. конгресса.* М.: Наука, 1974. 311 с.

20. *Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа.* М.: Высш. шк., 1976. 416 с.
21. *Тиссо Б.* Образование углеводородов при термическом распаде органического вещества. Опыт математического моделирования процесса с помощью ЭВМ // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1970. № 5. С. 80–88.
22. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П.* Ресурсы биогенного метана Мирового океана // Докл. АН СССР. 1975. Т. 225, № 4. С. 936–939.
23. *Хаин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 691 с.
24. *Хаин В.Е.* Главные пояса нефтегазообразования Земли // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1970. № 1. С. 66–71.
25. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 94–108.



ТИПЫ НЕФТЕЙ В ОСАДОЧНОЙ ОБОЛОЧКЕ ЗЕМЛИ¹

Задача типизации нефтей в осадочной оболочке Земли в течение нескольких десятилетий является одной из центральных в геологии и геохимии нефти и газа [3, 5, 7, 22, 26]. Еще в прошлом веке выделяли нефти парафинового и нафтенового основания. Такие нефти иногда называли “урренит” и “марковникит”, или “русские нефти”² [5]. Первую попытку научной типизации нефтей сделал тридцать лет назад А.Ф. Добрянский [5]. В дальнейшем проблема типизации нефтей привлекала внимание Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского, А.А. Карцева, О.А. Радченко, а в последние годы Т.А. Ботневой, А.Н. Гусевой, А.Я. Куклинского, Ал.А. Петрова, А.В. Рылькова, И.С. Старобинцева, Г.Т. Филиппи и других [1, 2, 19, 21–23, 26, 31]. Исследованием этой проблемы занимались и авторы [8, 12–17, 24, 25].

Многолетний неослабевающий интерес к выявлению наиболее распространенных типов нефтей не случаен. Он естественным образом во многом является ключевым [3, 7, 9, 16, 22, 27, 31], исходным при решении проблемы образования и эволюции нефтей.

Определенные трудности в развитии этого очень важного направления состоят в отсутствии четких определений таких понятий, как классификация нефтей, класс нефтей, тип нефтей, генетический тип нефтей, а также в отсутствии обоснованного набора главных критериев для классифицирования множества нефтей – объектов многокомпонентных, исключительно сложных по составу. Поэтому уточним прежде всего эти понятия.

Ввиду сложного состава нефтей классификация их осуществляется по многим свойствам: плотности, выходу светлых фракций, содержанию смол, асфальтенов, парафинов, углеводородному составу нефти в целом или отдельных ее фракций и т. п.

Формальное разделение множества нефтей на отдельные группы по заранее фиксированному набору свойств и подынтервалов, на которые разбивается весь интервал значений каждого из них, назовем *формальной классификацией нефтей*, а каждую такую группу – *классом*. В зависимости от целей классифицирования нефтей и степени изученности их химического состава набор свойств, по которым проводится классификация, естественно, может меняться. Примеры таких классификаций – классификаций перечислены предложены одним из авторов в работах [4, 18], близкая классификация по углеводородному составу разработана Н.Б. Вассоевичем и М.Г. Бергером [4].

Формальная классификация нефтей как природных смесей углеводородов (УВ) и углеводородных соединений, содержащих гетероэлементы (N, S, O), допускает исключительное разнообразие их состава. Однако реально в природе мно-

¹ Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 3–13. Соавт.: О.Ф. Стасова.

² Случаю угодно было распорядиться так, что одним из наиболее ярких примеров нефтей этого типа является нефть сеноманской залежи Русского месторождения на севере Западной Сибири.

гие из формально мыслимых классов нефтей не встречаются (“пустые” классы), а в виде значительных скоплений встречаются нефти, принадлежащие по составу, особенно УВ, к сравнительно небольшому числу классов. Такие наиболее часто встречающиеся классы или группы смежных классов нефтей по углеводородно-му составу предлагается называть *типами нефтей*.

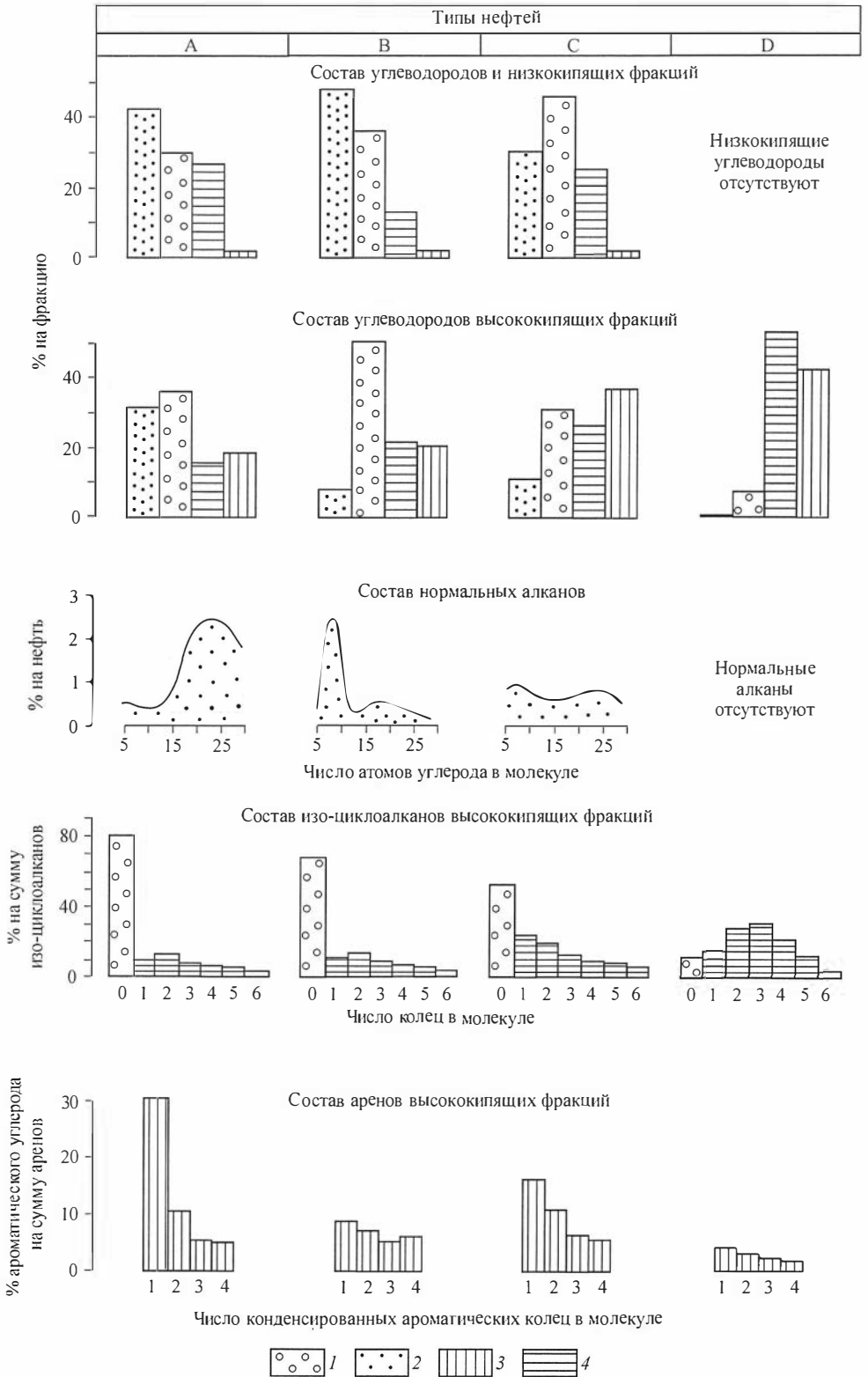
Для нефтей каждого типа характерна, как мы попытаемся показать ниже, четкая взаимосвязь и взаимообусловленность состава всех фракций, включая гетероциклические и циклические соединения. Важнейшей особенностью каждого типа является единая химическая структура главных компонентов (углеводородных и гетеросодержащих). Таким образом, состав углеводородов и углеводородистых фрагментов гетероциклических соединений нефти в наибольшей мере отражает ее генетическую природу, несет в себе генетический код. Ограниченное число таких типов – одна из самых главных особенностей геохимии нефти.

В литературе часто используется понятие “генетический тип (генотип) нефти” [2]. Под последним понимаются нефти, генетически связанные с материнскими толщами определенного возраста. Не отрицая в принципе полезности такого понятия, мы полагаем, что для его обозначения этот термин неприемлем. В подобной трактовке генетический тип нефти – понятие региональное, поскольку в каждом регионе имеется свой набор нефтематеринских толщ. Между тем хорошо известно, что нефти, близкие по составу УВ, встречаются в разных регионах. Именно для таких сходных по химической природе нефтей обычно употребляется [5, 7, 16, 22, 28, 31] и в полном соответствии с этим введено выше понятие “тип нефти”, т. е. это понятие является глобальным.

Что касается термина “генотип”, то он заимствован из биологии, где под генотипом понимается совокупность всех наследственных факторов организма, и он рассматривается как носитель наследственной информации. По аналогии и с учетом современных знаний можно было бы выделить два генотипа нефти: 1) образовавшейся из сапропелевого (“аквагенного”) и 2) гумусового (террагенного по [8]) ОВ, т. е. рассматривать понятие “генотип” также, как глобальное. В биологии установлено, что у групп одинакового генотипа на разных этапах развития особей и в зависимости от условий внешней среды совокупность всех признаков организма (фенотипа) может существенно варьировать. Точно также и нефти одного генотипа в зависимости от геологической истории бассейна и от истории самой нефти могут иметь разный состав и относиться к разным классам и даже типам [3, 5, 7, 9, 22, 26].

Обратимся теперь, после уточнения исходных понятий, к описанию типов нефтей. Анализ материалов по геохимии нефтей нефтегазоносных бассейнов (НГБ) СССР, а также систематизированные данные по НГБ зарубежных стран позволяют выделить четыре основных типа нефтей (см. рисунок, табл. 1).

Тип А – алкановый, парафинистый. Нефти этого типа средней и низкой плотности, малой смолистости, высокопарафинистые (до 40 %). В них мало S, а также V, Ni и их порфириновых комплексов, количество парамагнитных центров незначительное. Оптическая активность низкая. Метановые и существенно метановые (75–90 %) нефти этого типа обогащены высококипящими *n*-алканами с максимумом на УВ C₂₂–C₂₇. Среди изо-цикланоалканов керосиновых и масляных фракций также преобладают УВ с длинными слабозветвленными метиленовыми цепями. Наряду с *n*-алканами нефти типа А содержат в повышенных концентрациях (3–8 % на нефть) изопреноидные УВ C₉–C₂₅. Среди них наибольшую роль играют пристан и фитан при преобладании, иногда существенном, первого. Содержание остальных изопреноидов значительно ниже. Цикланы таких нефтей представлены в основном моно- и бициклическими гексаметиленовыми структурами, роль последних часто повышена. Среди высокомолекулярных аренов доминируют УВ бен-



Углеводородный состав низкокипящих (до 125 °С) и высококипящих (выше 200 °С) фракций нефтей различных типов:

1 – n-алканы; 2 – изоалканы; 3 – арены; 4 – цикланы.

Химический состав нефтей разных типов

Тип нефти	Плотность (ρ_4^{20})	Содержание, %			Состав фракций, %										Распространенные типы
		Сера	Парафин	Асфальтены + смолы	Низкокипящие (н.к. – 125 °С)					Высококипящие (выше 200 °С)					
					Ме	Н-Ме	Изо-Ме	Нп	Аг	Ме	Н-Ме	Изо-Ме	Нп	Нп-Аг	
A	$\frac{0,82}{0,80-0,85}$	$\frac{0,07}{0-0,2}$	$\frac{14}{7-40}$	$\frac{4}{0,3-10,0}$	$\frac{70}{65-90}$	$\frac{40}{30-55}$	$\frac{30}{25-40}$	$\frac{25}{13-30}$	$\frac{5}{2-7}$	$\frac{70}{60-90}$	$\frac{32}{20-45}$	$\frac{38}{30-50}$	$\frac{10}{8-25}$	$\frac{20}{15-25}$	Западно-Сибирская (J ₁₋₂), Туранская (J ₁₋₂), Скифская плиты, Вилюйская гемисинеклиза (P, T, J ₃)
B	$\frac{0,83}{0,80-0,85}$	$\frac{0,6}{0,1-1,3}$	$\frac{1,5}{0,6-2,4}$	$\frac{5}{2-6}$	$\frac{80}{70-90}$	$\frac{46}{28-50}$	$\frac{36}{30-50}$	$\frac{18}{15-20}$	$\frac{2}{1-3}$	$\frac{63}{55-80}$	$\frac{8}{5-15}$	$\frac{55}{30-60}$	$\frac{20}{15-25}$	$\frac{17}{12-25}$	Сибирская платформа (C ₁ , R)
C	$\frac{0,86}{0,85-0,89}$	$\frac{1,5}{0,5-3,5}$	$\frac{4}{2-7}$	$\frac{15}{10-30}$	$\frac{70}{60-80}$	$\frac{32}{25-40}$	$\frac{38}{30-45}$	$\frac{27}{20-30}$	$\frac{3}{2-8}$	$\frac{40}{30-60}$	$\frac{10}{6-21}$	$\frac{30}{15-40}$	$\frac{25}{15-35}$	$\frac{35}{20-50}$	Западно-Сибирская плита (J ₃ , K ₁), Волго-Уральская НГП (D, C, P)
D ₂	$\frac{0,94}{0,87-0,99}$	$\frac{0,7}{0,1-1,5}$	$\frac{1,1}{0,5-2,0}$	$\frac{20}{10-44}$	Отсутствуют					$\frac{6}{4-10}$	0	$\frac{6}{4-10}$	$\frac{52}{40-60}$	$\frac{42}{35-50}$	Западно-Сибирская плита (K ₂), Вилюйская гемисинеклиза (J ₁₋₂), Туранская плита (K ₂), Прикаспийская впадина (J ₁₋₂), Тимано-Печорская НГП (D)
					$\frac{29}{20-30}$	$\frac{2}{1-3}$	$\frac{27}{20-30}$	$\frac{70}{60-80}$	$\frac{1}{1-2}$	$\frac{15}{10-20}$	0	$\frac{15}{10-20}$	$\frac{35}{30-50}$	$\frac{50}{40-60}$	Западно-Сибирская плита (K ₂)

Примечание. Над чертой – среднее, под чертой – разброс значений.

зольного ряда с заместителями в виде малоразветвленных алифатических цепей. Присутствуют в этих нефтях и полициклические конденсированные арены. Для гетеросодержащих компонентов нефтей также характерна высокая алифатичность.

Таким образом, малоразветвленные алифатические структуры являются главными структурными элементами всех компонентов нефтей типа А. Нефти этого типа встречаются в отложениях всех возрастов, начиная с девона. Они, как правило, залегают в континентальных субугленосных и угленосных толщах, достигших подэтапа МК₁² (стадия Г) и этапа МК₂ (стадия Ж) катагенеза. Это нефти ниже-среднеюрских отложений северной и юго-восточной частей Западно-Сибирской плиты, пермско-триасовых, юрских и меловых отложений ряда районов Туранской и Скифской плит.

Нефти такого же состава известны в пермских и триасовых отложениях Виллюйской гемисинеклизы в пермских отложениях Кузнецкого угленосного бассейна и в других регионах. Промышленные скопления нефти типа А известны в немногих НГБ. Такие скопления чаще всего пространственно совмещаются с зоной развития газовых и газоконденсатных месторождений. Обычно эти зоны характеризуются жестким современным или палеогеотермическим режимом.

Тип В – алкановый, малопарафинистый. Нефти этого типа легкие и средней плотности, смолистые и малосмолистые, малопарафинистые. В рамках этого типа зафиксированы и относительно тяжелые, высокосмолистые нефти. Зольность и содержания V и Ni в этих нефтях очень низкие при их отношении, близком к единице. Присутствует, хотя и в небольших количествах, ванадиевый порфириновый комплекс. Количество парамагнитных центров мало.

По углеводородному составу нефти типа В, также как и нефти типа А, существенно метановые. Состав бензиновых фракций определяется высоким содержанием *n*-алканов. В керосиновых и особенно масляных фракциях их количество резко снижается, т. е. в отличие от нефтей типа А роль высококипящих *n*-алканов в этих нефтях очень мала. В максимальной концентрации обычно находятся УВ C₁₅–C₁₇. Основная масса высококипящих УВ представлена изоалканами. Величина отношения пристана к фитану близка к единице [16]. Цикланы в основном моно- и бициклические. Содержание аренов как легких, так и высокомолекулярных – низкое. Основу последних составляют соединения с одним бензольным кольцом. Большая часть углерода находится в них в алифатической части молекул. Алифатические заместители характеризуются высокой разветвленностью.

Нефти типа В широко распространены в терригенных и карбонатно-солевых отложениях позднего докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы. По геохимии сероорганических соединений нефти этого типа в терригенных и карбонатных коллекторах существенно различаются [6]. Особенностью последних является повышенная сернистость, низкий порог термостабильности и своеобразный состав сероорганических соединений. Это низкомолекулярные меркаптаны и сульфиды. Роль первых очень высокая. По содержанию меркаптанов многие из этих нефтей уникальны [20].

Тип С – циклоалкановый. Эти нефти характеризуются повышенной плотностью (0,85–0,89), значительным количеством смолистых компонентов (до 30 %), значительной концентрацией S (до 3 %). В них много V, Ni и их порфириновых комплексов, причем преобладает V. Нефтям этого типа свойственны значительные концентрации парамагнитных центров и высокая оптическая активность. По углеводородному составу они ароматическо-нафтеново-метановые и нафтеново-метановые. Концентрация *n*-алканов в нефтях типа С невысокая. Фиксируются два максимума концентраций: первый на УВ C₇–C₈, а второй на УВ C₁₇–C₁₉ и реже C₂₁–C₂₂. В изо-циклоалканах повышена роль коротких и разветвленных цепей. Распределение изопреноидных УВ такое же, как и в парафинистых нефтях, но

величина соотношения концентраций пристана и фитана близка к единице. Цикланы представлены в основном моно- и бициклическими структурами. Далее в порядке постепенного убывания следуют три-, тетра-, цента- и гексацикланы. Основу ароматических УВ составляют соединения с бензольными, нафталиновыми и фенантроновыми ядрами. Роль бензольных УВ, состоящих как из алкилбензолов, так и из нафтеновых производных бензола, велика.

Эти нефти содержат достаточно термостабильные сероорганические соединения. Они представлены в основном сульфидами и тиофенами и практически не имеют активных серосодержащих компонентов – меркаптанов, элементарной серы и сероводорода. Среди сульфидов доминируют тиоцикланы, часто это моноцикланы. Тиофеновая часть сероорганических соединений состоит из алкилтиофенов, цикланобензтиофенов. Как правило, повышение общего содержания S в нефтях приводит к накоплению в них бензтиофенов, а ее снижение – к накоплению алкилтиофенов.

Характерным для кислородсодержащих соединений нефтей этого типа является повышенная роль циклических структур как ароматических, так и нафтеновых при относительно низкой концентрации алифатических цепей.

Нефти типа С встречаются в морских толщах, обогащенных сапропелевым ОВ подэтапов $МК_1^1$ (стадия Д) и $МК_1^2$ (стадия Г) катагенеза (Волго-Уральская НПП, Западно-Сибирский НГБ). В Западной Сибири, где верхнеюрско-валанжинский разрез сложен морской толщей глин с сапропелевым ОВ, нефти типа С составляют свыше 85 %.

Тип D – циклановый. Для нефтей этого типа характерна высокая плотность (0,87–0,96), своеобразный углеводородный состав, полное отсутствие *n*-алканов и малое количество изоалканов. Изопреноидные УВ отсутствуют или содержатся в незначительных концентрациях, причем роль пристана и фитана низкая. Цикланы в нефтях этого типа играют ведущую роль и представлены полиядерными УВ. Это в основном три- и тетрациклические нафтеновые УВ. Присутствуют в этих нефтях, иногда в значительных количествах, углеводороды адамантанового ряда. Высока роль в этих нефтях и нафтеново-ароматических фракций. Они отличаются высоким содержанием нафтеновых колец и разветвленным характером алифатических цепей. Основными структурными элементами гетеросодержащих компонентов этих нефтей также являются полиядерные нафтеновые структуры. Для всех компонентов нефтей типа D циклановые структуры высокой степени конденсированности являются основными [11, 13]. Своеобразный углеводородный состав нефтей типа D сочетается как с малой, так и с высокой сернистостью, смолистостью и повышенными содержаниями микроэлементов (V и Ni).

Зафиксированы два подтипа нефтей типа D. В первом (D_1) (см. табл. 1, рисунок) низкокипящие УВ отсутствуют, а во втором (D_2) они есть [12]. Бензины нефтей этого подтипа очень специфичны, в них мало, а иногда совсем нет *n*-алканов, изоалканы сильно замещены, преобладают цикланы, причем гексаметиленовых значительно больше, чем пентаметиленовых.

Нефти типа D_1 , как отмечалось, часто образуют оторочки газовых залежей. Газ последних в этом случае обычно содержит небольшое количество конденсата нафтенового основания.

Нефти типа D_2 встречаются в верхних горизонтах осадочных чехлов, они часто образуют нефтяные оторочки газовых залежей. Такие нефти известны в отложениях сеномана Западно-Сибирской плиты и Южно-Мангышлакской НГО Туранской плиты, ниже-среднеюрских отложениях Вилюйской гемисинеклизы и Днепровско-Донецкой впадины, в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины и в Тимано-Печорском НГБ.

Достаточно четкая пространственная локализация алкановых, циклоалкановых и циклановых нефтей в стратифере наметилась давно. Она прекрасно подчеркивается историей нефтепоисковых работ. Так, в 1948 г., когда объектом поисков, разведки и особенно добычи нефти все еще оставались в основном неглубокозалегающие горизонты осадочных чехлов, А.Ф. Добрянский полагал [5, с. 54], что наиболее распространенными в природе являются нафтеновые нефти. Утверждая, что по мере погружения нефти становятся более метановыми, он тем не менее следующим образом оценил средний состав мировой нефти: метановых УВ – 30 %, нафтеновых – 46 %, ароматических – 24 %. Без малого два десятилетия спустя, в годы интенсивного развития поисков нефти в новых районах всего мира и резкого увеличения глубин скважин, О.А. Радченко, обобщив огромный материал, пришла к выводу, что средняя мировая нефть имеет циклоалкановый состав, на долю аренов и сернистых дистиллятных соединений в ней приходится 24 %, цикланов – 30 %, алканов – 46 %. Изменение состава дистиллятов малосернистых нефтей мира в зависимости от глубин залегания также подчеркивает приуроченность циклоалкановых и алкановых нефтей к большим глубинам по сравнению с циклановыми (табл. 2).

А.А. Карцев [7] установил, что наряду с глубиной залегания нефтеносных горизонтов на состав нефтей оказывает влияние и их возраст. Он предложил циклановые нефти, чаще всего встречающиеся в отложениях кайнозоя, называть кайнотипными, а алкановые, тяготеющие к отложениям палеозоя, – палеотипными. По его данным, палеотипные нефти встречаются также в отложениях мезозоя и кайнозоя, кайнотипных нефтей в отложениях палеозоя почти нет. Нефти промежуточного состава, значительно распространенные в отложениях мезозоя, А.А. Карцев выделил как мезотипные.

Сравнительный анализ условий формирования залежей нефти разных типов позволяет считать, что тип нефти формируется в результате совместного действия большого числа факторов, важнейшие из которых – особенности химического состава исходного живого вещества, среда диагенеза при накоплении материнских толщ, стадия катагенеза, с которой связано формирование залежей, условия и механизмы первичной и вторичной миграции.

Этот тезис, конечно, не нов. В общем виде его формулировали многие исследователи. Однако далее провозглашения этой идеи, как правило, дело не шло. В наиболее известных схемах, направленных на обоснование многообразия нефтей в природе, принимается, что существует некоторый единый “первичный” тип нефти и далее под действием тех или иных факторов он претерпевает направленные изменения.

В схеме А.Ф. Добрянского [5] и его последователей “первичная” нефть – тяжеляя, циклическая: дальнейшие ее превращения идут в сторону облегчения, упрощения состава, алифатизации. В схеме В.А. Успенского и О.А. Радченко, наобо-

Таблица 2

Характеристика углеводородного состава малосернистых нефтей в зависимости от глубины залегания [24]

УВ, %	Глубина, м			
	<500	500–1000	1000–1500	>1500
Me	0–55 (24)	24–59 (43)	6–60 (39)	39–93 (59)
Nn	24–71 (50)	20–50 (30)	16–65 (41)	2–37 (25)
Ar	13–46 (26)	8–27 (18)	15–29 (20)	5–24 (16)

Примечание. В скобках – среднее.

рот, “первичная” нефть легкая, алифатическая, а все многообразие нефтей обусловлено окислительными и в значительной мере бактериальными ее превращениями [22, 27]. Эту схему недавно возродил Г.Т. Филиппи [31]. В зависимости от характера тектонических движений Н.Б. Вассоевич [3] допускает возможность превращений нефтей по обоим этим схемам.

Авторы не отрицают одновременного протекания и тех и других процессов, однако мы полагаем, что достижения теории образования нефти и газа, органической геохимии, в частности учения о стадийности процессов нефтегазообразования, позволяют по-новому подойти к проблеме [8, 11, 12, 18].

Из анализа закономерностей превращений ОВ разных типов в диагенезе и катагенезе [8, 13], из анализа условий первичной миграции нефтей [12], наконец, из анализа на этом фоне закономерностей локализации нефтей разных типов в стратисфере с неизбежностью вытекает следующий главный вывод: *в природе нет единого независимого от состава ОВ и среды его захоронения, независимого от степени его превращенности в катагенезе типа “первичной” нефти. Скопления нефти или нефти и газа в каждой осадочной толще начинают формироваться до ее погружения в главную зону нефтеобразования, продолжают в ней и не превращаются полностью, по крайней мере на первых этапах после погружения толщи в глубинную зону интенсивного газообразования.* Каждой из этих зон и, естественно, каждому из типов ОВ свойствен свой тип “первичной” нефти.

Нефти типов А, В, С формируются в главной зоне нефтеобразования в условиях, благоприятных для первичной миграции и аккумуляции углеводородных и неуглеводородных компонентов нефти. Именно в ГФН образуются нефти, состав которых наиболее полно наследует фрагменты химической структуры липидов и липоидов исходного живого вещества.

Нефти типа А чаще всего генетически связаны с обогащенным восками захороненным ОВ высшей наземной растительности. Нефти типа В и С генетически связаны с планктоногенным и бентосогенным ОВ ископаемых морских осадков [8, 10–13, 16, 18, 24, 28–30, 32].

Исходный тип ОВ является не единственным фактором, контролирующим типы нефтей. Не менее важна степень преобразования ОВ процессами диагенеза. В частности, обогащенные порфиринами и серой нефти типа С образуются в толщах, накапливающихся в резковосстановительных условиях при дефиците кислорода в наддонных водах бассейна, а в отдельных случаях и сероводородного заражения. Есть основания полагать, что нефти типа В формируются в бедных ОВ морских толщах, захоронявшихся в нейтральной либо слабовосстановительной среде диагенеза.

Следует также иметь в виду, что значительные скопления нефтей типа В в отложениях зоны мезокатагенеза известны пока лишь в позднем рифее и нижнем кембрии Сибирской платформы. Нельзя исключить, что их специфичность, по сравнению с нефтями типа С, обусловлена особенностями химического состава древнейшего фитопланктона.

Следовательно, различия нефтей типа В и С в определенной мере обусловлены окислительно-восстановительным режимом осадков и связанными с ним особенностями диагенетических превращений сапропелевого ОВ.

Относительно генерации нефтей типа D имеются две точки зрения. Согласно одной из них – это “незрелые” нефти, образовавшиеся из ОВ, не “пережившего” главной фазы нефтеобразования. Высокая цикличность нафтенов, сочетающаяся с короткими разветвленными алифатическими цепями, характерна для природных соединений политерпеноидного, стероидного и полизопреноидного рядов. Это позволяет искать источник этих УВ в “незрелой” микронфти синге-

нетичных отложений. Специфический состав нефтей типа D объясняется не только особенностями состава битумоидов ОВ, слабо измененного катагенезом, но и условиями первичной миграции этих соединений при сравнительно низких температурах и давлениях [8, 11]. Согласно второй точке зрения, эти нефти так же, как и нефти типа В или С, формируются в главной зоне нефтеобразования, а особенности их состава обуславливаются дифференциацией УВ при вертикальной миграции [13, 25] и селективным уничтожением *n*-алканов бактериями в верхних горизонтах осадочных бассейнов [22, 31]. Скорее всего, оба эти механизма формирования нефтей типа D имеют место в природе.

В термодинамических условиях глубокозалегающих нефтегазоносных горизонтов, когда процессы нефтеобразования затухают и усиливается газообразование, влияние исходного типа ОВ и предыдущей геохимической истории нефтей на их состав уменьшается. Здесь преобладают залежи конденсатного газа, а среди нефтей – нефти типа А и особенно В. Появляются данные [15], что такие нефти могут содержать и достаточно много цикланов, особенно конденсированных. В апокатагенезе возможно обнаружение лишь залежей сравнительно изотопно тяжелого метана.

Выше в самых общих чертах намечены главные генетические линии формирования характерных, так сказать, “первичных” для соответствующих зон катагенеза типов нефтей. Естественно, в конкретных условиях отдельных НГБ связь скоплений нефти разных типов с зонами их генерации в большей или меньшей мере затуманена. В первую очередь, это обусловлено широкой, иногда значительной по масштабам, вертикальной миграцией нефти. При вертикальных перетоках большие изменения претерпевают и сами нефти, причем характер этих изменений сильно варьирует в зависимости от механизма и термодинамических условий первичной и вторичной миграции.

На состав нефтей оказывают влияние история их залежей, соотношение скоростей и состав УВ, непрерывно поступающих в залежи и рассеивающихся из них, взаимодействие нефти с вмещающими породами и подпирающими водами [7, 9, 12]. Так, обогащение нефтей типа В, а в ряде случаев и типа С в карбонатных толщах меркаптанами есть, вероятнее всего, результат катагенетического взаимодействия их с породами.

При воздымании осадочного бассейна происходит частичное либо полное разрушение залежей нефти, причем в первую очередь из них уходят газообразные и низкомолекулярные жидкие УВ, насыщенные УВ рассеиваются интенсивнее нафтеново-ароматических и т. д. Видимо, этими процессами объясняется низкое содержание светлых фракций и несколько повышенная цикличность нефтей типа В в присводовых частях структур (например, Непско-Ботуобинская антеклиза в Восточной Сибири).

Эти процессы усиливаются, на них накладываются процессы анаэробного, а затем аэробного окисления при попадании залежей в зону гипергенеза.

При погружении осадочной толщи, вмещающей залежи УВ, возможно поступление в ловушки новых порций УВ, генерация и первичная миграция которых происходит в новых, более жестких термодинамических условиях. В части парафинов нефтей такую идею давно выдвинул В.А. Успенский [27]. Надо полагать, что эти процессы распространены в природе весьма широко. Наконец, в позднем мезо- и апокатагенезе происходит сначала медленно, а затем во все больших масштабах, деструкция высокомолекулярных соединений нефти.

Таким образом, в геохимической эволюции состава нефти в залежах определяющая роль принадлежит геологической истории бассейна, литологии и гидрогеологии вмещающих толщ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Барс Е.А., Титкова С.Н., Климанова Н.А. и др. Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1977. 80 с.
2. Ботиева Т.А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972. 256 с. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 126).
3. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Тарского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 128).
4. Вассоевич Н.Б., Бергер М.Г. К наименованию нефтей и их фракций по углеводородному составу // Геология нефти и газа. 1968. № 12. С. 38–41.
5. Добрянский А.Ф. Геохимия нефти. М.: Гостоптехиздат, 1948.
6. Дробот Д.И., Преснова Р.Н. Сероорганические соединения в нефтях венда и нижне-го кембрия Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 1975. № 1. С. 47–52.
7. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа. М.: Недра, 1969. 269 с.
8. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
9. Конторович А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск, 1977. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 250).
10. Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 50).
11. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Трушков П.А. Масштабы и особенности процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в зоне катагенеза // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. Л.: Недра, 1974. С. 5–12. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 193).
12. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
13. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 192 с.
14. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1964. № 2. С. 13–24.
15. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1977. С. 46–62. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 255).
16. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в природе и закономерности их локализации в стратиферу // VIII Междунар. конгресс по органической геохимии: Тез. докл. Т. 1. М., 1977. С. 161–162.
17. Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1964. С. 27–39. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 32).
18. Конторович А.Э., Трофимук А.А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
19. Куклинский А.Я., Пушкина Р.А. Степень разветвленности цепей изопарафиновых и нафтеновых углеводородов высококипящих фракций нефтей // Нефтехимия. 1974. Т. XIV, № 4. С. 514–519.
20. Оболенцев Р.Д., Байкова А.Я. Сероорганические соединения нефтей Урало-Повольжья и Сибири. М.: Наука, 1973. 264 с.
21. Петров А.А. Химия алканов. М.: Наука, 1974. 243 с.
22. Радченко О.А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Л.: Недра, 1965. 314 с.

23. *Старобинец И.С.* Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М.: Недра, 1966. 292 с.
24. *Стасова О.Ф.* К вопросу о генезисе нефтей континентальных угленосных толщ // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений. Новосибирск, 1976. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 231).
25. *Стасова О.Ф.* Типы мезозойских нефтей Западной Сибири // Рассеянное органическое вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. С. 83–88. (Тр. / ИГиГ СО АН СССР; Вып. 334).
26. *Успенский В.А., Радченко О.А.* К вопросу генезиса типов нефтей. Л.: Гостоптехиздат, 1947.
27. *Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др.* Основы генетической классификации битумов. Л.: Недра, 1964. 267 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 230).
28. *Хэлбути М., Кинг Р., Клемм Х. и др.* Факторы, обусловившие формирование нефтяных и газовых месторождений-гигантов. Классификация бассейнов // Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973. С. 410–432.
29. *Albrecht P., Vandenbroucke M., Mandengue M.* Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Camercon). I. Evolution of the extractable organic matter and the formation of petroleum // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1976. Vol. 40, N 7. P. 791–800.
30. *Durand B., Espitalie J.* Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Cameroon). II. Evolution of kerogen // *Ibid.* P. 801–808.
31. *Philippi G.T.* On the depth, time and mechanism of Origin of the Heavy to Medium – Gravity Naphthenic Crude Oils // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N 1. P. 33–52.
32. *Vandenbroucke M., Albrecht P., Durand B.* Geochemical studies on the organic matter from the Douala Basin (Cameroon). III. Comparison with the Early Toarcian shales, Paris Basin, France // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N 10. P. 1241–1250.



ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАССЕЙНОВ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ¹

Главным объектом исследований при поисках нефти и газа является осадочная оболочка Земли – стратисфера, которая в свою очередь делится на множество седиментационных бассейнов (СБ). Под последними обычно понимаются геологические тела, сложенные осадочными или эффузивно-осадочными породами, заполняющими более или менее автономные области погружения в современной структуре земной коры. Границы СБ на поверхности Земли проводятся по линиям минимальных мощностей геологического тела, образующего бассейн, а также по глубинным разломам, если они ограничивают соответствующие области погружения. Понятие СБ широко используется в работах И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, М.К. Калининко, М.Ф. Мирчинка, И.И. Нестерова, В.Б. Оленина, Б.А. Соколова, В.Е. Хаина, А. Леворсена, Л. Уикса, М. Хэлбути, Р. Кинга, Х. Клемме, Р. Дотта, А. Мейерхофа, Х. Гедберга и других ученых². Отмечаются следующие главные особенности СБ.

1. Приуроченность к областям длительного и устойчивого прогибания (впадинам, прогибам, рифтам) в современной структуре земной коры.

2. Выполнение осадочными и эффузивно-осадочными породами – геологическими телами, образующими собственно СБ.

3. Уменьшение мощности геологических тел к краям СБ. В идеале осадочное выполнение бассейна представляет собой одновыпуклую линзу, или же линзу, усеченную плоскостью, перпендикулярной или почти перпендикулярной поверхности линзы. (Реальные СБ имеют, конечно, более сложную морфологию.) Как внутренние, так и бортовые части СБ обычно осложнены положительными структурами типа сводов, мегавалов, валов, структурных носов и т. п., разделяющих единую депрессию на отдельные, но гидродинамические, как правило, хорошо связанные между собой более мелкие ванны – суббассейны.

4. Сложная эволюция в ходе геологической истории СБ, в результате которой меняются, часто очень существенно, морфология границы и природа бассейнов, а также наземный рельеф.

5. Возникновение на определенной стадии развития и поэтому присущих не всем СБ скоплений нефти и газа, т. е. перерождение СБ в нефтегазоносный бассейн (НГБ).

И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин и многие другие исследователи отмечали ценность понятия о СБ, в том числе НГБ, как о целостных, автономных системах, в смысле генерации, аккумуляции и консервации залежей УВ.

Понятие о НГБ играет фундаментальную роль в теоретической геологии нефти и газа [2, 3, 5, 6, 11, 12, 20 и др.], поэтому попытки их классификации в качестве

¹ Геология и геофизика. 1979. № 2. С. 3–11. Соавт.: М.С. Моделевский, А.А. Трофимук.

² Авторы не противопоставляют термины “седиментационный бассейн”, “осадочный бассейн”, “осадочно-породный бассейн”, считая их синонимами.

основы для анализа закономерностей размещения месторождений нефти и газа и их ресурсов в стратиферии предпринимались неоднократно. В подавляющем большинстве случаев эти классификации можно рассматривать и как классификации достаточно крупных СБ.

Классификации НГБ строились обычно на тектонической основе. Первые тектонические классификации были созданы И.О. Бродом и др. [3] и В.Е. Хаиным [19]. В последующем в связи с общим прогрессом в геотектонике они неоднократно уточнялись [2, 8, 9, 15, 20 и др.]. Рассмотрим одну из наиболее удачных, на наш взгляд, классификаций, предложенную В.Е. Хаиным и Б.А. Соколовым [20].

Выделяются следующие четыре типа бассейнов: платформенные (T_p)¹, орогенные (T_o), пограничные или "гетерогенные" (T_h), внутриокеанические (T_{io}). Первые три типа делятся на классы: T_{p1} – внутренних синеклиз, T_{p2} – авлакогенов, T_{o1} – межгорных прогибов эпигеосинклинальных орогенов, T_{o2} – межгорных прогибов эпиплатформенных орогенов, T_{o3} – рифтовых впадин эпиплатформенных орогенов, T_{h1} – стыка платформы со складчатыми сооружениями, T_{h2} – стыка платформы с океанами, T_{h3} – стыка орогенов с океанами, T_{h4} – стыка островных дуг современных геосинклиналей с океанами.

Седиментационные бассейны классифицируются также по характеру (природе) их границ. Идеи такой классификации можно найти в работах Л. Уикса [21], В.Е. Хаина [19], И.О. Брода [3]. Наиболее полно они разработаны А.И. Леворсеном [12], который по характеру границ различал бассейны структурные и гетерогенные, а гетерогенные СБ, в свою очередь, подразделял на гетерогенные по горизонтали и вертикали. В.С. Старосельцев, обстоятельно рассмотрев принципы классификации СБ по характеру границ, обоснованно предложил называть структурные СБ конседиментационными, а гетерогенные – постседиментационными [18].

Б.А. Соколов [20] первый обратил внимание на необходимость классификации СБ по стадии геологического развития, на которой они находятся. Он полагал, что история каждого СБ состоит из трех главных этапов: заполнения, или инициального (E_{r1}); главного (E_{r2}), разрушения, или реликтового (E_{r3}).

В последнее время в литературе появились указания на целесообразность классификации СБ по их площади, объему осадочного выполнения, величине начальных потенциальных геологических ресурсов (НПГР) УВ, соотношению в бассейне массы жидких и газообразных УВ и т. д. На необходимость выделения среди НГБ класса мегабассейнов обращали внимание Н.Б. Вассоевич и др. [5], В.Е. Хаин и Б.А. Соколов [20]. Проблему классификации НГБ по размерам, правда, в связи с районированием крупных (мега) НГБ, обсуждали также В.Д. Наливкин и др. [11, 13]. Однако систематические классификации СБ по всем этим параметрам отсутствуют.

Ниже на основе статистического анализа закономерностей распределения СБ по объему осадочного выполнения (V), площади на поверхности Земли (S), максимальной мощности отложений (H_{max}), НПГР УВ (Q), соотношению НПГР нефти и конденсата ($Q_{н+к}$) и газа (Q_g) предлагаются такие классификации и рассматриваются пути построения общей классификации СБ. При статистической обработке информации были использованы данные, сведенные в работах [14–17], а также дополнительные материалы, собранные и обработанные в связи с выполнением настоящего исследования. В выборку включены данные по 195 СБ. Эту выборку (без учета совершенно неизученных СБ океанских впадин) можно считать практически исчерпывающей для средних и крупных и, видимо, мало представительной для небольших бассейнов.

¹ Здесь и далее индексация предложена нами.

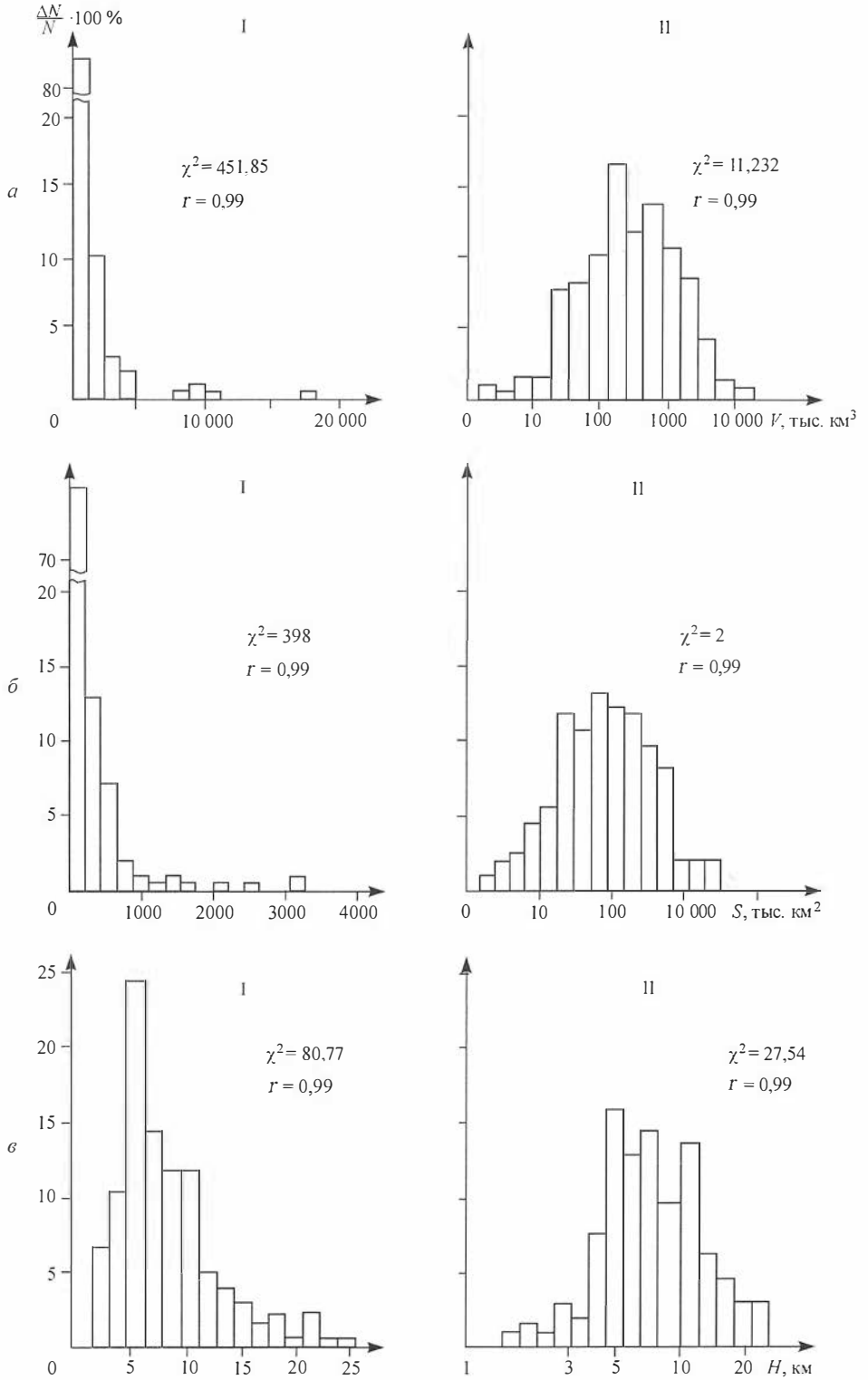


Рис. 1. Гистограммы распределения нефтеносных бассейнов по объему осадочного выполнения (а), площади на поверхности Земли (б) и максимальной мощности осадочного чехла (в).

Проверка гипотез о нормальном (I) и логарифмически нормальном (II) законах распределения.

Таблица 1

Классификация седиментационных бассейнов по объему осадочного выполнения

Объем осадочного выполнения, тыс. км ³	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
>2500	Мега	—	A
1000–2500		I	B
250–1000	Мезо	II	C
100–250		III	D
25–100		I	E
10–25	Микро	II	F
<10		III	G

Объем осадочного выполнения изученных СБ варьирует от 1,5 до 18 275 тыс. км³, распределение их по этому параметру монотонно убывающее (рис. 1, а). Объем осадочного выполнения основной массы бассейнов менее 1200 км³. Лишь пять из числа рассмотренных СБ имеют объем осадочного выполнения более 7 млн км³. Распределение входящих в выборку бассейнов по объему осадочного выполнения с высокой достоверительной вероятностью (0,99) подчиняется логнормальному закону (см. рис. 1). Величина критерия χ^2 при проверке этой гипотезы равна 11,23, его критическое значение при $n = 195$ и разбиении выборки на 15 классов при уровне значимости 0,01 равно 48.

Судя по рис. 1, а, представляется целесообразным разбить все множество СБ на три класса: микро- (с объемом осадочного выполнения <0,1 млн км³), мезо- (0,1–2,5) и мегабассейны (>2,5 млн км³). Мезо- и микробассейны целесообразно разделить на три подкласса – I, II и III порядка. Можно использовать и другую номенклатуру СБ. Подобно тому, как это принято для месторождений УВ в США, каждому классу и подклассу СБ можно дать буквенное обозначение, используя для этого, например, буквы латинского алфавита (табл. 1).

Площадь имеющихся в выборке бассейнов варьирует от 1,4 тыс. км² до 3,3 млн км². Между площадью бассейнов и объемом их осадочного выполнения фиксируется достаточно сильная связь ($n = 0,91$). Соответствующие уравнения регрессии имеют вид:

$$V = 3,97S - 23,15, \quad (1)$$

$$S = 0,21V + 43,02. \quad (2)$$

Распределение бассейнов по величине площади также подчиняется логнормальному закону ($\chi^2 = 2$, см. рис. 1, б). По этому параметру бассейны можно разделить также на три класса и шесть подклассов. Предлагается ввести буквенную номенклатуру этих классов с использованием строчных букв греческого алфавита (табл. 2). Соответствие между обеими классификациями, несмотря на достаточно сильную корреляционную связь, не очень большое. Из числа бассейнов, классифицированных по объему осадочного выполнения, в такие же по иерархии классы (по площади) попало 64 % СБ, в отличающиеся на один класс – 30, на два класса – 6 %. Поэтому классификацию бассейнов по площади, занимаемой ими на поверхности Земли, можно использовать лишь для предварительного классифицирования по объему осадочного выполнения.

Распределение СБ по максимальной мощности осадочного выполнения отличается от распределения по объему и площади одноmodalностью, хотя и в этом случае может быть принята гипотеза о логнормальном законе распределения ($\chi^2 = 27,54$, см. рис. 1, в).

Классификация седиментационных бассейнов по величине площади

Площадь бассейна на поверхности Земли, тыс. км ²	Класс	Подкласс	
		вариант I, порядок	вариант II
>600	Мега	I	α
250–600		II	β
70–250	Мезо	I	γ
20–70		II	δ
15–30	Микро	I	ϵ
7,5–15		II	ζ
<7,5		III	η

Кроме того, между этим параметром и двумя первыми значимые корреляционные связи отсутствуют. Предлагается подразделять СБ по максимальной мощности осадочного выполнения на сверхглубокие ($H_{max} > 10$ км), очень глубокие (5–10), глубокие (3–5) и мелкие (<3 км), обозначив их соответственно H_1, H_2, H_3 и H_4 . Видимо, могут быть выделены и очень мелкие бассейны (<1,5 км, H_5), в выборке не представленные.

Распределение хорошо изученных СБ по величине НПГР УВ подобно их распределению по V, S, H , т. е. подчиняется логнормальному закону ($\chi^2 = 11, 22$, рис. 2).

Однако отражает ли установленный по выборкам логнормальный закон распределения СБ по объему осадочного выполнения, величине площади, максимальной мощности осадочного чехла, величине НПГР УВ реальное распределение СБ в генеральной совокупности? Вряд ли. Небольшие по площади и объему осадочного выполнения бассейны в силу незначительных перспектив их нефтегазоносности изучены слабо и в выборке не представлены. Распределение СБ по этим параметрам в генеральной совокупности является, скорее всего, амодальным и описывается монотонно убывающей с ростом соответствующего параметра функций. Если это подтвердится, то к описанию статистического распределения СБ можно применить результаты, полученные в [10], описывающие распределение по запасам месторождений разной крупности.

При построении классификации бассейнов по величине НПГР целесообразно максимально их сблизить подобно тому, как это было сделано при подразделении бассейнов по V и S . Основанием для этого служит корреляционная связь между объемом осадочного выполнения бассейнов и их НПГР. Уже несколько десятилетий в качестве одного из способов оценки НПГР УВ применяется так называемый объемно-статистический метод. Суть его состоит в оценке НПГР УВ (Q) в том или ином седиментационном бассейне на основе эмпирически найденной регрессионной связи между Q и объемом осадочного выполнения V . Обычно эту связь ищут в виде уравнения типа $Q = aV$.

Родоначальником современной модификации такого метода был, по-видимому, Л. Уикс [21]. В дальнейшем анализ подобного рода связей осуществляли Н.Б. Вассоевич и Г.А. Амосов [4], А.И. Леворсен [12], В.С. Вышемирский и др. [7], а в последнее время – М.Ф. Двали и Т.П. Дмитриева [8],

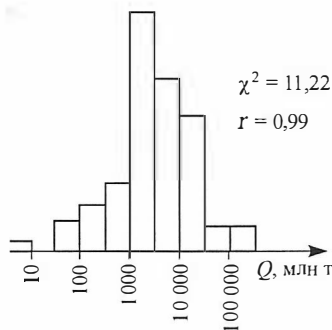


Рис. 2. Гистограмма распределения НПГР по НПГР УВ (81 бассейн).

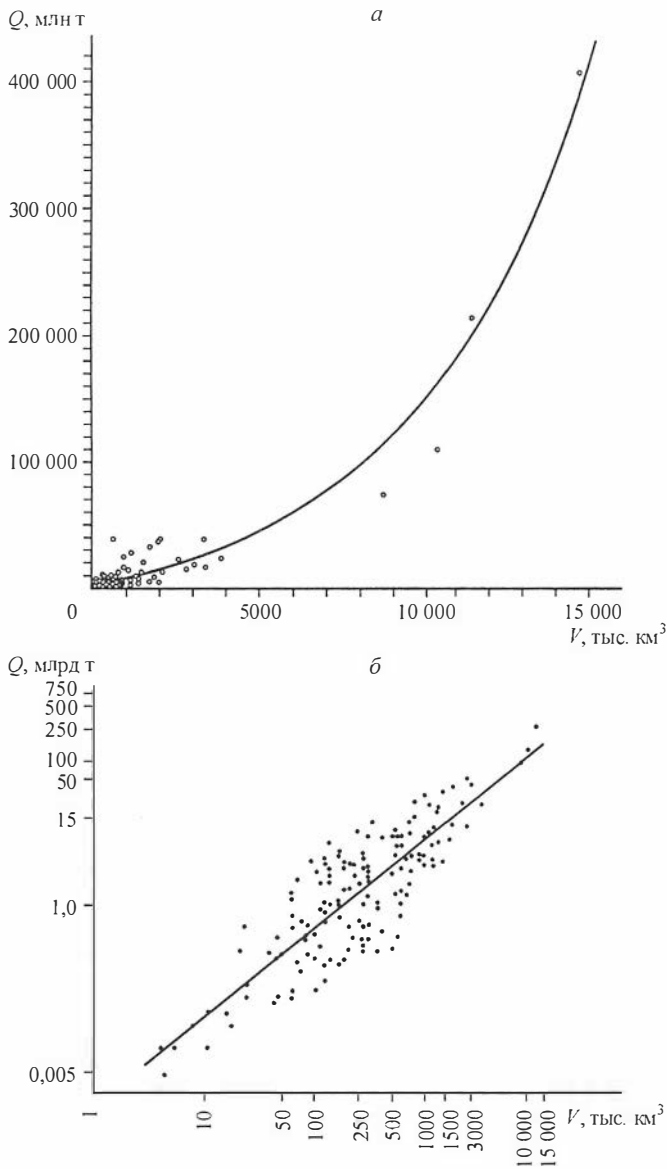


Рис. 3. Зависимость НПГР УВ от объема осадочного выполнения седиментационных бассейнов:

a – нормальный, *б* – логарифмический масштабы.

А.А. Арбатов и А.В. Кондаков [1]. Однако ими использовались, как правило, очень небольшие по количеству изученных СБ выборки, причем исходная информация часто была недостаточно достоверной. При выполнении настоящей работы авторы располагали несравненно бóльшей выборкой. Кроме того, в силу лучшей изученности СБ и полного учета информации более достоверно были учтены исходные параметры Q и V . По нашим данным, между этими величинами для бассейнов с $V \leq 3$ млн км³ имеет место линейная связь, хотя и не очень сильная. Соответствующий коэффициент корреляции равен 0,73. Зависимость между НПГР УВ (млн т условных УВ) и объемом осадочного выполнения бассейнов (тыс. км³) имеет, однако, нелинейный характер (рис. 3) и описывается уравнениями:

11. *Критерии* и методы количественной оценки нефтегазоносности крупных территорий // Обзор. информ. ВИЭМС. Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1975.
12. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 639 с.
13. *Наливкин В.Д., Белонин М.Д. и др.* Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1977. № 12. С. 7–12.
14. *Нестеров И.И., Потеряев В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
15. *Портер Дж., Маккресси Р.* Генетический тип бассейна – основа оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. М.: Недра, 1978. С. 69–90.
16. *Ресурсы* нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Т. 1–2. Л.: Недра, 1974–1977.
17. *Справочник* по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. В 2-х кн. М.: Недра, 1976. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. 600 с.; Кн. 2. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Австралия и Новая Зеландия. 584 с.
18. *Старосельцев В.С.* Особенности региональной структуры синеклиз и их возможное влияние на нефтегазоносность // Тектонические критерии нефтегазоносности платформенных областей Сибири. Новосибирск, 1977. С. 5–17. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 252).
19. *Хаин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 691 с.
20. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 94–108.
21. *Weeks L.G.* Highlights on 1948 Developments in Foreign Petroleum Fields // Bull. AAPG. 1949. Vol. 33, N 6. P. 1029–1124.

По соотношению НПГР углеводородных газов (УВГ) и нефти предлагается различать СБ: газоносные (ГБ), в которых ресурсы газа превышают 90 % общей суммы УВ; преимущественно газоносные (ПГБ), в которых ресурсы газа составляют 75–90 % НПГР УВ; нефтегазоносные с ресурсами газа – 50–75 %, газонефтеносные (ГНБ) – 25–50 %, преимущественно нефтеносные (ПНБ) – 10–25 %, нефтеносные (НБ) – менее 10 %.

Предлагаемые классификации СБ естественным образом дополняют классификации их по тектонической природе, типам границ, геологической истории. Представляется, что дальнейшее уточнение классификации СБ по всему набору рассмотренных параметров поможет упорядочить их описание. Формально такая классификация будет насчитывать несколько сотен тысяч классов – с учетом корреляционных связей между параметрами. Между тем в настоящее время известно всего около 350 НГБ. Даже если принять, что среди микробассейнов учтена, как мы отмечали выше, лишь небольшая их часть, вряд ли общее количество СБ существенно превысит 1000. Значит, различные параметры СБ очень жестко коррелируют между собой, четко контролируются в первую очередь тектонической природой бассейна. Поэтому можно надеяться, что анализ формальной классификации и исключение из нее огромного числа “пустых” классов позволят лучше уяснить характер влияния тектонической природы бассейнов на их объем, площадь и другие параметры, глубже понять закономерности распределения ресурсов УВ в таких важнейших элементах стратисферы, какими являются седиментационные бассейны.

Даже беглый анализ показывает, что по тектонической природе все гигантские НГБ относятся к типу пограничных СБ. Мелкие бассейны в этой группе тектонически “гетерогенных” СБ составляют около 25 %. В бассейнах платформенного и орогенного типов мелкие и средние бассейны распространены гораздо шире и составляют 50–70 % всех изученных бассейнов этих типов. Последовательно проведенный анализ единой классификации СБ даст многое для совершенствования методов и критериев прогноза нефтегазоносности. Выполнение такого анализа – задача ближайшего будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арбатов А.А., Кондаков А.В. Нефтегазоносность малых межгорных впадин // Геология нефти и газа. 1977. № 11. С. 66–71.
2. Бекв К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1976. 592 с.
3. Брод И.О. О районировании и классификации нефтегазоносных территорий // Сов. геология. 1962. № 6. С. 155–164.
4. Вассоевич Н.Б., Амосов Г.А. Геологические и геохимические улики образования нефти за счет живого вещества // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 5–21.
5. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. и др. Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1970. № 5. С. 13–24.
6. Вассоевич Н.Б., Успенский В.А. Геология нефти // Спутник полевого геолога-нефтяника. Т. II. Л.: Гостоптехиздат, 1954. С. 152–295.
7. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с. (Тр. / ИГиГ СО АН СССР; Вып. 143).
8. Двали М.Ф., Дмитриев Т.П. Объемно-статистический метод подсчета прогнозных запасов нефти и газа. Л.: Недра, 1976. 111 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 363).
9. Козырев В.Д. Основные геотектонические признаки нефтегазоносности малоизученных территорий. Л.: Недра, 1977. 131 с. (Тр. / ВНИГРИ; Вып. 379).
10. Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа. 1977. № 12. С. 18–26.

11. *Критерии* и методы количественной оценки нефтегазоносности крупных территорий // Обзор. информ. ВИЭМС. Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1975.
12. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 639 с.
13. *Наливкин В.Д., Белонин М.Д. и др.* Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 1977. № 12. С. 7–12.
14. *Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
15. *Портер Дж., Маккроссан Р.* Генетический тип бассейна – основа оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа. М.: Недра, 1978. С. 69–90.
16. *Ресурсы* нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. Т. 1–2. Л.: Недра, 1974–1977.
17. *Справочник* по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. В 2-х кн. М.: Недра, 1976. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. 600 с.; Кн. 2. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Австралия и Новая Зеландия. 584 с.
18. *Старосельцев В.С.* Особенности региональной структуры синеклиз и их возможное влияние на нефтегазоносность // Тектонические критерии нефтегазоносности платформенных областей Сибири. Новосибирск, 1977. С. 5–17. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 252).
19. *Хаин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 691 с.
20. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973. С. 94–108.
21. *Weeks L.G.* Highlights on 1948 Developments in Foreign Petroleum Fields // Bull. AAPG. 1949. Vol. 33, N 6. P. 1029–1124.



УСПЕХИ ТЕОРИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ¹

Теория органического происхождения нефти и газа и формирования их месторождений является одним из важнейших фундаментальных разделов не только в геологии нефти и газа, но и в естествознании в целом. Она сформировалась на стыке ряда наук геологического профиля, а также геохимии, биологии, биохимии, физики, химии. Эта теория приобрела огромное прикладное значение в качестве научной основы методики ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Основоположник советской нефтяной геологии академик И.М. Губкин почти полвека назад писал: “Верная разгадка происхождения нефти в природе имеет для нас не только научно-теоретический интерес, но и первостепенное практическое значение. Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникает нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, ...и получим... надежные указания, в каких местах нам искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведку. В настоящее время этот вопрос имеет для нас сугубую остроту. Нефть, наряду с углем, рудами и другими полезными ископаемыми, принадлежит к категории таких природных богатств, которые будучи израсходованы, не возобновляются, поэтому мы должны заблаговременно позаботиться, чтобы найти новые месторождения на замену старых, постепенно истощающихся, а для этого нужно твердо знать, где и как их искать” [1, с. 300].

И.М. Губкин активно занимался разработкой, научным обоснованием и пропагандой прогрессивных представлений в области происхождения нефти и газа и формирования их залежей. В начале 30-х годов он критически проанализировал все имевшиеся к тому времени материалы по происхождению нефти и убедительно обосновал собственную концепцию по этой проблеме. При этом он подошел “к процессу нефтеобразования и к процессу образования нефтяных месторождений с диалектической точки зрения, исходя из той мысли, что этот процесс представляет одну из струй единого великого диалектического процесса развития нашей Земли” [1, с. 7, 8]. Учение И.М. Губкина сыграло важную роль в развитии советской нефтяной геологии, в широком распространении и последующем совершенствовании теории органического происхождения нефти и газа.

Одновременно для научного творчества И.М. Губкина была характерна четкая ориентировка на решение важнейших народно-хозяйственных задач. Вся его деятельность была направлена на претворение в жизнь теории органического происхождения нефти и газа для выявления новых нефтегазоносных областей в СССР, для поисков новых типов месторождений. Решая поисковые задачи на Кавказе, в Урало-Поволжье, в Сибири и в других районах, И.М. Губкин опирался в

¹ См.: Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1980. С. 27–39. Савт.: В.С. Вышемирский, А.А. Трофимук.

первую очередь на научно обоснованные генетические представления, умело применяя их в конкретных условиях. Многие прогнозы И.М. Губкина подтвердились. Следуя его рекомендациям, советские геологи открыли и освоили такие нефтегазоносные провинции, как Волго-Уральская и Западно-Сибирская.

Со времен И.М. Губкина значение теории происхождения нефти и газа еще более возросло. Многократно увеличилась добыча и потребление нефти и газа. Разведанные ресурсы стали более дефицитными. Теперь одним из необходимых условий гармоничного развития народного хозяйства является обеспечение регулярных открытий новых высокопродуктивных нефтегазоносных областей. При этом поисковые работы приходится проводить во все более сложных геологических обстановках и в сравнительно короткие сроки. Все это требует большей надежности и детальности в наших знаниях об образовании нефти и газа и формировании их месторождений.

Вместе с тем в разработке генетических представлений имеются значительные трудности, связанные в основном со спецификой нефти и газа. Эти флюиды способны мигрировать в земной коре на всех стадиях нефтегазообразования, формирования и разрушения залежей. Нефть и исходные для ее образования органические вещества представляют собой сложные природные смеси разнообразных соединений, многие из которых не поддаются выделению и идентификации даже современными методами. К тому же состав нефти может существенно изменяться под влиянием многих факторов. Наконец, месторождения нефти и газа формируются на значительных глубинах и прекращают свое существование, если оказываются выведенными на поверхность. Поэтому их нельзя изучать путем непосредственного наблюдения. Приходится довольствоваться косвенными методами.

Эти обстоятельства способствовали возникновению большого количества разнообразных взглядов на происхождение нефти, многие из которых были мало обоснованными или даже антинаучными. Как писал И.М. Губкин, относительно происхождения нефти “было наговорено... много всякого вздора и нелепиц” [1, с. 299]. И в настоящее время наряду с теорией органического происхождения нефти и газа, пользующейся почти повсеместным признанием, обсуждаются гипотезы неорганического происхождения нефти. Принципиальное содержание их за 100 лет, по существу, не изменилось. Попытки усилить интерес к ним успеха не имели. Они оказались неспособными решать геолого-поисковые задачи, что вынуждены признавать даже последователи этих гипотез. К сожалению, некоторые исследователи и теперь пытаются отстаивать фантастические, совершенно нелепые предположения, например, об абиогенном происхождении углей за счет гипергенных изменений абиогенной же нефти, якобы изливавшейся на поверхность Земли, или о глубинном происхождении солей, слагающих отдельные пласты и целые толщи в нефтегазоносных осадочных комплексах.

Что касается теории органического происхождения нефти и газа, то ее развитие в послегубкинский период было весьма интенсивным. Причем основные положения генетической концепции И.М. Губкина подтверждены обширным новым материалом.

В разработке теории органического происхождения нефти и газа наиболее плодотворными были последние 15–20 лет. С одной стороны, это объясняется общим прогрессом во всех областях науки и совершенствованием экспериментальных методов исследования, а с другой – резким увеличением объемов научно-исследовательских и геолого-разведочных работ в области нефтяной и газовой геологии, особенно на территории Сибири. Развитие геолого-геофизических работ на обширных пространствах Западной и Восточной Сибири, открытие и освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, создание новых научно-исследовательских и геолого-поисковых организаций способствуют расширению

исследований по проблеме происхождения нефти и газа и формирования их месторождений, возникновению новых научных направлений в рамках этой проблемы.

В настоящем обзоре авторы не ставят своей целью ни детальный анализ всех аспектов проблемы происхождения нефти и газа, ни возобновление на новой основе дискуссии со сторонниками абиогенных гипотез. Задача обзора – осветить основные достижения в развитии теории органического происхождения нефти, показать корни этих достижений, заложенные в трудах И.М. Губкина, обратить внимание на наиболее важные новые направления, в которых в настоящее время развивается эта теория, а также на некоторые нерешенные вопросы, на которых следует сосредоточить внимание в ближайшем будущем.

В качестве важнейших особенностей размещения нефтяных залежей в земной коре, свидетельствующих в пользу образования нефти из рассеянного в породах органического вещества, И.М. Губкин выдвигал региональность процессов нефтеобразования и постоянство их в геологической истории, а также связь нефтяных залежей с осадочными толщами и заключенным в них органическим веществом. Приведем высказывания И.М. Губкина по этим вопросам: "...скопления нефти начали образовываться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала, этот процесс имел место во все геологические эпохи, начиная с кембрийской и вплоть до нашего времени включительно. Иными словами, процесс нефтеобразования имеет региональный и постоянный характер [1, с. 314], "...нефтяные залежи являются распространенными по всей Земле и их образование происходило во все времена, с тех пор как возникли нормальные осадочные породы" [Там же, с. 335]. "В диффузионно-рассеянном состоянии нефть занимает на земном шаре огромные пространства. Всякая теория ее происхождения должна прежде всего удовлетворить этому условию" [Там же, с. 317].

Интенсивные нефтегазопромысловые работы, проводившиеся в послевоенные годы во многих районах мира, убедительно подтвердили эти положения генетической концепции И.М. Губкина. Нефтяные и (или) газовые месторождения открыты практически во всех крупных осадочных бассейнах и по всей стратиграфической шкале, начиная с позднего докембрия. В связи с этим следует заметить, что И.М. Губкин связывал начало нефтеобразования на земле не столько с конкретной эпохой (как видно из приведенных выше цитат, он не всегда по этому вопросу упоминал о кембрии), сколько с началом формирования нормальных осадочных пород, содержащих органическое вещество.

По многим районам получены надежные данные о времени формирования нефтяных залежей. Возраст залежей оказался весьма разнообразным, что опровергает те абиогенные гипотезы, согласно которым все нефтяные залежи образовались только в альпийский цикл тектогенеза.

Широкие исследования рассеянного органического вещества и его компонентов, выполненные по многим осадочным бассейнам, особенно на территории нашей страны, позволили количественно оценить интенсивность процессов накопления и битуминизации органического вещества. В изученных нефтеносных бассейнах, как правило, средние содержания в породах органического вещества, битумоидов и углеводородов превосходят кларковые, а степень концентрации углеводородов в залежи нефти выше, чем в стратифере в целом. В разведанных районах запасы нефти и газа примерно пропорциональны объемам пород в областях питания залежей углеводородами, и крупные месторождения встречаются только в крупных бассейнах. Отмечаются достаточно сильные корреляционные связи между запасами нефти и газа, с одной стороны, и объемами осадочных пород, органического вещества, достигшего длиннопламенной стадии углефикации, и битумоидов – с другой.

Сторонники абиогенных гипотез неоднократно выступали с критикой этих положений. Они утверждали, что рассеянных битумоидов недостаточно для образования гигантских скоплений битумов на р. Атабаске и в Аксубаево-Мелекесской депрессии, приводили примеры несоответствия разведанных запасов нефти объемам осадочных бассейнов.

Однако достаточно хорошо изученный материальный баланс всех органических веществ в осадочных толщах свидетельствует о том, что образующихся в рассеянном органическом веществе и эмигрирующих из нефтепроизводящих пород углеводородов во много раз больше, чем этого требуется для формирования даже крупнейших залежей. Это доказано также и в отношении упоминавшихся выше залежей битумов. Что же касается соответствия запасов нефти объемам бассейнов, то эта закономерность ясно выражена статистически, тогда как в отдельных случаях могут быть (и действительно имеются) значительные отклонения от закономерности в связи с обилием факторов, влияющих на образование и сохранение нефтяных залежей.

Когда в конце XIX–XX столетия закладывались основы органической теории образования нефти и газа, о составе нефти, особенно высокомолекулярной ее части, равно как и о составе и структуре молекул живого вещества, в частности липидов – наиболее близких к нефти компонентов, было известно очень мало. Положение не изменилось коренным образом и ко времени деятельности И.М. Губкина. Однако еще в 30-е годы в составе нефти были выделены вещества, являющиеся прямым доказательством органического происхождения нефти. Сюда относятся порфирины ванадия и никеля, химические наследники в составе нефти такого важного компонента живого вещества растительного происхождения, как хлорофилл. Это был очень веский аргумент в пользу правильности органической теории образования нефти и газа. Однако, как казалось сторонникам представлений об абиогенном синтезе нефти, они сравнительно легко преодолели эту трудность. “Да, действительно, – говорили они, – порфирины – характерные структуры живого вещества и содержатся среди ОВ осадочных пород, но эти структуры генетически чужды нефти и попали в нее в процессе миграции нефти через горные породы”.

Однако дальнейшее изучение в области химии нефти и биохимии свидетельствует о несостоятельности и неубедительности этой аргументации. Как показали современные исследования в области биохимии, при теоретически мыслимом бесконечном разнообразии органических молекул живое вещество строит себя очень избирательно, набор структурных элементов, “кирпичиков”, из которых состоят как относительно простые, так и исключительно сложные биомолекулы, сравнительно невелик. С точки зрения классической термодинамики равновесных процессов живое вещество является системой неравновесной, неустойчивой. Если бы нефть имела неорганическое происхождение, то она должна была бы быть системой равновесной. Именно в силу неравновесности системы потерпели неудачу все попытки определить температуру (температуры) образования нефти по константам равновесных химических реакций.

Самым доказательным аргументом в пользу органического происхождения нефти является то обстоятельство, что молекулы, ее образующие, представляют в значительной своей части набор тех же самых структурных элементов, что и живое вещество. Количество таких компонентов в нефти и их роль в ее составе очень велики. Соединения, указывающие на биохимическую природу нефти, получили название биомаркеров или хемофоссилий. Важнейшими среди них являются изопреноиды, в частности фитан и пристан, берущие, как и порфирины, начало от хлорофилла, а также нормальные алканы, многие полициклические нафтены, такие как холестан, лупан, фриделан, многие стераны и тритерпаны. Содержание в нефти ряда таких индивидуальных соединений составляет целые проценты, а в

совокупности – до 40–50 % от высокомолекулярной части нефти. Важно также подчеркнуть, что четкая связь со структурой исходного живого вещества фиксируется и в составе, и химической структуре аренов и гетеросодержащих компонентов нефти.

Таким образом, нефть, несмотря на свой термодинамически неравновесный состав, образует смесь генетически единых, тесно связанных компонентов.

И.М. Губкин считал оптическую активность нефти “одним из наиболее веских аргументов в пользу органического происхождения последней” [1, с. 55], хотя и отмечал малую изученность природы этого свойства нефтей. Теперь положение существенно изменилось. Выделены группы веществ, в наибольшей мере определяющих оптическую активность нефтей, в частности тритерпаны и стераны с числом атомов углерода 14–18 и 27–30. Установлено совпадение максимальной оптической активности с минимальным содержанием тяжелого углерода на высокотемпературных дистиллятных фракциях нефтей, что подтверждает биологическую природу оптической активности. Экспериментально доказано снижение оптической активности нефти после нагревания ее с глиной. Это согласуется с уменьшением оптической активности нефтей при погружении в зону более глубокого катагенеза. То и другое опровергает предположение о миграции из мантии оптически активных абиогенных нефтей.

Сравнительное изучение оптической активности нефтей и битумоидов, выполняющееся в СССР и в США, показало, что битумоиды значительно более активны, чем нефти, но у тех и других активность изменяется по разрезу вполне согласованно. Следовательно, оптическая активность нефтей унаследована от материнского органического вещества.

Во времена И.М. Губкина еще не было создано экспериментальной техники, пригодной для массового изучения стабильных изотопов. Но к настоящему времени в изучении генетических связей нефтей с материнскими толщами изотопные исследования приобрели важное значение. Для некоторых районов СССР, США, Южной Америки установлено сходство в изменениях изотопного состава углерода и серы нефтей и битумоидов как по разрезу, так и по простиранию. Причем в керогене, битумоидах и нефтях углерод легче из континентальных толщ, чем из морских. Это хорошо согласуется с характером изотопного фракционирования углерода в морских и континентальных обстановках. Ясно выражено также влияние типа органического вещества на изотопный состав его углерода.

Изотопный состав серы и водорода в нефтях, битумоидах, осадочных породах изменяется по разрезу вполне согласованно, отражая специфику состава вод Мирового океана в конкретные геологические эпохи. Выявлена глубинная зональность углеводородных газов по изотопному составу углерода. Отмечается значительное утяжеление углерода метана от биохимических газов к катагенетическим и далее – к глубинным. Изотопные данные позволяют достаточно уверенно выделять генетические типы нефтей, газов и битумоидов, проследивать на молекулярном уровне превращения углеводородов.

И.М. Губкин рассматривал нефтеобразование в качестве длительного, непрерывного процесса, проходящего в две основные стадии. По этому поводу он писал следующее: “Итак, вслед за относительно кратковременным периодом биохимической ...переработки наступает неизмеримо более длительный период регионального метаморфизма, протекающего синхронно с метаморфизмом окружающих пород. Основными факторами в этом метаморфизме являются: 1) давление вышележащих масс, а также газов, 2) температура и 3) время. Величины этих факторов находятся в известной функциональной зависимости одна от другой” [1, с. 344]. Совершенно очевидно, что под метаморфизмом в данном случае И.М. Губкин понимал тот этап, который сейчас принято называть катагенезом.

Положительно оценивая теорию углеродного коэффициента Д. Уайта, И.М. Губкин основное содержание ее осветил в своем труде [Там же, с. 348]. Уже тогда были выделены стадии углефикации углей, с которыми связаны нефти различных типов, а также сухой газ зоны сравнительно глубокого катагенеза. На этой базе в последние 10–15 лет трудами главным образом советских исследователей создано теоретически и экспериментально обоснованное учение о стадийности и глубинной зональности нефтегазообразования. Разработка этого учения является одним из наиболее важных достижений за последние годы в развитии теории органического происхождения нефти и газа и формирования их залежей.

Выявлен параллелизм в катагенетической преобразованности углей, рассеянного органического вещества (РОВ), нефтей и газов. Выделена главная фаза нефтеобразования (ГФН) на стадиях углефикации Д–Ж в развитии катагенетического преобразования рассеянного органического вещества и главная зона нефтеобразования (глубинная зона, в которой проявилась главная фаза). На обширном материале показано, что практически все сингенетичные залежи нефти расположены в пределах главной зоны нефтеобразования или в пределах вошедших в нее резервуаров, но несколько выше стратиграфически. Битуминологическими исследованиями доказано, что именно в этой зоне получают широкое развитие процессы эмиграции битумоидов из нефтепроизводящих пород в коллекторы.

Ниже главной зоны нефтеобразования выделена глубинная (главная) зона (фаза) газообразования. Вместе с тем доказана значительная роль в аккумуляции биохимических и раннекатагенетических газов (верхняя зона интенсивного газообразования). В стадии изучения находятся второстепенные, более глубокие зоны нефте- и газообразования. Выделяются особенности поведения в зоне катагенеза разных типов РОВ, а также связи между стадийностью процессов нефте- и газообразования и распределением начальных ресурсов нефти и газа.

Детальные палеобиофациальные исследования закономерностей накопления ОВ и нефтегазоносности, а также закономерностей катагенетических превращений ОВ позволили лучше уяснить главные факторы, изначально контролирующие состав нефтей, который в первую очередь контролируется генетическим типом и обусловленным им химическим составом фоссилизированного живого вещества.

Однако, как теперь хорошо известно, в составе фоссилизированного в осадках ОВ еще нет своего комплекса компонентов, свойственных нефти. Созревание микронепти в составе ОВ, образование в ней всей совокупности углеводородных и неуглеводородных соединений нефти происходит в зоне катагенеза, причем первичная миграция битумоидов и образование скоплений нефти имеет место до начала главной фазы нефтеобразования, в ходе главной фазы и после ее завершения. Критикуя представления о главной фазе или чрезмерно расширяя ее температурные и временные границы, некоторые исследователи тем самым искажают смысл этого понятия.

Главная фаза – это только основной этап генерации нефти, этап, когда этот процесс протекает с максимальной интенсивностью. Различие между генерацией нефти до, в ходе и после завершения ГФН этим не ограничивается. В ходе катагенеза даже единого по генетическому типу ОВ состав новообразующихся битумоидов непрерывно и направленно меняется. Поэтому не остается неизменным и состав аккумулирующихся в ловушках УВ. Значит, состав нефтей контролируется изначально генотипом ОВ и стадией катагенеза (фазой нефтеобразования), во время которой сформировалась залежь. При этом до начала ГФН на состав эмигрирующих соединений серьезное влияние оказывают условия первичной и вторичной миграции, а после ГФН влияние исходного ОВ завуалировано глубокими катагенетическими преобразованиями. Таким образом, наиболее полную информацию о типе исходного ОВ несут нефти, сформировавшиеся в ГФН.

Различают четыре главных типа нефтей в стратифере: алкановый парафинистый, алкановый малопарафинистый, цикланово-алкановый и циклановый. Нефти первых двух типов иногда называют палеотипными, третьего – мезотипными и последнего – кайнотипными, хотя по мере накопления новой информации связь этих типов нефтей с отложениями определенного возраста становится все менее отчетливой.

Сравнительное изучение УВ и гетероциклических соединений битумоидов из нефтематеринских толщ и нефтей позволяет считать, что цикланово-алкановые нефти есть продукт ГФН в морских толщах, содержащих планктоногенное и бентосогенное ОВ, алкановый парафинистый тип нефтей связан с генерацией нефти в ГФН в толщах, содержащих преимущественно растительное ОВ наземного происхождения. Видимо, такого типа нефти в редких случаях связаны и с морскими осадочными толщами при специфических условиях миграции и дифференциации УВ. Нефти циклановые, малопарафинистые чаще всего связаны с морскими нефтематеринскими толщами, бедными ОВ. Во многих случаях это толщи карбонатные. Этот же тип нефти, но при существенном преобладании бензиновых фракций формируется после завершения ГФН и в начале ГФГ (главной фазы газообразования).

Исследование рифейских нефтей Сибирской платформы и нефтей из глубоководных горизонтов палеозоя юго-востока Западной Сибири показало пока на ограниченном материале, что в составе высококипящих изо-циклоалканов этих нефтей часто в значительных количествах присутствуют би- и трициклические цикланы. Этот факт является новым и ранее не предполагался. Показательно, что аналогичные тенденции фиксируются и в ОВ соответствующих толщ.

Нефти цикланового типа обычно встречаются в верхних горизонтах осадочных чехлов, часто образуют оторочки газовых залежей, не содержат бензиновых фракций и очень близки по составу углеводородов к РОВ протокатагенеза и самого начала мезокатагенеза. Существует мнение, что эти нефти образуются за счет миграции части битумоидов из ОВ до ГФН. Многие исследователи рассматривают эти нефти как продукт криптогипергенных превращений цикланово-алкановых нефтей, попавших в верхние зоны осадочных чехлов при воздымании и размыве отложений либо в результате вертикальной миграции.

Однако рассмотренная выше в общих чертах схема стадийности нефтегазообразования является идеализацией в том смысле, что предполагает монотонное и непрерывное погружение осадочных толщ в седиментационных бассейнах. Реальная история генерации, миграции и аккумуляции в конкретных седиментационных бассейнах значительно сложнее. В седиментационных бассейнах скорость погружения слагающих их толщ не постоянна, периоды погружения сменяются периодами воздымания, когда генерация нефти и газа резко замедляется либо прекращается вовсе; одновременно на всех этапах и тоже с разной скоростью в зависимости от конкретных геологических условий идет разрушение залежей, утечка из них УВ. Без учета сложности реальной картины генерации, аккумуляции и сохранения скоплений нефти и газа невозможен анализ соответствия теоретических схем реальному распределению ресурсов УВ.

И.М. Губкин отчетливо это сознавал. В 1937 г. на собрании Академии наук СССР, посвященном двадцатилетию Октября, он говорил: “Как определенная форма месторождения возникает, достигает максимума своего развития в смысле скопления в нем полезного ископаемого, потом наступает стадия его разрушения и полного уничтожения. Содержащееся в нем полезное ископаемое необходимо рассматривать тоже не как нечто заранее данное, а как объект, возникший в процессе определенного развития... Определение стадии развития месторождения и залегающего в нем полезного ископаемого... весьма важно для выяснения его промыш-

ленно-экономического значения” [2, с. 354, 355]. В настоящее время благодаря работам главным образом советских ученых сформировался историко-геолого-геохимический, историко-генетический подход к ретроспективному анализу процессов формирования и разрушения месторождений нефти и газа, разработаны количественные и качественные модели этих процессов, что также является серьезным достижением теории.

Значительные успехи достигнуты в изучении подземных вод нефтегазоносных бассейнов и их роли в формировании и разрушении залежей нефти и газа. На обширном материале установлена связь процессов нефтегазообразования преимущественно с седиментационными водами, унаследованными от бассейнов седиментации, главным образом морских. Создано совершенно новое научное направление – палеогидрогеология, расшифровывающее последовательные этапы гидрогеологической истории осадочных бассейнов. Наиболее благоприятным для образования нефти и газа и формирования их залежей является элизионный этап, характеризующийся движением вод из глинистых пород в коллекторы, а по коллекторам – от внутренних (погруженных) частей бассейна к краевым.

Весьма интересные данные получены при изучении органической составляющей подземных вод. Выявлены ореолы низкомолекулярных ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилолы) вокруг нефтяных залежей. Установлено широкое развитие в подземных водах битуминозных компонентов (аквабитумоидов), содержание которых возрастает в главной зоне нефтеобразования, где оно пропорционально битуминозности осадочных пород. Показано, что в составе аквабитумоидов присутствует вся гамма высокомолекулярных УВ, свойственных нефти: нормальные и изоалканы, цикланы, арены. Выявлены закономерности изменения состава в ряду: битумоиды пород → битумоиды вод → нефти. В составе аквабитумоидов в значительных концентрациях присутствуют смолы и асфальтены, причем они характеризуются весьма высокими содержаниями кислорода и серы. Изучен сложный комплекс растворенных в подземных водах кислородсодержащих органических соединений – жирных кислот (преимущественно низкомолекулярных), фенолов, спиртов, эфиров, углеводов и др. Обнаружены связи между характером этого комплекса и составом нефтей, а также с типом органического вещества, рассеянного в глинистых породах.

Таким образом, в гидрогеологии нефтегазоносных областей в последнее время получен комплекс новых данных, убедительно подтверждающих теорию органического происхождения нефти и способствующих пониманию условий формирования залежей нефти и газа.

Одной из ключевых проблем теории органического происхождения нефти и газа и формирования их залежей является первичная миграция, т. е. миграция рассеянных битумоидов. Именно на этой проблеме сосредоточена наиболее острая критика сторонников абиогенных гипотез. Однако за последние 15–20 лет проведены многочисленные исследования, которые не только подтвердили реальность первичной миграции, но и дали возможность уверенно оценивать ее масштабы.

Выявлены значительные концентрации разнообразных газов в открытых и закрытых порах осадочных пород. Экспериментально доказана экстракция битумоидов из пород сжатыми газами. Определены концентрации органического вещества, при которых в породах появляется свободная газовая фаза, способная к растворению и переносу битумоидов.

Путем лабораторного моделирования доказано выжимание битумоидов вместе с водой из уплотняющихся глин. Изучены три формы миграции битумоидов в водном потоке: истинные и коллоидные растворы, взвешенное состояние (суспензия и эмульсии). Третья форма обеспечивает максимальные масштабы первичной миграции. Коллоидная растворимость битумоидов также весьма значительна, но

природные условия, при которых эта форма миграции может иметь место, весьма ограничены. Миграция в истинных растворах может в некоторых геологических ситуациях приобретать существенное значение. Лабораторным моделированием подтверждена также возможность латеральной миграции рассеянных битумоидов в водном потоке по песчаным коллекторам.

Анализ условий генерации и аккумуляции залежей нефти и газа в стратифере позволил советским ученым теоретически предсказать принципиально новые типы залежей нефти и газа – это залежи газа в гидратной форме и скопления нефти и газа в обогащенных сапропелевым ОВ битуминозных глинах.

Первое из этих открытий позволяет считать, что ресурсы углеводородных газов (УВГ) в стратифере значительно больше, чем это предполагалось ранее. Объектами поисков газа, помимо известных ранее, становятся самые верхние горизонты осадочных чехлов в зонах развития многолетнемерзлых пород, а также, что особенно важно, осадки Мирового океана на глубинах более 400–450 м. Источником газа в последних, наряду с газами глубокозалегающих зон генераций, является огромная масса газов биохимического происхождения. Наличие такого типа скоплений газа на дне океана подтверждено в последние годы работами советских и зарубежных исследователей.

Значительно расширяет перспективы поисков нефти и газа нефтегазоносность аргиллитов баженовской свиты (месторождения группы Большой Салым в западной части Среднеобской нефтегазоносной области). Залежи УВ в аргиллитах баженовской свиты, как и залежи биохимических гидратных газов в водах Мирового океана, являются малоизученными в настоящее время примерами аккумуляции УВ непосредственно в местах их генерации. С такого типа залежами могут быть связаны значительные ресурсы УВ. В связи с этим открытием объектом поисков должны стать горючесланцевые толщи во многих районах СССР, такие как доманик Волго-Урала, кумские мергели Предкавказья, менелитовые сланцы Предкарпатья, нижне-среднекембрийские отложения куонамского типа в Западной Якутии и др.

Серьезное значение в последние десятилетия приобрели методы количественного прогноза нефтегазоносности. Развитие этих методов шло по двум направлениям. Во-первых, окончательно оформился, стал широко применяться объемно-генетический метод; во-вторых, на базе экспертного метода сформировался метод количественных геологических аналогий, который с использованием современной электронно-вычислительной техники стал более достоверным и объективным.

Генетическая сущность объемно-генетического метода заложена в нем изначально. В классическом варианте метода аналогий генетические предпосылки прогноза не видны и не всегда учитываются на практике. Развитие метода потребовало описания каждого объекта с точки зрения условий формирования залежей нефти и газа в нем. Опыт исследований в области прогноза нефтегазоносности на основе количественной геологической аналогии показывает, что описание геологического объекта должно обязательно включать параметры, характеризующие условия генерации, миграции и аккумуляции битумоидов и УВГ, а также сохранения их залежей. Среди таких параметров весьма информативны параметры, рекомендуемые и используемые в объемно-генетическом методе (масштабы эмиграции жидких и газообразных УВ и др.). Таким образом, метод количественной геологической аналогии, являющийся по своей сути геолого-математическим моделированием на ЭВМ процессов формирования и сохранения залежей нефти и газа, вообрал в себя важнейшие черты объемно-генетического метода.

Объемно-генетический метод и метод количественных геологических аналогий в их современных модификациях позволяют решать значительно более широкий, чем раньше, круг задач: районирование седиментационных бассейнов по

степени перспективности на нефть и газ, прогноз зон, перспективных для поиска месторождений-гигантов, прогноз зон преимущественного нефте- и газонакопления, прогноз качества нефти, оценка начальных потенциальных ресурсов нефти и газа, прогноз продуктивности ловушек до их ввода в бурение и оценка перспективных (категория C_3) запасов нефти и газа в них, прогноз количества мелких, средних, крупных и гигантских месторождений в бассейнах или провинциях и т. д. Особо важно подчеркнуть, что геолого-математическое моделирование на ЭВМ и поиск моделей, наиболее адекватно описывающих реальное распределение месторождений нефти и газа в стратифере, доказывают правильность органической теории образования нефти и газа.

Таков краткий перечень наиболее существенных достижений науки за последние годы в области дальнейшего развития теории образования месторождения нефти и газа, в области совершенствования методов количественного прогноза нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Губкин И.М. Учение о нефти. Изд. 3-е. М.: Наука, 1975. 384 с.
2. Губкин И.М. Избранные сочинения. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953. 518 с.



АКВАБИТУМОИДЫ¹

Нефть первоначально возникла в особых материнских породах, откуда впоследствии мигрировала в пористые пласты, в которых и образовала обособленные залежи.

И.М. Губкин. Учение о нефти. Изд. 3-е.

Проблема миграции газа и особенно нефти из материнских пород долгое время была одной из наиболее сложных в теории формирования их месторождений. И.М. Губкин придавал ей большое значение, он подчеркивал важность получения правильного ответа на вопрос, “каким образом диффузионно-рассеянные в глинах нефть и газ перешли в пористые породы и образовали в них залежи” [5, с. 186]. Он полагал, что одной из возможных форм такой миграции может быть миграция вместе с отжимаемыми из глин водами. “В свежееотложенном иле воды, – писал он, – больше, чем в песках, и, кроме того, уплотнение оказывает большее действие на глины, чем на пески, по причине их меньшей сжимаемости. Вследствие этого выжимаемая при уплотнении жидкость будет двигаться от пунктов наибольшего уплотнения к пунктам наименьшего уплотнения, т. е. из глин в пески, где будут скопляться нефть и вода” [Там же].

Дальнейшее развитие теории показало, что первичная миграция нефти может осуществляться в двух основных формах: вместе с водами в виде растворов, истинных или коллоидных, или в виде эмульсии и в газовой форме в виде единой ретроградной газонефтяной системы [1]. Как показали расчеты, выполненные автором, основной формой миграции нефти в природе должна быть миграция вместе с водами.

Однако эта точка зрения часто вызывала возражения на том основании, что растворимость нефти в воде очень низка [17]. При этом предполагалось, что особенно неблагоприятны условия для первичной миграции высокомолекулярных УВ и сложных гетероциклических соединений – асфальтенов и смол. Как логическое следствие из такой концепции, некоторые авторы принимали, что так называемая “первичная нефть” в залежах может быть только легкой, алифатической, практически бессмолистой, конденсатоподобной [16].

В последние годы накопилась обширная литература, доказывающая, что подземные воды нефтегазоносных бассейнов содержат в значительных количествах органическое вещество. Однако прямых доказательств наличия в водах всего комплекса углеводородных, особенно высокомолекулярных, и неуглеводородных компонентов, свойственных нефти, не было. В течение ряда лет в СНИИГГиМСе по инициативе и под руководством автора проводится изучение битумоидов под-

¹ См.: Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1980. С. 73–85.

земных вод – аквабитумоидов (АБ). В этих исследованиях принимают участие В.П. Данилова, В.Г. Иванов, А.С. Фомичев и др. Разработана и прошла широкую апробацию методика исследований, которая описана в [6]. Она предполагает последовательную экстракцию АБ хлороформом и изобутиловым спиртом и последующее детальное их изучение. Первые исследования по геохимии АБ были суммированы в [4, 9–11].

В этих работах, выполненных главным образом на примере Западно-Сибирского нефтегазозоного мегабассейна, основное внимание было сосредоточено на изложении методики и первых к тому времени полученных экспериментальных фактах. За прошедшее после этих публикаций время существенно увеличился экспериментальный материал по Западной Сибири, расширился его стратиграфический диапазон. Вместе с В.И. Вожовым, И.Д. Поляковой и другими начаты аналогичные исследования в нефтегазозоных отложениях Сибирской платформы, изучено несколько проб воды из современных водоемов в участках, где влияние техногенного фактора не могло быть существенным. Все это делает установленные экспериментальные факты и базирующиеся на них выводы более достоверными. В настоящей статье излагаются и обсуждаются новые наиболее существенные для теории результаты, главным образом по Западной Сибири.

СОСТАВ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКВАБИТУМОИДОВ

1. Во всех изученных пробах вод зафиксированы битумоиды. Их концентрации варьируют в больших пределах – от 4 до 350 мг/л, в том числе в составе хлороформенного экстракта от 3 до 300 мг/л и в составе изобутилового экстракта от 0,5 до 50 мг/л. В составе АБ установлены высокомолекулярные с температурой кипения более 200 °С насыщенные и ароматические углеводороды (УВ), смолы, бензолные и спиртобензолные, и асфальтены, т. е. весь комплекс высокомолекулярных УВ и гетероциклических соединений, свойственных нефти.

2. По геологическим условиям нахождения вод, концентрации и составу АБ они делятся на две совокупности. В первой совокупности, как правило, концентрация хлороформенного экстракта не превышает 25 мг/л, состав битумоида достаточно кислый; во второй концентрация хлороформенного экстракта много выше, до сотен мг/л, а состав его близок к нефти, в нем доминируют УВ, в первую очередь алифатические [10]. Аквабитумоиды первой совокупности генетически характеризуют региональный фон, создаваемый первичной миграцией нефти и углеводородных газов (УВГ), а аквабитумоиды второй совокупности – геохимические аномалии, созданные ареалами рассеивания УВ и гетероциклических соединений из залежей нефти и газа.

3. В элементном составе хлороформенного экстракта из вод углерод составляет от 45 до 80 %, водород – от 7 до 13 %, сера – от 0,3 до 3–4 %. В изобутиловом экстракте на долю углерода приходится от 45 до 70 %, водорода – от 8 до 13 %, серы – от 0,2 до 5 %. В суммарном экстракте содержится углерода чаще всего 60–70 %, водорода 9–10 % (рис. 1).

4. В составе АБ первой совокупности УВ составляют от 5 до 65 %, в среднем – 30–35 %, в них,

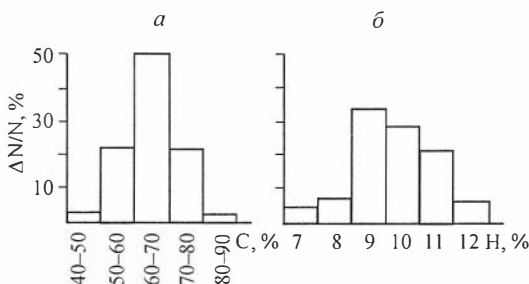


Рис. 1. Гистограммы распределения углерода (а) и водорода (б) в аквабитумоидах Западной Сибири (1-я совокупность).

как правило, преобладают насыщенные УВ, на их долю приходится от 3 до 48 %, чаще всего 15–20 % (рис. 2). Арены составляют от 2 до 38 %, чаще всего 7–15 %. Соотношение между этими двумя группами УВ варьирует от 1,1 до 3. В воде концентрация насыщенных УВ равна 1–17 мг/л, аренов – 0,8–15 мг/л.

В насыщенных УВ преобладают изо-циклоалифатические, они составляют 65–90 % на сумму УВ этих классов. Среди *n*-алканов идентифицированы УВ до C_{40} ; в наибольших концентрациях в разных комплексах содержатся УВ C_{15} , C_{19} , C_{21} , C_{25} , C_{27} . Их концентрация достигает 12 % от суммы *n*-алканов.

В составе изо-циклоалканов преобладают алифатические УВ, они составляют 50–65 % от суммы изо-алифатических УВ и цикланов. Среди последних преобладают моно- или чаще бицикланы. Концентрация цикланов с тремя и более конденсированными кольцами меньше и монотонно убывает с ростом числа конденсированных колец. В составе изо-алканов и алифатических цепей цикланов преобладают длинные алифатические цепи с шестью и более метиленовыми группами и звенья из трех метиленовых групп; весьма значительна роль изопреноидных цепей.

В составе аренов роль конденсированных ароматических структур невелика – 6–10 % на нафтеново-ароматическую фракцию. Среди них преобладают нафталиновые ядра, затем следует фенантроновые и далее в порядке убывания концентраций хризеновые, антраценовые и пиреновые. В водах современных водоемов в составе аренов антраценовые ядра имеют большее значение, чем хризеновые.

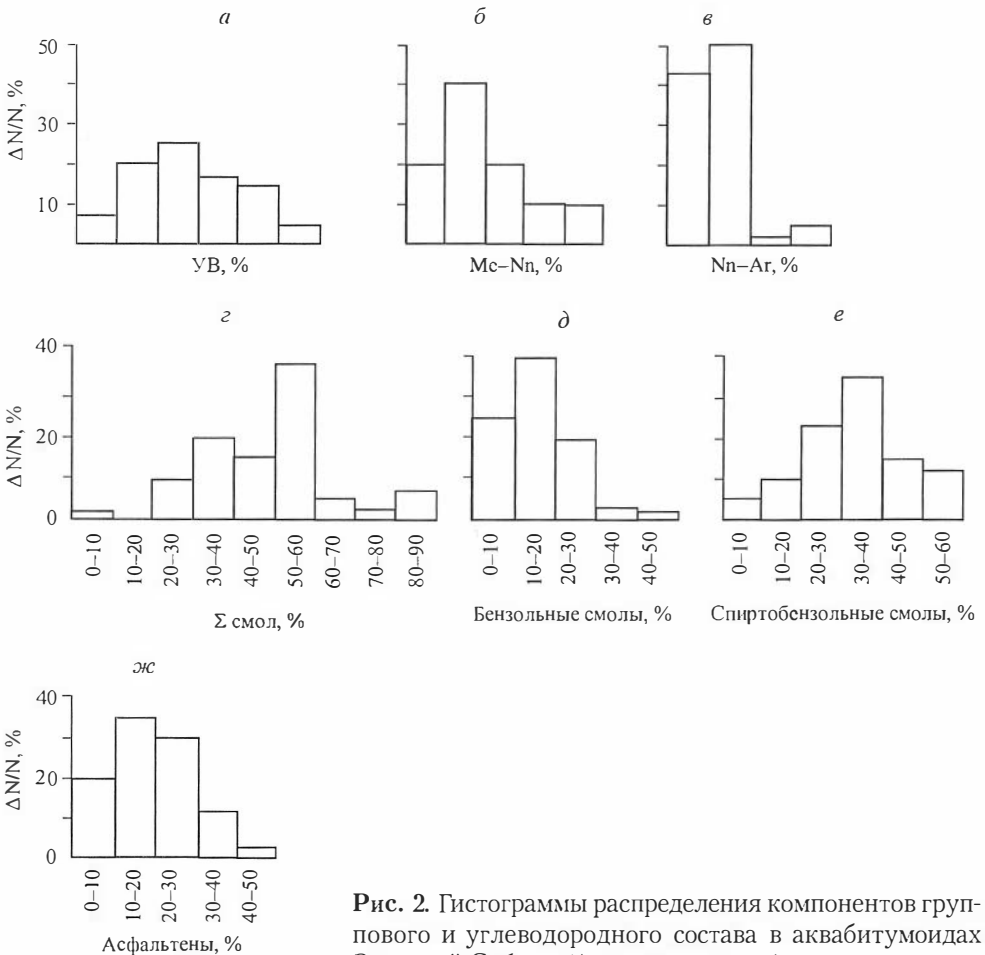


Рис. 2. Гистограммы распределения компонентов группового и углеводородного состава в аквабитумоидах Западной Сибири (1-я совокупность).

5. Гетероциклические соединения, смолы и асфальтены также доминируют в составе АБ. Смолы в них составляют 25–80 %, чаще всего 50–60 % (см. рис. 2). Среди смол резко преобладают спиртобензольные, их 30–40 % против 10–20 % бензольных.

Асфальтены чаще всего составляют 10–20 % на битумоид, но в отдельных образцах их концентрация достигает 45–46 %.

Элементный состав гетероциклических компонентов АБ изменяется очень существенно. Так, в бензольных смолах содержание углерода варьирует от 60 до 85 %, в спиртобензольных – от 55 до 75 %, в асфальтенах – от 40 до 65 %. В этих же фракциях концентрация водорода изменяется в интервалах 9–14, 7,5–11, 5–8 % соответственно.

6. Интересно проследить, как изменяется состав АБ в зависимости от возраста отложений, вмещающих воды. В водах современных водоемов, судя по единичным пробам, АБ содержится 4–45 мг/л. В отложениях апта–альба–сеномана их чаще всего до 10 мг/л, в пробах воды из отложений неокома частоты встречаемости концентраций АБ более и менее 10 мг/л примерно равны. В водах из отложений юры и палеозоя резко преобладают концентрации более 15 мг/л. Таким образом, в подземных водах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна фиксируется тенденция к возрастанию концентрации АБ вниз по разрезу, т. е. по мере увеличения глубины залегания и возраста отложений.

Интересны данные об изменении состава АБ по мере погружения отложений (рис. 3). В изученных образцах АБ из современных водоемов углеводов 17–19 %, в их составе арены незначительно преобладают над насыщенными УВ. Основным компонентом этих АБ являются спиртобензольные смолы (более 50 %). Концентрация бензольных смол и асфальтенов не отличается от таковых в глубокопогруженных горизонтах.

В водах нефтегазоносных горизонтов увеличивается количество УВ в составе битумоидов. В водах меловых и ниже-среднеюрского комплексов УВ составляют 25–27 %, причем величина соотношения насыщенных УВ и аренов больше единицы, но не превышает 1,5. В водах верхней юры и палеозоя углеводов 35–40 % от массы АБ, причем в верхней юре насыщенных УВ и АБ почти в три раза больше, чем аренов. В палеозойских водах соотношение масс этих групп УВ порядка 1,3.

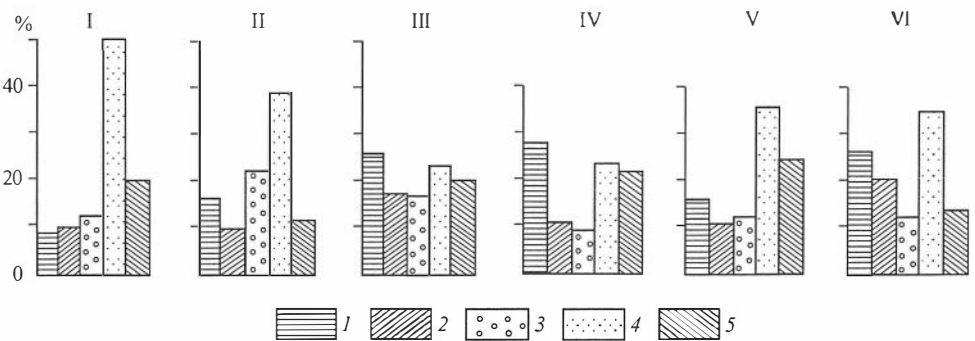


Рис. 3. Диаграммы группового и углеводородного состава аквабитумоидов из вод Западной Сибири.

Воды: I – современных водоемов; II – апт-альб-сеноманского комплекса; III – берриас-неокомского комплекса; IV – верхнеюрского комплекса; V – ниже-среднеюрского комплекса; VI – палеозоя; 1 – насыщенные углеводороды; 2 – арены; 3 – смолы бензольные; 4 – смолы спиртобензольные; 5 – асфальтены.

В составе гетероциклических соединений АБ также происходят определенные изменения. Количество бензольных смол более или менее монотонно уменьшается в меловых отложениях (22,4 и 14,8 %) и остается относительно постоянным (9–12 %) в отложениях юры и палеозоя. Пониженной концентрацией в АБ спиртобензольных смол резко выделяются отложения верхней юры (23,6 %), в остальных комплексах их концентрация меняется мало, но она ниже, чем в водах современных водоемов. По содержанию асфальтенов в АБ изученные воды делятся на две группы. В АБ вод апта–альба–сеномана и палеозоя асфальтенов сравнительно немного (11,5 и 14,6 соответственно), в остальных горизонтах их концентрация значительно выше – 20–30 %.

Изложенный материал позволяет сделать следующие выводы.

Прежде всего можно считать твердо установленным, что в водах седиментационных бассейнов присутствует весь комплекс углеводородных и гетероциклических соединений, характерных для нефти, причем доминируют среди них смолы, особенно спиртобензольные, и углеводороды. Содержание асфальтенов также значительно.

По соотношению отдельных групп высокомолекулярных углеводородов, их групповому и индивидуальному составу существенных различий между АБ и нефтями не фиксируется. Как известно [4, 12], в Западной Сибири достаточно четко обособляются три группы нефтей: нефти типа А – алкановые парафинистые; нефти типа С – циклоалкановые и нефти типа D – циклановые. Последние практически лишены нормальных алканов. В отложениях палеозоя на юго-востоке провинции встречены нефтепроявления, которые по составу можно отнести к нефтям типа В, алкановым, малопарафинистым.

По углеводородному составу АБ в них можно найти “предшественников” нефтей типа А, В, С, но аналогов нефтей типа D среди АБ в изученных пробах нет. Имеется некоторая тенденция к увеличению концентрации цикланов в составе углеводородов АБ верхних горизонтов, однако практически нет вод, в составе которых отсутствовали бы, подобно нефтям типа D, *n*-алканы.

При некоторой тенденции к росту концентрации АБ в водах, по мере погружения отложений, которая осложняется зависимостью концентрации АБ от концентрации органического вещества в породах, четкой зональности по распределению и составу АБ в Западно-Сибирском бассейне в отличие от зональности в составе ОВ и нефтей по крайней мере в настоящий момент его геологической истории не фиксируется.

Представляет интерес оценить массу УВ и гетероциклических углеводородных компонентов, свойственных нефти, в водах такого седиментационного бассейна, как Западно-Сибирский. В работе А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова и др. [4] дана оценка объема вод, выполняющих поровое пространство пронизываемых пород в отдельных толщах осадочного чехла, а также массы метана и газов C_2 – C_5 , растворенных в этих водах. Ограничимся рассмотрением вод нижнего гидрогеологического этажа (юра, нижний мел и сеноман), перекрытого мегарегиональным верхним мел-палеогеновым флюидоупором. Примем для отложений юры и неокома содержание АБ 25 мг/л, а для отложений апта–альба–сеномана 15 мг/л. Объем вод в этих отложениях 210 и 200 тыс. км³. Тогда в них будет содержаться 8,3 млрд т высокомолекулярных УВ, смол и асфальтенов.

О распределении и концентрации в водах углеводородов бензиновых и кerosиновых фракций систематических данных нет. Известно, однако, что среднее содержание бензола в водах 0,04–0,07 мг/л, толуола – 0,40–0,50 и ксилолов – 0,30–0,40 мг/л, т. е. всего аренов бензиновых фракций в водах составляет около 1 мг/л [4]. Если принять соотношение отдельных классов УВ в водах таким же, как в нефтях и конденсатах, то УВ бензиновых фракций должны содержаться в водах в

количестве 15–20 мг/л. Примем условно, что в таком же количестве в водах установлены компоненты АБ, входящие в состав керосиновых фракций. Тогда в водах бассейна УВ бензиновых и керосиновых фракций зафиксировано порядка 15 млрд т. Можно считать вполне достоверным, что в водах нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири содержится, без учета ареалов рассеивания нефтей и газов из залежей, 20–25 млрд т нефтяных углеводородов, асфальтенов и смол. По оценке, выполненной ранее [4], в этих же водах метан составляет около 310 млрд т и углеводороды C_2-C_5 – порядка 11 млрд т. Общая масса жидких и газообразных УВ и гетероциклических соединений, свойственных нефтям, 340–350 млрд т.

Таким образом, из приведенных данных следует три важнейших следствия. В водах Западно-Сибирского бассейна в настоящий момент его геологической истории содержится огромная масса как жидких, так и особенно газообразных углеводородов. Согласно оценке на начало 1971 г., в недрах Западной Сибири содержится в залежах 46,6 трлн m^3 газа [2], т. е. почти в 10 раз меньше, чем растворено в водах.

Вторым не менее важным фактом является резкое преобладание в водах массы растворенных углеводородных газов над массой “нефти”. По весу они соотносятся как 12,5:1. Еще более разителен этот контраст, если, как это обычно делается, сопоставить объем растворенного газа с 1 т содержащихся в воде УВ, асфальтенов и смол. На одну тонну содержащейся в воде “нефти” приходится более 17 тыс. m^3 растворенных газов!

Третьим важным фактом является ничтожность массы битумоидов в водах по сравнению с массой их в породах. Общая масса последних в рассматриваемых отложениях оценивается в 4900 млрд т [4] и может быть увеличена с учетом УВ бензиновых и керосиновых фракций до 6000–6500 млрд т. Из этих данных следует, что в настоящий момент геологической истории в водах Западно-Сибирского бассейна содержится не более 0,75 % АБ от массы битумоидов в породах. Для УВ бензиновых и керосиновых фракций и углеводородных газов картина, видимо, обратная. Нам уже приходилось отмечать ранее [7], что большая часть низкокипящих жидких УВ и УВГ в силу их большей миграционной способности сразу же покидает материнские породы и поэтому остаточная их масса в породах сравнительно невелика.

АКВАБИТУМОИДЫ И НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Изложенные выше сведения по геохимии АБ в нефтегазоносных отложениях Западно-Сибирского бассейна позволяют обсудить ряд чрезвычайно важных для теории образования нефти и газа проблем.

Как известно, проблема первичной миграции нефти была одним из предлагавшихся сторонниками абиогенного синтеза нефти критериев проверки истинности органической теории ее образования. Отчетливо сознавали важность объяснения механизма первичной миграции в рамках органической теории и ее создатели. Не случайно Н.Б. Вассоевич предложил называть ее осадочно-миграционной.

Ведущие исследователи, разрабатывающие представления об абиогенном синтезе нефти, вообще считают эмиграцию битумоидов из нефтематеринских пород невозможной. Так, Н.А. Кудрявцев в монографии, изданной посмертно, писал: «Незначительная часть органического вещества может превратиться в углеводороды, и эта часть так мала, что не может покрыть поверхность глинистых частиц слоем в одну молекулу... “никакое давление не может преодолеть силы сорбции углеводородов этими частицами”» [13, с. 110]. И далее он отмечал, что “существование первичной миграции нефти в водном растворе крайне сомнительно. Это

заклучение можно было бы опровергнуть наличием существенных количеств растворенных жидких углеводородов в седиментационной воде принимаемых за нефтепроизводящие пород, взятых за пределами нефтеносных площадей. Можно, однако, не сомневаться, что такие анализы, подобно анализам газов закрытых пор, не обнаружат растворенной нефти” (с. 123).

В.Б. Порфирьев в работе, вышедшей в 1978 г., в числе допущений “логических необходимых для органической теории образований нефти, однако не подтверждаемых геологическими данными”, указывает «возможность первичной миграции углеводородов из “материнской” породы в виде водного или газового раствора» [3, с. 6].

Выполненные на природных объектах экспериментальные исследования полностью снимают эти возражения. Они показывают, что вместе с водами может мигрировать весь комплекс высокомолекулярных соединений, свойственных нефти, – углеводороды, смолы, асфальтены. Причем общая масса мигрирующей “нефти” только в один фиксируемый нами миг геологической истории огромна – 20–25 млрд т. Тем самым получает не только лабораторное, а и на природном объекте подтверждение реальности первичной миграции нефти. Отпадает одно из существенных возражений против важнейшего положения осадочно-миграционной теории образования нефти, сформулированного, якобы, “не от изучения геологических объектов, а по пути чисто химических рассуждений” [Там же].

Следует, однако, подчеркнуть, что в рамках выполненного цикла исследований аквабитумоидов не изучались формы их нахождения в водах – раствор истинный или коллоидный, эмульсии. Такое исследование требует отбора специальных глубинных проб и изучения форм нахождения битумоидов в них. В связи с этим можно говорить лишь о реальности миграции нефти с водами без уточнения, в какой именно форме протекает такая миграция.

Материалы по геохимии аквабитумоидов позволяют уточнить некоторые вопросы первостепенной важности осадочно-миграционной теории образования нефти и газа. Как известно, процесс первичной миграции битумоидов из материнских пород независимо от того, вода или газ являются агентом миграции, должен являться процессом хроматографическим. Значит, при прочих равных условиях насыщенные УВ должны эмигрировать в больших масштабах, чем ароматические, а последние в больших масштабах, чем гетероциклические соединения, особенно асфальтены. Далее, как показывали расчеты, эмиграция жидких углеводородов может происходить только при огромном преобладании массы УВГ. Отсюда ряд исследователей, в первую очередь В.А. Успенский [16], делали следующие выводы. Во-первых, он полагал, что в реальных условиях материнские породы могут покинуть и принять участие в первичной миграции лишь УВ, в первую очередь насыщенные. Во-вторых, учитывая преобладание массы эмигрировавших УВГ над жидкими углеводородами, он считал, что первоначально залежь УВ может быть только залежью конденсатного газа. Нефтяные залежи по его схеме могли формироваться в результате дегазации залежей конденсатного газа. В таких залежах “первичная нефть” должна была быть легкая, алифатическая, парафинистая. Наличие в нефтях большей части аренов, смол, асфальтенов есть результат гипергенных превращений нефтей.

При изучении геохимии органических веществ и нефтей автор пришел к выводу, что в рамках такой схемы многие закономерности размещения залежей нефти и газа и особенности их состава не получают естественное объяснение. Поэтому в работах [4, 9, 12] высказано предположение, что состав “первичной нефти” в зависимости от условий формирования залежи может варьировать в широких пределах.

Из изложенного видно, что возможностей первичной миграции УВ, смол и асфальтенов вместе с водами в природных системах значительно больше, чем это предполагалось в теории. Из пород в огромных количествах могут эмигрировать не только насыщенные УВ, но и арены, а также гетероциклические соединения, причем не только смолы, но и асфальтены. Важно при этом, чтобы в составе АБ преобладающим компонентом были смолы, причем не сравнительно простые – бензолные, а спиртобензолные. Значит, процессы первичной миграции не накладывают столь жестких ограничений на состав эмигрирующих высокомолекулярных компонентов микронепти и, стало быть, на состав “первичной нефти”, как это недавно казалось. Отсюда следует, что процессы гипергенеза, в природе, несомненно, существующие, играют, видимо, значительно меньшую роль в формировании химического состава основной массы нефтей в стратисфере, чем это вытекает из рассмотренной схемы В.А. Успенского.

Выше отмечалось, что в настоящее время в водах Западной Сибири содержится около 25 млрд т мигрирующей микронепти и около 320 млрд т УВГ. Если учесть весьма значительное число циклов элизионного водообмена, которые имели место в этом бассейне, то станет очевидно, что даже при значительном рассеивании этих углеводородов они могли обеспечить ресурсы нефти и газа в нем.

Материалы по геохимии АБ дают возможность решить однозначно ряд вопросов, но одновременно ставят новые, которые требуют решения.

Прежде чем перейти к их обсуждению, отметим одну чрезвычайно важную особенность единой целостной системы осадочные породы (содержащие ОВ) → воды → скопления нефти и газа. В этой системе роль каждого из элементов существенно различна. Осадочные породы – источник нефти и газа в бассейне, отдают их в процессе первичной миграции; в каждый данный момент в них содержатся остаточные продукты сложного процесса превращений ОВ, сопровождающегося новообразованием битумоидов и УВГ и эмиграцией части этих продуктов. Залежи нефти и газа содержат часть эмигрировавших продуктов. Масса нефти и газа в залежах и их состав определяются интенсивностью генерации УВ, условиями их аккумуляции и рассеивания из уже образовавшихся залежей. Таким образом, состав и масса битумоидов и УВГ в породах, состав и масса нефти и УВГ в залежах – это кумулятивный результат длительного действия большого числа часто противоположно направленных процессов. Совершенно иным элементом этой системы являются выполняющие поровое пространство пород воды. Это, так сказать, транзитная система. Если по составу осадочных пород или нефтей можно расшифровать (что часто и безуспешно делается) историю нефтегазообразования в бассейне, то по особенностями транзитной системы, какой являются воды, можно только установить ее особенности в данной конкретной геологической обстановке.

Это отступление сделано для того, чтобы подчеркнуть, что при анализе массы и состава АБ в водах Западно-Сибирского мегабассейна необходимо учитывать следующее: эти его параметры характерны для настоящего геологического момента и могли быть, и наверняка были иными, в прошлые геологические эпохи [8].

Вернемся теперь к обсуждению конкретных результатов исследований. Из приведенных выше данных видно резкое преобладание в составе мигрирующих с водой “нефти” и УВГ газообразных компонентов. Однако реально наблюдаемое в настоящий геологический момент соотношение жидких и газообразных углеводородов в водах значительно больше ($17 \text{ тыс. м}^3/\text{т}$), чем согласно теоретическим расчетам. Так, например, для отложений неокома за всю историю нефтегазообразования кумулятивно эта величина равна $2,7 \text{ тыс. м}^3/\text{т}$ [17], т. е. в 6 раз меньше. Необходимо расшифровать, какие процессы привели к такой разнице.

Другой вопрос, который требует объяснения, – это отсутствие явно выраженной зональности в концентрациях и составе битумоидов. Судя по ныне фиксируемому их распределению, первичная миграция осуществляется во всех зонах катагенеза. Значит, во всех зонах катагенеза и без существенной дифференциации в масштабах должно осуществляться формирование месторождений нефти. Все, что известно из геохимии рассеянного органического вещества, противоречит этому выводу. Можно предположить, что ныне фиксируемая картина распределения АБ специфична, что она отвечает моменту воздымания Западно-Сибирской равнины, когда генерация углеводородов прекратилась, фиксируемое распределение АБ есть результат выравнивания их концентраций за счет вертикальной миграции и разгрузки вод. Так ли это? Вопрос требует дальнейшего уточнения.

Из данных о составе АБ нет ясности, как формируются нефти типа D. Автор в ряде работ развил идею, что нефти типа D образуются до погружения осадочных пород в главную зону нефтеобразования [9, 12]. Тогда среди АБ должны быть аналоги таких нефтей. В рамках проведенного исследования таких аналогов не найдено. Если формирование нефтей типа D не будет объяснено процессами, рассмотренными выше, то придется признать, что они также являются продуктом главной зоны нефтеобразования, а их существенно циклановый состав обусловлен биодеградацией или, что не менее вероятно, изомеризацией существенно более метановых нефтей [14, 15].

В настоящей работе не рассматриваются возможные механизмы выделения АБ и УВГ в свободную фазу, их аккумуляции в ловушки и дифференциального улавливания при этом. Все эти вопросы ждут своего решения.

В истории теории осадочно-миграционного образования нефти не раз бывало, что в ней возникали, казалось, непреодолимые противоречия. Проходило время и, преодолевая эти противоречия, она становилась более стройной и доказательной. Рассмотренные выше нерешенные вопросы не принадлежат к числу таких, которые ставят под сомнение всю теорию. Однако ясно, что их разрешение будет способствовать дальнейшему ее прогрессу.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
2. *Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник / Под ред. В.Г. Васильева, И.П. Жабрева.* М.: Недра, 1975. 527 с.
3. *Порфирьев В.Б., Ключко В.П., Краюшкин В.А. и др.* Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины. Киев: Наук. думка, 1977. 151 с.
4. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. *Губкин И.М.* Учение о нефти. 3-е изд. М.: Наука, 1975. 443 с.
6. *Данилова В.П., Конторович А.Э.* Рациональный комплекс методов анализа водоразтворенного органического вещества // Рассеянное органическое вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. С. 108–119.
7. *Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Под ред. А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, Ф.Г. Гурари.* М.: Недра, 1972. 312 с.
8. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Басков Е.А.* Палеогеогеология. М.: Недра, 1969. 151 с.
9. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
10. *Конторович А.Э., Данилова В.П., Фомичев А.С.* Геохимия битумоидов в подземных водах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Новосибирск: Изд. СНИИГГиМСа, 1976. С. 5–25.

11. Конторович А.Э., Данилова В.П., Фомичев А.С. Геохимия высокомолекулярных компонентов битумоидов в подземных водах нефтегазоносных бассейнов // VIII Международный конгресс по органической геохимии: Тез. докл. Т. 2. М., 1977. С. 115–117.
12. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 3–13.
13. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 214 с.
14. Куклинский А.Я., Пушкина Р.А. Катализ как один из основных факторов преобразования нефтей в природе // Молекулярная структура углеводородов и гетероатомных соединений нефти и седиментитов: Материалы совещ. М.: Изд-во МГУ, 1978.
15. Соболева Е.В., Забродина Е.В. Особенности распределения алканов и цикланов нефтей Новопортовского месторождения // Молекулярная структура углеводородов и гетероатомных соединений нефти и седиментитов: Материалы совещ. М.: Изд-во МГУ, 1978.
16. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
17. Физико-химические особенности и гидрогеологические факторы миграции природных растворов (в связи с изучением нефтегазоносных бассейнов) / Л.А. Польстер, Ю.А. Висковский, А.Н. Гусева и др. Л.: Недра, 1967. 172 с.



ГЕНЕРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ¹

Нефтегазообразование в свете новейших данных рисуется как весьма длительный, многоступенчатый процесс, органически связанный с литогенезом в бассейнах, испытавших значительное опускание.

Н.Б. Вассоевич

Одним из наиболее значительных результатов теории образований нефти и газа является вывод о том, что процессы нефтегазообразования четко локализованы в земной коре и что главной их ареной является зона катагенеза стратисферы, причем в пределах этой зоны они также идут неравномерно [3, 9, 11, 18]. Количество и характер образующихся в ходе катагенетических превращений органического вещества (ОВ) углеводородных продуктов и, как следствие, запасы, фазовое состояние и состав формирующихся скоплений углеводородов (УВ) в значительной степени предопределяются палеогеографическими условиями накопления и характером диагенетических превращений ОВ.

В советской геологической литературе принято, как известно, выделять два основных генетических типа ОВ – “сапропелевое”, генетически связанное с планктоном и бентосом океанических, морских и пресноводных водоемов, и “гумусовое”, генетически связанное с высшей наземной растительностью. Неоднократно отмечалось, что эти термины неудачны и потому не получили признания в мировой литературе [4]. В связи с этим было предложено называть первый из этих типов ОВ “аквагенное”, или “водородное” (сравни – гидробионты), а второй – “террагенное”, или “аэрогенное” (сравни – “аэробиионты”) [12]. Этими терминами мы и пользуемся ниже.

Палеоландшафты, в которых происходило формирование осадков, контролировали исходный тип ОВ и его концентрацию в них [9, 19].

В морских эпиконтинентальных бассейнах обычно накапливается преимущественно аквагенное ОВ. Концентрации его варьируют от десятых, иногда (особенно в условиях карбонатного и эвапоритового осадконакопления) сотых долей процента до первых процентов, а в условиях некомпенсированного накопления осадков и до 15–20 %. Максимальные концентрации ОВ в таких бассейнах приурочены, как правило, к центральным, относительно глубоководным их частям. Накопление аквагенного ОВ в таких палеоландшафтах происходило с момента зарождения жизни на Земле, в рифее, венде и в течение всего фанерозоя. Ископаемые осадки таких морских бассейнов хорошо изучены на примере отложений ленского и амгинского веков кембрия на Сибирской платформе, отложений нижнефранского времени (доманиковский горизонт) на Восточно-Европейской

¹ См.: Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. С. 139–161. Соавт.: Э.Э. Фогтади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растегин.

платформе, отложений поздней юры, берриасского и валанжинского веков на Западно-Сибирской плите [8, 9, 19]. В них преобладает планктоногенное ОВ.

Начиная с карбона, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел крупный качественный скачок в закономерностях накопления органического вещества в осадках. В континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах гумидных зон в осадках накапливалось преимущественно террагенное ОВ, обязанное своим происхождением высшей наземной растительности. В таких бассейнах седиментации, в зонах, приближенных к областям питания, при благоприятном тектоническом режиме формировались мощные торфяники. Как следствие, в составе фоссилизированного ОВ периферических континентальных бассейнов седиментации гумидных зон значительную, а часто доминирующую роль играет концентрированное ОВ. От периферии к центральным частям бассейнов роль концентрированного ОВ в толщах подобного генезиса резко уменьшается, одновременно возрастает от 0,5–1,0 до 5–7 % концентрация рассеянного ОВ. В отложениях таких фаций значительную роль часто играет аквагенное ОВ озерного генезиса. Примерами ископаемых осадков таких континентальных бассейнов седиментации являются угленосные отложения карбона Восточно-Европейской платформы, позднего карбона и перми Сибирской платформы, нижней и средней юры Западно-Сибирской и Туранской плит, аптского, альбского и сеноманского веков мелового периода на Западно-Сибирской плите.

В условиях аридного и семиаридного литогенеза в континентальных бассейнах седиментации захоронялись ничтожные количества ОВ, поэтому сколько-нибудь значительной роли в процессах нефтегазообразования подобные ископаемые осадки не играют.

В тесной связи с составом исходного ОВ в осадочных толщах находится их преимущественная нефте- или газоносность. В морских осадочных толщах с аквагенным ОВ или в непосредственно их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти, а в континентальных угленосных толщах – скопления газа [9, 11]. В обобщенном виде эта зависимость показана на рис. 1. Существует также достаточно четкая корреляционная связь между абсолютной массой ОВ в осадочных толщах и запасами нефти и газа в них [9].

Таким образом, “выход” в конце силура и в девоне растительности на сушу и исключительно бурное ее развитие, начиная с карбона, обусловили качественный скачок в эволюции процессов нефтегазообразования. Во-первых, резко расширился спектр фаций, благоприятных для нефтегазообразования, а значит, при прочих равных условиях и площадь распространения, и объем нефтегазопроизводящих пород. Во-вторых, значительно увеличивалась масса ОВ, участвующего в процессах нефтегазообразования. Так, на Сибирской платформе в отложениях нижнего и среднего палеозоя (объем этих пород 6,8 млн км³) первоначально было захоронено $80 \cdot 10^{12}$ т ОВ, а в угленосных отложениях верхнего палеозоя (объем 1,5 млн км³) – $120 \cdot 10^{12}$ т ОВ. Аналогичная картина наблюдается и на других древних платформах. В-третьих, впервые источником углеводородов в осадках и осадочных породах стало качественно новое по типу ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью.

Важную роль в формировании химической структуры фоссилизированного ОВ играет диагенетическая стадия его истории. Она же в определенной мере контролирует концентрацию ОВ в осадках к началу катагенеза. Известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных [18]. Долгое время считалось, что из углеводородных газов (УВГ) в диагенезе образуется только метан. Исследования В.В. Вебера, Л.М. Зорькина, С.П. Левшуновой, Л.В. Чертковой показали, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и УВГ C₂–C₅

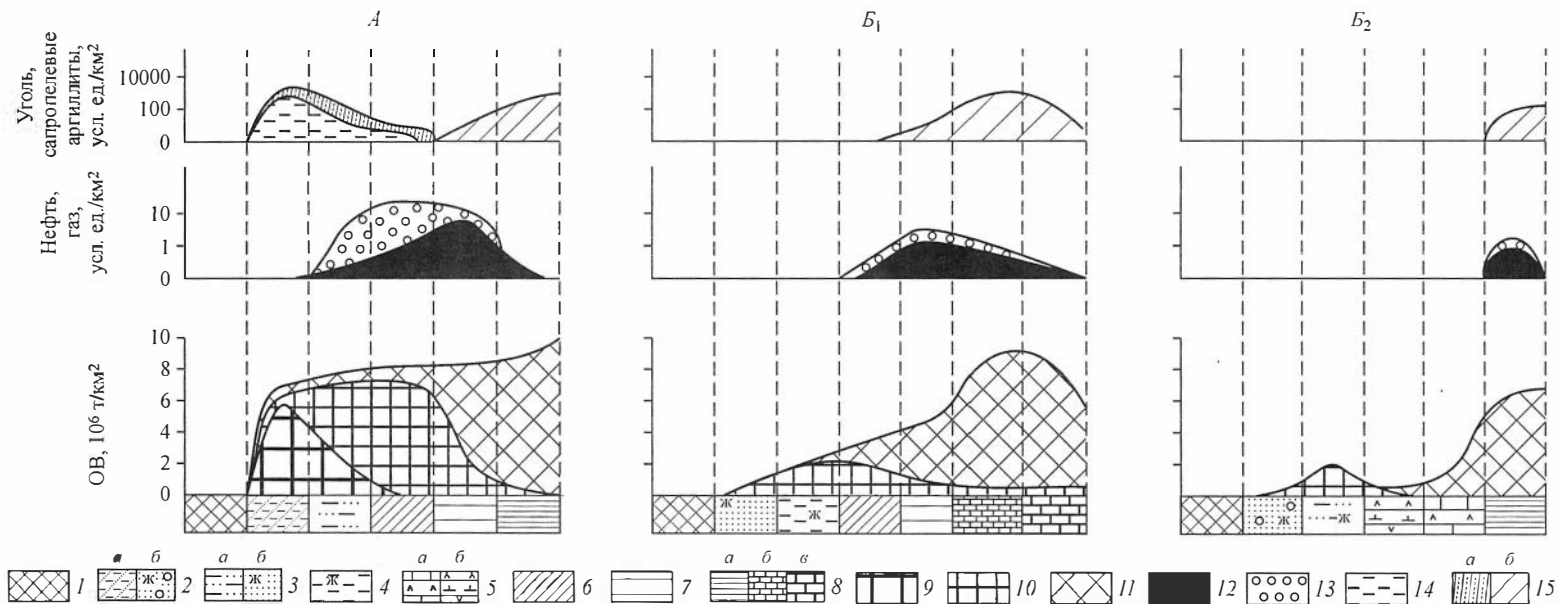


Рис. 1. Закономерности накопления горючих полезных ископаемых в гумидной и аридной зонах платформ (принципиальная схема, по А.Э. Конторовичу и И.Д. Поляковой [9]).

Литогенез: А – гумидный, B_1 и B_2 – 1-й и 2-й варианты аридного. Палеогеографические зоны: 1 – зона денудации; 2 – зона предгорья: а – с аллювиальными и болотными сероцветными отложениями и б – с конусом выноса красноцветных делювиально-пролювиальных отложений; 3 – низменные аккумулятивные равнины: а – с сероцветными озерно-аллювиальными и озерно-болотными отложениями и б – с красноцветными аллювиальными отложениями; 4 – лагуны пресноводные с пестроцветными отложениями; 5 – лагуны засоленные: а – с карбонатно-галогенными и б – с галогенными отложениями; 6 – прибрежные надводные равнины, периодически заливавшиеся морем, с сероцветными терригенными отложениями; 7 – прибрежные подводные равнины эпиконтинентального морского бассейна нормальной солёности с терригенными отложениями; 8 – подводные равнины открытой относительно глубоководной части эпиконтинентального морского бассейна нормальной солёности: а – с терригенными, б – с терригенно-карбонатными и в – с карбонатными отложениями. Органическое вещество: 9 – гумусовое концентрированное, 10 – гумусовое рассеянное, 11 – сапропелевое. Горючие полезные ископаемые: 12 – нефть, 13 – газ, 14 – уголь, 15 – сапропелевые и сапропелитовые аргиллиты: а – пресноводные, б – морские.

как нормальные, так и изостроения. При этом интенсивность новообразования УВГ C_2-C_3 тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов на долю насыщенных УВГ C_2-C_3 приходится 13–15 %.

Изучение диагенетических превращений ОВ современных и ископаемых осадков позволило выяснить основные закономерности превращений их битуминозных компонентов [9, 11]. Эти исследования показали, что в составе УВ в осадках преобладают насыщенные УВ, причем доля их тем больше, чем менее восстановительной является среда. Среди насыщенных УВ на долю алканов приходится 30–40 %. В составе последних преобладают высокомолекулярные *n*-алканы с нечетным числом атомов углерода в цепи. Фракция изо-циклоалифатических УВ представлена в основном цикланами, преимущественно конденсированными, хотя моноциклические цикланы в ней также присутствуют в значительных концентрациях. Среди изоалифатических УВ значительную роль играют изопреноидные, в первую очередь фитан и пристан. В осадках с окислительной средой диагенеза отсутствуют хлорофилл и его производные, они сохраняются лишь в восстановительной среде.

Близкие закономерности устанавливаются и при изучении слабо измененных катагенезом ископаемых морских осадков. При характеристике диагенетических превращений в них удобно пользоваться показателем диагенетической превращенности ОВ ($a_{дп}$). Он равен отношению количества ОВ, израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его количеству в осадках в начале этого этапа [9]. В ископаемых осадках с ростом $a_{дп}$ увеличивается доля насыщенных УВ в углеводородной фракции, а концентрация УВ в ОВ, концентрация би- и трициклических аренов в нафтеново-ароматической фракции, величина отношения смол к асфальтенам максимальны при $a_{дп} = 0,2-0,4$ и уменьшаются при более высоких и более низких его значениях. В ОВ, накапливаемом в окислительных и нейтральных условиях, порфирины практически отсутствуют. Сходным образом меняется и элементный состав ОВ. В конце протокатагенеза и в самом начале мезо-катагенеза минимальные концентрации в ОВ углерода и максимальные – водорода наблюдаются при $a_{дп} = 0,3-0,5$.

Эти закономерности объясняются избирательным окислением наименее стойких компонентов ОВ и его битуминозной фракции при низких уровнях диагенетических превращений, а при $a_{дп} > 0,4-0,5$ – окислением и полимеризацией всех компонентов ОВ, в том числе конденсированных аренов и смол, при общем снижении концентрации битумоидов и конденсации, ароматизации всех структур ОВ.

К концу стадии протокатагенеза ОВ еще сохраняет все основные свои черты, сложившиеся в диагенезе [11]. Так, в битуминозных компонентах ОВ в составе УВ преобладают насыщенные. В последних среди *n*-алканов доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода в цепи, мало изоалканов, а среди цикланов преобладают конденсированные структуры. При этом конденсированность цикланов террагенного ОВ выше, чем аквагенного. В составе УВ как в диагенезе, так и в начале протокатагенеза отсутствуют УВ бензиновых и керосиновых фракций.

До недавнего времени считалось, что УВГ, образующиеся на стадии диагенеза, диффундируют из осадков в придонную воду и рассеиваются, а формирование скоплений как нефти, так и газа связано только со стадией катагенеза [18]. Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что из образующихся на стадии диагенеза УВГ могут формироваться скопления, вероятно, даже крупные.

Главный тип залежей газов биохимического происхождения – это, видимо, залежи кристаллогидратов, которые могут образовать метан и другие углеводородные газы, углекислый газ, сероводород в глубоководных и пресноводных во-

доемах в зонах, где температура на дне ниже 4–5 °С, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность консервации углеводородных газов в глубоководных осадках была теоретически обоснована Ю.Ф. Макогоном, А.А. Трофимуком, В.П. Царевым, Н.В. Черским [6] и позднее подтверждена экспериментально. При последующем погружении таких гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидраты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ будет или аккумулироваться на путях миграции в ловушках, или образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, или рассеиваться. Это позволяет выделить диагенетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана [14].

Дальнейшее превращение ОВ претерпевает на стадии катагенеза. Главными факторами этого превращения являются температура и давление. Важно подчеркнуть, что вмещающая ОВ порода играет роль катализатора этих процессов, поэтому динамика процессов катагенеза и состав образующихся продуктов в определенной мере зависят от состава вмещающих пород. Катагенетические превращения самих осадочных пород имеют очень важное значение и в превращении ОВ.

Не менее существенной чертой катагенеза являются громадные масштабы миграции вещества, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ. В этом смысле первичная миграция УВ и других продуктов катагенетических превращений ОВ (CO_2 , H_2S , NH_3 и др.) – обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа – неизбежный при благоприятных геологических условиях результат этого процесса.

Состав битумоидов на разных подстадиях, этапах и подэтапах катагенеза контролируется двумя противоположно направленными процессами [7]. Первый – новообразование и превращение битумоидов. В протокатагенезе, раннем и среднем мезокатагенезе он ведет к увеличению роли битумоидов в составе ОВ, их алифатизации, уменьшению в них роли цикланов и аренов, особенно конденсированных, постепенному приближению битумоидов по углеводородному составу к нефти. Последнее особенно четко выражается в постепенном выравнивании концентрации *n*-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи, в новообразовании углеводородов бензиновых и керосиновых фракций. Интенсивность катагенетических превращений ОВ зависит от литологии вмещающих пород. Так, в одной и той же толще при близкой концентрации аквагенного ОВ в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы оно содержит 78 % углерода, а в терригенных – 81 % при максимальной глубине погружения 3000 м, 82 и 84 % соответственно при максимальной глубине погружения 4000 м. Второй процесс – эмиграция битумоидов из материнских пород – имеет хроматографический характер. Она ведет к уменьшению их концентрации в ОВ, возрастанию в них роли малоподвижных гетероциклических соединений, а в углеводородной фракции – высококипящих УВ по отношению к низкокипящим, нафтеново-ароматических углеводородов по отношению к метаново-нафтеновым [17].

Существенное влияние на характер эмиграции битумоидов оказывают формы первичной миграции, литология материнских пород и температура. Расчеты показывают, что основной формой первичной миграции битумоидов и углеводородных газов в природе являются истинные и коллоидные растворы, а также эмульсии [7, 22 и др.]. Лишь в толщах, уникально обогащенных ОВ, наряду с этим может происходить и миграция выделяющейся в свободную фазу газоконденсатной системы.

При относительно низких температурах *n*-алканы обладают низкой миграционной способностью, что может привести к относительному обогащению ими остаточных битумоидов. В этих случаях миграция битумоидов способствует увеличению циклических УВ во фракции изо-циклоалканов и аренов, но может не привести к обогащению циклическими соединениями всей фракции УВ в целом.

Новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза, в течение мезокатагенеза скорость этого процесса непрерывно и быстро растет, достигает максимума на подэтапе МК², сохраняется в течение большей части среднего мезокатагенеза и затем падает. Показательно, что этап интенсивного новообразования битумоидов сопровождается перестройкой всей структуры ОВ [9].

В течение большей части мезокатагенеза новообразование битумоидов преобладает над их эмиграцией. Однако в конце мезокатагенеза и в начале среднего мезокатагенеза наблюдается обратный процесс [7, 8], что сопровождается снижением битумоидного коэффициента и другими изменениями в составе битумов. Чрезвычайно важно, что именно в этой части зоны катагенеза в близком интервале температур и давлений одновременно в одном направлении действуют три группы факторов: 1) достигает максимума скорость новообразования всего комплекса углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных нефти; 2) совершается глубокая перестройка, разрыхление структуры ОВ, что ослабляет связь битуминозных компонентов с керогеном; 3) происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных, возрожденных вод, что создает условия для массовой эмиграции новообразующихся битумоидов с возрожденными водами; этому способствует снижение сорбционной емкости пород, сопровождающее гидрослюдизацию.

В соответствии с интенсивностью процесса в едином цикле нефтеобразования в осадочной толще принято выделять: фазу созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования, главную фазу нефтеобразования, фазу затухания нефтеобразования и фазу существования нефтепроизводивших отложений. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз и носящие такие же названия [11]. В каждую из этих фаз состав образующихся и эмигрирующих битумоидов весьма специфичен [9].

В главную фазу нефтеобразования (ГФН) формируются нефти, состав которых наиболее полно наследует фрагменты химической структуры липидов исходного аквагенного и террагенного ОВ. В фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования первичная миграция битумоидов настолько затруднена, что состав возникающих в небольших количествах нефтей определяется в основном миграционной способностью отдельных фракций битумоидов в этой зоне, а не их составом. В фазу затухания нефтеобразования катагенетические преобразования ОВ приводят к тому, что связь формирующихся и эмигрирующих жидких УВ с исходным ОВ проявляется также очень слабо [8].

Процесс катагенетического газообразования в осадочных толщах делится на верхнюю (ПК–МК¹) и глубинную (МК³–АК¹) фазы интенсивного газообразования. Верхней отвечают первые две зоны нефтеобразования, глубинной – зона затухания нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводивших отложений.

Состав возникающих в каждой из этих зон газов существенно различен. В первой доминирует углекислый газ. Углеводородная составляющая газов практически полностью представлена метаном. В глубинной зоне интенсивного газообразования сначала образуется жирный углеводородный газ с высоким содержанием конденсата. Состав конденсата, по-видимому, непостоянен. В позднем мезокатагенезе в конденсатах, формирующихся в толщах с аквагенным ОВ, могут доминировать, как и в новообразующихся битумоидах, изо- и циклоалканы. В угленосных толщах в конденсатах возрастает роль аренов. В апокатагенезе газ должен становиться сухим, конденсатность его снижается, а сам конденсат становится более метановым. Генерацией в глубинной зоне интенсивного газообразо-

вания (ГЗГ) объясняется, вероятнее всего, специфический состав газов и конденсатов в валанжин-готеривских отложениях Западно-Сибирской плиты. В этих конденсатах преобладают изоалканы, часто сильно разветвленные, и циклоалканы.

Известно, что в глубинном мезокатагенезе и апокатагенезе аквагенное ОВ очень быстро теряет водород. Это позволяет считать, что оно на этом этапе генерирует значительно большие массы газообразных и низкокипящих жидких УВ, чем террагенное ОВ.

Рассмотренная вертикальная зональность процессов нефтегазообразования ранее описывалась А.М. Акрамходжаевым, Н.Б. Вассоевичем, В.С. Вышемирским, И.В. Высоцким, А.Э. Конторовичем, А.А. Трофимуком [1–3, 5, 8, 10 и др.]. Большая роль газообразования в прото- и раннем мезокатагенезе обосновывалась в работах В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Строганова [20], в позднем мезо- и апокатагенезе – в работах В.А. Соколова [18], С.Г. Неручева [16], Б. Тиссо и Р. Пеле [21].

Между интенсивностью генерации УВ на разных этапах катагенеза и размещением залежей нефти и газа в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеется однозначная и весьма четкая связь. Первые две колонки (рис. 2) характеризуют интенсивность генерации жидких и газообразных УВ и ОВ в зоне катагенеза. В третьей и четвертой колонках приведены обобщенные по материалам советских и зарубежных исследователей данные о распределении мировых разведанных запасов нефти и газа. На рис. 2 отчетливо видно, что в полном соответствии с интенсивностью нефте- и газообразования по статистическим данным выделяются главная зона нефтенакопления, отвечающая начальному мезокатагенезу, и две зоны интенсивного газонакопления. Первая соответствует нижней части зоны протокатагенеза в верхней части подэтапа МК₁ – раннего мезокатагенеза, вторая – нижней части зоны раннего мезокатагенеза и среднему мезокатагенезу. Есть основания считать, что действительный максимум этой зоны интенсивного газообразования находится глубже, в конце зоны среднего и начале зоны глубинного мезокатагенеза.

Еще более четко наличие двух зон преимущественного газонакопления видно на том же рисунке (пятая колонка), где показано распределение ресурсов нефти и газа (в % от их суммы). Возрастание доли ресурсов нефти на глубинах менее 500–600 м связано с неблагоприятными условиями для сохранения газа в этой части разрезов нефтегазоносных бассейнов.

В последние годы разработаны и прошли проверку на многих нефтегазоносных бассейнах (НГБ) методы оценки массы эмигрировавших из материнских толщ УВГ и битумоидов. Эти методы и опыт их применения подробно описаны в ряде работ [7, 9, 16, 17] и поэтому здесь не рассматриваются. Отметим лишь, что масса битумоидов и УВГ, генерируемых некоторым геологическим телом, сложенным осадочными породами, и эмигрирующих из него, на каждом конкретном этапе и за всю геологическую его историю определяется массой пород, типом и концентрацией в них ОВ, битумоидов, степенью катагенетической преобразованности ОВ и т. д. [9, 12]. Очень важное значение имеет также строение нефтематеринской толщи, в частности соотношение в ней песчано-алевритовых и глинистых пород, мощность пластов глин и т. д. [17].

Выше, касаясь катагенеза, мы рассматривали в известной мере идеализированную схему нефтегазообразования в монотонно погружающейся и переживающей последовательно все стадии литогенеза осадочной толще. Реальное распределение ресурсов нефти и газа в стратифере носит более сложный характер. Это объясняется неодинаковым изначально нефтегазопроизводящим потенциалом отдельных толщ, а также особенностями распределения пород-коллекторов и пород-экранов.

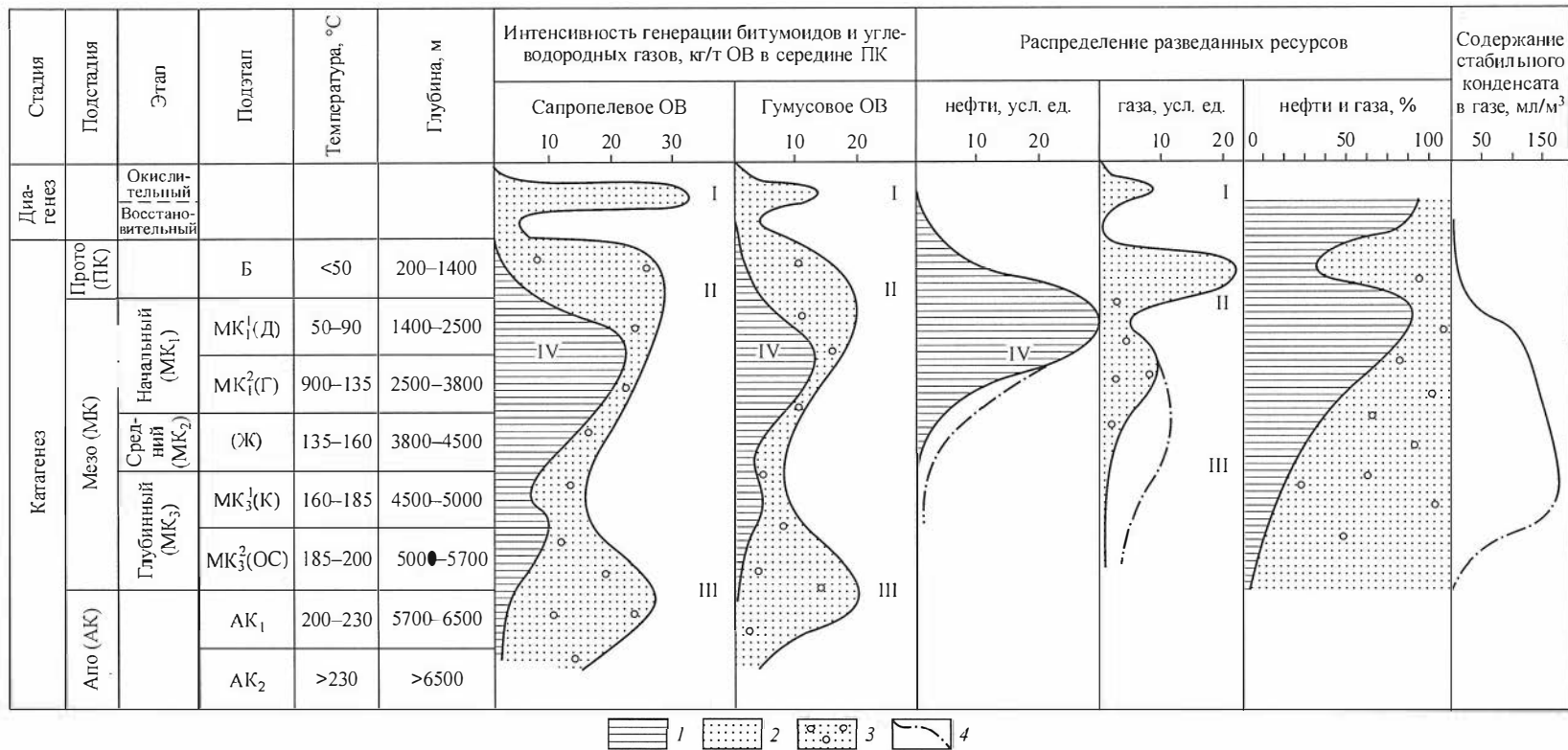


Рис. 2. Интенсивность генерации нефти и газа и распределение их ресурсов в стратифере (по А.Э. Конторовичу, А.А. Трофимуку с использованием материалов А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича, В.С. Вышемирского и др. [9]):

1 – нефть и битумоиды, 2, 3 – углеводородные газы: 2 – CH_4 ; 3 – C_2H_6 – C_3H_{12} ; 4 – предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубины 1–3 км. I – диагенетическая зона интенсивного газообразования и зона накопления гидратов газов; II – верхняя зона интенсивного газообразования и газонакопления; III – глубинная зона интенсивного газообразования и газонакопления; IV – главная зона нефтеобразования.

Распределение ресурсов нефти и газа в отложениях различных отделов и систем фанерозоя имеет крайне неравномерный характер. Максимальные ресурсы нефти и газа в стратифере, как показали С.П. Максимов, Н.Я. Кунин и Н.М. Сардонников [13], сосредоточены в отложениях кембрия–ордовика, среднего девона–перми, верхней юры–мела, плиоцена–миоцена; эта закономерность фиксируется в целом по земному шару.

В пределах отдельных НГБ ресурсы нефти и газа также распределены неравномерно. Так, например, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне основная масса нефти и газа сосредоточена в отложениях келловейского и оксфордского ярусов верхней юры, конца валанжинского–начала барремского ярусов и конца барремского–начала аптского ярусов нижнего мела, сеноманского яруса верхнего мела.

Такая неравномерность распределения нефти и газа в стратифере связана с эволюцией и периодичностью осадконакопления в позднем докембрии и фанерозое. В связи с этим выделяется ряд эпох – трансгрессивных и регрессивных, тектонически активных и тектонически вялых, по-разному и не строго синхронно проявившихся в различных седиментационных бассейнах (СБ). Кроме того, в каждом СБ на эту периодичность осадконакопления планетарного масштаба наложилась периодичность более низкого порядка. Эти процессы контролировали литологическое выполнение осадочных бассейнов, тип, содержание и абсолютные массы ОВ в осадочных толщах, распределение нефтегазоносных комплексов и их экранов и значительно предопределили масштабы нефтеобразования и закономерности размещения запасов нефти и газа в СБ.

В рамках теории литогенеза закономерность размещения залежей и запасов нефти и газа – результат суперпозиции процессов, контролируемых в конечном счете периодичностью осадконакопления в отдельных СБ и стратифере в целом, и истории нефтегазообразования в СБ и слагающих их толщах [11].

Необходимость введения понятия о СБ логически вытекает из теории органического происхождения нефти и УВГ. Это понятие удивительно гармонирует с названной теорией, позволяет перенести идеализированные и в известной мере абстрактные схемы на реальные геологические структуры и образующие их геологические тела, рассмотреть развитие во времени процессов нефтегазообразования в земной коре.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество – основной источник нефти и газа (в свете новых лабораторно-экспериментальных данных). Ташкент: ФАН, 1973. 203 с.
2. *Бека К., Высоцкий И.* Геология нефти и газа. М.: Недра, 1976. 592 с.
3. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
4. *Вассоевич Н.Б.* О некоторых терминах, связанных с изучением органического вещества осадков и осадочных горных пород // Органическое вещество современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1971. С. 218–238.
5. *Вассоевич Н.Б.* Происхождение нефти // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1975. № 5. С. 3–23.
6. *Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов / Ю.Ф. Макогон, А.А. Трофимук, В.П. Царев, Н.В. Черский // Геология и геофизика. 1973. № 4. С. 3–6.*
7. *Вьешмирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с. (Тр. / ИГиГ СО АН СССР; Вып. 143).
8. *Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др.* М.: Недра, 1975. 679 с.

9. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
10. *Конторович А.Э., Растегин А.А.* Прогноз фазового состояния углеводородов в залежах // Применение математических методов и ЭВМ при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Новосибирск, 1976. С. 27–38. (Тр. / СНИИГиМС; Вып. 220).
11. *Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
12. *Конторович А.Э.* Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., 1978. С. 189–204.
13. *Максимов С.П., Кушин Н.Я., Сардоников Н.М.* Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция // Геология нефти и газа. 1974. № 8. С. 30–38.
14. *Метан / Ф.А. Алексеев, Г.И. Войтов, В.С. Лебедев, З.Н. Несмелова.* М.: Недра, 1978. 312 с.
15. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
16. *Неручев С.Г., Розокина Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973. № 10. С. 14–16.
17. *Нефтепроизводящие* толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская и др. Л.: Недра, 1967. 223 с.
18. *Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. 460 с.
19. *Страхов Н.М.* Основы теории литогенеза. В 3-х т. М.: Изд-во АН СССР, 1960–1962. Т. 1. 1960. 212 с.; Т. 2. 1960. 576 с.; Т. 3. 1962. 460 с.
20. *Строганов В.П.* О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефте- и газоносности // Сов. геология. 1973. № 9. С. 65–75.
21. *Тиссо Б., Пеле Р.* Новые данные о механизме генезиса и миграции нефти, математическое моделирование и его применение при разведке // Последние достижения в понимании происхождения, миграции и аккумуляции нефти и газа и соответствующие методы оценки перспектив нефтегазоносности. М.: Внешторгиздат, 1971. С. 75–97.
22. *Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Конторович А.Э.* Формы первичной миграции нефти // VIII Междунар. конгресс по органической геохимии: Тез. докл. Т. 1. М., 1977. С. 151–152.



ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ¹

Теория образования нефти и газа является фундаментальной научной основой для количественной оценки перспектив нефтегазоносности и планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Интерес к проблеме образования нефти и газа возник давно и с самого начала достаточно четко обособились две теоретические концепции. Согласно первой из них, источником нефти и газа в земной коре является рассеянное в осадочных породах фоссилизированное органическое вещество (ОВ). По гипотезам второй группы, нефть и газ образуются в мантии и глубинных горизонтах земной коры посредством abiогенного химического синтеза. Впервые одна из таких гипотез была четко сформулирована Д.И. Менделеевым.

В настоящее время большинством специалистов признана так называемая органическая теория образования нефти и газа. В дореволюционный период в России ее развитию более всего способствовали работы Н.И. Андрусова и Г.П. Михайловского. Дальнейшая углубленная разработка теории связана с именами А.Д. Архангельского, В.И. Вернадского, И.М. Губкина, Н.Д. Зелинского. В 50–70-е годы прогрессу в этой области способствовали труды А.М. Акрамходжаева, А.А. Бакирова, О.И. Брода, Н.Б. Вассоевича, В.В. Вебера, В.С. Вышемирского, Н.А. Еременко, А.Ф. Добрянского, А.А. Карцева, С.П. Максимова, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, Ал.А. Петрова, О.А. Радченко, В.А. Соколова, А.А. Трофимука, В.А. Успенского и др. В течение этого тридцатилетия бесспорным лидером в разработке теории нефтегазообразования в отечественной и мировой науке был Н.Б. Вассоевич.

За рубежом в начале XX века наибольший вклад в теорию образования нефти и газа внесли Г. Гёффер, Г. Потонье, К. Энглер и несколько позже П. Траск. В последние десятилетия в области органической геохимии и теории образования нефти и газа плодотворно трудились в США – Ф. Ван-Тейл, Э. Дегенс, У. Маншайн, А. Леворсен, Дж. Смит, Ф. Смит, Дж. Хант, Х. Хедберг, А. Эванс и др., во Франции – М. Бестужева, М. Луи, Б. Тиссо, Р. Пеле и др., в ГДР – Р. Майнхольд, П. Мюллер, в Италии – П. Коломбо, в Польше – П. Глогочевски, в ФРГ – М. Тайхмюллер, Д. Вельте и др.

В СССР в начале 1950-х годов ряд ученых (Н.А. Кудрявцев, П.Н. Крапоткин, В.Б. Порфирьев, И.В. Гринберг, Г.Н. Доленко, В.Ф. Линецкий и др.) предприняли попытку объяснить закономерности размещения нефти и газа в земной коре с позиций гипотезы abiогенного синтеза нефти. Эти исследователи внесли определенный вклад в познание закономерностей размещения месторождений нефти и газа в земной коре. Однако гипотеза abiогенного синтеза нефти оказалась неспособной объяснить особенности состава нефтей в природе и закономерности размещения скоплений нефти и газа, и в настоящее время она разделяется очень небольшим кругом специалистов и по этой причине ниже не рассматривается.

¹ См.: Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984. С. 451–469.

Последние десятилетия характеризовались широким распространением представлений об органическом происхождении нефти и газа. В ходе разработки этой теории стало ясно, что нефтегазообразование является неизбежным результатом прогрессивно развивающегося процесса литогенеза. Понятие “литогенез”, а также используемые далее понятия “диагенез” и “катагенез” принимаются в соответствии с определениями, данными в БСЭ (4-е изд.). Подчеркивая генетическую связь нефти и углеводородных газов с рассеянным в осадочных породах ОВ и огромную роль в формировании скоплений нефти и углеводородных газов процессов миграции, Н.Б. Вассоевич предложил называть органическую теорию образования нефти и газа *осадочно-миграционной*. Этот термин получает все большее распространение.

§ 1. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ И ЖИВОГО ВЕЩЕСТВА

Химический состав нефти по набору элементов резко отличается от химического состава земной коры (см. таблицу). Наиболее распространенным элементом земной коры является кислород, а нефти – водород. Кроме того, в нефти содержатся углерод, кислород, азот и сера, присутствуют также и другие элементы, в частности, такие металлы, как ванадий, никель, железо и другие, но их концентрация в нефти значительно меньше, чем в земной коре. Отличаясь принципиально по элементному составу от земной коры, нефть очень близка по составу к живому веществу, особенно его липидной фракции (см. таблицу). Именно это обстоятельство явилось первым аргументом в пользу образования нефти из фосилизованного в осадочных породах живого вещества. Как видно из таблицы, сходство по элементному составу нефти и ОВ осадочных пород, особенно его битумоидной фракции, очень большое.

Однако сходство нефти с живым веществом, а также с его захороненными в осадочных породах компонентами не ограничивается только элементным составом. В нефти сохраняются важнейшие особенности, необычные свойства, присущие живым организмам и отсутствующие в скоплениях неживого или генетически с ним не связанного вещества.

Живое вещество строит большую часть своей массы из ограниченного числа элементов, причем далеко не самых распространенных в земной коре – из водорода, кислорода, углерода, азота и др. В современной биохимии считается, что именно эти элементы стали основой жизни в ходе предбиологической химической эволюции по ряду причин: во-первых, они очень легко образуют ковалентные связи; во-вторых, из числа элементов, образующих ковалентные связи, они самые легкие, а прочность ковалентной связи обратно пропорциональна атомной массе. Чрезвычайно важной оказалась также способность атомов углерода образовывать ковалентные связи друг с другом, а также с другими формирующими живое вещество элементами.

Относительное молярное содержание некоторых химических элементов в биосфере, %

Элемент	Земная кора	Нефть	Живые организмы	Липиды	ОВ осадочных пород*	Битумоиды (геолипиды)
Водород	1,65	65,3	60,5	62,7	50,40	58,0
Углерод	0,08	34,3	10,5	31,1	44,35	39,5
Кислород	62,50	0,21	25,5	4,2	4,37	2,2
Азот	0,0001	0,097	2,4	1,8	0,48	2,2
Сера	0,02	0,087	0,15	0,12	0,40	0,17

* Умеренный катагенез.

Число органических молекул исключительно велико. Оценки показывают, что все виды живых организмов содержат 10^{10} – 10^{12} различных типов молекул белков и около 10^{10} – нуклеиновых кислот. Однако при таком разнообразии биомолекул живые организмы образованы из относительно небольшого числа сравнительно простых молекул, важнейшими из которых являются двадцать аминокислот, пять пуриновых и пиримидиновых оснований, два сахара, одна жирная кислота, глицерин и холин. То обстоятельство, что макромолекулы всех живых организмов состоят из различных комбинаций одних и тех же простейших молекул, говорит о внутреннем единстве жизни.

Внутреннее единство и специфичность химического состава живого вещества проявляются еще в двух свойственных ему особенностях: первая – это обогащенность живого вещества и продуктов его fossilization по сравнению с атмосферой, гидросферой и земной корой легким изотопом углерода ^{12}C ; вторая – способность макромолекул биогенного происхождения вращать плоскость поляризации монохроматического пучка света. Подобные молекулы, получаемые при неорганическом синтезе, этим свойством не обладают.

Мы не касаемся здесь удивительной способности живого вещества точно воспроизводить самого себя. Отметим лишь, что, по современным представлениям, живая клетка – это неравновесная открытая система – механизм, который привлекает свободную энергию из окружающей среды. Отсюда следует, что совокупность молекул умершего живого вещества – это система неравновесная и что такая система должна стремиться к возрастанию энтропии и термодинамическому равновесию самопроизвольно. Такая концепция лежит в основе ряда моделей формирования в составе рассеянного ОВ всего комплекса соединений, свойственных нефти (А.Ф. Добрянский, А.И. Богомолов, П.Ф. Андреев и др.). Однако, как показывает изучение состава нефти и ее предшественников, в составе битумоидов такая неравновесность сохраняется в fossilized ОВ сотни миллионов лет и фиксируется даже в рассеянном ОВ и нефтях докембрия. Природа этой стабильности будет рассмотрена ниже.

Многие отмеченные особенности живого вещества присущи и нефти, хотя, конечно, между ними есть и глубокие различия, обусловленные превращениями ОВ в ходе седиментогенеза, диагенеза и катагенеза. Нефтям свойственны обогащенность легким изотопом углерода, наличие оптически активных соединений и присутствие большого числа соединений, наследующих углеродный скелет биомолекул, в первую очередь биомолекул липидов. Такие унаследованные частично либо полностью от живого вещества соединения битумоидов ОВ и нефти получили название хемофоссилий, или реликтовых соединений нефтей. Из них первыми были обнаружены в 1934 г. А. Трейбсом порфирины ванадия и никеля, предшественником которых, как показали последующие исследования, является хлорофилл. В последние десятилетия благодаря прогрессу в методах исследования органических молекул реликтовые соединения найдены среди всех классов УВ нефти (Н.Б. Вассоевич, А.Н. Гусева, Ал.А. Петров и др.). К их числу относятся *n*-алканы, изопреноидные УВ, прежде всего фитан и пристан, ряд полициклических нафтенов, из которых наиболее интересными являются стераны и гопаны, а также некоторые полиядерные арены. Некоторые реликтовые соединения находятся в нефти и битумоидах ОВ в весьма высоких концентрациях. Так, количество порфиринов ванадия, фитан, пристан, высокомолекулярные *n*-алканы в нефтях составляют до 2–3 %. Видимо, весьма значительна концентрация стеранов и гопанов.

Таким образом, совокупность химических свойств нефти показывает, что нефть как единая природная среда не могла образоваться за счет абиогенного синтеза и является продуктом превращений fossilized в осадочных породах живого вещества.

Вместе с тем состав нефти существенно отличается от состава живого вещества и его липидных компонентов. В составе живого вещества нет низкокипящих УВ, входящих в состав бензиновых и керосиновых фракций, нет гетероциклических соединений типа смол и асфальтенов, в липидах преобладают не УВ, а кислород- и азотсодержащие соединения, и липиды богаче азотом и кислородом, чем битумоиды ОВ и нефти (см. таблицу). Выше подчеркивалось сходство углеводородного скелета многих соединений, входящих в состав липидов и УВ, и некоторых других соединений нефти. Вместе с тем между ними есть и различия. Так, в живом веществе, особенно в высшей наземной растительности, жирные кислоты с четным числом атомов углерода в цепи преобладают, соответственно, среди образующихся из них путем декарбоксилирования *n*-алканов в слабо измененном ОВ доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода. В нефти такого преобладания нечетных *n*-алканов практически нет. Стераны и гопаны нефти сохраняют строение своих биологических предшественников, но их пространственные структуры (стереохимия) существенно различаются (Ал.А. Петров, С.Д. Пустильникова, Н.Д. Абрютин и др.).

В этой связи правильное объяснение закономерностей распространения нефти и углеводородных газов в стратисфере возможно лишь на основе знания особенностей биохимии различных классов живого вещества, закономерностей его накопления в осадках и последующих превращений.

§ 2. НАКОПЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Спектр палеоландшафтов, в которых условия накопления ОВ благоприятны для последующего развития процессов нефтегазообразования, весьма велик. В настоящее время можно считать твердо установленным, что он охватывает как морские, так и континентальные палеоландшафты.

Нефтегазогенерационный потенциал рассеянного в осадочных породах ОВ в значительной мере контролируется его составом, который в свою очередь определяется природой исходного живого вещества и особенностями его диагенетических превращений. В советской геологической литературе по природе исходного живого вещества принято делить ОВ на два крайних класса: гумусовое, генетически связанное с высшей наземной растительностью, и сапропелевое, генетически связанное главным образом с планктоном и бентосом. В формировании облика последнего большую роль играет ОВ бактерий в осадках, перерабатывающих отмершее и попавшее в осадок ОВ планктона и бентоса. Термины “гумусовое” и “сапропелевое” ОВ в таком толковании не получили, однако, международного признания. Многими исследователями они толкуются неоднозначно. В связи с этим Н.Б. Вассоевич и ряд других исследователей неоднократно предлагали уточнить классификацию ОВ и связанную с ней терминологию. А.Э. Конторович предлагает ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью (аэробиионтами), называть аэрогенным или террагенным, т. е. на суше рожденным, а ОВ, генетически связанное с гидробионтами, главным образом планктоно- и бентосогенное, – гидро- или аквагенным, т. е. в воде рожденным. Эти термины согласуются с принятой за рубежом терминологией: *terrestrial organic carbon*, *marine organic carbon* (Дж. Филиппи, М. Роджерс, К. Кун и др.).

Выше отмечалось химическое единство живого вещества, которое сложено одними и теми же компонентами – белками, углеводами и липидами, а в высших растениях также лигнином. Однако соотношение этих классов соединений в живом веществе, а также детали структуры этих классов соединений существенно различны. В массе высших растений преобладают целлюлоза и лигнин, роль липидов относительно невелика. В фитопланктоне доминируют белки и повышена

роль липидов, концентрация которых достигает в отдельных типах планктона 20–25 %. Живое вещество наземного происхождения в целом несколько богаче изотопом ^{12}C по сравнению с морским. Таким образом, природа живого вещества в значительной мере предопределяет специфику химического состава аквагенного и террагенного ОВ.

По химическому составу следует различать в соответствии с предложениями Н.Б. Вассоевича ОВ олиновое, арконовое и промежуточные разности. Аквагенное ОВ является, как правило, алиновым, но в толщах, бедных ОВ, в процессе диагенетических превращений оно может трансформироваться в арконовое. Наоборот, террагенное ОВ в основной своей массе арконовое, но некоторые его разности, например липтобиолитовые угли, относятся к классу алинового ОВ. Палеоландшафты, в которых формировались осадки, контролировали исходный тип ОВ и его концентрацию в них. В морских эпиконтинентальных бассейнах обычно накапливается преимущественно аквагенное ОВ.

Баланс ОВ в современных морских и океанических бассейнах изучен достаточно хорошо. По оценкам Е.А. Романкевича [5], 94,7 % от суммы поступлений органического углерода в Мировой океан приходится на продукцию фитопланктона, на долю фитобентоса – всего 0,5 %, поступление с суши – 4,8 %. Из этой массы ОВ на дно поступает от 5 до 15 % и лишь 3–8 % от массы ОВ, поступившего в осадки, фоссилизуется. Таким образом, коэффициент фоссилизации в среднем составляет около 0,4 %. В отдельных частях Мирового океана и в морских бассейнах картина существенно различна. Так, в Черном море, например, основная часть поступлений органического углерода также представлена фитопланктоном, но в связи с наличием сероводородного заражения коэффициент фоссилизации ОВ несравненно выше – 4 % (В. Дейзер, 1971 г.). В процессе фоссилизации в осадки поступает и некоторая часть липидного комплекса захороняемого живого вещества – жиры, воски, каратиноиды, терпены и т. д. и некоторое количество УВ. Таким образом, как отмечал В.А. Успенский в 1970 г., основной набор структурных элементов, свойственных нефти, начинает складываться еще на стадии седиментогенеза.

Анализ закономерностей накопления ОВ в осадочных породах и связанного с ним нефтегазообразования, по мнению Н.А. Еременко, С.П. Максимова, Т.А. Ботневой и др., отчетливо показывает их эволюцию в масштабах больших отрезков времени, которая осложняется накладывающейся на нее периодичностью некоторых процессов. Показательно, что наиболее важные черты этой эволюции связываются В.П. Казариновым и А.Л. Яншиным с пульсационно-эволюционным характером геологических процессов на Земле, Б.С. Соколовым – с эволюцией живых организмов.

С.Г. Неручев в 1974 г. одним из первых отметил, что многократно повторяющиеся в истории Земли эпохи интенсивного прерывисто-глобального накопления аквагенного, преимущественно планктоногенного ОВ (доманикиты – толщи горючих сланцев), являются одновременно переломными рубежами в эволюции жизни, в развитии биосферы. Св.А. Сидоренко и В.А. Теняков в 1981 г. подтвердили наличие такой фундаментальной закономерности и в докембрии.

Концентрация ОВ в ископаемых морских осадках варьирует от десятых, иногда (особенно в условиях карбонатного и эвапоритового осадконакопления) сотых долей процента до первых процентов, а в условиях некомпенсированного накопления осадков в рассмотренные эпохи и до 15–20 %. Максимальные концентрации ОВ в эпиконтинентальных закрытых бассейнах приурочены, как правило, к центральным, относительно глубоководным их частям, в открытых бассейнах – к зоне шельфа и началу континентального склона [4].

Начиная с карбона, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел качественный скачок в процессе накопления ОВ в осадках (А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, 1976 г.). В континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах гумидных зон в осадках накапливалось преимущественно террагенное ОВ, обязанное своим происхождением высшей наземной растительности. В таких бассейнах седиментации, в зонах, приближенных к областям питания, при благоприятном тектоническом режиме формировались мощные торфяники. Как следствие, в составе фоссилизированного ОВ периферических континентальных бассейнов седиментации гумидных зон значительную, а часто доминирующую роль играет концентрированное ОВ. От периферии к центральным частям бассейнов количество концентрированного ОВ в толщах подобного генезиса обычно уменьшается, одновременно возрастает от 0,5–1 до 5–7 % концентрация рассеянного ОВ. В отложениях таких фаций преимущественное значение имеет аквагенное ОВ озерного генезиса.

В условиях аридного и семиаридного литогенеза в континентальных бассейнах седиментации захоронялись ничтожные количества ОВ, поэтому сколько-нибудь значительной роли в процессах нефтегазообразования подобные ископаемые осадки не играют.

В тесной связи с составом исходного ОВ в осадочных толщах находится их преимущественная нефте- или газоносность. В морских осадочных толщах с аквагенным ОВ или в непосредственно их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти, а в континентальных угленосных толщах – скопления газа [4]. Закономерная приуроченность ресурсов нефти преимущественно к морским, а газа преимущественно к континентальным угленосным толщам подтверждена результатами статистического анализа распределения по фациям разведанных мировых запасов нефти и газа, выполненном В.С. Вышемирским в 1980 г.:

Группы фаций	Нефть, %	Газ, %
Морские	24,0	6,8
Мелководно-морские	24,4	11,0
Прибрежные	38,9	5,4
Переходные	12,1	1,7
Континентальные	0,6	75,1

Эти данные частично скорректированы А.Э. Конторовичем с учетом последних открытий скоплений газа в угленосных толщах, к которым приурочено не менее 70 % разведанных мировых запасов газа.

Таким образом, как справедливо отмечал И.М. Губкин, скопления нефти начали формироваться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала, т. е. с момента возникновения жизни на Земле. К этому следует добавить, что дальнейшее развитие жизни, ее эволюция в значительной мере предопределили и эволюцию процессов нефтегазообразования в истории Земли. “Выход” в конце силура и в девоне растительности на сушу и исключительно бурное ее развитие, начиная с карбона, обусловили качественный скачок в эволюции процессов нефтегазообразования (А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, 1978 г.). Во-первых, резко расширился спектр фаций, благоприятных для нефтегазообразования, а значит, при прочих равных условиях увеличилась площадь распространения и объем нефтегазопроизводящих пород. Во-вторых, значительно возросла масса ОВ, участвующего в процессах нефтегазообразования. Так, на Сибирской платформе в отложениях нижнего и среднего палеозоя (объем пород 6,8 млн км³) первоначально было захоронено $80 \cdot 10^{12}$ т ОВ, а в угленосных отложениях верхнего палеозоя (объем 1,5 млн км³) – $120 \cdot 10^{12}$ т ОВ.

Аналогичная картина наблюдается и на других древних платформах. В-третьих, впервые источником УВ в осадках и осадочных породах стало качественно новое по типу ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью.

§ 3. ДИАГЕНЕТИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Главную роль в формировании химической структуры фоссилизированного ОВ играет диагенетическая стадия его истории. Она же в определенной мере контролирует концентрацию ОВ в осадках к началу катагенеза. Известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных. Долгое время считалось, что из углеводородных газов (УВГ) в диагенезе образуется только метан. Исследования В.В. Вебера, Л.М. Зорькина, С.П. Левшуновой, Л.В. Чертковой показали, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и УВГ C_2-C_5 , как нормальные, так и изостроения. При этом интенсивность их новообразования тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов C_2-C_5 на долю насыщенных УВ приходится 13–15 %.

Важной геохимической особенностью метана биохимической генерации в зоне диагенеза является, как это установлено Ф.А. Алексеевым, В.И. Ермаковым, Э.М. Галимовым и др., его обогащенность изотопом углерода ^{12}C – значение $\delta^{12}C$ варьирует от –70 до –80 ‰.

Изучение диагенетических превращений ОВ современных и ископаемых осадков позволило выяснить основные закономерности превращений их битуминозных компонентов [4, 6]. В диагенезе в фоссилизируемом ОВ происходит формирование не только газообразных, но и высокомолекулярных УВ за счет главным образом переработки ОВ бактериями.

Определяющими в диагенезе являются следующие химические процессы превращения биомолекул: гидролиз, гидратация, диспропорционирование водорода, полимеризация и поликонденсация [1]. Процессы декарбоксилирования жирных кислот ведут к новообразованию *n*-алканов, диспропорционирование водорода непредельных соединений – к новообразованию нафтеновых структур, которые преобладают среди изо-циклоалифатических УВ, слабо измененных катагенезом осадков.

Исследования показали, что в составе УВ в субаквагенных континентальных осадках преобладают насыщенные соединения, причем доля их тем больше, чем менее восстановительной является среда. Среди насыщенных УВ на долю алканов приходится 30–40 %. В составе последних преобладают высокомолекулярные *n*-алканы с нечетным числом атомов углерода в цепи. Фракция изо-циклоалифатических УВ представлена в основном цикланами, преимущественно конденсированными, хотя моноциклические цикланы в ней также присутствуют в значительных концентрациях. Среди изоалифатических УВ значительную роль играют изопrenoиды, в первую очередь фитан и пристан. В осадках с окислительной средой диагенеза отсутствуют хлорофилл и его производные, они сохраняются лишь в восстановительной среде.

Сходные закономерности диагенетического превращения ОВ устанавливаются и при изучении слабо измененных катагенезом ископаемых морских осадков [4]. В этом случае, как считают С.Г. Неручев и А.Э. Конторович, удобно пользоваться показателем диагенетической превращенности ОВ ($a_{дп}$). Он равен отношению количества ОВ, израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его количеству в осадках в начале этого этапа. В ископаемых осадках с ростом $a_{дп}$ увеличивается доля насыщенных УВ в углеводородной фракции. Концентрации

УВ в ОВ, би- и трициклических аренов в нафтеново-ароматической фракции и величина отношения смол к асфальгенам максимальны при $a_{\text{дп}} = 0,2-0,4$ и уменьшаются при более высоких и более низких его значениях. Сходным образом меняется и элементный состав ОВ: в конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза минимальные концентрации в ОВ углерода и максимальные – водорода наблюдаются при $a_{\text{дп}} = 0,3-0,5$.

Эти закономерности объясняются избирательным окислением наименее стойких компонентов ОВ и его битумоидной фракции при низких уровнях диагнетических превращений, а при $a_{\text{дп}} > 0,4-0,5$ – окислением и полимеризацией всех компонентов ОВ, в том числе конденсированных аренов и смол, при общем снижении концентрации битумоидов и конденсации, ароматизации всех структур ОВ.

К концу стадии протокатагенеза ОВ еще сохраняет основные свои черты, сложившиеся в диагенезе. Так, в битуминозных компонентах ОВ преобладают насыщенные УВ. В последних среди *n*-алканов доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода в цепи, мало изоалканов, а среди цикланов преобладают конденсированные структуры. При этом конденсированность цикланов террагенного ОВ выше, чем аквагенного. В составе УВ как в диагенезе, так и в начале протокатагенеза отсутствуют УВ бензиновых и керосиновых фракций.

До недавнего времени считалось, что углеводородные газы, образующиеся на стадии диагенеза, диффундируют из осадков в природную воду и рассеиваются, а формирование скоплений как нефти, так и газа связано только со стадией катагенеза. Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что значительная часть образующихся на стадии диагенеза УВГ может консервироваться в осадках.

Главная форма аккумуляции газов биохимического происхождения – это, видимо, горизонты осадков с кристаллогидратами, которые могут образовываться метаном и другими углеводородными газами, углекислым газом, сероводородом в глубоководных и пресноводных водоемах в зонах, где температура на дне ниже 4–5 °С, а толщина слоя воды превышает 400–500 м. Возможность консервации углеводородных газов в глубоководных осадках была теоретически обоснована Ю.Ф. Макогоном, А.А. Трофимуком, В.П. Царевым, Н.В. Черским и позднее подтверждена экспериментально советскими и американскими исследователями. При последующем погружении гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидраты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ будет или аккумулироваться в ловушках на путях миграции, или образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, или рассеиваться. Это позволяет выделить диагнетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана.

§ 4. КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Дальнейшее превращение ОВ претерпевает на стадии катагенеза, наиболее длительной стадии в геохимической истории осадочных пород в целом и содержащегося в них ОВ, в частности. Стадия катагенеза подразделяется на подстадии, этапы и подэтапы. Две группы процессов являются определяющими для катагенетической стадии в истории ОВ [4]. Первая – это глубокие и направленные изменения физико-химических свойств и химической структуры ОВ, сопровождающиеся новообразованием большого числа соединений. Вторая, не менее существенная, черта катагенеза – это громадные масштабы миграции ОВ, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ (CO_2 , NH_3 , H_2S и др.) – обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа – неизбежный при благоприятных геологических условиях

результат этого процесса. Характер и тех и других процессов в очень сильной степени зависит от состава вмещающих ОВ пород и характера их катагенетического превращения, состава и палеогидрогеологии вод, насыщающих эти породы.

Главными факторами катагенеза являются температура и давление.

В основе процессов преобразования ОВ и новообразования УВ и других соединений лежат, как правило, процессы термоллиза и термокатализа, протекающие по карбоний-ионному и свободно-радикальному механизмам. Эти процессы сопровождаются деполимеризацией керогена с высвобождением унаследованных от живого вещества и частично преобразованных в диагенезе фрагментов типа жирных кислот, синтезом УВ, диспропорционированием водорода и новообразованием и преобразованием сильно конденсированных соединений как нерастворимых, так и входящих в состав битумоидов (смолы, асфальтены) и т. п.

В последнее время теоретически доказано, что возможны химические превращения ОВ в сторону карбонизации и битумоидоновообразования и при сравнительно невысоких температурах. Э.М. Галимовым (1973 г.) развита теория, согласно которой изменения ОВ в зоне катагенеза следует рассматривать в рамках единой системы: осадочная порода – рассеянное в ней ОВ. В этих случаях эндотермическое превращение ОВ может протекать за счет энергопередачи в самой системе путем обмена радикалами разной степени сопряжения. Согласно этой концепции полагают, что разница в энергиях активного радикала, генерируемого на поверхности твердой фазы, и менее активного, сильно сопряженного радикала, генерируемого в реакциях органических соединений, является тем дополнительным источником энергии, который снимает термодинамические ограничения с реакций катагенетических превращений ОВ. Последующие исследования показали, что такой процесс должен особенно интенсивно проявляться при сейсмических явлениях, повышающих поверхностную энергию зерен минералов. Выполненные экспериментальные исследования показывают реальность такого механизма превращения ОВ. Таким образом, в сейсмически активных зонах возможно катагенетическое превращение ОВ при сравнительно невысокой температуре.

Правильно расшифровать сущность катагенетического превращения ОВ в том или ином седиментационном бассейне можно, лишь рассматривая последовательно погружающиеся в зоны все более высоких температуры и давления осадочные породы и насыщающие их воду и газы как единую динамическую систему.

Наиболее отчетливо превращения ОВ в зоне катагенеза при термоллизе и термокатализе проявляются в направленном изменении его состава. Чем в более жестких термодинамических условиях находилось ОВ, тем при прочих равных условиях выше концентрация в нем углерода, ниже водорода, и особенно гетероэлементов: азота, серы и кислорода. Для угля эта закономерность давно известна и хорошо изучена. Для рассеянного и концентрированного ОВ аквагенной природы аналогичную закономерность впервые отметили в 1958 г. В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом и др. В дальнейшем Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Г.С. Парпарова, К.Ф. Родионова, П.А. Трушков, О.П. Четверякова, Б. Тиссо и другие исследователи на обширном материале подтвердили наличие этой общей закономерности.

Интенсивность катагенетических превращений ОВ зависит от литологии вмещающих пород. Так, в одной и той же толще при близкой концентрации аквагенного ОВ в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы оно содержит 78 % углерода, в терригенных – при максимальной глубине погружения 3 км – 81 %, а при погружении на 4 км соответственно 82 и 84 %. Поскольку эта разница наблюдается в одних и тех же отложениях, то она объясняется разными температурами, при которых рассеянное ОВ достигает одной и той же степени карбонизации.

При общей направленности процессов катагенетического превращения ОВ разных типов между ними имеются и отчетливые различия. Аквагенное ОВ морских толщ отличается от ОВ террагенного генезиса более высоким содержанием водорода, азота и особенно серы и пониженным содержанием кислорода. Повышенные содержания водорода и азота в аквагенном ОВ объясняются особенностями состава и фоссиллизации исходного живого вещества. Повышенное содержание серы связано с процессами диагенеза ОВ в морских осадках.

Э. Дегенс в 1965 г. обратил внимание на важность изучения химических структур, в которых кислород находится в ОВ, для построения модели структуры молекулы этого вещества. Долгое время для рассеянного ОВ подобного рода систематические данные отсутствовали. Исследования, проведенные Л.И. Богородской и А.Э. Конторовичем в 1976 г., в значительной мере восполнили этот пробел. Ими было показано, что при общей одинаковой схеме изменения отдельные кислородсодержащие группы ведут себя в ОВ разного генезиса по-разному. В частности, в зоне начального мезокатагенеза в террагенном рассеянном ОВ кислород различных функциональных групп распределен следующим образом: $O_{CO} > O_{ОНФен} > O_{COOH}$. В аквагенном рассеянном ОВ концентрация этих форм кислорода примерно равна, причем $O_{CO} = O_{COOH} = O_{ОНФен}$. По концентрации в аквагенном и террагенном ОВ эти формы кислорода также различаются. В аквагенном ОВ резко повышено содержание карбоксильного кислорода. Оба типа ОВ зоны протокатагенеза содержат примерно равные количества фенольного и карбоксильного кислорода. В мезокатагенезе в аквагенном ОВ несколько преобладает фенольный кислород, а в террагенном – карбоксильный. В аквагенном ОВ большая часть кислорода (60–70 %) представлена реакционноспособными формами, в террагенном рассеянном и особенно концентрированном ОВ доля этих форм кислорода относительно невелика.

Не остаются неизменными состав и количество битумоидов в ОВ (рис. 1). На разных подстадиях, этапах и подэтапах катагенеза они контролируются двумя противоположно направленными процессами: первый – новообразование и превращение битумоидов, второй – первичная миграция.

В протокатагенезе, раннем и среднем мезокатагенезе новообразование битумоидов ведет к увеличению их доли в ОВ, их алифатизации, уменьшению в них роли цикланов и аренов, особенно конденсированных, монотонному приближению битумоидов по углеводородному составу к нефти (рис. 2). Последнее особенно четко выражается в постепенном выравнивании концентрации *n*-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи, в новообразовании УВ бензиновых и керосиновых фракций.

Новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза, в течение мезокатагенеза скорость этого процесса непрерывно увеличивается, достигает максимума на подэтапе МК₁², сохраняется в течение большей части среднего мезокатагенеза и затем падает.

Этап интенсивного новообразования битумоидов сопровождается перестройкой структуры ОВ.

В течение большей части мезокатагенеза новообразование битумоидов преобладает над их эмиграцией. Однако в конце раннего мезокатагенеза и в начале среднего мезокатагенеза, по данным С.Г. Неручева и А.Э. Конторовича, наблюдается обратный процесс, что сопровождается снижением битумоидного коэффициента и другими изменениями в составе битумоидов (см. рис. 1). Чрезвычайно важно, что именно в этой части зоны катагенеза в близком интервале температуры и давления одновременно в одном направлении действуют три группы процессов: 1) достигает максимума скорость новообразования всего комплекса углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных нефти; 2) совершается

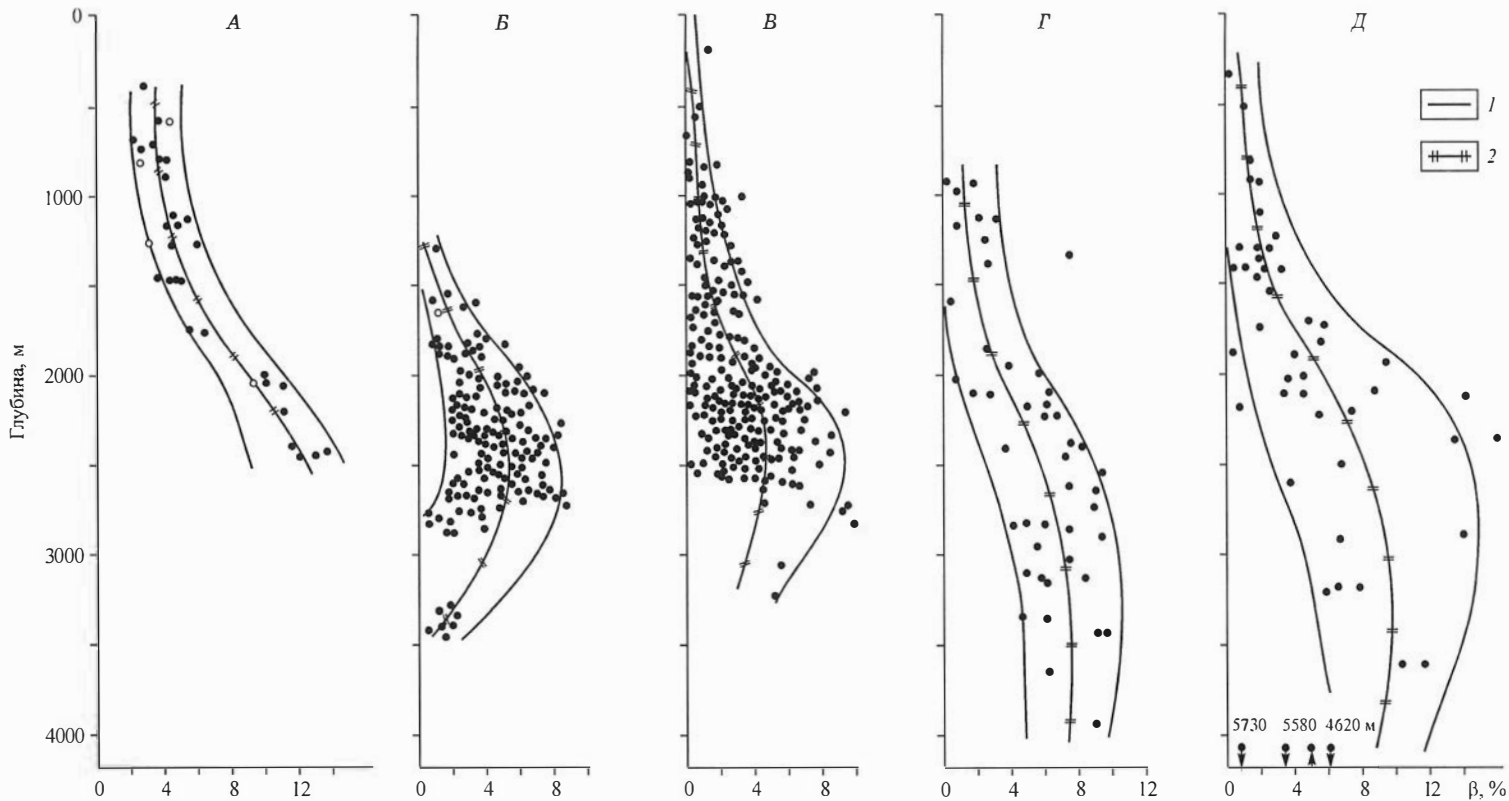


Рис. 1. Зависимость битумоидного коэффициента β в глинах и аргиллитах морских терригенных формаций от максимальной глубины погружения (аквагенное ОВ):

А – тоарские отложения Западно-Европейской платформы, Парижский бассейн (по Б. Тиссо и др.); Б – волжско-берниасские отложения Западно-Сибирской плиты (по А.Э. Конторовичу, А.С. Фомичеву); В – меловые отложения ($C_{\text{прт}} 0,5-0,7$) Западно-Сибирской плиты (по А.Э. Конторовичу, А.С. Фомичеву); Г – майкопские отложения Скифской плиты, Западное Предкавказье (по Н.Б. Вассоевичу, Ю.И. Корчагиной); Д – палеогеновые отложения Ферганской впадины (по А.М. Акрамходжаеву и др.). Линии: 1 – минимальных и максимальных, 2 – медианных значений.

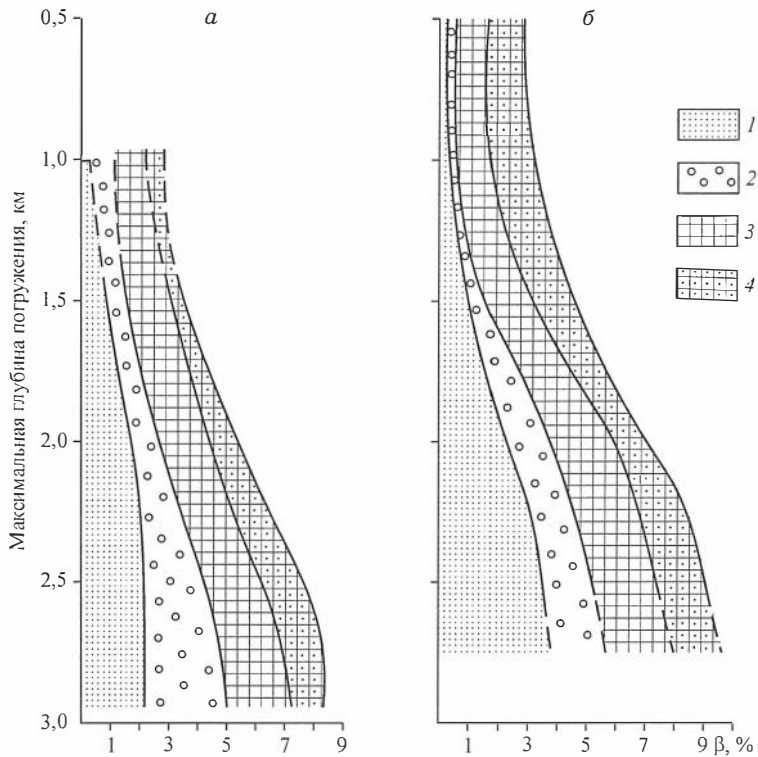


Рис. 2. Зависимость группового и углеводородного состава аквагенного рассеянного ОВ в глинистых толщах доманикитов от максимальной глубины погружения:

a – Западно-Сибирская плита, отложения волжского яруса (по А.Э. Конторовичу); *б* – Западно-Европейская платформа, Парижский бассейн, тоарские отложения (по Б. Тиссо и др. с изменениями).

Углеводороды: 1 – насыщенные, 2 – нафтоено-ароматические; 3 – смолы; 4 – асфальтены.

глубокая перестройка, разрыхление структуры ОВ, что ослабляет связь битуминозных компонентов с керогеном; 3) происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных возрожденных вод, что создает условия для массовой эмиграции новообразующихся битумоидов с возрожденными водами (этому способствует снижение сорбционной емкости пород, сопровождающее гидрослюдизацию).

Как известно, структуру керогена можно уподобить молекулярному сити, в полостях и каналах-порах которого “запечатаны” крупные молекулы УВ, асфальтенов, смол. Эти компоненты битумоидов могут быть частично новообразованы в катагенезе, а частично унаследованы со стадии седиментогенеза в диагенезе. Обычно при экстракции пород из подобного молекулярного сита эти молекулы не извлекаются. В природных условиях они не вовлекаются в первичную миграцию. В главную зону нефтеобразования (ГЗН), когда происходит “разрыхление” структуры ОВ, что фиксируется, по данным А.Э. Конторовича [4], по убыванию количества парамагнитных центров на подстадии МК₂ (стадия Ж), нарушается структура молекулярного сита. В связи с этим вся масса соединений, во-первых, выделяется при экстракции, что сказывается на увеличении битумоидного коэффициента, а во-вторых, приобретает возможность эмигрировать из материнских пород. Таким образом, наряду с катагенетически новообразованными битумоидами из материнских пород эмигрируют и ранее образованные продукты.

Несмотря на глубокие химические превращения ОВ, состав битумоидов четко наследует главные черты химической структуры исходного живого вещества и особенности его диагенетического превращения. В террагенном ОВ в составе фракции насыщенных высокомолекулярных УВ повышена по сравнению с аквагенным ОВ роль *n*-алканов, причем в наибольших концентрациях встречаются *n*-алканы $C_{20}-C_{24}$. В аквагенном (алиновом) ОВ преобладают изоалифатические УВ, а среди *n*-алканов доминируют соединения $C_{17}-C_{19}$. Существует мнение, что в аквагенном ОВ величина отношения фитан/пристан должна быть выше, чем в террагенном, но вопрос этот требует дальнейшего изучения.

Различается в этих типах ОВ и состав аренов. В террагенном, арконовом ОВ большую роль играют би- и трициклические УВ, а также полиядерные арены. Этот тип ОВ, как правило, богаче и асфальтенами. В аквагенном ОВ преобладают арены с одним, реже двумя бензольными кольцами и замещениями в виде длинных алифатических цепей. На составе битумидов отчетливо сказывается и диагенез. В аквагенном ОВ, захоронявшемся в морских водоемах с восстановительным режимом в осадках, в составе битумоидов больше серы. Порфирины, как уже отмечалось, в сколько-нибудь значительной концентрации фиксируются лишь в ОВ, захоронявшемся в резковосстановительных условиях. Ими обогащены битумоиды пород типа доманика Русской плиты и баженовской свиты Западной Сибири. Важнейшие из этих черт битумоидов материнских пород наследуются и дочерними нефтями, что позволяет использовать исследования на молекулярном и атомном уровне для диагностики нефтематеринских пород.

Выше уже отмечалось, что процессы термokatализа и мягкого термoлиза, обуславливающие превращение ОВ и его битуминозных компонентов в катагенезе, а также, естественно, и нефтей в залежах, должны вести к снижению в таких системах уровня свободной энергии, к формированию системы термодинамически равновесной. Однако в реальных природных условиях УВ битумоидов и нефтей, несмотря на достаточно жесткий во многих случаях термический режим недр и длительное время катагенетического превращения, сохраняют многие реликтовые черты, унаследованные от исходного живого вещества, в частности термодинамически неравновесный характер системы. Долгое время было не ясно, какие факторы тормозят химические превращения, которые должны были бы приводить состав битумоидов и нефтей к равновесию. Исследования последних лет, выполненные главным образом в Институте химии нефти СО АН СССР Ю.Г. Кряжевым, А.А. Сидоренко и др., показали, что в качестве ингибиторов (веществ, тормозящих превращения битумоидов и нефтей в зоне катагенеза) выступают асфальтово-смолистые компоненты нефти как гетероатомные полисопряженные соединения. Ингибирующая активность асфальтово-смолистых компонентов битумоидов и нефтей разного состава и в разных геолого-геохимических условиях, видимо, различна.

В соответствии с интенсивностью процесса генерации нефти в едином цикле нефтеобразования в осадочной толще А.Э. Конторовичем и С.Г. Неручевым (1971 г.) выделены фазы: 1) созревания потенциально нефтепроизводящих отложений, 2) начала и прогрессивного развития нефтеобразования, 3) главная фаза нефтеобразования (ГФН), 4) затухания нефтеобразования и 5) существования нефтепроизводивших отложений. В разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие каждой из этих фаз и носящие такие же названия.

Понятие о ГФН в научную литературу было введено Н.Б. Вассоевичем в 1967 г. Под главной фазой нефтеобразования следует понимать этап в едином цикле процессов нефтеобразования, когда скорость их максимальна. Отсюда следует, что в меньших, чем в ГФН, масштабах нефтеобразование протекает как до ее начала, так и после завершения. Ряд авторов, не учитывающих этого обстоятельства, неоправданно расширяют интервал термодинамических условий реализации ГФН.

В ГФН формируются нефти, в составе которых наиболее полно наследуются фрагменты химической структуры липидов исходного аквагенного и террагенного ОВ. В фазу начала и прогрессивного развития нефтеобразования первичная миграция битумоидов настолько затруднена, что состав возникающих в небольших количествах нефтей определяется в основном миграционной способностью отдельных фракций битумоидов в этой зоне, а не особенностями битумоидов материнских толщ. В фазу затухания нефтеобразования катагенетические преобразования ОВ приводят к тому, что связь состава формирующихся и эмигрирующих жидких УВ с составом исходного ОВ проявляется также очень слабо.

Процесс катагенетического газообразования в осадочных толщах имеет верхнюю (ПК–МК₁) и глубинную (МК₂–АК) фазы интенсивного газообразования. Верхней фазе отвечают первые две зоны нефтеобразования, глубинной – зона затухания нефтеобразования и, возможно, верхняя часть зоны распространения нефтепроизводящих отложений. Состав возникающих в каждой из этих зон газов существенно различен. В первой доминирует углекислый газ, углеводородная составляющая газов практически полностью представлена метаном. В глубинной зоне интенсивного газообразования сначала образуется жирный углеводородный газ с высоким содержанием конденсата. Направленно меняется и изотопный состав углерода генерируемых газов, в первую очередь метана. В верхней зоне интенсивного газообразования значения $\delta^{13}\text{C}$ равны $-60\text{...}-50\%$, в глубинной – $-40\text{...}-30\%$. Известно, что в глубинном мезокатагенезе и апокатагенезе аквагенное ОВ очень быстро теряет водород. Это позволяет считать, что оно на этом этапе генерирует значительной больше массы газообразных и низкокипящих жидких УВ, чем террагенное ОВ.

Вертикальная зональность процессов нефтегазообразования ранее описывалась А.М. Акрамходжаевым, Н.Б. Вассоевичем, В.С. Вышемирским, И.В. Высоцким, Н.А. Еременко, А.Э. Конторовичем, В.А. Соколовым, А.А. Трофимуком. Газообразование в прото- и раннем мезокатагенезе обосновывалось в работах В.Г. Васильева, В.И. Ермакова, В.П. Строганова, в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе – в работах В.А. Соколова, С.Г. Неручева, Б. Тиссо, Р. Пеле.

Между интенсивностью генерации УВ на разных стадиях катагенеза и размещением залежей нефти и газа в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеется однозначная и весьма четкая связь. Как видно, в полном соответствии с интенсивностью нефте- и газообразования по статистическим данным выделяются главная зона нефтенакпления, отвечающая начальному мезокатагенезу, и две зоны интенсивного газонакпления. Первая соответствует нижней части зоны протокатагенеза и мезокатагенеза и среднему мезокатагенезу. Есть основания считать, что действительный максимум интенсивного газообразования этой зоны находится глубже, в конце зоны среднего и начале зоны глубинного мезокатагенеза. Еще более четко выделяются две зоны преимущественного газонакпления в графе распределения ресурсов нефти и газа в процентах от суммы УВ. Увеличение доли ресурсов нефти на глубинах менее 500–600 м связано с неблагоприятными условиями для сохранения газа в этой части разрезов нефтегазоносных бассейнов.

§ 5. ПЕРВИЧНАЯ МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Формы и механизм первичной миграции рассмотрены в § 2.

Теоретически анализ возможных форм первичной миграции битумоидов может быть выполнен следующим образом [3, 4]. Рассчитывают количество генерируемых на разных этапах катагенеза при погружении осадочной толщи углеводородных газов и вод, отжимаемых из глин при погружении. Методика оценки количества образующихся газов разработана В.А. Успенским, А.Э. Конторовичем,

С.Г. Неручевым, Е.А. Рогозиной, методика оценки массы отжимаемых вод предложена И.И. Нестеровым и др. Зная соотношение количеств эмигрирующих из глин вод и углеводородных газов и растворимость последних в воде, можно определить, какое количество газов выделится в свободную фазу. Расчеты показали, что для террагенного ОВ газовый фактор отжимаемых вод возрастает в конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза и резко падает в конце раннего мезокатагенеза. Значения газового фактора весьма высокие. Так, в начале раннего мезокатагенеза газовый фактор составляет ($\text{м}^3/\text{м}^3$): 5–6; 10–12; 14–18; 20–24 и 25–30 при содержании в породах $C_{\text{орг}}$ соответственно 1, 2, 3, 4 и 5 %. В конце раннего мезокатагенеза газовый фактор отжимаемых вод не превышает 5–6 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Для аквагенного ОВ кривые газонасыщенности отжимаемых вод имеют иной характер: минимум отмечается на подэтапе МК_1^1 (стадия Д) при значительном возрастании в протокатагенезе и на подэтапе МК_4^2 (стадия Г). Величина отношения газ/вода для планктоногенного ОВ также высокая. Так, на подэтапе МК_1^2 катагенеза она равна 20–25; 16–18; 12–14; 8–9 и 4–5 $\text{м}^3/\text{м}^3$ при содержании $C_{\text{орг}}$ в породах соответственно 5, 4, 3, 2 и 1 %. Кривые изменения соотношения углекислый газ/вода подобны рассмотренным. Только газовый фактор по углекислому газу в них значительно выше, особенно для террагенного ОВ.

Обсуждаемые расчеты сделаны на основе предположения, что геотермический градиент равен $4^\circ\text{C}/100\text{ м}$. В районах, где геотермический градиент ниже, ОВ при погружении осадочной толщи будет преобразовываться медленнее, а отжатие седиментационных вод из аргиллитов будет происходить с той же интенсивностью. Как следствие, газонасыщенность вод, по крайней мере на глубинах до 2–3 км, будет меньше, и роль водных растворов в первичной миграции газов возрастет. На глубине свыше 4–5 км величина отношения газ/вода вновь очень сильно увеличивается, достигая 20–30 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и выше.

Сравнение приведенных данных с растворимостью газообразных УВ в водах показывает, что в терригенных толщах на глубинах до 4–5 км образующиеся УВГ могут выделяться в свободную фазу лишь при содержании $C_{\text{орг}}$ в породах более 1–1,5 %. Поскольку кларк $C_{\text{орг}}$ в стратиффере равен 0,7, то в мезокатагенезе в основной массе осадочных толщ миграция битумоидов в газовой фазе осуществляться не может. Лишь в толщах, уникально обогащенных ОВ, таких как доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна, тоарские глины Парижского бассейна, баженовская свита Западно-Сибирской плиты, первичная миграция нефти в газовой фазе в главной зоне нефтеобразования должна играть значительную роль.

Хорошо известно, что в растворенном состоянии в подземных водах фиксируются в значительных количествах алканы C_1 – C_5 . Установлено широкое распространение в подземных водах зоны катагенеза низкокипящих аренов (бензол, толуол, ксилолы), фенолов, солей карбоновых кислот. Некоторыми исследователями на примере изучения ряда бассейнов определено наличие в водах высококипящих битумоидов (аквабитумоидов) [2, 4]. Средняя их концентрация в водах Западно-Сибирского бассейна 8–10 мг/л. В составе аквабитумоидов зафиксированы насыщенные УВ (15–20 %), арены (18–20 %), смолы (30–45 %) и асфальтены (20–30 %). Обращает на себя внимание, что по сравнению с основной массой нефтей этого бассейна аквабитумоиды беднее *n*-алканами, содержат больше аренов и особенно смол и асфальтенов.

Оценка показывает, что в настоящий геологический момент в водах нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири содержится без учета ареалов рассеивания нефтей и газов из залежей 20–25 млрд т нефтяных УВ, асфальтенов и смол. В этих же водах сосредоточено около 310 млрд т метана и около 11 млрд т УВ C_2 – C_5 . Общая масса жидких и газообразных УВ и гетероциклических соединений, свойственных нефтям, в водах составляет 340–350 млрд т.

Анализ приведенных данных позволяет сделать следующие выводы.

1. В водах Западно-Сибирского бассейна содержится огромная масса как жидких, так и особенно газообразных УВ. Согласно оценке, в недрах Западной Сибири газа в залежах много меньше, чем растворено в водах.

2. Отмечается резкое преобладание в водах массы растворенных углеводородных газов над массой жидких УВ. По массе они соотносятся как 12,5:1 или, другими словами, на 1 т содержащихся в воде жидких УВ приходится более 17 тыс. м³ растворенных газов.

3. В водах по сравнению с породами установлено ничтожное количество битумоидов. В настоящее время в водах Западно-Сибирского бассейна содержится не более 0,75 % массы битумоидов в породах. Для УВ бензиновых и керосиновых фракций и углеводородных газов картина, видимо, обратная. Поскольку большая часть низкокипящих жидких УВ и углеводородных газов из-за их большей миграционной способности сразу же покидает материнские породы, то остаточная их масса в породах сравнительно невелика.

Изложенные сведения по геохимии УВ позволяют обсудить ряд чрезвычайно важных для теории образования нефти и газа проблем. Как известно, проблема первичной миграции нефти была одним из предлагавшихся сторонниками абиогенного синтеза нефти критериев проверки истинности органической теории ее образования. Отчетливо сознавали важность объяснения механизма первичной миграции в рамках органической теории и ее создатели. Ведущие исследователи, разрабатывающие представления об абиогенном синтезе нефти (Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев), вообще считают эмиграцию битумоидов из нефтематеринских пород невозможной.

Выполненные на природных объектах экспериментальные исследования полностью снимают эти возражения. Они показывают, что вместе с водами может мигрировать весь комплекс высокомолекулярных соединений, свойственных нефти: УВ, смолы, асфальтены, причем общая масса мигрирующих жидких УВ в Западно-Сибирском бассейне только в один фиксируемый нами миг геологической истории огромна – 20–25 млрд т. Если учесть значительное число циклов элизионного водообмена, которые имели место в этом бассейне, то станет очевидным, что даже при значительном рассеивании этих УВ они могли обеспечить ресурсы нефти и газа в бассейне. Выполненные исследования, подтверждая огромную роль миграции нефти вместе с подземными водами, не дают, однако, ответа на вопрос, в какой форме осуществляется эта миграция. Результаты работ А.А. Трофимука, В.С. Вышемирского и автора [7] позволяют считать, что миграция УВ скорее всего осуществляется в форме взвеси и суспензии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М., 1976. С. 16–52.
2. Барс Е.А., Козан С.С. Методическое руководство по исследованию органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей. М.: Недра, 1979. 156 с.
3. Вышемирский В.С., Котторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
4. Котторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
5. Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 1977. 256 с.
6. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
7. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Котторович А.Э. Формы первичной миграции нефти // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. М.: Наука, 1981. С. 29–33.



ГЕОХИМИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ¹

Связь нефтегазоносности с солеродными бассейнами подмечена давно и обсуждалась многими исследователями [1, 4–9]. Некоторые из них, в частности Н.И. Буялов, М.А. Жарков, А.Л. Яншин [1, 4, 5, 14], отмечали, что связь эта может быть обусловлена не только тем, что соленосные толщи являются прекрасными флюидоупорами или что ловушки нефти и газа способны формироваться под воздействием соляной тектоники, но и возможной ролью соленосных толщ как нефтепроизводящих. Важность изучения этой проблемы еще в 1966 г. подчеркнул Н.И. Буялов [1], тем не менее исследования, направленные на выяснение основных черт органической геохимии соленосных толщ, отсутствуют. В настоящей работе цель авторов – в какой-то мере восполнить этот пробел.

В качестве объекта исследований были выбраны соленосные отложения кембрия юга Сибирской платформы. Пробы для анализа отбирались из керна скважин, пробуренных в Присяяно-Енисейской синеклизе с целью поисков калийных солей в ангарской свите (Хырсантьевский, Рыжковский, Караульнинский профили), а также в ряде глубоких нефтепоисковых скважин в более северных районах платформы (табл. 1, рис. 1). Всего изучено 12 проб. С учетом низкого содержания битумоидов в солях и необходимости достаточно глубокого их исследования пробы отбирались массой 5–10 кг, иногда несколько больше.

Предварительно проведенные методические работы показали, что для более полной экстракции битумоидов из солей целесообразно перевести отобранные пробы в водный раствор. С этой целью на бидистилляте готовили крепкий рассол с минерализацией 250 г/л, из которого затем хлороформом и изобутиловым спиртом по методике, разработанной в СНИИГГиМСе для аквабитумоидов [3], экстрагировались углеводороды (УВ) и гетероциклические (смолы, асфальтены) углеводородистые соединения. Выделенный битумоид и его фракции были исследованы методами элементного анализа, жидкостной и газожидкостной хроматографии, ИК-, УФ-, масс-спектроскопии, низкотемпературной люминесценции и т. д. [Там же].

Непосредственно в солях степень катагенеза ОВ не определялась, но на основании региональных построений по подстилающим и перекрывающим отложениям можно принять, что она отвечает градации МК₁¹ (по угольной шкале стадия Д) катагенеза [2].

Концентрация битуминозных компонентов в солях варьирует весьма значительно, более чем на порядок (от 0,001 до 0,013 %), среднее содержание по сравнительно небольшой выборке равно 0,0058 %. Распределение значений концентраций в выборке не противоречит гипотезе о логарифмически нормальном законе распределения, чаще всего (58 % всех проб) встречаются образцы с концентрацией битумоидов 0,003–0,010 %. В 42 % образцов концентрация изменяется в еще

¹ Геология и геофизика. 1984. № 11. С. 55–63. Соавт.: В.П. Данилова.

Содержание и характеристика битумоидов солей

Но- мер об- разца	Профиль, площадь	Номер сква- жины	Интервал отбора, м	Свита	Выход биту- моида, % на породу	Элементный состав битумоида, %				(Н/С) _{ат}
						С	Н	S	O+N	
1	Хырса́нтьев- ский	67	172,0–181,9	Ангарская	0,0045	76,74	10,52	1,85	10,89	1,63
2*	»	41	232,2–239,3	Литвинцев- ская	0,0130	72,88	11,66	2,11	13,35	1,90
3	Рыжковский	46	274,4–286,0	Ангарская	0,0033	74,02	10,34	1,18	14,46	1,66
4	Хырса́нтьев- ский	41	541,4–545,4	Бельская	0,0096	75,69	12,22	1,38	10,71	1,92
5	Касьяновская	2	770,0–779,0	Ангарская	0,0011	76,21	11,60	1,51	22,28	1,81
6	Собинская	9	1018,0–1025,0	»	0,0018	75,36	11,67	0,86	12,11	1,84
7	Касьяновская	2	1067,0–1094,4	»	0,0014	78,72	11,17	1,17	20,11	1,69
8	Талаканская	822	1077,0–1091,8	Усольская	0,0130	74,69	10,88	1,87	12,56	1,73
9	Караульни- нский	27	1250,4–1257,0	Ангарская	0,0057	75,17	12,05	1,31	11,47	1,91
10	Даниловская	10	1705,4	Усольская	0,0055	77,81	11,42	0,60	10,17	1,75
11	»	5	1781,5	»	0,0061	75,65	12,20	1,62	10,53	1,92
12	Коркинская	15	2467,2–2473,0	»	0,0052	73,33	11,68	0,80	14,19	1,90

* Возраст – среднекембрийский.

более узком интервале – от 0,005–0,010 %. Никакой определенной связи в изменении содержания битумоидов в породах с геологическими факторами (возраст, глубина и др.) установить не удается.

По элементному составу битумоиды из солей весьма сходны, в них содержится 72,5–78,0 % углерода, 10,5–12,2 % водорода, атомное отношение концентратов водорода и углерода изменяется в небольших пределах (от 1,60 до 1,95). В большинстве проб битумоидов содержится от 1 до 2 % серы, в единичных

образцах концентрация выше или ниже. Среднее содержание серы в выборке 1,36 %.

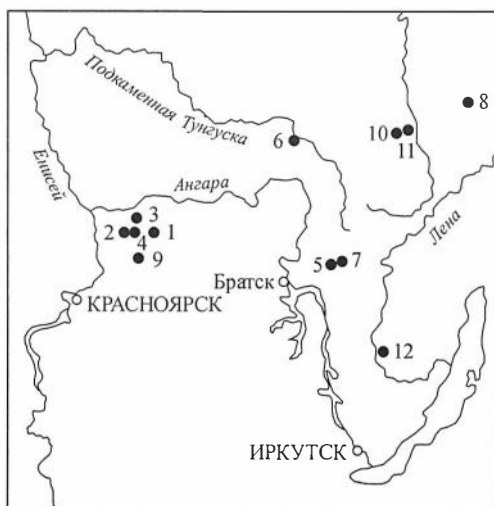


Рис. 1. Схема расположения пунктов отбора солей.

Профили: 1 – Хырса́нтьевский, скв. 67, 172–181,9 м, E_{1ap} ; 2 – скв. 41, 232,2–239,3 м, E_{2lt} и 4 – 541,4–545,4 м, E_{bl} ; 3 – Рыжковский, скв. 46, 274,4–286 м, E_{1ap} ; 9 – Караульни-
нский, скв. 27, 1250,4–1257 м, E_{1ap} .

Площади: 5 – Касьяновская, скв. 2, 770–779 м, E_{3ap} и 7 – 1067–1094,4 м, E_{3ap} ; 6 – Собинская, скв. 9, 1018–1025 м, E_{3ap} ; 8 – Талаканская, скв. 822, 1077–1091,8 м, E_{3us} ; 10 – Данилов-
ская, скв. 10, 1705,4 м, E_{1us} и 11 – скв. 5, 1781,5 м, E_{1us} ; 12 – Коркинская, скв. 15, 2467,2–2473 м, E_{1us} .

раннего кембрия юга Сибирской платформы

Групповой состав, %							Me-Nn Nn-Ar	Сумма смола асфаль- тены	Углеводородный состав, %	
Me-Nn	Nn-Ar	Сумма УВ	Смола			Асфаль- тены			Me-Nn	Nn-Ar
			бен- зольные	спирто- бен- зольные	сумма смола					
9,36	11,98	21,34	23,93	27,09	51,02	27,63	0,78	1,85	43,86	56,14
19,13	5,53	24,66	21,58	38,17	59,75	15,59	3,46	3,83	77,57	22,43
15,79	16,22	32,01	17,14	29,97	47,11	20,88	0,97	2,26	49,32	50,68
36,58	7,76	44,34	7,85	36,58	44,43	11,23	4,71	3,96	82,50	17,50
29,23	4,36	33,54	15,59	40,18	55,77	10,64	6,70	5,24	87,15	12,85
28,26	5,61	33,87	3,99	40,03	44,02	22,11	5,04	1,99	83,44	16,56
29,19	4,78	33,97	10,87	41,07	51,94	14,09	6,11	3,69	85,93	14,07
12,16	6,76	18,92	9,90	44,15	54,05	27,03	1,80	2,00	64,27	35,73
28,68	12,38	41,06	30,83	24,43	55,26	3,68	2,32	15,02	69,85	30,15
14,52	2,42	16,94	12,09	57,26	69,35	11,37	6,28	6,10	85,71	14,29
17,78	4,44	22,92	6,66	50,00	56,66	21,12	3,94	2,68	77,57	22,43
35,43	6,31	41,74	10,18	35,02	45,20	13,06	5,61	3,46	84,88	15,12

Среди различных классов углеводородов и гетероциклических углеводородистых соединений в битумоидах солей больше всего смол, причем более высокомолекулярные спиртобензольные смолы, как правило, резко преобладают над бензольными. В двух третях изученных образцов содержание смол превышает 50 % (среднее 52,88). Содержание асфальтенов варьирует, как правило, от 10 до 30 % (среднее 17,7).

Углеводороды составляют в изученных битумоидах солей от 20 до 45 %. Содержание насыщенных УВ варьирует от 9,3 до 35,6 % (среднее 23), нафтеново-ароматических – от 2,4 до 16,3 (среднее 7,4). По средним данным и в подавляющем числе образцов насыщенных УВ в солях рассеяно много больше, чем нафтеново-ароматических, величина отношения их концентраций равна 3,1. В выборке в целом четкой связи содержания УВ в битумоидах с глубиной погружения отложений не фиксируется, что, возможно, связано с ее неоднородностью. Однако в ангарской свите, по мере погружения отложений, роль УВ в битумоидах возрастает, одновременно увеличивается значение алифатических и уменьшается нафтеново-ароматических УВ (рис. 2).

В составе насыщенных УВ роль *n*-алканов весьма значительна. В двух образцах (см. табл. 1, обр. 2 и 4) их содержание определено количественно: 39 и 52 % соответственно. Индивидуальный состав *n*-алканов во всех образцах весьма сходен. В наибольших концентрациях, как правило, присутствуют УВ C₂₃, C₂₆, реже C₂₉. Чаще в максимальных концентрациях фиксируется один из этих УВ, иногда два (рис. 3).

В составе изо-циклоалифатических УВ преобладают изоалканы (табл. 2), а среди цикланов – би- и моноциклические. В ангарской свите с ростом глубины погружения отложений имеет место тенденция к росту концентрации изоалканов

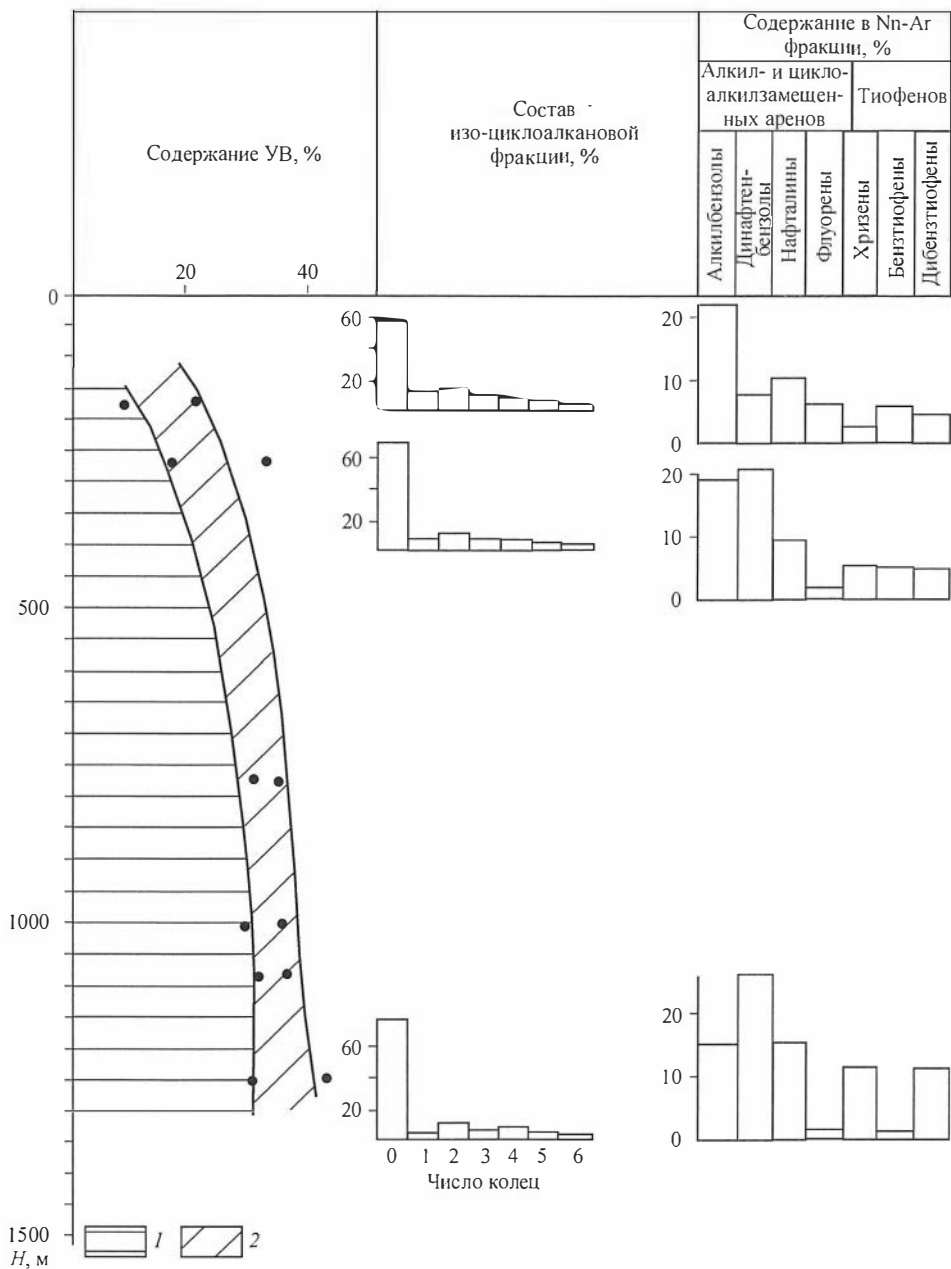


Рис. 2. Изменение углеводородов и составляющих их компонентов в солях ангарской свиты в зависимости от глубины:

1 – метаново-нафтеновые и 2 – нафтеново-ароматические углеводороды (геологическую характеристику см. на рис. 1).

и снижению концентраций цикланов (см. табл. 2, см. рис. 2). Интересно, что эта тенденция отчетливо прослеживается для моно-, би- и трицикланов и очень слабо для тетра- и пентацикланов.

В составе изоалканов и цикланов, по данным ИК-спектрометрии (табл. 3), основная масса средней молекулы представлена разной длины неразветвленными алифатическими цепями. Они составляют 30–45 % от массы фракции, причем пре-

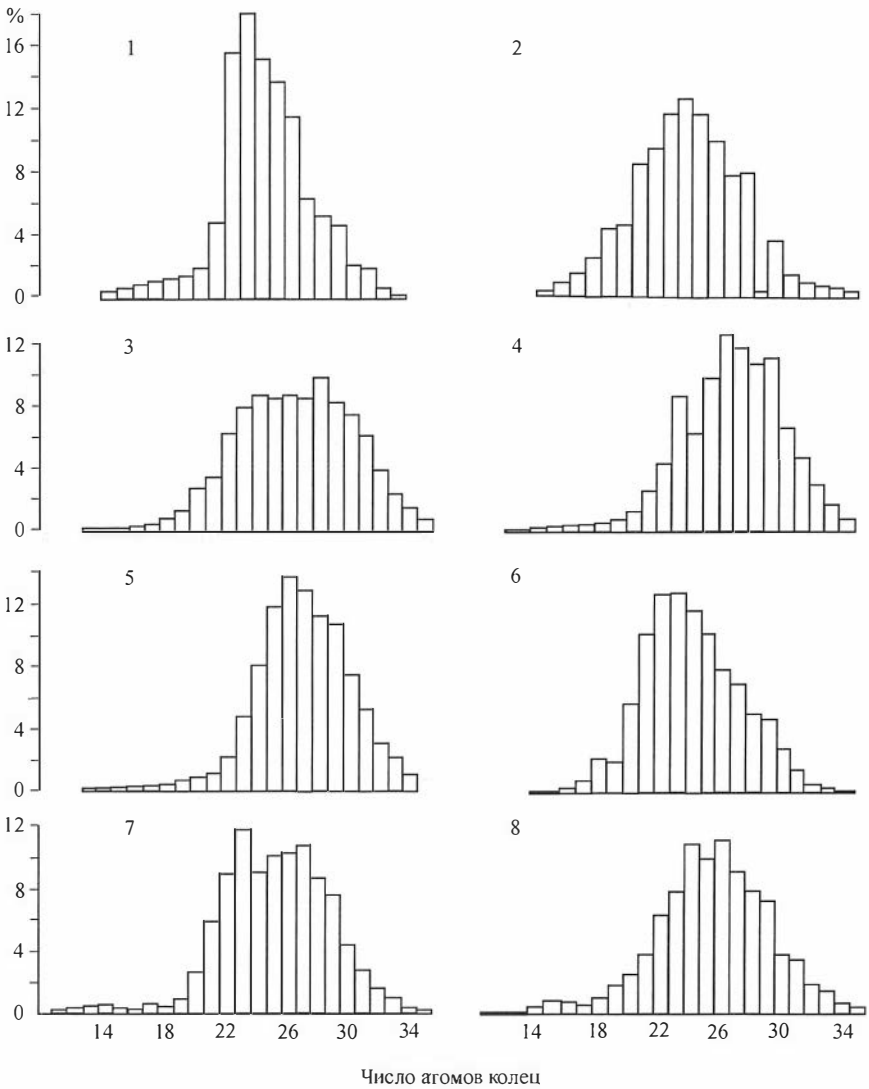


Рис. 3. Распределение *n*-алканов в битумоидах солей кембрия юга Сибирской платформы в зависимости от числа атомов углерода в молекуле.

Геологическую характеристику см. на рис. 1.

Таблица 2

**Состав изо-циклоалкановых фракций
(по данным масс-спектрометрии)**

Номер образца	Содержание на изо-циклоалкановую фракцию, %						
	Метано-вые	Нафтены					
		моно-	би-	три-	тетра-	пента-	гекса-
1	57,67	10,68	13,08	8,24	6,86	2,74	1,19
2	45,08	15,90	14,86	10,36	8,27	4,14	1,36
3	69,19	7,01	10,04	5,82	5,88	1,31	0,74
9	76,35	2,28	8,58	4,56	5,55	1,85	0,84

Состав изо-циклоалкановых фракций битумоидов (по данным ИК-спектроскопии)

Номер образ-ца	Анализ	CH ₂ группы в цепях							CH ₃	CH ₃ группы						CH ₂ группы в кольцах			
		ΣCH ₂	n≥5	n=4-5	n=3	n=2	n=1	Изо-прено-идные		изолированные			геминальные			ΣCH ₂	Нафтены		
										Всего	На концах цепей	На цепях метиль-ное раз-ветвление	На коль-цах	Всего	Изопро-пильное развет-вление		Димет-ильное развет-вление	6-член-ные	5-член-ные
1	На фракцию	54,00	29,69	3,63	4,14	2,58	0,96	13,0	21,49	16,87	8,11	3,53	5,22	4,52	2,56	1,96	12,30	11,71	0,59
	На битумоид	6,29	3,46	0,42	0,48	0,30	0,11	1,5	2,50	1,96	0,57	0,41	0,61	0,53	0,30	0,35	1,43	1,36	0,07
4	На фракцию	53,90	31,00	0,00	2,91	0,00	0,00	19,3	22,40	20,20	5,81	5,72	8,66	2,26	2,26	0,00	13,40	10,40	3,02
	На битумоид	10,90	6,28	0,00	0,59	0,00	0,00	4,0	4,59	4,09	1,17	1,16	1,76	0,45	0,45	0,00	2,73	2,11	0,61

Таблица 4

Состав нафтеново-ароматических фракций битумоидов (по данным масс-спектрометрии)

Номер образ-ца	Анализ	Алкил-бензолы	Инданы, тетралины	Ди-нафтен-бензолы	Нафта-лины	Аце-нафтены	Флуорены	Фсн-ан-трены	Нафтен-о-фенан-трены	Пирены	Хризены	Бензтио-фены	Дибенз-тиофены	Нафта-бензтио-фены
1	На фракцию	21,91	6,80	7,96	10,01	10,98	5,89	6,82	10,89	5,42	1,75	5,20	3,91	2,47
	На битумоид	2,62	0,81	0,95	1,20	1,32	0,71	0,82	1,30	0,65	0,21	0,62	0,47	0,29
2	На фракцию	16,70	8,18	12,40	18,30	20,00	0,00	8,58	6,64	0,18	1,69	4,23	0,00	2,90
	На битумоид	0,93	0,45	0,69	1,01	1,11	0,00	0,47	0,37	0,01	0,09	0,23	0,00	0,16
3	На фракцию	19,07	7,29	20,97	13,61	7,44	1,51	8,13	0,00	5,51	4,98	4,65	4,50	1,41
	На битумоид	2,47	0,90	2,60	1,68	0,92	0,19	1,00	0,00	0,68	0,62	0,57	0,56	0,57
9	На фракцию	14,16	6,39	25,13	14,08	8,82	0,46	3,13	0,58	5,05	9,82	0,45	9,50	2,42
	На битумоид	2,64	1,19	4,68	2,62	1,64	0,09	0,58	0,11	0,94	1,83	0,08	1,77	0,45

обладают длинные цепи, образованные более чем пятью метиленовыми группами. Разветвление цепи, судя по соотношению метиленовых групп в изопреноидных структурах и изолированных метильных групп в разветвлениях цепей, представлено в основном изопреноидами. Метиленовые группы изопреноидных цепей составляют 13–20 % от массы фракции. Если учесть, что 5–8 % массы фракции – это изолированные метильные группы на концах цепей, то станет ясно, что истинная роль алифатических неразветвленных и изопреноидных структур в молекулах насыщенных УВ изо-циклоалифатической фракции еще больше. Методами газожидкостной хроматографии в составе насыщенных УВ из числа изопреноидов идентифицированы пристан и фитан. Концентрация последнего в изученных образцах всегда больше. Величина соотношения концентраций пристана и фитана варьирует от 0,50 до 0,75. Остальных изопреноидов зафиксированы лишь следы.

В составе цикланов доминируют шестичленные. Концентрация метиленовых групп в таких циклах во много раз больше, чем в пятичленных. Общая концентрация метиленовых групп в циклах 12–13 %. Метильные группы на циклах составляют 5–9 % от массы фракции. Судя по соотношению концентрации цикланов и метиленовых групп в кольцах в изо-циклоалифатической фракции, цикланы битумоидов солей содержат многочисленные алифатические ответвления в виде неразветвленных, возможно, и изопреноидных цепей.

Как отмечалось выше (см. табл. 1), роль нафтеново-ароматических УВ в битумоидах солей невелика. Данные масс-спектрометрии показывают, что среди них преобладают (35–50 %) алкилбензолы и гибридные нафтеново-ароматические УВ типа инданов, тетралинов и динафтенбензолы (табл. 4). В значительных концентрациях, но ниже концентрации нафталинов, фенантронов, хризенов, пиренов, содержатся флуорены и нафтенфенантроны. Сравнение концентраций полиядерных УВ и соответствующих ароматических ядер (см. табл. 4 и 5) указывает на значительную роль в молекулах нафтеново-ароматических УВ алифатических и циклических насыщенных ответвлений. Состав аренов солей позволяет предполагать, что биологическими предшественниками многих из них могли быть изопреноиды (ди- и тритерпеноиды). Для некоторых групп УВ наблюдается тенденция к направленному изменению их концентрации с погружением. Так, в солях ангарской свиты роль алкилбензолов в нафтеново-ароматической фракции с глубиной уменьшается, а динафтенбензолов растет (см. рис. 2, табл. 4).

В составе нафтеново-ароматической фракции битумоидов солей идентифицированы в значительных количествах серосодержащие соединения – тиофены,

Таблица 5

**Содержание полиядерных ароматических структур
в нафтеново-ароматических фракциях**

Номер образца	Содержание ароматических ядер, % на Nn-Ar-фракцию					
	Нафталиновые	Фенантроновые	Антраценовые	Хризеновые	Пиреновые	Сумма ядер
1	3,88	4,82	4,77	4,18	1,87	19,49
2	3,90	1,42	0,43	0,69	0,40	6,84
3	2,30	1,90	0,10	0,40	0,70	5,40
4	11,20	5,78	0,21	0,15	0,15	17,50
5	4,10	2,20	0,20	0,10	0,30	6,90
6	2,60	1,70	0,20	0,30	0,20	5,00
7	5,10	2,40	0,10	0,20	0,10	7,90
9	1,10	0,93	0,34	0,15	0,45	2,97
12	5,80	3,50	0,10	0,50	0,20	10,10

дибензтиофены, нафтенобензтиофены. По мере роста глубины залегания отложений наблюдается тенденция к изменению их содержания.

Сравним состав битумоидов солей с составом битумоидов карбонатных толщ кембрия Сибирской платформы, обстоятельно изученных ранее [11]. Такое сопоставление, естественно, следует делать для ОВ на низких стадиях катагенеза. Сравнение показывает, что групповой состав битумоидов обоих типов пород достаточно близок. Большое сходство фиксируется и в углеводородном составе, для которого характерно преобладание алифатических соединений, низкая конденсированность цикланов и аренов, большое число в молекулах последних гибридных форм и алифатических ответвлений. Единственным, намечающимся, правда, на ограниченном материале, отличием является большая концентрация в составе насыщенных УВ солей *n*-алканов и значительная роль в них соединений с большей длиной цепей. В составе битумоидов солей в максимальных концентрациях могут присутствовать УВ C_{23} , C_{26} и даже C_{30} . В карбонатах в наибольших количествах всегда присутствуют *n*-алканы C_{23} . Отметим также, что в глинистых и мергелистых толщах, например в уникально обогащенных аквагенным ОВ отложениях куонамского типа (ленский и амгинский ярусы кембрия), роль *n*-алканов еще меньше, а максимальные концентрации характерны для УВ C_{17} – C_{19} [11, 12].

Есть основания считать, что как сходство, так и различия в составе УВ солей и карбонатов предопределены составом исходного живого вещества, основную массу которого составлял, скорее всего, фитопланктон. Поскольку температура вод в эвапоритовых бассейнах была, видимо, несколько выше, чем в бассейнах, где осаждались карбонаты, то липиды фитопланктона первых могли содержать больше *n*-алканов и насыщенных жирных кислот, причем цепь и тех, и других также была длиннее. По крайней мере, в современных морских бассейнах такие тенденции изменения состава липидов фитопланктона в зависимости от температуры вод фиксируются вполне отчетливо.

Можно предположить, что невысокая концентрация в составе УВ аренов, низкая конденсированность и высокая алифатичность последних связаны со спецификой катагенеза ОВ, который протекает в условиях отсутствия контакта битумоидов с алюмосиликатными катализаторами – их роль в террагенном ОВ играет тонкодисперсный пелитовый материал. Как следствие, реакции диспропорционирования, дегидрирования и изомеризации протекают вяло.

Учитывая, что описанные битумоиды солей, судя по их составу и условиям залегания, являются автохтонными, приведенные выше материалы показывают, что в солях эвапоритовых бассейнов кембрия Сибирской платформы захоронялись большие массы ОВ, в том числе липидов. Согласно оценке, выполненной Н.В. Мельниковым, Л.М. Бурштейном и одним из авторов, общая масса солей в отложениях кембрия Сибирской платформы составляет примерно $1 \cdot 10^{15}$ т. Если принять среднее содержание битумоидов в солях за 0,0058 %, то тогда в них рассеяно 58 млрд т битумоидов. С учетом УВ бензиновых и керосиновых фракций, а также углеводородных газов (УВГ) действительная масса битумоидов и УВГ в солях значительно больше.

Представляет интерес сравнить ее с массой битумоидов в карбонатных толщах кембрия. Согласно оценке тех же авторов, масса карбонатов кембрийского возраста на платформе составляет примерно $6 \cdot 10^{15}$ т. Примем среднее содержание битумоидов в карбонатах равным 0,01 %, что несколько выше реально определенных по большой выборке величин [11]. Тогда в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы рассеяно около 600 млрд т битумоидов. Если допустить, что из солей битумоиды не эмигрировали, а из карбонатов их эмигрировало 50 %, то начальный потенциал генерации битумоидов в карбонатах был 1200 млрд т.

Таким образом, несмотря на абсолютно огромные массы битумоидов в солях, нефтегенерационный потенциал карбонатных толщ кембрия был значительно выше. Мы не рассматриваем здесь возможных механизмов первичной миграции битумоидов их солей.

Значит ли это, что биологическая продуктивность кембрийских солеродных бассейнов и солеродных бассейнов вообще является низкой или, по крайней мере, более низкой, чем в бассейнах карбонатакопления? Нет, не значит. Более того, оценки показывают, что биологическая продуктивность солеродных бассейнов была, скорее всего, большей, чем бассейнов карбонатакопления.

Пусть биологическая продуктивность бассейнов соленакопления равна a_1 , скорость накопления осадков v_1 , а карбонатакопления a_2 и v_2 соответственно. Допустим, что коэффициент fossilization ОВ в бассейнах первого типа равен k_1 , а второго k_2 . Тогда за время Δt в бассейне соленакопления захоронится $k_1 a_1 \Delta t$ ОВ, а в бассейне карбонатакопления $k_2 a_2 \Delta t$. За это же время массы солей и карбонатов, отложившихся в бассейнах, будут равны $v_1 \Delta t$ и $v_2 \Delta t$. Концентрации ОВ в осадках двух типов бассейнов c_1 и c_2 будут равны соответственно

$$c_1 = \frac{k_1 a_1 \Delta t}{(v_1 + k_1 a_1) \Delta t} \cong \frac{k_1 a_1}{v_1},$$

$$c_2 = \frac{k_2 a_2 \Delta t}{(v_2 + k_2 a_2) \Delta t} \cong \frac{k_2 a_2}{v_2}.$$

Отсюда

$$\frac{a_1}{a_2} = \frac{c_1}{c_2} \cdot \frac{v_1}{v_2} \cdot \frac{k_2}{k_1}.$$

Таким образом, чтобы сравнить биологическую продуктивность ископаемых бассейнов соле- и карбонатакопления, необходимо оценить соотношения $\frac{c_1}{c_2}$, $\frac{v_1}{v_2}$ и $\frac{k_2}{k_1}$. Работами многих исследователей показано, что $v_1 \gg v_2$ [12, 13].

В.Н. Киркинская допускает, что $\frac{v_1}{v_2}$ равно 13 [9]. Примем эту величину. Учитывая мелководность солеродных бассейнов, по сравнению с бассейнами карбонатакопления, и большую скорость соленакопления, допустим, что $k_1 < k_2$, однако это различие, если иметь в виду платформенный характер бассейна, вряд ли было значительным.

Пусть $\frac{k_2}{k_1} \approx 0,5$. Примем, наконец, что концентрация fossilized ОВ пропорциональна содержанию битумоидов в породах, не затронутых эмиграцией. Тогда $\frac{c_1}{c_2} = 0,3$. При сделанных допущениях $\frac{a_1}{a_2} \approx 2$. Ввиду крайне ориентировочного характера принятых в расчете величин он дает лишь основание для утверждения, что биологическая продуктивность кембрийских бассейнов соле- и карбонатакопления была одного порядка. В этом смысле точка зрения многих исследователей о значительной биологической продуктивности солеродных бассейнов получает прямое подтверждение.

В заключение остановимся на возможных генетических связях битумоидов карбонатно-эвапоритовых толщ кембрия с нефтями. Такие генетические связи по составу УВ намечаются вполне отчетливо. В кембрии Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции распространены нефти, относящиеся к типу В – алкановым,

малопарафинистым [10]. Особенности их углеводородного состава подробно рассмотрены в работах [2, 10, 11]. Сравнение показывает, что все характерные особенности изо-циклоалифатических и ароматических УВ карбонатных и соленосных пород отмечаются и в кембрийских нефтях. Отличаются они лишь концентрацией и индивидуальным составом *n*-алканов. Последние в нефтях характеризуются резким сдвигом максимальных концентраций отдельных УВ в сторону низкокипящих соединений C₈–C₉. Для объяснения этого различия можно выдвинуть две гипотезы. Первая: это различие есть результат малой миграционной способности высококипящих *n*-алканов при низких температурах. Вторая: источником нефти в отложениях кембрия были близкие по составу исходного живого вещества, но претерпевшие большой катагенез нефтепроизводящие толщи.

Окончательное решение этого вопроса не входит в задачу настоящего исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буялов Н.И. Галогенные отложения на территории СССР и их связь с нефтегазоносностью // Докл. АН БССР. 1966. Т. 10, № 1. С. 32–36.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Недра, 1981. 552 с.
3. Данилова В.П., Конторович А.Э. Рациональный комплекс методов анализа водорастворенного органического вещества // Рассеянное органическое вещество горных пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. С. 108–119.
4. Жарков М.А. О промежуточных бассейнах эпох соленакопления и парагенетической связи с соленосными сериями нефтяных и газовых месторождений // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. С. 163–185.
5. Жарков М.А. Нефтегазоносность эвапоритовых формаций // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. М.: Изд-во МГУ, 1975. С. 102–110.
6. Жарков М.А., Жаркова Т.М. Наборы и ассоциации соляных пород соленосных формаций хлоридного типа, их сравнительная характеристика и механизм образования // Сравнительный анализ осадочных формаций. М.: Наука, 1969. С. 7–79.
7. Калинин М.К. Соленакопление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. М.: Недра, 1973. 131 с.
8. Капченко Л.Н. Связь нефти, рассолов и соли в земной коре. Л.: Недра, 1974. 183 с.
9. Киркинская В.Н., Василевский А.Ф., Даценко В.А. и др. Палеогеография Сибирской платформы в раннем кембрии–амгинском веке среднего кембрия // Палеогеография позд-непротерозойских и палеозойских бассейнов Сибирской платформы. Л.: ВНИГРИ, 1975. С. 61–83.
10. Конторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 3–13.
11. Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. История залежей нефти и газа в верхнедевонских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, 1978. С. 61–97.
12. Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Наука, 1981. 227 с.
13. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. В 3-х т. М.: Изд-во АН СССР, 1960–1962. Т. 1. Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. 1960. 212 с.; Т. 2. Закономерности состава и размещения гумидных отложений. 1960. 574 с.; Т. 3. Закономерности состава и размещения аридных отложений. 1962. 460 с.
14. Яншин А.Л. Основные проблемы соленакопления // Проблемы соленакопления. Т. 1. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. С. 5–15.



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА В СЕДИКАХИТАХ РАЗЛИЧНОЙ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ПРИРОДЫ¹

Выяснение закономерностей распределения стабильных изотопов углерода ^{12}C и ^{13}C в фоссилизированном органическом веществе – керогене и его производных – нафтидах, а также факторов, вызывающих их фракционирование, очень важно для разработки ряда основополагающих теоретических и прикладных разделов органической геохимии и геологии нефти и газа. Не случайно в течение нескольких десятилетий эта проблема привлекает внимание широкого круга исследователей. Фундаментальные работы по геохимии стабильных изотопов углерода в седикахитах (СКХ – термин Н.Б. Вассоевича [4]), т. е. в рассеянном органическом веществе и каустобиолитах, принадлежат Э. Дегенсу, Э.М. Галимову, Г. Крейгу, Р. Парку, С. Эпштейну. Крупные исследования в этой области выполнены Р. Абельсоном, Ф.А. Алексеевым, Д. Бейкером, Т.А. Ботневой, В.С. Вышемирским, Дж. Гоефсом, Н.А. Еременко, М. Кэди, В.С. Лебедевым, С.П. Максимовым, П. Мюллером, Р.Г. Панкиной, Э.М. Прасоловым, В.М. Саккет, С.Р. Силвермэном, В.И. Смитом, М. Шидловски и др.

Литература по геохимии стабильных изотопов углерода (СИУ) в СКХ насчитывает несколько тысяч наименований. Количество публикаций продолжает быстро нарастать. Тем более удивительно, что относительно наблюдаемых в природе закономерностей дифференциации СИУ в СКХ существуют противоречивые, а часто даже исключаящие друг друга точки зрения. К их числу относится вопрос о соотношении СИУ в СКХ, битумоидах и нефтях разной генетической природы, некоторые детали фракционирования изотопов углерода в диа-, ката- и метагенезе и т. п. В значительной степени это связано с тем, что в живом веществе и современных осадках фракционирование СИУ изучено чрезвычайно глубоко и систематически [9, 39–41, 43, 46–48], в то время как для ископаемых осадков мы располагаем лишь редкими и разрозненными данными, не позволяющими в должной степени учесть характер и масштабы происходивших в них процессов и их эволюцию.

Настоящая работа – это итог крупного этапа исследований по геохимии СИУ в СКХ, осуществляемых в СНИИГГиМСе и его Томском отделении, призвана в определенной мере восполнить этот пробел и дать, как мы надеемся, системно подобранный и однозначно интерпретируемый экспериментальный материал для решения спорных вопросов геохимии СИУ в СКХ. Она является составной частью исследований по органической геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири, проводимых в СНИИГГиМСе свыше 25 лет. Выработанный научной школой СНИИГГиМСа методологический подход к исследованиям в области органической геохимии предусматривает, что правильная интерпретация закономерностей распределения СКХ или отдельных их компонентов в осадочной оболочке Земли может быть дана лишь на основе комплексного системного анализа условий образования и последующей геологической истории изучаемых объектов. Такой

¹ Геология и геофизика. 1985. № 7. С. 3–11. Соавт.: Л.И. Богородская, С.И. Голышев.

комплексный системный анализ должен включать изучение палеоландшафтных и палеоклиматических условий накопления СКХ, палеогидрогеохимию бассейна осадконакопления, реконструкцию состава исходного живого вещества, закономерностей его накопления в ископаемых осадках, условий и особенностей превращений СКХ в диагенезе и катагенезе (а для пород, претерпевших особо сильные изменения, – и в метагенезе), выяснение основных черт эволюции условий захоронения СКХ. Такой подход ранее был реализован в работах [11, 19, 20, 22, 23] и в настоящей статье распространен на исследование геохимии СИУ в СКХ ископаемых осадков.

Объектом изучения стала собранная в лаборатории битуминологии СНИИГГиМСа с начала 60-х годов коллекция дебитуминизированных хлороформом концентратов СКХ и углей. Отбор образцов для исследования в платформенных и межгорных нефтегазоносных и перспективных бассейнах Сибири в разные годы проводили В.М. Евтушенко, В.П. Данилова, Т.Н. Зуева, Н.Ф. Ивлев, С.А. Кащенко, В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев, Л.Г. Маркова, И.А. Олли, И.Д. Полякова, П.А. Трушков, Г.Ф. Степаненко, П.Н. Соболев, Е.И. Соболева, А.С. Фомичев и другие специалисты. Изучение их химического состава осуществлялось в лаборатории битуминологии СНИИГГиМСа по схеме, принятой в институте [18]. Пробы СКХ (нерастворимых (НСКХ) в органических растворителях компонентов СКХ) готовились по стандартной методике путем последовательной обработки соляной и плавиковой кислотами дебитуминизированной в хлороформе породы. В НСКХ помимо соотношения изотопов углерода определялись содержание С, Н, N, S, O, кислородсодержащих функциональных групп, зольность, проводилось петрографическое изучение образцов под микроскопом. На основе химических и петрографических данных, а также палеобиофациальных реконструкций для отдельных комплексов отложений в каждой пробе определялись исходный генетический тип СКХ, характер изменений в катагенезе, степень катагенетической превращенности. Выделялись аквагенные и террагенные СКХ, а также смешанные их разновидности.

В ряде образцов при известном генетическом типе СКХ и степени катагенеза состав СИУ определялся прямо из дебитуминизированной породы без предварительного получения концентрата НСКХ. Специально поставленные опыты показали, что систематических ошибок такая процедура анализа по сравнению с изучением НСКХ не вносит (табл. 1).

Изотопный состав углерода определяли в лаборатории масс-спектрометрии ТО СНИИГГиМСа по методике, описанной в [34]. Химическая подготовка заключалась в переводе углерода СКХ в CO_2 на окиси меди при температуре около 1000°C . Измерения отношения $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ выполнены на масс-спектрометре Ми-1309 с точностью $\pm 0,2\%$. Величины изотопных отношений приведены в виде отклонения $\delta^{12}\text{C}$ относительно стандарта РДВ. Аналитические исследования осуществлялись Г.М. Антаковой, Л.И. Богородской, Н.А. Верховской, С.И. Голышевым, Л.В. Лебедевой, Л.Г. Потыковой и другими под научным руководством А.Э. Конторовича.

Всего проанализировано 233 образца, в том числе по районам Западно-Сибирской плиты (ЗСП) – 158, Сибирской платформы (СП) – 63, других районов Сибири – 12. Помимо определений, выполненных в СНИИГГиМСе, в работе учтено 165 анализов, опубликованных советскими и зарубежными исследователями. Эти данные использовались лишь в случаях, если в публикации имелась достаточно надежная информация об исходной генетической природе, условиях захоронения и степени катагенеза СКХ. В подборе и систематизации литературных материалов, в подготовке графики большую помощь авторам оказали Т.В. Ба-

Результаты сравнительного анализа концентратов СКХ
и нерастворимых остатков породы

Регион	Обнажение, площадь, скважина	Интервал отбора, м	Литология	Возраст	С _{орг} в породе, %	(Н/С) _{ат}	δ ¹³ С, ‰	
							в концентратах	в нерастворимых остатках
ЗСП	Александровская, 1	2311–2350	Аргиллит	K _{1v}	0,6	0,84	-27,3	-27,0
	»	2711–2738	»	J ₁ + J ₂	2,9	0,79	-25,8	-26,5
	Веселовская, 4	2227–2249	»	J _{3v}	7,0	1,09	-30,5	-30,8
	Воробьевская, 1	2304–2346	»	K _{1v}	0,6	0,67	-26,4	-25,5
	Казанская, 3	2464–2470	»	J _{3k-o}	4,6	0,72	-25,9	-25,8
	Надымская, 7	4293–4310	»	J ₁ + J ₂	2,2	0,59	-25,8	-27,3
	Сенькинская, 7	2181–2190	»	J _{3v}	7,4	1,17	-30,8	-30,0
СП	р. Котуй	—	»	V	0,4	0,99	-33,4	-33,1
	р. Лээписка	—	»	J ₁	0,6	0,79	-26,8	-28,2
	р. Правая Ушаковка	—	Сланец	V	2,4	0,32	-32,4	-33,6
	р. Чопко	—	Известняк	Є ₃	1,1	0,88	-30,5	-28,5
КАБ	Назаровский УР	Подшова пласта угля	Аргиллит	J ₂	1,0	0,78	-28,4	-27,7
КБ	Бочатский УР	Кровля пласта угля	»	P ₁	1,8	0,65	-26,8	-28,2
	Краснобродский УР	То же	»	P ₁	2,0	0,50	-26,9	-26,0
	Красногорский УР	»	Алевролит	P ₁	1,8	0,53	-27,2	-26,2
	»	Подшова пласта угля	Аргиллит	P ₁	2,5	0,53	-27,0	-26,3
	Шахта им. Вахрушева	Кровля пласта угля	»	P ₁	3,0	0,66	-27,0	-25,8

Примечание. КАБ – Каиско-Ачинский бассейн; КБ – Кузнецкий бассейн; УР – угольный разрез.

кулина, И.Д. Тимошина, Т.И. Толмачева. Таким образом, обработанная коллекция включает анализы 398 образцов. Более полная информация об изучении коллекции содержится в табл. 2.

Судя по крупнейшим обобщающим работам [3, 6–9, 14–16, 45], столь обширная и систематически подобранная информация для подобного исследования использована впервые.

Со времени работ А. Нира и Е. Гульбрансена и последующих обстоятельных исследований Г. Крейга известны два фундаментальной важности для геохимии СКХ факта:

- живые организмы обогащены изотопом ¹²С по сравнению с атмосферным углекислым газом и морским бикарбонатом;
- организмы, произрастающие на суше, – аэробии за редким исключением богаче изотопом ¹²С по сравнению с гидробионтами – растениями, произрастающими в воде.

Почти одновременно было установлено, что современные и ископаемые осадки содержат СКХ, еще более обогащенные изотопом ¹²С. Далее С.Р. Силвермэн и С. Эпштейн, располагая всего несколькими анализами НСКХ, предположили, что подобно морским и пресноводным растениям генетически связанная с ними “морская нефть” должна быть изотопно тяжелее “пресноводной нефти” [47]. Этот вы-

Основные сведения о коллекции исследованных образцов

Характеристика СКХ	Районы					Итого
	Сибирь*				Прочие районы**	
	Всего	ЗСП	СП	Прочие районы		
АквAGENные:						
Всего	145	93	52	0	52	197
рассеянные	100	62	38	0	52	152
концентрированные, $C_{орг} > 5\%$	45	31	14	0	0	45
подвергшиеся ПК и МК***, $H/C > 0,3$	142	92	50	0	16	158
подвергшиеся АК и МГ, $H/C < 0,3$	3	1	2	0	36	39
Террагенные:						
Всего	56	35	10	11	113	169
рассеянные	48	32	10	6	0	48
концентрированные	8	3	0	5	113	121
подвергшиеся ПК и МК	55	35	10	10	111	166
АК и МГ	1	0	0	1	2	3
Смешанного генезиса	32	30	1	1	0	32
Рифей и древнее	$\frac{3}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{2}{0}$	0	$\frac{34}{1}$	37
Венд	$\frac{11}{0}$	0	$\frac{11}{0}$	0	$\frac{4}{0}$	15
Кембрий	$\frac{29}{0}$	0	$\frac{29}{0}$	0	$\frac{14}{0}$	43
Ордовик	$\frac{2}{0}$	0	$\frac{2}{0}$	0	0	2
Силур	$\frac{8}{0}$	0	$\frac{8}{0}$	0	0	8
Девон	$\frac{10}{0}$	$\frac{10}{0}$	0	0	$\frac{0}{1}$	11
Карбон	$\frac{2}{3}$	$\frac{2}{3}$	0	0	$\frac{0}{26}$	31
Пермь	$\frac{0}{14}$	0	$\frac{0}{4}$	$\frac{0}{10}$	$\frac{0}{26}$	40
Триас	$\frac{0}{2}$	$\frac{0}{1}$	$\frac{0}{1}$	0	$\frac{0}{1}$	3
Юра	$\frac{69}{52}$	$\frac{69}{45}$	$\frac{0}{5}$	$\frac{0}{2}$	$\frac{0}{1}$	122
Мел	$\frac{11}{17}$	$\frac{11}{16}$	$\frac{0}{1}$	0	$\frac{0}{31}$	59
Четвертичные	0	0	0	0	$\frac{0}{27}$	17
ИТОГО	$\frac{145}{88}$	$\frac{93}{65}$	$\frac{52}{11}$	$\frac{0}{12}$	$\frac{52}{113}$	398

Примечание. В числителе – число образцов, содержащих аквAGENные, в знаменателе – террагенные или смешанные СКХ.

* Данные авторов.

** Литературные данные.

*** ПК – протокатагенез, МК – мезокатагенез, АК – апокатагенез, МГ – метагенез.

вод без обстоятельной проверки был принят в работах Р. Парка, С. Эпштейна [40], Э. Дегенса [14, 15] и многих других исследователей. В СССР эту точку зрения наиболее последовательно разрабатывал и развивал В.С. Вышемирский [6, 24]. Поэтому будет справедливо называть ее концепцией Силвермэна–Парка–Вышемирского.

Концепция эта изложена во многих обобщающих работах, причем как твердо установленный факт. Так, Б. Тиссо и Д. Вельте пишут, что “наземное органическое вещество по сравнению с морским планктоном обогащено более легким изотопом ^{12}C ; разница составляет 5–10 %. В древних осадках $\delta^{13}\text{C}$ керогена наземного происхождения обычно на 3–5 % меньше, чем $\delta^{13}\text{C}$ керогена морского происхождения” [28, с. 410]. К.Ф. Родионова, С.П. Максимов также отмечали в вышедшей в 1981 г. работе: “Установлено, что нефти, генетически связанные с органическим веществом континентального происхождения, изотопно легче нефтей морского происхождения” [27, с. 30]. Этот же тезис формулирует В.С. Вышемирский: “Обогащение растений (а через них с животных) легким углеродом (^{12}C) нарастает от морских обстановок к прибрежным и, более резко, к пресноводным и затем к наземным. В соответствии с этим в морских отложениях углерод сингенетичных нефтей тяжелее, чем континентальных” [24, с. 153].

Таким образом, без проверки на представительных выборках в научную литературу вошло и в течение четверти века принимается как достоверно установленное утверждение, что в ряду живое вещество–кероген–битумоид–нефть для разностей, генетически связанных с аэриобионтами, для каждого из членов имеет место повышенное содержание изотопа ^{12}C по сравнению с аналогичным членом ряда для гидробионтов.

Первое упоминание о наличии фактов, противоречащих этой признаваемой громадным большинством исследователей точке зрения, появилось в литературе в 1973 г. Т.А. Ботнева, изучив распределение СИУ в трех образцах НСКХ, пришла к выводу, что террагенное ОВ изотопно тяжелее аквагенного [2]. Год спустя эти же материалы были опубликованы в монографии Н.А. Еременко, Р.Г. Панкиной, Т.А. Ботневой и др. [16]. Видимо, связь с ограниченностью экспериментального материала, которым располагала Т.А. Ботнева, работа [2] внимания исследователей не привлекла. Более того, один из соавторов работы [16] С.П. Максимов через семь лет снова вернулся к точке зрения Силвермэна–Парка–Вышемирского [27].

К концу 70-х годов сложилась парадоксальная ситуация. В связи с разработкой проблем геологии докембрия изотопный состав НСКХ в них изучался несравненно более интенсивно, чем из отложений фанерозоя [30, 31, 37, 38, 45 и др.]. При этом было замечено, что значения $\delta^{13}\text{C}$ в них варьируют в широких пределах, причем в значительном числе случаев СКХ докембрия обогащены изотопом ^{12}C . Это дало повод для утверждения о специфичности изотопного состава живого вещества докембрия [37, 38, 45].

В 1979 г. авторы настоящей работы, обобщив обширный материал по геохимии СИУ в НСКХ на стадии мезокатагенеза из мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири, пришли к выводу, что вопреки широко распространенной точке зрения в этом регионе в составе аквагенных СКХ концентрация изотопа ^{12}C выше, чем в террагенных [14]. Год спустя, опираясь на материал не только по Западной Сибири, а и другим регионам, авторы подтвердили этот вывод на более представительной выборке [1, 23], а дальнейшее развитие работ позволило обосновать новый способ определения типа рассеянного органического вещества [13]. Стало очевидно, что обогащенность аквагенных НСКХ изотопом ^{12}C не является специфической особенностью, обусловленной своеобразием живого вещества докембрия, а характерна для СКХ и протерозоя, и фанерозоя [1].

Эти исследования не остались незамеченными. Т.А. Ботнева, Н.А. Еременко, Р.Г. Панкина полностью присоединились к новой точке зрения [3]. Э.М. Галимов и Л.А. Кодина в ряде публикаций [10, 17 и др.], признав реальность наблюдаемых нами фактов, высказали, однако, иное мнение, что “связь изотопного состава органического углерода с его континентальным или морским происхождением не является однозначной”. О заключении А.Э. Конторовича и его соавторов, что “обогащенность аквагенного органического вещества легким изотопом (относительно террагенного) является общей закономерностью для отложений фанерозоя”, они пишут, что “...это такая же крайность, как и подвергаемое ими критике обратное утверждение” [17, с. 23–24].

Однако в другой вышедшей одновременно работе [10] эти же авторы пишут: “Наиболее характерным признаком, позволяющим отличать органическое вещество, поступающее с континента, от продуцированного в самом океане, оказался изотопный состав углерода. Увеличение террагенного вклада проявляется в обогащении органического углерода легким изотопом” [10, с. 174]. А несколькими абзацами ниже они вновь отмечают неоднозначность этого критерия.

С.Р. Рамазанов, не будучи, видимо, знаком с публикациями [1, 12, 13, 23], изучая в 1982 г. материалы по геохимии СИУ в НСКХ Ферганской впадины, пришел к выводу, полностью совпадающему с нашим [25]. Годом раньше крайне противоречивые материалы опубликовали Е.А. Рогозина и др. [26]. Для рассеянных СКХ они получили результат, совпадающий с точкой зрения Силвермэна–Парка–Вышемирского, а для концентрированных – с нашей. Авторы привели статистические материалы, но никаким образом их не прокомментировали.

Итак, хотя концепция Силвермэна–Парка–Вышемирского в настоящее время перестала быть общепризнанной, но и противоположная точка зрения, развиваемая авторами, всеобщего признания пока не получила. Поэтому тщательный разбор фактического материала представляется крайне желательным.

В изученной нами коллекции представлены образцы ископаемых осадков древних морских водоемов нормальной солености с аквагенным, преимущественно планктоногенным составом СКХ. Литологически они включают песчаники, глины, доломиты, известняки и смешанные разности пород. Содержание органического углерода в них варьирует от десятых долей процента до 10–15 %. Образцы были отобраны на Сибирской платформе и ее обрамлениях из вендских и венд-кембрийских отложений (ушаковская, непская свиты, мотская серия и их возрастные аналоги), куонамской свиты и межсолевых карбонатов нижнего–среднего кембрия, граптолитовой свиты силура, в Западной Сибири – из карбонатных отложений девона, верхнеюрских и меловых глин баженовской, куломзинской, тарской и мегийонской свит и некоторых других толщ. Отложения, накапливающиеся в озерно-болотных и озерно-аллювиальных ландшафтах, а также в прибрежных частях водоемов с террагенным ОВ, представлены в коллекции образцами, отобранными из верхнепалеозойских отложений Сибирской платформы, Кузнецкого и Горловского угольных бассейнов, угленосных отложений нижней–средней, частично верхней юры Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы, васюганской свиты верхней юры Западной Сибири. В коллекции имеются образцы, содержащие СКХ смешанного генезиса. Подробный анализ условий накопления СКХ в толщах, из которых отобраны образцы, дан в работах [11, 20–22]. Неоднократно отмечалось, что, по крайней мере в прото- и мезокатагенезе, никакого влияния факторов катагенеза на изотопный состав НСКХ статистически не фиксируется [6, 15, 24 и др.]. Это подтверждается и нашими исследованиями, поэтому при анализе распределения СИУ в СКХ разной генетической природы рассмотрены только образцы, пережившие умеренный катагенез.

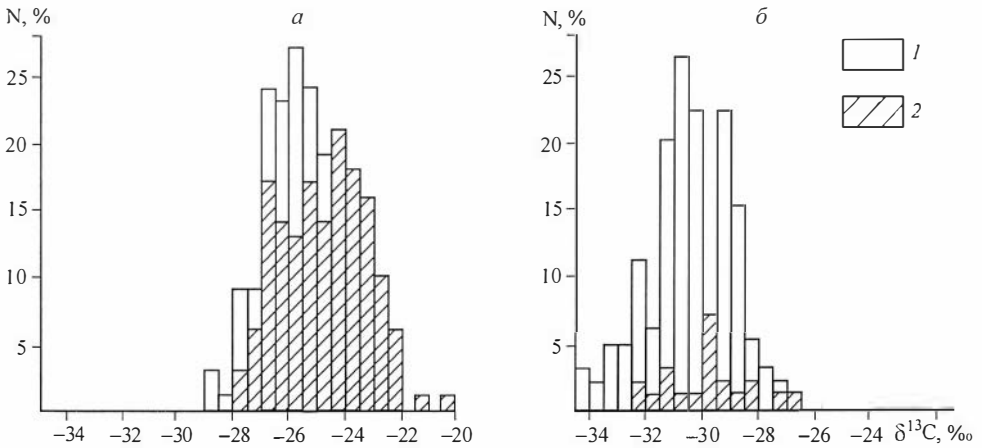


Рис. 1. Гистограмма распределения стабильных изотопов углерода ($\delta^{13}\text{C}$) в террагенных (а) и аквагенных (б) СКХ в прото- и мезокатагенезе:

1 – данные авторов; 2 – литературные данные [5, 7, 32, 33, 36, 49] для а и [33, 35, 37, 38] для б.

Как видно из рис. 1, на гистограмме для аквагенных алиновых СКХ модальные значения величины $\delta^{13}\text{C}$ равны $-30\dots-31\text{‰}$, размах выборки $-34,5\dots-6,5\text{‰}$. В НСКХ террагенной арконовой природы модальное значение величины $\delta^{13}\text{C}$ равно $-25\dots-26,5\text{‰}$, размах выборки $-20\dots-28,5\text{‰}$. Таким образом, аквагенные алиновые СКХ систематически обогащены изотопом ^{12}C по сравнению с террагенными арконовыми. Эта тенденция отчетливо прослеживается как на коллекции, изученной авторами, так и при обработке литературных данных (см. рис. 1).

Известно, что аквагенные СКХ при прочих равных условиях характеризуются повышенным содержанием водорода по сравнению с террагенными [19, 29], т. е. должна иметь место обратная корреляционная связь между содержанием водорода в СКХ и значениями $\delta^{13}\text{C}$. Такая стохастическая зависимость, действительно, имеет место (рис. 2). Для всей коллекции (169 образцов) коэффициент корреляции зависимости равен $-0,42$ и описывается уравнением $\delta^{13}\text{C} = -(25,33 + 0,58\text{H})$.

Для мезозоя Западной Сибири эта связь значительно сильнее, коэффициент корреляции равен $-0,82$ (89 образцов). Соответствующее уравнение регрессии имеет вид $\delta^{13}\text{C} = -(20,88 + 1,27\text{H})$.

Таким образом, на обширном статистическом материале подтверждается, что в аквагенных по генезису СКХ в прото- и мезокатагенезе концентрация изотопа ^{12}C выше, чем в террагенных.

Полученные результаты имеют фундаментальное значение для понимания закономерностей фракционирования изо-

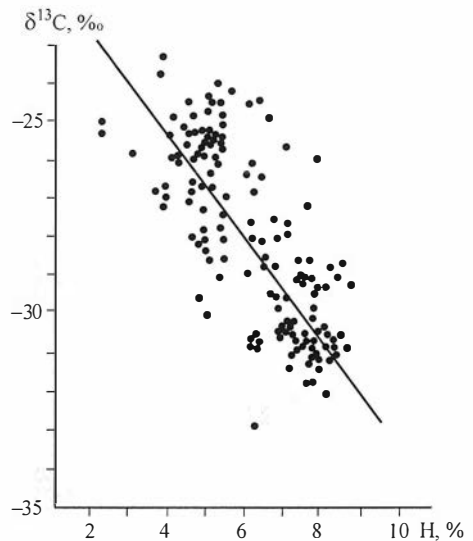


Рис. 2. Зависимость изотопного состава углерода в дебитуминизированных СКХ от содержания в них водорода в прото- и мезокатагенезе.

топов углерода в процессе фоссилизации живого вещества в осадочной оболочке Земли, для уточнения схемы геохимического цикла углерода в осадочном процессе. Они важны и в прикладном отношении при решении задач диагностики нефтепроизводящих отложений и выявления генотипов нефтей в природе по данным изотопных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богородская Л.И., Гольшев С.И., Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в органическом веществе различной генетической природы // VIII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. (Москва, 11–14 ноября 1980 г.). М.: Наука, 1980. С. 29–32.
2. Ботиева Т.А. Особенности изотопного состава углерода органического вещества нефтегазоматеринских пород // Геохимические критерии цикличности процессов нефтегазообразования. М., 1973. С. 116–129. (Тр. / ВНИГНИ; Вып. 139).
3. Ботиева Т.А. и др. Изотопный состав углерода, водорода, азота и серы в нефтях, газах и органическом веществе пород // Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984.
4. Вассоевич Н.Б. О необходимости новых классификаций и новых наименований углеродистых органических соединений // Седикахиты на разных этапах литогенеза. М.: Наука, 1982. С. 7–16.
5. Вышемирский В.М., Доильнищизн Е.Ф., Шорин В.П. Изотопный состав углерода углей и их битумоидов // Докл. АН СССР. 1968. Т. 183, № 5. С. 1178–1180.
6. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
7. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. М.: Недра, 1968. 224 с.
8. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
9. Галимов Э.М. Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981. 247 с.
10. Галимов Э.М., Кодина Л.А. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана. М.: Наука, 1982. 228 с.
11. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 552 с.
12. Гольшев С.И. и др. Влияние типа органического вещества и процессов литогенеза на изотопный состав углерода керогенов // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. V Всесоюз. семинара (Москва, 29–31 мая 1979 г.). М., 1979. С. 120.
13. Гольшев С.И., Богородская Л.И., Конторович А.Э. Способ определения типа рассеянного органического вещества. М.с. 949606 (СССР). Заявл. 31.07.80. Оpubл. в БИ 1982. № 29.
14. Дегенс Э.Т. Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967. 299 с.
15. Дегенс Э.Т. Диагенез и катагенез органического вещества // Диагенез и катагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971. С. 307–352.
16. Еремешко Н.А., Папкина Р.Г., Ботиева Т.А. и др. Стабильные изотопы в геохимии нефти. М.: Недра, 1974. 199 с.
17. Кодина Л.А., Галимов Э.М. Формирование изотопного состава углерода “гумусового” и “сапропелевого” органического вещества в морских отложениях // IX Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии: Тез. докл. Т. 1. М., 1982. С. 23–25.
18. Конторович А.Э. Рациональный комплекс современных методов анализа в органической геохимии // Современные методы анализа в органической химии. Новосибирск, 1973. С. 4–13. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 166).
19. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
20. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Винокур Б.Г. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
21. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 189 с.

22. *Койторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.
23. *Койторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И. и др.* Геохимические критерии нефтегазоносности и условия формирования скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. С. 86–127.
24. *Проблема* нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. 237 с.
25. *Рамазанов С.Р.* Распределение изотопов углерода в нерастворимом органическом веществе осадочных пород Ферганской впадины // IX Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии: Тез. докл. Т. 1. М., 1972. С. 190–191.
26. *Рогозина Е.А., Лобков В.А.* К вопросу об изменении изотопного состава углерода органического вещества в процессе катагенеза // Всесоюзное совещание по геохимии углерода: Тез. докл. М., 1981. С. 162–163.
27. *Родионова К.Ф., Максимов С.П.* Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 1981. 367 с.
28. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 511 с.
29. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
30. *Andreae M.O.* Chemical and stable isotope composition of the high grade metamorphic rocks from the Arendal area, Southern Norway // *Contribs. Mineral. Petrol.* 1974. Vol. 47, N 4. P. 299–316.
31. *Barghoorn E.S., Knoll A.H., Dembicki H.Jr., Meinschein W.G.* Variation un stable carbon isotopes in organic matter from the Gunfint Iron Formation // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N 3. P. 425–430.
32. *Compston W.* The carbon isotopic compositions of certain marine invertebrates and coals from the Australian Permian // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1960. Vol. 18, N 1/2. P. 1–22.
33. *Craig H.* The geochemistry of the stable carbon isotopes // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1953. Vol. 3, N 2/3. P. 53–92.
34. *Craig H.* Isotopic standards for carbon and oxygen and correction factors for mass-spectrometric analysis of carbon dioxide // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1957. Vol. 12, N 1/2. P. 133–149.
35. *Jackson T.A., Fritz P., Drimmie R.* Stable carbon isotope ratios and chemical properties of kerogen and extractable organic matter in pre-Phanerozoic and Phanerozoic sediments – their interrelations and possible paleobiological significance // *Chem. Geol.* 1978. Vol. 21, N 3/4. P. 335–350.
36. *Jeffery P.M. et al.* On the carbon-13 abundance of limestones and coals // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1955. Vol. 7, N 5/6.
37. *McKirdy D.M., Powell T.G.* Metamorphic alteration of carbon isotopic composition in ancient sedimentary organic matter: new evidence from Australia and South Africa // *Geology.* 1974. Vol. 2, N 12. P. 591–595.
38. *McKirdy D.M., Hahn J.H.* Composition of kerogen and hydrocarbons in Precambrian rocks // *Mineral deposits and the evolution of the biosphere.* Berlin; Heidelberg; New York: Springer Verlag, 1982. P. 123–154.
39. *Newman J.W., Parker P.L., Behrens E.W.* Organic carbon isotope ratios in Quaternary cores from the Gulf of Mexico // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1973. Vol. 37, N 2. P. 225–238.
40. *Park R., Epstein S.* Metabolic fractionation of ^{13}C and ^{12}C in plants // *Plant Physiol.* 1961. Vol. 36, N 2. P. 133–138.
41. *Parker P.I.* The biogeochemistry of the stable isotopes of carbon in a marine bay // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1964. Vol. 28, N 7. P. 1155–1164.
42. *Perry R.C., Ahmad S.N.* Oxygen and carbon isotope geochemistry of the Krivoy Rog iron formation, Ukrainian SSR // *Lithos.* 1981. Vol. 14, N 2. P. 83–92.
43. *Sackett W.M., Thompson R.R.* Isotopic organic carbon composition of recent continental derived clastic sediments of Eastern Gulf Coast, Gulf of Mexico // *AAPG Bull.* 1963. Vol. 47, N 3. P. 525–528.

44. Sackett W.M., Eadie B.J., Exner M.E. et al. Stable isotope composition of organic carbon in Recent Antarctic sediments // Adv. Org. Geochem. Paris, 1974. P. 661–671.
45. Schidlowski M. Content and isotopic composition of reduced carbon in sediments // Mineral deposits and the evolution of the biosphere. Berlin; Heidelberg; New York: Springer Verlag, 1982. P. 103–122.
46. Shultz D.J., Calder J.A. Organic carbon $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ variations in estuarine sediments // Geochim. Cosmochim. Acta. 1976. Vol. 40, N 4. P. 381–386.
47. Silverman S.R., Epstein S. Carbon isotopic compositions of petroleum and other sedimentary organic materials // AAPG Bull. 1958. Vol. 42, N 5. P. 998–1012.
48. Smith B.N., Epstein S. Two categories of $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ ratios for higher plants // Plant Physiol. 1971. Vol. 47, N 3. P. 380–384.
49. Wickman F.E. Wird das Häufigkeitsverhältnis der Kohlenstoffisotopen bei der Inkohlung verändert? // Geochim. Cosmochim. Acta. 1953. Vol. 3, N 5. P. 244–252.



ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА В СЕДИКАХИТАХ¹

В работе [20] был рассмотрен фундаментальной важности для геохимии стабильных изотопов углерода (СИУ) в седикахитах (СКХ) факт. Было показано, что вопреки широко принятой в литературе точке зрения, согласно которой аквагенные седикахиты беднее изотопом углерода ^{12}C , чем террагенные, реально на значительном статистическом материале фиксируется противоположная закономерность. Настоящая работа, продолжающая этот цикл исследований, посвящена анализу закономерностей фракционирования изотопов углерода в осадочном процессе вообще и выяснению природы установленной закономерности в частности. Фактический материал, положенный в основу работы, приведен в [20], там же обоснованы методология и методика исследований.

Уже в ранних работах, посвященных геохимии СИУ в СКХ, из которых стало ясно, что последние и особенно нефти обогащены изотопом ^{12}C по сравнению с материнским живым веществом, многие исследователи (С.Р. Силвермэн, Э. Дегенс, Т.А. Ботнева, Э.М. Галимов, В.С. Вышемирский и др.) пришли к выводу, что состав СКХ существенно трансформируется в диагенезе, когда они селективно обогащаются наиболее устойчивыми к окислению липидными компонентами. В террагенных СКХ эта тенденция проявляется менее сильно, что отчетливо осознавал Э. Дегенс [10, 11].

Геохимические исследования последних десятилетий убедительно показали, что кероген аквагенных СКХ имеет полимерлипидную природу (по Н.Б. Вассоевичу, А.Н. Гусевой и И.Е. Лейфману [9], геополимерлипиды в отличие от биополимерлипидов живого вещества) и что полимеризации в них подвергаются главным образом алифатические фракции липидов. Поэтому уже в первых работах [1, 20] авторы связали происходящий в диагенезе скачок, в результате которого в отличие от живого вещества аквагенные нерастворимые СКХ становятся изотопно легче террагенных, с полимерлипидной природой первых. Кероген террагенных СКХ имеет частично унаследованную от лигнина, частично сформированную в результате реакций меланоидинообразования преимущественно ареновую структуру, и хотя в нем аналогичное накопление липидных компонентов также, вероятно, имеет место, однако эффект остаточно-фоссилизационного накопления в них не столь значителен. Поэтому распределение СИУ в террагенных СКХ, в частности в углях, как это уже неоднократно отмечалось [3, 4 и др.], практически совпадает с таковым в материнском живом веществе так называемых растений C_3 -типа [36], дающих основную массу биопродукции наземных ландшафтов (рис. 1). Террагенные НСКХ значительно тяжелее изотопно, чем липидная фракция высших растений. Более того, возможно, в них даже отмечается некоторое увеличение роли изотопа ^{13}C по сравнению с углем аэробийонтов.

¹ Геология и геофизика. 1985. № 9. С. 34–42. Соавт.: Л.И. Богородская, С.И. Голышев.

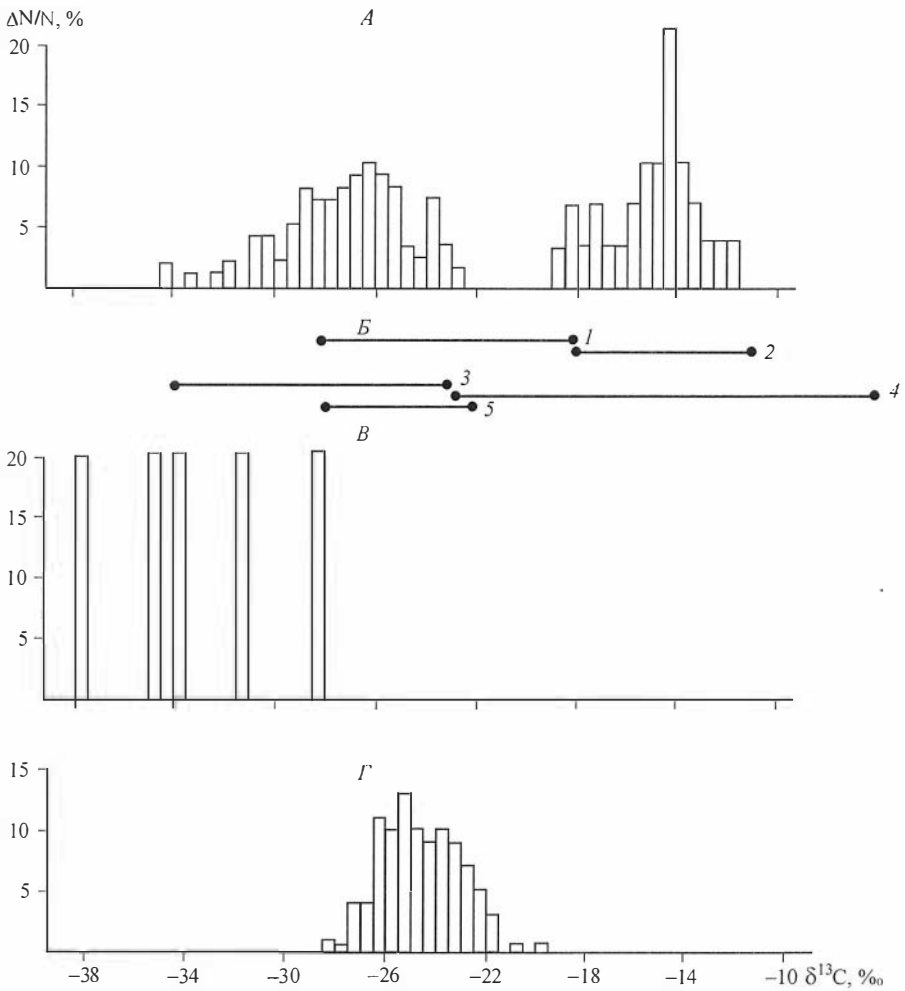


Рис. 1. Распределение стабильных изотопов углерода в аэриобионтах (*A* – гистограмма, данные [5, 6, 25, 31, 36], *B* – разброс значений по данным разных авторов: 1, 2 – [6], 3, 4 – [34], 5 – [31]), в липидах аэриобионтов (*B* – данные [6, 31]) и террагенных седикахитах в прото- и мезокатагенезе (*Γ* – данные [3, 5, 19, 20, 24, 25, 27, 37]).

Таким образом, зона диагенеза является вторым после процессов фотосинтеза геохимическим барьером, на котором происходит фракционирование изотопов углерода в посмертно захороняющемся живом веществе.

К сходной точке зрения относительно природы изотопно легких аквагенных СКХ пришли в 1982 г. Э.М. Галимов и Л.А. Кодина [7, 13], Д.М. Мак-Кирди и Дж.Х. Хаан [29]. Вместе с тем эти исследователи считают, что помимо аквагенных СКХ полимерлипидной природы в диагенезе могут формироваться аквагенные СКХ за счет белково-углеводной изотопно более тяжелой части исходного живого вещества в результате реакций меланоидинообразования и фиксации в составе образующихся гуминовых кислот части липидных компонентов. Исключать возможность реализации в некоторых специфических биофациях подобного механизма формирования состава СКХ нельзя. Такой, в частности, представляется нам природа керогена граптолитовых сланцев силура [2]. Седикахиты этой толщи отличаются пониженным против планктоногенных содержанием водорода,

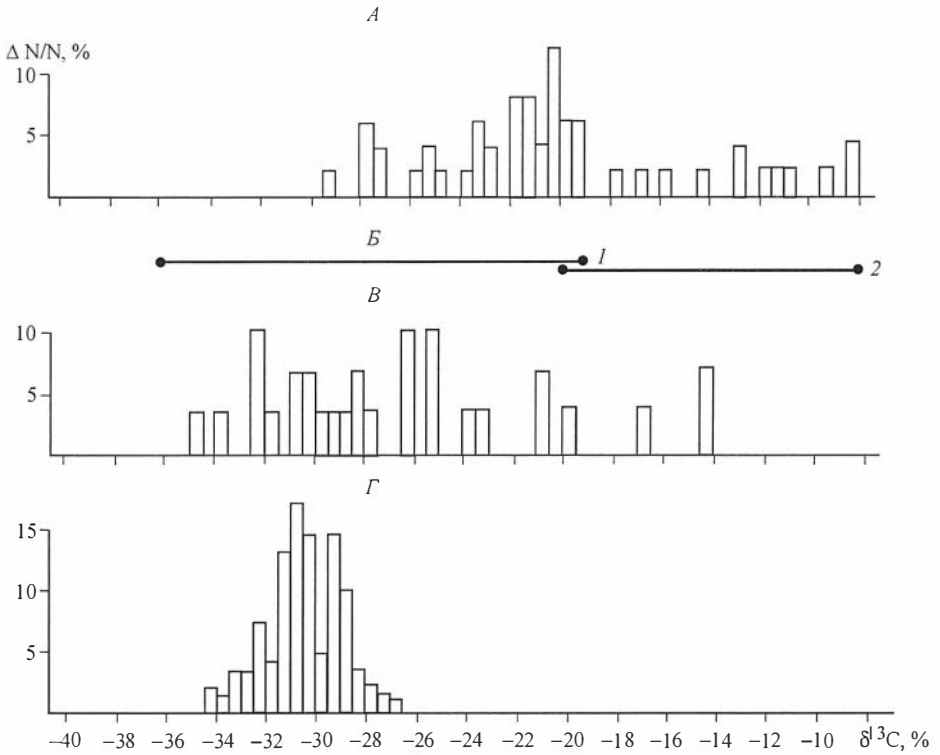


Рис. 2. Распределение стабильных изотопов углерода в фитопланктоне (*A* – гистограмма, данные [25, 31–33, 36], *B* – разброс значений по данным [34]), 1, 2 – [6], в липидах фитопланктона (*B* – данные [6, 23, 31, 33]) и аквагенных седикахитах в прототи- и мезокатагенезе (*Г* – данные [20, 25, 26, 28, 29]).

повышенным азота и изотопа ^{13}C . В основной массе СКХ граптолитовых сланцев $\delta^{13}C$ больше -29% , минимальное значение $-29,6\%$ против -31 и -34% у планктоногенных СКХ соответственно. Однако, судя по статистическим данным, рассматриваемая схема формирования аквагенного керогена, во всяком случае в лучше изученных обогащенных ОВ толщах, скорее исключение, чем правило.

Следует, однако, иметь в виду, что только полимерлипидным характером СКХ аквагенного типа объяснить их необычайно высокую обогащенность изотопом ^{12}C нельзя. На рис. 2 приведены изотопный состав живого вещества гидробионтов и их липидной фракции по литературным данным [6, 25, 31, 33, 34] и наши данные для НСКХ. Следует отметить, что информация на этот счет, видимо, крайне ограничена, поскольку за исключением недавно вышедшей работы [6] все остальные сведения получены много лет назад и опираются на сравнительно небольшие выборки. Из рис. 2 видно, что дебитуминизированное вещество аквагенных СКХ обогащено изотопом ^{12}C по сравнению с липидами в значительной части гидробионтов.

Природа этого явления требует расшифровки.

В некоторых случаях концентрирование в СКХ изотопа ^{12}C может быть связано с заносом в осадок с континента спор, пыльцы и других полимерлипидных компонентов террагенного живого вещества. Такое терраквагенное вещество может иметь алиновую природу и быть изотопно легким [7]. Однако этот механизм не может быть универсальным и абсолютно неприменим для докембрийских и ниже-, а частично и для среднепалеозойских отложений.

Заслуживают внимания соображения Э.М. Галимова и Л.А. Кодиной о дополнительном обогащении СКХ легким изотопом углерода в результате кинетических изотопных эффектов, сопровождающих процесс полимеризации. По данным этих исследователей, полимеры на 2–3 % обогащаются легким изотопом по сравнению с исходными мономерами [7, 13]. Наряду с отмеченными нужно искать новые, пока еще неизвестные механизмы фракционирования изотопов углерода в СКХ в седиментогенезе и диагенезе в морских и океанических водоемах. Не исключено, что значительную роль при этом играет бактериальная переработка органического вещества в осадках, особенно при анаэробной среде диагенеза.

Бесспорно, что изучение процессов изотопного фракционирования в СКХ в процессе диагенеза осадков только начинается. Следует заметить, что нужно с большой осторожностью интерпретировать результаты исследования современных осадков, в которых процессы диагенеза еще не завершены и нет уверенности, что сравниваются объекты, находящиеся на одинаковой стадии диагенетической превращенности. Видимо, распределение изотопов углерода в протокерогене и керогене может различаться в большей или меньшей степени.

Представляет интерес изучать некоторые особенности диагенетического фракционирования СИУ на примере ископаемых осадков. Схема такого исследования для анаэробной стадии диагенеза описана нами ранее [15]. В качестве показателя глубины диагенетической переработки СКХ используется показатель диагенетической превращенности $a_{\text{дп}}$ – величина, численно равная доле массы СКХ, пошедшей на анаэробное окисление в ходе восстановления железа и серы в осадке. В качестве объекта исследования были выбраны, как и ранее [Там же], морские отложения волжского яруса – валанжина Западной Сибири, в которых СКХ имеют преимущественно планктоногенную природу. Зависимость величины $\delta^{13}\text{C}$ в этих отложениях от показателя диагенетической превращенности показана на рис. 3, на котором видно, что при значениях $a_{\text{дп}}$ менее 0,3 намечается тенденция к обогащению НСКХ изотопом ^{12}C , при больших значениях этого показателя фиксируется обратная тенденция и НСКХ, видимо, теряют при окислении изотоп ^{12}C энергичнее, чем ^{13}C .

Таким образом, в зависимости от среды в осадке в анаэробный этап диагенеза может иметь место как облегчение изотопного состава углерода НСКХ (пиритовая геохимическая фация), так и некоторое его утяжеление. Эта зависимость характеризуется положительной корреляционной связью с коэффициентом корреляции 0,51 (объем выборки 39 образцов). Значит, процессы в анаэробный этап диагенеза, если говорить об аквагенных СКХ различных осадочных толщ как единой генетической совокупности, могут увеличить рассеяние в ней значений величины $\delta^{13}\text{C}$. Каков механизм этого процесса, сказать пока трудно. Можно лишь подчеркнуть, что увеличение концентрации ^{13}C в составе НСКХ в анаэробный этап диагенеза присуще глинистым толщам, бедным органическим веществом и обладающим низким нефтегенерационным потенциалом, а обогащение легким изотопом ^{12}C характерно для классических нефтематеринских свит типа баженовской.

В этой связи принятая обычно схема объяснения облегченности состава СИУ

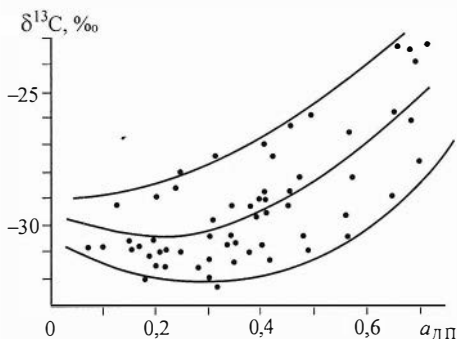


Рис. 3. Зависимость изотопного состава углерода дебитуминизированных седикахитов от показателя потерь их массы в анаэробный этап диагенеза.

в седикахитах современных морских и океанических водоемов привносом с суши террагенного органического материала [7, 12, 14, 30, 32, 33, 35] не кажется бесспорной. Во многих случаях она упрощает реально протекающие процессы. Более того, мы убеждены, что в каждом конкретном случае специальными исследованиями необходимо установить, что являлось решающим, – привнос материала (и какого именно) с суши или селективное накопление в процессе диагенеза определенных компонентов живого вещества и изотопное фракционирование, его сопровождающее.

Возможно, что при нейтральной и тем более окислительной обстановках в осадке в диагенезе механизмы дополнительного по сравнению с липидами исходного живого вещества изотопного облегчения захороняющихся СКХ не работают. Такие обстановки могли иметь место в отложениях берриаса и неокома Западной Сибири [8, 15, 17, 18], в отложениях Марокканской впадины и Калифорнийского залива, изученных Э.М. Галимовым и Л.А. Кодиной [7]. Сказанное ни в коей мере не является отрицанием возможного влияния на состав этих СКХ примеси изотопно легкого спорополенина, занесенного в бассейн вместе со спорами и пылью речными водами или эоловыми процессами.

Обратимся теперь к анализу изменений в изотопном составе СКХ в катагенезе и метагенезе. Рассмотрим эти изменения вначале на примере аквагенных СКХ. Отсутствие закономерных изменений в изотопном составе СКХ на стадии прото- и мезокатагенеза отмечалось рядом исследователей [4, 11 и др.]. Анализируя причины большой дисперсии значений $\delta^{13}\text{C}$ в СКХ докембрия, Э. Дегенс, вероятно одним из первых, отметил систематическое обогащение изотопом ^{13}C СКХ метаморфизованных пород по сравнению с малометаморфизованными [11]. Д. Мак-Кирди с сотрудниками в ряде работ указывал на наличие зависимости между величиной $\delta^{13}\text{C}$ и отношением $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ в НСКХ. Он пришел к выводу, что при значениях $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ больше 0,30 зависимость между этими величинами отсутствует, в интервале значений этого показателя от 0,30 до 0,15 происходит быстрый рост значений $\delta^{13}\text{C}$, особенно больших величин этот показатель достигает при $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$, меньших 0,15 [28, 29]. На рис. 4 приведены совместно наши данные и данные Д. Мак-Кирди и др., иллюстрирующие связь состава СИУ с показателем $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ катагенеза и метагенеза СКХ. Сопоставление с отечественными шкалами катагенеза и метагенеза СКХ [15] показывает, что в прото- и мезокатагенезе превращения в составе СКХ не ведут к направленным изменениям в содержании СИУ. В апокатагенезе, где величина $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ изменяется от 0,30 до 0,10, происходит монотонный рост значений $\delta^{13}\text{C}$. В метакатагенезе при $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ менее 0,10 $\delta^{13}\text{C}$ принимает значения больше -23% . Приблизительно зависимость среднего изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) в аквагенных СКХ от $(\text{H}/\text{C})_{\text{ат}}$ можно записать в виде уравнения регрессии

$$\delta^{13}\text{C} = -30,26 + 0,38 / (\text{H}/\text{C})_{\text{ат}} .$$

Коэффициент корреляции между оценками, полученными по этому уравнению, и лабораторными определениями равен 0,73, стандартное отклонение – 2,81. Таким образом, большой разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ в образованиях протерозоя связан, скорее всего, не с разной природой исходного для СКХ вещества (биогенное или абиогенное), а с разными масштабами апокатагенетических и метаморфических превращений. Причины интенсивного обогащения остаточных продуктов апокатагенеза и метагенеза в аквагенных СКХ изотопом ^{13}C не вполне ясны. Д. Мак-Кирди считает, что одного удаления вместе с газами изотопа ^{12}C недостаточно для объяснения этого явления. По его мнению, необходимо допустить внешний источник водорода, например H_2O [29].

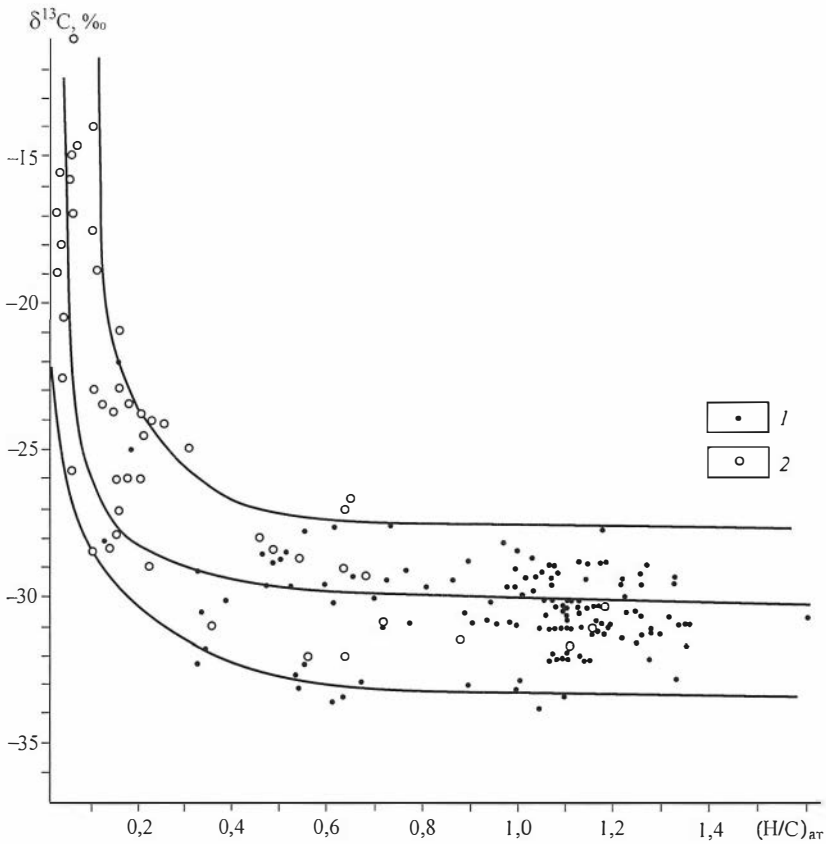


Рис. 4. Зависимость изотопного состава углерода аквагенных седикахитов от величины в них $(H/C)_{aq}$:

1 – данные авторов, 2 – литературные данные [26, 28, 29].

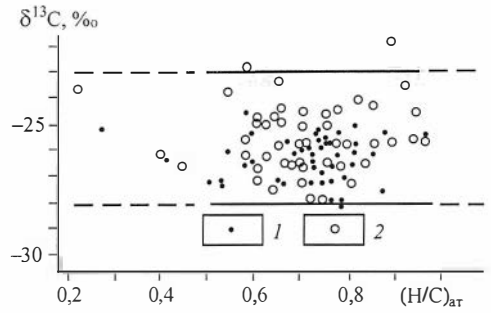
В террагенных СКХ, концентрированных и рассеянных, проанализировано изменение соотношения СИУ от прото- до апокатагенеза включительно (рис. 5). Судя по небольшому числу образцов углей, достигших антрацитовой стадии (апокатагенез), в апокатагенезе в террагенных СКХ соотношение СИУ не отличается от такового в прото- и мезокатагенезе. Это принципиальное различие связано, видимо, со спецификой структуры этого класса СКХ. Для выяснения вопроса о возможном утяжелении изотопного состава террагенных СКХ в ходе метагенеза нужны специальные дополнительные исследования.

Таким образом, как видно из изложенного, и диагенез осадков, и катагенез пород, главным образом поздний, а также метагенез ведут к сложным и разнонаправленным изменениям изотопного состава аквагенных СКХ. В террагенных СКХ и в диагенезе, и в катагенезе они в основном наследуют изотопный состав исходного живого вещества высшей наземной растительности. Это своеобразие постседиментационных изменений соотношения СИУ в аква- и террагенных СКХ отмечается, по-видимому, впервые.

В литературе по геохимии СИУ в СКХ довольно часто встречается утверждение, что в течение протерозоя и фанерозоя наблюдалось направленное уменьшение обогащения углерода СКХ изотопом ^{12}C . Проверим это положение на имеющейся выборке. С учетом полученных результатов понятно, что при этом необходимо

Рис. 5. Зависимость изотопного состава углерода террагенных сидекаховитов от величины в них $(H/C)_{AT}$:

1 – данные авторов, 2 – литературные данные [25, 27].



сравнивать изотопный состав углерода СКХ единой генетической природы в отложениях, не затронутых апокатагенезом и метагенезом и захоронявшихся в восстановительной либо нейтральной обстановке диагенеза. Соответствующие данные отдельно для аквагенных и террагенных СКХ приведены на рис. 6, где видно, что для аквагенных СКХ в течение всего докембрия и фанерозоя наблюдается поразительное постоянство изотопного состава углерода. Он варьирует от -34 до -28 ‰ и свидетельствует, что не только в докембрии, а в течение всей истории Земли с момента появления жизни за счет гидробийонтов преимущественно формировались сложные полимерлипидами алиновые, обогащенные изотопом ^{12}C СКХ. С конца силура, девона, но особенно интенсивно начиная с верхнего палеозоя с выходом жизни на сушу и формированием высшей наземной растительности создались условия для захоронения огромных масс концентрированных и рассеянных СКХ совершенно иной природы – террагенных СКХ [15, 16, 21]. Условия захоронения СКХ в континентальных и прибрежных ландшафтах принципиально отличаются от таковых в крупных морях и океанах. Важно, что в таких озерно-болотных и аллювиальных ландшафтах создаются более благоприятные условия для захоронения всех компонентов живого вещества – лигнина, благодаря процессам меланоидинизации – белково-углеводных компонентов и, естественно, липидов. Коэффициент фоссилизации живого вещества в таких ландшафтах несравненно выше [22]. Поэтому СКХ террагенной природы в большей степени, чем аквагенной, наследуют изотопный состав углерода всего исходного живого

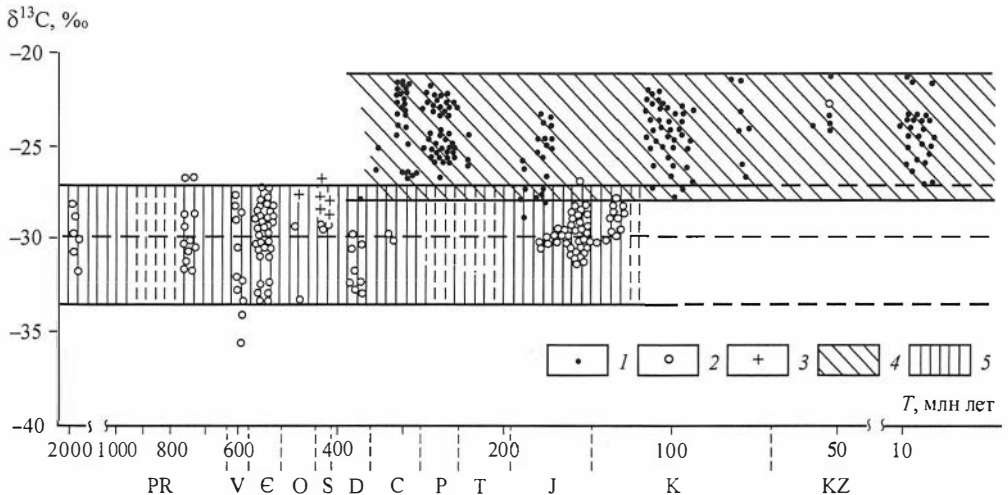


Рис. 6. Эволюция изотопного состава углерода в сидекаховитах в докембрии и фанерозое:

1 – террагенные, 2 – аквагенные (планктоногенные) сидекаховиты; 3 – граптолитовые сланцы силура западной части Сибирской платформы; интервал вариаций ^{13}C : 4 – в гетерогенных, 5 – в аквагенных сидекаховитах.

вещества, что и проявляется в больших значениях величины $\delta^{13}\text{C}$. Выполненные оценки показывают, что террагенные СКХ верхнего палеозоя, мезозоя и кайнозоя составляют не менее 60 % от общей массы захороненных СКХ в осадочных породах венда и фанерозоя платформенных областей Сибири [8, 21]. Только в этом смысле можно говорить о возрастающей с верхнего палеозоя роли изотопа ^{13}C (см. рис. 6) в захоронящихся СКХ. Состав СКХ определенной природы оставался изотопно стабильным.

Как видно из изложенного, а также из работы [20], опирающейся на системный методологический подход, анализ материалов по геохимии СИУ в СКХ дает новую исключительно ценную для органической геохимии информацию. Подобное исследование необходимо продолжить по коллекциям, для которых тщательно изучены литология, фациальные условия захоронения СКХ, их петрографический и химический состав, особенности диагенеза и катагенеза. Можно предположить, что общие закономерности, как выявленные ранее, так и намеченные в [20] и настоящей работе, обогатятся массой новой информации по геохимии СИУ в СКХ при детальном изучении отдельных толщ.

В этом плане, тщательно отобрав объекты исследования, необходимо изучить распределение СИУ в морских, континентальных, лагунных по палеоландшафтам, терригенных, карбонатных, эвапоритовых по литологии, различных по возрасту – от докембрия до кайнозоя, обогащенных и обедненных СКХ разных генетических типов в осадочных толщах, в нерастворимых СКХ, битумоидах и их фракциях и сопоставить их с распределением СИУ в предположительно дочерних по отношению к этим толщам нефтях и их фракциях.

Исследование ископаемых осадков должно, как и ранее, сочетаться с изучением геохимии СИУ в живом веществе и современных осадках. При несомненно огромных достижениях в этой области статистического материала для однозначного решения многих вопросов пока недостаточно. Экспериментальные исследования должны быть дополнены теоретическим анализом механизмов фракционирования СИУ, поиском моделей процесса, адекватно описывающих реально наблюдаемые в природе закономерности.

Научно-исследовательскими организациями АН СССР (ГЕОХИ, ИГиГ СО АН и др.) и Министерства геологии СССР (ВНИГНИ, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ИГИРНИГМ, СНИИГГиМС и др.), а также крупными научными центрами в ГДР, ФРГ, США, Франции, Австралии и других странах многое для познания геохимии СИУ в СКХ уже сделано, но еще больше предстоит сделать. Планами геохимических исследований СНИИГГиМСа работы по отдельным, отмеченным выше направлениям предусмотрены. Они бы многое выиграли, если бы осуществлялись по единой программе в стране в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богородская Л.И., Гольшев С.И., Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в органическом веществе различной генетической природы // VIII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии (Москва, 11–14 ноября 1980 г.). М.: Наука, 1980. С. 29–32.
2. Богородская Л.И., Маркова Л.Г. Геохимические особенности состава нерастворимого органического вещества граптолитовых сланцев силура Сибирской платформы // Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Новосибирск, 1981. С. 132–146.
3. Вышесмирский В.С., Доильщикин Е.Ф., Шорин В.П. Изотопный состав углерода углей и их битумоидов // Докл. АН СССР. 1968. Т. 183, № 5. С. 1178–1180.
4. Вышесмирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.

5. *Галимов Э.М.* Геохимия стабильных изотопов углерода. М.: Недра, 1968. 224 с.
6. *Галимов Э.М.* Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981. 247 с.
7. *Галимов Э.М., Кодина Л.А.* Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана. М.: Наука, 1982. 228 с.
8. *Геология нефти и газа Сибирской платформы.* М.: Недра, 1981. 552 с.
9. *Гусева А.Н., Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б. и др.* К биогеохимии липидов, липоидов и родственных полимерных соединений // Исследования органического вещества современных ископаемых осадков. М.: Наука, 1976. С. 25–56.
10. *Дегенс Э.Т.* Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967. 299 с.
11. *Дегенс Э.Т.* Диагенез и катагенез органического вещества // Диагенез и катагенез осадочных образований. М.: Мир, 1971. С. 307–352.
12. *Кодина Л.А.* Генезис органического вещества в океанических отложениях по данным изотопии углерода // VIII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. (Москва, 11–14 ноября 1980 г.). М.: Наука, 1980. С. 38–39.
13. *Кодина Л.А., Галимов Э.М.* Формирование изотопного состава углерода “гумусового” и “сапропелевого” органического вещества в морских отложениях // IX Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии: Тез. докл. Т. 1. М., 1982. С. 23–25.
14. *Кодина Л.А., Галимов Э.М.* Геохимия органического вещества и газов в осадочном разрезе океана // Всесоюзное совещание по геохимии углерода: Тез. докл. М., 1981. С. 212–213.
15. *Котторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
16. *Котторович А.Э.* Образование нефти и газа в земной коре // Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984. С. 451–469.
17. *Котторович А.Э., Богородская Л.И., Винокур Б.Г. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
18. *Котторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др.* Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 189 с.
19. *Котторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.
20. *Котторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И.* Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. 1985. № 7. С. 3–11.
21. *Котторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
22. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
23. *Barghoorn E.S., Knoll A.H., Dembicki H.Jr., Meinschein W.G.* Variation in stable carbon isotopes in organic matter from the Gunflint Iron Formation // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N 3. P. 425–430.
24. *Compston W.* The carbon isotopic compositions of certain marine invertebrates and coals from the Australian Permian // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1960. Vol. 18, N 1/2. P. 1–22.
25. *Craig H.* The geochemistry of the stable carbon isotopes // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1953. Vol. 3, N 2/3. P. 53–92.
26. *Jackson T.A., Fritz P., Drimmie R.* Stable carbon isotope ratios and chemical properties of kerogen and extractable organic matter in Pre-Phanerozoic and Phanerozoic sediments – their interrelations and possible paleobiological significance // *Chem. Geol.* 1978. Vol. 21, N 3/4. P. 335–350.
27. *Jeffery P.V. et al.* On the carbon-13 abundance of limestones and coals // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1955. Vol. 7, N 5/6.
28. *McKirdy D.M., Powell T.G.* Metamorphic alteration of carbon isotopic composition in ancient sedimentary organic matter: new evidence from Australia and South Africa // *Geology.* 1974. Vol. 2, N 12. P. 591–595.

29. *McKirdy D.M., Hahn J.H.* Composition of kerogen and hydrocarbons in Pre-Cambrian rocks // Mineral deposits and the evolution of the biosphere. Berlin; Heidelberg; New York: Springer Verlag, 1982.
30. *Newman J.W., Parker P.L., Behrens E.W.* Organic carbon isotope ratios in Quaternary cores from the Gulf of Mexico // Geochim. Cosmochim. Acta. 1973. Vol. 37, N 2. P. 225–238.
31. *Park R., Epstein S.* Metabolic fractionation of ^{13}C & ^{12}C in plants // Plant Physiol. 1961. Vol. 36, N 2. P. 133–138.
32. *Sackett W.M., Thompson R.R.* Isotopic organic carbon composition of recent continental derived clastic sediments of Eastern Gulf Coast, Gulf of Mexico // AAPG Bull. 1963. Vol. 47, N 3. P. 525–528.
33. *Sackett W.M., Eadie B.J., Exner M.E. et al.* Stable isotope composition of organic carbon in Recent Antarctic sediments // Adv. Org. Geochem. 1973. Paris, 1974. P. 661–671.
34. *Schidloowski M.* Content and isotopic composition of reduced carbon in sediments // Mineral deposits and the evolution of the biosphere. Berlin; Heidelberg; New York: Springer Verlag, 1982. P. 103–122.
35. *Shultz D.J., Calder J.A.* Organic carbon $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ variations in estuarine sediments // Geochim. Cosmochim. Acta. 1976. Vol. 40, N 4. P. 381–386.
36. *Smith B.N., Epstein S.* Two categories of $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ ratios for higher plants // Plant Physiol. 1971. Vol. 47, N 3. P. 380–384.
37. *Wickman F.E.* Wird das Häufigkeitsverhältnis der Kohlenstoffisotopen bei der Inkohlung verändert? // Geochim. Cosmochim. Acta. 1953. Vol. 3, N 5. P. 244–252.



ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И БИТУМОИДОВ И НЕКОТОРЫЕ СПОРНЫЕ ВОПРОСЫ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ¹

В литературе по геологии нефти и газа широко распространена точка зрения, что изотопный состав углерода нефтей является надежным геохимическим критерием для установления их генетического источника [11, 12, 18, 19, 27, 32]. Принимается, что нефти, образовавшиеся в нефтепроизводящих толщах, содержащих морское, преимущественно планктоногенное алиновое органическое вещество (ОВ), обогащены изотопом ^{13}C (изотопно-тяжелые) по сравнению с нефтями, источник которых – нефтепроизводящие толщи, сформировавшиеся в озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах.

Такая точка зрения, на первый взгляд, кажется вполне логичной. Известно, что атмосферная углекислота богаче изотопом ^{12}C по сравнению с гидрокарбонат-ионом, растворенным в морской воде. Вследствие этого высшая наземная растительность (фитоаэробии) также содержит больше изотопа ^{12}C , чем морская растительность (фитогидробии) [7, 23]. На этом основании в 1958 г. С. Сильвермэн предположил, что сложившееся в живом веществе соотношение изотопов ^{12}C и ^{13}C наследуется рассеянным в осадочных породах ОВ и от него нефтью [32]. Основательных исследований для подтверждения этой точки зрения проведено не было ни ее автором, ни другими исследователями.

В СССР всеобщего признания концепция С. Сильвермэна не получила. Э.М. Галимов [5], ссылаясь на работы В. Эккелмана, К. Крейчи-Графа и др., острожно писал, что ясности в этом вопросе нет, и в вышедшей позднее монографии [6] его не коснулся. В опубликованной чуть больше десяти лет назад обобщающей сводке “Стабильные изотопы в геохимии нефти” Н.А. Еременко, Р.Г. Панкина, Т.А. Ботнева и другие указывали, что “по изотопному составу углерода С. Сильвермэн (1959) отмечал близость между нефтями неморского происхождения и наземным органическим веществом и нефтями морского происхождения и морским органическим веществом. Однако эта детализация не представляется достаточно обоснованной” [15, с. 75]. В.С. Вышемирский в ряде работ поддержал концепцию С. Сильвермэна и широко использовал ее при решении прикладных вопросов геологии и геохимии нефти и газа [3, 4]. В 1979 г. С.И. Голышев и О.Ф. Стасова и один из авторов впервые высказали точку зрения, что в природе реально наблюдается не обедненность нефтей морского происхождения изотопом ^{12}C по сравнению с нефтями, образовавшимися в угленосных и субугленосных толщах, а обратная картина [11].

Для однозначного решения вопроса необходимо было проследить всю геохимическую историю изотопов углерода в ОВ в литогенезе. В работах [16, 17] было показано, что в отличие от живого вещества (ЖВ) фоссилизированное морское

¹ Геология и геофизика. 1986. № 5. С. 3–13. Соавт.: Н.А. Верховская, И.Д. Тимошина, А.С. Фомичев.

аквагенное ОВ обогащено изотопом ^{12}C по сравнению с террагенным, образовавшимся в результате посмертного захоронения в осадках остатков высшей наземной растительности. Такая трансформация происходит в диагенезе, когда формируется полимерлипидная структура аквагенного ОВ. Далее в прото- и мезокатагенезе изотопный состав углерода ОВ не меняется [17]. Для окончательного доказательства справедливости этой принципиально новой точки зрения необходимо было изучить распределение изотопов углерода не только в дебитуминизированном органическом веществе (ДОВ) разных типов, а и в сингенетичных битумоидах этих типов ОВ. Изложению результатов такого исследования и посвящена настоящая работа.

Объектом исследования в работе послужили дебитуминизированные породы, дебитуминизированные концентраты ОВ и битумоиды коллекции глин, отобранной из отложений тюменской ($J_1 + J_2 + J_{3k}$) и баженовской (J_{3v}) свит Западной Сибири.

Как известно [14, 15], ниже-среднеюрская угленосная толща тюменской свиты накапливалась в озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях и обогащена террагенным и аквагенным ОВ. Среднее содержание органического углерода в глинистых породах равно 2,2 % на породу, достигая в отдельных образцах 10–15 %. Баженовская свита накапливалась в огромном эпиконтинентальном, относительно глубоком тепловодном морском бассейне с солесностью вод, близкой к нормальной, в условиях крайне низкого темпа терригенного осадконакопления и повышенной биологической продуктивности. В бассейне имел место дефицит кислорода в наддонных водах, периодически происходило сероводородное заражение. В осадках в огромных концентрациях (до 20–25 %) накапливалось планктонное ОВ. Среднее содержание органического углерода равно 5,0 % [14].

Из отложений тюменской свиты изучено 25 образцов битумоидов, в том числе одновременно битумоидов и дебитуминизированных пород – 11. Из отложений баженовской свиты изучено 50 образцов битумоидов, в том числе битумоидов и дебитуминизированных пород – 36. Кроме того, учтены результаты анализов 27 образцов дебитуминизированных концентратов ОВ из отложений тюменской свиты и 40 – из отложений баженовской свиты. Схема размещения точек отбора образцов приведена на рис. 1.

А.Э. Конторович с соавторами [17] показал, что с докембрия в аквагенном и по крайней мере с верхнего палеозоя в террагенном ОВ соотношение изотопов ^{12}C и ^{13}C не изменялось. Это позволяет опираться на принцип актуализма и сопоставлять данные по изотопному составу ОВ и битумоидов изученных отложений с литературными материалами [7, 23, 24, 26] об изотопном составе углерода ЖВ и его липидно-липоидной фракции. Здесь и далее термины “липиды” и “липоиды” употребляются в понимании Н.Б. Вассоевича и А.Н. Гусевой [2]. Далее для краткости, где речь идет о всей совокупности компонентов ЖВ, растворимых в нейтральных органических растворителях, мы называем их липидами.



Рис. 1. Схема расположения точек отбора проб.

Таблица 1

Результаты определения изотопного состава органического углерода
в дебитуминизированных породах и битумоидах

Площадь	Номер скважины	Интервал отбора, м	Порода	Возраст	$C_{орг}$, %	$\delta^{13}C_{DOB}$, ‰	$V_{кл}$, %	$\delta^{13}C_{В_{кл}}$, ‰
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Верхнетолькинская	4	2702–2704	Аргиллит	K_3v	11,04	-32,1	0,72	-31,3
	3	2798–2807		»	8,58	-32,4	0,74	-33,4
Янчинская	71	2895–2903	»	»	10,34	-31,0	1,57	-32,3
Соимлорская	102	3150–3157	»	»	13,87	-32,3	1,98	-32,4
	102	3170–3177	»	»	8,64	-29,0	1,11	-31,4
	102	3170–3177	»	»	6,13	-30,9	0,97	-32,6
Салымская	113	2916–2923	»	»	7,09	-31,5	1,48	-32,6
	113	2916–2923	»	»	9,40	-31,3	1,77	-31,4
Мултановская	1	2850–2857	»	»	11,49	-31,7	1,52	-33,4
Талинская	1	2407–2416	»	»	13,39	-29,0	1,94	-29,5
	1	2460–2470	»	»	14,53	-29,8	1,45	-30,7
Июльская	215	2986–2998	»	»	10,66	-30,5	1,18	-31,8
	215	2986–2998	»	»	8,83	-28,4	1,16	-31,2
Северо-Сороминская	24	2606–2616	»	»	12,83	-31,5	1,33	-33,3
	24	2606–2616	»	»	10,90	-32,3	1,03	-31,7
Тагринская	75	2825–2840	»	»	5,39	-33,0	0,37	-35,5
	75	2825–2840	»	»	8,88	-31,8	0,52	-32,5
Пограничная	61	3015–3020	»	»	5,09	-31,7	0,63	-31,9
	61	3026–3030	»	»	10,64	-32,1	1,12	-30,6
Угутская	2	2847–2854	»	»	13,75	-32,6	1,77	-31,8
	2	2854–2861	»	»	12,81	-31,8	1,92	-33,4
Ваньеганская	107	2636–2643	»	»	12,78	-31,9	1,11	-31,7
	107	2643–2650	»	»	9,72	-32,1	0,96	-31,4
	107	2650–2655	»	»	10,56	-32,0	1,04	-29,3
	107	2655–2663	»	»	9,13	-31,3	0,89	-32,3
Северо-Сикторская	81	2696–2704	»	»	3,35	-30,3	0,47	-32,0
	81	2696–2704	»	»	3,03	-29,5	0,29	-31,3
	81	2696–2704	»	»	6,15	-30,6	1,10	-31,2
Егурьяхская	1	2793–2741	»	»	10,22	-30,7	1,63	-30,7
	1	2741–2746	»	»	11,35	-29,8	1,21	-31,4
	1	2741–2746	»	»	11,58	-31,8	1,42	-31,3
	1	2741–2746	»	»	7,81	-31,3	1,48	-31,4
Еловая	3	2822–2829	»	»	11,74	-31,3	1,62	-31,3
	1	2829–2836	»	»	10,57	-31,0	1,32	-29,8
Северо-Чупальская	24	3005–3018	»	»	12,59	-29,7	1,55	-31,9
	24	3077–3085	»	»	9,22	-30,8	1,84	-31,1
Ваньеганская	107	2643–2650	»	»	15,50		1,19	-31,9
Северо-Сикторская	81	2687–2696	»	»	6,29		0,64	-32,0
Егурьяхская	1	2793–2741	»	»	16,35		1,75	-31,7
Еловая	3	2815–2822	»	»	16,69		1,89	-31,0
	3	2815–2822	»	»	19,97		2,25	-31,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Угутская	2	2843–2847	Аргиллит	»	18,48		2,12	–30,2
Северо-Чупальская	24	3000–3002	»	»	14,23		1,31	–29,7
Колтогорская	2	2724,0	»	»	8,70		1,89	–32,1
Юрьевская	2	2806,0	»	»	3,90		0,29	–29,7
Дальняя	1	2564,5	»	»	19,02		1,71	–30,9
Сельвейкинская	2	2578–2579	»	»	13,89		1,21	–31,0
Салымская	104	2940–2950	»	»	11,60		1,57	–30,9
Соломбальская	1	2788,6	»	»	11,01		1,34	–32,1
Верхнетолькинская	3	2798,4–2807,8	»	»	8,66		0,64	–28,6
Квартовая	8	2841,4–2847,4	»	»	0,65	–27,1	0,04	–27,7
	8	2930–2941,3	»	J ₁ + J ₂	2,13	–27,3	0,09	–28,9
	8	2980–2986,2	»	»	2,86	–27,4	0,12	–28,8
	8	3029–3034,5	»	»	1,09	–25,9	0,05	–29,1
Проточная	2	2464–2471	»	»	0,75	–26,3	0,05	–26,9
Ледовая	5	2720–2724	»	»	0,75	–26,4	0,03	–26,2
	5	2735–2739,2	»	»	1,05	–26,5	0,05	–27,3
	5	3028,8–3031,8	»	»	11,01	–24,7	0,58	–27,2
Тунгольская	2	2800,2–2803,1	»	»	1,37	–25,1	0,10	–28,1
	2	3030,6–3034,6	»	»	1,50	–25,6	0,14	–28,8
	2	3031,6–3038,8	»	»	1,03	–26,8	0,05	–28,4
Ледовая	5	2940–2944,3	»	»	1,08		0,05	–28,0
Сельвейкинская	1	2807–2817	»	»	6,05		0,39	–28,7; –29,0
Западно-Крыловская	2	2855,7–2859,5	»	»	0,59		0,04	–26,9
	2	2977,6–2984,6	Песчаник	»	1,64		0,18	–28,0
Саймовская	1	2858,3–2863,3	Аргиллит	»	0,69		0,03	–26,4
	1	2863,3–2871,1	»	»	1,61		0,15	–27,4
	1	2875,3–2882,1	»	»	5,86		0,38	–26,3
Северо-Сикторская	82	2746–2788	»	»	1,88		0,15	–27,7
Западно-Крыловская	2	2788,2–2791,6	»	»	4,35		0,30	–27,2
Саймовская	1	3430–3437	»	»	4,93		0,30	–27,8
Колтогорская	2	2952,9	Песчаник	»	2,13		0,005	–29,2
Крыловская	2	2877,1	Аргиллит	»	0,59		0,053	–27,2
Лабазная	1	2526,1	»	»	1,06		0,064	–25,9
Верхнеколикъеганская	51	2856,3	»	»	0,19		0,007	–27,3

Изучение рассеянного ОВ и подготовка образцов для изотопных анализов осуществлялись по схеме, принятой в лаборатории битуминологии СНИИГГиМСа (руководитель М.М. Колганова), определение изотопного состава углерода битумоидов, дебитуминизированных, декарбонатизированных пород и концентратов ОВ в лаборатории масс-спектрометрии ГО СНИИГГиМСа (руководитель С.И. Голышев).

Отбор образцов керна проведен В.Е. Андрусевичем, О.И. Бостриковым, И.Д. Тимошиной, А.С. Фомичевым. Научное руководство всем циклом исследований осуществлял А.Э. Конторович.

Средний изотопный состав дебитуминизированного ОВ и битумоидов баженовской и тюменской свит

Свита	Тип ОВ	C _{орг} , %	В _{хл} , %	δ ¹³ C _{ДОВ} , ‰	δ ¹³ C _{В.св} , ‰	α = $\frac{\delta^{13}C_{ДОВ}}{\delta^{13}C_{В.св}}$
Баженовская	Аквагенное	10,77	1,28	-31,1	-31,5	0,98
Тюменская	Террагенное	2,27	0,13	-26,3	-26,7	0,95

Результаты анализов приведены в табл. 1, 2 и показаны на рис. 2. Из табл. 1 видно, что изотопный состав углерода битумоидов варьирует в пределах 9–10 ‰ (от -35,5 до -25,9 ‰). Рассмотрим сводную гистограмму значений δ¹³C в битумоидах баженовской и тюменской свит. Объем этой выборки N = 76. Так как подвыборки N₁ и N₂ из пород баженовской и тюменской свит не равны (N₁ + N₂ = N, N₁ > N₂), для удобства интерпретации была проведена нормировка объема второй выборки:

$$N_2^H = \frac{N_1}{N_2} N_2 = N_1,$$

а для каждого из классов, например i-го,

$$N_{2i}^H = \frac{N_1}{N_2} N_{2i}.$$

Далее при построении гистограммы (см. рис. 2) принималось

$$\left(\frac{N_i}{N}\right)^H = \frac{N_{1i} + N_{2i}^H}{2N_1}.$$

На рис. 2 отчетливо виден двумодальный характер гистограммы значений δ¹³C в битумоидах, причем мода первой совокупности, которая отвечает породам баженовской свиты, равна -30,7 ‰, а второй, которая отвечает породам тюменской свиты, - -27,5 ‰. Средние значения для соответствующих подвыборок равны -31,5 и -27,9 ‰. Гипотеза о неравенстве этих величин может быть принята с доверительной вероятностью 0,95.

Таким образом, экспериментальные данные прежде всего показывают, что вопреки концепции С. Сильвермэна [32] битумоиды террагенного ОВ тюменской свиты беднее изотопом ¹²C, чем битумоиды аквагенного ОВ баженовской свиты. Ранее на несравненно более представительной выборке установлено, что и аквагенное ДОВ изотопно легче террагенного [16].

Естественно возникает вопрос: на каком этапе геохимической истории фоссилизованного ОВ происходит эта трансформация, меняющая соотношения изотопов углерода в террагенном и аквагенном фоссилизованном ОВ на диаметрально противоположное тому, что наблюдается в ЖВ? Какова природа этой трансформации?

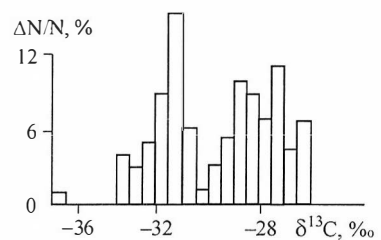


Рис. 2. Гистограмма значений δ¹³C в битумоидах баженовской и тюменской свит.

В работах [1, 9, 17] авторы пришли к выводу, что важнейшим геохимическим барьером, на котором происходит эта трансформация, является стадия диагенеза осадков.

Как известно, ЖВ в отношении распределения изотопов углерода неоднородно [7]. Липиды и липоиды обогащены изотопом ^{12}C относительно белков, углеводов, лигнина.

В морских осадках, для которых характерна низкая степень фоссилизации ЖВ, его белково-углеводная часть в основном разрушается, и в диагенезе формируется новое полимерлипидное вещество – сетчатый геосополимер, исходными продуктами, мономерами которого являются в той или иной степени трансформированные молекулы липидов ЖВ. Это придает керогену преимущественно алифатическую структуру. Было высказано предположение, что этот процесс не сопровождается сколько-нибудь существенным фракционированием изотопов углерода и потому аквагенный липидно-липоидный геосополимер наследует изотопный состав липидов ЖВ, главным образом планктона и бактерий, осуществляющих его биохимическую переработку в диагенезе.

Материалы, приведенные на рис. 3, могут служить обоснованием именно такой схемы формирования аквагенного ОВ. Как видно из рис. 3, А, изотопный состав углерода органической массы планктона и бактерий характеризуется широким диапазоном изменений $\delta^{13}\text{C}$ – от $-29,5$ до -8 ‰, среднее $-20,1$ ‰, стандартное отклонение (σ) – $5,3$ ‰ (см. рис. 3, А). В липидах значения $\delta^{13}\text{C}$ систематически ниже, они варьируют от -35 до -14 ‰, среднее $-26,6$ ‰, σ $-5,43$ ‰ (см. рис. 3, Б). В аквагенном ДОВ диапазон изменений $\delta^{13}\text{C}$ значительно меньше, от $-26,5$ до $-34,5$ ‰, среднее $-30,6$ ‰, σ $-1,53$ ‰ (см. рис. 3, В). Такие же среднее и диапазон изменения значений $\delta^{13}\text{C}$ характерны для более узкой подвыборки, сформированной из образцов баженовской свиты (см. рис. 3, Г). Распределение значений $\delta^{13}\text{C}$ в битумоидах баженовской свиты (см. рис. 3, Д) практически тождественно с

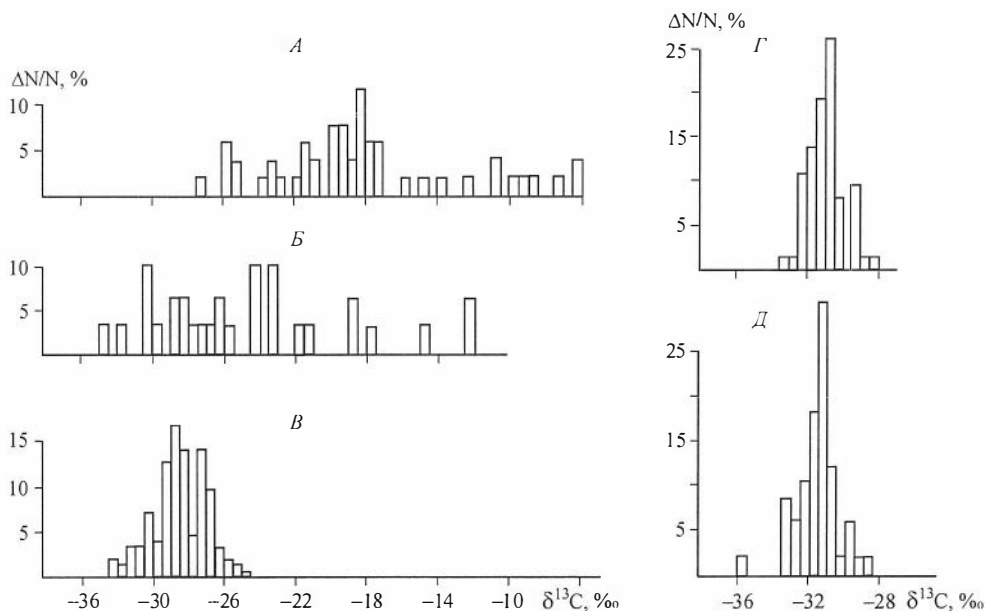
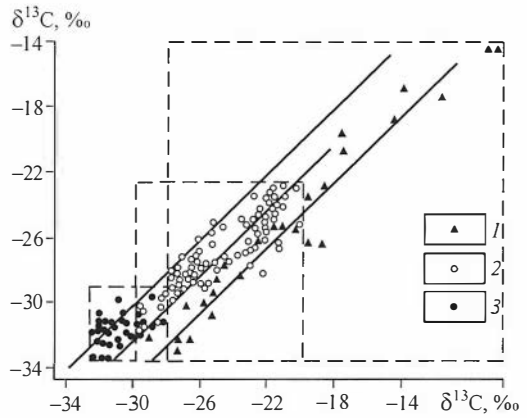


Рис. 3. Гистограмма значений $\delta^{13}\text{C}$:

А – в морском планктоне и бактериях; Б – в их липидно-липоидной фракции; В – в аквагенном ОВ, сводные данные по материалам [7, 23, 24, 26, 27, 29, 33]; Г – в дебитуминизированном ОВ, Д – в битумоидах баженовской свиты.

Рис. 4. Зависимость между значениями $\delta^{13}\text{C}$:

1 – в липидах живого вещества, 2 – битумоидах осадков и 3 – осадочных породах (ось ординат) и $\delta^{13}\text{C}$ в живом веществе, дебитуминизированных и декарбонатизированных осадках и породах (ось абсцисс).



распределением в ДОВ этой толщи. Среднее равно $-31,5\%$, $\sigma -1,19\%$. Тождественность этих распределений подтверждается с доверительной вероятностью $0,95$.

Таким образом, в осадочных породах в виде липидно-липоидного геосополимера и сорбированных на нем и на породе битумоидов накапливаются в большей или меньшей мере преобразованные изотопно наиболее легкие компоненты липидов. В составе сополимера и битумоидов нет компонентов, которые были бы богаче изотопом ^{12}C , чем изотопно наиболее легкие липиды, но отсутствуют или накапливаются в наименьших концентрациях компоненты ЖВ, в том числе липидов, содержащих изотоп ^{13}C в относительно повышенных концентрациях.

Эта закономерность еще более отчетливо прослеживается на рис. 4, на котором отдельно для планктона и бактерий, современных морских осадков и пород баженовской свиты показана зависимость значений $\delta^{13}\text{C}$ в битумоидах (липидно-липоидные фракции) от значений этой величины в ДОВ (ДЖВ). В ЖВ планктона и бактерий отчетливо устанавливается линейная зависимость между изотопным составом углерода липидной фракции ($C_{л}$) и дебитуминизированной органической массы планктона ($C_{жв}$). Уравнение регрессии имеет вид

$$\delta^{13}\text{C}_{л} = \delta^{13}\text{C}_{жв} - 4,5,$$

коэффициент корреляции равен $0,72$, он значимо отличен от 0 с доверительной вероятностью $0,97$.

Уравнение справедливо при значениях

$$-29\% \leq {}^{13}\text{C}_{жв} \leq -8\%,$$

$$-34\% \leq {}^{13}\text{C}_{л} \leq -14\%.$$

Линейный характер этой зависимости свидетельствует о едином законе фракционирования изотопов углерода в процессе фотосинтеза и в самом ЖВ [7].

В современных морских осадках линейная зависимость между этими величинами сохраняется. Она характеризуется коэффициентом корреляции $0,82$ и уравнением регрессии

$$\delta^{13}\text{C}_{бо} = \delta^{13}\text{C}_{ово} - 2,3,$$

где $C_{бо}$ – углерод битумоида осадков; $C_{ово}$ – углерод ОВ осадков. Уравнение справедливо при значениях

$$-30\% \leq {}^{13}\text{C}_{ово} \leq -20\%,$$

$$-34\% \leq {}^{13}\text{C}_{бо} \leq -22,5\%.$$

Наконец, в отложениях баженовской свиты интервал изменений $\delta^{13}\text{C}$ и в битумоидах, и в ДОВ еще меньше:

$$-32,5\% \leq {}^{13}\text{C}_{\text{ДОВ}} \leq -28\%,$$

$$-34\% \leq {}^{13}\text{C}_{\text{БП}} \leq -29\%. \text{ (Здесь } \text{C}_{\text{БП}} \text{ – углерод битумоида пород.)}$$

Если принять, что зависимость сохраняет линейный характер, то уравнение регрессии будет иметь вид

$$\delta^{13}\text{C}_{\text{БП}} = \delta^{13}\text{C}_{\text{ДОВ}} - 0,7.$$

Естественным образом напрашивается аналогия стадии диагенеза в морском литогенезе с мощным фильтром, который пропускает из осадка в породу только изотопно-легкие разности аквагенного ОВ, причем такой “фильтрации” подвергаются не только такие неустойчивые компоненты ЖВ, как углеводы и белки, а и липиды. Последнее, вероятно, связано с тем, что при бактериальной переработке относительно обогащенных изотопом ^{13}C компонентов липидов происходит дополнительное фракционирование изотопов, при котором наиболее изотопно-тяжелые компоненты липидов подвергаются переработке и вновь образующиеся липидно-липоидные продукты еще более обогащаются изотопом ^{12}C . При этом уровень $-33\text{...}-34\%$ является нижним пределом такого фракционирования, поскольку меньшие значения $\delta^{13}\text{C}$ как в битумоидах, так и липидах – явление редкое.

Если по оси абсцисс на графике откладывать значения $\delta^{13}\text{C}$ в ДОВ или ДЖВ, а по оси ординат – в битумоидах и липидах, то размах двумерной выборки на таком графике можно охарактеризовать прямоугольником, в котором одна сторона отражает разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ в липидах или битумоидах, а вторая – в ДЖВ или ДОВ (см. рис. 4). Из рис. 4 видно, что уже для современных морских осадков, в которых диагенез еще не завершен, площадь этого прямоугольника много меньше, чем для ЖВ планктона и бактерий, и весь прямоугольник сдвинут параллельно оси абсцисс в сторону меньших значений $\delta^{13}\text{C}$. Последнее связано с остаточнo-фоссилизационным накоплением в ОВ продуктов липидно-липоидной фракции. В осадочных породах баженовской свиты прослеживается та же тенденция, но в еще большей степени (см. рис. 4).

О формировании в стадию диагенеза в осадке липидно-липоидного геосополимера свидетельствует и параллельное смещение линий регрессий от ЖВ к осадочным породам к условной линии

$$\delta^{13}\text{C}_{\text{БВП}} = \delta^{13}\text{C}_{\text{ДОВП}},$$

на которой изотопный состав углерода битумоидов в ДОВ равен.

В планктоне липидно-липоидная фракция в среднем на $4,5\%$ богаче изотопом ^{12}C , чем исходное ДЖВ, в битумоидах осадков на $2,3\%$, а в породах баженовской свиты всего на $0,7\%$.

Таким образом, распределение изотопов углерода в битумоидах (липидах) и ДОВ (ДЖВ) описывается семейством параллельных прямых:

$$\delta^{13}\text{C}_{\text{ДОВ}} = \delta^{13}\text{C}_{\text{Б}} + \Delta,$$

различающихся константой Δ . Эту последнюю величину можно рассматривать как меру фоссилизации ОВ. При $\Delta \rightarrow 0$ коэффициент фоссилизации минимальный, фоссилируются только липидные компоненты ЖВ.

Принципиально иная схема осадконакопления имеет место в озерно-аллювиальных и озерно-болотных бассейнах седиментации, в которых коэффициент фоссилизации живого вещества во много раз выше [18]. В них основными фоссилируемыми компонентами являются лигнин и целлюлоза. Первый придает керогену преимущественно ареновую структуру. Известную роль в них играют и белково-углеводные продукты реакции меланоидинизации. Липидные, в том числе

полимерлипидные компоненты, играют в составе fossilized terrigenous organic matter (ОВ) subordinate role. Таким образом, в отличие от aquatic organic matter (ОВ), в котором битумоиды, и ДОВ имеют единый липидно-липоидный источник и потому тождественны по изотопному составу, в terrigenous organic matter (ОВ) источником битумоидов и дебитуминизированной части ОВ являются разные компоненты исходного ЖВ и потому должны различаться по изотопному составу.

Установлено, что в высшей наземной растительности реализуется два типа фотосинтеза – по циклу Кальвина, более распространенному, и по циклу Хетти-Слека. В ходе цикла Кальвина ЖВ больше обогащается изотопом ^{12}C [7]. Живому веществу, формирующемуся по циклу Кальвина, отвечает левый максимум на гистограмме рис. 5, А. Террагенное ОВ (см. рис. 5, В), в том числе terraigenous organic matter (ОВ) тюменской свиты (см. рис. 5, Г), по изотопному составу углерода подобно основной массе ЖВ высшей наземной растительности. Битумоиды terraigenous organic matter (ОВ) тюменской свиты (см. рис. 5, Д) изотопно легче terraigenous organic matter (ОВ) и основной органической массы большинства высших растений. Все это подтверждает описанную схему fossilization of organic matter (ОВ) в озерно-болотных ландшафтах.

Загадкой при этом является следующее. Липиды высшей наземной растительности, судя, правда, по единичным анализам, содержат изотоп ^{12}C в больших концентрациях, чем битумоиды тюменской свиты. Природа этого явления не ясна. Можно сделать ряд предположений. Или непредставительной, случайной была выборка, на примере которой изучен изотопный состав углерода липидов наземной растительности, или изотопный состав липидов растительности в нижне-

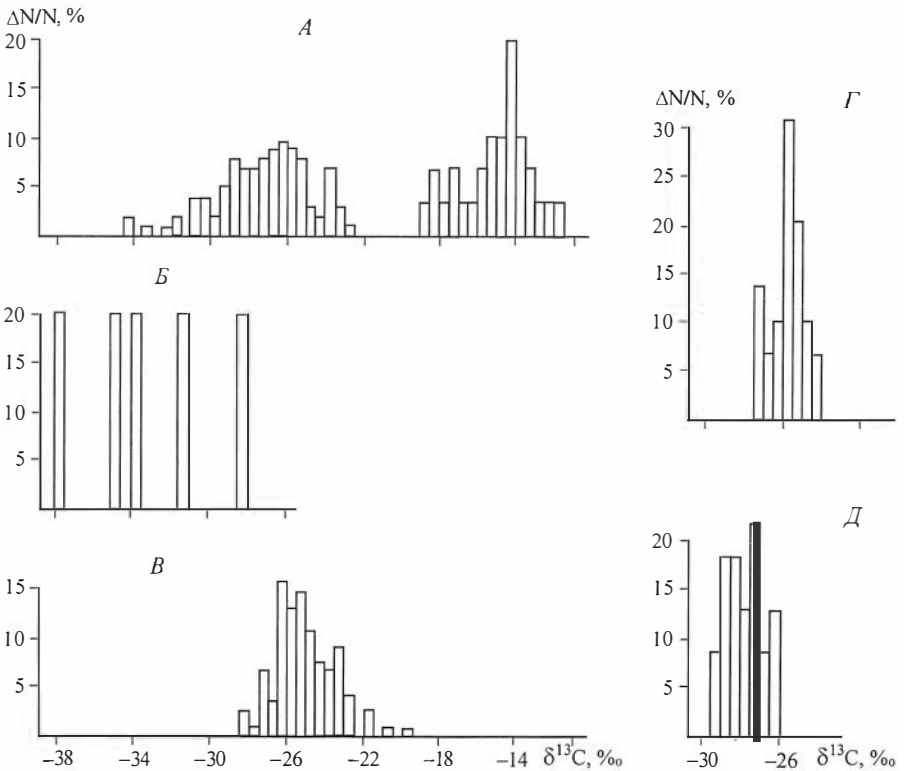


Рис. 5. Гистограмма значений $\delta^{13}\text{C}$:

А – в высшей наземной растительности; Б – ее липидно-липоидной фракции; В – terraigenous organic matter (ОВ), сводные данные по материалам [3, 5, 7, 22, 23, 25, 33]; Г – в дебитуминизированном ОВ и Д – в битумоидах тюменской свиты.

среднеюрских ландшафтах Западной Сибири был отличен от современного, или, наконец, что менее вероятно, существует какой-то механизм фракционирования изотопов углерода при диагенезе континентальных осадков, который ведет к селективному накоплению в битумоидах изотопа ^{13}C . Для однозначного решения вопроса нужны специальные исследования.

Таким образом, выполненные исследования лишают последних оснований представления, согласно которым фоссилизированное террагенное ОВ и генетически связанные с ним нефти обогащены изотопом ^{12}C по сравнению с аквагенным ОВ. В реальных природных системах, как впервые установлено, имеет место обратная картина, и именно эта закономерность может быть использована при установлении генетических связей между нефтепроизводящими толщами и дочерними нефтями. Выяснено, что ошибка С. Сильвермэна и его последователей состояла в неучете роли, масштабов и механизма диагенетических превращений в современных и ископаемых морских и континентальных осадках.

Понятно, что намеченные выше и в работах [15, 17] закономерности фракционирования изотопов углерода ОВ в литогенезе отражают реально протекающие в природе процессы лишь в самом общем виде. Требуются дальнейшие, тщательно продуманные целенаправленные исследования в соответствии с методологией, изложенной в [16, 17].

Укажем на некоторые первоочередные направления дальнейших исследований.

Прежде всего, следует рассмотреть спектр геологических фаций и ландшафтных обстановок, для которых будут изучены закономерности распределения и запасов углерода в ДОВ в ископаемых морских и пресноводных осадках.

Далее, необходимо на представительных выборках изучить закономерности распределения изотопов углерода в липидах и ДЖВ высшей наземной растительности, механизм трансформации их в диагенезе в озерно-болотных осадках и почвах.

Надо надеяться, что эти исследования раскроют природу непонятого пока обогащения битумоидов тюменской свиты изотопом ^{13}C по сравнению с липидами высшей наземной растительности.

Необходимо, наконец, с единых позиций с обязательным учетом конкретной геологии, литологии, геохимии, палеогеографии системно пересмотреть весь огромный материал по геохимии изотопов углерода в РОВ и нефтях осадочной оболочки Земли. Не исключено, что потребуются переинтерпретация и материалов по распределению изотопов углерода в современных морских и океанских осадках.

Не приходится сомневаться, что такие исследования существенным образом обогатят учение о современной и былых биосферах, о геохимическом цикле углерода в осадочном процессе и могут стать серьезным вкладом в осадочно-миграционную теорию нафтидогенеза, в теорию и практику геохимических методов прогноза нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богородская Л.И., Гольшев С.И., Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в органическом веществе различной генетической природы // VIII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии (Москва, 11–14 ноября 1980 г.). М.: Наука, 1980. С. 29–32.
2. Вассоевич И.Б., Гусева А.Н. и др. Некоторые аспекты биогеохимии нефти // Исследование органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976. С. 25–26.
3. Вышелмирский В.С., Доильницин Е.Ф., Шорин В.П. Изотопный состав углерода углей и их битумоидов // Докл. АН СССР. 1968. Т. 183, № 5. С. 1178–1180.

4. *Вьшешмирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
5. *Галимов Э.М.* Геохимия стабильных изотопов углерода. М.: Недра, 1968. 224 с.
6. *Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
7. *Галимов Э.М.* Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981. 247 с.
8. *Галимов Э.М., Кодина Л.А.* Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана. М.: Наука, 1982. 228 с.
9. *Гольшев С.И. и др.* Влияние типа органического вещества и процессов литогенеза на изотопный состав углерода керогенов // Органическое вещество в современных и ископаемых осадках: Тез. VI Всесоюзного семинара (Москва, 29–31 марта 1979 г.). М., 1979. С. 120.
10. *Гольшев С.И., Стасова О.Ф., Конторович А.Э.* Геохимия стабильных изотопов углерода в нефтях Сибири // VIII Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии (11–14 ноября 1980 г., Москва). М.: Наука, 1980.
11. *Дегенс Э.Т.* Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967. 299 с.
12. *Дегенс Э.Т.* Диагенез и катагенез органического вещества // Диагенез и катагенез осадочных образований М.: Мир, 1971. С. 307–352.
13. *Еремченко Н.А., Папкина Р.Г., Ботнева Т.А. и др.* Стабильные изотопы в геохимии нефти. М.: Недра, 1974. 199 с.
14. *Геология нефти и газа Западной Сибири.* М.: Недра, 1975. 679 с.
15. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Винокур Б.Г. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
16. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И. и др.* Распределение стабильных изотопов углерода в сидекахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. 1985. № 7. С. 3–11.
17. *Конторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И. и др.* Закономерности фракционирования изотопов углерода в сидекахитах // Геология и геофизика. 1985. № 9. С. 34–42.
18. *Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности.* Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. 237 с.
19. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
20. *Barghoorn E.S., Knoll A.H., Dembicki H.J., Meinschein W.G. et al.* Variation in stable carbon isotopes in organic matter from the Gunflint Iron Formation // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1977. Vol. 41, N 3. P. 425–430.
21. *Botello A.V., Mandelli E.F., Macko S., Parker P.L.* Organic carbon isotope ratios of recent sediments from coastal lagoons of the Gulf of Mexico, Mexico // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1980. Vol. 44, N 3. P. 557–560.
22. *Compston W.* The carbon isotopic compositions of certain marine invertebrates and coals from the Australian Permian // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1960. Vol. 18, N 1/2. P. 1–22.
23. *Craig H.* The geochemistry of the stable carbon isotopes // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1953. Vol. 3, N 2/3. P. 53–92.
24. *Jackson T.A., Fritz P., Drimmie R.* Stable carbon isotope ratios and chemical properties of kerogen and extractable organic matter in Pre-Phanerozoic and Phanerozoic sediments – their interrelations and possible paleobiological significance // *Chem. Geol.* 1978. Vol. 21, N 3/4. P. 335–350.
25. *Jeffery P. et al.* On the carbon-13 abundance of limestones and coals // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1955. Vol. 7, N 5/6.
26. *McKirdy D.M., Powell T.G.* Metamorphic alteration of carbon isotopic composition in ancient sedimentary organic matter: new evidence from Australia and South Africa // *Geology.* 1974. Vol. 2, N 12. P. 591–595.
27. *Park R., Epstein S.* Metabolic fractionation of ^{13}C & ^{12}C in plants // *Plant Physiol.* 1961. Vol. 36, N 2. P. 135–138.

28. Sackett W., Eadie B.J., Exner M.E. et al. Stable isotope composition of organic carbon in Recent Antarctic sediments // Adv. Org. Geochem. Paris, 1974. P. 661–671.
29. Sackett W.M., Thompson R.R. Isotopic organic carbon composition of recent continental derived clastic sediments of Eastern Gulf Coast, Gulf of Mexico // AAPG Bull. 1963. Vol. 47, N 3. P. 525–528.
30. Sherr E. Carbon isotope composition of organic seston and sediments in Georgia salt marsh estuary // Geochim. Cosmochim. Acta. 1982. Vol. 46, N 7. P. 1227–1232.
31. Shultz D., Calder J. Organic carbon $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ variations in estuarine sediments // Geochim. Cosmochim. Acta. 1976. Vol. 40, N 4. P. 381–386.
32. Silverman S., Epstein S. Carbon isotopic compositions of petroleums and other sedimentary organic materials // AAPG Bull. 1958. Vol. 42, N 5. P. 998–1012.
33. Smith B.N., Epstein S. Two categories of $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ ratios for higher plants // Plant Physiol. 1971. Vol. 47, N 3. P. 380–384.
34. Stuerner D., Peters K.E., Kaphan I.R. et al. Source indicators of humic substances and proto-kerogen. Stable isotope ratios, elemental compositions and electron spin resonance spectra // Geochim. Cosmochim. Acta. 1978. Vol. 42, N 7. P. 989–997.



ВОЗРАСТ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАССЕЙНОВ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ¹

В результате развития поисков нефти и газа на территориях и акваториях резко повысился интерес к оценке перспектив нефтегазоносности слабоизученных седиментационных бассейнов (СБ) и стратисферы в целом [2, 6, 9, 10 и др.]. При этом чаще всего применяют метод геологических аналогий [6]. В ходе оценки возникает необходимость решения трех задач [9]. Первая – формирование исходной эталонной выборки, на основе сравнения с которой осуществляется аналогия. Выборка должна быть представительной, а информация об эталонах достаточно надежной. Вторая задача – формирование описания (набора параметров) эталонных и оцениваемых СБ, по которым осуществляется сравнение. И, наконец, третья задача – выбор алгоритма и построение решающего правила.

В большинстве выполненных работ объем выборки был, как правило, очень невелик [6, 10 и др.] либо четко не фиксировался [12]. Описание и алгоритм также были предельно упрощены. Со времени Л. Уикса большинство исследователей описывало бассейны единственным параметром – объемом его осадочного выполнения V [6, 9 и др.], а зависимость начальных геологических ресурсов углеводородов Q от V обычно искали в виде [6]

$$Q = q_v V, \quad (1)$$

где q_v – объемная плотность ресурсов. По этой выборке из N бассейнов q_v находилась как простейшая статистика

$$q_v = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{V_i}. \quad (2)$$

Отсюда широко распространенное в литературе название этой модификации метода аналогий – объемно-статистический метод (ОСМ).

В последние десять лет неоднократно проводились исследования, направленные на уточнение ОСМ. Во многих работах [11 и др.] на значительно более представительных выборках, чем ранее, было показано, что зависимость $Q = f(V)$ имеет нелинейный характер. В [11] было предложено описывать ее уравнением вида

$$\ln Q = a + b \ln V. \quad (3)$$

Генетическая природа нелинейного характера зависимости $Q = f(V)$ была объяснена в работах [2, 11].

Понятно, что в модификациях (1) и (3) ОСМ в очень малой степени учитывает индивидуальность бассейна – его тектонотип и историю развития, литоло-

¹Сов. геология. 1986. № 10. С. 12–18. Соавт.: М.С. Моделевский, А.А. Трофимук, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич, Л.А. Данильченко.

тию и возраст слагающих пород, внутреннее строение и т. п. В этой связи была предпринята попытка описать СБ для количественной оценки перспектив нефтегазоносности, что позволило прогнозировать не только начальные геологические ресурсы УВ в СБ, но и их структуру [10]. К сожалению, из-за сложности описания объекта в рамках последнего подхода резко ограничен объем эталонной выборки, что в свою очередь снижает ее представительность. В работе [6] также на небольших выборках уравнения типа (1) строились независимо для отдельных тектонотипов бассейнов.

При анализе закономерностей локализации ресурсов нефти и газа в земной коре и попытках учесть в рамках ОСМ индивидуальность СБ следует в первую очередь выяснить роль фактора времени.

На методологическую важность исторического подхода при изучении закономерностей размещения залежей нефти и газа обратил внимание еще И.М. Губкин [5]. Один из первых опытов введения элемента историзма в математические модели, используемые при прогнозе нефтегазоносных районов в СБ, был осуществлен И.И. Нестеровым, В.В. Потеряевой и Ф.К. Салмановым [12]. Они использовали в качестве прогностического параметра не объем осадочного выполнения бассейна, а среднюю объемную скорость осадконакопления v_v . Однако при всем положительном значении этих работ учет истории развития СБ в столь обобщенной форме представляется совершенно недостаточным [10].

Общая теория вопроса была развита в работе одного из авторов [8]. Рассматривая начальные геологические ресурсы нефти и газа в СБ как результат двух противоположно направленных процессов – генерации и аккумуляции УВ, с одной стороны, и их рассеивания – с другой, и моделируя для простоты СБ как совокупность автономных резервуаров, удалось получить для начальных геологических ресурсов автономного резервуара следующее выражение:

$$Q = e^{-\alpha(t-t_0)} \int_{t_0}^t \varphi(t) v_v(t) e^{\alpha t} dt, \quad (4)$$

где t – текущий момент времени; t_0 – время начала процессов генерации и эмиграции УВ (в грубом приближении время начала погружения); $v_v(t)$ – текущая объемная скорость осадконакопления; $\varphi(t)$ – функция, обобщенно характеризующая интенсивность процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ; α – параметр, определяющий скорость разрушения скоплений УВ. Последний зависит от литологии экранов над залежами (и других параметров, характеризующих их качество), гидрогеологического режима, тектонической активности СБ, знака его тектонических движений и т. п.

Из формулы (4) видно, что при прочих равных условиях (генерация и аккумуляция УВ, объемная скорость осадконакопления, качество флюидоупора и др.) в более древних бассейнах и резервуарах начальные геологические ресурсы УВ должны быть меньше, чем в молодых. Этот очевидный факт без учета прочих равных условий обычно и принимается в качестве аксиомы.

Например, В.Д. Козырев писал: "...можно вполне согласиться с Х.Д. Гедбергом..., утверждающим, что нефти больше в породах более молодых геологических периодов. Этот вывод полностью распространяется и на палеозойские впадины, в которых подавляющая часть залежей в мире сосредоточена в отложениях, начиная от девона и стратиграфически выше. На преобладание залежей нефти и газа в мезо-кайнозойских породах обратили внимание и многие советские исследователи. Наши расчеты показывают, что 77 % мировых (извлекаемых) начальных запасов нефти и газа приурочены к мезо-кайнозойским отложениям" [7, с. 109]. Сход-

ную позицию развивает В.Ф. Раабен [13]. Выделяя старые, зрелые и молодые СБ, он понимает под ними СБ с палеозойской, мезозойской и кайнозойской седиментацией. Далее, отмечая глобальное преобладание разведанных запасов нефти и газа в мезозойских отложениях (60 % мировых запасов), В.Ф. Раабен объясняет его тем, что в палеозойских СБ формирование ресурсов УВ закончилось давно, в мезозойских – недавно, а в кайнозойских – не закончилось. “Меньшие, чем в мезозойских породах, запасы нефти и газа объясняются давним завершением процессов генерации и аккумуляции УВ и поэтому значительной разрушенностью залежей” (с. 83).

Таких же взглядов придерживается и В.В. Забалуев [4]. Проводя сравнительный анализ перспектив нефтегазоносности Сибирской и других древних платформ, он называет ряд факторов, снижающих их перспективы. В частности, для Сибирской платформы первым из таких факторов он считает аномально высокое содержание в разрезе рифейских и нижнепалеозойских отложений, т. е. по существу их древний возраст. Эту точку зрения разделяет и ряд других крупных исследователей (А.А. Бакиров, И.В. Высоцкий и др.).

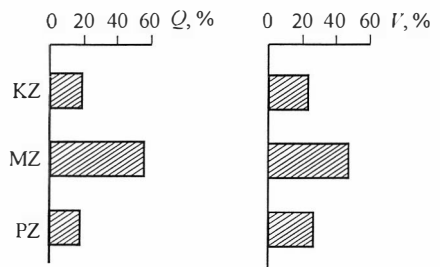
Выше мы подчеркивали негативное при прочих равных условиях влияние времени на сохранение ресурсов нефти и газа в СБ. Вопрос состоит в том, может ли оно быть определяющим или это лишь один из главных факторов при оценке перспектив нефтегазоносности слабо изученных территорий. К сожалению, исследователи, указывающие на ухудшение перспектив нефтегазоносности СБ с увеличением возраста их осадочного выполнения, не приводят данных о корректном количественном подтверждении ведущей роли времени.

В связи с этим авторами была сформирована эталонная выборка, содержащая 100 советских и зарубежных сравнительно хорошо изученных СБ, для которых оценки начальных геологических ресурсов и объемов осадочного выполнения можно считать достаточно точными [14].

Графически выборка включала 35 бассейнов в Евразии, 15 в Центральной и Южной Америке, 10 в Африке и 8 в Австралии и Океании. По преимущественному возрасту осадочного выполнения 32 бассейна были отнесены к кайнозойским, 35 – к мезозойским и 27 – к палеозойским, 6 бассейнов с примерно равным объемом мезозойских и кайнозойских отложений – к мезозойско-кайнозойским. При проверке каждой из этих предвыборок на однородность из первой было исключено три и из двух других по одному бассейну. Таким образом, окончательно выборка включала 95 бассейнов.

Распределение начальных геологических ресурсов углеводородов и объемов осадочного выполнения между бассейнами различного возраста приведено на рисунке.

Обычно, например в работе [6], пытаются сравнивать различные подвыборки по среднему для определенного класса значению q_v . Однако, учитывая нелинейную зависимость $Q = f(V)$, такую процедуру нельзя считать корректной. В нашем исследовании для каждой подвыборки и выборки в целом были получены уравнения типа (3), а затем проверена гипотеза о значимости различий параметров a и b в подвыборках.



Распределение начальных геологических ресурсов углеводородов (Q) и объемов осадочного выполнения (V) между бассейнами различного возраста.

Для 35 седиментационных бассейнов с кайнозойским и мезозойско-кайнозойским возрастом осадочного выполнения было получено следующее уравнение:

$$\ln Q = -3,22 + 0,73 \ln V, \quad r = 0,81. \quad (5)$$

Здесь и далее Q – в млрд т усл. УВ; V – в тыс. км³; r – коэффициент парной корреляции.

Для 34 мезозойских СБ уравнение имеет вид

$$\ln Q = -6,19 + 1,17 \ln V, \quad r = 0,92. \quad (6)$$

И, наконец, для подвыборки из 24 СБ с преимущественно палеозойским возрастом осадочного выполнения получено уравнение

$$\ln Q = -5,88 + 1,10 \ln V, \quad r = 0,87. \quad (7)$$

Для сравнения этих уравнений был использован односторонний критерий, основанный на статистике Фишера и позволяющий одновременно сравнивать произвольное число линейных уравнений. При этом статистика для проверки гипотезы H_0 о совпадении коэффициентов и свободных членов всех уровней имеет вид

$$F = \frac{(S'_H - S)/(2K - 2)}{S/(N - 2K)}, \quad (8)$$

где N – общее число точек в объединенной выборке; K – число сравниваемых уравнений; S'_H – сумма квадратов отклонений от линии регрессии, построенной для объединенной выборки; S – сумма сумм квадратов отклонений для каждой из K подвыборок от соответствующих линий регрессии. Значения $2K - 2$ и $N - 2K$ определяют количество степеней свободы для F -статистики. Сумма квадратов отклонений $\ln Q$ для объединенной выборки ($N = 95$) составляет 68,556. Для кайнозойской подвыборки, включающей кайнозойско-мезозойские СБ ($N = 35$), сумма квадратов отклонений – 21,273, для мезозойской ($N = 34$) – 19,821, а для палеозойской ($N = 25$) – 17,181. Соответствующее значение F -статистики приблизительно равно 3,925. Критическое значение F -статистики при 4 и 89 степенях свободы и доверительном уровне $\alpha = 0,05$ составляет около 2,486.

Таким образом, при уровне значимости $\alpha = 0,05$ гипотеза о совпадении всех трех линий регрессии должна быть отвергнута. Следует сделать вывод, что по крайней мере одно из трех уравнений имеет существенные отличия в коэффициентах от двух других. Анализ точечных и интервальных оценок (табл. 1) коэффициентов и свободных членов уравнений позволяет предположить, что это “кайнозойское” уравнение. Действительно, сравнение “палеозойского” и “мезозойского” уравнений на основе упомянутого выше критерия дает значение F -статистики, равное 0,377, что позволяет принять гипотезу о совпадении коэффициентов и свободных членов в этих уравнениях при уровне значимости $\alpha = 0,05$, так как соответствующее критическое значение при 2 и 56 степенях свободы приблизительно равно 3,171.

Возникает вопрос: к каким последствиям при прогнозе Q в слабо изученных СБ может привести смешение выборки? Для примера нами были рассчитаны точечные и интервальные (при уровне $\alpha = 0,05$) оценки Q четырех СБ с объемами 100, 500, 1000 и 5000 тыс. км³. Расчет проводился по уравнениям (5)–(7), а также по уравнению, построенному по объединенной выборке:

$$\ln Q = -4,89 + 0,98 \ln V, \quad r = 0,98 \quad (9)$$

при уровне доверительной вероятности $p = 0,95$.

Таблица 1

Характеристика эталонных выборок и уравнений регрессии

Возраст осадочного выполнения бассейна	Объем выборки	Объем осадочного выполнения бассейна, тыс. км ³		Коэффициент уравнения		Свободный член		$r \ln Q \ln V$
		пределы	среднее	точечный	интегральный ($p = 0,95$)	точечный	интегральный ($p = 0,95$)	
Мезозойско-кайнозойский и кайнозойский	35	12–13 810	1102	0,73	0,50–0,96	–3,21	–1,81...–4,61	0,810
Мезозойский и палеозойский	60	20–18 270	1595	1,14	0,91–1,36	–6,06	–4,55...–7,51	0,904
Мезозойский	34	20–18 270	1650	1,17	0,99–1,35	–6,18	–5,04...–7,33	0,923
Палеозойский	26	10 510	1525	1,10	0,83–1,37	–5,88	–4,06...–7,70	0,867
СБ всех возрастов	95	12–18 270	1408	0,98	0,86–1,10	–4,89	–4,12...–5,67	0,862

Результаты приведены в табл. 2, из которой видно, что прогноз по объединенному уравнению слабо отличается от прогноза по уравнениям для отдельных подвыборок вплоть до $V = 1000$ тыс. км³, но приводит к более узким интервальным оценкам. При $V = 5000$ тыс. км³ прогноз по объединенному уравнению практически совпадает с прогнозом по “палеозойскому” уравнению, занижает оценку для “мезозойских” СБ и завышает ее для “кайнозойских”. Ясно, что при прогнозе величины Q в СБ с палеозойским и мезозойским осадочным выполнением можно использовать уравнение по максимально широкой выборке, так как оно дает (не смещая оценок) более узкие интервалы, хотя, вероятно, корректнее воспользоваться уравнением, построенным по объединенной мезозойско-палеозойской выборке

$$\ln Q = -6,06 + 1,14 \ln V, \quad r = 0,904. \quad (10)$$

Таким образом, при уровне доверительной вероятности 0,95 нельзя утверждать, что параметры a и b регрессивной зависимости (3) в мезозойской и палеозойской подвыборках и в выборке в целом значимо различимы. Другими слова-

Таблица 2

Точечные и интервальные оценки начальных геологических ресурсов углеводородов для бассейнов с различным объемом осадочного выполнения, млрд т усл. УВ

Возраст осадочного выполнения СБ эталонной выборки	Объем осадочного выполнения бассейна, тыс. км ³			
	100	500	1000	5000
Кайнозойский и мезозойско-кайнозойский	1,2*	3,8	6,3	20,5
	0,2–7,2	0,6–23,4	1,0–38,9	3,3–126,3
Мезозойский	0,5	3,0	6,7	44,2
	0,1–2,7	0,6–17,7	1,1–39,9	7,4–262,7
Палеозойский	0,4	2,6	5,6	32,9
	0,1–3,0	0,4–17,5	0,8–37,6	4,9–221,4
СБ всех возрастов	0,7	3,3	6,4	30,5
	0,2–2,9	0,8–13,9	1,5–27,4	7,2–132,2

* Над чертой – оценка среднего, под чертой – минимальная и максимальная оценки при уровне доверительной вероятности 0,95.

ми, статистически достоверно доказать влияние возраста осадочного выполнения СБ на регрессионные зависимости начальных геологических ресурсов от объема осадочного выполнения в этом диапазоне возрастов не удастся. Уместно напомнить, что в работе [10] попытка ввести в регрессионные уравнения историко-геологические показатели также оказалась неэффективной. Введение их в регрессионные зависимости не увеличивало надежности прогноза.

На чем же базируются в таком случае работы, в которых утверждается обратное? Данные А.А. Бакирова [1], В.С. Вышемирского [3], В.Ф. Раабена [13] и др., показавшие, что основная масса разведанных запасов нефти и газа сосредоточена в мезозойских отложениях, несомненно верны, но не могут служить аргументом в пользу вообще более высокой перспективности мезозойских бассейнов по сравнению с палеозойскими по двум причинам. Во-первых, необходимо учитывать распределение объемов отложений разного возраста в выборках. Во-вторых, надо быть уверенным, что средние объемы бассейнов в подвыборках равны. Без учета последнего можно прийти к неверным выводам ввиду нелинейного характера зависимости $Q = f(V)$.

В выборке, изученной в настоящей работе, начальные геологические ресурсы УВ распределены по бассейнам с различным возрастом осадочного выполнения, подобно тому как это установлено А.А. Бакировым и В.С. Вышемирским для разведанных запасов. Вместе с тем суммарный объем отложений мезозойских бассейнов и средние их объемы существенно больше, чем палеозойских. Именно это (а не больший генерационно-аккумуляционный и консервационный потенциал мезозойских СБ) предопределило значительную роль мезозойских бассейнов, их начальные геологические ресурсы и разведанные запасы нефти и газа.

Значит ли это, что возраст отложений, точнее, время, прошедшее после завершения основных фаз генерации нефти и газа, не влияет на ресурсы УВ? На этот вопрос следует ответить отрицательно. Такие факторы, как объемная скорость осадконакопления, объем и литологическая характеристика слагающих бассейны пород, его тектоническая история, более жестко контролируют начальные геологические ресурсы углеводородов и обуславливают такую естественную дисперсию данных, из-за которой влияние времени статистически достоверно не фиксируется. В этом же направлении должна действовать недостаточно высокая точность определения начальных геологических ресурсов УВ и объемов осадочного выполнения эталонных СБ. Есть основание думать, что вывод об отсутствии статистически достоверных данных о влиянии возраста вмещающих отложений на концентрацию ресурсов УВ справедлив не только для фанерозойских, но и для верхнепротерозойских СБ, на значительные перспективы нефтегазосности которых уже обращалось внимание ранее [15]. Разумеется, и для фанерозоя, и для верхнего протерозоя речь идет о недислоцированных либо слабо дислоцированных образованиях.

В статистическом исследовании рассмотрение объектов, пристрастно выделенных на выборки, часто некорректно. Тем не менее авторы считают возможным в качестве примера указать на Сибирскую платформу, где основными генераторами нефти и газа, по крайней мере для центральных районов Лено-Тунгусской провинции, были обогащенные аквагенным органическим веществом мощные вендские и рифейские толщи, располагавшиеся в пределах Байкало-Патомского нагорья и Енисейского кряжа палеопрогибов. Аккумуляторами УВ, мигрировавших из этих зон, были вендские и кембрийские отложения Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз, в пределах которых условия для сохранения скоплений УВ были в течение всего фанерозоя достаточно благоприятны. Как следствие, по объемной плотности начальных геологических ресурсов нефти и газа эти районы

не уступают многим зонам нефтегазонакопления, выполненным средне- и верхне-мезозойскими или мезозойско-кайнозойскими отложениями. Приведенный пример лишь показывает, что в отложениях, возраст которых превышает 500–570 млн лет, ресурсы нефти и газа могут быть весьма значительны.

Таким образом, при практическом применении объемно-статистического метода целесообразно использовать уравнения регрессии, построенные на максимально большой представительной выборке без учета возраста вмещающих отложений. Нужно только иметь в виду, что истинные начальные геологические ресурсы УВ в конкретном седиментационном бассейне могут существенно отличаться от точечной оценки, поэтому правильнее опираться не на точечную, а на интервальные оценки [10].

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. Общие закономерности формирования концентраций нефтегазонакопления и поисковые их критерии // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. М., 1979. С. 5–29.
2. Буриштейн Л.М. Простейшая историко-генетическая модель распределения ресурсов нефти и газа // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск, 1980. С. 23–28.
3. Вышемирский В.С. Стратиграфическое размещение горючих ископаемых // Геология и геофизика. 1978. № 6. С. 3–10.
4. Геология и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточной Сибири / Под ред. В.В. Забалуева. Л.: Недра, 1980. 200 с.
5. Губкин И.М. Достижения геолого-разведочных работ за 15 лет // И.М. Губкин. Избранные сочинения. Т. II. М.: Изд-во АН СССР, 1953. С. 341–355.
6. Двали М.Ф., Дмитриева Т.П. Объемно-статистический метод подсчета прогнозных запасов нефти и газа. Л.: Недра, 1976. 111 с.
7. Козырев В.Д. Основные геотектонические признаки нефтегазоносности малоизученных территорий. Л.: Недра, 1977. 131 с.
8. Коиторович А.Э. Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., 1978. С. 189–204.
9. Коиторович А.Э., Буриштейн Л.М. Новая модификация объемно-статистического метода оценки начальных геологических ресурсов нефти и газа нефтегазоносных бассейнов // Геология нефти и газа. 1981. № 4. С. 20–24.
10. Коиторович А.Э., Моделевский М.С., Растегин А.А. и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных седиментационных бассейнов // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск, 1980. С. 5–20.
11. Коиторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов (в связи с их нефтегазоносностью) // Геология и геофизика. 1979. № 2. С. 3–12.
12. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
13. Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука, 1978. 144 с.
14. Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения / М.С. Моделевский, Г.С. Гуревич, Е.М. Хартуков и др. М.: Недра, 1983. 224 с.
15. Трофимук А.А. Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1960. № 7. С. 5–9.



УЧЕНИЕ О ГЛАВНОЙ ФАЗЕ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ И ЕГО МЕСТО В ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА¹

Последние десятилетия ознаменовались выдающимися достижениями в развитии осадочно-миграционной теории нафтидогенеза, значительно углубились ее экспериментальные основания, возросли обоснованность и предсказательная сила, вытекающие из теории моделей нефте- и газообразования, нефте- и газонакопления. На принципиально новый уровень были подняты представления о механизмах и стадийности нефте- и газообразования, выяснены геологические условия действия этих механизмов. Прежде всего стало ясно, что при огромном, в ряде случаев решающем влиянии седиментогенеза и диагенеза на конечные результаты процессов нефте- и газообразования нефть и углеводородные газы (УВГ) как единый, целостный ансамбль по составу и как множество фазово-обособленных скоплений по распределению в осадочной оболочке Земли формируются в катагенезе. Усилиями главным образом советских ученых удалось показать, что для каждой конкретной нефтематеринской породы и осадочной толщи во времени, а для стратисферы или седиментационного бассейна как геологического тела в пространстве процессы нефте- и газообразования протекают неравномерно.

Центральным, в плане геологическом, в этой совокупности достижений теории является создание концепции о стадийности нефтегазообразования. Исходные идеи о стадийности нефтегазообразования были разработаны И.М. Губкиным. Основы учения и понятие о главной фазе нефтеобразования (ГФН) были сформулированы Н.Б. Вассоевичем в 1967 г. [4], хотя многие стороны этой концепции он развивал начиная с 1954 г., когда ввел понятия о юной и зрелой микронефти, о главном этапе миграции нефти из материнских пород и т. п. [3, 6]. Тогда же (в 1967 г.) один из авторов настоящей работы, рассматривая стадийность нефтегазообразования, в статье, опубликованной в соавторстве с Г.М. Парпаровой и П.А. Трушковым, ввел понятие о главной зоне нефтеобразования (ГЗН) [12]. В 1970 г. понятием ГЗН стал пользоваться Н.Б. Вассоевич, в 1974 г. – С.П. Максимов, Т.А. Ботнева, Р.Г. Панкина [17].

Теоретические и экспериментальные исследования 1970–1980-х годов позволили развить и углубить учение о ГФН. Наряду с Н.Б. Вассоевичем в его разработку значительный вклад внесли А.А. Трофимук, А.М. Акрамходжаев, В.С. Вышемирский, А.А. Геодекян, М.К. Калинин, А.А. Карцев, Ю.И. Корчагина, Е.С. Ларская, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, В.А. Соколов, Б.А. Соколов, О.А. Радченко, Е.А. Рогозина, В.А. Успенский и многие другие ученые. Понятия о ГФН и ГЗН получили признание в трудах французских, американских, канадских и многих других зарубежных ученых [22, 23].

Как нередко бывает при формировании новой концепции в науке, некоторые ученые (А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Т.А. Ботнева, Н.Я. Кунин, С.П. Максимов и др.) не приняли этого нового направления, что породило дискуссию о пра-

¹ Изв. АН СССР. Сер. геол. 1988. № 1. С. 3–13. Соавт.: В.Н. Меленевский.

вомочности выделения ГФН и месте концепции о ГФН в осадочно-миграционной теории нефтидогенеза [1, 2, 17, 19]. Все это побудило авторов рассмотреть с современных теоретических позиций основные положения концепции о ГФН.

Важно подчеркнуть следующую методологическую особенность разработки генетических теорий в геологии. Для них характерен “исторический подход”, ретроспективное рассмотрение процессов во времени, а проверка этих теорий на природных объектах осуществляется только в один настоящий момент геологической истории, т. е. изучение на природных объектах развития длительного геологического процесса во времени принципиально невозможно [11]. В полной мере это относится и к осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, в которой, как известно, концепция о ГФН была сформулирована на основе изучения закономерностей превращения органического вещества (ОВ) в катагенезе, т. е. в статическом геологическом пространстве.

В силу этого без теоретического анализа формализованных моделей превращения ОВ трудно однозначно выявить историко-генетические и геологические факторы, контролировавшие превращения ОВ и обусловившие многообразие конкретных обстановок, благоприятных для нефтегазообразования. Исследование физико-химических математических моделей, достаточно адекватно описывающих процесс превращений ОВ, позволяет глубже понять и объяснить наблюдаемые в природе закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления и на этой основе прогнозировать распределение ресурсов нефти и газа в слабо изученных бассейнах. Именно поэтому в генетических геологических теориях, даже не формализованных, а, так сказать, качественных, очень важную роль как метод исследования играет мысленный эксперимент. Широкое внедрение математических методов и ЭВМ в геологию расширяет возможности таких экспериментов.

Не отрицая целесообразности попыток лабораторного моделирования процессов нефтегазообразования, мы, однако, полагаем, что при этом ввиду нарушения принципа “изохимичности” нельзя обеспечить адекватность лабораторной модели природному процессу [20]. В силу этого математическое моделирование является главным теоретическим методом изучения закономерностей превращений ОВ.

Ранее одним из авторов была построена сначала качественная, а затем математическая историко-генетическая модель генерации, аккумуляции и разрушения скоплений УВ [9]. При анализе этой модели было подчеркнуто, что возможны два подхода к изучению развития во времени процессов генерации нефти. Первый, разработанный первоначально В.А. Успенским [25], опирается на баланс продуктов превращений органического вещества в катагенезе и хроматографическую модель эмиграции битумоидов из нефтематеринских пород [8, 21, 24]. Второй подход, пионером которого был Н.В. Лопатин, исходит из теории кинетики химических реакций [15, 16, 23, 27, 28]. Преимущество первого подхода заключается в отсутствии сколько-нибудь сильных априорных предположений о механизме превращений ОВ в катагенезе. Преимущество второго подхода для целей настоящего исследования состоит в возможности аналитически описать превращения ОВ во времени. Ниже при рассмотрении математической модели битумоидообразования был реализован второй подход.

Прежде чем перейти к построению математической модели, сделаем ряд необходимых предварительных замечаний о механизме химических превращений ОВ в катагенезе.

Как известно, в составе ОВ уже на стадии диагенеза фиксируется некоторое количество битумоидов, наследующих в значительной мере структурные особенности биомолекул и существенно отличающихся по функциональному и углеводородному составу от битумоидов катагенетически измененного ОВ и нефтей.

Имеющиеся данные позволяют считать, что при захоронении аквагенного (сапропелевого) ОВ образуются нерегулярные пространственные сополимеры, в составе которых в качестве мономеров наряду с новообразованными структурами значительную роль играют фрагменты, наследующие углеродный скелет молекул липидно-липоидного комплекса живого вещества. В террагенном (гумусовом) ОВ в структуре сополимера основную роль играют содержащие ароматические кольца мономеры лигнина, а также продукты реакции меланоидинизации. Роль мономеров, наследующих структуру молекул липидов и липоидов, в них значительно меньше.

Есть основания считать, что, формируясь в седиментогенезе и диагенезе, геосополимеры ОВ захватывают, как бы “консервируют” в полостях между мономерами битумоидные компоненты, т. е. играют по отношению к части продуктов превращений липидов и липоидов роль “хозяина” и образуют с ними соединения – включения типа клатратов. Этому в значительной мере способствует наличие аквабитумоидов в наддонных и иловых водах [10].

Превращения ОВ в катагенезе сопровождаются частичной их деструкцией, результатом которой является образование углеводородных и неуглеводородных газов, а также всего комплекса углеводородистых соединений, свойственных нефти. При этом, поскольку многие мономеры исходного сополимера имели углеродный скелет биомолекул, в новообразованных соединениях значительную роль также играют *n*-алканы, алифатические изопренаны, стераны, гопаны и другие хемофоссилии. Принципиально этот процесс термокаталитического, реже термического расщепления сополимеров подобен крекингу УВ и должен протекать по схеме цепных реакций.

Частичная деструкция сополимеров сопровождается ростом в остаточном продукте концентрации углерода, снижением концентрации гетероэлементов, а на высоких стадиях и водорода, постепенным увеличением в нем роли полициклических ароматических структур. Конечным остаточным продуктом этих превращений является графит, т. е. регулярно построенный сетчатый полимер.

Процесс катагенеза ОВ идет неравномерно. В среднем мезокатагенезе (стадия углефикации “Ж”), по данным спектроскопии ЭПР, в нем фиксируется “разрыхление” структуры сополимера и уменьшение количества парамагнитных центров, что, видимо, связано с разрывом мостиковых связей типа С–О–С и перестройкой структуры [8]. Именно к этому моменту в геологической истории керогена приурочено наиболее интенсивное разрушение соединений включения и появление условий для участия в первичной миграции ранее захваченных “хозяином” битуминозных компонентов. Химический состав “гостей”, вероятно, не остается неизменным в ходе геологической истории. Скорее всего, они подвергаются частичной термической деструкции как в составе соединений включения, так и особенно после частичного их разрушения. Не исключено, что кероген может ингибировать реакции крекинга молекул – “гостей”.

Пусть в некотором элементарном объеме ΔV к концу стадии диагенеза находится масса ОВ – N_0 . Для простоты дальнейших рассуждений пренебрегаем той частью битумоидов, которые присутствуют в ОВ к началу катагенеза. Во-первых, они составляют по отношению к катагенетическим новообразованиям всего 15–20 % [8]. Во-вторых, их легко учесть в более строгих расчетах, но в рамках настоящей статьи в этом нет необходимости. Пусть по схемам, рассмотренным выше, из части этого ОВ β_{11m} в течение всего катагенеза могут новообразоваться битумоиды в количестве $P_0 = \beta_{11m}/N_0$. Назовем эту массу битумоидов начальным нефтегенерационным потенциалом катагенетических превращений ОВ (ННГПК). Остаточный нефтегенерационный потенциал катагенетических превращений ОВ (ОНГПК) в любой момент времени t катагенетической истории ОВ обозначим P .

Методика определения ННГПК и ОНГПК описана ранее [5, 8, 21]. Для этой же цели могут быть использованы пиролитические методы изучения ОВ [23].

Примем в соответствии с работами [15, 27], что уменьшение ОНГПК за время dt описывается уравнением химической реакции первого порядка:

$$-dP = kPdt, \quad (1)$$

где k – константа скорости реакции при фиксированной температуре. Она связана с температурой уравнением Аррениуса:

$$k = A \exp\left(-\frac{E}{RT}\right), \quad (2)$$

где A – некоторая постоянная; E – энергия активации реакции; R – газовая постоянная; T – абсолютная температура.

В интегральной форме решение уравнения (1) для изотермического процесса имеет вид

$$P = P_0 \exp(-kt). \quad (3)$$

В соответствии с введенными обозначениями масса битумоида b , новообразованного к моменту t , равна разности начального и остаточного потенциалов, т. е.

$$b = P_0 - P = P_0 \left\{ 1 - \exp\left[-tA \exp\left(-\frac{E}{RT}\right)\right] \right\}. \quad (4)$$

Для неизотермических условий, в частности для случая, когда реакция протекает при постоянной скорости нагрева v_T , для расчета b можно применять часто используемое в кинетических расчетах топохимических реакций уравнение [26]

$$b = P_0 \left\{ 1 - \exp\left[-T^2 \exp\left(-\frac{E}{RT} + \ln \frac{AR}{v_T E}\right)\right] \right\}. \quad (5)$$

Если в бассейне имеет место погружение осадочных толщ со скоростью v_r , а геотермический градиент равен G_T , то $v_T = G_T v_r$, $T = T_0 + G_T H$, где T_0 – температура нейтрального слоя, H – глубина.

Введем величину

$$\alpha = 1 - P/P_0 \quad (6)$$

и назовем ее показателем реализации генерационного потенциала. Очевидно, что α меняется от 0 до 1, т. е. его можно измерять в долях единицы или, если умножить на 100, в процентах. Из (4) и (6) получим

$$\alpha = \frac{b}{P_0}. \quad (7)$$

Выражение для α в случаях как изотермического, так и неизотермического процесса легко вывести из формул (4) и (5).

Проанализируем развитие по времени процессов нефтеобразования. Первоначально, подобно тому как это делалось ранее Н.В. Лопатиным [15] и одним из авторов [8], рассмотрим простейший случай равномерно погружающейся осадочной толщи. Для подобных расчетов необходимо знать эффективное значение энергии активации E и константу A реакций битумоидообразования, а также геотермический градиент G_T и скорость осадконакопления v_n в бассейне. Обобщение обширного материала по многим регионам мира, в том числе по Западно-Сибирской плите и Сибирской платформе, позволяет считать, что в большинстве случа-

ев G_T варьирует от 15–20 до 40–45°/1000 м, а v_n – от 10 до 200 м/млн лет. Данных о значениях E и A значительно меньше. Попытки их определения при лабораторном моделировании, когда длительность природных геологических процессов пытаются компенсировать сравнительно высокими температурами кратковременного эксперимента, представляются необоснованными [20]. Определение E и A с помощью палеогеологических и палеотермических реконструкций [23, 28] сопряжены с ошибками, к которым относятся неопределенность в исходных данных – палеорекострукции исследуемых бассейнов, а также в оценке масштабов эмиграции битумоидов из нефтепроизводящих пород [8, 21]. Понятно, что эти величины должны варьировать в зависимости от типа исходного ОВ и условий его фоссилизации, предопределяющих состав и структуру керогена как сополимера. Далее в расчетах приняты $E = 62,8$ кДж/моль и $A = 1,7 \cdot 10^7$ млн лет⁻¹, поскольку при этих значениях расчетное положение ГЗН близко с реально наблюдаемым в нефтегазоносных провинциях Сибири, прежде всего в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты [8]. Такой интегральный подход к выбору констант E и A , конечно, крайне упрощает реальную картину превращений ОВ, однако он вместе с тем позволяет обобщенно учесть сложность химических превращений ОВ, в частности возможного протекания при некоторых условиях обратных реакций, каталитическое влияние минеральной матрицы и т. п. Выбор этих значений не существен для дальнейшего рассмотрения, цель которого теоретический анализ общей схемы битумоидообразования в катагенезе.

Проанализируем влияние различных геологических факторов на степень реализации генерационного потенциала α и скорость его изменения $\frac{d\alpha}{dt}$ или, другими словами, скорость (интенсивность) новообразования битумоидов по мере роста температуры. Можно показать, что при постоянной скорости возрастания температуры

$$\frac{d\alpha}{dt} = v_T \frac{d\alpha}{dT},$$

т. е. $\frac{d\alpha}{dt}$ и $\frac{d\alpha}{dT}$ равны с точностью до постоянного множителя.

Ограничимся вначале случаем $G_T = 30^\circ/1000$ м и будем варьировать v_n – скоростью погружения осадочной толщи. Результаты таких модельных расчетов показаны графически на рис. 1.

На рис. 1, а видно, что при $v_n = 20$ м/млн лет, т. е. $v_T = 0,6^\circ/\text{млн лет}$, α монотонно возрастает по мере погружения и асимптотически стремится к 1 (становится больше 0,95) на глубинах около 4,5 км, что соответствует температуре около 130°. При равномерном погружении такие глубины и температуры достигаются примерно через 220 млн лет после отложения осадков. Скорость новообразования битумоидов за этот период также не остается постоянной. Она сначала возрастает, достигает максимума на глубине 3250 м при температуре около 100° примерно через 100 млн лет после момента накопления осадков, а затем снижается вновь до очень малых значений на глубине свыше 4 км. Таким образом, неравномерный по скорости характер битумоидообразования получает в рамках рассматриваемой модели естественное теоретическое обоснование.

В рамках рассмотренной модели естественно ввести понятие о цикле и фазах нефтеобразования, в частности о главной фазе нефтеобразования. Всю взаимосвязанную совокупность процессов превращения, в ходе которых полностью реализуется начальный генерационный потенциал ОВ, а интенсивность битумоидообразования $\left(\frac{d\alpha}{dt}\right)$ сначала возрастает, достигает максимума и вновь затем уменьшается до минимальных величин, назовем циклом нефтеобразования [8].

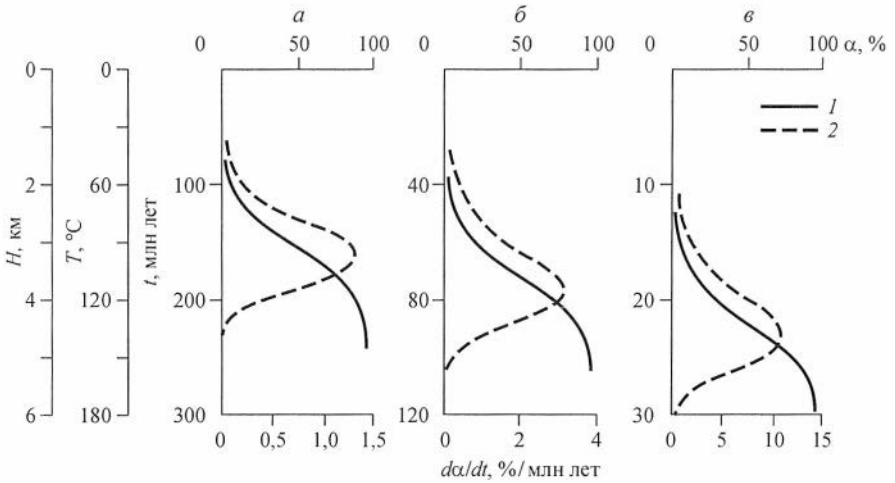


Рис. 1. Зависимость степени реализации генерационного потенциала α (1) и относительной скорости битумоидообразования $\frac{d\alpha}{dt}$ (2) в катагенезе в седиментационных бассейнах с геотермическим градиентом $30^\circ/\text{км}$ при скоростях погружения отложений, м/млн лет: а – 20; б – 50; в – 200.

Назовем главной фазой цикла нефтеобразования такой отрезок времени в геологической истории погружающейся осадочной толщи, когда скорость новообразования битумоидов отличается от максимальной не более чем на 50 %. Этому этапу соответствуют изменения α примерно от 0,20 до 0,90; это значение достигается при изменении глубин от 2,5 до 3,8 км и температур от 75 до 115° и длится около 65 млн лет. Соответствующий интервал глубин назовем ГЗН. При таком определении она длится менее 30 % от времени цикла нефтеобразования, но за этот период генерируется около 70 % от массы новообразующихся битумоидов.

Рассмотрим особенности изменения величин α и $\frac{d\alpha}{dt}$ при погружении в бассейнах с таким же геотермическим градиентом, но большей (50 и 200 м/млн лет) скоростью осадконакопления и, следовательно, большей скоростью возрастания температуры (1,5 и $6^\circ/\text{млн лет}$) соответственно (см. рис. 1, б, в). На этих рисунках видно, что чем выше скорость погружения отложений, тем при более высоких температурах и на больших глубинах реализуется ГФН. Так, при величине v_n , равной 50 м/млн лет, ГФН отвечают температуры $90\text{--}135^\circ$ и глубины 3,0–4,4 км, при v_n , равной 200 м/млн лет, $110\text{--}155^\circ$ и 3,8–5,4 км соответственно. Вместе с тем ГФН достигается раньше (60 и 18 млн лет) и длится меньше (30 и 8 млн лет), чем при малой скорости погружения. Существенно различается и величина $\frac{d\alpha}{dt}$ в максимуме. Если при скорости осадконакопления 20 м/млн лет $\frac{d\alpha}{dt}$ равно 1,35 % за 1 млн лет, то при v_n , равной 50 и 200 м/млн лет, скорость новообразования битумоидов увеличивается до 3,00 и 10,80 % за 1 млн лет соответственно. Таким образом, ГЗН в зависимости от геотермического режима недр и скорости осадконакопления локализуются не только на разных глубинах, как считали, например, С.П. Максимов и др. [18], а при разных температурах. Тем самым получает теоретическое объяснение “блуждание”, по образному выражению Б.Ф. Дьякова [7], главной зоны нефтеобразования.

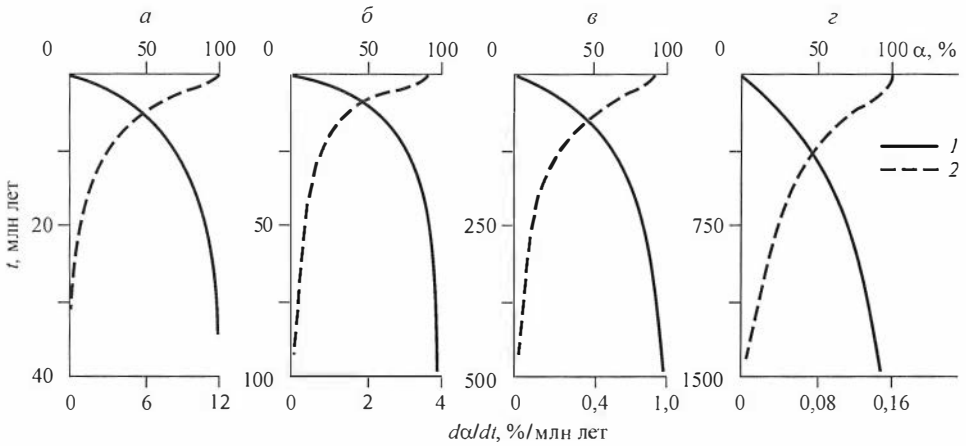


Рис. 2. Зависимость степени реализации генерационного потенциала α (1) и относительной скорости битумоидобразования $\frac{d\alpha}{dt}$ (2) для изотермических условий от времени при температуре, °С: а – 125, б – 100, в – 75, г – 50.

Рассмотрим динамику преобразования ОВ при изотермических условиях. На рис. 2 показаны графики изменения α и $\frac{d\alpha}{dt}$ во времени для температур 50, 75, 100 и 125°. Характерной особенностью динамики новообразования в чисто изотермическом режиме является экспоненциальное возрастание начальных скоростей при увеличении температуры и значительное их уменьшение на завершающей стадии процесса.

Понятно, что чем ниже температура, тем большее время необходимо для изменения α от 0,20 до 0,90. Например, при температуре 50° оно равно примерно 1 млрд лет, а при температуре 100° – около 50 млн лет (см. рис. 2). Из этого следует, что на больших глубинах или при высоких геотермических градиентах при стабилизации погружения процессы нефтеобразования могут протекать весьма интенсивно.

Любой реальный процесс развития осадочного бассейна может быть аппроксимирован суммой отдельных стадий – погружения, воздымания, стабилизации, которые можно формализовать с помощью уравнений (4) и (5), т. е. при известной палеотектонической истории бассейна появляется возможность исследования процессов нефтеобразования. Так, например, если осадочная толща монотонно погружается с $v_n = 20$ м/млн лет в бассейне с $G_T = 30^\circ/1000$ м до глубины, где температура достигает 75° (рис. 3, прямая 0a), т. е. только начинает входить в ГЗН, а затем погружение прекращается (см. рис. 3, прямая aa₁), то изменение α от 0,20 до 0,90 будет длиться примерно 130 млн лет, причем в

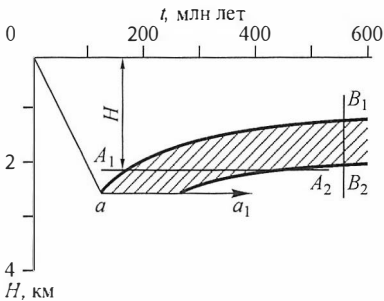


Рис. 3. Изменение во времени глубин расположения ГЗН (заштрихованная область) для отложений, испытывавших непрерывное погружение (линия 0a) с последующей стабилизацией тектонического режима (линия aa₁); остальные пояснения см. в тексте.

соответствии с изложенным выше $\frac{d\alpha}{dt}$ достигнет максимума в конце погружения (см. рис. 3, точка *a*). Процесс превращений ОВ, отвечающий условиям ГФН при монотонном погружении, в изотермических условиях будет длиться примерно в 2 раза дольше.

Из рассмотрения изотермического процесса превращений ОВ вытекают и другие весьма важные для прикладной геохимии выводы. Заштрихованная полоса показывает изменение во времени глубины залегания отложений, в которых α меняется от 0,20 до 0,90. Проведем на рис. 3 любую линию A_1A_2 , параллельную оси абсцисс. Линия A_1A_2 пересекает ось ординат в точке *H*. Тогда значения абсцисс точек пересечения этой линии с заштрихованной полосой есть время, когда на глубине *H* α достигнет значений 0,20 и 0,90, а разность этих координат – длительность процесса или, другими словами, длительность изотермического процесса, в течение которого ОВ претерпевает такие же изменения, как и при ГФН в погружающейся толще. Из рис. 3 видно, что чем меньше глубина залегания толщи, тем позднее начнутся и больше будут длиться эти изменения. Примером такой толщи, в которой ОВ созревало крайне медленно, могут служить отложения куонамской свиты в восточной части Анабарской антеклизы на Сибирской платформе, которые, несмотря на кембрийский возраст, достигли зрелости, отвечающей всего лишь концу прото- и началу мезокатагенеза. Н.Б. Вассоевич очень точно говорил о таких толщах, что они “много прожили, но мало пережили”.

Вертикальная линия B_1B_2 на рис. 3 пересекает заштрихованную полосу в точках с ординатами, равными наименьшей и наибольшей глубинам, на которых ОВ претерпевает превращения, отвечающие ГФН в момент времени *t*. Из рисунка видно, что чем древнее толща, тем на меньших глубинах будет при прочих равных условиях располагаться, так сказать, ГЗН.

Эти особенности битумоидообразования в зонах с малыми скоростями осадконакопления, как правило, не учитываются при историко-генетических реконструкциях.

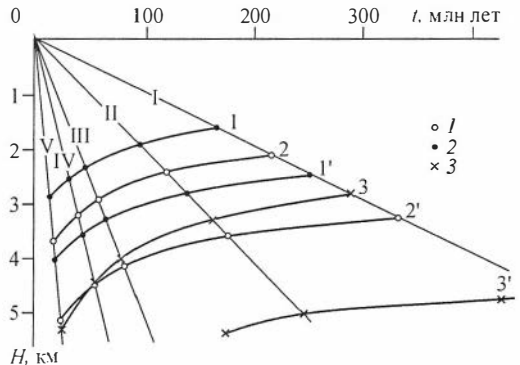
Таким образом, выше показано теоретически, а ранее неоднократно констатировалось по результатам геохимических исследований [4, 11, 14, 16, 23; и др.], что в зависимости от скорости осадконакопления, теплового потока, литологии вмещающих пород, химической структуры fossilized органического вещества ГФН появляется при разных температурах, разных глубинах погружения, различается по длительности. Приводимые обычно значения глубин и температур, при которых реализуется ГФН, относятся к лучше изученным платформенным нефтегазоносным бассейнам с $v_n = 20-40$ м/млн лет и $G_T = 25-35^\circ/1000$ м.

Зависимость локализации ГЗН и времени ГФН для разных v_n при $G_T = 40, 30$ и $20^\circ/1$ км показана на рис. 4. В обобщенном виде на нем отражены отмеченные выше закономерности. Опираясь на несколько иные теоретические посылки, близкий результат ранее получил Н.В. Лопатин [16].

Рис. 4. Схема пространственно-временной локализации ГЗН и ГФН для осадочных бассейнов со средними геотермическими градиентами:

1 – $40^\circ/1$ км, 2 – 20, 3 – $20^\circ/1$ км и скоростями седиментации, м/млн лет: I – 10, II – 20, III – 50, IV – 100, V – 200.

Цифры без штрихов на соответствующих прямых погружения отвечают времени и глубине вхождения осадочной толщи в ГЗН, цифры со штрихами – выходу из ГЗН.



При одинаковой по форме динамике процесса битумоидообразования во времени абсолютная его интенсивность вообще и в ГФН в частности существенно различаются в зависимости от скорости осадконакопления в бассейнах и геотермического режима. Различия эти, как было показано выше, настолько значительны, что при вялом тектогенезе (малые скорости осадконакопления, низкий тепловой поток и т. п.) выделять ГФН как решающий фактор нефтенакпления в бассейне, видимо, вообще не имеет смысла. Понятно, что при этом должна учитываться не только величина относительной скорости битумоидообразования $\frac{d\alpha}{dt}$, а и содержание ОВ в материнских породах и его генерационный потенциал. Это исключение, которое мы предлагаем при низких в течение всего процесса превращений ОВ значениях $\frac{d\alpha}{dt}$ независимо от степени зрелости ОВ ГФН не выделять, только подчеркивает главное в этом понятии: ГФН следует рассматривать как проявление неравномерности битумоидообразования в катагенезе, как этап резкой интенсификации этого процесса. Естественно, реальный процесс нефтеобразования несравнимо сложнее, чем рассмотренные выше в рамках простейшей модели химической реакции первого порядка крайние случаи. Укажем лишь на некоторые факторы, недоучет которых может существенно упростить модель процесса.

Выше при записи уравнений (1) неявно принималось, что ОВ есть однородная масса с единой энергией активации E в реакциях битумоидообразования и единой предэкспонентной постоянной. Между тем ОВ, может быть, чаще всего является гетерогенным веществом, в ходе превращений которого реализуется сложный комплекс параллельных и последовательных реакций. При этом отдельные компоненты ОВ, отдельные структурные блоки сополимера могут продуцировать битумоиды с различными константами скоростей, вследствие чего в первую очередь будут подвергаться деструкции связи с меньшей энергией активации. На величины E и A влияет также каталитическая активность минеральной среды и другие факторы. Это, естественно, осложнит зависимость скорости новообразования битумоида от времени (и глубины или температуры), может привести к осложнению цикла, или мегацикла, к появлению в его составе ряда гармоник. Конкретные примеры подобного рода были описаны на примере террагенного ОВ [13].

Вторая группа факторов связана с неравномерным по скорости волновым характером погружения осадочной толщи, изменением во времени теплового потока. Эти процессы приводят к усложнению зависимости $\alpha = f(t)$, генерируя в едином мегацикле гармоник разного порядка [8, 9, 13]. Как следствие, пульсирующим будет и процесс нефтенакпления, что хорошо фиксируется по наличию в разрезах месторождений нефти нескольких палеоконтактов.

Эти обстоятельства, к сожалению, как правило, не учитываются при историко-генетических реконструкциях. Могут возникнуть естественные вопросы: как при столь значительных отличиях реального процесса от теоретической схемы удалось зафиксировать битуминологические проявления ГФН в реальных разрезах? Не является ли в этом случае понятие о ГФН слишком грубой и потому излишней идеализацией процесса?

Попытаемся ответить на них. Со времени блестящих работ И.О. Брода установлено и разделяется всеми крупнейшими геологами-нефтяниками (А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, А.А. Геодекян, Н.А. Еременко, С.П. Максимов, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук, В.А. Успенский и др.), что для нефтеобразования наиболее благоприятен режим длительного устойчивого погружения. Именно такой режим и характерен для всех крупнейших нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира. Поэтому так четко в самых разных НГБ фиксируется одинаковая направленность

изменения битумоидного коэффициента с глубиной. В этих бассейнах неравномерность погружения только усложнила, сделала более стохастичной общую закономерность.

Понятие о ГФН по этой причине, а также и по сути своей, не является излишней идеализацией. Без него невозможно правильно расшифровать историю нефтеобразования в бассейне, дать обоснованную оценку перспектив его нефтеносности. Понятие о ГФН было введено как обобщение эмпирических данных на основе анализа природных закономерностей. Как показывает теоретический анализ математической модели превращений ОВ, использовать его формально, без углубленного анализа конкретной истории геологического развития в конкретном бассейне, конечно, нельзя, что и подчеркивалось всеми сторонниками этой концепции.

Существует также точка зрения, что выделение ГФН не может быть надежной основой для оценки перспектив нефтеносности, что объектами прогноза могут быть регионально нефтегазоносные комплексы [1]. Такое противопоставление нам представляется необоснованным. Естественно, выделение в разрезе осадочных чехлов нефтегазоносных бассейнов региональных резервуаров, т. е. распространенных на значительной территории проницаемых комплексов, разделенных региональными флюидоупорами, очень важная задача, которую необходимо решить при количественной оценке перспектив нефтегазоносности. Однако хорошо известно, что очень часто прекрасные резервуары, например отложения апта-альба-сеномана в центральных районах Западной Сибири, юрские отложения в Омской впадине в том же бассейне, скоплений УВ практически не содержат. Наличие резервуара нефти и газа есть условие, необходимое, но недостаточное для нефтенакпления. Необходимо, чтобы в этом резервуаре или при наличии условия для вертикальной миграции в подстилающих отложениях происходила интенсивная генерация нефти и газа. Именно для ответа на вопрос, была ли в данном резервуаре или подстилающих его отложениях интенсивная генерация нефти, необходимо знать, пережили ли они главную фазу нефтеобразования, когда пережили, насколько интенсивной была эта генерация и т. п. Понятно, что положительное решение и этого вопроса еще не дает всей информации для количественной оценки перспектив нефтеносности. Необходимо, кроме того, решить, были ли благоприятные условия для аккумуляции УВ, сохранения залежей и т. п.

Таким образом, концепция о ГФН есть научное обобщение неизвестного ранее явления неравномерного новообразования битумоидов ОВ в катагенезе. Она существенно обогатила осадочно-миграционную теорию образования нефти и газа, является крупным вкладом в теорию и практику прогноза нефтегазоносности. Необходимо и дальше творчески разрабатывать и углублять эту концепцию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. О главной фазе нефтегазообразования // Вопросы методологии нефтегазовой геологии. Губкинские чтения. М.: Недра, 1982. С. 9–20.
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Табасаранский З.А. Сравнительный анализ закономерностей размещения скоплений нефти и газа на древних и молодых платформах // Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976. С. 100–108.
3. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
5. Вассоевич Н.Б. О нефтематеринском потенциале // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, 1982. С. 5–19.

6. *Вассоевич Н.Б., Успенский В.А.* Геология нефти // Спутник полевого геолога-нефтяника. Т. II. Л.: Гостоптехиздат, 1954. С. 152–295.
7. *Дьяков Б.Ф.* Современное состояние теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа // Геология нефти и газа. 1986. № 9. С. 9–11.
8. *Коиторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
9. *Коиторович А.Э.* Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, 1978. С. 189–203.
10. *Коиторович А.Э.* Образование нефти и газа в земной коре // Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984. С. 451–469.
11. *Коиторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
12. *Коиторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А.* Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. № 2. С. 16–29.
13. *Коиторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф. и др.* Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. М.: Недра, 1974. 192 с.
14. *Коиторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
15. *Лопатин Н.В.* Температура и геологическое время как факторы углекислотности // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1971. № 3. С. 95–106.
16. *Лопатин Н.В.* Историко-генетический анализ нефтеобразования с использованием модели равномерного непрерывного опускания нефтематеринского пласта // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1976. № 8. С. 93–101.
17. *Максимов С.П., Ботнева Т.А., Папкина Р.Г.* Прогнозирование перспектив нефтегазоносности с позиций цикличности процессов нефтегазообразования // Тр. ВНИГНИ. Л.: Наука, 1974. Вып. 154. С. 22–33.
18. *Максимов С.П., Калико М.К., Ботнева Т.А., Молодых Г.Н.* Геотермические условия развития цикла нефтегазообразования // Геология нефти и газа. 1975. № 11. С. 35–41.
19. *Максимов С.П., Кунип Н.Я., Сардоников Н.М.* Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. М.: Недра, 1977. 280 с.
20. *Мелневский В.Н.* Фактор времени и необходимость его учета при перенесении результатов лабораторного моделирования на процессы природного преобразования органического вещества в катагенезе // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1983. С. 102–107.
21. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.
22. *Сидоренко А.В., Мешер В.В., Смирнов В.И. и др.* XXV сессия Международного геологического конгресса // Сов. геология. 1977. № 3. С. 3–18.
23. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
24. *Трофимук А.А., Коиторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
25. *Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1954. № 1. С. 94–101.
26. *Dharwadkar S.R., Chandraskharain S.M.* Evolution of kinetic parameters from thermogravimetric curves // Thermochemica Acta. 1978. Vol. 25. P. 372–375.
27. *Tissot B.* Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les sédiments, simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur // Rev. Inst. France Petrol. 1969. Vol. 24. P. 470–501.
28. *Tissot B., Espitatie J.* L'évolution thermique de la matière organique des sédiments, application d'une simulation mathématique // Rev. Inst. France Petrol. 1975. Vol. 30. P. 743–777.



НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАСЕЙН КАК САМОРАЗВИВАЮЩАЯСЯ СИСТЕМА¹

1. ОСНОВНАЯ ЛИНИЯ И ГЛАВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАФТИДОГЕНЕЗА

Выделим следующие общие закономерности размещения нефти и газа в литосфере².

1. Нефть и газ накапливаются в осадочной оболочке Земли в отдельных депрессионных зонах, заполненных осадочными породами, – седиментационных или осадочно-породных бассейнах. Эта закономерность свыше трех десятилетий назад была сформулирована И.О. Бродом и получила дальнейшее развитие в работах А.А. Бакирова, Н.Б. Вассоевича, Н.А. Еременко, В.Е. Хаина, А.А. Трофимука и др.

2. Масса УВ в залежах в пределах бассейна, т. е. величина начальных геологических ресурсов (НГР), стохастически определяется его размерами и геометрией – объемом осадочного выполнения и его распределением по интервалам глубин.

В физике принято делить макроскопические параметры, характеризующие систему, на две группы. Первую группу образуют параметры, не зависящие от размеров системы. Их называют интенсивными. Вторую группу составляют параметры, значения которых увеличиваются с ростом размеров системы. В простейшем случае связь между ними линейная. Такие параметры называются экстенсивными. Распространяя эту классификацию параметров систем на геологические объекты, следует отнести начальные геологические ресурсы углеводородов (УВ) в нефтегазоносном бассейне (НГБ) к группе экстенсивных параметров.

3. Распределение седиментационных бассейнов (СБ) в генеральной совокупности по объему осадочного выполнения и, как следствие, по величине НГР углеводородов, а месторождений (залежей) в НГБ по массе УВ описывается амодальной, монотонно убывающей функцией $f(\Theta, \lambda)$ – усеченным распределением Парето. При этом размеры самого крупного месторождения в НГБ в значительной степени предопределяются величиной его НГР, т. е. геометрией бассейна и массой его осадочного выполнения. Значит, размер и геометрия СБ определяют не только массу УВ в нем, но и, если в качестве единицы массы взять запасы самого крупного месторождения, его внутреннюю метрику.

4. Универсальность законов распределения ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли проявляется:

1) в наличии единой стохастической зависимости величины НГР углеводородов в СБ от объема (массы) его осадочного выполнения;

2) в распределении СБ и месторождений в соответствующих генеральных совокупностях по закону Парето;

¹ См.: Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М.: Недра, 1988. С. 121–138.

² Позднее в работе “Общая теория нафтидогенеза. Базисные концепции, пути построения” (1991) автор еще раз рассмотрел вопросы, поднятые в этой статье. (Прим. ред.).

3) в тенденции, стремлении параметра λ этого распределения к значению $\lambda = 2$ независимо от индивидуальности бассейна. Величина $\lambda = 2$ может, видимо, рассматриваться как некоторая универсальная константа нафтидогенеза, характеризующая предельное его состояние. Это – интенсивный параметр НГБ как системы.

Если верны высказанные выше соображения об универсальности законов локализации ресурсов УВ в стратифере, то они, естественно, должны находить свое объяснение в общей теории нафтидогенеза. Попытаемся наметить контуры такой теории.

В осадочно-миграционной теории нафтидогенеза более всего разработаны схемы превращения вещества на молекулярном и атомном уровнях и установлены контролирующие их факторы. Захороняющееся в осадках ОВ в процессе диагенеза и катагенеза подвергается биохимическим, термокаталитическим, а в тектонически активных зонах и механохимическим превращениям, в результате которых формируются битумоиды – весь комплекс углеводородов, и свойственных нефти углеводородистых соединений, содержащих гетероэлементы и металлы. В составе битумоидов наряду с новообразованиями весьма важную роль играют соединения, которые наследуют от биомолекул, в первую очередь от липидно-липоидной их составляющей, углеводородный скелет и многие элементы пространственной структуры. Прежде всего это относится к таким соединениям, как *n*-алканы, метилалканы, изопреноиды, стераны, гопаны, некоторые классы ароматических УВ, порфирины. В последнее время показано, что даже такие заведомо новообразованные по отношению к живому веществу соединения, как смолы и асфальтены, представляющие собой нерегулярные сетчатые сополимеры, содержат в своем составе в качестве отдельных мономеров фрагменты молекул, углеродный скелет которых образован структурами биомолекул [1, 4, 8 и др.].

Поскольку живая клетка – открытая неравновесная система, совокупность синтезируемых в ней соединений – также не образует термодинамически равновесную смесь. Эта неравновесность, хотя и в несколько меньшей степени, наследуется битумоидами осадочных пород, а от них – нефтью.

Важнейшей особенностью молекул живого вещества является их хиральность. Пространственная асимметрия биомолекул (диастереомеры), несмотря на имеющие место в диагенезе и катагенезе, например, в стеранах и гопанах, процессы эпимеризации, сохраняется и в нефтях, что определяет их оптическую активность.

Живое вещество строит себя очень избирательно: в процессе фотосинтеза оно осуществляет фракционирование изотопов, концентрируя преимущественно изотопы ^{12}C . Это особенно характерно для липидно-липоидной фракции. Рассеянные в осадочных породах битумоиды, а от них и нефть наследуют и эту специфичность живого вещества по сравнению с неживой природой.

Процесс формирования в составе захороненного ОВ всего комплекса соединений, свойственных нефти, начинается в диагенезе, но особенно интенсивно протекает в катагенезе. Он контролируется типом исходного ОВ, тепловым потоком, идущим из фундамента, литологией и теплопроводностью пород осадочного чехла, скоростью осадконакопления в бассейне, его эволюцией во времени и другими факторами. Во всех бассейнах процесс формирования в составе рассеянного ОВ всего комплекса соединений, свойственных нефти, и углеводородных газов осуществляется неравномерно. По интенсивности процесса в истории любой прогрессивно погружающейся осадочной толщи выделяются протораннемезокатагенная фаза интенсивного газообразования, главная фаза нефтеобразования и глубинная (позднемезоапокатагенная) фаза интенсивного газообразования. Рассмотрение всех этих процессов в деталях не входит в задачу настоящей работы. Заметим лишь, что роль ингибитора, который предохраняет катагенетические продукты

превращения ОВ от достижения полного термодинамического равновесия, исчезновения хиральности, сохраняет в битумоидах рассеянного ОВ и дочерних нефтях начальные, унаследованные от живого вещества черты, играют, видимо, асфальтены [10].

Это первая важнейшая для теории нефтидогенеза особенность рассеянных битумоидов – асимметрия молекул, неравновесность состава.

Второй важнейшей особенностью формирования в составе битумоидов всего комплекса компонентов, свойственных нефти, является неравномерность этого процесса и то, что он контролируется внешними по отношению к захороненному ОВ условиями – термодинамическим режимом недр, скоростью осадконакопления и др.

Наконец, третьей чертой исходного для формирования скоплений нефти и УВГ субстрата – битумоидов является их дисперсно-рассеянное в материнских породах состояние, отсутствие макроструктуры в распределении концентраций, приуроченность, по крайней мере в терригенном разрезе, к глинистым породам. В научной литературе по геологии нефти и газа эта особенность исходного распределения нефтематеринского субстрата получила правильно ориентирующие, очень удачные названия “дисперсно-рассеянная нефть” (И.М. Губкин), “микронфть” (Н.Б. Вассоевич). Это означает, что микронфть, с точностью до фациальных обстановок и стадии катагенеза, равномерно распределена в нефтематеринских осадочных породах.

Далее в истории формирования скоплений нефти и газа наступают этапы первичной миграции и аккумуляции УВ. В результате действия некоторого механизма (или механизмов) УВ аккумулируются в ловушках, образуя фазово-обособленные скопления, существенно различающиеся по массе. Причем, как следует из факта соответствия их распределения по запасам усеченному закону Парето, чем больше масса объекта, тем меньше вероятность его образования. Это означает, что относительно однородное поле распределения битумоидов в осадочных породах, слагающих НГБ, в ходе его исторического развития сменяется полем крайне неоднородным, т. е. из одной пространственной структуры, заложенной в седиментогенезе, формируется некоторая новая структура распределения углеводородистого вещества в массе осадочных пород.

В результате процессов первичной миграции и аккумуляции УВ однородная структура распределения микронфти нарушается лишь частично. Большая ее часть остается в дисперсно-рассеянном состоянии. Однако отделившаяся от мест первичного залегания часть микронфти образует сначала мельчайшие, но уже макроскопические скопления параавтохтонных и аллохтонных битумоидов, а затем, достигнув ловушки, и значительные по массе скопления УВ и углеводородистых соединений. В ходе этих процессов доля аккумулирующихся в макроскоплениях углеводородов невелика (2–3, редко 4–7%), причем большая их часть вместе с элизионными водами и посредством диффузии рассеивается из НГБ [3]. Таким образом, главным по массе вовлекаемых веществ при этом является не процесс аккумуляции, т. е. формирования фазово-обособленных скоплений, а процесс рассеивания УВ. На этой стадии НГБ представляют собой преимущественно диссипативную систему.

Что представляет собой в таком случае процесс аккумуляции УВ в ловушках? Это процесс, в котором на фоне огромной диссипации вещества и энергии часть молекул мигрирующей микронфти под действием каких-то факторов приходит в кооперативное, согласованное движение, создавая направленные потоки углеводородистого вещества к ловушкам. Со времени И.М. Губкина наличие таких направленных потоков неявно признается введением термина “нефтегазосборная площадь”. В ловушках УВ образуют фазово-обособленные скопления.

В геологии нефти и газа при изучении условий истории формирования скоплений УВ главное внимание всегда обращалось на конкретные механизмы, которые могли обусловить первичную миграцию УВ и их аккумуляцию в ловушках, включая процессы дифференциального улавливания в широком смысле. Наиболее значительный вклад в разработку этого круга вопросов внесли И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, С.Н. Белецкая, В.С. Вышемирский, Ф.Г. Гулари, М.Ф. Двали, Н.А. Еременко, Т.А. Жузе, М.К. Калинин, С.П. Максимов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, В.И. Шпильман. При углубленной и тщательной проработке конкретных механизмов важнейшие общие предпосылки крупномасштабной аккумуляции УВ в ловушках в литературе по геологии нефти и газа практически не обсуждались. Между тем успехи естествознания за последние десятилетия (XX в.) позволяют уяснить такие общие предпосылки нефтегазоаккумуляции. Ниже мы уделим основное внимание этой стороне проблемы.

2. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ КАК ОТКРЫТАЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА

При формировании учения о НГБ И.О. Брод в неявном виде, а Н.Б. Вассоевич, В.Е. Хаин, Б.А. Соколов и авторы работы [9] явно рассматривали множество таких объектов как целостные автономные системы. При этом автономность никогда не понималась в смысле изолированности или замкнутости бассейнов. Автономность понималась в том смысле, что все процессы нафтидогенеза развиваются в таких бассейнах самостоятельно и перетока УВ из одного НГБ, из одной автономной системы в другую не происходит.

Уточним некоторые понятия, вытекающие из такого системного подхода. Прежде всего введем понятие о структуре системы. Под структурой системы обычно понимают взаиморасположение, взаимосвязь составных ее частей. В более общем виде понятие “структура” можно определить как совокупность устойчивых связей между элементами системы, обеспечивающих ее целостность.

Вслед за Ю.А. Косыгиным [6], который ввел понятие о структуре осадочной оболочки Земли, под структурой СБ будем понимать взаимоотношение между образующими его геологическими телами. При решении задач геологии нефти и газа в качестве геологических тел, отношение между которыми определяет структуру бассейна, следует рассматривать две совокупности тел – проницаемые комплексы и флюидоупоры – и подразделять их, и другие по рангу региональности [9, 11]. Обособляя ловушки и приуроченные к ним залежи нефти и газа как геологические тела более низкого, элементарного уровня, множество залежей нефти и газа в СБ можно рассматривать как подсистему, которая характеризуется определенной упорядоченностью по массе УВ, сосредоточенных в них, определенным порядком их размещения в трехмерном геологическом пространстве, в качестве которого выступает СБ. Системный подход к НГБ и его структуре позволяет распространить на него такое фундаментальное понятие современного естествознания, как энтропия, и выяснить, как реализуется, действует в таких системах второй закон термодинамики, который, как известно, определяет общую направленность эволюции в некоторых природных системах.

Следует различать системы трех типов: изолированные, которые не обмениваются с окружающей средой ни веществом, ни энергией; замкнутые, которые обмениваются с окружающей средой энергией, но не обмениваются веществом, и, наконец, открытые, которые обмениваются с окружающей средой и веществом, и энергией.

Седиментационный бассейн представляет собой пример открытой системы. В него непрерывно осуществляется подток тепловой, гравитационной, электри-

ческой энергии, имеет место подток (инфильтрация вод, разгрузка вод и газовые потоки из фундамента в осадочный чехол) и отток (разгрузка элизионных и инфильтрационных вод, диффузия УВ и др.) вещества.

Из термодинамики известно, что любая система может быть охарактеризована некоторой функцией состояния – S -энтропией. Это понятие ввел Р. Клаузиус. Он показал, что в изолированных системах

$$\frac{dS}{dt} \geq 0. \quad (1)$$

Значит, энтропия изолированной неравновесной системы может только возрастать и по достижении равновесия принимать максимальное значение.

Энтропия обладает свойством аддитивности, т. е. если разделить изолированную систему A с энтропией S на две подсистемы A_1 и A_2 , характеризующиеся значениями энтропии S_1 и S_2 , то $S = S_1 + S_2$. Значит, энтропия является экстенсивной функцией системы.

В соответствии с (1) второй закон термодинамики, примененный к изолированной системе, утверждает, что

$$\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2 \geq 0. \quad (2)$$

Из (2) не следует, что $\Delta S_1 \geq 0$ и $\Delta S_2 \geq 0$. Может оказаться, что энтропия подсистемы A_1 будет не увеличиваться, а уменьшаться ($\Delta S_1 < 0$), в то время как энтропия подсистемы A_2 будет возрастать в такой степени, что условие (2) для суммы этих величин будет выполняться.

Из (1) и (2) очевидно, что энтропия системы может быть уменьшена только в том случае, если система взаимодействует с другой или с другими системами таким образом, что в процессе взаимодействия в них происходит компенсирующее увеличение энтропии. Впервые на это обстоятельство обратил внимание известный физик Э. Шрёдингер, анализируя механизм функционирования живой клетки как открытой системы.

Л. Больцман ввел понятие статистической энтропии. Пусть система находится в некотором дискретном множестве состояний $\{x_i\}$, $i = 1, 2, \dots, W$, причем вероятность состояния $x_i - P_i \sum_{i=1}^W P_i = 1$. В соответствии с теорией Больцмана энтропия такой системы

$$S^B = -k \sum_{i=1}^W P_i \ln P_i, \quad (3)$$

где k – постоянная Больцмана. Можно показать, что в случае, когда $P_1 = P_2 = \dots = P_i = \dots = P_W$, т. е. все состояния системы равновероятны,

$$S^B = -k \ln W. \quad (4)$$

Это значение энтропии максимально.

Если система находится в непрерывном множестве состояний $\{x\}$ и функция плотности вероятностей этих состояний $\omega(x)$, то

$$S^B = -k \int \omega(x) \ln \omega(x) dx. \quad (5)$$

Причем интегрирование производится по всему множеству состояний.

Свойства статистической энтропии позволяют интерпретировать ее как меру неупорядоченности системы. Чем меньше энтропия системы, тем больше (см. формулу (3)) вероятность отдельных состояний, тем при прочих равных условиях выше ее структурная организация.

Обратимся с этих позиций к рассмотрению СБ. Пусть в некоторый момент времени t_1 скопления УВ в нем еще не образовались, микронепфть дисперсно рассеяна, число равновероятных состояний системы W_1 чрезвычайно велико. Как следует из (4), энтропия системы также очень велика.

Если в момент времени t_2 в рассматриваемом бассейне сформировалось какое-то количество скоплений УВ, т. е. состояние, в котором распределение микронепфти было однородно, сменилось состоянием, в котором часть микронепфти сконцентрирована в макроскопления – залежи, то в соответствии с (3) и (4) это означает, что энтропия S в изучаемом СБ уменьшилась.

Как следует из второго закона термодинамики и в полном соответствии с геологическими представлениями, СБ, в котором из микронепфти формируются макроскопления фазово-обособленной нефти, является открытой системой. Для нее при любом изменении состояния изменение энтропии можно представить как сумму двух слагаемых

$$\Delta S = \Delta_r S + \Delta_i S, \quad (6)$$

где $\Delta_r S$ – изменение энтропии за счет обмена между рассматриваемой системой и окружающей средой, энергией и веществом; $\Delta_i S$ – изменение энтропии за счет процессов внутри системы.

Как показано выше, для открытой системы, какой является СБ на стадии его становления как НГБ, $\Delta S < 0$. Вместе с тем в соответствии со вторым законом термодинамики $\Delta_r S \geq 0$. Значит, для начала формирования скоплений УВ необходимо, чтобы $\Delta_i S < 0$.

Возможны три ситуации.

$$1. \Delta_r S > |\Delta_i S|, \Delta S > 0. \quad (7)$$

При этом поток энергии и вещества извне к формированию структур в системе не ведет.

$$2. \Delta_r S < |\Delta_i S|, \Delta S < 0. \quad (8)$$

В этой ситуации в системе формируются новые структуры, до тех пор пока $\Delta_r S \neq \Delta_i S$.

$$3. \Delta_r S = \Delta_i S, \Delta S = 0. \quad (9)$$

Это состояние называется состоянием неустойчивого, или текущего, равновесия. При таком состоянии в системе сохраняются возникшие до достижения равновесия ($\Delta S = 0$) структуры, т. е. S достигала некоторого относительного максимума.

В состоянии неустойчивого равновесия система характеризуется некоторой структурой, описываемой функцией плотности вероятностей $\omega(x)$, причем для этого состояния в соответствии с (9) энтропия S достигает относительного максимума:

$$S = -k \int_{x_0}^{x_m} \omega(x) \ln \omega(x) dx \rightarrow \max. \quad (10)$$

Исследуем некоторые результаты, вытекающие из максимума (10). По определению на функцию $\omega(x)$ необходимо наложить условие

$$\int_{x_0}^{x_m} \omega(x) dx = 1. \quad (11)$$

Кроме того, потребуем, чтобы выполнялось равенство

$$\int_{x_0}^{x_m} f(x)\omega(x)dx = C, \tag{12}$$

где $f(x)$ – некоторая функция, физический смысл которой будет ясен из дальнейшего; C – некоторая постоянная. В частном случае, когда $f(x) = C$, ограничение (12) сводится к (11).

Поиск максимума выражения (10) при ограничениях (11) и (12) представляет собой вариационную задачу на условный экстремум, решение которой дается методом множителей Лагранжа. В соответствии с этим методом составим функцию

$$\Phi(x) = \omega(x) \ln \omega(x) + \alpha f(x)\omega(x) + \beta \omega(x), \tag{13}$$

где α, β – множители Лагранжа. Беря производную $\Phi(x)$ по $\omega(x)$ и приравнивая ее нулю, получим уравнение Эйлера, решением которого и будет искомая функция $\omega(x)$. Неизвестные множители α и β найдем из (11) и (12). Полученная таким путем плотность распределения имеет вид

$$\omega(x) = \frac{e^{-\alpha f(x)}}{\int_{x_0}^{x_m} e^{-\alpha f(x)} dx}. \tag{14}$$

Из (14) видно, что плотность $\omega(x)$ полностью определяется видом функции $f(x)$. В частном случае, когда $f(x) = C$, приходим к равномерному распределению, при $f(x) = x$ получаем экспоненциальное распределение, а при $f(x) = x^2$ – нормальное распределение.

Таким образом, функцию $f(x)$ можно рассматривать как некоторую внутреннюю характеристику системы, определяющую вид распределения $\omega(x)$ в состоянии неустойчивого равновесия.

Можно показать, что распределение Парето вытекает из (14) при $f(x) = \ln(x/x_0)$. В этом случае плотность $\omega(x)$ будет иметь вид

$$\omega(x) = \frac{(\alpha - 1)x_0^{\alpha-1}}{\left[1 - \left(\frac{x_0}{x_m}\right)^{\alpha-1}\right]} \frac{1}{x^\alpha}, \tag{15}$$

где α в соответствии с (12) определится из уравнения

$$\int_{x_0}^{x_m} \ln \frac{x}{x_0} \frac{(\alpha - 1)x_0^{\alpha-1}}{\left[1 - \left(\frac{x_0}{x_m}\right)^{\alpha-1}\right]} \frac{1}{x^\alpha} dx = C. \tag{16}$$

Выполняя интегрирование в левой части, получим

$$\frac{(\alpha - 1)x_0^{\alpha-1}}{\left[1 - \left(\frac{x_0}{x_m}\right)^{\alpha-1}\right]} \left\{ \frac{x_m^{1-\alpha}}{(1-\alpha)} \ln \frac{x_m}{x_0} - \frac{x_m^{1-\alpha}}{(1-\alpha)^2} + \frac{x_0^{1-\alpha}}{(1-\alpha)^2} \right\} = C. \tag{17}$$

Решение уравнения (17) может быть получено численным методом, однако если ограничиться случаем неусеченного справа распределения и взять $x_m \rightarrow \infty$,

то левая часть этого уравнения значительно упрощается. В этом случае получаем явное решение $\alpha = 1 + 1/C$ и плотность (15) имеет вид

$$\omega(x) = \frac{x_0^{1/C}}{C} \frac{1}{x^{1+1/C}}, \quad x_0 \leq x < \infty.$$

Из (12) и (16) видно, что C является средним значением величины $\ln(x/x_0)$, т. е.

$$\alpha = 1 + \frac{N}{\ln(x/x_0)}. \quad (18)$$

Интересно отметить, что аналогичный результат был получен ранее методом максимального правдоподобия для оценки параметров распределения Парето (В.Р. Лившиц, С.П. Шувалов, 1976 г.). Легко видеть, что $\alpha = \lambda$ в обозначениях, принятых ранее для усеченного распределения Парето. Приняв вновь, что в некотором бассейне A начальные геологические ресурсы УВ равны 1000 усл. ед., и зафиксировав γ , мы имитировали на ЭВМ с помощью метода Монте-Карло ряд распределений месторождений по запасам при разных λ . Для полученных гипотетических генеральных совокупностей с помощью (18) были оценены значения λ . Расхождения составили 5–7 %. Значения, полученные по формуле (18), систематически несколько завышены. Учитывая, что имитировалось усеченное распределение Парето, а уравнение (18) получено для распределения не усеченного справа, расхождения между заданными и теоретически вычисленными значениями можно считать незначительными.

Представляло интерес сравнить величину энтропии для систем, характеризующихся одинаковыми НГР углеводородов и средними запасами месторождений, и разным видом функции $\omega(x)$. С этой целью был рассмотрен НГБ с начальными геологическими ресурсами 1000 усл. ед. и средними запасами месторождений, равными 4,3–4,5 усл. ед. Для этого случая было получено несколько реализаций гипотетической генеральной совокупности (ГГС) в предположении, что распределение плотности вероятности в НГБ равномерное, показательное (Парето), экспоненциальное, логарифмически нормальное и нормальное. Далее по формуле (3) для каждой реализации была оценена энтропия S . Для равномерного распределения она оказалась равной (усл. ед. энергии) 4,58, логнормального – 0,33, Парето – 0,32, экспоненциального – 0,22, нормального – 0,08.

Значит, структура, которая возникает в НГБ при распределении месторождений по запасам, описываемом законом Парето, может быть достигнута при весьма существенном уменьшении энтропии системы. Это позволяет считать, что нефтегенез обеспечивает достаточно высокий уровень организации углеводородистого вещества в бассейнах.

Таким образом, формирование множества залежей нефти и газа в НГБ, которые являются открытыми системами, с позиций термодинамики следует рассматривать как процесс уменьшения энтропии системы. Этот процесс, как следует из второго закона термодинамики, не может протекать без подтока энергии извне. В этой связи появившиеся в последнее время в ряде научных работ высказывания, что нефтегазообразование протекает в осадочных породах за счет внутренней энергии, унаследованной фоссилизированным ОВ от живого вещества, принципиально неверны. Упрощение структуры биомолекул ($\Delta S \geq 0$) за счет внутренних превращений в системе происходить может, а формирование НГБ как единой целостной системы с принципиально новой структурой распределения углеводородистого вещества в пространстве – нет.

3. НЕФТЕОБРАЗОВАНИЕ КАК САМООРГАНИЗАЦИЯ В ОТКРЫТОЙ ЦЕЛОСТНОЙ СИСТЕМЕ

Как известно, в середине XIX в. были сформулированы две великие эволюционные теории. Одна из них, предложенная Р. Клаузиусом, в соответствии со вторым началом термодинамики утверждает, что изолированная система в ходе эволюции, как правило, приобретает состояние, для которого характерны максимальные неупорядоченность и энтропия. Вторая теория разработана Ч. Дарвином. В ней сформулирован закон развития живых систем от наименее совершенных организмов к высшим, с максимально упорядоченной структурой. Эту теорию Ф. Энгельс отнес к одному из трех великих открытий естествознания середины XIX в. Как было показано современной физикой и как это предвидел Ф. Энгельс, развитие по пути от простого к сложному не есть специфическая особенность только живых организмов. Оно характерно для многих природных систем, которые для этого должны быть открытыми. Появился даже специальный термин “дарвиновский тип эволюции”. Используя его, можно сказать, что нефтегазоносные бассейны эволюционируют по дарвиновскому типу.

Для систем, развивающихся от простого к сложному, характерно еще одно замечательное свойство, помимо усложнения структуры, – дисимметрия, или асимметрия, вещества. Это явление открыл в конце первой половины XIX в. Л. Пастер. Он же предложил этот термин. П. Кюри показал, что подобное явление имеет место и в неживой природе. Первым, кто проявил интерес к дисимметрии геологического пространства в целом, был В.И. Вернадский. Первоначально он обратил внимание на дисимметрию живых организмов и связанный с ними генезис нефти, но затем пришел к выводу, что этим свойством может обладать и неживая материя. Он отметил, что земная кора характеризуется резко выраженной дисимметрией, связанной с коренными условиями ее образования, и начал рассматривать это явление как особое состояние пространства, подчеркивал, что с ней связана дисимметрия самых разнообразных земных явлений.

В современной физике уменьшение степени симметрии системы является таким же показателем формирования структуры, как и уменьшение энтропии. Более того, принцип минимума симметрии был сформулирован как критерий целостности системы [12]. Из принципа минимума симметрии вытекает, что плотность распределения структур в ней должна иметь вид закона Парето. Как показано выше, именно этому закону подчиняется распределение в НГБ месторождений нефти и газа по запасам, что приводит к крайней неравномерности распространения УВ в земной коре.

В таком планетарном явлении, как нахождение нефти и газа в земной коре, отчетливо просматриваются, по крайней мере, три уровня асимметрии вещества, формирование которых приурочено к разным этапам истории нефти и газа. Первый уровень – атомный, он связан с закономерным распределением изотопов углерода внутри биомолекул и унаследованных от них молекул соединений нефти. Этот уровень впервые отмечен Э.М. Галимовым и А.И. Опариным (1981 г.), хотя сам термин “асимметрия” эти исследователи не использовали. Второй уровень – молекулярный, он зависит от хиральной чистоты живого вещества и пространственной структуры молекул, которая в той или иной мере наследуется нефтью. На этот вид асимметрии, как было подчеркнуто выше, обращал внимание еще В.И. Вернадский [2]. Наконец, третий уровень – макроскопический, он связан с асимметрией размещения масс фазово-обособленного углеводородистого вещества в нефтегазоносных бассейнах и проявляется в распределении залежей нефти и газа по запасам в соответствии с законом Парето. На этот уровень асимметрии нефтегазонакопления внимание обращается, по-видимому, впервые.

Выше, характеризуя уровень организации вещества в НГБ при формировании скоплений УВ, мы оценили для такой системы значение энтропии в предположении разных законов распределения месторождений по запасам. Для полученных при этом гипотетических генеральных совокупностей были оценены, кроме того, значения асимметрии. Они оказались равными (усл. ед.) для закона Парето 18,5, логнормального – 6,1, экспоненциального – 2,1, для равномерного и нормального варьировали около нуля.

Значит, нафтидогенез ведет к очень высокому уровню асимметрии в распределении вещества в НГБ, что вытекает и из [12].

Процессы, приводящие к возникновению в системе внутренне присущих ей пространственных или пространственно-временных структур, являющихся ее имманентным свойством, принято называть “самоорганизацией”.

Часто возникает вопрос, что означает самоорганизация? Для правильного толкования этого термина следует четко различать понятия “структура, накладываемая на систему извне” и “воздействие на систему извне”. Процесс самоорганизации в системе в соответствии со вторым началом термодинамики не может иметь место без обмена системы с окружающей средой веществом и(или) энергией, т. е. без воздействия на нее извне, причем не любого, а строго определенного. Но образующиеся при этом структуры предопределяются не характером воздействия, т. е. не накладываются на систему извне, а имманентны ей. Именно в этом проявляется самоорганизация.

Рассмотрим в качестве примера живую клетку, в которой в результате подтока вещества (CO_2 , H_2O) и энергии (электромагнитные волны определенной длины) происходит синтез (фотосинтез) углеводов, а затем всей гаммы сложных органических соединений, свойственных живому веществу. Без подтока вещества и энергии возникновение продуктов фотосинтеза было бы невозможно, но внутренняя структура клетки, состав и распределение по массе образующихся соединений зависят только от свойств самой клетки. Воздействие тех же факторов на другой объект, например на горную породу, не приводит к возникновению структуры, а, наоборот, вызывает ее разрушение, дезинтеграцию.

В физике, химии, биологии известны и другие многочисленные явления, когда в однородной среде в результате определенного воздействия на нее образуются макроструктуры. Примером могут служить вихри Тейлора, токи Бернара, реакции Белоусова–Жаботинского и т. п.

Таким образом, общим свойством всех подобных систем является их способность переходить из однородного, недифференцированного состояния покоя в неоднородное, но хорошо упорядоченное или даже в одно из нескольких возможных упорядоченных состояний.

Для геологии чрезвычайно важно то, что подобные системы могут быть двух типов. Одни из них могут существовать только в динамическом состоянии, т. е. за счет непрерывного подтока энергии или(и) вещества, другие, возникнув в динамике, могут затем сохраняться достаточно долго при нарушении этого условия. В качестве примеров подобных процессов, вызывающих образование структур, часто приводят рост кристаллов. К таким же процессам, видимо, можно отнести и дифференциацию вещества в магматическом расплаве, ведущую к появлению зональности в интрузивных телах, формированию рудных концентраций элементов и т. п. Рудная интрузивная система возникает в динамике, а затем сохраняется достаточно долго в геологическом масштабе времени.

Существенной чертой самоорганизующихся систем является конечность их размеров, возникающие структуры зависят от геометрической формы системы, ее размеров, массы вещества в ней, т. е. несут с собой собственные масштабы длины, массы и т. п.

Как можно видеть из вышеизложенного, процесс нефтегазообразования представляет собой пример явления самоорганизации вещества в целостной системе. Ему присущи все характерные признаки таких процессов. Отметим их.

При формировании скоплений нефти и газа первоначально относительно равномерно распределенное в материнских породах углеводородистое вещество в результате протекающих в огромных масштабах процессов первичной миграции и аккумуляции образует неоднородную пространственную макроструктуру – множество залежей нефти и газа. При этом седиментационный бассейн превращается в нефтегазоносный, у него появляется новое качество.

В качестве имманентной структуры, внутренне присущей любому нефтегазоносному бассейну независимо от его строения и геологической истории, выступает распределение месторождений нефти и газа по запасам в соответствии с законом Парето, причем с параметром λ не любым теоретически возможным, а близким к двум.

Залежи нефти и газа формируются в динамическом состоянии, но, возникнув, не исчезают мгновенно, сразу же после прекращения в них подтока вещества. Они сохраняются, медленно разрушаясь, в течение достаточно длительного времени. Возможность формирования таких застывших систем вытекает из теории самоорганизующихся систем.

Важнейшие черты нефтегазоносных бассейнов, и это также характерная особенность самоорганизующихся систем, определяются их размерами и геометрией. Начальные геологические ресурсы НГБ зависят от объема и массы осадочного выполнения. Эта же величина, а также соотношение различающихся по фазовому составу масс УВ в залежах контролируются распределением отложений по глубинам, в частности, объемами пород в интервалах до 2 км и глубже 5–7 км. Выше подчеркивалось, что размеры самого крупного в бассейне месторождения в очень сильной степени предопределены, достаточно жестко ограничены его начальными геологическими ресурсами, т. е. объемом и геометрией, как следствие, понятие о крупном, мелком, среднем месторождении (метрика) для каждого НГБ должно быть свое. Ранее на это обстоятельство уже обращали внимание И.И. Нестеров, В.В. Потеряева, Ф.К. Салманов [7].

Чисто термодинамический подход к открытым системам позволяет выявить условия, необходимые для возникновения в них новых структур, но он не дает никакой информации о возможных механизмах этих процессов, не позволяет определить комплекс условий, необходимых и достаточных для возникновения в системе любых структур, в особенности самоорганизующихся.

Для этой цели несравненно более эффективно и информативно прямое моделирование конкретных систем методами математической физики. При решении широкого круга подобных задач выяснилось, что процессы самоорганизации разных по природе систем описываются одним классом дифференциальных уравнений. Эти уравнения, во-первых, нелинейны, во-вторых, стохастичны, и, в-третьих, в них должны входить управляющие параметры, изменяя которые, можно моделировать действие на систему внешних факторов. Немецкий ученый Г. Хакен назвал общую теорию самоорганизующихся систем синергетикой. В ее развитии большой вклад внесли Л.И. Мандельштам, М. Эйген, И. Пригожин, Г. Хакен. Математический аппарат теории подобных систем был разработан А.М. Ляпуновым, А.Н. Колмогоровым и др.

В случае анализа динамики нефтегазонакопления нелинейность означает, что скорость аккумуляции УВ в ловушках не остается постоянной во времени и зависит как от параметров системы, так и от массы уже накопившихся УВ. Например, масса УВ, аккумулирующихся в единицу времени в ловушках, является при прочих равных условиях функцией интенсивности их генерации. Последняя, как

известно, не остается постоянной во времени [9]. Для нефти в монотонно погружающейся толще она сначала медленно растет, достигая максимума, который называется главной фазой нефтеобразования (ГФН), а затем снижается. Для УВГ имеются два таких максимума: один отвечает верхней, другой – нижней (глубинной) зонам интенсивного газообразования.

Для нормального развития процессов нефтегазообразования в бассейне необходимо воздействие на него внешних факторов, что следует и из термодинамически открытых систем.

Прежде всего, в бассейн как в формирующееся геологическое тело все время поступают новые массы вещества, происходят процессы терригенного, хемогенного или биогенного осадконакопления. Обычно в разных соотношениях действуют все эти механизмы. Следствием этого процесса является увеличение воздействия энергии гравитационного поля на массу осадочных пород в бассейне, что ведет к уплотнению пород, отжатию элизонных вод и т. п., а также к улучшению теплоизоляции от дневной поверхности ранее отложившихся осадков. Последнее, естественно, определяется не только массой отложившихся пород, но и их составом, контролирующим теплоемкость и теплопроводность. В первом, грубом приближении это внешнее воздействие можно охарактеризовать скоростью, например, скоростью накопления единицы объема или единицы массы осадков.

Кроме того, в бассейн за счет теплового потока из фундамента поступает тепловая энергия. Тепловой поток из фундамента, теплопроводность слагающих седиментационных бассейнов пород и их толщина определяют температурное поле $T(x, y, h)$ в осадочном чехле. Последнее в совокупности с создаваемым гравитационным полем давлением контролирует скорость образования микронепти.

Таким образом, в зависимости от действия внешних факторов (или, как говорят в теории дифференциальных уравнений, управляющих параметров) характер процессов, протекающих в НГБ как системе, будет существенно различен.

Для создания в системе условий, при которых возможна массовая аккумуляция жидких УВ в ловушках, воздействие управляющих параметров на систему и, в частности, на ее подсистемы – нефтематеринские толщи – должно быть таким, при котором реализуется ГФН, т. е. управляющие параметры должны достигнуть некоторых критических значений. Применительно к НГБ необходимость достижения таких критических значений управляющих параметров была выявлена очень давно. Н.Б. Вассоевич, М.К. Калинин более трех десятилетий назад отмечали, что для развития в бассейне процессов нефтегазонакопления толщина выполняющих его осадков должна быть не меньше 2 км.

Не случайно о богатых аквагенным ОВ древних осадочных толщах, не переживших ГФН и потому не реализовавших свой нефтегенерационный потенциал, таких, как кукерситовые сланцы силура Прибалтики, отложения куонамского типа на Анабарской и Алданской антеклизях Западной Якутии и др., Н.Б. Вассоевич любил образно и очень точно говорить, что они “много прожили, но мало пережили”. Следует также учитывать это обстоятельство при количественной оценке перспектив нефтегазонакопления.

В действительности критические значения управляющих параметров, контролирующих нефтегазонакопление в бассейнах, не столь однозначны и универсальны. Например, В.Н. Меленевским и другими авторами [5] было показано, что при геотермическом градиенте $30\text{ }^{\circ}\text{C}/1000\text{ м}$ и скорости осадконакопления $20\text{ м}/\text{млн лет}$ ГФН достигается на глубинах от 2,5 до 3,8 км и температурах от 75 до $115\text{ }^{\circ}\text{C}$. Увеличение скорости осадконакопления до $50\text{ м}/\text{млн лет}$ приводит к возрастанию критических значений этих параметров до 3,0–4,5 км и 90 – $135\text{ }^{\circ}\text{C}$, а до $200\text{ м}/\text{млн лет}$ – до 3,8–5,4 км и 110 – $155\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно.

Если развитие системы контролируется несколькими управляющими параметрами, то конечный результат и траектория процесса будут зависеть от соотношения моментов времени, когда эти параметры достигают критических значений. Рассмотрим в качестве примера аккумуляцию УВ в структурных ловушках. Вполне понятно, что аккумуляция УВ в них может иметь место лишь в случае, если они сформировались до основного этапа миграции микронефти или если эти процессы синхронны. Ряд исследователей (Е.В. Еханин, С.П. Максимов, Ф.К. Салманов и др.) отмечает, что для интенсивного накопления УВ наиболее благоприятно совпадение во времени ГФН и активных структурообразующих движений.

Вполне понятно, что бассейн, в котором накопление осадков происходит с постоянной или закономерно изменяющейся скоростью, есть идеализация, очень далекая от реального течения процесса. Тем не менее уже учет волнового характера процесса (закономерное изменение управляющих параметров), на что неоднократно обращал внимание В.И. Шпильман [11], позволяет сделать описание НГБ существенно более адекватным. В действительности, помимо закономерного изменения управляющих параметров, их значения подвергаются непрерывным флуктуациям, в общем случае варьирующим не только во времени, но и в пределах НГБ. В зависимости от глубинных процессов колеблются во времени и скорость накопления осадков, и тепловой поток. Как следствие, скорость генерации УВ в НГБ, общая масса производимых в единицу времени УВ хаотически, закономерно изменяются во времени. После начала первичной миграции УВ таким же колебаниям подвержен и поток мигрирующих УВ. Такие флуктуации осложняют процесс, но не могут изменить общей его направленности во времени.

Однако при всяком случайном процессе имеют место, хотя и с малой вероятностью, значительные по величине флуктуации, которые могут резко изменить состояние системы, ее структуру. В теории нефтегазонакопления всегда признавалось, что для выделения УВ в свободную фазу и их аккумуляции в ловушках необходимо какое-то скачкообразное изменение в геологической истории бассейна, например, резкое воздымание, приводящее к столь же резкому снижению давления и усилению потока инфильтрационных вод, или повышение (понижение) эвстатического уровня Мирового океана и т. п. Например, формирование залежей свободного газа в отложениях сеномана северной части Западно-Сибирского НГБ обычно связывают (А.Н. Ласточкин, А.Э. Конторович, А.А. Растегин, А.Г. Потеряев) с интенсивным воздыманием бассейна в неогене, регрессией моря в раннечетвертичное время, позднечетвертичным изменением температуры (оледенением), т. е. действием ряда разных по природе и масштабу проявления флуктуаций.

Такой скачкообразный механизм изменения процессов аккумуляции УВ должен был приводить, во-первых, к их пульсационному, многоактному поступлению в ловушки и, во-вторых, к кратковременности каждого отдельного акта накопления. Литологические исследования современных и палеоконтактов залежей подтверждают именно такую динамику аккумуляции УВ (Р.С. Сахибгареев, Ю.В. Щепеткин и др.).

Важно также, чтобы имело место совпадение во времени (синфазность, резонанс) достижения критических значений управляющих параметров и сильных, также соответствующим образом направленных флуктуаций. Если управляющие параметры не достигли критических значений, например, не создались условия для развития ГФН, то флуктуации, в том числе и весьма значительные, не смогут привести к интенсивному нефтенакоплению. И наоборот, если в период интенсивной генерации и эмиграции микронефти не будут иметь место сильные флуктуации, переводящие НГБ как систему на "режим накопления УВ", то это приведет к более интенсивной диссипации УВ.

В методологическом плане из изложенного вытекают два вывода фундаментальной важности.

Во-первых, учитывая длительность геологической истории СБ и процессов нефтидогенеза, можно утверждать, что в тех из них, где управляющие параметры достигли критических значений, нефтегазообразование приведет к нефтегазоаккумуляции, пользуясь словами Ф. Энгельса, "...более или менее случайным образом, но с необходимостью, внутренне присущей также и случаю" (К. Маркс, Ф. Энгельс. Собр. соч. Т. 20. С. 361).

Вместе с тем объективно вероятностный, стохастический характер процесса нефтегазоаккумуляции в СБ предопределяет неоднозначность его конечного результата. Как показывает математическое моделирование, это ведет к тому, что даже в двух бассейнах-близнецах могут оказаться и неизбежно окажутся в той или иной мере различившиеся НГР и неидентичный набор наиболее крупных скоплений УВ.

Необходимо обратить внимание еще на один чрезвычайно важный момент. Геологии объективно, внутренне присущ исторический подход к явлениям природы. Разработка теории НГБ как объектов, развивающихся во времени, составляет важное направление исследований в учении о НГБ (Н.Б. Вассоевич, И.В. Высокский, Н.А. Еременко, А.Э. Конторович, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин и др.). Аппарат теории самоорганизующихся систем позволяет исследовать НГБ не только как пространственную, но и как пространственно-временную структуру.

Изложенное показывает, что НГБ как система обладает всеми основными чертами самоорганизующихся систем, и потому математический аппарат, применяемый для их изучения, может быть успешно использован и в теории нефтидогенеза. Разработка такой теории – задача ближайшего будущего. Однако даже проведенный краткий анализ некоторых следствий для теории нефтидогенеза из теории открытых самоорганизующихся систем существенно обогащает первую из них, позволяет уяснить многие стороны процесса нефтидогенеза, обычно упускаемые из вида.

Такой анализ весьма важен и в прикладном отношении, поскольку показывает, что точность количественного прогноза нефтегазоносности ограничена не только ввиду несовершенства методики, но и вследствие вероятностной природы самого процесса нефтегазоаккумуляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Арефьев О.А., Макушина В.М., Петров А.А.* Асфальтены – “показатели” геохимической истории нефтей // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1980. № 4. С. 124–130.
2. *Вернадский В.И.* Философские мысли натуралиста. М.: Наука, 1988. 173 с.
3. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
4. *Конторович А.Э., Борисова Л.М., Меленевский В.Н.* Некоторые важнейшие черты геохимии асфальгенов нефтей // Геохимия. 1987. № 10. С. 1423–1432.
5. *Конторович А.Э., Меленевский В.Н.* Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нефтидогенеза // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1988. № 1. С. 3–13.
6. *Косыгин Ю.А.* Тектоника. М.: Недра, 1969. 616 с.
7. *Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1976. 278 с.
8. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
9. *Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др.* М.: Недра, 1981. 350 с.
10. *Справочник по геологии нефти и газа / Под ред. Н.А. Еременко.* М.: Недра, 1984. 487 с.
11. *Штильман В.И.* Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.
12. *Шрейдер Ю.А., Шаров А.А.* Системы и модели. М.: Радио и связь, 1982. 377 с.



ОБЩАЯ ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА. БАЗИСНЫЕ КОНЦЕПЦИИ, ПУТИ ПОСТРОЕНИЯ¹

Исследования в области теории образования нефти и газа занимают в творчестве А.А. Трофимука одно из центральных мест уже в течение без малого четырех десятилетий. Они являются крупным вкладом в диагностику нефтематеринских свит, изучение процессов первичной и вторичной миграции нефти и газа, познание закономерностей локализации углеводородов в ловушки и формирования их скоплений, в первую очередь гигантских. А.А. Трофимуку принадлежат выдающиеся исследования в области теории генерации и аккумуляции газов в гидратной форме, в познании связи процессов нафтидогенеза с механохимическими явлениями в сейсмически активных областях Земли. Многие годы А.А. Трофимук продуктивно занимался разработкой и совершенствованием объемно-генетического метода оценки перспектив нефтегазоносности. В этой связи в своей работе, посвященной юбилею А.А. Трофимука, автор счел необходимым рассмотреть некоторые пути дальнейшего совершенствования этой теории. Некоторые из вопросов, рассматриваемых ниже, я неоднократно обсуждал с Андреем Алексеевичем, многое разрабатывалось нами совместно.

Успехи геологии нефти и газа за последние 25–30 лет, достижения в смежных областях геологии – химии, биохимии, физики и математики – создают благоприятные предпосылки для построения общей теории нафтидогенеза. Обратимся первоначально к анализу некоторых экспериментально установленных наиболее общих закономерностей размещения нефти и газа в литосфере. Такой анализ позволяет выделить следующее.

1. Нефть и газ накапливаются в осадочной оболочке Земли в отдельных депрессионных зонах, заполненных осадочными породами, – седиментационных или осадочно-породных бассейнах. Эта закономерность выше трех десятилетий назад была сформулирована И.О. Бродом [1] и получила дальнейшее развитие в работах А.А. Бакирова, Н.Б. Вассоевича, Н.А. Еременко, В.Е. Хаина, А.А. Трофимука и многих других исследователей.

2. Масса углеводородов (УВ) в залежах в пределах бассейна (Q), т. е. его начальные геологические ресурсы (НГР), стохастически определяется его размерами и геометрией – т. е. объемом осадочного выполнения V и его распределением по интервалам глубин [14, 24]. В простейшем случае такая зависимость имеет вид

$$\ln Q = 1,19 \ln V - 6,47. \quad (1)$$

В физике принято делить макроскопические параметры, характеризующие систему, на две группы. Первую группу образуют параметры, не зависящие от размеров системы. Их называют интенсивными. Вторую группу составляют параметры, значения которых увеличиваются с ростом размеров системы. В простей-

¹ См.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. С. 29–44.

шем случае связь между ними линейная. Такие параметры называются экстенсивными. Распространяя эту классификацию параметров систем на геологические объекты, следует отнести НГР УВ в нефтегазоносном бассейне (НГБ) к группе экстенсивных параметров.

3. Распределение седиментационных бассейнов (СБ) в генеральной совокупности по объему осадочного выполнения и, как следствие, по НГР углеводородов и месторождений (залежей) в НГБ по массе УВ описывается амодальной, монотонно убывающей функцией $\varphi(\Theta, \lambda)$ – усеченным распределением Парето

$$\varphi(\Theta, \lambda, \gamma, Q) = \frac{(1-\lambda)(\gamma Q)^\lambda}{(\gamma Q)^\lambda [(\gamma Q)^{1-\lambda} - 1] - (\gamma Q - 1)(1-\gamma) \left[\frac{1}{\Theta \lambda} - \frac{1}{(\gamma Q)^\lambda} \right]}, \quad (2)$$

$$\Theta_0 \leq \Theta \leq \gamma Q, \quad 1 < \lambda \leq 3, \quad 0 < \gamma \leq 1,$$

где γ – параметр, определяющий максимально возможные значения запасов месторождений в бассейне с НГР, равными Q , $\Theta \leq \gamma Q$; Θ_0 – минимальные запасы скоплений углеводородов, которые принимались в расчет при оценке Q , $l(2) \Theta_0 = 1$; λ – параметр распределения Парето.

При этом размеры самого крупного месторождения в НГБ в значительной степени предопределяются его НГР, т. е. геометрией бассейна и массой его осадочного выполнения [17, 19, 21]. Значит, размер и геометрия СБ определяют не только массу УВ в нем, но и его внутреннюю метрику, если в качестве единицы массы взять запасы самого крупного месторождения.

4. Универсальность законов распределения ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли проявляется, во-первых, в наличии единой стохастической зависимости НГР углеводородов в СБ от объема (массы) его осадочного выполнения (1); во-вторых, в распределении СБ и месторождений в соответствующих генеральных совокупностях по закону Парето (2); в-третьих, в тенденции, стремлении параметра λ этого распределения к значению $\lambda = 2$ независимо от индивидуальности бассейна [18, 21, 27, 36]. Величина $\lambda = 2$ может, видимо, рассматриваться как некоторая универсальная константа нафтидогенеза, характеризующая предельное его состояние. Это – интенсивный параметр НГБ как системы.

Если верны высказанные выше соображения об универсальности законов локализации ресурсов УВ в стратифере, то они, естественно, должны находить свое объяснение в общей теории нафтидогенеза. Попытаемся наметить контуры такой теории.

В осадочно-миграционной теории нафтидогенеза более всего разработаны схемы превращения вещества на молекулярном и атомном уровнях и установлены факторы, контролирующие их [2, 4, 31, 33, 39]. Захороняющееся в осадках ОВ в диагенезе и катагенезе подвергается термокаталитическим, а в тектонически активных зонах и механохимическим превращениям, в результате которых формируются битумоиды (весь комплекс углеводородов, гетероэлементы) и металлы содержащих углеводородистых соединений, свойственных нефти. В составе битумоидов наряду с новообразованиями весьма важную роль играют соединения, которые наследуют от биомолекул, прежде всего от липидно-липоидной их составляющей, углеродный скелет и многие элементы пространственной структуры. Прежде всего это относится к таким соединениям, как *n*-алканы, монометилалканы, ациклические изопреноиды, стераны, гопаны, некоторые классы ароматических УВ, порфирины. В последнее время показано [17, 20, 30], что даже такие заведомо новообразованные по отношению к живому веществу соединения, как смолы

и асфальтены, представляющие собой нерегулярные сетчатые сополимеры, содержат в своем составе в качестве отдельных мономеров фрагменты молекул, углеродный скелет которых образован структурами биомолекул.

Поскольку живая клетка – открытая неравновесная система, совокупность синтезируемых в ней соединений также не образует термодинамически равновесную смесь. Эта неравновесность, хотя и в несколько меньшей степени, наследуется битумоидами осадочных пород, а от них – нефтью [2, 23, 26].

Важнейшей особенностью молекул живого вещества является их хиральность. Пространственная асимметрия биомолекул (диастереомеры), несмотря на имеющие место в диагенезе и катагенезе, например, в стернах и гопанах, процессы эпимеризации, сохраняется и в нефтях, что определяет их оптическую активность [30].

Живое вещество строит себя очень избирательно: в процессе фотосинтеза оно осуществляет фракционирование изотопов, концентрируя преимущественно изотопы ^{12}C . Это особенно характерно для липидно-липоидной фракции. Рассеянные в осадочных породах битумоиды, а от них и нефть, наследуют и эту специфичность живого вещества по сравнению с неживой природой [8, 9, 15, 19].

Процесс формирования в составе захороненного ОВ всего комплекса соединений, характерных для нефти, начинается в диагенезе, но особенно интенсивно протекает в катагенезе. Он контролируется типом исходного ОВ, тепловым потоком, идущим из фундамента, литологией и теплопроводностью пород осадочного чехла, скоростью осадконакопления в бассейне, ее эволюцией во времени и другими факторами. Во всех бассейнах процесс формирования в составе РОВ всего комплекса соединений, свойственных нефти, и углеводородных газов осуществляется неравномерно. По интенсивности процесса в истории любой прогрессивно погружающейся осадочной толщи выделяется протораннемезокатагенная фаза интенсивного газообразования, главная фаза нефтеобразования и глубинная (поздне-мезоапокатагенная) фаза интенсивного газообразования [2, 26]. Рассмотрение всех этих процессов в деталях не входит в задачу настоящей работы. Заметим лишь, что роль ингибитора, который предохраняет катагенетические продукты превращения ОВ от достижения полного термодинамического равновесия, исчезновения хиральности, сохраняет в битумоидах РОВ и дочерних нефтях начальные, унаследованные от живого вещества черты, играют, видимо, асфальтены [33].

Таким образом, первой важнейшей для теории нефтидогенеза особенностью рассеянных битумоидов – исходных для формирования нефти продуктов – являются унаследованные от исходного живого вещества особенности состава – асимметрия молекул, неравновесность состава.

Второй важнейшей особенностью формирования в составе битумоидов всего комплекса компонентов, свойственных нефти, является неравномерность этого процесса и его контроль внешними по отношению к захороненному ОВ условиями – термодинамическим режимом недр, скоростью осадконакопления и др.

Наконец, третьей важнейшей чертой исходного для формирования скопленных нефти и УВГ субстрата – битумоидов является их дисперсно-рассеянное в материнских породах состояние, отсутствие макроструктуры в распределении концентраций, приуроченность, по крайней мере в терригенном разрезе, к глинистым породам. В научной литературе по геологии нефти и газа эта особенность исходного распределения нефтематеринского субстрата получила правильно ориентирующие, очень удачные названия – “дисперсно-рассеянная” нефть (И.М. Губкин), “микронепть” (Н.Б. Вассоевич). Это означает, что микронепть с точностью до фациальных обстановок и стадии катагенеза равномерно распределена в нефтематеринских осадочных породах.

Далее в истории формирования скоплений нефти и газа наступают этапы первичной миграции и аккумуляции УВ [7]. При этом в результате действия некоторого механизма или механизмов УВ аккумулируются в ловушках, образуя фазово-обособленные скопления, существенно различающиеся по массе. Причем, как следует из факта соответствия их распределения по запасам усеченному закону Парето, чем больше масса объекта, тем меньше вероятность его образования. Это означает, что относительно однородное поле распределения битумоидов в осадочных породах, слагающих НГБ, в ходе его исторического развития сменяется полем крайне неоднородным, т. е. из одной пространственной структуры, заложенной в седиментогенезе, формируется некоторая новая структура распределения углеводородного вещества в массе осадочных пород.

Отметим некоторые особенности этих процессов.

В результате процессов первичной миграции и аккумуляции УВ однородная структура распределения микронепти нарушается лишь частично. Большая ее часть остается в дисперсно-рассеянном состоянии. Однако отделившаяся от мест первичного залегания часть микронепти образует сначала мельчайшие, но уже макроскопические скопления параавтохтонных и аллохтонных битумоидов, а затем, достигнув ловушки, и значительные по массе скопления УВ и углеводородистых соединений. В ходе этих процессов доля аккумулирующихся в макроскоплениях УВ невелика (2–3, редко 4–7 %), большая их часть вместе с элизионными водами и посредством диффузии рассеивается из НГБ [14, 15]. Таким образом, главным по массе вовлекаемых веществ при этом является не процесс аккумуляции, т. е. формирования фазово-обособленных скоплений, а процесс рассеивания УВ. На этой стадии НГБ – система преимущественно диссипативная.

Что представляет в таком случае процесс аккумуляции УВ в ловушки? Это процесс, в котором на фоне огромной диссипации вещества и энергии часть молекул мигрирующей микронепти под действием каких-то факторов приходит в кооперативное, согласованное движение, создавая направленные потоки углеводородистого вещества к ловушкам. Со времени И.М. Губкина наличие таких направленных потоков неявно признается введением термина “нефтегазосборная площадь”. В ловушках УВ образуют фазово-обособленные скопления.

В геологии нефти и газа при изучении условий и истории формирования скоплений УВ главное внимание всегда обращалось на конкретные механизмы, которые могли обусловить первичную миграцию УВ и их аккумуляцию в ловушки, включая процессы дифференциального улавливания в широком смысле. Наиболее значительный вклад в разработку этого круга вопросов внесли И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, А.А. Трофимук, С.Н. Белецкая, В.С. Вышемирский, Ф.Г. Гулари, М.Ф. Двали, Н.А. Еременко, Т.А. Жузе, М.К. Калинин, С.П. Максимов, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова, В.И. Шпильман. При углубленной и тщательной проработке конкретных механизмов важнейшие общие предпосылки крупномасштабной аккумуляции УВ в ловушки в литературе по геологии нефти и газа практически не обсуждались. Между тем успехи естествознания за последние десятилетия позволяют уяснить такие общие предпосылки нефтегазонакопления. Ниже мы уделим основное внимание именно этой стороне проблемы.

При формировании учения о НГБ И.О. Брод [1] в неявном виде, а Н.Б. Вассоевич, В.Е. Хаин, Б.А. Соколов и автор настоящей работы [2, 14, 32, 34] всегда рассматривали множество таких объектов, как целостные автономные системы. При этом автономность никогда не понималась в смысле изолированности или замкнутости бассейнов. Автономность понималась в том смысле, что все процессы нефтидогенеза развиваются в таких бассейнах самостоятельно и перетока УВ из одного НГБ, из одной автономной системы в другую не происходит.

Уточним некоторые понятия, вытекающие из такого системного подхода. Прежде всего, введем понятие о структуре системы. Под структурой системы обычно понимают взаиморасположение, взаимосвязь составных ее частей. В более общем виде понятие структура можно определить как совокупность устойчивых связей между элементами системы, обеспечивающих ее целостность.

Вслед за Ю.А. Косыгиным [27], который ввел понятие о структуре осадочной оболочки Земли, под структурой седиментационного бассейна будем понимать взаимоотношение между геологическими телами, его образующими. При решении задач геологии нефти и газа в качестве геологических тел, отношение между которыми определяет структуру бассейна, следует рассматривать две совокупности тел – проницаемые комплексы и флюидоупоры – и подразделять их, и другие по рангу региональности [32]. Обособляя ловушки и приуроченные к ним залежи нефти и газа как геологические тела более низкого, элементарного уровня, множество залежей нефти и газа в СБ можно рассматривать как подсистему, которая характеризуется определенной упорядоченностью по массе УВ, в них сосредоточенных, определенным порядком их размещения в трехмерном геологическом пространстве, в качестве которого выступает СБ.

Системный подход к НГБ и его структуре позволяет распространить на него такое фундаментальное понятие современного естествознания, как энтропия, и выяснить, как реализуется, действует в таких системах второй закон термодинамики, который, как известно, определяет общую направленность эволюции в некоторых природных системах.

Следует различать три типа систем: изолированные, которые не обмениваются с окружающей средой ни веществом, ни энергией; замкнутые, которые обмениваются с окружающей средой энергией, но не обмениваются веществом, и, наконец, открытые, которые обмениваются с окружающей средой и веществом, и энергией.

Седиментационный бассейн, как уже подчеркивалось выше, представляет собой пример открытой системы. В него непрерывно осуществляется подток тепловой, гравитационной, электрической энергии, имеет место подток (инфильтрация вод, разгрузка вод и газовые потоки из фундамента в осадочный чехол) и отток (разгрузка элизионных и инфильтрационных вод, диффузия УВ и др.) вещества.

Из термодинамики известно, что любая система может быть охарактеризована некоторой функцией состояния – S -энтропией. Это понятие ввел Р. Клаузиус. Он показал, что в изолированных системах

$$\frac{dS}{dt} \geq 0. \quad (3)$$

Значит, энтропия изолированной неравновесной системы может только возрастать и по достижении равновесия принимать максимальное значение.

Энтропия обладает свойством аддитивности, т. е. если разделить изолированную систему A с энтропией S_A на две подсистемы A_1 и A_2 , характеризуемые значениями энтропии S_1 и S_2 , то $S = S_1 + S_2$. Значит, энтропия является экстенсивной функцией системы.

В соответствии с (3) второй закон термодинамики, примененный к изолированной системе, утверждает, что

$$\Delta S = \Delta S_1 + \Delta S_2 \geq 0. \quad (4)$$

Из (4) не следует, что $\Delta S_1 \geq 0$, $\Delta S_2 \geq 0$. Может оказаться, что энтропия подсистемы A_1 будет не увеличиваться, а уменьшаться ($\Delta S_1 < 0$), в то время как энтропия подсистемы A_2 будет возрастать в такой степени, что условие (4) для суммы этих величин будет выполняться.

Из (3) и (4) следует, что энтропия системы может быть уменьшена только в том случае, если система взаимодействует с другой или с другими системами таким образом, что в процессе взаимодействия в них происходит компенсирующее увеличение энтропии. Впервые на это обстоятельство обратил внимание известный физик Э. Шрёдингер, анализируя механизм функционирования живой клетки как открытой системы.

Л. Больцман ввел понятие статистической энтропии. Пусть система находится в некотором дискретном множестве состояний $\{x_i\}$, $i = 1, 2, \dots, W$, причем вероятность состояния $x_i - P_i \sum_{i=1}^W P_i = 1$. В соответствии с теорией Больцмана энтропия такой системы

$$S^B = -k \sum_{i=1}^W P_i \ln P_i, \quad (5)$$

где k – постоянная Больцмана. Можно показать, что в случае, когда $P_1 = P_2 = \dots = P_i = P$, т. е. все состояния системы равновероятны,

$$S^B = -k \ln W. \quad (6)$$

Это значение энтропии максимально.

Если система находится в непрерывном множестве состояний $\{x\}$ и функция плотности вероятностей этих состояний $\omega(x)$, то

$$S^B = -k \int \omega(x) \ln W(x) dx. \quad (7)$$

При этом интегрирование производится по всему множеству состояний.

Свойства статистической энтропии позволяют интерпретировать ее как меру неупорядоченности системы. Чем меньше энтропия системы, тем, значит, при прочих равных условиях выше ее структурная организация.

Обратимся с этих позиций к рассмотрению седиментационного бассейна. Пусть в некоторый момент времени t_1 скопления УВ в нем еще не образовались, микронепфть дисперсно рассеяна, число равновероятных состояний системы W_1 чрезвычайно велико. Как следует из (6), энтропия системы также очень велика.

Если в момент времени t_2 в рассматриваемом бассейне сформировалось какое-то количество скоплений УВ, т. е. состояние, в котором распределение микронепфти было однородно, сменилось состоянием, в котором часть микронепфти сконцентрирована в макроскопления – залежи, то в соответствии с (5) и (6) это означает, что энтропия S в изучаемом СБ уменьшилась.

Как следует из второго закона термодинамики и в полном соответствии с геологическими представлениями, СБ, в котором из микронепфти формируются макроскопления фазово-обособленной нефти, является системой открытой. Для нее при любом изменении состояния изменение энтропии можно представить как сумму двух слагаемых

$$\Delta S = \Delta_1 S + \Delta_2 S, \quad (8)$$

где $\Delta_1 S$ – изменение энтропии за счет обмена между рассматриваемой системой и окружающей средой, энергией и веществом; $\Delta_2 S$ – изменение энтропии за счет процессов внутри системы.

Как было показано выше для открытой системы, какой является СБ на стадии его становления как НГБ, $\Delta_1 S > 0$. Значит, для начала формирования скоплений УВ необходимо, чтобы $\Delta_2 S < 0$.

Возможны три ситуации

$$1. \Delta_2 S > |\Delta_1 S|, \quad \Delta S > 0. \quad (9)$$

При этом поток энергии и вещества извне к формированию структур в системе не ведет.

$$2. \Delta_i S < |\Delta_i S|, \quad \Delta S < 0. \quad (10)$$

В этой ситуации в системе формируются новые структуры, до тех пор пока $\Delta_i S \neq \Delta_i S$.

$$3. \Delta_i S = \Delta_i S, \quad \Delta S = 0. \quad (11)$$

Это состояние называется состоянием неустойчивости или текущего равновесия. При таком состоянии в системе сохраняются возникшие до достижения равновесия ($\Delta S = 0$) структуры, т. е. S достигала некоторого относительного максимума.

Представляло интерес сравнить величину энтропии для систем, характеризуемых одинаковыми начальными геологическими ресурсами УВ и средними запасами месторождений, и разным видом функции распределения месторождений по запасам. С этой целью В.Р. Лившицом и автором был рассмотрен НГБ с начальными геологическими ресурсами 1000 усл. ед. и средними запасами, равными 4,3–4,5 усл. ед. Для этого случая было получено несколько реализаций гипотетической генеральной совокупности в предположении, что распределение плотности вероятности в НГБ равномерное, показательное (Парето), экспоненциальное, логарифмически нормальное и нормальное. Далее по формуле (5) для каждой реализации была оценена энтропия S . Для равномерного распределения она оказалась равной 4,58 усл. ед., логнормального – 0,33, Парето – 0,32, экспоненциального – 0,22 и нормального – 0,08 усл. ед. [14].

Значит, структура, которая возникает в НГБ при распределении месторождений по запасам, описываемом законом Парето, может быть достигнута при весьма существенном уменьшении энтропии системы. Это позволяет считать, что нефтидогенез обеспечивает достаточно высокий уровень организации углеводородистого вещества в бассейнах.

Таким образом, формирование множества залежей нефти и газа в НГБ, которые являются открытыми системами, с позиций термодинамики следует рассматривать как процесс уменьшения энтропии системы. Этот процесс, как следует из второго закона термодинамики, не может протекать без подтока энергии извне. В этой связи появившиеся в последнее время в ряде научных работ высказывания, что нефтегазообразование протекает в осадочных породах за счет внутренней энергии, унаследованной фоссилизированным ОВ от живого вещества, принципиально неверны. Упрощение структуры биомолекул ($\Delta S \geq 0$) за счет внутренних превращений в системе происходить может, а формирование НГБ как единой целостной системы с принципиально новой структурой распределения углеводородистого вещества в пространстве – нет.

Как известно из истории науки, в середине XIX в. были сформулированы две великие эволюционные теории (рис. 1). Одна из них, высказанная Р. Клаузиусом, в соответствии со вторым началом термодинамики утверждает, что изолированная система в ходе эволюция ведет к наиболее вероятному состоянию системы, для которого характерны максимальная неупорядоченность и максимальная энтропия. Вторая теория разработана Ч. Дарвином. В ней сформулирован закон развития живых систем от наименее совершенных организмов к высшим, с максимально упорядоченной структурой. Эту теорию Ф. Энгельс отнес к одному из трех великих открытий естествознания середины XIX в., назвав ее теорией развития. Как показано современной физикой и как это предвидел Ф. Энгельс, развитие по пути от простого к сложному не есть специфическая особенность только живых организмов. Оно характерно для многих природных систем, которые для этого должны быть открытыми. Появился даже специальный термин “дарвиновский тип эволюции”. Используя его, можно сказать, что нефтегазоносные бассейны эволюционируют по дарвиновскому типу.

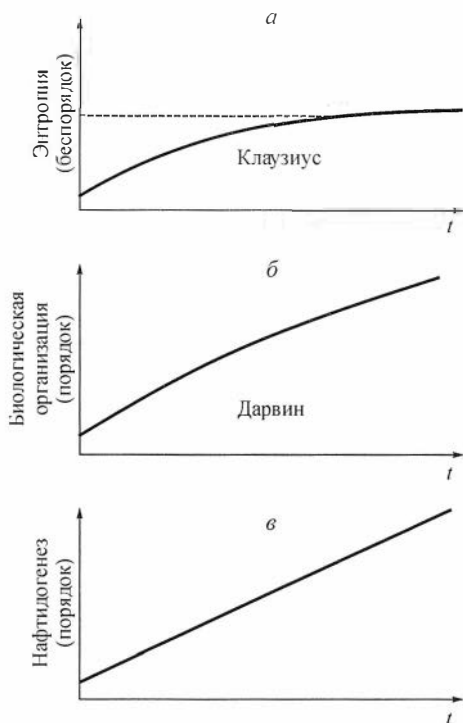


Рис. 1. Типы эволюции природных систем (по В. Эбелингу [38], с дополнением автора в части нафтидогенеза):

а – изолированные природные системы; *б* – биосфера; *в* – нефтегазоносный бассейн.

Для систем, развивающихся от простого к сложному, по дарвиновскому типу характерно еще одно замечательное свойство, помимо усложнения структуры, – дисимметрия, или асимметрия, вещества. Явление дисимметрии живого вещества открыл в конце первой половины XIX в. Л. Пастер. Он же предложил этот термин. П. Кюри показал, что дисимметрия имеет место и в неживой природе. Первым, кто обратил внимание на дисимметрию (асимметрию) геологического пространства в целом, был В.И. Вернадский [3]. Первоначально он обратил внимание на дисимметрию живых организмов и связанный с ними генезис нефти, но затем пришел к выводу, что явления дисимметрии могут встречаться и вне поля жизни. Он пришел к выводу, что земная кора характеризуется резко выраженной дисимметрией, связанной с коренными условиями ее образования, и начав рассматривать дисимметрию как особое состояние пространства, подчеркивал, что с ней связана дисимметрия самых разнообразных земных явлений.

В современной физике уменьшение степени симметрии системы является таким же показателем формирования структуры, как и уменьшение энтропии. Более того, принцип минимума симметрии был сформулирован как критерий целостности системы [37]. Из этого принципа вытекает, что плотность распределения в ней структур должна иметь вид закона Парето. Как известно, именно этому закону подчиняется распределение в НГБ месторождений нефти и газа по запасам, что приводит к крайней неравномерности распределения нефти и газа в земной коре.

В нефти и газе как планетарном явлении отчетливо просматривается, по крайней мере, три уровня асимметрии вещества, формирование которых приурочено к разным этапам истории нефти и газа. Первый уровень – атомный – он связан с закономерным распределением изотопов углерода внутри биомолекул и унаследованных от них молекул соединений нефти. Этот уровень асимметрии впервые был отмечен Э.М. Галимовым и А.И. Опариным, хотя сам термин “асимметрия” этими исследователями использован не был [8, 9]. Второй уровень – молекулярный – он связан с хиральной чистотой живого вещества и пространственной структурой молекул, которая в той или иной мере наследуется нефтью. На этот вид асимметрии, как было подчеркнуто выше, обращал внимание еще В.И. Вернадский [3]. Наконец, третий уровень – макроскопический – он связан с асимметрией распределения масс фазово-обособленного углеводородистого вещества в нефтегазоносных бассейнах и проявляется в распределении залежей нефти и газа по запасам в соответствии с законом Парето. На этот уровень асимметрии нефтегазонакопления, по-видимому, впервые обратил внимание автор [4].

Выше, характеризуя уровень организации вещества в НГБ при формировании скоплений УВ, мы оценили для такой системы значение энтропии в предположении разных законов распределения месторождений по запасам. Для получения при этом гипотетических генеральных совокупностей были оценены, кроме того, значения асимметрии. Они оказались для закона Парето равными 18,5 усл. ед., логнормального – 6,1, экспоненциального – 2,1 усл. ед., для равномерного и нормального, естественно, варьировали около нуля.

Значит, нефтидогенез ведет к очень высокому уровню асимметрии в распределении вещества в НГБ.

Процессы, приводящие к возникновению в системе пространственных или пространственно-временных структур, внутренне ей присущих, являющихся ее имманентным свойством, а не накладываемых на систему извне, принято называть “самоорганизацией”.

Часто возникает вопрос, что означает самоорганизация? Для правильного толкования этого термина следует четко различать понятия “структура, накладываемая на систему извне” и “воздействие на систему извне”. Процесс самоорганизации в системе в соответствии со вторым началом термодинамики не может иметь места без обмена системы с окружающей средой веществом и(или) энергией, т. е. без воздействия на нее извне, причем не любого, а строго определенного. Но образующиеся при этом структуры предопределяются не характером воздействия, т. е. не накладываются на систему извне, а имманентны ей. Именно в этом проявляется самоорганизация.

Рассмотрим в качестве примера живую клетку, в которой в результате подтока вещества (CO_2 , H_2O) и энергии (электромагнитные волны определенной длины) происходит синтез (фотосинтез) углеводов, а затем всей гаммы сложных органических соединений, свойственных живому веществу. Без подтока вещества и энергии возникновение продуктов фотосинтеза было бы невозможно, но внутренняя структура клетки, состав и распределение по массе образующихся соединений определяются свойствами самой клетки. Воздействие тех же факторов на другой объект, например, на горную породу, не приводит к возникновению структуры, а наоборот, вызывает ее разрушение, дезинтеграцию.

В физике, химии, биологии известны и другие многочисленные явления, когда в однородной среде в результате определенного воздействия на нее образуются макроструктуры. Примером могут служить многократно описанные вихри Тейлора, токи Бернара, реакции Белоусова–Жаботинского и т. п. [4].

Таким образом, общим для всех подобных систем является их способность переходить из однородного, недифференцированного состояния покоя в неоднородное, но хорошо упорядоченное состояние или даже в одно из нескольких возможных упорядоченных состояний, иными словами процессы самоорганизации вещества приводят к переходу энергии, которую компоненты системы получают на молекулярном и атомном уровнях, в ее макроскопические формы.

Для геологии чрезвычайно важно, что подобные системы могут быть двух типов. Одни из них могут существовать только в динамике, т. е. за счет непрерывного потока энергии или(и) вещества, другие, возникнув в динамике, могут затем сохраняться достаточно долго при нарушении этого условия [31, 38]. В качестве примеров подобных процессов, вызывающих образование структур, часто приводят рост кристаллов. К таким же процессам, видимо, можно отнести и дифференциацию вещества в магматическом расплаве, ведущую к образованию зональности в интрузивных телах, формированию рудных концентраций элементов и т. п. Рудная интрузивная система возникает в динамике, а затем сохраняется достаточно долго в геологическом масштабе времени.

Существенной чертой самоорганизующихся систем является конечность их размеров, возникающие структуры зависят от геометрической формы системы, ее размеров, массы вещества в ней, т. е. несут с собой собственные масштабы длины, массы и т. п.

Как можно видеть из вышеизложенного, процесс нефтегазообразования представляет собой пример явления самоорганизации вещества в целостной системе. Ему присущи все характерные признаки таких процессов. Отметим их.

При формировании скоплений нефти и газа первоначально относительно равномерно распределенное в материнских породах углеводородистое вещество в результате протекающих в огромных масштабах процессов первичной миграции и аккумуляции образует неоднородную пространственную макроструктуру – множество залежей нефти и газа. При этом седиментационный бассейн превращается в нефтегазоносный, у него появляется новое качество.

В качестве имманентной, внутренне присущей любому нефтегазоносному бассейну независимо от его строения и геологической истории структуры, выступает распределение месторождений нефти и газа по запасам в соответствии с законом Парето, причем с параметром λ не любым теоретически возможным, а близким к двум.

Залежи нефти и газа формируются в динамике, но возникнув, не исчезают мгновенно, сразу же после прекращения подтока в них вещества. Они сохраняются, медленно разрушаясь, в течение достаточно длительного времени [6, 16]. Возможность формирования таких “застывших” систем вытекает из теории самоорганизующихся систем.

Важнейшие черты нефтегазоносных бассейнов, и это также характерная особенность самоорганизующихся систем, определяются их размерами и геометрией. Начальные геологические ресурсы НГБ зависят от объема и массы осадочного выполнения. Эта же величина, а также соотношение по фазовому составу различающихся масс УВ в залежах контролируются распределением отложений по глубинам, в частности, объемом пород до 2 км и глубже 5–7 км и т. п. Выше подчеркивалось, что размеры самого крупного в бассейне месторождения в очень сильной степени предопределены, достаточно жестко ограничены его начальными геологическими ресурсами, т. е. объемом и геометрией; как следствие, понятие о крупном, мелком, среднем месторождении (метрика) для каждого НГБ должно быть свое. Ранее на это обстоятельство уже обращали внимание И.И. Нестеров, В.В. Потеряева, Ф.К. Салманов [29].

Чисто термодинамический подход к открытым системам позволяет выявить условия, необходимые для возникновения в них новых структур, но он не дает никакой информации о возможных механизмах этих процессов, не позволяет, как следствие, определить комплекс условий, необходимых и достаточных для возникновения в системе любых структур, в особенности самоорганизующихся.

Для этой цели несравненно более эффективно и информативно прямое моделирование конкретных систем методами математической физики. При решении широкого круга подобных задач выяснилось, что процессы самоорганизации разных по природе систем описываются одним классом дифференциальных уравнений. Эти уравнения, во-первых, нелинейны, во-вторых, в них должны входить управляющие параметры, изменяя которые, можно моделировать действие на систему внешних факторов, и, в-третьих, стохастичны [31, 38].

В случае анализа динамики нефтегазоаккумуляции нелинейность означает, что скорость аккумуляции УВ в ловушки не остается постоянной во времени и зависит как от параметров системы, так и от массы уже накопившихся УВ. Так, например, масса УВ, аккумулирующихся в единицу времени в ловушки, является при

прочих равных условиях функцией интенсивности их генерации. Последняя, как известно, не остается постоянной во времени [16]. Для нефти, например, в монотонно погружающейся толще она сначала медленно растет, достигая максимума, который называется главной фазой нефтеобразования (ГФН), а затем снижается. Для УВГ имеются два таких максимума: один отвечает верхней, другой – нижней глубинным зонам интенсивного газообразования [2, 15, 25].

Для нормального развития процессов нефтегазообразования в бассейне необходимо, что следует и из термодинамически открытых систем, воздействие на него внешних факторов [31, 38].

Прежде всего, в бассейне как в формирующееся геологическое тело все время поступают новые массы вещества, происходят процессы терригенного, хемогенного или биогенного осадконакопления, которые обычно действуют в разных соотношениях. Следствием этого процесса является увеличение воздействия энергии гравитационного поля на массу осадочных пород в бассейне, что ведет к уплотнению пород, отжатию элизонных вод и т. п., а также к улучшению теплоизоляции от дневной поверхности ранее отложившихся осадков. Последнее, естественно, определяется не только массой отложившихся пород, но и их составом, контролирующим теплоемкость и теплопроводность. В первом, грубом приближении это внешнее воздействие можно охарактеризовать скоростью, например, скоростью накопления единицы объема или единицы массы осадков.

Кроме того, в бассейн за счет теплового потока из фундамента поступает тепловая энергия. Величина подводимой в единицу времени тепловой энергии определяется тепловым потоком. Тепловой поток из фундамента, теплопроводность слагающих седиментационный бассейн пород и их толщина определяют температурное поле $T(x, y, h)$ в осадочном чехле. Последнее в совокупности с создаваемым гравитационным полем давлением (P) контролирует скорость образования микронепти.

Таким образом, в зависимости от действия внешних факторов (как говорят в теории дифференциальных уравнений, управляющих параметров) характер процессов, протекающих в НГБ как системе, будет существенно различен (рис. 2).

Для создания в системе условий, при которых возможна массовая аккумуляция жидких УВ в ловушки, воздействие управляющих параметров на систему и, в частности, на ее подсистемы – нефтематеринские толщи должны быть такими, при которых реализуется ГФН, т. е. управляющие параметры должны достигнуть некоторых критических

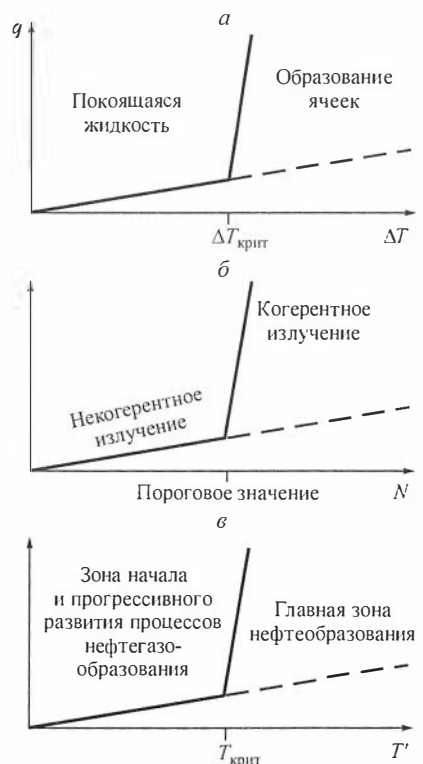


Рис. 2. Поведение природных саморегулирующих систем в зависимости от воздействия управляющих параметров (по В. Эбелингу [38], с добавлением автора в части нефтидогенеза):

a – поток нефти в жидкости в зависимости от перехода температуры; $б$ – поведение нефти; $в$ – интенсивность нефтенакопления до и после начала главной фазы нефтеобразования.

значений. Применительно к НГБ необходимость достижения таких критических значений управляющих параметров была угадана очень давно. Н.Б. Вассоевич, М.К. Калинин, А.А. Трофимук более трех десятилетий назад отмечали, что для развития в бассейне процессов нефтегазонакопления толщина выполняющих его осадков должна быть не меньше 2 км.

В действительности критические значения управляющих параметров, контролирующих нефтегазонакопление в бассейнах, не столь однозначны и универсальны. Так, например, В.Н. Меленевским и автором [22] показано, что при геотермическом градиенте $30\text{ }^{\circ}\text{C}/1000\text{ м}$ и скорости осадконакопления $20\text{ м}/\text{млн лет}$ ГФН достигается на глубинах от 2,5 до 3,8 км и температурах от 75 до $115\text{ }^{\circ}\text{C}$. Увеличение скорости осадконакопления до $50\text{ м}/\text{млн лет}$ приводит к возрастанию критических значений этих параметров до 3,0–4,5 км и 90 – $135\text{ }^{\circ}\text{C}$; до $200\text{ м}/\text{млн лет}$ – до 3,8–5,4 км и 110 – $155\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно.

Если развитие системы контролируется несколькими управляющими параметрами, то конечный результат и траектория процесса будут зависеть от соотношения моментов времени, когда эти параметры достигают критических значений. Рассмотрим в качестве примера аккумуляцию УВ в структурных ловушках. Вполне понятно, что аккумуляция УВ в них может иметь место лишь в случае, если они сформировались до основного этапа миграции микронепти или если эти процессы синхронны. Ряд исследователей (Е.В. Еханнин, С.П. Максимов, Ф.К. Салманов и др.) отмечает, что для интенсивного накопления УВ наиболее благоприятно совпадение во времени ГФН и интенсивных структурообразующих движений.

Понятно, что бассейн, в котором накопление осадков происходит с постоянной или закономерно изменяющейся скоростью, есть идеализация, очень далекая от реального течения процесса. Тем не менее уже учет волнового характера процесса (закономерное изменение управляющих параметров), на что неоднократно обращал внимание В.И. Шпильман [36], позволяет сделать описание НГБ существенно более адекватным. В действительности, помимо закономерного изменения управляющих параметров, их значения подвергаются непрерывным флуктуациям, в общем случае варьирующим не только во времени, но и в пределах НГБ. В зависимости от глубинных процессов флуктуирует во времени и скорость накопления осадков, и тепловой поток. Как следствие, скорость генерации УВ в НГБ, общая масса производимых в единицу времени УВ хаотически, незакономерно меняются во времени. После начала первичной миграции УВ таким же изменениям подвержен и поток мигрирующих УВ. Такие флуктуации осложняют процесс, но не могут изменить общей его направленности во времени.

Однако при всяком случайном процессе имеют место, хотя и мало вероятны, значительные по величине флуктуации, которые могут резко (скачком) изменить состояние системы, ее структуру. В теории нефтегазонакопления всегда признавалось, что для выделения УВ в свободную фазу и их аккумуляции в ловушках необходимо какое-то скачкообразное изменение в геологической истории бассейна, например, резкое воздымание, приводящее к столь же резкому снижению давления и усилению потока инфильтрационных вод, или изменение эвстатического уровня Мирового океана и т. п. Так, например, формирование залежей свободного газа в отложениях сеномана северной части Западно-Сибирского НГБ обычно связывают (А.Н. Ласточкин, А.Э. Конторович, А.А. Растегин, А.Г. Потеряев, В.П. Царев и др.) с интенсивным воздыманием бассейна в неогене, регрессией моря в раннечетвертичное время, позднечетвертичным изменением температуры (оледенением), т. е. действием ряда разных по природе и масштабу проявления (глобальному, региональному) флуктуаций.

Такой скачкообразный флуктуационный механизм процессов аккумуляции УВ должен был приводить, во-первых, к их пульсационному, многоактному поступлению в ловушки и, во-вторых, к кратковременности каждого отдельного акта

накопления [5, 16, 29]. Тонкие литологические исследования современных и палеоконтактов залежей подтверждают именно такую динамику аккумуляции УВ (Р.С. Сахибгареев, Ю.В. Щепеткин и др.).

Важно также, чтобы имело место совпадение во времени (синфазность, резонанс) достижения критических значений управляющих параметров и сильных, также соответствующим образом направленных флуктуаций. Если управляющие параметры не достигли критических значений, например, не создались условия для развития ГФН, то флуктуации, в том числе и весьма значительные, не смогут привести к интенсивному нефтенакроплению. И, наоборот, если в период интенсивной генерации и эмиграции микронепфти не будут иметь место сильные флуктуации, переводящие НГБ как систему на “режим аккумуляции УВ”, то это приведет к более интенсивной диссипации УВ.

В методологическом плане из изложенного вытекают два вывода фундаментальной важности.

Учитывая длительность геологической истории СБ и процессов нефтидогенеза, можно утверждать, что в тех из них, где управляющие параметры достигли критических значений, нефтегазообразование приведет к нефтегазонакоплению, пользуясь словами Ф. Энгельса, “...более или менее случайным образом, но с необходимостью, внутренне присущей также и случаю” (К. Маркс, Ф. Энгельс. Собр. соч. Т. 20. С. 361).

Вместе с тем объективно вероятностный, стохастический характер процесса нефтегазонакопления в СБ предопределяет неоднозначность его конечного результата. Как показывает математическое моделирование, это ведет к тому, что даже в двух бассейнах-близнецах могут оказаться и неизбежно окажутся в той или иной мере разнящиеся НГР и неидентичный набор наиболее крупных скоплений УВ.

Необходимо обратить внимание еще на один чрезвычайно важный момент. Геологии объективно, внутренне присущ исторический подход к явлениям природы. Разработка теории НГБ как объектов, развивающихся во времени, составляет важное направление исследований в учении о НГБ (Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоккий, Н.А. Еременко, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин и др.). Аппарат теории самоорганизующихся систем позволяет исследовать НГБ не только как пространственную, но и как пространственно-временную структуру.

Все изложенное показывает, что НГБ как система обладает всеми основными чертами самоорганизующихся систем, и потому математический аппарат, применяемый для их изучения, может быть успешно использован и в теории нефтидогенеза. Разработка такой теории – задача ближайшего будущего. Однако даже проведенный краткий анализ некоторых следствий для теории нефтидогенеза из теории открытых самоорганизующихся систем существенно обогащает первую из них, позволяет уяснить многие стороны процесса нефтидогенеза, обычно упускаемые из вида.

Такой анализ весьма важен и в прикладном отношении, поскольку показывает, что точность количественного прогноза нефтегазоносности ограничена не только ввиду несовершенства методики, но и вследствие вероятностной природы процесса нефтегазонакопления.

В заключение заметим, что подход к процессам в земной коре с использованием аппарата термодинамики открытых систем эффективен не только при описании НГБ и нефтидогенеза, но и при описании магматогенных систем и рудогенеза в них, что весьма убедительно показано В.С. Голубевым, В.Н. Шаратовым, В.Н. Доровским и др. [10–12, 35]. В этом плане учение об эволюции и синергетики геологических систем является новым перспективным направлением теоретической геологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брод И.О. Основы изучения о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1964. 60 с.
2. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
3. Вернадский В.И. Философские мысли натуралиста. М.: Наука, 1988. 173 с.
4. Волькенштейн М.В. Биология и физика // Успехи физ. наук. 1973. Т. 109, вып. 3. С. 323–327.
5. Высоцкий И.В. Прерывисто-непрерывный характер нефтегазогенеза и его проявление в земной коре // Губкинские чтения. М.: Недра, 1972. С. 266–274.
6. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений. М.: Недра, 1986. 228 с.
7. Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
8. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
9. Галимов Э.М. Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981. 247 с.
10. Голубев В.С., Беус А.А. О возможной термодинамической эволюции литосферы // Докл. АН СССР. 1986. Т. 286, № 3. С. 701–703.
11. Голубев В.С., Теляков В.А. Термодинамическая модель биохимической и биогеологической эволюции // Геология и геофизика. 1984. № 9. С. 49–56.
12. Доровский В.Н. Образование диссипативных структур в процессе необратимой передачи импульса литосферы // Геология и геофизика. 1987. № 6. С. 108–117.
13. Калитко М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1964. 207 с.
14. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич и др. М.: Недра, 1988. 223 с.
15. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
16. Конторович А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск, 1977. С. 46–57.
17. Конторович А.Э., Борисова Л.С. Асфальтены аквагенного рассеянного органического вещества Западной Сибири // Геология и геофизика. 1989. № 3. С. 28–36.
18. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. 1985. № 7. С. 3–12.
19. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах // Геология и геофизика. 1985. № 9. С. 34–43.
20. Конторович А.Э., Борисова Л.С. Геохимия асфальтенов рассеянного органического вещества угленосных пород // Геология и геофизика. 1989. № 5. С. 3–10.
21. Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 1979. № 3. С. 29–45.
22. Конторович А.Э., Мелевский В.Н. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нефтидогенеза // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1988. № 1. С. 3–13.
23. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Растегин А.А. и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных седиментационных бассейнов // Критерии прогноза нефтегазоносности провинций Сибири. Новосибирск, 1980. С. 5–22.
24. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью // Геология и геофизика. 1979. № 2. С. 3–12.

25. *Конторович А.Э., Неручев С.Г.* Катагенез рассеянного органического вещества и нефтеобразование // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. С. 51–69.
26. *Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976. С. 18–27.
27. *Косыгин Ю.А.* Тектоника. М.: Недра, 1969. 462 с.
28. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1969. 240 с.
29. *Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
30. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
31. *Пригожин И.* От существующего к возникающему: время и сложность в физических науках. М.: Наука, 1985. 327 с.
32. *Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др.* М.: Недра, 1981. 350 с.
33. *Справочник по геологии нефти и газа / Ред. Н.А. Еременко.* М.: Недра, 1984. 487 с.
34. *Хаин В.Б., Соколов Б.А.* Современное состояние и дальнейшее развитие учения о нефтегазоносных бассейнах // Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М., 1973. С. 94–108.
35. *Шарапов В.Н., Доровский В.Н.* Эволюция и синергетика магматогенных систем // Геология и геофизика. 1990. № 4. С. 3–13.
36. *Шильман В.И.* Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.
37. *Шрейдер Ю.А., Шаров А.А.* Системы и модели. М.: Радио и связь, 1982. 377 с.
38. *Эбеллинг В.* Образование структур при необратимых процессах. Введение в теорию диссипативных структур. М.: Мир, 1979. 298 с.
39. *Tisso V.P., Welte D.H.* Locating Petroleum Prospects: Application of Principle of Petroleum Generation and Migration – Geological Modelling // Petroleum Formation and Occurrence. Berlin; Heidelberg; N.Y.; London; Paris; Tokyo: Springer Verlag, 1984. P. 571–581.



УГЛЕВОДОРОДЫ-БИОМАРКЕРЫ В НЕФТЯХ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ (Западная Сибирь)¹

ВВЕДЕНИЕ

По ресурсам углеводородов и достигнутым уровням добычи нефти и газа Западно-Сибирский бассейн – один из крупнейших в мире. Это привлекает к нему постоянное внимание всех специалистов в области геологии нефти и газа. Вместе с тем, в силу сравнительной простоты геологического строения, он является прекрасным полигоном, на примере которого в последние годы совершенствуются теория образования нефти и газа, геологические и геохимические методы прогноза газонефтеносности [4, 6–8, 20]. В этом регионе впервые было начато геохимическое картирование нефте- и газоматеринских пород, содержаний и типа органического вещества в них, степени катагенетической превращенности (зрелости) ОВ, были выполнены расчеты масс образовавшихся и эмигрировавших из материнских пород жидких и газообразных углеводородов, и построены соответствующие карты [4–6, 20]. На материалах этого бассейна в 1967 г. советские исследователи ввели понятия “главная фаза” [1] и “главная зона нефтеобразования” [4, 20]. Эта зона максимальной интенсивности нефтеобразования при созревании органического вещества в американской, английской, французской литературе получила название “нефтяного окна” [19, 35]. Имеются весьма полные исследования по геохимии нефтей этого региона [2, 4, 6]. Вместе с тем ряд вопросов истории формирования месторождений нефти и газа в Западно-Сибирском бассейне, в частности, генетические связи органическое вещество–нефть, нефть–нефть, нельзя считать установленными однозначно. Среди ведущих советских специалистов по ним продолжают многолетние дискуссии.

В последние годы для решения этих вопросов успешно применяется геохимия углеводородов-биохемофоссилий или биомаркеров, т. е. соединений, наследующих углеродный скелет липидов живого вещества и отчасти их стереохимию. Эти исследования длительное время проводятся и в Западной Сибири. Наиболее изученными среди таких углеводородов оказались нормальные алканы и ациклические изопренаны [2, 6]. Значительно меньше изучены крайне важные классы нафтеновых углеводородов, такие как стераны, три- и тетрациклические терпаны, гопаны и их ароматические производные. Имеются лишь единичные определения этих классов углеводородов, выполненные Ал.А. Петровым и его сотрудниками [11]. В этой связи сотрудники Института геологии и геофизики СО АН СССР, НПО “Сибгео” Министерства геологии СССР и фирмы “Шеврон” (США) наметили программу совместных исследований по изучению геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах ряда районов Сибири, в первую очередь Западной Сибири. Настоящая статья – первая в этом цикле исследований.

¹ Геология и геофизика. 1991. № 10. С. 3–33. Соавт.: К.Е. Петерс, Дж.М. Молдован, В.Е. Андрусевич, Д.Дж. Демейсон, О.Ф. Стасова, Б.Дж. Хьюзинге.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне обособляется ряд нефтегазоносных областей, отличающихся стратиграфическими этажами нефтегазоносности, типами залежей и составом флюидов [6, 9, 27]. Геологическим объектом наших исследований на первом этапе стала Среднеобская нефтегазоносная область, главными тектоническими элементами которой являются Сургутский и Нижневартовский своды (рис. 1). В этой области открыты наиболее крупные на территории Западной Сибири месторождения нефти (Самотлорское, Федоровское и др.). Основные перспективы нефтегазоносности этого региона связаны с отложениями юры и нижнего мела. На отдельных площадях открыты небольшие залежи нефти в кровле палеозойских отложений и песчаниках сеномана (рис. 2).

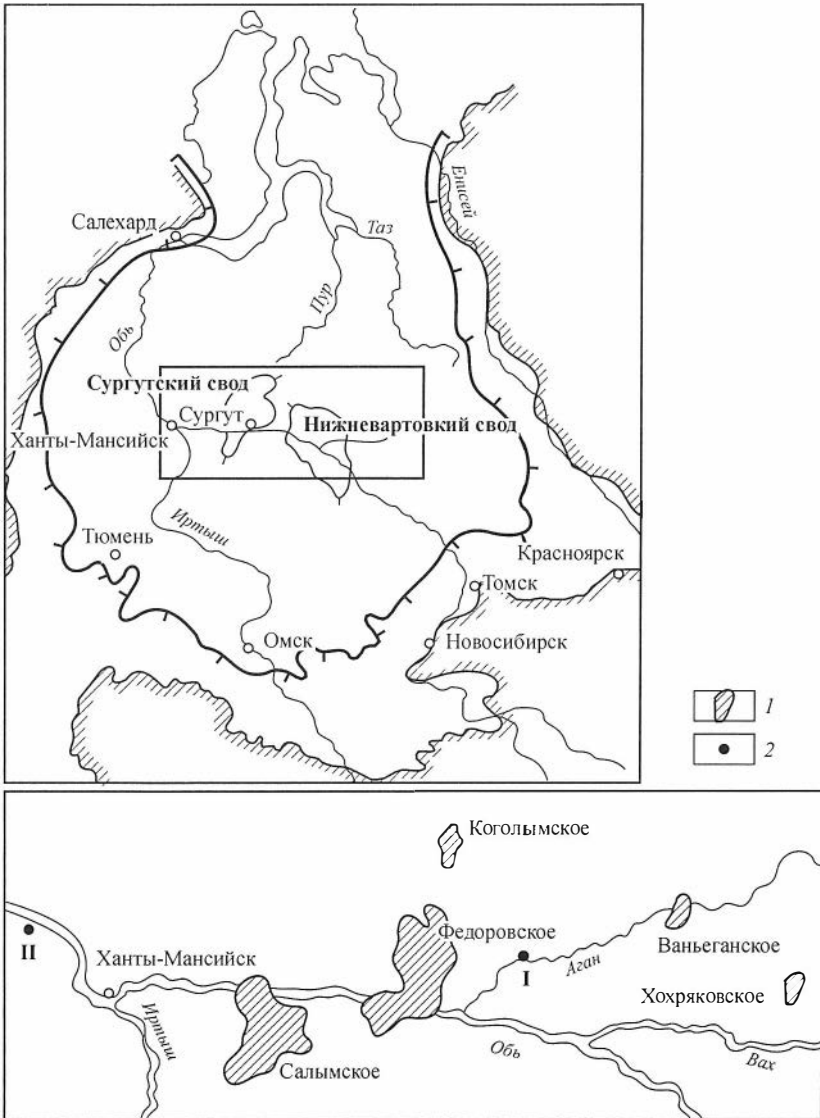


Рис. 1. Схема отбора образцов:

1 – месторождения нефти и газа; 2 – скважины, где отобран керн материнских пород: I – Покачевская, II – Ем-Еговская.

Возраст		Литологическая стратиграфическая колонка	Мощность, м	Локализация зрелой материнской породы		Индексы главных продуктивных горизонтов	Потенциал нефтегазонасыщенности	Уровни отбора образцов и их номера в таблицах
Отдел	Ярус			нефть	газ			
K ₂	K _{2t}		11-50			ПК ₁₋₃		• В. 110
	K _{2s}							
K ₁	K _{1al}		500-980			ПК _{4-ПК₂₁}	●	
	K _{1a}							
	K _{1br}							
	K _{1g}							
	K _{1v}							
	K _{1b}							
J ₃	J _{3v}		10-70			Ю ₀	●	• С. 114
	J _{3km}							
	J _{3o}							
	J _{3k2}							
J ₂	J _{2k1}		45-130			Ю ₁	● ○	• Х. 9
	J _{2bt}							
	J _{2b}							
	J _{2a}							
J ₁	J _{1t}		220-580			Ю ₂	●	• Ф. 97
	J _{1p}							
	J _{1s}							
	J _{1g}							
PZ(C, D, S, O)								

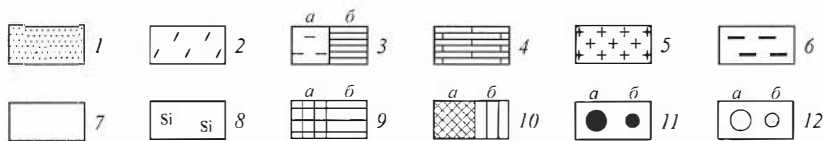


Рис. 2. Принципиальная стратиграфическая колонка нефтегазоносных отложений в центральных районах Западной Сибири:

1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – глины и песчаники: а – переслаивающиеся с алевролитами и песчаниками, б – однородный пласт; 4 – известняки; 5 – кристаллический фундамент; 6 – угли и угленосная порода; 7 – породы, богатые аквагенным органическим веществом (более 5 %); 8 – кремнеземные; 9 – зрелые нефтематеринские породы: а – с высоким, б – со средним нефтегенерационным потенциалом; 10 – зрелые газоматеринские породы: а – с высоким, б – со средним газогенерационным потенциалом; 11 – перспективы нефтеносности: а – гигантские и крупные, б – средние и мелкие залежи нефти; 12 – перспективы газоносности: а – гигантские и крупные, б – средние и мелкие залежи газа.

Отложения палеозоя на территории Среднеобской нефтегазоносной области представлены метаморфизованными песчаниками и алевролитами, сланцами и карбонатами ордовика, девона, карбона и нижней перми. Породы сильно дислоцированы, содержат низкие концентрации органического вещества и претерпели глубокий катагенез (сверхзрелые). Из гидротермально переработанных пород в верхней части палеозойского разреза (девон) получены притоки нефти на Ханты-Мансийском (западная часть) и Северо-Варьеганском (северо-восток территории исследования) месторождениях.

Отложения нижней и средней юры входят в состав тюменской свиты и образуют континентальную аллювиально-озерно-болотную терригенную угленосную формацию [15]. В средней и верхней частях разреза имеются осадочные породы морского генезиса. В нижней части юрского разреза на склонах сводов и во впадинах выделяется относительно выдержанная шеркалинская пачка преимущественно песчаных пород, перекрытых озерными глинами тогурской пачки. За пределами изученной территории на Красноленинском своде в шеркалинской пачке открыты длинные шнурковые залежи, приуроченные к древним речным долинам (Талинское месторождение). На сводах отложения шеркалинской и тогурской пачек, как правило, отсутствуют. Здесь мезозойский разрез начинается с более молодых отложений. Выше по разрезу единственный выдержанный на площади пласт песчаников ($Ю_2$) находится в отложениях келловья (самый молодой ярус средней юры). Этот пласт образовался в условиях первой в мезозое обширной и длительной трансгрессии моря в пределы Западной Сибири. В пласте $Ю_2$ открыты крупные по геологическим запасам залежи нефти на Сургутском своде.

Выше пласта $Ю_2$ залегают пачка богатых органическим веществом глин нижней подсвиты васюганской свиты. В ее верхней части на огромной территории центральных и юго-восточных районов Западной Сибири распространен песчаный горизонт $Ю_1$. Хорошими коллекторскими свойствами он обладает только в сравнительно узких протяженных зонах древних шельфов кимериджского моря [6]. Горизонт неоднороден по строению и приурочен к границе двух циклов осадконакопления. Нижняя часть пласта регрессивная. Этот цикл завершился формированием фиксируемого почти повсеместно угольного пласта, расположенного в средней части горизонта $Ю_1$. Выше залегают песчаники, образовавшиеся в самом начале трансгрессивного этапа. Именно к ним приурочена большая часть залежей в этом горизонте в центральных и юго-восточных частях бассейна.

Флюидоупором для горизонта $Ю_1$ являются распространенные на территории более 1 млн км² карбонатно-кремнисто-глинистые, уникально обогащенные органическим веществом породы баженовской свиты, которая имеет возраст от волжского яруса верхней юры до низов берриасского яруса нижнего мела. Эта толща накопилась в условиях максимума трансгрессии и некомпенсированного осадконакопления при довольно сильном химическом выветривании на континентах [3, 5, 6, 10].

В некоторых районах Западной Сибири, в первую очередь на юго-западе рассматриваемой территории, на Салымском месторождении породы баженовской свиты являются не только флюидоупором, но и коллектором, т. е. образуют нефтяной резервуар. Относительно природы коллектора баженовской свиты имеются разные точки зрения. А.Э. Конторович считает, что в бассейне с высокой биологической продуктивностью периодически в силу дефицита кислорода и сероводородного заражения происходила массовая гибель планктона и накапливались тонкие слои осадков, практически полностью представленные органическим веществом [10]. В катагенезе по мере созревания органического вещества эти слои оказались ослабленными зонами, куда мигрировали генерируемые

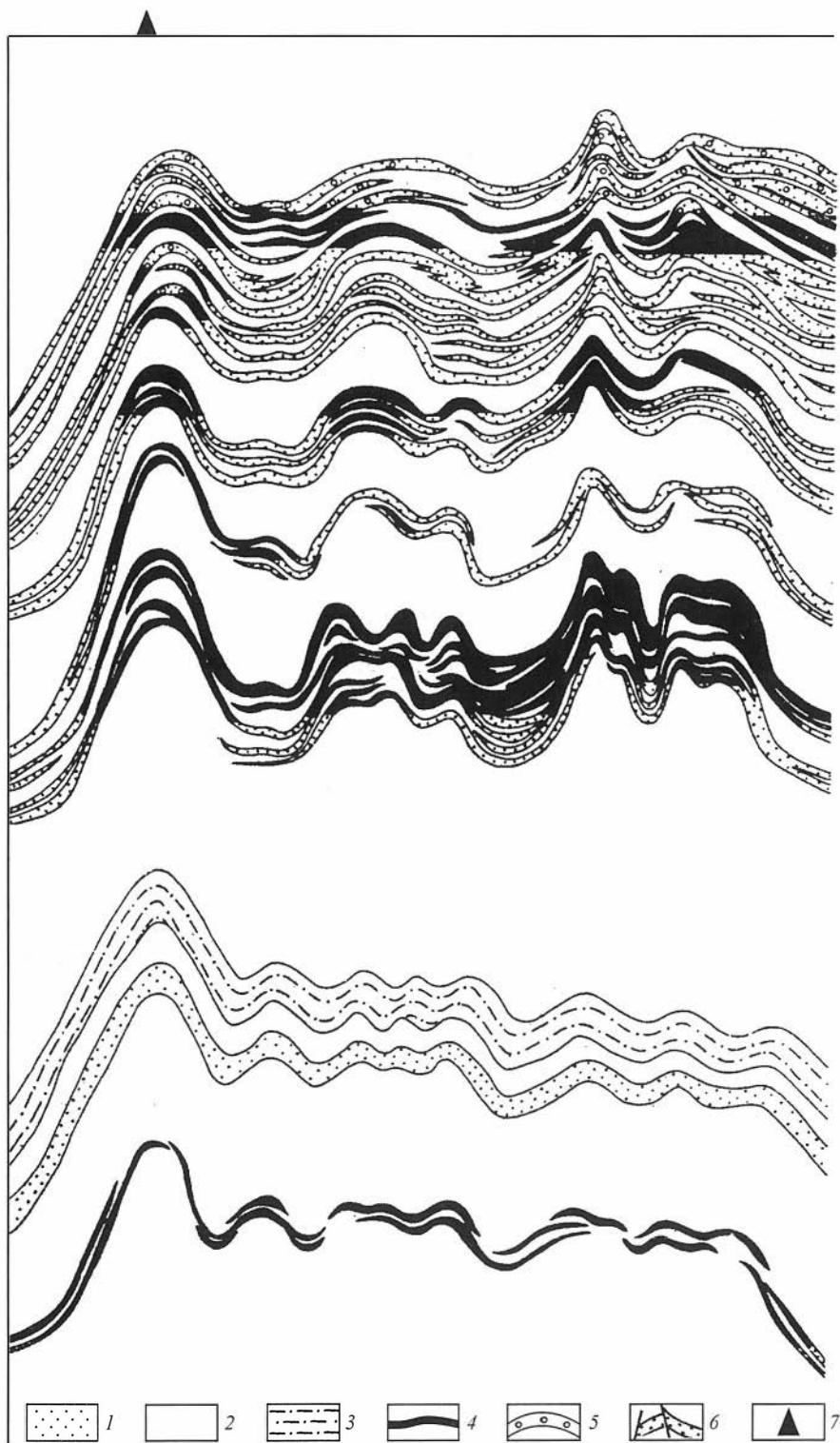
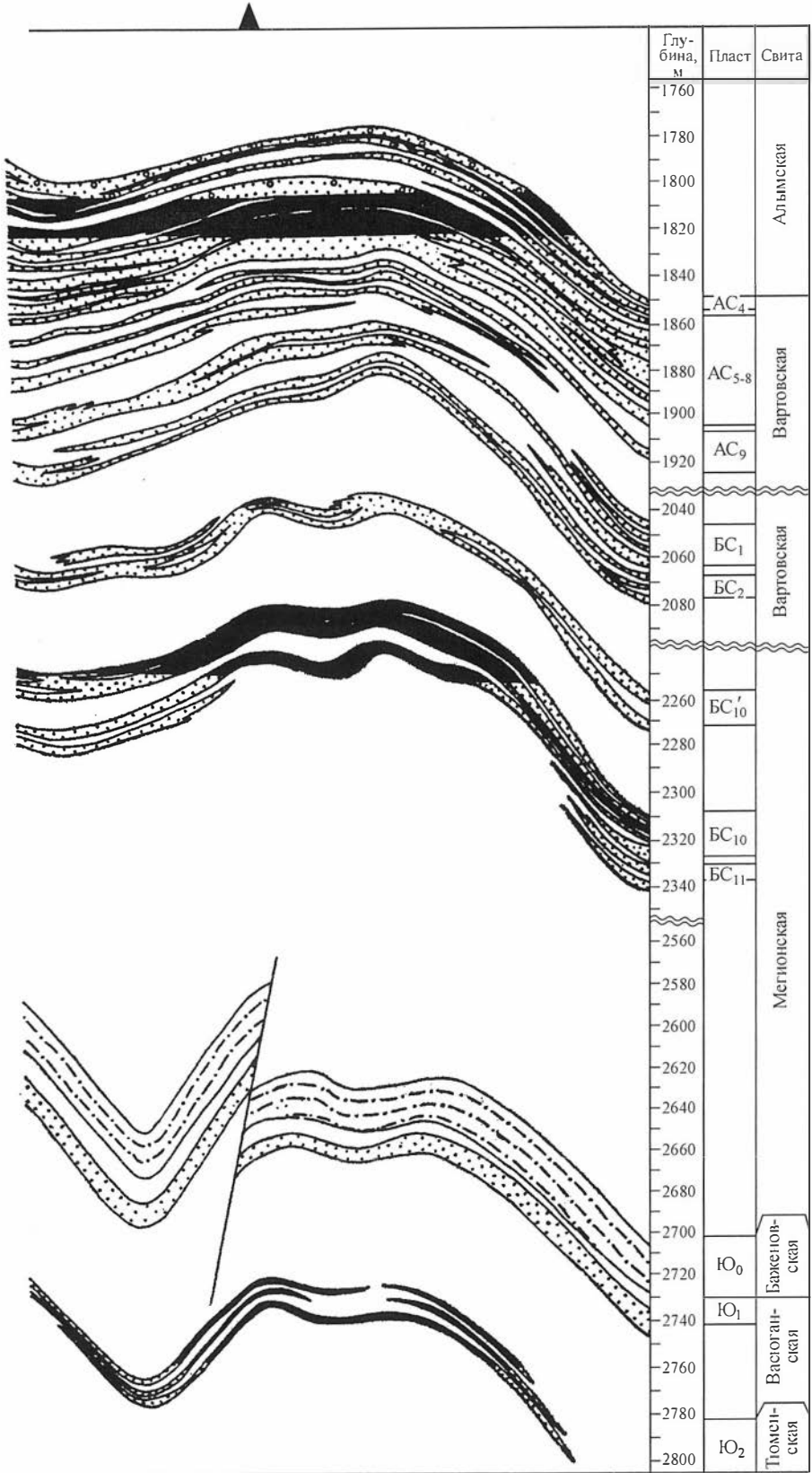


Рис. 3. Геологический разрез продуктивных пластов по линии А–А' Федоровского месторождения (см. рис. 5):

1 – песчаники; 2 – глины; 3 – карбонатно-кремнисто-глинистые породы, богатые органическим веществом; 4 – нефть; 5 – газ; 6 – тектонические нарушения; 7 – скважины с имеющимися аналитическими материалами.



углеводороды, создававшие в условиях затрудненной эмиграции аномально высокие пластовые давления. Происходивший в этих условиях по ослабленным зонам флюидоразрыв формировал субгоризонтальную трещиноватость [6]. Вероятно, этот процесс был многоактным. Наиболее крупная залежь в баженовской свите открыта на Салымском месторождении (см. рис. 1).

В песчано-глинистой морской толще неокома выделяется ряд зонально выдержанных песчаных пластов и флюидоупоров. Генеральная схема фаций в этом комплексе дана в [6]. В пределах Мансийской синеклизы, где в течение большей части нижнего мела существовал относительно глубоководный эпиконтинентальный морской бассейн, накопилась мощная глинистая толща фроловской свиты. В восточном направлении разрез постепенно становится более песчаным. Часть пластов образует сравнительно выдержанные песчаные тела, накопившиеся в этапы регрессии морского бассейна. Разделяющие их флюидоупоры – толщи глин, сформировавшиеся в трансгрессивные фазы циклов осадконакопления, а также в более молодых отложениях в зоне вдоль Мансийской синеклизы образуют субмеридионально вытянутые песчаные линзы, сформировавшиеся на древних шельфах неокомских морей. Флюидоупором для неокомского комплекса в целом в Среднеобской нефтегазоносной области являются глины алымской свиты.

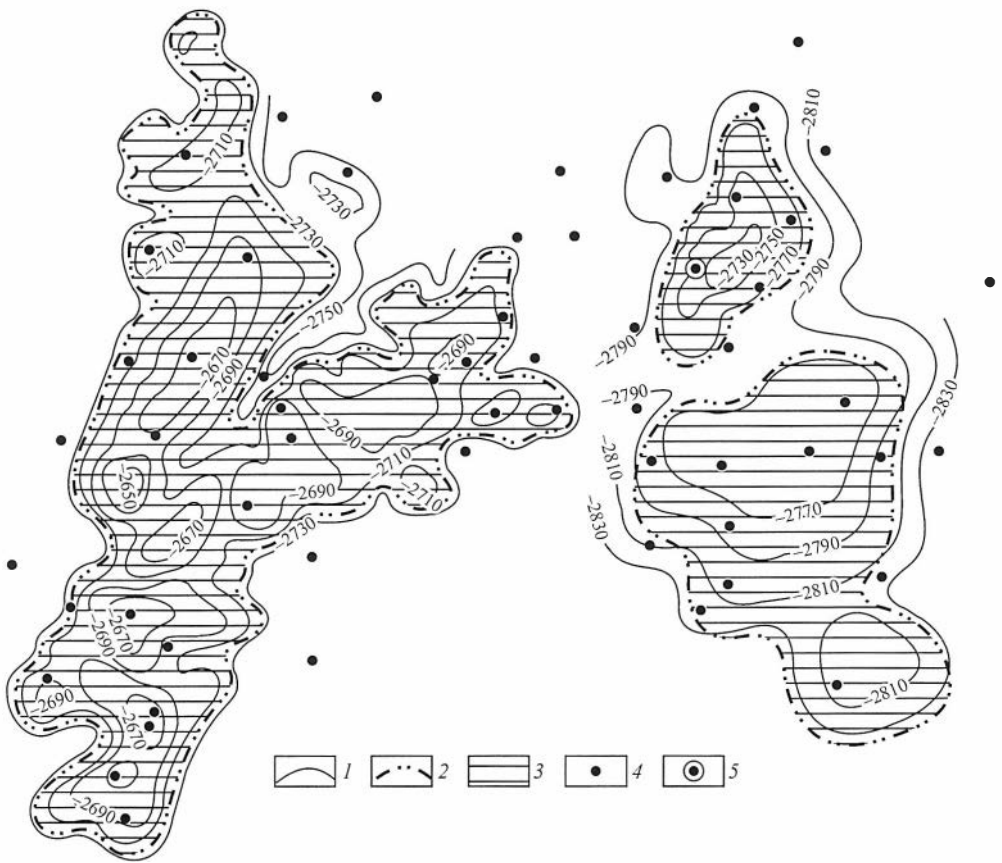


Рис. 4. Структурная карта по подошве продуктивного пласта Ю₂ Федоровского месторождения:

1 – изогипсы подошвы продуктивного пласта Ю₂; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – нефть; 4 – скважины; 5 – скважины с имеющимися аналитическими материалами.

Строение неокомского разреза исключительно благоприятно для формирования многопластовых месторождений [6]. В неокомской толще выделяются пласты группы А (A_1-A_{11}) и группы Б (B_1-B_{24}). Нижние невыдержанные песчаные пласты в ачимовской пачке в низах неокома в последнее время иногда обозначают индексом Ач ($Aч_1, Aч_2$ и т. д.). В связи с неоднозначностью корреляции к индексу пластов на Нижневартовском своде добавляется буква “В”, а на Сургутском – “С”: AB_8, BC_1 и т. п. С песчаными пластами $A_1-A_5, A_9-A_{10}, B_1, B_8, B_{10}$ и другими связана основная масса крупных залежей нефти в неокоме. В самых верхних залежах на вершинах Нижневартовского и Сургутского сводов имеются газовые шапки. Строение толщи и локализация песчаных пластов в разрезе приведены на рис. 2. В неокомских отложениях Среднеобской области преобладают пластовые сводовые, литологически ограниченные и литологические залежи углеводородов. Они весьма подробно описаны в литературе [6, 9]. В качестве типичного примера на рис. 3–6 показано строение Федоровского месторождения [4, 6].

Преимущественно континентальная глинисто-алевритопесчаная угленосная толща апта–альба–сеномана (покурская свита) образует следующий крупный резервуар нефти и газа. Флюидоупором для него являются морские глины кузнецовской свиты турона. Основная масса залежей приурочена к кровле комплекса – пескам сеномана (горизонт ПК₁). На севере Западной Сибири с этим резервуаром связаны уникальные залежи газа. В Среднеобской области, главным

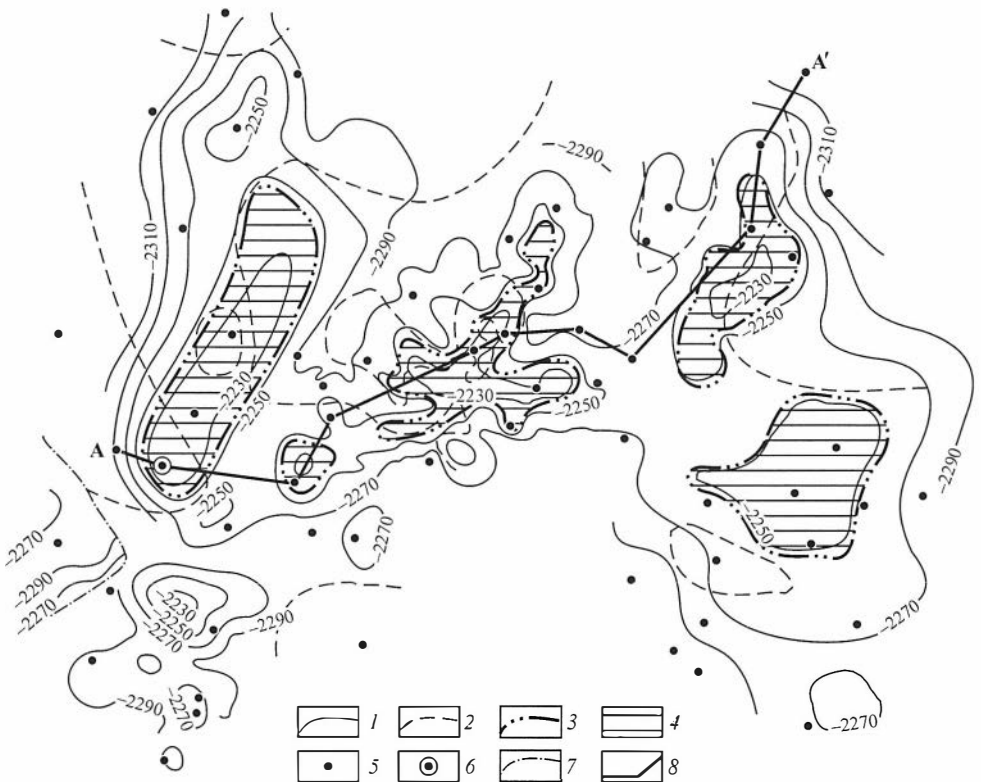


Рис. 5. Структурная карта по подошве продуктивного пласта BC_{10} Федоровского месторождения:

1 – изогипсы подошвы продуктивного пласта BC_{10} ; 2 – граница зоны отсутствия коллекторов нижней пачки; 3 – внешний контур нефтеносности; 4 – нефть; 5 – скважины; 6 – скважины с имеющимися аналитическими материалами; 7 – разрывные нарушения; 8 – профильный разрез по линии А–А’.

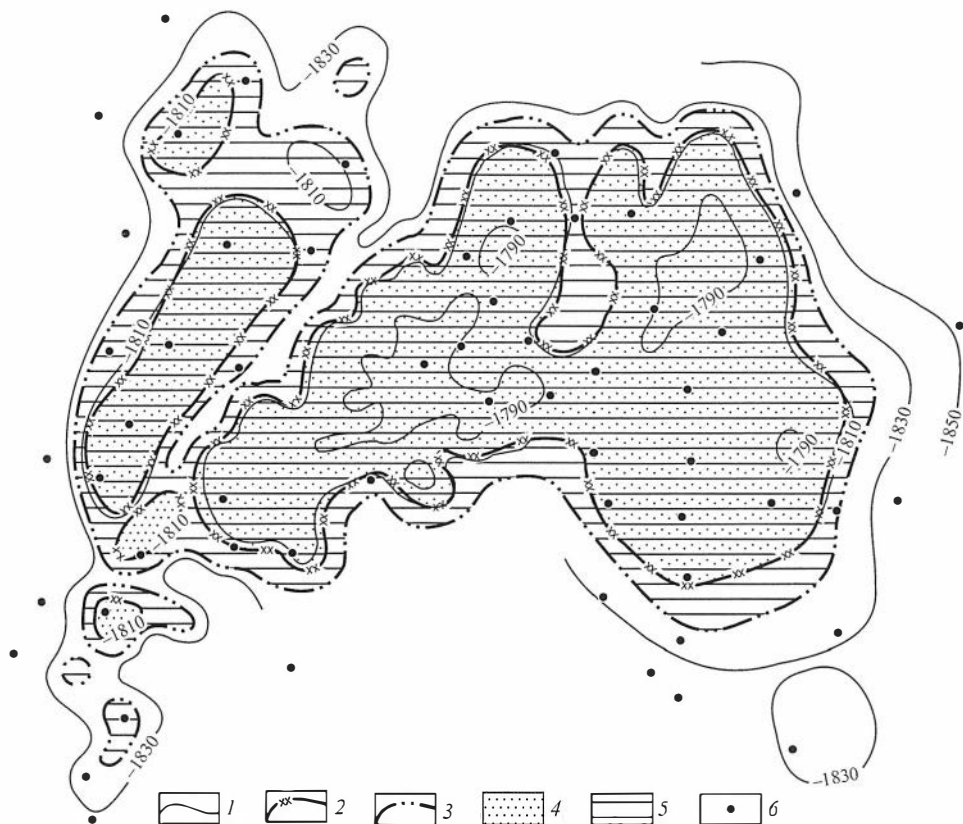


Рис. 6. Структурная карта по подошве продуктивного пласта AC_4 Федоровского месторождения:

1 – изогипсы подошвы продуктивного пласта AC_4 ; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внешний контур нефтеносности; 4 – газ; 5 – нефть; 6 – скважины.

образом на Нижневартовском своде и его северных склонах, имеются небольшие залежи нефти и газа в сеноманских песчаниках и в песчаных пластах $ПК_{16}$ – $ПК_{21}$ в основании комплекса.

ЭКСПЕРИМЕНТ

Образцы. Изучены шесть проб нефтей из месторождений Среднего Приобья, которые характеризуют основные нефтеносные горизонты этой области и дают возможность анализировать главные закономерности в изменении состава нефтей по разрезу от горизонта $Ю_2$ до горизонта $ПК_1$. Расположение месторождений и размещение проб по продуктивным горизонтам показаны на рис. 1, 2. Более полные данные об исследованных пробах нефтей приведены в табл. 1.

Изученные нефти характеризуются плотностью от 835 до 969 $кг/м^3$ – (37,9–14,6° API). Самую высокую плотность имеет нефть из горизонта $ПК_1$ Ваньеганского месторождения, самую низкую – из горизонта $Ю_0$ Салымского месторождения. Содержание серы в изученных нефтях Среднеобской области изменяется от 0,66 до 1,80 %. Меньше всего серы в салымской (горизонт $Ю_0$) и хохлаковской (горизонт $Ю_1$) юрских нефтях, больше всего – в федоровской (горизонт $Ю_2$, скв. 97). В неокомских нефтях Сургутского свода содержание серы достигает 3 % [4]. Во всех пробах, кроме сеноманской ваньеганской нефти, насыщенные уг-

Таблица 1

Сведения об изученных пробах нефтей

Месторождение, скважина	Глубина, м	Горизонт	Возраст	Плотность, кг/м ³	S, мас. %	Параметры фракции		Температура начала текуче- сти, °С	Вязкость при T, °С			Тип нефти
						n-алканы	насыщен- ные УВ		T, °С	Санти- пуаз	Санти- стокс	
						насыщен- ные УВ	ароматиче- ские УВ					
Ваньеганское, 110	960–963	ПК ₁	Сеноман	969	1,1	0,0	0,74	Не определялись*			D	
Федоровское, 78	2278–2285	БС ₁₀	Валанжин	891	1,7	1,8	1,15	»				
Коголымское, 31	2732–2741	БС ₁₉	Берриас	892	0,69	11,1	1,71	+7	27 32 38	30,9 23,7 18,8	34,9 26,9 21,4	C
Салымское, 114	2868–2900	Ю ₀	Верхняя юра	835	0,66	8,6	1,86	-51	27 32 38	6,16 5,38 4,50	7,44 6,53 5,48	C
Хохряковское, 9	2406–2424	Ю ₁	»	875	0,69	11,9	1,64	-4	27 32 38	10,80 8,63 7,42	12,4 9,99 8,62	C
Федоровское, 97	2808–2821	Ю ₂	Бат–келловей	876	1,80	10,7	1,09	-29	27 32 38	14,1 13,9 11,4	18,8 16,1 13,2	C

* Недостаточное количество вещества для анализа.

Результаты изучения органического вещества нефтематеринских пород

Место-рождение, скважина	Глубина, м	Возраст	Свита	С _{орг} , мас. %	Бигу-молд, мг/г С _{орг}	S ₁ , мг УВ / г пород	S ₂ , мг УВ / г пород	Пиролитические данные (Рок-Эвал II)				Петрографический состав керогена, %					УФ-рессленция	Отра-жатель-ная спо-соб-ность вытрит-тита, %				
								VO-порфи-рин, %	PI S ₁ / S ₂ + S ₃	HI мг УВ / г С _{орг}	OI мг СО ₂ / г С _{орг}	Аморф-ный	Экзи-нит	Вит-ринг	Анер-тинит	Твер-дый битум						
Покачевское, 58	2773,0–2774,5	J ₃	Баженовская	13,84	111	1,65	82	8,46	67,65	2,44	442	0,11	489	17	60	Сл.	10	10	10	20	Очень высокая	0,64
Ем-Еговское, 15	2408,8–2426	J ₂	Тюменская	2,78	70	Не опр.	Сл.	1,01	3,81	1,79	443	0,21	137	64	10	»	70	10	10	10	То же	0,64

ледороды содержатся в больших количествах, чем ароматические. Отношение их концентраций изменяется от 1,09 в самой сернистой федоровской нефти из горизонта Ю₂ до 1,86 в салымской (горизонт Ю₀). В сеноманской нефти это отношение равно 0,74, причем насыщенные УВ представлены главным образом циклоалканами. Важно подчеркнуть, что в этой нефти полностью отсутствуют *n*-алканы и ациклические изопрены. В остальных нефтях *n*-алканы составляют от 8,6 до 11,9 % фракции насыщенных УВ.

В палеозойских и мезозойских отложениях Западной Сибири А.Э. Конторович и О.Ф. Стасова выделяют три типа нефтей: тип А – алкановые, парафинистые, тип С – цикланово-алкановые, малопарафинистые и тип D – циклановые, беспарафинистые [6, 7]. В Среднеобской области встречены нефти типов С и D. Они представлены в коллекции, что позволяет считать ее, несмотря на малый объем, вполне представительной.

Для изучения связей “материнские породы–нефть” были отобраны две пробы нефтематеринских пород из отложений баженовской свиты на Покачевской площади и из отложений тюменской свиты на Ем-Еговской площади (см. рис. 1, 2; табл. 2).

Помимо этого, при обсуждении результатов учитывались многочисленные опубликованные данные ИГиГ СО АН СССР, СНИИГГиМСа, ЗапСибНИГНИ и ИГиРГИ.

Методика анализов. В отобранных пробах нефтей были определены:

- физико-химические характеристики;
- *n*-алканы и ациклические изопрены;
- регулярные стераны и диастераны;
- гопаны и три- и тетрациклические терпаны;
- моно- и триароматические стераны;
- порфирины;
- изотопный состав углерода δ¹³С в нефтях и нефтяных фракциях.

При этом были использованы высоко-разрешающая жидкостная и газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия, масс-спектрометрия и ультрафиолетовая спектрометрия. Соответствующие методы и аппаратура описаны ранее [21, 23, 29, 34].

Количественное содержание стеранов, три- и тетрациклических гопанов, ароматических стеранов определялось методом внутреннего стандарта.

В пробах нефтематеринских пород определяли содержание органического углерода, петрографический состав органического вещества в керогенах, отражательную способность витринита. Кроме того, пробы были изучены пиролитическими методами с помощью анализатора ЕСО и пироанализатора Рок-Эвал II. Экстракты битумоидов разделялись на фракции и анализировались по той же схеме, что и нефти.

Схемы анализа нефтей и материнских пород, принятые в Советском Союзе, описаны ранее [13].

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ В НЕФТЯХ

В нефтях Западной Сибири идентифицированы следующие гомологические ряды углеводородов-биохемофоссилий (рис. 7):

- *n*-алканы;
- ациклические изопренаны;
- стераны;
- гопаны;
- три- и тетрациклические терпаны;
- моно- и триароматические стераны.

Рассмотрим распределение углеводородов каждого из этих классов.

***H*-алканы.** Во всех изученных нефтях, кроме сеноманской Ваньеганского месторождения, присутствуют *n*-алканы (см. рис. 7, II; табл. 3). Среди них иден-

Таблица 3

Некоторые параметры нефтей и битумоидов нефтематеринских пород, характеризующие генетический тип исходного органического вещества и его зрелость

Месторождение, скважина	Проба	<i>H</i> -алканы		Ациклические изопrenoиды			Регулярные стераны
		КН	$\frac{C_{31}}{C_{19}}$	$\frac{i-C_{19}}{i-C_{20}}$	$\frac{i-C_{19}}{i-C_{17}}$	$\frac{i-C_{20}}{i-C_{18}}$	17 α (<i>H</i>)-гоп.
Ваньеганское, 110	Нефть	—	—	—	—	—	6,86
Федоровское, 78	»	0,89	0,19	1,95	0,62	0,68	0,37
Коголымское, 31	»	0,89	0,18	1,21	0,64	0,61	0,60
Салымское, 114	»	0,95	0,12	0,87	0,23	0,29	0,65
Хохряковское, 9	»	0,92	0,18	1,44	0,71	0,55	0,29
Федоровское, 97	»	0,91	0,21	0,79	0,45	0,62	0,29
Покачевское, 58	Порода	0,92	Сл.	1,03	0,37	0,47	0,33
Ем-Еговское, 15	»	1,04	0,25	1,55	0,54	0,45	0,65

Окончание табл. 3

Месторождение, скважина	Терпаны			Арены		VO-порфирин в % от суммы
	$\frac{\text{Трицикл.}}{17\alpha(H)\text{-гоп.}}$	$\frac{T_s}{T_s + \text{гоп.}}$	$\frac{T_s}{T_m + T_s}$	$\frac{MA(I)}{MA(I+II)}$	$\frac{TA(I)}{TA(I+II)}$	
Ваньеганское, 110	0,32	~1	0,53	0,21	0,17	47
Федоровское, 78	0,02	0,18	0,50	0,20	0,17	100
Коголымское, 31	0,03	0,34	0,53	0,22	0,16	100
Салымское, 114	0,07	0,0	0,81	0,58	0,54	100
Хохряковское, 9	0,02	0,06	0,56	0,30	0,20	100
Федоровское, 97	0,02	0,27	0,41	0,27	0,16	100
Покачевское, 58	0,03	0,0	0,54	0,42	0,40	82
Ем-Еговское, 15	0,02	0,0	0,55	—	0,68	Сл.

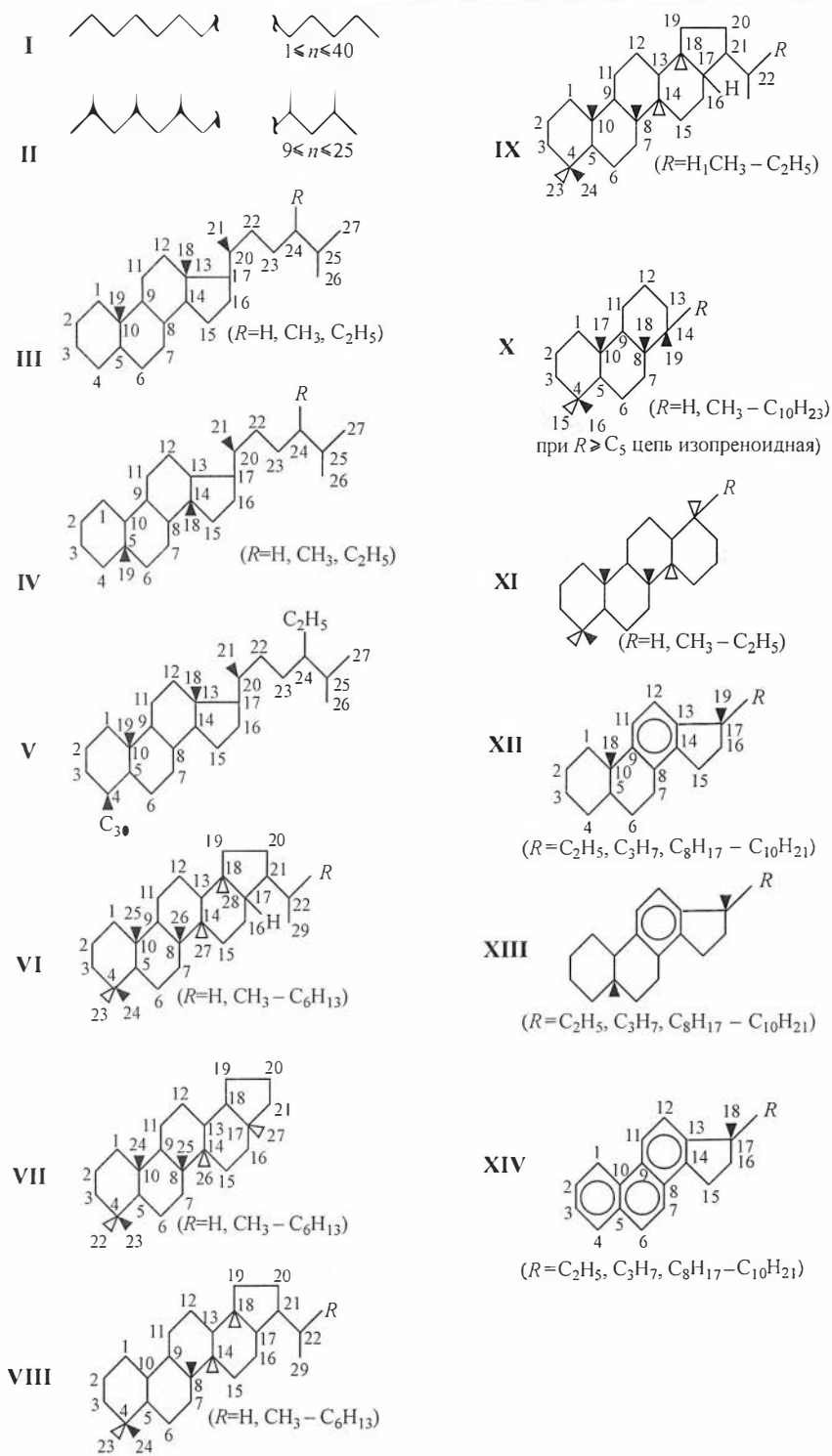


Рис. 7. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья:

I – *n*-алканы; II – ациклические изопrenoиды; III – C_{27} – C_{30} -регулярные стераны; IV – перегруппированные стераны; V – C_4 -метилированный стеран C_{30} ; VI – гопаны; VII – $18\alpha(H)$ -триснорнеогопан; VIII – моноароматические стераны; IX – моретаны; X – трициклические терпаны; XI – тетрациклические терпаны; XII – моноароматические стераны; XIII – моноароматические диастераны; XIV – триароматические стераны.

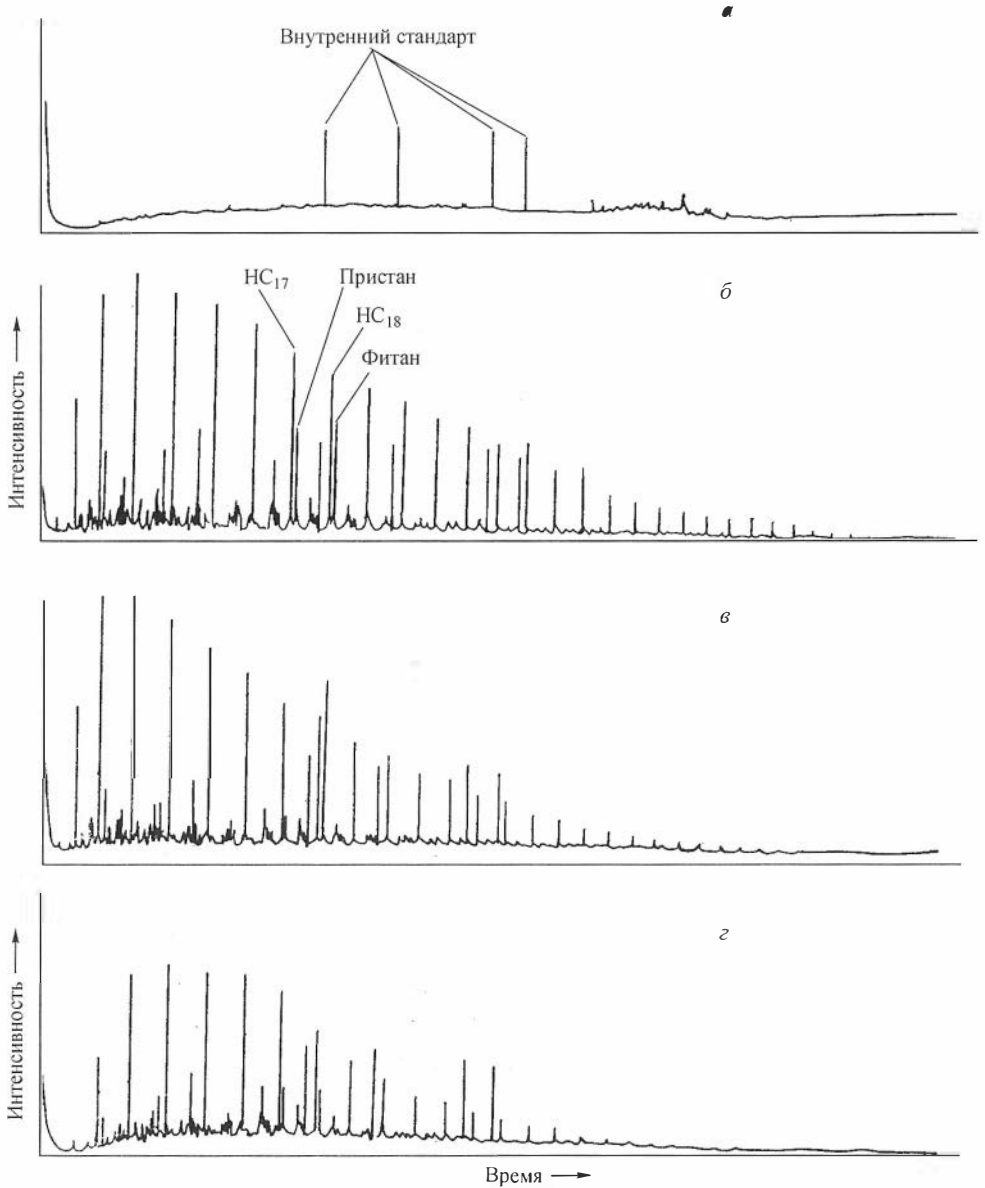


Рис. 8. Хроматограммы ациклических алканов.

Нефти: а – Ваньеганское месторождение, скв. 110, 960–963 м; б – Федоровское месторождение, скв. 78, 2278–2285 м; в – Сальмское месторождение, скв. 114, 2868–2900 м; г – нефтематеринская порода баженовской свиты, Покачевское месторождение, скв. 58, 2773,0–2774,5 м.

тифицированы углеводороды от C_1 до C_{35} включительно. В максимальных концентрациях обычно присутствуют углеводороды C_4 – C_6 . Их содержания в нефти составляют 9–13%. Во всех нефтях соотношение углеводородов C_{31}/C_{19} очень стабильно и изменяется от 0,18 до 0,21. Лишь в сальмской нефти из баженовской свиты оно значительно ниже (0,12). Также стабильно соотношение нечетных и четных углеводородов C_{22} – C_{30} . Оно равно 0,89–0,95, т. е. среди этой группы высокомолекулярных *n*-алканов масса УВ с нечетным числом атомов углерода несколько выше, чем с четным. Выявленные закономерности стабильно выдерживаются во всех западно-сибирских нефтях типа С.

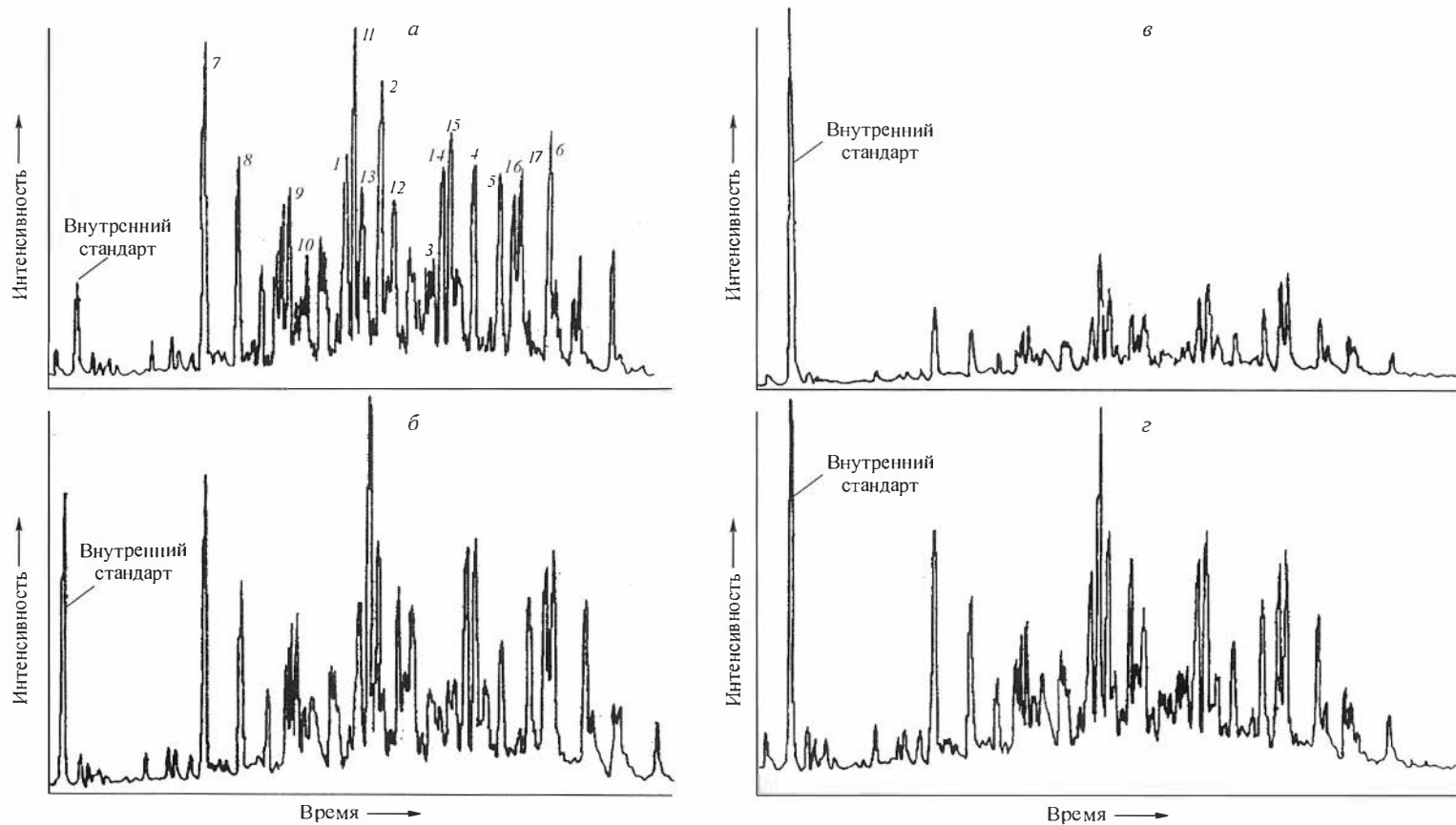


Рис. 9. Масс-хроматограммы стеранов, $m/z = 217$.

Нефти *a–г* см. на рис. 8. Индексация пиков: α -стераны: 1 – 27S, 2 – 27R, 3 – 28S, 4 – 28R, 5 – 29S, 6 – 29R; перегруппированные стераны: 7 – 27S, 8 – 27R, 9 – 28S, 10 – 28R, 11 – 29S, 12 – $\Pi_{29}R$; изостераны (14_в, 17_в): 13 – 27S, 14 – 28R, 15 – 28S, 16 – 29R, 17 – 29S.

Распределение стеранов в нефтях и нефтематеринских породах

Месторождение, скважина	Проба	В % на сумму				$\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$		$20S/(20S + 20R)$		$\beta\alpha$ -диа-стераны
		C_{27}	C_{28}	C_{29}	C_{30}	C_{27}	C_{29}	C_{27}	C_{29}	Стераны $\beta\beta$ - $\alpha\alpha$
Ваньеганское, 110	Нефть	0,38	0,35	0,19	0,08	0,39	0,50	0,39	0,44	1,43
Федоровское, 78	»	0,35	0,36	0,20	0,09	0,57	0,65	0,42	0,50	1,24
Коголымское, 31	»	0,35	0,38	0,19	0,08	0,38	0,49	0,38	0,45	1,29
Сальмское, 114	»	0,37	0,35	0,18	0,10	0,59	0,71	0,43	0,55	0,98
Хохряковское, 9	»	0,37	0,35	0,18	0,10	0,56	0,65	0,44	0,52	1,96
Федоровское, 97	»	0,37	0,35	0,18	0,10	0,58	0,66	0,43	0,50	0,85
Покачевское, 52	Порода	0,36	0,36	0,19	0,09	0,66	0,67	0,43	0,53	1,16
Ем-Еговское, 15	»	0,28	0,42	0,27	0,03	0,46	0,61	0,35	0,50	0,32

Ациклические изопренаны. Изопреноидные ациклические углеводороды в нефтях Среднеобской нефтегазоносной области изучены весьма полно [2, 6] (см. рис. 7, II; 8). Этот класс соединений отсутствует в ваньеганской нефти типа D. Отсутствие изопреноидов в нефтях этого типа для северных районов бассейна было известно и раньше [6, 7]. В нефтях типа С идентифицированы ациклические изопреноиды C_9 – C_{25} . На массу нефти они составляют 3,5–4,0 %. В максимальных концентрациях обычно встречаются C_{19} – C_{20} . Соотношение пристан/фитан изменяется от 0,79 до 1,95.

Стераны. В нефтях Среднего Приобья идентифицирован широкий спектр углеводородов стеранового ряда (см. рис. 7, 9; табл. 4), в том числе регулярные стераны C_{27} , C_{28} , C_{29} , а среди них $\alpha\alpha$ - и $\beta\beta$ -стераны (изостераны) (III), перегруппированные стераны C_{27} , C_{28} , C_{29} ($\beta\alpha$ -диастераны) (IV) и C_4 -метилированный стеран C_{30} (V).

Обращает на себя внимание полная идентичность концентраций стеранов C_{27} – C_{30} на их сумму во всех изученных нефтях (см. табл. 4).

Среди регулярных стеранов концентрации УВ C_{27} и C_{28} примерно равны, а УВ C_{29} вдвое меньше, чем каждого из них (см. табл. 4; рис. 8). В составе УВ C_{27} соотношение изостераны/ $\alpha\alpha$ -стераны изменяется от 0,40 до 0,60. Среди УВ C_{29} концентрация изостеранов или равна, или больше, чем концентрация $\alpha\alpha$ -стеранов.

Во всех нефтях установлены также перегруппированные $\beta\alpha$ -диастераны, причем среди них в наибольшей концентрации присутствуют УВ C_{28} , в наименьшей – C_{29} (см. рис. 9). Общая концентрация УВ этого гомологического ряда в нефтях либо равна концентрации регулярных стеранов, либо в 1,3–2,0 раза больше (см. табл. 4).

Все эти группы стеранов встречаются в модификациях 20S и 20R.

Гопаны. В нефтях Среднеобской области идентифицированы гопаны C_{27} – C_{35} ($17\alpha(H)$, $21\beta(H)$) (рис. 10). Гопанов ряда $17\alpha(H)$, как правило, в 1,5–3,0 раза больше, чем регулярных стеранов (см. табл. 3). Имеется лишь одно исключение, упоминавшееся и ранее, – это ваньеганская нефть сеномана, в которой регулярных стеранов почти в 7 раз меньше, чем гопанов. В составе фракции насыщенных УВ от C_{14} и выше гопаны C_{29} – C_{35} составляют от 0,02 до 0,17 %. Для юрских и неокомских среднеобских нефтей характерны максимальные концентрации $17\alpha(H)$ -гопанов C_{30} или C_{31} . Влево и вправо от максимума концентрация гопанов, как правило, убывает (табл. 5, см. рис. 9). В ваньеганской нефти из горизонта ПК₁ установлена аномальная картина – в ней больше гопанов C_{35} (см. табл. 5; рис. 11).

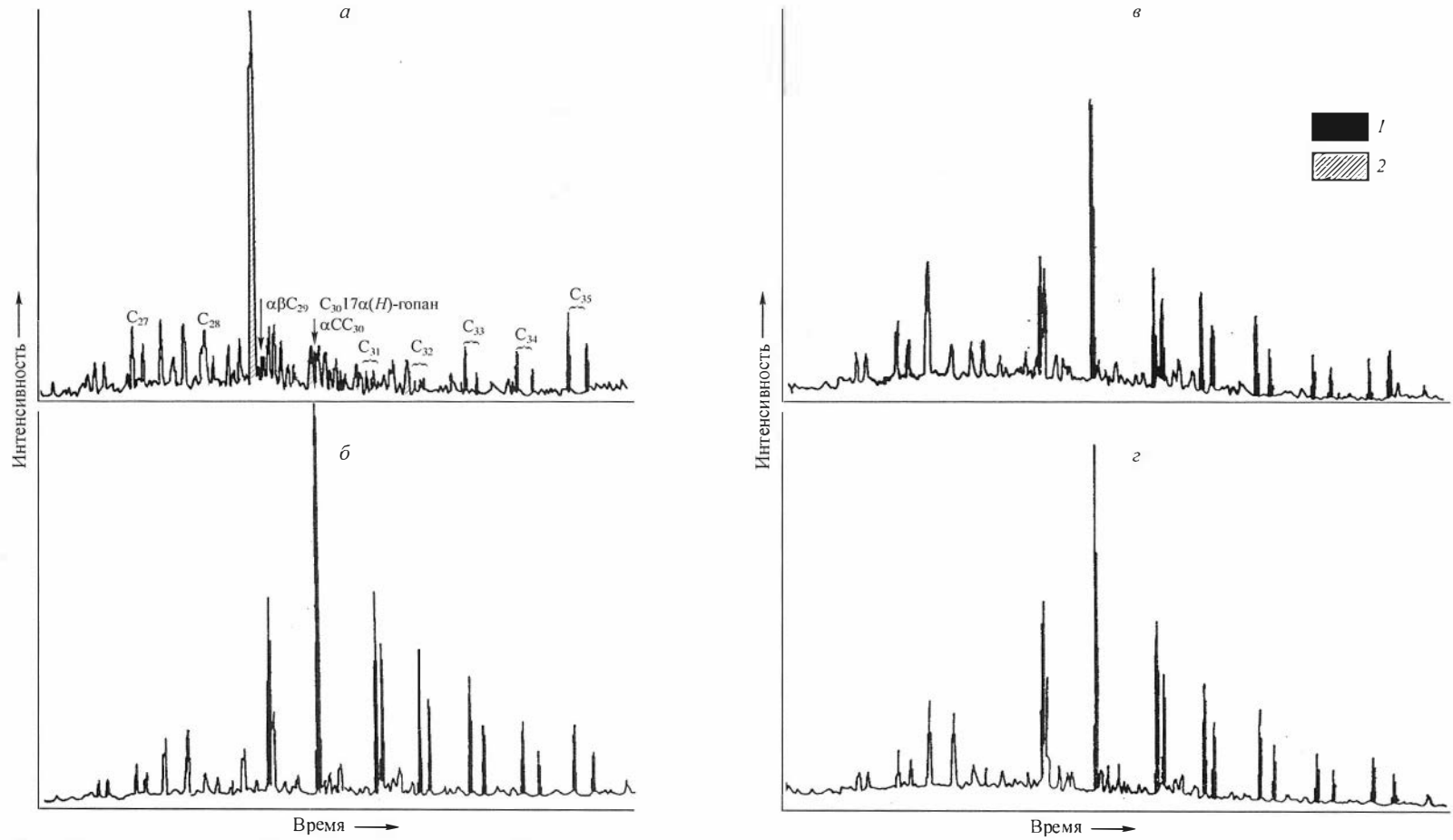


Рис. 10. Масс-хроматограммы терпанов, $m/z = 191$.

Нефти $a-z$ см. на рис. 8. 1 – деградированные $17\alpha(H)$ -гопаны; 2 – 25-норгопаны.

Распределение гомоганов и моретанов в нефтях

Месторождение, скважина	Гомогановы, % на сумму										
	C ₂₇	C ₂₉	C ₃₀	C ₃₁		C ₃₂		C ₃₃		C ₃₄	
				22S	22R	22S	22R	22S	22R	22S	22R
Ваньеганское, 110	20,28	7,45	2,78	2,55	2,74	3,77	5,74	10,65	6,27	8,43	5,97
Федоровское, 78	3,77	13,23	21,18	13,43	10,10	9,61	6,50	6,47	3,88	3,81	2,40
Коголымское, 31	3,92	13,46	22,80	11,78	9,42	8,82	6,14	6,53	3,86	4,01	2,85
Салымское, 114	3,17	14,03	23,32	11,18	9,00	10,14	7,74	6,24	3,57	3,10	2,30
Хохряковское, 9	3,32	14,94	23,23	12,19	9,01	8,35	5,64	6,80	4,27	3,94	2,59
Федоровское, 97	4,90	14,70	20,37	13,78	9,73	9,25	6,62	5,99	3,80	3,14	2,12

Окончание табл. 5

Месторождение, скважина	Гомогановы, % на сумму		Моретаны, % на сумму					G ₂₉₋₃₅	M ₂₉₋₃₂	G ₂₉₋₃₂	C ₂₇ Ts
	C ₃₅		C ₂₉	C ₃₀	C ₃₁	C ₃₂		в 10 ⁻⁴ % на Me-Nn фракцию	M ₂₉₋₃₂	C ₂₇ Tm	
	22S	22R				22S	22R				
Ваньеганское, 110	14,83	8,54	24,76	46,52	14,18	5,14	9,40	251,00	39,66	1,47	1,14
Федоровское, 78	3,36	2,26	21,63	27,04	33,68	5,05	12,60	1210,52	48,88	18,29	0,97
Коголымское, 31	3,75	2,66	21,69	28,96	32,15	4,29	12,91	1452,65	75,20	13,78	1,11
Салымское, 114	3,02	3,19	16,14	38,74	25,38	7,22	12,52	235,40	9,42	19,36	4,34
Хохряковское, 9	3,42	2,30	20,48	28,74	35,24	3,89	11,65	1657,54	72,15	17,08	1,28

Среди углеводородов C₃₁ и выше обнаружены изомеры 22S и 22R. Изомеры 22S встречаются, как правило, в несколько больших концентрациях, чем 22R.

Помимо гопанов во всех изученных нефтях идентифицированы углеводороды 17β(H), 21α(H)-моретаны C₂₉-C₃₂. В наибольшей концентрации среди них встречаются УВ C₃₁, реже C₃₀. Самые низкие концентрации моретанов характерны для салымской нефти. Соотношение гопаны/моретаны для УВ C₂₉-C₃₂ варьирует в интервале 13,5-23,0. Причем по этому показателю салымская нефть аномальной не является: концентрация моретанов и гопанов снижается в ней одновременно, но их соотношение сохраняется. Аномальной, как и по ряду других ранее рассмотренных параметров, является по этому показателю ваньеганская сеноманская нефть. В ней установлено совершенно нетипичное соотношение гопанов и моретанов C₂₉-C₃₂. Оно равно 1,47, поскольку концентрация гопанов (без учета салымской нефти) в ней ниже, чем в остальных нефтях, в 5-7 раз, а моретанов в 2,0-2,3 раза.

Наряду с 17α(H) C₂₇-гопаном (Ts) во всех нефтях присутствует его перегруппированный гомолог 18α(H) C₂₇ (Tm) (см. табл. 5; рис. 11). Его концентрация, как правило, чуть выше, чем УВ 17α(H). Важно подчеркнуть, что гопан 17α(H) C₂₇ и его перегруппированный гомолог в ваньеганской нефти присутствуют в концентрациях, типичных для большинства изучаемых нефтей. Салымская нефть характеризуется пониженными концентрациями этих соединений, особенно 17α(H)-изомера.

Аномальность ваньеганской нефти проявляется не только в специфическом распределении 17α(H)-гопанов C₃₁-C₃₅, но и в присутствии углеводородов гомологического ряда 25-норгопанов (см. рис. 7, III; 11). Концентрация 25-норгопанов в этой нефти убывает от углеводорода C₂₉ к углеводороду C₃₄ (см. рис. 10). Кроме 25-норгопанов в этой нефти присутствует, причем в значительных количествах, 25-, 28-бисноргопан.

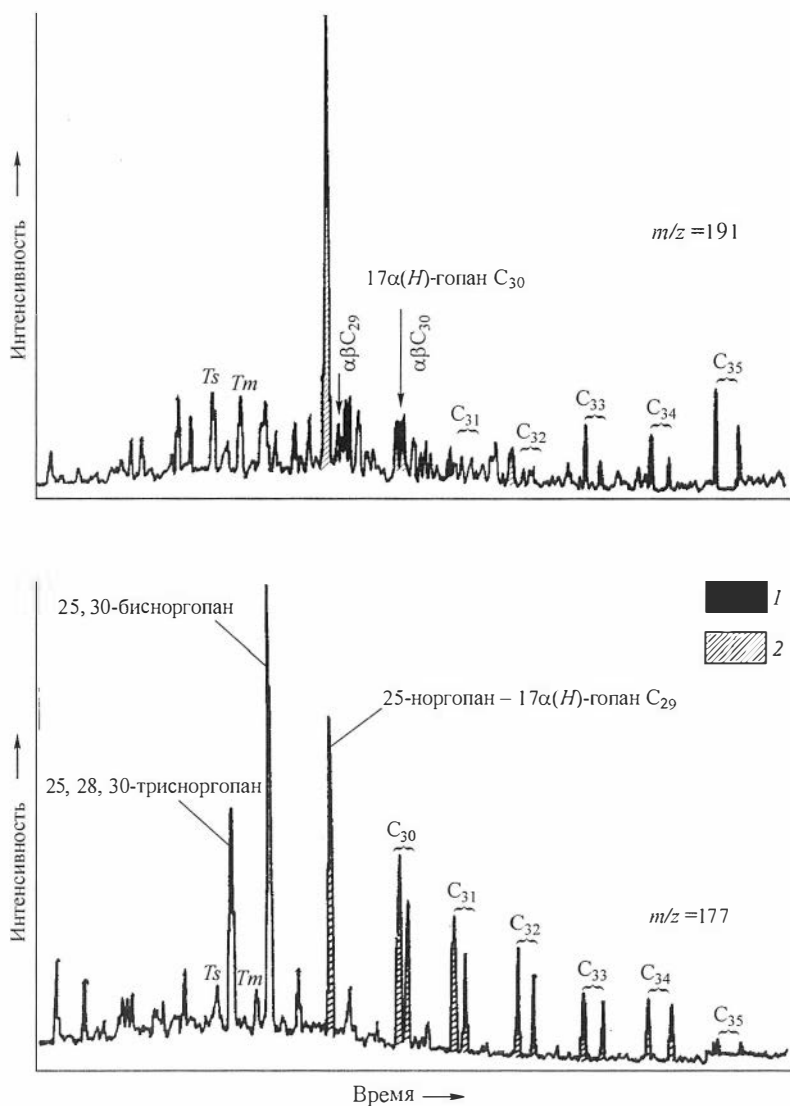


Рис. 11. Хромато-масс-спектрограммы биодegradированной нефти.

Ваньеганское месторождение, скв. 110, интервал 960–963 м, горизонт ПК₁. 1 – неизменные 17α(H)-гопаны; 2 – 25-норгопаны.

Три- и тетрациклические терпаны. Во всех изученных западно-сибирских нефтях идентифицированы трициклические цикланы со структурой пергидрофанантрена и тетрациклические со структурой пергидрохризена (табл. 6; рис. 7, X, XI). Обычно считают, что их следует относить к стерановым углеводородам.

Среди трициклических цикланов идентифицированы соединения C₁₉, C₂₀, C₂₈ и C₂₉. Общая их концентрация во фракции высокомолекулярных насыщенных углеводородов изменяется от 22·10⁻⁴ до 70·10⁻⁴ %, больше всего этих соединений в ваньеганской нефти, меньше – в салымской.

Концентрация отдельных идентифицированных УВ увеличивается с ростом молекулярной массы.

Таблица 6

Трициклические (А) и тетрациклические (Б) терпаны в нефтях

Месторождение, скважина	А					Б					А Б
	В % на сумму				Всего, в 10^{-4} % на Ме-Нп фрак- цию	В % на сумму				Всего в 10^{-4} % на Ме-Нп фрак- цию	
	C ₁₉	C ₂₀	C ₂₈	C ₂₉		C ₂₄	C ₂₅	C ₂₆	C ₂₇		
Ваньеганское, 110	11,08	13,93	27,77	47,22	70,37	48,78	5,28	4,23	41,71	31,43	2,24
Федоровское, 78	11,88	15,31	28,18	44,63	33,83	41,65	3,47	5,55	49,33	17,84	1,90
Коголымское, 31	10,71	14,59	31,34	43,36	49,58	41,96	4,24	—	53,80	25,50	1,94
Салымское, 114	17,07	21,82	24,57	36,54	22,55	60,27	4,00	3,08	32,65	8,76	2,57
Хохряковское, 9	17,81	14,38	30,41	37,40	38,24	44,90	4,32	—	50,78	19,44	1,97
Федоровское, 97	14,44	15,16	27,67	42,73	30,54	57,53	3,54	4,08	34,85	16,67	1,83

Среди тетрацикланов идентифицированы углеводороды C₂₄, C₂₅, C₂₆ и C₂₇. В максимальных концентрациях встречаются C₂₄ или C₂₇. Углеводородов C₂₅ и C₂₆ значительно меньше. Концентрация тетрацикланов в сумме в 1,8–2,6 раза меньше, чем трицикланов. Наиболее значительна эта разница в салымской нефти.

Моноароматические стераны. Во всех нефтях идентифицированы моноароматические стераны C₂₁–C₂₂ и C₂₇–C₂₉ (табл. 7; рис. 7, XII, XIII). Их концентрация в нафтеново-ароматической фракции изменяется от 20·10⁻⁴ до 312·10⁻⁴ %. Будем называть первые два соединения: моноароматические стераны I (МА I) и три последующих – моноароматические стераны II (МА II). Среди моноаренов C₂₇–C₂₉ в наименьших концентрациях находится C₂₇; соединений C₂₈ и C₂₉ обычно в 1,6–2,1 раза больше; их концентрации близки. Моноаренов C₂₁ и C₂₂ обычно меньше, чем моноароматического холестана. Исключением является салымская нефть –

Таблица 7

Моноароматические стераны в нефтях

Месторождение, скважина	В % на сумму					В 10 ⁻⁴ % на Nп-Аг фракцию		
	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉	C ₂₁₋₂₂	C ₂₇₋₂₈	C ₂₁₋₂₉
Ваньеганское, 110	8,07	7,34	18,35	33,19	33,05	56,82	311,88	368,70
Федоровское, 78	7,51	7,31	18,46	33,32	33,40	28,84	165,71	194,55
Коголымское, 31	8,31	8,38	16,47	34,68	32,16	26,99	134,65	161,64
Салымское, 114	19,77	22,50	11,45	25,50	20,78	9,30	12,70	22,00
Хохряковское, 9	12,17	10,69	17,10	28,10	31,94	31,69	106,88	138,57
Федоровское, 97	8,59	7,99	18,15	34,32	30,95	22,16	111,43	133,59

Таблица 8

Триароматические стераны в нефтях

Месторождение, скважина	В % на сумму						В 10 ⁻⁴ % на Nп-Аг фракцию		
	C ₂₀	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₆	C ₂₇	C ₂₈	ТА (I)	ТА (II)	C _{20-22, 26-28}
Ваньеганское, 110	7,55	6,60	2,22	25,10	30,05	28,48	119,86	708,24	846,91
Федоровское, 78	6,58	6,83	2,34	22,63	33,08	28,54	53,52	336,20	399,08
Коголымское, 31	7,10	6,78	1,61	24,04	29,87	30,60	57,02	347,28	410,91
Салымское, 114	22,40	32,22	2,68	12,12	13,29	17,29	21,99	17,19	40,26
Хохряковское, 9	9,07	8,24	1,94	21,71	28,43	30,61	69,98	326,38	404,21
Федоровское, 97	5,50	6,13	2,52	21,54	34,52	29,79	29,89	220,53	256,90

в ней меньше всего моноароматических стеранов, концентрации УВ C_{21} , C_{22} , C_{28} и C_{29} примерно равны. Самая высокая концентрация моноароматических стеранов в ваньеганской нефти.

Триароматические стераны C_{20} – C_{22} и C_{26} – C_{28} идентифицированы во всех нефтях (табл. 8; рис. 7, XIV). Главные особенности их распределения подобны таковым в моноароматических стеранах: богаче всего триароматическими стеранами ваньеганская нефть, беднее всего салымская, концентрации триароматических стеранов C_{27} и C_{28} примерно равны и несколько выше, чем аренов C_{26} . Обозначим сумму триароматических стеранов C_{20} и C_{21} как ТА(I) и C_{26} – C_{28} как ТА(II). Аналогично моностеранам во всех нефтях, кроме салымской, ТА(I) < ТА(II). В салымской нефти имеет место обратное соотношение.

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ И СВЯЗЬ С НИМИ НЕФТЕЙ

В разрезе Западно-Сибирского мегабассейна выделяется ряд толщ, которые обладают очень мощным газо- и нефтегенерационным потенциалом [4–6]. Древнейшая из них в мезозойской части разреза представляет собой континентальные отложения нижней и средней юры. В этих отложениях широко развиты богатые органическим веществом газо- и нефтематеринские породы. В районах Среднего Приобья средние содержания органического углерода в этих породах составляют 3–5%. Преобладает террагенное органическое вещество (III тип), однако примесь липидной составляющей везде значительна. В отдельных горизонтах, в частности в тогурской пачке, преобладает аквагенное ОВ (II и I типы). Катагенез (зрелость) органического вещества отвечает нижней части главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

В настоящей работе по той же схеме, что и нефти, был изучен один образец – глинистый алевролит из отложений тюменской свиты (Ем-Еговская площадь) (см. табл. 2). Он содержит 2,7 % органического углерода (70 мг битумоида на 1 г органического углерода). Данные пиролиза (рис. 12) подтверждают террагенную (гумусовую) природу органического вещества (тип III). Об этом же свидетельствуют и петрографические данные, показывающие, что порода содержит в органической массе 70 % витринита.

Общий набор УВ-биомаркеров в среднеюрском битумоиде и рассмотренных выше нефтях идентичен (см. табл. 3, 4; рис. 8, 10). Однако в концентрациях отдельных изомеров имеются и серьезные отличия. Так, в составе *n*-алканов в этом битумоиде больше роль высокомолекулярных битумоидов, на что указывает максимальное значение отношения $C_{31/19}$, при этом нечетные *n*-алканы несколько преобладают – СРІ(I) равно

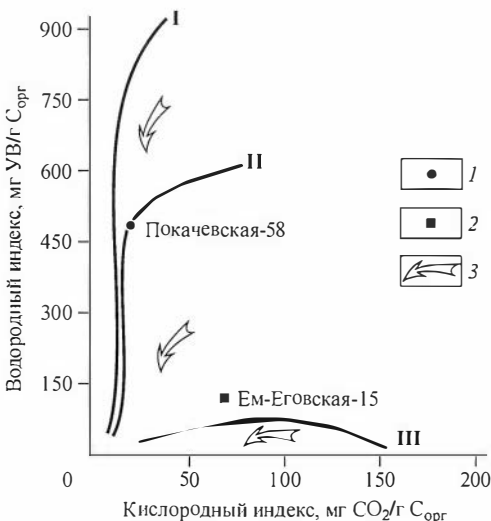


Рис. 12. Зависимость между водородным и кислородным индексами по данным пиролиза Рок-Эвал:

I – аквагенное ОВ, очень высокий нефтегенерационный потенциал; II – аквагенное ОВ, высокий нефтегенерационный потенциал; III – террагенное ОВ, высокий газогенерационный потенциал.

1 – баженовская свита, аргиллит; 2 – тюменская свита, глинистый алевролит; 3 – увеличение степени созревания.

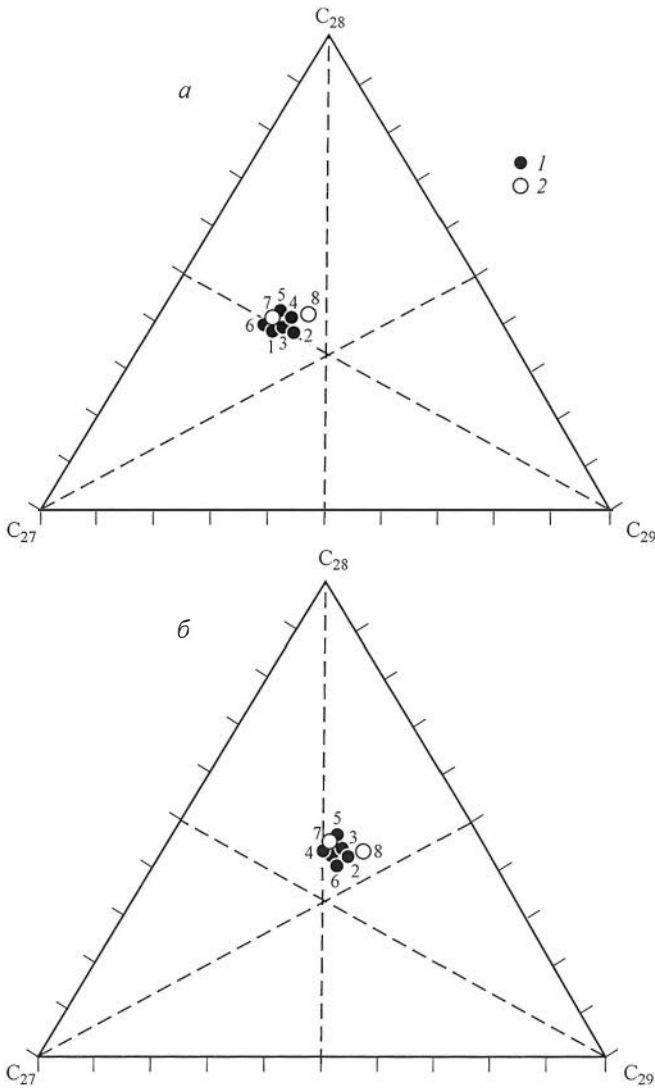


Рис. 13. Тригонограммы распределения регулярных стеранов (а) и диастеранов (б) в нефтях и битумоидах нефтематеринских пород:

1 – нефти; 2 – битумоиды нефтематеринских пород. Номера проб соответствуют табл. 1 (1–6) и табл. 2 (7, 8).

1,04. В составе битумоидов стеранов несколько меньше, чем в нефтях стеранов и диастеранов C_{27} при относительно повышенной концентрации УВ C_{29} (рис. 13). Битумоид террагенного (гумусового) ОВ отличается также пониженной концентрацией перегруппированных (диа-) и C_4 -метилированного стеранов.

Уникальной по многим параметрам нефтематеринской формацией в мезозое является баженовская свита [6], сформировавшаяся в условиях крупнейшей в юре трансгрессии моря в Западную Сибирь [3, 5, 6]. Осадки накапливались в условиях сероводородного заражения или дефицита кислорода [10].

Баженовская свита содержит в центральных районах свыше 10 % органического вещества аквагенного (сапропелевого) типа. Катагенез органического вещества отвечает главной зоне нефтеобразования. В рамках настоящего исследе-

дования был изучен один образец керна из этой толщи (см. табл. 2–4), отобранный на Покачевской площади. Он содержит 13,84 % $C_{орг}$, 111 мг битумоида на 1 г органического углерода, относится к типу II (см. рис. 12). Распределение УВ-биомаркеров в нем полностью совпадает с их распределением в изученных нефтях.

В залегающих выше отложениях неокома концентрация органического углерода составляет 0,3–0,7 %, так как они только начали входить в ГЗН и их генерационный потенциал невелик. Отложения апта–альба–сеномана богаты террагенным (тип III) ОВ и могли генерировать значительные массы газа, особенно в северных районах бассейна, где их катагенез достаточен для этого.

Обсудим теперь условия образования юрских и неокомских нефтей Среднего Приобья. Как известно, на этот счет есть две основные гипотезы [3, 4, 6, 8]. Согласно первой из них, главным источником нефти в отложениях верхней юры и неокома этой части Западной Сибири являются отложения баженовской свиты. При этом генерация нефти в неокомском комплексе не исключается, но признается, что этот источник не был основным. Такую концепцию многие годы отстаивают Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев и др. [3, 4, 6]. Согласно второй гипотезе, источником нефтей в Среднем Приобье было органическое вещество песчаных пластов, содержащих в настоящее время нефть. Эту точку зрения наиболее активно отстаивает И.И. Нестеров и ранее Н.Н. Ростовцев [3, 8].

А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой, А.С. Фомичевым в качестве основных доказательств правильности первой точки зрения приводится идентичность распределения в битумоидах баженовской свиты и нефтях этих резервуаров *n*-алканов, ациклических изопреноидов, полиядерных аренов [6]. В разрезе Западной Сибири есть только одна формация, битумоиды которой обогащены серой и порфиринами ванадия. Эти компоненты в повышенных концентрациях содержатся в нефтях верхней юры и неокома. Битумоиды баженовской формации и нефти рассматриваемых резервуаров в Среднем Приобье характеризуются практически идентичным распределением изотопов углерода. Все эти аргументы находят себе подтверждение и в настоящем исследовании (см. табл. 1–3).

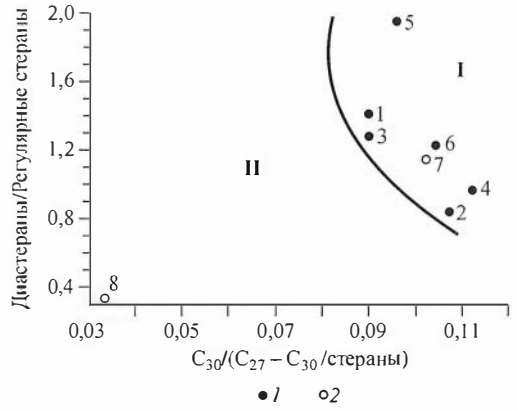
В работах И.И. Нестерова природа таких корреляционных связей между битумоидами баженовской свиты с нефтями юры и неокома никогда не обсуждалась.

Вместе с тем детальное исследование биомаркеров дает новые убедительные данные в пользу генетического единства рассматриваемой группы нефтей и битумоидов баженовской свиты.

Как сложная генетически единая система нефть не остается постоянной в течение своей геологической истории. Она подвергается внешним воздействиям (температура, давление, взаимодействие с водами, окисление, биодеградация и др.), и состав ее непрерывно изменяется. При анализе корреляций материнская порода–нефть, при доказательстве генетического единства нефтей в первую очередь необходимо анализировать те их характеристики, которые менее всего подвержены внешним воздействиям. Анализ закономерностей распределения биомаркеров в материнских породах и нефтях многих регионов мира, а также теоретических схем превращений этих соединений позволил наметить такие показатели [11, 12, 21–25, 29, 31–33].

Обратимся к рассмотрению этих показателей. Регулярные стераны C_{27} – C_{29} в изученных нефтях и битумоиде баженовской свиты и их нерегулярные (диа-) изомеры распределены практически идентично, что видно из табл. 4, рис. 8 и тригонограмм, показанных на рис. 13. Битумоид тюменской свиты отличается от них пониженным содержанием углеводорода C_{27} и повышенным C_{28} и C_{29} . Показательно, что ваньганская нефть из отложений сеномана и салымская нефть из отложе-

Рис. 14. Диаграмма зависимости соотношения диастераны/регулярные стераны и концентрация стерана C_{30} в нефтях и битумоидах нефтематеринских пород: 1 – нефть; 2 – битумоид нефтематеринской породы. I – поле морских, II – поле континентальных отложений. Номера проб соответствуют табл. 1 (1–6) и табл. 2 (7, 8).



ний баженовской свиты по распределению стеранов полностью идентичны нефтям из других горизонтов юры и мела, что позволяет связывать их особенности, отмечавшиеся выше, с превращениями в залежах.

Как показано Дж.М. Молдованом и К.Е. Петерсом, для нефтей, связанных генетически с морскими нефтематеринскими породами, характерны повышенные концентрации диастеранов по сравнению с регулярными и стерана C_{30} [21, 29]. Из табл. 4 и рис. 14 видно, что все нефти юры и неокома и битумоид баженовской свиты образуют единую совокупность, характеризующуюся повышенными значениями этих параметров, что указывает на генетическую связь этих объектов и их образование в морском водоеме. Образец битумоида материнской породы из тюменской свиты, сформировавшейся в континентальных условиях, располагается на диаграмме (см. рис. 14) отдельно.

Моно- и триароматические стераны во всех нефтях распределены практически идентично (см. табл. 7, 8), что также указывает на их единый источник. В эту совокупность не попадает только салымская нефть, природа специфичности которой будет рассмотрена ниже.

Определенную информацию о генетическом единстве и источнике исследуемых нефтей дает также анализ распределения в них гомоганов (см. табл. 5; рис. 10, 15). За исключением ваньеганской, в остальных нефтях и битумоидах гомоганы $C_{31}-C_{35}$ распределены практически идентично. Сходно распределены они и в образцах нефтематеринских пород.

Концентрация суммы гопанов $C_{29}-C_{35}$ и моретанов $C_{29}-C_{32}$ близка во всех нефтях, кроме ваньеганской и салымской. Для моретанов аномально низкая концентрация имеет место только в салымской нефти. Важно также, что отношение концентраций моретанов и гопанов $C_{29}-C_{32}$ во всех нефтях, кроме ваньеганской из сеноманского резервуара, очень близкое.

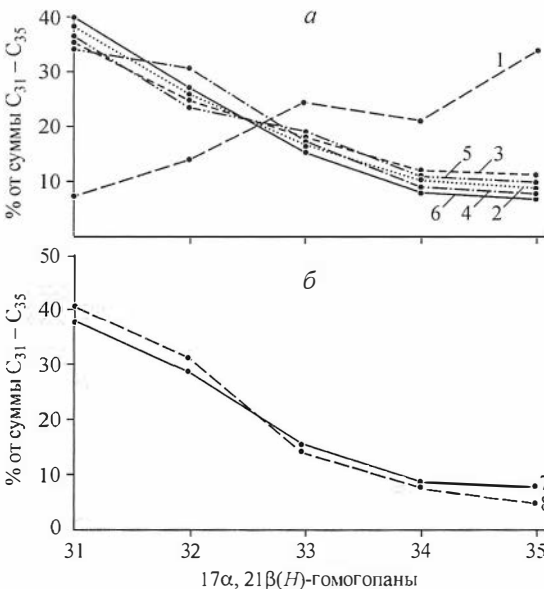


Рис. 15. Распределение гомоганов $C_{31}-C_{35}$ в нефтях и битумоидах: а – нефти, б – нефтематеринские породы. Номера проб соответствуют табл. 1 (1–6) и табл. 2 (7, 8).

Принято считать, что гомогопаны C_{31} – C_{35} являются продуктами превращения полифункциональных бактериогопанов, таких, например, как бактериогопанотетрол, C_{35} -гопаноид, часто встречающихся в липидных мембранах прокариотных организмов (бактерии, цианобактерии) [26, 28]. В процессе диагенеза гопаноиды преобразуются в насыщенные гопановые углеводороды.

В нефтях и битумоидах из материнских пород, накапливавшихся в морских условиях, относительное распределение гомогопанов C_{31} – C_{35} можно использовать в качестве индикатора окислительно-восстановительной обстановки в осадке (Eh) [18]. Это распределение при катагенезе, превышающем ГФН, может несколько изменяться, но в районах Среднего Приобья столь высокого катагенеза верхнеюрских отложений нет.

Во всех нефтях и битумоиде баженовской свиты концентрации гомогопанов C_{35} более высокие, чем можно было бы предположить, исходя из линии тренда, проходящего через гомологи C_{32} – C_{34} (см. рис. 15). Для битумоида из тюменской свиты характерна самая высокая относительная концентрация гомогопана C_{31} и самая низкая (ближе всего к линии тренда) C_{35} . Принято считать, что относительно повышенная концентрация гомогопана C_{35} указывает на анаэробную восстановительную среду в осадке. Это хорошо согласуется с повышенным содержанием ванадилловых порфиринов и серы в битумоидах этой толщи, в преобладании в породах в составе минералов железа пирита, в полном отсутствии сульфатной серы. При захоронении осадков тюменской свиты, судя по геохимическим данным, – распределению минералов железа, отсутствию их порфиринов, относительно низкой концентрации гомогопана C_{35} – имели место субокислительные или слабовосстановительные условия.

Таким образом, вся совокупность геохимических данных однозначно указывает на генетическое единство нефтей юры и неокома Среднего Приобья с органическим веществом баженовской свиты.

ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЕЙ

Относительно вторичной эволюции нефтей в залежах Западной Сибири единого мнения нет. Одни исследователи считают сеноманские нефти незрелыми, образовавшимися из органического вещества, не достигшего ГФН, другие рассматривают их как подвергшиеся криптогипергенезу (термин Н.Б. Вассоевича и В.А. Успенского, широко употреблявшийся в советской литературе в 50–60-е годы, XX в.) или, что близко по смыслу, биодеградация. Однозначных доказательств созревания нефтей в залежах до последнего времени в литературе не было. Настоящая работа позволяет продвинуть вперед исследование этих вопросов.

Биодеградация (криптогипергенез). Четкие следы биодеградация фиксируются только в сеноманской нефти Ваньеганского месторождения. По росту сопротивляемости анаэробному бактериальному преобразованию классы соединений нефти обычно располагаются в следующий ряд: *n*-алканы–ациклические изопреноиды–стераны–диастераны, гопаны–ароматические стераны–порфирины [11, 12, 16, 17, 22, 30, 31].

Давно установлено, что сеноманские нефти Западной Сибири (тип D) не содержат *n*-алканов и ациклических изопреноидов, в том числе фитана и пристана, в них преобладают нафтеновые углеводороды. В их составе в нефти Русского месторождения на севере Западной Сибири Ал.А. Петровым были обнаружены 25-норгопаны состава C_{27} – C_{31} [11].

Все эти следы биодеградация отчетливо видны в ваньеганской нефти из сеноманского горизонта ПК₁ (см. табл. 5; рис. 8, 10). В этой нефти сохранились стераны, но аномально распределены гопаны. Как уже отмечалось выше, концентрации $17\alpha(H)$, $21\beta(H)$ -гомогопанов возрастают от C_{31} до C_{35} (см. рис. 10; табл. 5).

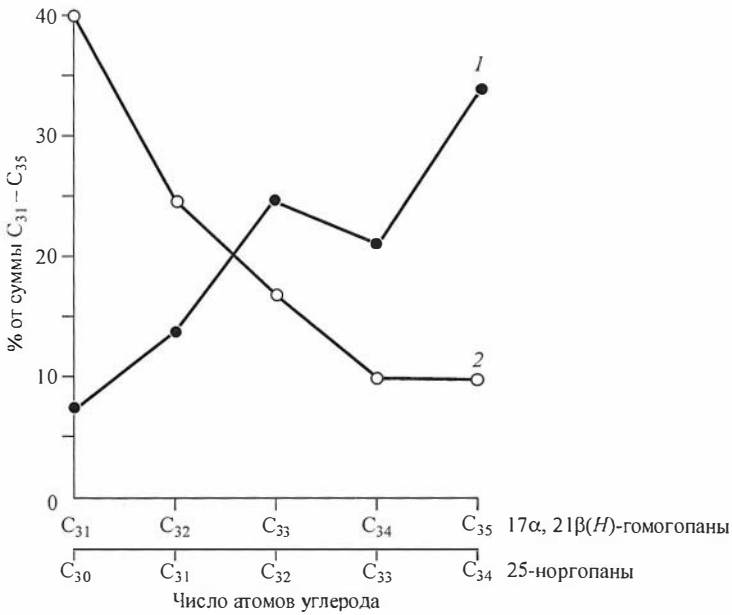


Рис. 16. Распределение гомогопанов $C_{31}-C_{35}$ (1) и 25-норгопанов $C_{30}-C_{34}$ (2) в ваньеганской нефти.

Важной особенностью этой нефти является присутствие в ней наряду с гопанами углеводородов гомологического ряда 25-норгопанов, концентрация которых с ростом молекулярной массы уменьшается (рис. 16). Деметилированные гопаны образуются, вероятно, в результате бактериального удаления метильной группы возле атома C_{10} из молекул регулярных гопанов. Крайне нетипичное распределение $C_{31}-C_{35}$ 17 α (H), 21 β (H)-гомогопанов является, видимо, результатом селективной биодеградации низкомолекулярных гомологов этого ряда. В противоположность общепринятой последовательности биодеградации, описанной выше, в ваньеганской нефти типичное биодеградационное превращение гомогопанов в 25-норгопаны произошло раньше значительной деструкции стеранов. За счет селективного уничтожения при биодеградации ваньеганской нефти регулярных гопанов в них имеет место аномально высокая величина отношения концентраций регулярных стеранов к регулярным гомогопанам: 6,86 против 0,3–0,7 в остальных нефтях и нефтематеринских породах (см. табл. 3). Специфика реакций, идущих в процессе биодеградации, может, видимо, меняться в зависимости от типа популяций бактерий, преобразующих нефть.

Наряду с отмеченными особенностями биодеградации нефтей процесс этот на примере ваньеганской нефти проявляется в следующем:

- за счет резкого понижения концентрации гопанов при сохранении концентрации моретанов уменьшается отношение концентраций гопанов и моретанов $C_{29}-C_{32}$ (см. табл. 5), что указывает на селективные превращения при биодеградации регулярных гопанов по сравнению с моретанами;

- снижение концентрации гопанов во фракции насыщенных УВ (см. табл. 5) сопровождается ростом концентраций три- и тетрациклических терпанов (см. табл. 6) и увеличением отношения концентраций трициклических терпанов к регулярным гомогопанам (см. табл. 3);

- в нафтеново-ароматической фракции увеличивается концентрация моно- и триароматических стеранов (см. табл. 7, 8).

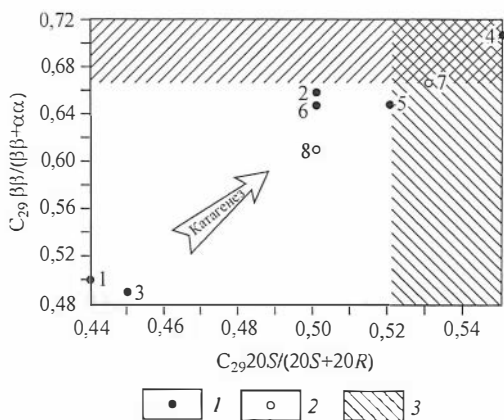


Рис. 17. Изменение показателей зрелости стеранов в нефтях и битумоидах нефтематеринских пород.

Номера проб соответствуют табл. 1, 2. 1 – нефть; 2 – битумоид нефтематеринской породы; 3 – область равновесных концентраций.

Термическое созревание (катагенез). Процессы термического созревания нефтей проявляются в тенденции изменения их состава к термодинамически равновесному состоянию. В составе биомаркеров это должно проявляться в росте концентраций:

- изостеранов по сравнению со стеранами;
- 20S-изомеров стеранов по сравнению с изомерами 20R;
- моноароматических стеранов C_{21} , C_{22} (МА I) по сравнению с моноароматическими стеранами C_{27} – C_{29} (ТА II) и триароматических стеранов C_{20} , C_{21} (ТА I) по сравнению с триароматическими C_{26} – C_{28} (ТА II) [11, 12, 24, 33, 34].

На рис. 17, 18 показаны диаграммы изменения этих параметров для стеранов C_{29} и ароматических стеранов. На рис. 17 видно, что самыми низкими значениями показателей зрелости по стеранам характеризуются ваньеганская и коголымская нефти, затем следует нефтематеринская порода тюменской свиты (ем-еговская), нефти Федоровского и Хохряковского месторождений, нефтематеринская порода баженовской свиты (покачевская) и нефть баженовской свиты на Салымском месторождении. По моно- и триароматическим стеранам (см. рис. 18) устанавливается такой же ряд степени зрелости нефтей, с той лишь разницей, что для малоизмененных нефтей и битумоидов по этому показателю различия незначительны, а для более измененных (битумоид и нефть баженовской свиты) весьма контрастны. Таким образом, по составу стеранов удобно определять зрелость нефтей на ранних, а по ароматическим стеранам – на поздних стадиях катагенеза.

Высокая степень преобразованности салымской нефти хорошо согласуется с геологической информацией [6]. В породах баженовской свиты фиксируются очень высокие температуры (до 140 °С) и аномально высокие пластовые давления, превышающие гидростатические на 40–60 % [6, 14]. По данным А.Н. Фомина, отражательная способность витринита (R^a) в залегающих ниже отложениях тюменской

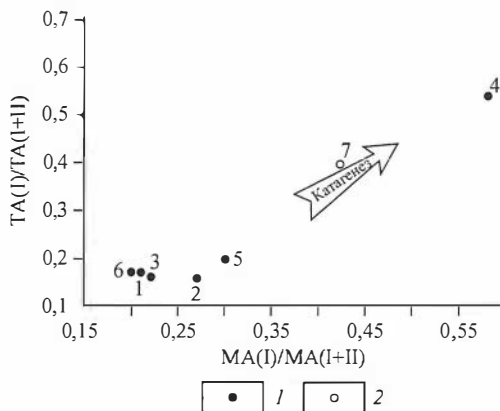
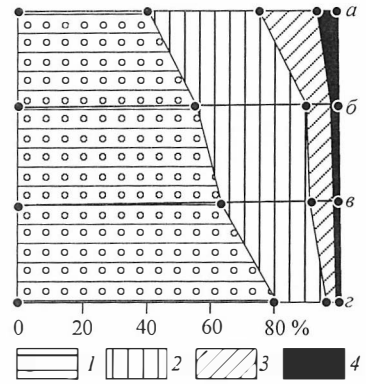


Рис. 18. Изменение показателей зрелости ароматических стеранов в нефтях и битумоидах нефтематеринских пород.

Номера проб соответствуют табл. 1, 2. 1 – нефть; 2 – битумоид нефтематеринской породы.

Рис. 19. Схема изменения группового и углеводородного состава нефтей баженовской свиты в зависимости от пластовой температуры.

Нефти: *a* – верхнешапшинская, мултановская ($t_{пл} = 87–100$ °С); *б* – правдинская ($t_{пл} = 95$ °С); *в* – ханты-мансийская, восточно-сальмская ($t_{пл} = 105–118$ °С); *г* – сальмская, верхнесальмская ($t_{пл} = 118–125$ °С). 1 – метаново-нафтеновые; 2 – нафтеново-ароматические; 3 – смолы; 4 – асфальтены.



свиты изменяется от 0,5 до 1,6 %. Значит, палеотемпературы местами были выше современных. На Ем-Еговской площади в изученном образце R^a равна 0,64 (см. табл. 2). Изученная нефть отобрана в высокотемпературной зоне. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что реальная картина геологических условий нефтеносности баженовской свиты очень сложная – наряду с высокими температурами фиксируются и сравнительно низкие – до 100 °С. Имеет место четкая зависимость состава нефтей от температуры [14] (рис. 19). Значит, наряду с сильно катагенетически измененными нефтями есть нефти, подвергшиеся слабым воздействиям катагенеза, они имеют повышенную плотность (до 850 кг/м³), обогащены серой (до 1,0 %), содержат сравнительно много смол (до 5–7 %) и асфальтенов (до 0,8–1,0 %). Величина соотношения насыщенных и ароматических УВ в них приближается к единице.

Помимо отмеченных выше изменений состава нефтей по мере их созревания сальмская нефть, как максимально катагенетически преобразованная, характеризуется следующими особенностями:

- низкими концентрациями гопанов и моретанов (см. табл. 5);
- повышенным, примерно в 4 раза, отношением концентраций триснорганов T_3 и T_m (см. табл. 5);
- пониженными концентрациями три- и тетрацикланов, при неизменном или, быть может, даже несколько повышенном соотношении первых и вторых (см. табл. 6);
- специфическим распределением три- и тетрацикланов: в них возрастает относительная роль компонентов с низкой молекулярной массой и убывает с высокой (см. табл. 6);
- пониженными концентрациями моно- и триароматических стеранов с изменением их распределения за счет относительного возрастания концентраций соединений с меньшей молекулярной массой (см. табл. 7, 8).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты настоящего исследования подтверждают вывод о том, что большая часть (свыше 85 %) нефти в Среднем Приобье Западной Сибири представляет собой продукт генерации углеводородов в уникально обогащенных органическим веществом морских черносланцевых отложениях волжского яруса верхней юры и берриасского яруса нижнего мела.

Осадки позднеюрско-раннемелового эпиконтинентального морского бассейна стали одним из крупнейших генераторов нефти на планете.

Изучение биомаркеров в нефтях чрезвычайно важно для познания их генезиса и геохимической истории, для повышения достоверности прогноза газонефтеносности.

Разумеется, изученная выборка недостаточно велика для окончательных и однозначных выводов. Исследования биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах Западной Сибири будут продолжены.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
2. *Гончаров И.В.* Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 181 с.
3. *Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Миронов Ю.К. и др.* Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. 201 с.
4. *Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др.* Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Л.: Недра, 1967. 223 с.
5. *Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А. и др.* Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1971. 86 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 118).
6. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
7. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 3–13.
8. *Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969. 335 с.
9. *Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Штильман К.А.* Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. 463 с.
10. *Палеобиофауны нефтегазоносных волжских и неокотских отложений Западно-Сибирской плиты* / Под ред. А.В. Гольберта, А.Э. Конторовича. М.: Недра, 1978. 87 с. (Тр. / СНИИГГиМС; Вып. 248).
11. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
12. *Петров Ал.А., Арефьев О.А.* Биомаркеры и геохимия процессов нефтеобразования: Обзор // Геохимия. 1990. № 45. С. 704–714.
13. *Современные методы исследования нефтей: Справочно-методическое пособие* / Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темяноко, Л.И. Хотынской. Л.: Недра, 1984. 426 с.
14. *Стасова О.Ф., Аидруевич В.Е.* Геохимические особенности нефтей баженовской свиты // Геология и геофизика. 1988. № 4. С. 22–29.
15. *Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Жеро О.Г. и др.* Прогноз крупных зон нефтегазоаккумуляции в ниже-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // Сов. геология. 1990. № 8. С. 21–26.
16. *Bailey N.I.L., Jobson A.M., Rogers M.A.* Bacterial degradation of crude oil: comparison of field and experimental data // Chem. Geol. 1973. Vol. 11. P. 203–221.
17. *Connan J.* Biodegradation of crude oils in reservoirs / Eds. J. Brooks, D.H. Welte // Advances in Petroleum Geochemistry. 1984. Vol. 1. P. 299–335.
18. *Demaison G., Moore G.T.* Anoxic environments and oil source bed genesis // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 1980. Vol. 64, N 8. P. 1179–1209.
19. *Demaison G.* The Generative Basin Concept // Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation. 1984. P. 1–15.
20. *Kontorovich A.E.* Geochemical methods for the quantitative evaluation of the petroleum potential of sedimentary basins // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem. 35. 1984. P. 79–109.
21. *Moldowan J.M.* C₃₀-steranes, novel markers for marine petroleum and sedimentary rocks // Geochim. Cosmochim. Acta. 1984. Vol. 48. P. 2167–2768.
22. *Moldowan J.M., Seifert W.K., Arnold E., Clardy J.* Structure proof and significance of stereoisomeric 28, 30-bisnorhopanes in petroleum and petroleum source rocks // Ibid. P. 1651–1661.
23. *Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.* Identification of an extended series of tricyclic terpanes in petroleum // Geochim. Cosmochim. Acta. 1983. Vol. 47. P. 1531–1534.
24. *Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.* Composition and sepositional environment of petroleum source rocks // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 1985. Vol. 69. P. 1255–1268.

25. *Moldowan J.M., Fago F.J., Lee C.Y. et al.* Sedimentary 24-*n*-propylcholestanes, molecular fossils diagnostic of marine algae // *Science*. 1990. Vol. 247. P. 309–312.
26. *Mycke B., Narjies F., Michaelic W.* Basteriohopanetetrol from chemical degradation of an oil shale kerogen // *Nature*. 1987. Vol. 326. P. 179–181.
27. *Nesterov I.I., Salmanov F.K., Kontorovich A.E. et al.* West Siberian oil and gas super-province // *Clas. Petrol. Prov. Geol. Soc. Spec. Publ.* 1990. N 50. P. 491–502.
28. *Ouirsson G.P., Albrecht P., Rohmer M.* The microbial origin of fossil fuels // *Sci. Amer.* 1984. Vol. 251. P. 44–51.
29. *Peters K.E.* Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 1986. Vol. 70. P. 318–329.
30. *Rullkötter J., Wendisch D.* Microbial alteration of 17(*H*)-hopanes in Madagascar asphalt: removal of C₁₀ methyl group and ring opening // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1982. Vol. 46. P. 1545–1553.
31. *Seifert W.K., Moldowan J.M.* The effect of biodegradation on steranes and terpanes in crude oils // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1989. Vol. 43. P. 111–126.
32. *Seifert W.K., Moldowan J.M.* Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration, and source of crude oils // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1978. Vol. 42. P. 77–95.
33. *Seifert W.K., Moldowan J.M.* Use of biological markers in petroleum exploration // *Biological Markers in the Sedimentary Record, Methods in Geochemistry and Geophysics*. 1986. Vol. 2. P. 261–290.
34. *Sundaraman P.* High performance liquid chromatography of Vanadyl porphyrins // *Anal. Chem.* 1985. Vol. 57. P. 2204–2206.
35. *Tissot B.P., Welte D.H.* *Petroleum Formation and Occurrence*. N.Y.: Springer Verlag, 1984. 699 p.



ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЯ ЗЕМЛИ¹

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ВОПРОСА

Долгое время считалось, что нефтегазоносность осадочной оболочки Земли ограничена отложениями фанерозоя. Связывалось это с представлениями о зарождении жизни на Земле только в кембрии, а также с крайне низкой вероятностью сохранения залежей нефти и газа в течение сотен миллионов и тем более миллиардов лет.

В формировании представлений о вероятной нефтегазоносности отложений докембрия Земли выдающаяся роль принадлежит советской, российской геологической науке. Еще в 1929 г. в статье “Где и как искать нефтеносные области СССР” [1] А.Д. Архангельский обратил внимание на большие перспективы нефтегазоносности карбонатных комплексов кембрия Сибирской платформы, в которых известны многочисленные нефте- и битумопроявления на склонах Анабарской и Алданской антеклиз. Согласно современным стратиграфическим схемам, эти отложения имеют в основном докембрийский, вендский возраст. Таким образом, по существу, А.Д. Архангельский еще в конце 20-х годов допускал возможность нефтегазоносности верхнего докембрия. В 1932 г. в классической работе “Учение о нефти” И.М. Губкин писал, что “скопления нефти начали образовываться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала, этот процесс имел место во все геологические эпохи, начиная с кембрийской и вплоть до нашего времени” [2, с. 314]. Сегодня ясно, что в этом утверждении все абсолютно верно, кроме уточнения “начиная с кембрийской”. Во всяком случае вполне очевидно, что уже свыше шестидесяти лет тому назад И.М. Губкин отчетливо понимал, что образование нефти – это процесс, который имеет региональный и постоянный характер и протекает безостановочно (термины “региональный”, “постоянный”, “безостановочный” использовал И.М. Губкин в [2]) с момента появления жизни на Земле. Время лишь в одном отношении уточнило этот исключительно правильный теоретический вывод И.М. Губкина: палеонтология и палеобиогеохимия второй половины XX в. показали, что жизнь на Земле начала развиваться задолго до кембрия, около 3500, по мнению Б.С. Соколова, – 4000 млн лет тому назад, и тем самым позволили установить, что процессы нефтидогенеза протекали в осадочной оболочке Земли не только в фанерозое, но и в докембрии, вероятнее всего, еще в архее.

Первые прямые упоминания о вероятной нефтеносности докембрия в Сибири имеются в ряде работ М.А. Усова, опубликованных во второй половине 30-х годов прошлого столетия. Тогда же на Алданской антеклизе под руководством

¹ Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 6–42. Соавт.: А.А. Трофимук, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Г.С. Фрадкин.

В.М. Сенюкова были получены первые притоки нефти из карбонатных отложений венда, которые в то время датировали как кембрий. Необходимость целенаправленных поисков месторождений нефти и газа в отложениях докембрия на примере Сибирской платформы впервые обосновал в первой половине 60-х годов А.А. Трофимук [3, 4]. В 1964 г. он писал: “На Сибирской платформе представляется возможным впервые на Земле обнаружить древнейшие залежи нефти в допалеозойских осадочных толщах” [4, с. 42].

Прошедшие со времени этого научного прогноза без малого четыре десятилетия были периодом интенсивного изучения геологии осадочных образований докембрия. В России наиболее крупный вклад в познание геологии докембрия внесли научные школы академиков Ю.А. Косыгина, М.А. Семихатова, А.В. Сидоренко, Б.С. Соколова, А.А. Трофимука, В.Е. Хаина [3–33].

В 70-е годы (XX в.) цикл статей, посвященных проблемам нефтегазоносности докембрия, опубликовали Н.Б. Вассоевич и другие крупные ученые МГУ им. М.В. Ломоносова (И.В. Высоцкий, Б.А. Соколов, А.Н. Гусева, Ю.И. Корчагина, Е.И. Тараненко) [34–37]. В них впервые была предпринята попытка рассмотреть на имевшемся к тому времени ограниченном материале глобальные закономерности и геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности докембрия. Н.Б. Вассоевич и его соавторы [34] сделали вывод о возможности открытия скопленных нефти и газа в докембрии, согласились с относительно высоким прогнозом нефтегазоносности рифея и венда Сибирской и Русской платформ, сформулировали некоторые общетеоретические критерии прогноза нефтегазоносности докембрия.

В начале 80-х (XX в.) годов глубокое обобщение по нефтегазоносности древних докембрийских и нижнепалеозойских осадочных толщ было выполнено А.Н. Золотовым, который всесторонне проанализировал геологическую историю и критерии прогноза нефтегазоносности Восточно-Европейской, Сибирской, а также ряда других древних платформ [38, 39]. Цикл исследований по геохимическим предпосылкам нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы выполнили Т.К. Баженова, Д.И. Дробот, А.Н. Золотов, В.А. Каширцев, С.А. Кащенко, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев, А.Н. Изосимова, Р.Н. Преснова, П.Н. Соболев, О.Ф. Стасова и др. [24, 25, 28, 29, 40–52]. Нефтематеринские формации докембрия Восточно-Европейской платформы были изучены Е.С. Ларской, С.П. Максимовым, К.Ф. Родионовой [53–55]. Позднее работы по нефтегазоносности рифея и венда Восточно-Европейской платформы проводили О.К. Баженова и др. [56], Т.В. Белоконов и др. [57, 58], Б.А. Соколов и др. [59], Д.Л. Федоров [60, 61].

Как будет показано ниже, за прошедшие с момента начала целенаправленного поиска месторождений нефти и газа в докембрии Сибирской платформы тридцать пять лет нефте- и газопроявления в докембрии открыты практически на всех древних платформах, в Евразии – на Восточно-Европейской, Северо-Китайской, Южно-Китайской, Индийской и Аравийско-Нубийской (Оман) платформам, в Австралии – в бассейнах Мак-Артур, Амadies и др., в Африке – в бассейне Вольта, в Южной Америке – в бассейне Сан-Франсиску и в других регионах. Обзоры по нефтегазоносности докембрия древних платформ, в которых были описаны и проанализированы с большей или меньшей детальностью эти результаты, публиковались неоднократно. Специальный обзор исследований российских ученых по проблеме нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы был опубликован А.А. Мейергофом [62]. В 1989 г. на XXVIII Международном геологическом конгрессе в США работал специальный симпозиум, посвященный проблеме нефтегазоносности докембрия, в 1992 г. этой же проблеме был посвящен семинар в Университете Мекквейре (Сидней) в Австралии. В 1991 г. журнал “Precambrian Research” [63] посвятил специальный выпуск проблеме протерозойской нефти.

В предисловии к выпуску М.Р. Уолтер отметил, что специалистов по поискам и разведке месторождений нефти и газа прецеденты интересуют больше, чем теория. В качестве таких прецедентов для обоснования поисков протерозойской нефти он указал на Восточную Сибирь, Китай и Оман.

В Австралии проблемы геологии и нефтегазоносности протерозоя в бассейнах Мак-Артур, Амадиес и других обстоятельно изучены специалистами Бюро минеральных ресурсов (BMR) и компании CRA [64–71]. Имеется большое количество публикаций по проблеме нефтегазоносности протерозоя Китая [72–83] и Омана [84–88]. В Индии из отложений инфракембрия (венда) нефть получена в 1991 г. в бассейне Биканер-Нагаур (Bikaner-Nagaur) [89]. В течение длительного времени издается международный журнал “Precambrian Research”.

Естественно, наибольшее внимание исследователей привлекла нефтегазоносность рифея и венда Сибирской платформы. Здесь в 1962 г. на Марковском месторождении был получен первый промышленный приток нефти из отложений венда. В настоящее время на Сибирской платформе выделена крупная Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, в пределах которой открыто 35 месторождений в отложениях рифея и венда [24, 25]. Российской геологической науке и практике в этом регионе впервые удалось доказать возможность обнаружения в верхнем протерозое крупных ресурсов нефти и газа, что позволяет рассматривать этот комплекс как серьезный объект для наращивания запасов нефти и газа на всех древних платформах [26]. Научному обоснованию поисков нефти и газа в Лено-Тунгусской провинции, описанию ее геологии и нефтегазоносности посвящена обширная литература. Наибольший вклад в изучение геологии докембрия Сибирской платформы, научное обоснование и открытие месторождений нефти и газа в докембрии этого огромного региона внесли А.А. Трофимук, В.Е. Бакин, А.Э. Конторович, М.М. Мандельбаум, Б.Л. Рыбьяков, В.В. Самсонов, В.С. Сурков, А.С. Анциферов, Т.К. Баженова, Э.А. Базанов, В.Н. Воробьев, Э.Г. Викс, Ю.Д. Горшенин, В.Ф. Горбачев, М.П. Гришин, Д.И. Дробот, В.В. Забалуев, А.Н. Золотов, А.М. Зотеев, С.А. Кащенко, С.Л. Ким, Л.Л. Кузнецов, В.Д. Козырев, А.А. Конторович, А.И. Ларичев, И.Г. Левченко, В.Д. Матвеев, К.Б. Мокшанцев, В.Д. Накоряков, Н.В. Мельников, Г.Д. Назимков, Ю.А. Притула, В.Т. Работнов, А.Ф. Сафронов, В.В. Семенович, В.Г. Сибгатулин, Л.А. Стаценко, В.С. Старосельцев, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко, В.В. Хоментовский, Г.Г. Шемин, В.Ю. Шенфиль, М.С. Якшин и др.

В настоящей работе авторы предприняли попытку систематизировать с единых позиций глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия осадочной оболочки Земли. При этом они опираются на обширный библиографический материал, более чем тридцатилетний опыт изучения проблемы нефтегазоносности докембрия Сибирской платформы, а также на собранную информацию и собственные обобщения, полученные при посещениях докембрийских бассейнов Русской платформы (Московская синеклиза, Предуральский прогиб), Китая (бассейны Тарим, Хуабей), Австралии (Мак-Артур, Амадиес, Джорджина, Аделаида), Бразилии (Сан-Франсиску) и др.

БЫЛЫЕ БИОСФЕРЫ И НАФТИДОГЕНЕЗ В АРХЕЕ И ПРОТЕРОЗОЕ

Исходные теоретические посылки для понимания процессов зарождения и эволюции нафтидогенеза в докембрии были сформулированы В.И. Вернадским [90] (ниже в ссылках на эту работу курсив принадлежит В.И. Вернадскому). Он полагал, что жизнь на Земле появилась еще в архее и утверждал: *“Количество живого вещества, по-видимому, является планетной константой со времени ар-*

хейской эпохи, т. е. за все дление геологического времени” (с. 320). “Постоянство количества живого вещества на Земле – постоянство предела его колебаний – есть эмпирический факт и необходимое следствие из всей совокупности геохимических фактов”, – подводил он итог своему анализу (с. 321). В.И. Вернадский сформулировал еще одно, не менее важное для общей теории нефтидогенеза положение: “Не только количество живого вещества, но и средний химический состав живого вещества должен быть неизменным не только в историческое, но и в геологическое время” (Там же). Комментируя это положение, В.И. Вернадский заметил, что “с геохимической точки зрения это постоянство еще более несомненно, чем постоянство количества живого вещества” (Там же).

С положением В.И. Вернадского о постоянстве пределов колебаний количества живого вещества тесно связано его допущение, что “периодические колебания и химического состава живого вещества, и его количества весьма вероятны. Мы должны усматривать в них периодические колебания физико-географических соотношений, которые связаны с явлениями, разыгрывающимися в глубинах земной коры, едва ли планеты, или с колебаниями в движении магматических очагов, которые, со своей стороны, связаны с орогеническими явлениями и ходом радиоактивных процессов” [90, с. 321].

Дальнейшее развитие науки полностью подтвердило эти положения учения В.И. Вернадского о современной и былых биосферах. Уже из этих основополагающих утверждений выдающегося естествоиспытателя следовало, что нефтидогенез как неизбежный результат превращений фоссилизированного органического вещества в стратиффере должен был получить широкое развитие еще в архее и что процесс нефтидогенеза, так же как и эволюция биосферы, должен был носить пульсационный, периодический характер. В последующие десятилетия, особенно в 50–70-е годы, эти общетеоретические соображения В.И. Вернадского получили полное подтверждение.

Проблема появления и развития жизни на Земле в течение многих десятилетий является одной из центральных в современном естествознании. Общеизвестным пионером в ее разработке и решении был А.И. Опарин. Мы коснемся здесь тех ее аспектов, которые существенны для понимания времени зарождения и эволюции нефтидогенеза в архее и протерозое.

Для ясности последующего изложения уточним ситуацию с современной стратиграфической шкалой докембрия. В настоящее время не существует единой общегеологической (хронологической, хроностратиграфической и др.) шкалы, на которую можно было бы опереться при анализе докембрийских осадочных и магматических толщ. Каждая из стран, на территории которой присутствуют в значительных количествах образования этого возраста, имеет свою шкалу с региональными подразделениями докембрия и радиометрическими рубежами этих подразделений. Попытка сопоставить эти шкалы была предпринята М.А. Семихатовым, Б.М. Келлером и Н.М. Чумаковым [10]. Это сопоставление, с учетом решений, принятых на Втором Всесоюзном совещании по общим вопросам расчленения докембрия в 1990 г. в г. Уфе для докембрия Северной Евразии (бывший СССР), а также дополненное шкалой, предложенной Международной подкомиссией по стратиграфии докембрия [12], приведено в таблице. Далее авторы в основном опираются на две последние шкалы и это сопоставление.

Достижения палеонтологии и органической геохимии в 50–70-е годы позволили воссоздать в самых общих чертах эволюцию жизни на Земле в докембрии [21–23, 91–95]. Весьма полный и глубокий анализ современного состояния проблемы содержит монография “Протерозойская биосфера. Междисциплинарное исследование”, написанная большим коллективом ведущих специалистов под ре-

Таблица

Международная (1990)			Северная Евразия (1990)				Китай (1982)	Австралия (1966, 1980)	Канада (1982)	США и Мексика (1982)																																																		
Эон	Эра	Период	Акротема	Эоно-тема	Эратема	Система																																																						
О с н о в а н и е к е м б р и я																																																												
Протерозой	Неопротерозой	Неопротерозой - III	Протерозой	Верхний Рифей	650±20	Венд V ₁	Верхний протерозой	Синий (система) Z	Верхний протерозой	Аделаида (система)	Марино ("серия") Стерт ("серия") Торрезий ("серия") Уиллаурана ("серия")	Протерозой (зон)	Хадриний (эра)	Поздний протерозой (эра)																																														
		650													800-850	1000	900																																											
		Криогений													Цзиньбайкоу (региональная система)	1000±50	1000																																											
		850													Джиксян (региональная система)	1050±50	1000																																											
		Тоний													Чанчен (региональная система)	1350±20	1400																																											
		1000													1400	1400	1400																																											
	Мезопротерозой	Стений													Протерозой	1650±50	Верхний карелий	1900±50	1950±50	Средний протерозой	Карпентарий (система)	Средний протерозой	Карпентарий (система)	Протерозой (зон)	Хеликий (эра)	Средний протерозой (эра)																																		
		1200																									1700	1400	1400																															
		Эктазий																									[Чанчен]	1700	1400																															
	1400	1800																									1850±40	1400																																
	Палеопротерозой	Калимний																									Протерозой	1650±50	Нижний карелий	1900±50	1950±50	Нижний протерозой	1800?	Нижний протерозой	1800?	Протерозой (зон)	Афебий (эра)	Ранний протерозой (эра)																						
		1600																																					1750	1750	1600																			
1800		1800	1800	1600																																																								
2500*	Орозирий	Протерозой	1650±50	Нижний карелий	1900±50	1950±50	Нижний протерозой	1800?	Нижний протерозой	1800?	Протерозой (зон)	Афебий (эра)	Ранний протерозой (эра)																																															
	2050													1750																									1750	1600																				
	Рясий													1800																									1800	1600																				
2500*	Сидерий													Протерозой																									1650±50	Нижний карелий	1900±50	1950±50	Нижний протерозой	1800?	Нижний протерозой	1800?	Протерозой (зон)	Афебий (эра)	Ранний протерозой (эра)											
	2300																																																	1750	1750	1600								
	2500														1800	1800	1600																																											
Архей	Верхний														Протерозой	1650±50	Нижний карелий	1900±50	1950±50	Нижний протерозой	1800?	Нижний протерозой	1800?	Протерозой (зон)	Афебий (эра)	Ранний протерозой (эра)																																		
																																																		3150±50	Протерозой	1650±50	Нижний карелий	1900±50	1950±50	Нижний протерозой	1800?	Нижний протерозой	1800?	Протерозой (зон)
Нижний	Протерозой																																																											

* Возраст в млн лет.

дакцией Дж.В. Шопфа и К.Клейна и изданная в 1992 г. [95]. Анализ распределения некарбонатных углеродистых образований в первично-осадочных породах докембрия, их изотопный и индивидуальный углеводородный состав позволяют рассматривать эти углеродистые образования как продукты фоссилизации первичного живого вещества. Такие наиболее древние углеродистые соединения установлены в отложениях серии Онвервахт системы Свазиленд в Родезийско-Трансваальском кратоне в Южной Африке (<3600 млн лет) [96, 97].

Естественным может быть опасение, не являются ли углеводороды, зафиксированные в древнейших метаосадочных породах, аллохтонными, занесенными с остатками современного живого вещества. Анализ опубликованных аналитических материалов позволяет ответить на этот вопрос отрицательно. Во-первых, для занесенных углеводородов современного наземного живого вещества были бы характерны преобладание нечетных *n*-алканов над четными, более высокая концентрация ациклических изопренанов и значения отношения пристан/фитан много больше единицы. Во-вторых, для аллохтонных углеводородов такой природы были бы характерны большие концентрации и большее разнообразие циклических изопренанов (стераны, гопаны, три- и тетрациклические терпаны и др.). Наконец, в-третьих, современные биоуглеводороды наземного живого вещества и их полимерлипидные производные – керогены были бы беднее изотопом ¹²C. Ничего этого в изученных следах углеводородов в архейских углеродистых породах нет.

После сделанных оговорок методического плана в части чистоты натуральных наблюдений продолжим краткий обзор биогеохимических следов древнейшей жизни на Земле. В сланцах серии Фиг-Три системы Свазиленд на Родезийско-Трансваальском кратоне, возраст которых определен как 3290 млн лет, установлены не только биогеохимические следы древнейшей жизни, но и найдены остатки окаменелостей древних бактерий и водорослей микроскопических размеров [97]. Важно подчеркнуть, что в органическом веществе сланцев серии Фиг-Три помимо соединений с углеводородистой структурой, типичной для растворимых в органических растворителях компонентов живого вещества – липидов и липоидов (*n*-алканы, ациклические изопреноиды), установлен такой характерный для современных и ископаемых микроорганизмов и растений биополимер, как спорополленин [19]. Заметим сразу же, что понятия “липиды” и “липоиды” мы понимаем так, как они определены в современной биогеохимии Н.Б. Вассоевичем, А.Н. Гусевой, И.Е. Лейфманом [98, 99]. В более молодых отложениях количество находок подобных окаменелостей, которые можно интерпретировать как следы древнейшей жизни, и их разнообразие значительно больше [19, 23, 95].

К воссозданию главных особенностей живого вещества Земли в докембрии можно подойти с точки зрения его биологического разнообразия, химии и массы (биологической продуктивности). На первый вопрос дает ответ палеонтология, на два последних – органическая химия. Совокупность палеонтологических и палеобиогеохимических данных позволили Б.С. Соколову утверждать, что “...4 или 3,5 млрд лет тому назад на Земле существовали фотосинтезирующие организмы, усваивающие неорганические вещества (автотрофы). Вероятно, еще раньше могли возникнуть первичные гетеротрофы, питающиеся органическими веществами абиогенного происхождения” [23, с. 112]. На рис. 1 показана схема развития органического мира, согласно которой уже в раннем архее началось развитие простейших организмов – прокариотов, еще не имевших обособленного ядра, но обладавших способностью к размножению и достаточно развитой системой обмена веществ, включая фотосинтез. При этом две параллельно развивавшиеся ветви жизни (бактерии и цианобиты – синезеленые водоросли) эволюционировали совершенно независимо и, вероятно, имеют разных предшественников [23].

являются важными структурными элементами хлорофиллов, а процесс фотосинтеза сопровождается фракционированием изотопов углерода и селективным накоплением в живом веществе легкого изотопа углерода (^{12}C). М. Шидловски и др. установили также фотосинтетическую природу некоторых карбонатов из метасадочных пород нижнего архея Гренландии [102].

Выше уже был отмечен факт обнаружения в углеродистом веществе архейских метасадочных пород *n*-алканов и ациклических изопренанов. Особый интерес представляют образования формации Соуден на Канадском щите, в которых наряду с *n*-алканами и ациклическими изопренанами установлены следы тетрациклических насыщенных углеводородов-стеранов [95]. Таким образом, судя по наличию в составе битумоидов древнейших пород этих гомологических рядов углеводородов, а также остатков хлорофиллов, уже в архее сформировался состав липидов и липоидов, характерный для современных организмов.

Огромный опыт органической геохимии последних десятилетий позволяет считать, что возможность нахождения в архейских высокометаморфизованных первично-осадочных породах стеранов, ациклических изопренанов и даже *n*-алканов следует считать скорее исключением, чем правилом. В основной своей массе эти биогеохимические “улики” ранней жизни уничтожены последующим метаморфизмом пород. В существенно более молодых протерозойских и даже фанерозойских углеродистых породах эти соединения очень часто отсутствуют на больших глубинах и в зонах интенсивного механокатагенеза и метаморфизма, так как разрушаются при высоких температурах и давлениях [103, 104]. Это дает полное основание предполагать, что первоначальное содержание углеводородов, наследующих углеродный скелет, стереохимию липидов и липоидов живого вещества (биохемофоссилий или биологических меток) и их состав, были значительно разнообразнее и мало чем отличались от липидов и липоидов живого вещества фанерозоя, включая современное живое вещество. В отношении протерозоя мы еще вернемся к обсуждению этого утверждения.

Отмеченные выше факты имеют прямое отношение к теории нефтидогенеза. Как известно, главным источником нефти в осадочной оболочке Земли является не вся масса фоссилизованного органического вещества, а ее преимущественно липидная и липоидная части [99, 105–107]. Роль липидов и липоидов в массе живого вещества надцарства доядерных организмов-прокариотов значительно выше, чем в возникшем на более поздних стадиях эволюции жизни надцарств ядерных организмов-эукариотов, особенно в организмах подцарств многоклеточных животных и высших растений. Это обстоятельство делало начальный нефтегенерационный потенциал органического вещества в архее значительно более высоким, чем в более молодых верхнепалеозойских и мезозойско-кайнозойских отложениях. Можно предполагать, что в пределах архейских кратонов генерировались и накапливались значительные массы нефти. Как известно, конец архея ознаменовался интенсивной складчатостью, гранитным магматизмом и связанным с ними метаморфизмом, которые уничтожили месторождения нефти и газа и привели к метаморфизму многих концентрированных накоплений аквауглеродистого протокариотогенного органического вещества до стадии графита [100, 101]. Частично графитизации подверглись и скопления нефтидов. В отложениях протерозоя, как будет показано ниже, примеры таких метаморфизованных до графита и антракосолита скоплений нефтидов геологически документированы.

В отложениях нижнего протерозоя (<2,6 млрд лет) доказательства развития жизни и накопления высокоуглеродистых пород развиты значительно шире, чем в архее [19, 21, 22, 95]. Резко увеличилось разнообразие организмов. К наиболее ярким их проявлениям относятся ферробактерии, продукты деятельности которых сохранились в виде уникальных месторождений железных руд практически

на всех древних кратонах, и синезеленые водоросли, деятельность которых привела к формированию мощных карбонатных толщ, сложенных строматолитами и микрофитолитами. По окаменелостям задокументировано появление у бактерий и одноклеточных водорослей в протерозое способности создавать колонии, сообщества одноклеточных организмов. В конце нижнего протерозоя, видимо, появились первые грибы. В отложениях нижнего протерозоя на всех кратонах известны уникальные скопления аквауглеродистого, прокариотогенного органического вещества. Среди них обычно упоминают пласты графита в Южной Гренландии, графитовые гнейсы серии Кейв на Кольском полуострове, графиты и графитосодержащие гнейсы Приазовского кристаллического массива, шунгитсодержащие сланцы Карелии и др. [19, 101]. Масса сосредоточенного в этих скоплениях графита прокариотогенного углеродистого вещества огромна [10]. На их полимер-липидную прокариотогенную природу указывает изотопный состав углерода: от -30 до -34 ‰ [95].

Давно известно, что в докембрийском органическом веществе, наряду с изотопно-легким углеродом, встречен сравнительно изотопно-тяжелый углерод ($\delta^{13}\text{C} < -15...-20$ ‰) [19]. Замечено, что подобные скопления углеродистого вещества характерны для высокометаморфизованных карбонатсодержащих толщ. Предполагается, что при метаморфизме происходит изотопный обмен углерода в карбонатах и графитизированном углеродистом веществе, и за счет этого эффекта углерод графита обедняется изотопом ^{12}C .

В шунгитах Карелии (2,0–2,2 млрд лет) установлен широкий спектр биомаркеров: *n*-алканы, ациклические изопренаны и монометилалканы, следы стеранов [101]. Определено, что отношение пристан/фитан в них равно 1,42, а нормальные алканы несколько преобладают над изопренанами: отношение *n*-C₁₇/Pг равно 1,22 и *n*-C₁₈/Ph – 1,20. Крайне важно, что наряду с обычными для битумоидов и нефтей гомологическими рядами 2- и 3-монометилалканов в шунгитах идентифицирован в значительных концентрациях ряд 5-монометилалканов. Б. Микке, В. Мичелс и Е.Т. Дейгенс [108] считают, что органическое вещество шунгитов имеет преимущественно бактериогенную природу.

Массы и высокие концентрации прокариотогенного органического вещества, которое было захоронено в отложениях нижнего протерозоя, дали начало исключительно интенсивному проявлению процессов генерации нефти и углеводородных газов. Это позволило Н.В. Лопатину назвать докембрий временем нефти и горючих сланцев [101]. Одним из ярких проявлений нижнепротерозойских нефтидов являются так называемые шунгиты I – антраксолиты, образующие мелкие скопления в пустотах и трещинах пород [Там же]. Нафтидная природа этих включений еще в 40-е годы была установлена В.А. Успенским [106].

Рифей (поздний докембрий, поздний протерозой, <1600 млн лет) знаменует начало нового этапа в развитии жизни и нафтидогенеза в истории Земли. Для этого этапа в истории Земли характерно дальнейшее бурное развитие строматолитов и микрофитолитов, а также качественный скачок в эволюции живого вещества – появление первых эукариот [22, 95]. Мощные и обогащенные аквагенным органическим веществом осадочные толщи рифея широко известны в Австралии (формация Велкери и др.), Китае (свиты Хуншуйчуан, Телин, Сямалин и др.), Восточной Сибири (шунтарская свита Енисейского кряжа, мадринская толща Байкитской антеклизы и др.). Для органического вещества всех этих формаций характерно повышенное содержание изотопа ^{12}C ($\delta^{13}\text{C} < -32...-34$ ‰). С точки зрения реконструкции палеобиогеохимии живого вещества рифея наибольший интерес представляют обогащенные аквагенным органическим веществом осадочные толщи бассейна Мак-Артур в Австралии и бассейна Хуабей в Китае. В них

органическое вещество находится на стадии метагенеза, и поэтому состав углеводородов-биомаркеров отражает более адекватно, чем в других районах, состав липидов и липоидов живого вещества рифея. Важно подчеркнуть, что органическое вещество этого возраста содержит в составе битумоидов весь спектр углеводородов-биомаркеров: *n*-алканы, ациклические изопренаны, стераны, гопапы: три- и тетрациклические терпаны. При этом в свите Телин, например, отношение пристан/фитан варьирует от 0,5 до 1,1, Pr/C₁₇ от 0,40 до 0,95 и Ph/C₁₈ от 0,55 до 1,10, среди стеранов преобладают C₂₇, иногда C₂₉, в минимальных концентрациях всегда находится C₂₈ (отношение 5αC₂₈/5αC₂₉ равно 0,6–0,7). Кероген имеет изотопный состав углерода –31...–32 ‰.

В венде (675–570 млн лет) широко развиты многоклеточные водоросли, микрофитопланктон, впервые в больших популяциях появились представители подцарства многоклеточных животных [22]. Состав углеводородов-биомаркеров в аквауглеродистых осадочных породах венда лучше всего изучен на примере формации Хакф (венд) Аравийско-Нубийского кратона (Оман) [84, 88, 109]. Для них, как и для обогащенных органическим веществом метасадочных пород архея и нижнего протерозоя, характерно высокое содержание изотопа ¹²C (δ¹³C < –34,5...–35,5 ‰). Отношение пристан/фитан в битумоидах варьирует от 0,6 до 1,0. Концентрации изопренанов относительно *n*-алканов достаточно высоки, отношения Pr/*n*-C₁₇ и Ph/*n*-C₁₈ равны 0,3–0,6 и 0,3–1,2 соответственно. В составе стеранов C₂₇–C₂₉ преобладают этилхолестаны C₂₉, концентрация которых равна 60–67 % от суммы стеранов C₂₇–C₂₉.

Важной биогеохимической “уликой” близости состава липоидов докембрийского (вендского) живого вещества является обнаружение в них углеводородов гомологического ряда гопана, в том числе со стереохимией, точно отвечающей живому веществу (биогопаны) [52]. Как известно, гопановые углеводороды образуются из молекул спиртов с гопановой структурой, которые, наряду с фосфолипидами, участвуют в строении мембран прокариотов. Обычно живые клетки синтезируют гопановые спирты типа бактериогопантетролла с конфигурацией 17β(*H*), 21β(*H*), 22*R*. Символами здесь, как обычно [103], показана пространственная ориентация атомов водорода у 17- и 21-го атомов углерода и радикала *R* у хирального центра C₂₂. Спирты со структурой 17β(*H*), 21β(*H*), 22*R* в диагенезе теряют гидроксильные группы, трансформируясь в углеводороды с аналогичной стереохимией (биогопаны). Они термодинамически весьма неустойчивы и в катагенезе “биогопаны” трансформируются в “геогопаны” с наиболее распространенными конфигурациями 17α(*H*), 21β(*H*), 22*R* и 22*S*. В значительно меньших количествах образуются моретаны 17β(*H*), 21α(*H*) [103, 104]. В вендских отложениях хатыспытской свиты на северо-востоке Сибирской платформы впервые установлено наличие в столь древних породах, не претерпевших глубоких катагенетических преобразований, биогопана [52]. В этих же отложениях идентифицированы *n*-алканы, ациклические изопренаны. В одном из образцов в высоких концентрациях присутствует гаммацеран, генезис которого обычно связывают с водорослями в бассейнах с повышенной соленостью вод.

На Сибирской платформе, в бассейнах Омана и Индии, а также на Восточно-Европейской платформе наблюдается четкая корреляция изотопного и биомаркерного состава нефтей и органического вещества [48–50, 56, 84, 88, 89, 103, 109–112].

Таким образом, с точки зрения существования биологической продуктивности и химического состава биосферы на Земле практически с самого начала ее геологической истории, на протяжении примерно 4 млрд лет происходила генерация нефти и газа как продуктов литогенеза углеродсодержащих осадочных пород.

Главным источником нефти в осадочной оболочке Земли на протяжении архея, протерозоя и фанерозоя были липидные и липоидные компоненты органического вещества и образованные из них на стадиях диагенеза и протокатагенеза полимерлипидные комплексы керогена [93, 105–107].

Выше мы отмечали, что В.И. Вернадский выделял в качестве важной особенности былых и современной биосфер постоянство среднего химического состава живого вещества. Как известно из биохимии, живое вещество строит себя предельно избирательно, из крайне ограниченного числа, всего из тридцати простейших биомолекул, которые выступают в качестве “строительных блоков” макромолекул живого вещества. Система первичных биомолекул живого вещества включает 20 аминокислот, 5 азотистых оснований ароматической структуры, жирную кислоту, 2 сахара, трехатомный спирт – глицерин и азотсодержащий спирт – холин [112]. Из вышеизложенного следует, что 3500 млн лет тому назад живое вещество клеток прокариотов уже обладало важнейшими особенностями, отделяющими живое от неживого: способностью к точному воспроизведению самого себя, способностью извлекать из окружающей среды и преобразовывать вещество и энергию (фотосинтез). Это дает основание предполагать, что все или почти все упомянутые выше простейшие биомолекулы, выступающие в качестве первичных “строительных блоков” живого вещества, входили в состав клеток архейских и протерозойских прокариотов. Однако в посмертной истории живого вещества (седиментогенез, диагенез, катагенез) большинство из этих молекул оказывается неустойчивым и подвергается деструкции либо полимеризации в составе керогена. Исключением являются липиды и липоиды, степень фоссилизации которых относительно высока и которые наследуют не только углеродный скелет простейших биомолекул, но и в значительной части их стереохимию [103, 106]. Таким образом, в части липидно-липоидной фракции живого вещества предвидение В.И. Вернадского о постоянстве химического состава живого вещества в геологической истории Земли полностью подтверждается. Видимо, можно сформулировать и более жесткий закон функционирования биосферы в истории Земли: *средний химический состав, а в части липидов и липоидов и набор простейших молекул – исходных “строительных блоков”, их углеродный скелет и стереохимия в течение всей геологической истории оставались постоянными*. В части остальных простейших молекул, из которых строит себя живое вещество, такая информация отсутствует и для них постоянство состава живого вещества на молекулярном уровне можно только предполагать.

Возникают два вопроса. Первый – обладало ли живое вещество докембрия какой-либо спецификой химического состава? Второй – менялся ли и, если менялся, то как, химический состав живого вещества в ходе биологической эволюции?

Некоторые сведения о специфичности химии живого вещества в докембрии имеются. Укажем на два таких достаточно твердо установленных факта.

Первый факт. В нефтях фанерозоя, образовавшихся за счет фитопланктона и прокариотов (бактерии, цианобактерии) в морских обстановках (“морские нефти”), в составе стеранов обычно преобладают C_{27} , реже C_{28} . Этилхолестаны C_{29} находятся в примерно той же, но меньшей концентрации. В нефтях, источником которых является высшая наземная растительность, озерные водоросли и планктон (“неморские нефти”), картина иная: в них в составе стеранов доминируют этилхолестаны (C_{29}). В докембрии нефти неморского генотипа образовываться не могли, жизнь еще не вышла на сушу. Но в морских нефтях докембрия в составе стеранов почти всегда существенно доминируют (60–70 %) этилхолестаны [103, 104]. Следует, однако, заметить, что в последнее время появились нефти, которые можно рассматривать как исключение из этого правила. Это нефть из отложений позднего докембрия бассейна Мак-Артур и некоторые нефти и нефтематеринские породы протерозоя бассейна Хуабей в Китае.

Второй факт. В составе моноразветвленных алканов нефтей обычно преобладают 2- и 3-метилалканы, т. е. монометилалканы, у которых метильное ответвление находится возле второго или третьего атома неразветвленной цепи молекул. В докембрийских нефтях довольно часто, но не всегда, встречаются монометилалканы, у которых метильное ответвление находится возле атомов C_{12} и C_{13} , в средней части неразветвленной цепи [103].

Оба эти факта показывают, что липиды прокариотов докембрия, по крайней мере в некоторых экологических нишах, несколько отличались от современных.

Можно предполагать и второе отличие живого вещества докембрия по сравнению с современным. Известно, что в клетках современных бактерий содержится 4500–6000 различных органических соединений, из которых около 3000 – белки и около 1000 – нуклеиновые кислоты. В клетках млекопитающих содержится 3–5 млн разных биосоединений, причем все они сугубо индивидуальны для каждого вида. Из приведенного примера следует, что биологическая эволюция должна была вести к прогрессивному росту количества различных биомолекул при постоянстве набора строительных блоков и принципов их строения. По новейшим оценкам все виды организмов и растений современного живого вещества Земли содержат 10^{10} – 10^{12} белков и 10^{10} нуклеиновых кислот. Выше мы также уже отмечали, что в ходе биологической эволюции с усложнением организмов относительная и абсолютная роль липидов в общей массе живого вещества, при условии постоянства этой массы, должна была уменьшаться.

Завершая анализ биогеохимических предпосылок нефтегазоносности архея и протерозоя, заметим, что при бесспорной эволюции живого вещества и усложнении его химии в течение докембрийского времени, биохимические предшественники нефти в его составе, а значит, и сам состав нефти в течение 3,5 млрд лет менялись мало.

РАЗВИТИЕ СТРУКТУРЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ОСАДОЧНЫЕ БАССЕЙНЫ В ДОКЕМБРИИ

Современные представления о геологическом развитии Земли в докембрии рассмотрены в обширной литературе. Огромное количество опубликованных работ и картографических документов посвящено региональной тектонике докембрия.

В аспекте нефтегазоносности наибольший интерес представляют докембрийские нескладчатые комплексы. Они, как правило, очень слабо или совсем неметаморфизованы и имеют структурные, литологические и другие параметры, достаточно близкие таковым фанерозойских осадочных бассейнов. Следовательно, эти комплексы, так же как и фанерозойские образования, при наличии благоприятных геологических факторов следует рассматривать как перспективные для поисков месторождений нефти и газа. При этом, как известно, ограничения для сохранения сингенетичных скоплений нефти и газа по уровню катагенетической преобразованности пород и органического вещества очень жесткие, и сравнительно мягкий термобарический режим с точки зрения классической теории метаморфизма может привести к полной деструкции скоплений углеводородов. Не случайно для определения превращений осадочных пород и рассеянного в них органического вещества под действием повышенных температур и давлений, при которых еще возможно сохранение сингенетичных скоплений углеводородов, в последние десятилетия используется не термин “метаморфизм”, а термин “катагенез”. Этот термин, предложенный выдающимся российским геохимиком А.Е. Ферсманом [114], благодаря циклу работ Н.Б. Вассоевича [115, 116] в последнюю четверть века широко используется не только в российской, но и в зарубежной литературе [93]. Наряду с катагенезом и метаморфизмом разрушение ранее

сформировавшихся скоплений углеводородов могло быть вызвано вертикальной миграцией за счет диффузии, перетоков углеводородов, эрозии вышележащих отложений, биодеградаци и гипергенеза нефтей и т. д.

Оставляя в стороне вопрос о вероятности и масштабах сохранности докембрийских скоплений углеводородов, сосредоточим в настоящем разделе внимание на тектонических предпосылках первоначальной нефтегазоносности докембрия. Источником нефти в докембрии должны были быть нескладчатые осадочные комплексы.

В связи с последующим изложением уточним некоторые терминологические вопросы. В настоящей работе используется термин “кратон” для определения стабильных областей (континентов) прошлых эпох в истории Земли. Авторы вслед за Г. Штилле, А.Н. Мазаровичем, Ю.А. Косыгиным, Ч.Б. Борукаевым придают этому понятию палеотектонический смысл. Границы кратонов не оставались неизменными в геологической истории. Говоря о платформах, мы будем иметь в виду древние платформы в их современных границах, т. е. использовать этот термин как статический. Термин “протоплатформа” можно рассматривать как синоним понятия “кратон” для дорифейских жестких массивов (континентов) [32, 33].

Выше было показано, что биологическая и биохимическая эволюция живого вещества в докембрии протекала крайне медленно и с этой точки зрения вряд ли имели место существенные изменения в механизмах нефтидогенеза. Вместе с тем нефтидогенез в докембрии отличался рядом особенностей, которые были предопределены геологической историей Земли в этот период времени.

Важно подчеркнуть две такие особенности. Первая – это значительно более интенсивный, чем в фанерозое, тепловой поток, что создавало благоприятные условия для нефтегазообразования даже при небольших мощностях осадочных образований и существенно меняло пространственное положение в разрезах осадочных бассейнов областей локализации зон интенсивного нефте- и газообразования. Вторая – это специфика и типы осадочных бассейнов в архее и протерозое.

На архейском и протерозойском этапах геологической истории Земли имеется ряд крупнейших рубежей (глобальных событий), коренным образом повлиявших на генетическую природу, многообразие типов, области локализации и нефтегенерационный потенциал осадочных бассейнов. Анализ этой проблемы находится на самых начальных стадиях и представляет несомненный интерес для понимания эволюции нефтидогенеза на докембрийских этапах истории Земли.

В отложениях архея наиболее изучен верхнеархейский тектонический этаж, сложенный двумя комплексами: гранитогнейсовым и зеленокаменным, которые латерально замещают друг друга в пределах многих щитов древних платформ [5–8, 31–33, 117–124]. Еще совсем недавно считалось, что зеленокаменные пояса совместно с их глубокометаморфизованными гомологами (гранитогнейсовым комплексом) являются наиболее древними на Земле [125, 126]. Все образования, которые сейчас на разных континентах относятся к нижнему архею, исключительно высоко метаморфизованы и не представляют абсолютно никакого интереса с позиций вероятной сингенетичной нефтегазоносности.

С точки зрения возможности сохранения реликтов нефтегазоносности некоторый, чисто теоретический, интерес представляют зеленокаменные комплексы верхнего архея, главным образом тем, что среди них иногда присутствуют глубоко катагенетически преобразованные, но неметаморфизованные и чаще слабометаморфизованные осадочные и магматические образования. Эти толщи сохранили главные первичные текстурно-структурные и другие параметры, на основании анализа которых можно со значительной вероятностью реконструировать палеогеологические, климатические, гидрологические, биологические и другие параметры обстановок их накопления и, опираясь на эти данные, оценить вероятные масштабы нефтидогенеза в позднем архею [14, 15, 19].

Максимальная стратиграфическая мощность сохранившихся разрезов зеленокаменных поясов оценивается в 30–32 км [120, 122, 133]. Обращает на себя внимание широкое развитие в зеленокаменных поясах магматических образований. По оценкам в некоторых районах магматические породы составляют от 20 до 85 % [121, 134, 135].

В тех поясах, где преобладают осадочные образования, главными типами отложений являются турбидиты и железистые кварциты. Значительную роль, особенно как конечные дистальные фации турбидитов, играют углеродистые сланцы. Резко подчиненно развиты карбонатные и зрелые терригенные (мономиктовые, олигомиктовые) отложения. Заслуживает внимания то обстоятельство, что во многих хорошо изученных районах доказан латеральный фациальный переход турбидитов непосредственно в континентальные (иногда даже дюнные) отложения [127–132] и далее в преобладающе магматические.

Уже более десяти лет тому назад Ч.Б. Борукаев отметил, что еще в конце раннего архея могли появиться первые в истории Земли континенты. Он вполне обоснованно утверждал, что они несомненно существовали со второй половины раннего протерозоя [118]. Архейские континенты, вероятнее всего, представляли собой вулканические суши с крутыми обрывистыми берегами с отсутствующим или очень узким шельфом, резко сменяющимся континентальным склоном. О размерах архейских океанов судить трудно. Имеются работы, в которых утверждается, что океан с островными сушами (архипелаги, цепочки, дуги, отдельные острова) покрывал всю поверхность Земли того времени.

Позднее В.Е. Хаин и Н.А. Божко пришли к выводу, что в конце архея впервые произошла аккреция появившихся ранее континентов и они соединились в единый суперконтинент (Пангею 0) [31–33].

Образование Пангеи 0 – главная предпосылка для формирования нового тектонического этажа – нижнепротерозойского. Изученность геодинамики, палеогеографии и других специфических особенностей геологии раннепротерозойской эпохи крайне низка. Наиболее крупные площади с прекрасно сохранившимися комплексами нижнего протерозоя известны в Западной Австралии, Южной Африке, на Балтийском щите, но особенно обширны на Канадском щите [97, 122, 138–140].

Фундаментальным событием раннепротерозойской тектонической эпохи стало появление в геологической структуре Земли протоплатформ с сохранившимися на них местами нескладчатыми комплексами. Судя по Северо-Американской платформе, структуры этого тектонического этажа, образованные подвижно-складчатыми поясами и кратонами, выходили далеко за пределы рифейско-палеозойских щитов древних платформ.

Это позволяет предполагать, что уже в нижнем протерозое достаточно отчетливо проявились основные механизмы геодинамики, которые характерны и хорошо изучены на примере неогей [33]. В качестве несомненного факта многие исследователи отмечают наличие океанов, по своим характеристикам близких к современным. При этом существует мнение, что они имели сравнительно небольшие размеры [33, 120, 121].

Наличие кратонов и крупных водных акваторий (океанов) обусловило резкое расширение шельфовых и мелководно-морских зон и накопление в их пределах зрелых терригенных и карбонатных комплексов значительной мощности. Такие комплексы сохранились по периферии почти всех протоплатформ, а также в разрезах плиты Калахари, отложения которой, по-видимому, формировались в интракратонном бассейне [97].

Таким образом, в раннем протерозое впервые появились осадочные бассейны, которые стали прообразом основных платформенных осадочных бассейнов рифейско-палеозойского этапа геологической истории Земли: перикратонных, ав-

лакогенных и др. Их специфическая черта по сравнению с бассейнами неогена – ограниченные размеры, что предопределялось малыми размерами самих кратонов.

В конце раннего протерозоя произошла новая аккреция всех складчатых масс в суперконтинент (Пангею I) [31–33], который характеризовался высоким стоянием. В ходе эволюции на его территории первоначально образовались обширные плоские бассейны с континентальным и мелководно-морским режимами осадконакопления. Только по периферии Пангеи I формировались бассейны типа пассивных окраин [6–9, 31, 95, 117, 121, 122, 143]. Уже к концу раннего рифея на территории Пангеи I начала закладываться сеть разломов, определившая системы рифтов и авлакогенов, которые получили наибольшее развитие в среднем и позднем рифее. Бассейны такого типа преобладали на территории всех кратонов и их будущих периферий. В конце среднего или в начале позднего рифея некоторые рифты или авлакогены развились в зоны спрединга. Примерами таких зон могут служить Исаковская зона Енисейского кряжа, Байкало-Муйский пояс в обрамлении Сибирского кратона [148]. На других материках такие зоны оформились позднее: в конце позднего докембрия и в раннем палеозое.

Существовавшие на первых этапах развития Пангеи I осадочные бассейны на деструктивной стадии усложнились по строению, стали более глубокими, появились новые типы бассейнов – форландовые, пассивных окраин, сдвиговые – со специфическим для каждого из них режимом осадконакопления. Все эти бассейны, как показывает анализ выполняющих их формаций, были благоприятны для формирования высокоуглеродистых толщ с высоким начальным генерационным потенциалом, резервуаров и флюидоупоров. В них интенсивно протекали процессы генерации и аккумуляции углеводородов. Суперконтинент Пангея I окончательно распался в течение венда и раннего кембрия. Одним из результатов этого распада стало формирование новых океанов, в частности Палеоазиатского [137, 142, 144, 145, 147, 148]. На мелководном шельфе и пассивных континентальных окраинах этого океана сформировались основные нефтепроизводящие комплексы, определившие образование серии гигантских и крупных месторождений углеводородов в центральных и южных районах Сибирской платформы.

В результате деструкции Пангеи I к началу венда обособились основные крупные кратоны: Северо-Американский, Восточно-Европейский, Сибирский (Восточно-Азиатский), Сино-Корейский, Австралийский, Африканский, Аравийско-Нубийский, Южно-Американский, Индостанский и ряд более мелких – Центрально-Казахстанский, Таримский и др. (рис. 2).

Уже в рифее на периферии таких кратонов начали закладываться перикратонные прогибы, превратившиеся позднее в пассивные и активные окраины. Например, контуры Сибирского кратона очерчиваются развитием островодужных серий и офиолитовых сутур на Таймыре, Исаковской зоной Енисейского кряжа, Центрально-Саянским сдвигом, Байкало-Муйской офиолитовой зоной, Монголо-Охотским поясом, Колымской петлей [146]. Сходным образом оформились окраины и других кратонов.

В пределах этих кратонов в рифее развивались преимущественно троговые бассейны (грабены, рифты, авлакогены), реже бассейны типа синеклиз, а по периферии – перикратонные системы.

Начиная с венда, а в отдельных регионах, возможно, и несколько ранее, кратоны Лавразии, отделившейся от Пангеи I, были перекрыты сплошным чехлом осадочных образований. Наиболее широко и полно такой чехол развит на Сино-Корейском и Сибирском кратонах. Здесь синийские и вендские отложения и их аналоги перекрывают большую часть площади кратонов. Меньшие площади занимают вендские отложения на Восточно-Европейском кратоне, где они в виде полосы протягиваются с юго-запада из Прикарпатья на северо-восток, в сторону Московской синеклизы. И только в Приуральской зоне эта полоса резко расши-

руется. Северо-Американский кратон начал перекрываться чехлом только в кембрии, вендские образования практически продолжают рифейскую структуру и сохранились на очень ограниченных площадях.

На материках Гондваны чехольные образования сохранились только по ее периферии: Восточная Австралия, Северо-Западная Индия, Северо-Западная Африка, Аравийский полуостров, Южная Америка. На остальной части материков и, в частности в Африке, чехольные образования венда практически отсутствуют.

Таким образом, в структуре осадочных чехлов кратонов, образовавшихся в результате распада Пангеи I, в глобальном плане выделяются два этажа – рифейский и вендско-палеозойский с существенно отличающимися системами бассейнов. В нижнем, рифейском этаже развиты главным образом бассейны трогового, реже синеклизного и перикратонного типов, а в верхнем преобладают интракратонные, преимущественно мелководные бассейны.

Проведенный анализ позволяет прийти к выводу, что с момента появления жизни на Земле в течение архея и протерозоя главная линия в эволюции нефтидогенеза была связана с эволюцией земной коры, появлением новых типов осадочных бассейнов на сформировавшихся кратонах и на их окраинах и освоением живым веществом этих новых экологических ниш. Значит, в течение более чем трех миллиардов лет с момента появления на Земле жизни и начала его естественного следствия – нефтидогенеза – главным фактором в эволюции нефтидогенеза были геодинамические процессы. К началу фанерозоя этот процесс в основном завершился. Выходя за рамки настоящей работы, отметим, что в фанерозое, с точ-

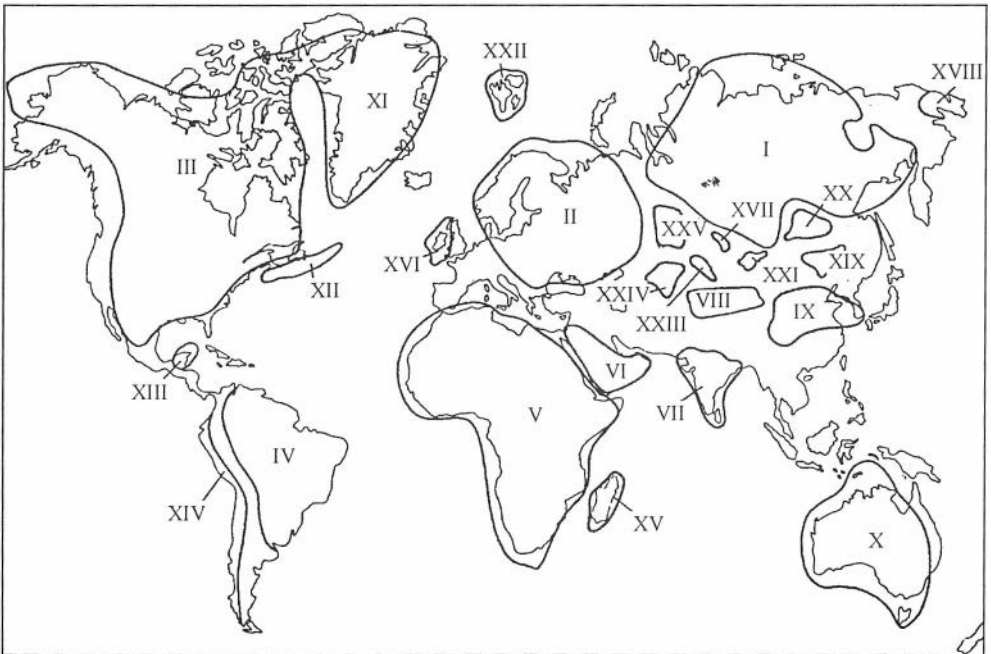


Рис. 2. Схема расположения основных кратонов мира:

I – Сибирский (Восточно-Азиатский), II – Восточно-Европейский, III – Северо-Американский, IV – Южно-Американский, V – Африканский, VI – Аравийско-Нубийский, VII – Индостанский, VIII – Таримский, IX – Сино-Корейский, X – Австралийский, XI – Гренландский, XII – Авалонский, XIII – Юкатанский, XIV – Прибрежный, XV – Мадагаскарский, XVI – Шотландский, XVII – Шпицбергенский, XVIII – Чукотский, XIX – Буреинский, XX – Баргузинский, XXI – Сангиленский, XXII – Томский, XXIII – Алтае-Монгольский, XXIV – Центрально-Казахстанский, XXV – Тобольский.

ки зрения теории нефтидогенеза, важнейшим событием, предопределившим новый этап в его эволюции, был выход жизни на сушу, что привело к формированию огромного и разнообразного спектра новых экологических ниш, новых типов нефтематеринских пород, нового по ряду важнейших черт биохимии типа живого вещества – высшей наземной растительности [149]. Это привело к формированию новых генотипов нефтей и природных углеводородных газов [150]. Отсюда следует, что на фанерозойском этапе истории Земли важнейшие особенности эволюции нефтидогенеза были предопределены эволюцией живого вещества, т. е. факторами биологическими.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ ПОЗДНЕГО ДОКЕМБРИЯ

Осадочные бассейны с доказанной либо предполагаемой нефтегазоносностью в отложениях позднего докембрия известны на всех древних платформах. Интерес к поискам месторождений нефти и газа в отложениях протерозоя проявляют во многих странах мира. В настоящей статье на основании материалов авторов и литературных данных составлена схематическая карта докембрийских осадочных бассейнов, перспективных для поисков скоплений нефти и газа (рис. 3).

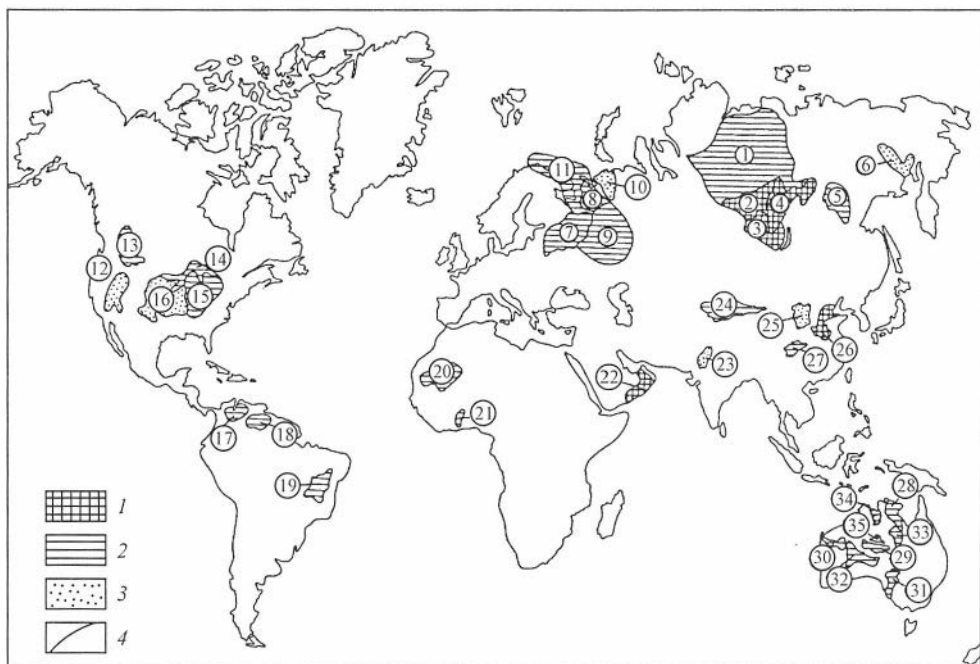


Рис. 3. Схема размещения основных верхнепротерозойских нефтегазоносных бассейнов мира:

1 – с доказанной промышленной нефтегазоносностью, 2 – с нефте- и газопроявлениями, 3 – с вероятной нефтегазоносностью, 4 – границы бассейнов.

Цифрами на схеме обозначены осадочные бассейны на кратонах. **Сибирский кратон:** 1 – Тунгусский, 2 – Байкитский, 3 – Иркутский, 4 – Непско-Ботуобинский, 5 – Юдомо-Майский, 6 – Кольмо-Омолонский; **Восточно-Европейский кратон:** 7 – Московский, 8 – Мезенский, 9 – Волго-Уральский, 10 – Тимано-Печорский, 11 – Баренцевоморский; **Северо-Американский кратон:** 12 – Биг-Белт, 13 – Гранд-Каньон, 14 – Кипвино, 15 – Восточный, 16 – Западный; **Южно-Американский кратон:** 17 – Лиано, 18 – Рорайма, 19 – Сан-Франсиску; **Африканский кратон:** 20 – Тауденни, 21 – Вольта; **Аравийско-Нубийский кратон:** 22 – Оман; **Индостанский кратон:** 23 – Биканер-Нагаур; **Таримский кратон:** 24 – Таримский; **Сино-Корейский кратон:** 25 – Ордосский, 26 – Хуабейский, 27 – Сичуанский; **Австралийский кратон:** 28 – Мак-Артур, 29 – Амадиес, 30 – Бангемолл, 31 – Аделаида, 32 – Оффисер, 33 – Джорджиа, 34 – Виктория-Ривер, 35 – Нгалия.

Выделенные бассейны разделены на три класса: с доказанной промышленной нефтегазоносностью отложений докембрия (1), с нефте- и газопроявлениями в отложениях докембрия (2) и бассейны, перспективные на поиски залежей нефти и газа в отложениях докембрия по общегеологическим и геохимическим критериям (3). На рис. 4 показано распределение в этих бассейнах по возрасту главных нефте- и газопроявляющих формаций, резервуаров и выявленных залежей, а также непромышленных проявлений нефти и газа. Ниже дана краткая характеристика основных бассейнов.

Сибирская платформа. На территории этого региона теоретически обоснована и геолого-разведочной практикой доказана промышленная нефтегазоносность докембрийских отложений, разработаны критерии прогноза, изучена региональная геология, дана количественная оценка перспектив нефтегазоносности докембрийских бассейнов, составлены и, в период до 1991 г., реализованы конк-

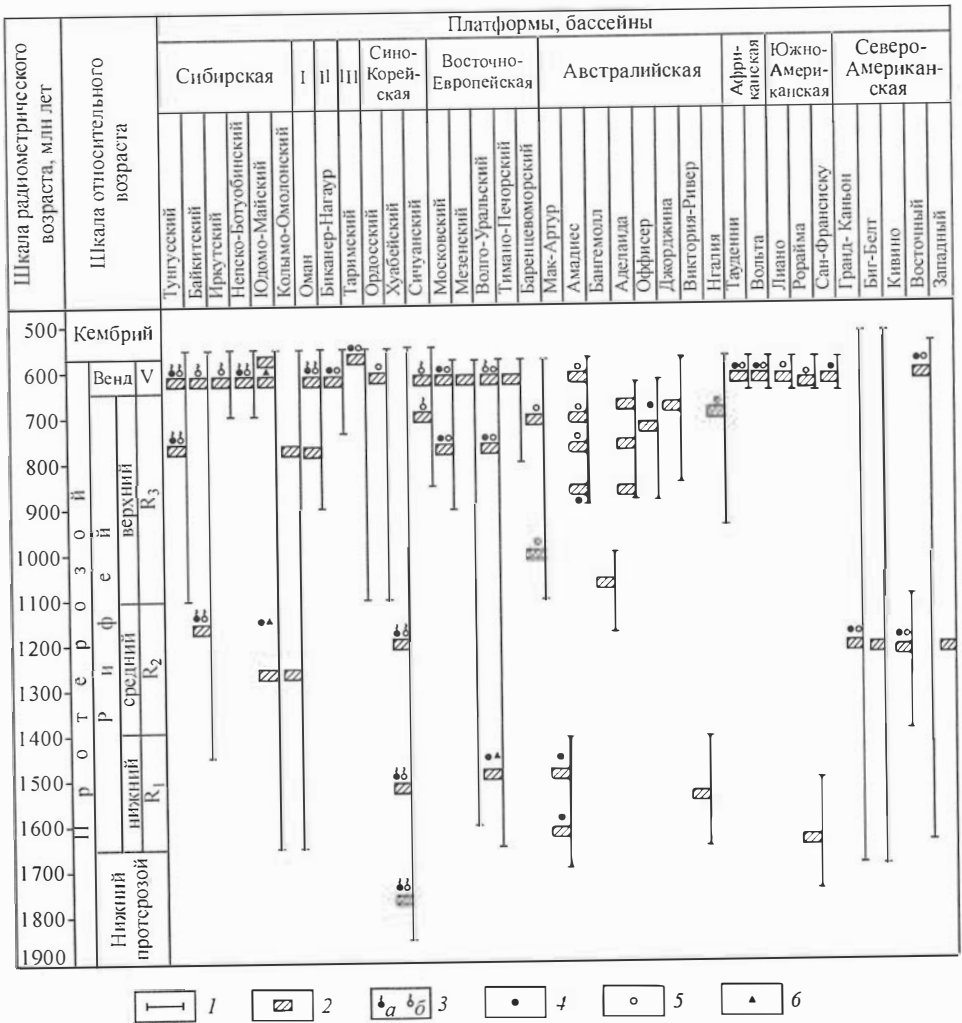


Рис. 4. Сопоставление нефтегазоносных верхнедокембрийских отложений главных седиментационных бассейнов древних платформ:

1 – этаж возможной нефтегазоносности; 2 – нефтегазогенерирующие толщи; 3 – залежи: нефти (а), газа (б); 4 – нефтепроявления; 5 – газопроявления; 6 – битумпроявления. Цифрами обозначены кратоны: I – Аравийско-Нубийский, II – Индостанский, III – Таримский.

ретные и крупномасштабные программы региональных и поисково-разведочных работ, открыты промышленные месторождения нефти и газа, в том числе гигантские, которые являются надежной основой сырьевой базы новых центров добычи и переработки углеводородов на Востоке России. Разведанные запасы нефти и газа позволяют уже в ближайшие годы, при наличии инвестиций в геолого-разведочные работы, создании трубопроводного транспорта и промышленной инфраструктуры, начать и довести добычу нефти до десятков миллионов тонн и газа до десятков миллиардов кубических метров. Добыча нефти и газа в бассейнах Сибирской платформы позволит России не только обеспечить потребности в нефтепродуктах и газе Восточной Сибири, Республики Саха и Российского Дальнего Востока, но и экспортировать нефть, нефтепродукты и газ в Китай, Южную Корею, Японию, т. е. выйти на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок.

Геология, нефтегазоносность и ресурсы углеводородов докембрийских отложений Сибирской платформы подробно рассмотрены в большом числе опубликованных работ [24, 25, 28, 29, 151, 152 и др.]. Ниже мы ограничимся самой краткой их характеристикой.

Иркутский бассейн, занимающий Присяяно-Енисейскую синеклизу и Ангаро-Ленскую ступень, выполнен рифейскими, вендскими, кембрийскими и, в меньших объемах, более молодыми отложениями (мощность от 2,5–4,0 до 5,0–8,0 км) [152]. В разрезе позднего докембрия в этом бассейне обособляются три нефтегазоносных комплекса (НГК) и несколько продуктивных и перспективных песчаных горизонтов. В рифейско-нижневендском терригенном НГК продуктивные горизонты установлены в чорской свите (венд). Их толщина изменяется от 6–8 (шамановский) до 60–70 м (боханский, парфеновский). Региональным флюидоупором этих резервуаров является пачка (20–150 м) карбонатно-терригенных пород в кровле чорской свиты. В вышележащих карбонатном и галогенно-карбонатном комплексах также выявлено несколько перспективных горизонтов (преображенский, усть-кутский, осинский, балыхтинский, христофоровский, атовский, биркинский).

Нефтегазоматеринские толщи, обогащенные аквагенным органическим веществом (ОВ) и обладавшие первоначально высоким генерационным потенциалом, сосредоточены на юго-востоке бассейна в низах разреза венда и в рифее [24, 40]. Наиболее интенсивно процессы нефтегазообразования проходили в кембрии и ордовике. При этом рифейские нефтематеринские толщи попали в главную зону нефтеобразования в венде и кембрии, а вендские – в кембрии и ордовике. Важно, что в кембрии во внутренних зонах бассейна уже сформировались мощные галогенно-карбонатные флюидоупоры, надежно сохранявшие сформировавшиеся залежи углеводородов в течение всего фанерозоя. Первоначально бассейн был нефтеносным, однако при огромных масштабах миграции сухого газа, образовавшегося в глубинной зоне интенсивного газообразования в области перикратонного опускания в Прибайкалье, процессами деасфальгизации залежи нефти были разрушены [44]. Благоприятное сочетание условий для генерации, миграции, аккумуляции и сохранения залежей углеводородов обусловило формирование в Иркутском бассейне ряда месторождений сухого газа, одно из которых, Ковыктинское, является гигантским [152].

Непско-Ботубинский бассейн охватывает Непско-Ботубинскую антеклизу, Предпатомский прогиб и осложняющую его зону шарьяжных перекрытий. В верхнем протерозое и нижнем палеозое бассейн занимал значительно большую территорию, занимавшую пассивную окраину Сибирского кратона. В современных контурах бассейн выполнен отложениями венда и фанерозоя. Общая мощность чехла в пределах антеклизы изменяется от 1,2 до 3,0 км, в Предпатомском прогибе и

сопредельной складчатой области – от 2,5 до 4,0 км. На прогрессивной стадии формирования бассейна область перикратонного опускания была выполнена отложениями рифея, венда и нижнего палеозоя. Их мощность достигала 10–12 км.

В бассейне доказана нефтегазоносность отложений венда и кембрия [25, 29]. Наиболее перспективными являются вендский терригенный и вендско-кембрийский карбонатный подсолевые комплексы. В Непско-Ботубинском бассейне открыто 29 месторождений. С вендским терригенным комплексом связано большое количество крупных и крупнейших нефтегазовых залежей и месторождений (Среднеботубинское, Тас-Юряхское, Верхневилучанское, Чаяндинское, Верхнечонское, Дулисьминское, Ярактинское и др.). Типы ловушек в терригенном комплексе венда весьма разнообразны, но преобладают ловушки, связанные с литолого-стратиграфическим выклиниванием и фаціальными изменениями. Крупные залежи нефти и газа в карбонатном комплексе венда открыты на Верхневилучанском и Верхнечонском месторождениях. Залежи докембрийской по источнику нефти в осинском горизонте нижнего кембрия выявлены на Талаканском и Среднеботубинском месторождениях. На ряде площадей в этих комплексах открыты мелкие залежи. Формирование залежей нефти в подсолевых и межсолевых резервуарах кембрия связано с вертикальными перетоками нефти из отложений венда [24, 25]. Вендские и кембрийские нефтегазоносные комплексы перекрыты регионально выдержанными верхненепским, верхнеусольским и средне-верхнекембрийским флюидоупорами.

Главный источник нефти и газа в Непско-Ботубинском бассейне – это аквауглеродистые сланцы с высоким содержанием органического вещества, формировавшиеся на континентальном склоне средне-позднерифейских и ранневендских морей в пределах пассивной окраины Сибирского кратона и располагающиеся ныне на обращенном к Байкало-Патомскому нагорью склоне Непско-Ботубинской антеклизы (венд) и в самом нагорье [24, 25]. По моноклинальному склону нефть и газ мигрировали из главного очага генерации углеводородов и аккумуляровались в ловушках в зоне выклинивания терригенных отложений венда и далее, в результате вертикальной миграции, перетекали в более молодые резервуары.

Байкитский бассейн расположен на юго-западе Сибирской платформы и в тектоническом отношении занимает территорию Байкитской антеклизы, Ангарской зоны складок и Теринского прогиба [28]. В палеотектоническом плане бассейн находился на юго-западе Сибирского кратона, занимал значительно большую территорию и включал структуры его континентальной окраины, находящиеся в настоящее время в пределах Енисейского кряжа. Разрез бассейна сложен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями среднего–верхнего рифея и перекрывающими их отложениями венда и нижнего палеозоя. В центральной части Байкитской антеклизы располагается гигантская Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления площадью свыше 13 тыс. км² [27, 28, 153]. Продуктивными в зоне являются разновозрастные отложения горизонта R₁, в верхней части выходящие на предвендскую поверхность, и терригенные отложения венда, которые по южной периферии зоны выполняют прогибы в денудационном рельефе поверхности рифея. Возраст продуктивных отложений рифея 1200–1400 млн лет. Залежь изучена недостаточно. Вероятно, зонами нарушений она разделена на ряд блоков. Коллектор каверново-трещинный. Залежь нефтегазовая, массивная, гигантская по запасам. В пределах Байкитской антеклизы открыты также Куюмбинское (рифей) и Оморинское (венд) месторождения.

А.А. Трофимук предполагает возможность обнаружения пластовых залежей в базальных песчаниках рифея, перекрывающих гранитогнейсы архея [27].

В пределах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления нефтегазопроизводящими являлись глинистые доломиты и аргиллиты мадринской толщи, обогащенные аквагенным ОВ. В пределах Енисейского кряжа регионально распространены нефтепроизводящие отложения кординской, удерейской, нижней части потоскуйской, шунтарской, мокринской и сухохребтинской свит. Наибольшей толщиной и региональным распространением выделяется шунтарский уровень накопления углеродистых и высокоуглеродистых сланцев.

Тунгусский бассейн охватывает большую часть Курейской синеклизы, выполненной верхнедокембрийско-фанерозойскими отложениями [151]. Общая мощность чехла варьирует от 3,5 до 8,5 км; на рифейские и вендские толщи приходится около 2 км.

В бассейне выделены Собинская и Курейско-Бакланихинская зоны нефтегазонакопления с залежами в отложениях венда. В первой зоне нефтегазонакопления, на севере Катангской седловины, выявлены нефтегазовые Собинское, Пайгинское, Желиндуконское месторождения [151]. Собинское месторождение является крупным. В западной части бассейна, в Курейско-Бакланихинской зоне нефтегазонакопления, притоки нефти получены из карбонатных отложений венда. На севере Катангской седловины, в Ванаварских параметрических поисковых скважинах, получены притоки нефти и выявлены нефтепроявления в отложениях рифея.

Изучение нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Тунгусского бассейна только начато.

Юдомо-Майский бассейн располагается между Охотским массивом и Алданским щитом, перекрывая чехлом восточный и северный склоны последнего. Более чем десятикилометровый осадочный разрез протерозоя в бассейне, представленный преимущественно зрелыми разноразмерными обломочными породами и карбонатами, сформировавшимися в континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских условиях, включает значительное количество пачек, содержащих в повышенных концентрациях органическое вещество. Вскрытые скважинами черные углеродистые известняки малгинской свиты содержат битумоиды. В последних идентифицированы *n*-алканы. В бассейне известны проявления метаморфизованных битумов (кериты, антраксолиты).

Кольмо-Омолонский бассейн находится за пределами современных границ Сибирской платформы, но в пределах Сибирского палеократона. Он выделен по общегеологическим данным и на основании аналогии, ввиду близости геологического строения с Юдомо-Майским и бассейнами Сино-Корейского кратона. В отношении нефтегазоносности пока не изучен.

Восточно-Европейская платформа. На этой платформе, как показали результаты глубокого бурения и геофизические работы, в пределах наиболее прогнутых территорий выделяются обширные депрессии, выполненные осадочными толщами верхнепротерозойских и нижнепалеозойских отложений [38, 39, 55, 154 и др.]. Доказано, что они составляют два обособленных тектонических этажа: довендский, для которого характерны авлакогены (палеорифты и др.) – Северодвинский, Притиманский, Среднерусский, Крестцовский, Пачелмский и другие, и Притимано-Приуральская область перикратонных опусканий, и вендско-раннепалеозойский, главными элементами которого являются синеклизы – Московская, Мезенская, Камско-Бельская, Печорская, развивавшиеся часто над позднедокембрийскими авлакогенами. Наиболее полно вопросы геологического строения и нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Восточно-Европейского кратона рассмотрены А.Н. Золотовым [38, 39], Б.А. Соколовым и др. [59], В.А. Дедеевым и др. [154].

На территории платформы выделены Волго-Уральский, Московский, Мезенский, Тимано-Печорский и Баренцевоморский осадочные бассейны, перспективные для поисков залежей нефти и газа в отложениях докембрия.

Волго-Уральский бассейн занимает Камско-Бельскую, Серноводско-Абдулинскую впадины и сопредельные перикратонные зоны [38, 39]. Рифейские отложения образуют в бассейне изометричную синеклизу, осложненную подчиненными малоамплитудными (первые сотни метров) антиклинальными структурами. Вендские отложения слагают обширную моноклинал, наклоненную в сторону Урала. Преимущественно прибрежно-морские и мелководно-морские отложения бурзянского комплекса, имеющего наибольшую мощность в Камско-Бельской и Сергиевско-Абдулинской зонах, обогащены органическим веществом, содержат резервуары с удовлетворительными коллекторами и флюидоупорами.

А.Н. Золотов выделяет на востоке Восточно-Европейской платформы При timано-Приуральский пояс нефтегазообразования. В пределах этого пояса, в южной его части, сформировался мощный Приуральский очаг рифейско-вендского нефтегазообразования [38]. Концентрации органического вещества в основных верхнепротерозойских нефтематеринских формациях невысокие (до 0,5 %), в отдельных маломощных горизонтах до 2,5 %. По оценкам А.Н. Золотова, генерация углеводородов в этом очаге составила 73 % от всех углеводородов, эмигрировавших из верхнепротерозойско-нижнепалеозойских нефтематеринских пород на территории Восточно-Европейской платформы и областей ее перикратонных погружений. Основная фаза генерации нефти – девон, пермь.

На Сивинской и Соколовской площадях Верхнекамской впадины из отложений венда получены притоки тяжелой, смолистой, малосернистой, малопарафинистой нефти [103]. В базальных горизонтах венда и в кровле рифея притоки нефти получены на ряде площадей на Башкирском и Пермском сводах [55, 103]. Ал.А. Петров, изучивший геохимию углеводородов-биомаркеров в протерозойских нефтях Волго-Уральского бассейна, отмечает, что в них повсеместно фиксируется преобладание стеранов C_{29} , среди тритерпанов присутствует 28, 30-бисноргопан, отчетливо фиксируются следы биодеградации [103]. Важно заметить, что явные следы биодеградации нефтей имеют место, несмотря на значительные глубины их залегания (2,5–3,5 км). О.К. Баженова и др. [56] полагают, что эти нефти являются палеобиодеградированными и подверглись биодеградации в период преддевонского (раннепалеозойского) перерыва.

Московский бассейн включает Среднерусский, Крестцовский, Подмосковский и Пачелмский авлакогены и располагающуюся над ними Московскую синеклизу, выполненные рифейскими и вендскими отложениями соответственно [55].

Рифейские отложения выполняют отдельные авлакогены. Они представлены пестро- и красноцветными алевролитами и глинами, песчаниками, в верхней части разреза – карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Общая мощность отложений рифея составляет 3–4 км. Породы, обогащенные органическим веществом, в разрезе отсутствуют. Возможная нефтегазоносность рифейских отложений на описываемой территории рассматривается главным образом по аналогии с Волго-Уральским бассейном. В этих отложениях зафиксированы слабые нефте- и газопроявления. Так, при проходке рифейских отложений рядом скважин в Подмосковье отмечено разгазирование глинистого раствора, а поднятые в керне темно-коричневые глины имеют резкий нефтяной запах [59]. Экстракт битумов типичен для углеводородов аквагенного ОВ, а установленный в них гомологический ряд реликтовых алканов указывает на их сходство с нефтями докембрия Лено-Тунгусской провинции и ряда других протерозойских бассейнов.

Отложения венда представлены сероцветными, в верхней части – красноцветными с прослоями вулканогенных пород алевролитами и глинами. Имеются выдержанные горизонты песчаников. Их общая мощность 1200–1500 м. Породы венда обладали невысоким начальным генерационным потенциалом. Однако в центральных районах Московской синеклизы средние содержания $C_{орг}$ в отдель-

ных горизонтах достигают 1,5–2,0 %. Катагенез органического вещества невысокий и не превышает начала главной зоны нефтеобразования [39].

В пределах Московской синеклизы из базальных песчаников редкинского горизонта приток легкой, малосернистой, малопарафинистой нефти был получен на Даниловской площади. Для этой нефти характерно наличие *n*-алканов C_{15} – C_{13} , отсутствие высоких концентраций 12-, 13-монометилалканов, отношение пристан/фитан меньше единицы, примерно равные концентрации стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} [56]. Такой же состав углеводородов и у нефтематеринских пород венда Московской синеклизы. Этими характеристиками они отличаются от многих древних нефтей ряда районов мира (Волго-Уральский бассейн, Лено-Тунгусская провинция, Оман, некоторые нефти Китая). По оценкам А.Н. Золотова, перспективы нефтегазоносности докембрия Московской синеклизы невысоки [39].

Мезенский бассейн выделяется в пределах одноименной синеклизы на северо-востоке платформы и занимает площадь около 250 тыс. км². Геологическое строение бассейна и перспективы нефтегазоносности отложений докембрия в нем рассмотрены в работах многих исследователей; наиболее полно бассейн изучен В.А. Дедеевым [154]. В протерозойских отложениях бассейна выделены рифейский и верхневендский нефтегазоносные комплексы. Рифейский комплекс выполняют авлакогены, имеет объем 250–300 тыс. км³ и представлен преимущественно терригенными песчаными и алевролитоглинистыми, в верхнем рифее терригенными и карбонатными породами. В прогибах их мощность достигает 4,5 км. Масса органического вещества в нефтематеринских породах рифея 0,3–0,4 трлн т.

Венд-нижнекембрийские раннесинеклизные образования в бассейне выполнены пестро- и красноцветными терригенными отложениями, их объем 300–350 тыс. км³. Роль нефтематеринских пород в отложениях венда незначительна. Нефтегазоносность верхнего протерозоя в бассейне не установлена.

Тимано-Печорский бассейн расположен в зоне сочленения северо-восточной части платформы и Северного Урала. Рифейский комплекс представлен песчано-гравелистыми красноцветными и карбонатно-терригенными пестроцветными отложениями. Их максимальная мощность достигает 500 м. Вендский комплекс сложен терригенными песчано-алевролитоглинистыми сероцветными, в верхней части – красноцветными отложениями. Их мощность достигает 2500–3000 м. В Притимано-Приуральской перикратонной системе отложения рифея и нижнего венда содержат отдельные пачки пород, обогащенных органическим веществом [38, 39]. Нефтегазопроявления в отложениях протерозоя бассейна не установлены.

Баренцевоморский бассейн объединяет позднедокембрийские отложения, развитые на побережье Кольского полуострова, прилегающих к нему островах, и распространяются, по-видимому, на значительную часть Баренцева и Карского морей [155–157]. Позднедокембрийский разрез представлен здесь преимущественно терригенными и, в подчиненном количестве, карбонатными фациями переменной мощности. Эти отложения богаты органическим веществом, в них известны газопроявления.

Таримская платформа. На территории Таримской платформы выделяется одноименный бассейн, поверхность складчатого протерозойского фундамента в котором в общем погружается от окраин к центру бассейна [78, 80]. На этом фоне выделяется центральное поднятие, окруженное прогибами. В позднем синии в бассейне накапливалась мелководно-морская терригенно-карбонатная формация: песчаники и доломиты общей мощностью до 800 м. Отложения синия обладали высоким нефтегенерационным потенциалом; современное содержание органического углерода в морских доломитах верхнего синия 2–5 %. Органическое вещество аквагенное. Современный уровень катагенетической преобразованности органического вещества очень высокий, значения R^0 варьируют от 3 до 4 %.

В бассейне выявлены две крупные зоны нефтегазонакопления – Тайбэйская и Центрально-Таримская. В первой зоне на месторождении Янги в отложениях верхнего синия при бурении глубоких скважин зафиксированы нефте- и газопроявления [80].

Сино-Корейская платформа. На территории этой платформы выделяются три позднедокембрийских осадочных бассейна, в которых нефтегазоносность уже доказана или имеются благоприятные предпосылки для дальнейших поисков углеводородов в отложениях докембрия: Сичуанский, Хуабейский и Ордосский [75–78 и др.].

В *Сичуанском бассейне* газоносны синийские отложения, являющиеся составной частью единого верхнедокембрийско-нижнепалеозойского структурного этажа [74]. Отложения докембрия в бассейне представлены свитами Дошуаньто (в западном Сичуане аналог – свита Гуанинг) и Денин (аналог – свита Конгсуангпин). Возраст этих свит по радиометрическим данным от 660 до 600 млн лет. Имеются нефте- и газопроявления [73, 158, 159].

Свита Дошуаньто (100 м) сложена песчаниками, известняками, переслаивающимися с углеродистыми водорослевыми доломитами. Свита Денин (100–500 м) представлена доломитами, в средней части разреза присутствуют черные ясно-слоистые известняки. Средние концентрации органического углерода в свите Денин – 0,12 % (до 0,5 %), в свите Дошуаньто – 2 % (до 4 %).

В Сичуанском бассейне в отложениях синия в 1964 г. открыто крупное газовое месторождение Вэйвен. Газ получен из верхнесинийских строматолитовых доломитов. Залежь антиклинальная, массивная, высокодебитная. Коллектор каверново-трещинный, средняя пористость 3,2 %, проницаемость <1 мД. Запасы месторождения оцениваются в 30–40 млрд м³. Газ месторождения Вэйвен сухой, он содержит 84–87 % метана, всего 0,72 % этана, следы пропана, но обогащен азотом (>5 %), содержит 4–5 % диоксида углерода, 0,1–0,3 % гелия и 0,95–1,3 % сероводорода. Газ является продуктом достигшего высокой степени катагенетической преобразованности органического вещества, на что указывает его обогащенность изотопом ¹³C, $\delta^{13}\text{C} = -33,37 \text{ ‰}$ [160]. Сероводород – продукт взаимодействия углеводородов или органического вещества с сульфатами в породах при высоких температурах катагенеза [75].

Имеются значительные перспективы открытия новых скоплений газа в отложениях синия.

В *Хуабейском бассейне* доказана промышленная нефтегазоносность выступов докембрийского рельефа (“погребенных холмов”) [82, 83]. Выступы перекрыты озерными и дельгово-озерными кайнозойскими отложениями, содержащими в высоких концентрациях органическое вещество озерных сапропелей (аквагенное ОВ, типы I, II), которые находятся в главной зоне нефтеобразования. Неморская, озерного генезиса нефть мигрировала из этих нефтепроизводящих пород в синийские резервуары. Тип коллектора в таких выступах трещинно-каверновый.

Хуабейский бассейн обладает высокими перспективами обнаружения в отложениях докембрия сингенетичной нефти. В бассейне выделяются три относительно автономных генерационно-аккумуляционных комплекса, включающих нефтепроизводящие породы, резервуар и флюидоупор.

Первый генерационно-аккумуляционный комплекс – свиты Гайочжуан и Янчжуан – (1700–1500 млн лет) имеет толщину от 100 до 1950 м. Свита Гайочжуан сложена строматолитовыми доломитами и доломитистыми известняками и является нефтепроизводящей и коллектором, а свита Янчжуан (глинистые и окремненные доломиты) – флюидоупором.

Второй генерационно-аккумуляционный комплекс образован свитами Умишань и Хуншуйчжуан (1500–1220 млн лет), его толщина изменяется от 500 до 3500 м. Свита Умишань, представленная доломитами разного типа, в том числе и

углеродистыми, является нефтепроизводящей и коллектором. Свита Хуншуйчжуан сложена в основном сланцами и является флюидоупором.

Третий генерационно-аккумуляционный комплекс представлен свитами Телин и Сямалин (1200–1000 млн лет), толщина этого комплекса изменяется от 150 до 700 м. Карбонаты свиты Телин содержат высокие концентрации органического вещества и являются порово-трещинным коллектором, а вышележащая сланцевая свита Сямалин – флюидоупором. В резервуар свиты Телин, вероятно, поступают углеводороды из сланцев нижележащей свиты Хуншуйчжуан [82].

В северной части бассейна Хуабей выявленные залежи нефти сосредоточены в депрессиях Цзибэй и Сэнылунь. Основной тип ловушек – антиклинальные структуры. Состав нафтидов и распределение в них углеводородов-биомаркеров доказывают первичность этих залежей в докембрийских отложениях [81].

Ордосский бассейн отнесен к числу бассейнов с вероятной нефтегазоносностью отложений протерозоя. Во-первых, разрез докембрийских пород (карбонатные и сланцевые толщи) в этом бассейне чрезвычайно сходен с таковым западной части Хуабейского бассейна (поднятие Шаньси). Во-вторых, в раннепалеозойских породах Ордосского бассейна обнаружено гигантское газовое месторождение Шаньси, что дает возможность предполагать миграцию этих углеводородов из докембрийских отложений [78].

Индостанская платформа. Предполагаемая нефтеносность докембрия на этом кратоне связана с бассейном Пенджаб на границе Индии и Пакистана, юго-восточное продолжение которого на территории Индии называют *бассейном Биканер-Нагаур* [89]. Последний имеет площадь около 60 тыс. км², мощность осадочного выполнения 1,5–2,0 км. Бассейн сложен в основном отложениями инфракембрия (венда), их мощность варьирует от 1,0 до 1,5 км.

В основании разреза инфракембрия на кристаллическом фундаменте залегают песчаники и сланцы свиты Джодпур. Они перекрыты обогащенными органическим веществом доломитами свиты Байлэр. Выше залегает песчано-карбонатно-эвапоритовая толща, выделяемая как свита Хансеран. Фанерозойская часть разреза сложена преимущественно терригенными образованиями кембрия, пермтриаса, юры, мела и эоцена.

Конкретная информация о нефтегазоносности вендских отложений (инфракембрий) получена по результатам бурения и геохимических исследований керн-скважин Багевала-1 (Северо-Западная Индия) и Карампур-1 (Пакистан) [89]. В скважине Багевала-1 нефтепроявления установлены в песчаниках свит Джодпур и Хансеран. Нефть сернистая (1,21 %), изотопно легкая ($\delta^{13}\text{C} = -32,4 \text{ ‰}$); концентрация пристана и фитана по сравнению с *n*-алканами высокая; отношение фитан/пристан равно 0,9; в составе стеранов резко доминирует этилхолестан (C₂₉). Нефтепроявление в скважине Карампур-1 представляет собой мальту (tar), которая содержит еще больше серы (5,1 %) и еще более изотопно легкая ($\delta^{13}\text{C} = -37,0 \text{ ‰}$). Описанные биомаркерные и изотопные показатели типичны для многих докембрийских нефтей (Восточная Сибирь, Оман, бассейн Хуабей и др.).

Анализ состава биомаркеров в нефтях и пиролитические характеристики нефтематеринских пород показывают, что описанные нефти образовались при термодинамических условиях, отвечающих началу главной фазы нефтеобразования.

Аравийско-Нубийская платформа. Верхнепротерозойские отложения широко распространены на территории Аравийско-Нубийской платформы [86]. В позднем протерозое в состав кратона входили территории Пакистана и Индии. Поэтому разрезы верхнего протерозоя бассейна Персидского залива, бассейна Пенджаб и его юго-восточного окончания (бассейна Биканер-Нагаур) очень близки [89]. Мощность верхнепротерозойских отложений варьирует от 2,0 до 4,5 км.

В различных частях кратона они датированы от 570 до 816 млн лет. Наиболее древние осадочные породы встречены на западе кратона.

Разрез верхнего протерозоя сложен песчано-алевролитоглинистыми породами, доломитами и строматолитовыми доломитами, ангидритами и каменной солью (галит). В основании разреза на кристаллическом фундаменте повсеместно залегает комплекс терригенных отложений, представленный песчаниками и кремнистыми аргиллитами. Аргиллиты обогащены органическим веществом и являются нефтепроизводящими. В Южном Омани эти отложения обособляют в свиту Абу Махара. Ее аналоги прослеживаются на всей территории бассейна Персидского залива, а также в бассейне Пенджаб (свита Джодпур). Свита Абу Махара согласно перекрывается строматолитовыми доломитами свиты Куфай. Выше залегают свиты Шурам (кремнистые сланцы) и Буах (строматолитовые доломиты). Разрез инфракембрия на всей рассматриваемой территории завершают доломито-ангидритосоленосные (галит) отложения свиты Ара. Весь комплекс протерозойских отложений объединяется в группу Хакф. В отдельных районах бассейна одни и те же свиты исторически получили разные названия [84]. Строматолитовые доломиты свит Куфай и Ара также обогащены органическим веществом (до 6 %) и являются нефтепроизводящими [89].

Историко-геологический анализ показал, что генерация нефти в бассейне на территории Южного Омани проходила в два крупных этапа. Первый начался в кембрии и охватил весь нижний палеозой, второй состоялся в мезозое [84, 85]. В наиболее приподнятых зонах отложения до сих пор не вошли в главную зону нефтеобразования.

Нефтеносность отложений верхнего протерозоя доказана в Южном Омани. Впервые нефтеносность отложений формации Ара (венд) была выявлена в 1956 г. в скв. 1 на месторождении Мармул [84]. Нефть была получена из межсолевых доломитов. В последующем была установлена промышленная нефтеносность месторождений Бирба, Амал, Дахан, Атзел и Мазрад.

Нефти протерозоя Южного Омани по составу подобны вендским нефтям Лено-Тунгусской провинции, они содержат в высоких концентрациях изотоп ^{12}C (–36 ‰), обогащены этилхолестаном (C_{29}), содержат монометилалканы с разветвлением в середине цепи, отношение пристан/фитан в них много меньше 1. Как было показано выше, близкий изотопный и биомаркерный состав имеют нефти в отложениях инфракембрия (венда) в бассейне Пенджаб.

В последующем залежи нефтей этого генотипа были обнаружены в бассейне Персидского залива и в фанерозойских отложениях до меловых включительно. Формирование этих залежей связано с вертикальными перетоками по зонам нарушений, а также по литологическим окнам в зонах, где в свите Ара отсутствуют соли [84].

Африканская платформа. В позднем докембрии на Африканской платформе формировались мощные вулканогенно-терригенные комплексы (свыше 10 000 м). К началу кембрия завершилось развитие ряда осадочных бассейнов, в том числе таких крупных, как Тауденни и Вольта [9, 97, 121, 143]. Систематического изучения предпосылок их нефтегазоносности не проводилось.

Осадочный бассейн Тауденни занимает одноименную синеклизу, выполненную платформенными отложениями позднего докембрия, палеозоя, мезозоя и кайнозоя [9, 97]. Докембрийские песчаники, сланцы и известняки (до 3000 м) установлены в осложняющих впадину структурах второго порядка (впадина Азауад, мульда Тауденни, впадина Гурма, поднятие Томбонту-Гризин и др.). Некоторые особенности строения бассейна Тауденни можно рассматривать как благоприятные для формирования и сохранения скоплений углеводородов в отложениях

протерозоя: большие мощности, хорошие коллекторы, надежные покрышки, антиклинальные структуры. Доказательством реальности процессов генерации и аккумуляции нефти являются битуминозные песчаники в районе г. Нара и газопроявления на оз. Фагубин. Обращает на себя внимание сходство изученного разреза с разновозрастными толщами синеклизы Вольта, где известны значительные проявления нефти [9, 97, 122]. Информации о нефтепроизводящих породах, их генерационном потенциале, катагенезе органического вещества в отложениях протерозоя бассейна Тауденни нет.

Осадочный бассейн Вольта совпадает с одноименной впадиной. В его строении участвуют терригенные отложения (более 2000 м), прослеженные на площади около 200 000 км². Они слагают несколько отрицательных структур второго порядка, разделенных узкими валообразными поднятиями. Залегание пород в пределах впадин почти горизонтальное, и только в зонах разрывов толщи интенсивно дислоцированы и сопровождаются системами трещиноватости.

Скважиной Пранг в кровле преимущественно песчано-конгломератовых вендских отложений вскрыто несколько пачек кварцевых песчаников, равномерно пропитанных битумами; в нижележащих толщах венда в скважинах Пранг, Несия и Енди установлены проявления полужидкого битума (мальты, асфальты?) и газопроявления [89].

Северо-Американская платформа. Проблема нефтегазоносности протерозоя данной платформы неоднократно привлекала внимание исследователей. В структуре Мидконтинента США и его обрамления могут быть выделены пять бассейнов, выполненных преимущественно осадочными неметаморфизованными и слабо метаморфизованными образованиями верхнего протерозоя: Биг-Белт, Гранд-Каньон, Кивино, Восточный и Западный. Не исключено, что количество верхнепротерозойских бассейнов, перекрытых фанерозойскими отложениями и пока не выявленных, на Северо-Американском кратоне больше, в частности, они есть на территории Канады.

Бассейн Биг-Белт объединяет поля распространения супергрупп Белт и Парсел северного сегмента Скалистых гор, сложенных преимущественно черными и темными тонкозернистыми кластическими породами с крупными пачками водорослевых известняков и доломитов, общей мощностью в 10–15 км. Седиментологические и структурные характеристики этих отложений очень близки таковым в разрезах перикратонных окраин Сибирской платформы, где хорошо изучены углеродистые сланцы, обогащенные прокариотогенным органическим веществом и служащие главными очагами генерации нефти в Байкитском и Непско-Ботубинском бассейнах. Карбонатные породы в этом бассейне сходны, а возможно, являются и прямыми возрастными и литологическими аналогами серии Чуар, описанной в бассейне Гранд-Каньон и содержащей широкий спектр углеводородов-биомаркеров.

Бассейн Гранд-Каньон располагается в Аризоне и сложен мощными (около 1200 м) терригенно-карбонатными толщами с радиометрическими датировками от 1,3–1,4 млрд до 0,85 млрд лет, характерен отсутствием значительного метаморфизма и прекрасно сохранившимися обильными остатками микрофоссилий [92, 95, 161–163]. Отложения группы Чуар, представленной сланцами, алевролитами и карбонатами, содержат органический углерод от 0,1 до 3,0 %. Особенно богата органическим веществом самая молодая серия в группе – Уолкотт. В сланцах этой серии концентрация $C_{орг}$ варьирует от 1,0 до 3,0 %. Эти породы, несомненно, обладали очень высоким начальным генерационным потенциалом. На аквагенную природу органического вещества указывает его изотопный состав $\delta^{13}C = -25,5... -28,0$ ‰. В составе углеводородов свит Квагунт и Галерос группы Чуар присутствуют *n*-алканы, ациклические изопренаны и 2-, 3-метилалканы, стераны (в не-

которых образцах в высокой концентрации) и гопаны, т. е. весь спектр биомаркеров, источником которых являются липиды живого вещества [163]. В отличие от многих районов, где в отложениях докембрия среди стеранов преобладают этилхолестаны, в свите Уолкотт среди стеранов в наибольшей концентрации присутствуют холестаны C_{27} . Необычен и состав гопанов в битумоидах свиты Уолкотт [95, 163]. В них наряду с обычными для рассеянного органического вещества и нефтей 17α , 21β -гопанами присутствуют неогопаны ряда 18α , 21β . Некоторые исследователи [95, 163] считают, что эти структуры имеют биохимическую природу и являются, вероятно, продуктом деятельности неизвестных бактерий со специфическим механизмом циклизации сквалена при биосинтезе гопаноидов. Некоторые образцы свиты Уолкотт содержат гаммацеран, что указывает на повышенную соленость вод при накоплении органического вещества.

Бассейн Кивино пространственно совпадает с Мидконтинентальным рифтовым трогом, выполненным преимущественно базитовыми вулканитами и только подчиненно осадочными, предположительно континентальными толщами [95, 164–166]. Мощность протерозойских отложений в бассейне Кивино превышает 10 км, но на долю осадочных пород приходится не более 10 % от этой толщины. Наибольший интерес в разрезе как возможный источник генерации нефти представляет формация Ноунсач. Радиометрический возраст этих отложений 1,0–1,2 млрд лет.

Формация Ноунсач сложена алевролитами и аргиллитами с маломощными прослоями карбонатов. Она накапливалась в озерной системе, сформированной в результате раздвига и образования рифта [95, 166–168]. Породы формации содержат до 3 % органического углерода. Углететрографические и изотопные исследования указывают на аквагенную природу органического вещества, которое обогащено изотопом $^{12}C - \delta^{13}C = -31,3...-33,6 \text{ ‰}$. В составе углеводородов идентифицированы *n*-алканы, ациклические изопренаны, следы стеранов и гопанов. Органическое вещество претерпело умеренно высокий катагенез; первоначально генерационный потенциал органического вещества был высоким. В отложениях известны поверхностные нефтепроявления.

Восточный бассейн территориально совпадает с Восточной гранито-риолитовой провинцией [138–140]. Предпосылки нефтегазоносности докембрия этой территории изучены слабо. Несколькими скважинами, пробуренными на границе между штатами Кентукки, Индиана и Огайо, установлено, что под ордовикскими слоями лежат немые, предположительно докембрийские осадочно-вулканогенные образования. Из них получены притоки нефти и газа [169, 170]. Геофизические исследования, в частности, сейсмическое профилирование COCORP, показали, что Восточный бассейн занимает и более южные территории США, где позднедокембрийские толщи имеют гораздо большие (предположительно до 6–8 км) мощности и преимущественно осадочный состав [17]. Это позволяет считать, что южная часть бассейна более перспективна в отношении поисков докембрийских месторождений нефти и газа.

Западный бассейн территориально совпадает с Западной гранито-риолитовой провинцией, выделение и внутреннее строение которой обосновано по геофизическим и по этим данным аналогично строению Восточной гранито-риолитовой провинции [17]. Нефтепроявления в Западном бассейне пока не обнаружены. В южном окончании трого Кивино, накладывающегося на северное ограничение Западной провинции, известны аналоги нефтегазоносных сланцев Ноунсач, описанных выше в бассейне Кивино.

Австралийская платформа. Позднедокембрийская геология Австралийской платформы освещена в большом количестве работ. До начала 70-х годов проблема нефтегазоносности позднедокембрийских толщ Австралии практически не под-

нималась и не рассматривалась. Только после вскрытия скважинами формаций группы Ропер в бассейне Мак-Артур и формации Биттер-Спринг в бассейне Амадиес были установлены благоприятные предпосылки нефтегазоносности осадочных отложений этого возраста.

В настоящее время на территории Австралийской платформы выделены восемь бассейнов, в которых уже доказана или предполагается с большей долей вероятности нефтегазоносность позднего докембрия (Аделаида, Амадиес, Джорджина, Нгалия, Оффисер, Бангемолл, Мак-Артур и Виктория-Ривер). Возраст протерозойских отложений, выполняющих эти бассейны, колеблется от 1,7–1,8 до 0,570 млрд лет. Общая площадь территории перспективных отложений позднего протерозоя свыше 1 млн 350 тыс. км². В некоторых из этих бассейнов докембрийские слои затронуты допалеозойскими деформациями, в других докембрийские и нижнепалеозойские отложения залегают согласно и деформировались уже в позднепалеозойскую эпоху. Фациальные обстановки накопления осадков на Австралийском кратоне в протерозое были достаточно разнообразны: от континентальных эвапоритовых до морских, относительно глубоководных. Но главная масса осадков сформировалась, несомненно, в прибрежно-морских и мелководно-морских обстановках [122, 171–174].

Все перспективные на нефть и газ средне- и позднепротерозойские бассейны могут быть сгруппированы по трем регионам.

Бассейны Амадиес, Оффисер, Нгалия, Джорджина, выделяемые как потенциально нефтегазоносные, по возрасту и фациально-тектоническим характеристикам близки к бассейну Аделаида [70, 171–174]. В этих бассейнах перспективны отложения верхнего протерозоя, соответствующие верхнему рифею и венду российской хроностратиграфической шкалы и верхнему аделаидию австралийской шкалы [10]. В бассейнах Мак-Артур и Виктория-Ривер для поисков нефти и газа перспективны более древние стратиграфические уровни (1400–1700 млн лет), соответствующие нижнему рифею и, возможно, верхам нижнего протерозоя российской шкалы (нижний аделаидий, верхний карпентарий австралийской шкалы). Положение, промежуточное между двумя этими группами бассейнов по возрасту, занимает бассейн Бангемолл на западе Австралии, радиометрические датировки отложений которого укладываются в интервал 1,0–1,5 млрд лет (нижний, средний рифей) [9, 122, 175]. Таким образом, намечается пространственная дифференциация протерозойских осадочных бассейнов Австралии. На севере сохранились бассейны только нижнерифейского возраста. Отложения среднего и верхнего рифея здесь или не сохранились, или не накапливались вообще. В среднем рифее осадки формировались только в западной части (Бангемолл), а в верхнем рифее – в центре и на юге Австралийского кратона.

Бассейн Мак-Артур имеет сложное тектоническое строение. Основная часть бассейна располагается на западном и южном побережье залива Карпентария. Площадь бассейна 210 тыс. км². Осадочные, терригенные и карбонатные толщи, накопившиеся в континентальных, дельтовых, прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских обстановках, характеризуются изменчивой мощностью (максимально более 10 км) и сложной литолого-фациальной структурой. Многочисленные радиометрические определения показывают, что эти отложения имеют возраст 1,4–1,8 млрд лет.

Ряд формаций в этом бассейне (Барнет-Крик, Мак-Минн и Велкерри, особенно ее средняя подсвита, и др.) являются нефтематеринскими, генерировали нефть и сохранили достаточно мощный генерационный потенциал до настоящего времени. Нефтематеринские породы бассейна Мак-Артур изучены весьма обстоятельно [65–69]. В 1987–1992 гг. в этих исследованиях совместно с компанией

Pacific Oil & Gas Pty. Limited участвовали специалисты СНИИГГиМСа и ОИГГМСО РАН, в их числе один из авторов [176]. Концентрация органического углерода в средней подсвите формации Велкерри варьирует от 2 до 7 %, органическое вещество аквагенное, несмотря на значительную катагенетическую преобразованность содержит в высоких концентрациях водород (8–9 %), обладает значительным остаточным генерационным потенциалом. В органическом веществе этой формации присутствует широкий спектр углеводородов-биомаркеров – *n*-алканы, ациклические изопренаны, 2-, 3-монометилалканы, стераны, тритерпаны. Отношение концентраций пристан/фитан меньше или равно 1, в составе стеранов доминирует холестеран (C₂₇), что не характерно для многих докембрийских бассейнов. Кероген обогащен изотопом ¹²C, значения $\delta^{13}\text{C}$ равны –32...–34 ‰.

В структуре бассейна Мак-Артур выделяются суббассейны Биталоо и Мэйвок, в которых условия для сохранения залежей углеводородов были более благоприятны [69]. На нефтегазоносность бассейна определенное влияние оказал трапповый магматизм [176]. В ряде скважин из песчаников Джемиссон были получены притоки газа. Газ метановый, содержит 5,0–5,5 % углеводородов C₂–C₄, до 3 % азота, около 0,3 % гелия. В бассейне имеются нефтепроявления. Одно из них описано в работе [177]. В настоящее время бассейн усиленно изучается.

Бассейн Виктория-Ривер располагается западнее бассейна Мак-Артур и ограничивается на западе складчатыми нижнепротерозойскими зонами Холлс-Крик и Кинг-Лиополд [6, 122]. Площадь бассейна 65 тыс. км². Геологические данные свидетельствуют, что бассейн Виктория-Ривер, выполненный терригенно-карбонатными толщами докембрия, по своему возрастному диапазону и другим характеристикам очень близок бассейну Мак-Артур. Более того, не исключено, что эти два бассейна являются частями единого древнего обширного бассейна. Максимальная мощность отложений протерозоя – 3500 м.

Нефтегазоносность бассейна Виктория-Ривер в настоящее время не установлена, хотя наличие черносланцевых пород и черных карбонатов отмечается многими исследователями.

Бассейн Аделаида совпадает с одноименной складчатой системой, выделяемой на юге Австралии и являющейся перикратонной структурой, сформировавшейся на месте позднедокембрийской пассивной окраины. Площадь бассейна 95 тыс. км². Так же как и другие подобные структуры, в том числе и обрамляющие с юга Сибирскую платформу, она сложена мощной (до 12–14 км) толщей терригенно-карбонатных пород с вулканогенными комплексами в основании и средней части. Возраст суперсерии Аделаида определяется согласным залеганием ее под подошвой кембрия и несогласным залеганием на фундаменте с возрастом порядка 1,5–1,6 млрд лет [9, 122, 174, 175]. Измерения по магматитам Рупена и Вултана позволяют повысить рубеж начала формирования суперсерии Аделаида до 1,0–0,9 млрд лет.

Детальные литологические исследования показывают, что в разрезе суперсерии располагаются несколько горизонтов черных, содержащих органическое вещество сланцев и строматолитовых карбонатов. Они вполне могут быть нефтегазопроизводящими формациями, хотя пока нефте- и газопроявления в бассейне не установлены.

Бассейн Оффисер некоторые авторы рассматривают как авлакоген и выделяют только в зоне южнее кристаллического выступа Масгрейв. Севернее этого массива располагается сходный с исследуемым авлакоген Амадиес [6]. Имеется и другая точка зрения, согласно которой авлакоген Оффисер не выделяется, а его территория объединяется с плитой Гибсона, которые вместе и составляют бассейн Оффисер. В силу природно-климатических условий изученность бассейна еще не

достаточна. Тем не менее в выполняющих его терригенно-карбонатных и ледниковых образованиях протерозоя мощностью 6–7 км отмечаются горизонты с повышенным содержанием органического вещества и нефтепроявлениями. Основной нефтепроизводящей формацией в отложениях верхнего протерозоя бассейна Оффисер является свита Родда. Она сложена морскими листоватыми известняковыми и доломитовыми песчаниками, черными углеродистыми сланцами и линзами песчаников и конгломератов. Мощность отложений свиты превышает 1200 м. Содержание органического углерода в углеродистых сланцах от 0,3 до 1,5 %. В составе углеводородов идентифицирован весь спектр биомаркеров. Отношение пристан/фитан около 1, среди стеранов в максимальных концентрациях находятся этилхолестаны [95].

Бассейн долгие годы считается перспективным для поисков нефти и газа в отложениях протерозоя. Известны нефтепроявления.

Бассейн Амадиес хорошо изучен и известен как одноименный авлакоген. Площадь бассейна 170 тыс. км². Мощность протерозойских и палеозойских образований в бассейне 2–8 км. Протерозойские отложения в бассейне Амадиес и соседних бассейнах (Нгалия, Оффисер) хорошо коррелируют, что дает основание считать, что в позднем протерозое в центре Австралийского кратона существовал единый обширный суббассейн [6]. Основными нефтепроизводящими породами являются углеродистые сланцы в свитах Биттер-Спрингс и Пертатака. В свите Биттер-Спрингс присутствует пачка эвалоритов Гиллен, которая может быть надежным флюидоупором. Содержание органического углерода в нефтепроизводящих породах невысокое, обычно ниже 0,5 %. В битумоидах идентифицирован широкий спектр биомаркеров, присутствуют *n*-алканы, ациклические изопрены, монометилалканы, в составе стеранов гомологи C₂₇–C₂₉ находятся в примерно равных концентрациях.

Компания Pacific Oil & Gas Pty. Limited в течение ряда лет вела поиски залежей нефти и газа в отложениях протерозоя бассейна Амадиес. В 1992 г. в скважине Мэгия-2 на юго-востоке бассейна из песчаников Хэвитри (870 млн лет) был получен приток газа, который содержал 39,53 % метана, 5,96 % этана. Для этого газа характерны высокие содержания азота (43,61 %) и аномально высокие концентрации гелия (6,23 %) и аргона (0,46 %) [69].

Бассейн Нгалия небольшой по размерам, имеет площадь 16 тыс. км². Бассейн представляет собой грабен, выполненный верхнедокембрийско-палеозойскими породами. Максимальная суммарная толщина отложений, выполнявших бассейн, около 9500 м, максимальная толщина сохранившихся пород около 6,5 км, в том числе протерозойских около 3 км [70]. Возраст протерозойских пород в бассейне 850–570 млн лет.

В качестве нефтегазопроизводящих в протерозойском разрезе бассейна обычно выделяют трещиноватые карбонатно-глинистые отложения свиты Албина и аргиллиты свиты Ринкабина [70]. Серые и черные известковистые аргиллиты свиты Ринкабина отложились в условиях морской трансгрессии. В наибольшей мощности, более 500 м, они сохранились в двух депрессиях в северо-западной и северо-восточной частях бассейна. Нефтегазогенерационный потенциал увеличивается вниз по разрезу свиты. Максимальные концентрации органического углерода достигают 0,8 %. В главной зоне нефтеобразования отложения протерозоя бассейна Нгалия оказались в карбоне, в настоящее время они находятся на стадии генерации сухого газа.

Главным перспективным резервуаром в протерозойско-кембрийской части бассейна являются песчаники свиты Ендуму венд-кембрийского возраста. Они перекрыты с размывом отложениями кембрия. Флюидоупором этого резервуара являются аргиллиты свиты Блуудууд.

В скважине Дэвис-1, пробуренной в северной части бассейна, из отложений свиты Дорин (примерно 670 млн лет) получен приток газа, который содержит 81,9 % метана, 7,95 % газов C_2-C_4 и 10,2 % CO_2 [70]. Данные о содержании азота и гелия не публиковались.

Компанией Magellan Petroleum Australia Ltd. намечен ряд перспективных участков для продолжения поисковых работ в этом бассейне.

Бассейн Джорджина является естественным продолжением уже охарактеризованных выше верхнерифейских бассейнов в центральной части Австралии. Площадь бассейна 340 тыс. км², максимальная толщина докембрийских образований 6 км. На юге он, по-видимому, располагается на раннедокембрийском фундаменте, а на севере перекрывает с неясными соотношениями нижнерифейские образования бассейна Мак-Артур и складчатого пояса Маунт-Айза [122, 174]. Нефтегазоносность его пока не доказана, но, так же как и другие бассейны Австралии этого возраста, он содержит в своем более чем шестикилометровом разрезе осадочных пород горизонты, обогащенные органическим веществом, благоприятные коллекторы и флюидоупоры.

Бассейн Бангемолл имеет площадь 117 тыс. км², располагается на гетерогенном раннепротерозойско-архейском фундаменте и, по-видимому, в пределах плиты Петерсон смыкается с бассейном Оффисер [122, 178, 179]. Бассейн выполнен огромной мощности (около 18 км) осадочной толщей, сложенной преимущественно терригенными породами, в том числе черными сланцами. В верхней половине разреза отмечаются карбонатные породы, а также эвапориты. Максимальная толщина докембрийских отложений 6 км, преобладающий возраст отложений докембрия 1000–1150 млн лет [178, 179]. Следует отметить значительные складчато-разрывные деформации, осложняющие в целом горизонтально залегающую структуру бассейна.

Южно-Американская платформа, судя по известным авторам опубликованных материалов, с точки зрения нефтегазоносности докембрия изучена недостаточно. Имеющиеся материалы свидетельствуют о широком распространении докембрийских пород не только на Южно-Американской платформе, но и в обрамляющих ее покровно-складчатых хребтах [7, 143]. Базируясь на доступных авторам в настоящий момент источниках, можно выделить в его пределах три бассейна – Лиано, Рорайма и Сан-Франсиску.

Бассейн Лиано занимает часть территории Венесуэлы, Колумбии и северо-запада Бразилии. В бассейне под мощными мезозойско-кайнозойскими терригенными толщами располагаются палеозойские и позднедокембрийские осадочные образования. На западе они интенсивно дислоцированы, метаморфизованы и гранитизированы. На востоке и юге отложения замещаются чехольными образованиями, вполне способными генерировать и сохранять углеводороды. Местные геологи отмечают в этих образованиях наличие хороших нефтематеринских формаций [180–182].

Бассейн Рорайма определяется областью распространения одноименной горизонтально залегающей формации, хорошо изученной на территории Венесуэлы, Гайаны и северных частей Бразилии [7]. Формация Рорайма залегает с резким угловым несогласием на фундаменте, сложена разнообразными терригенными породами преимущественно континентального происхождения, в том числе богатыми органическим веществом черными глинистыми сланцами. Общая мощность формации 2,0–2,5 км, но значительную ее часть составляют пластовые тела долеритов. Возраст формации по многочисленным и разноречивым данным определяется в интервале от 1850 до 1400 млн лет.

Бассейн Сан-Франсиску располагается в долине одноименной реки и сложен терригенно-карбонатным комплексом, слабо дислоцированным и осложненным

надвидами в краевых частях [7]. Разрез протерозоя бассейна Сан-Франсиску начинается грубообломочным троговым комплексом группы Аррайас (около 1,8 млрд лет). Он перекрыт отложениями групп Трэйрес и Параноа. В последней широко развиты высокоуглеродистые сланцы, органическое вещество в которых, по нашим данным, метаморфизовано до графита.

Отложения рифея трансгрессивно перекрыты широко распространенной песчано-сланцево-карбонатной формацией группы Бамбуи (0,7–0,5 млрд лет), которая содержит горизонты нефтематеринских пород с высоким содержанием органического вещества. В венде бассейн Сан-Франсиску имел значительно большие размеры. В отложениях венда в ряде поверхностных проявлений и в скважинах зафиксированы газопроявления. В одной из скважин приток газа составил свыше 50 тыс. м³ в сутки. Газ сухой, содержит до 97 % метана, до 17 % азота, до 0,2 % гелия. Метаморфические и катагенетические изменения газов различаются в разных зонах бассейна, на что указывает разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ от –32 до –54 %.

КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОКЕМБРИЙСКИХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Выполненный анализ показывает, что нафтидогенез в осадочной оболочке Земли начался очень рано, скорее всего, еще в раннем архее. Строго говоря, полностью исключать возможность обнаружения на древних кратонах первичных архейских залежей углеводородов и, тем более, метаморфизованных битумов нельзя. Однако сохранение сингенетических (первичных) скоплений углеводородов этого возраста, ввиду интенсивного магматизма, складчатости и высокого метаморфизма, маловероятно. При рассмотрении проблемы нефтегазоносности докембрия Земли под сингенетическими (первичными) скоплениями углеводородов мы понимаем скопления, источником которых были докембрийские нефтематеринские породы.

При наличии коллекторов, флюидоупоров и благоприятном расположении выступов докембрийских образований и облакающих их или примыкающих к ним на погружении нефтепроизводящих пород более молодого возраста (палеозойских, мезозойских, кайнозойских), достигших главной зоны нефтеобразования, возможна миграция и аккумуляция в них “молодой”, фанерозойской по источнику, нефти. Подобные залежи нефти в протерозойских выступах, сложенных породами, возраст которых превышает 1700 млн лет, известны в Хуабейском бассейне в Китае [183]. В этом бассейне третичные по возрасту нефтепроизводящих пород озерного генезиса нефти аккумуляровались в выступах докембрийского рельефа (“погребенных холмах”). Такие залежи мы будем называть вторичными. Теоретически ограничений по возрасту и метаморфизму для вторичных залежей в отложениях докембрия, если эти отложения претерпели метаморфизм и складчатость до аккумуляции в них нефти, нет.

Ниже будем касаться только проблем первичной нефтегазоносности отложений протерозоя.

Анализ геолого-геохимических материалов позволяет допускать, при прочих благоприятных условиях, широкую региональную сингенетическую нефтегазоносность протерозойских осадочных бассейнов, выполненных отложениями верхов нижнего (1850–1650 млн лет) и верхнего протерозоя. В главном критерии прогноза нефтегазоносности докембрийских и фанерозойских осадочных бассейнов идентичны [53, 184–187], однако при прогнозе нефтегазоносности докембрийских осадочных бассейнов возрастает необходимость и увеличиваются трудности историко-геологических, палеогеохимических и других реконструкций.

Прежде всего при прогнозе нефтегазоносности докембрийских осадочных бассейнов необходимо выполнить палеогеодинамические реконструкции и на основе комплексного анализа геологических и геофизических данных восстановить строение первичного осадочного бассейна на время генерации в нем нефти и газа. При этом особое внимание должно быть обращено на взаимное расположение очагов генерации углеводородов (областей интенсивного прогибания) и зон нефтегазонакопления. Нередко бывает, что последующая складчатость нарушает эти первоначальные соотношения и затрудняет выявление источников нефти и газа в конкретных зонах нефтегазонакопления. В качестве примера можно привести крупнейшую зону нефтегазонакопления на Сибирской платформе – Непско-Ботубинскую антеклизу [25, 29]. Основным очагом генерации углеводородов в этой мегазоне нефтегазонакопления была пассивная окраина Сибирского кратона, на которой в рифее и раннем венде накопились мощные толщи глинисто-карбонатных пород, обогащенных аквагенным прокариотогенным и бактериогенным органическим веществом. Из этого очага углеводороды в венде и раннем палеозое мигрировали на обширную шельфовую палеомоноклиналь (палеомоноклизу), которой являлась в этот отрезок геологической истории территория Непско-Ботубинской антеклизы, и аккумуляровались в литологических и антиклинальных ловушках. В настоящее время в результате складчатости очаг генерации углеводородов разрушен.

После того как определены, хотя бы в самых общих чертах, контуры и внутреннее строение протерозойского осадочного палеобассейна, необходимо выявить и закартировать в нем основные нефтепроизводящие формации. Главными источниками нефти и углеводородных газов в протерозойских осадочных бассейнах, несомненно, были уникально обогащенные органическим веществом углеродистые формации, сложенные углеродисто-глинистыми, углеродисто-карбонатно-глинистыми и углеродисто-кремнисто-карбонатно-глинистыми породами.

Широко используемый для пород, слагающих подобные формации, термин “черные сланцы” не точен, так как не подчеркивает наличие в них в качестве породообразующих компонентов органического углеродистого (некарбонатного), кремнистого и карбонатного материала. В.М. Евтушенко и один из авторов в 70-е годы для обозначения таких пород использовали термины “сапропелевые аргиллиты”, “сапропелитовые аргиллиты” и т. п., подчеркивая наличие в них сапропелевого органического материала как породообразующего компонента [184]. Однако термины “сапропель”, “сапропелевый” в мировой литературе для обозначения планктоногенного, бактериогенного и других генотипов автохтонного органического вещества, накапливавшегося в водных (озерных, морских) бассейнах, используются редко. Предлагается в название пород, в которых органическое вещество является породообразующим компонентом, вводить прилагательное “углеродистый”: углеродистый аргиллит, углеродистый доломит и т. п. Для органического вещества в верхнепалеозойских и мезозойско-кайнозойских осадочных толщах важно подчеркивать не только факт высокой концентрации органического вещества в породе, но и его природу – водные фитоорганизмы или высшая наземная растительность. Обычно в русскоязычной литературе эти два типа органического вещества называют “сапропелевое” и “гумусовое”. В англо- и франкоязычной литературе эти термины используют крайне редко. Для подчеркивания генетических различий предлагается использовать в наименовании породы сложные прилагательные: “аквауглеродистый аргиллит”, “террауглеродистый аргиллит” – в воде рожденный, на суше рожденный и т. п. Впрочем, для протерозойских нефтематеринских пород эти уточнения не существенны, поскольку в них все органическое вещество имеет аквагенную природу.

При изучении нефтепроизводящих пород необходимо [184]:

– определить концентрации в них органического вещества, построить карты концентраций органического вещества в нефтематеринских породах для каждой формации с повышенной его концентрацией в бассейне;

– изучить кероген, определить тип органического вещества и степень его окисленности в диагенезе. Для сильно измененных катагенезом и метаморфизмом осадочных пород классические методы органической геохимии (петрография, анализ керогена) часто неприемлемы. Во многих случаях чрезвычайно эффективно использовать для этой цели определения изотопного состава углерода в керогене или в декарбонатизированной породе: аквагенное органическое вещество древних толщ обычно обогащено легким изотопом углерода ^{12}C ;

– если зрелость органического вещества позволяет установить его остаточный генерационный потенциал и градации катагенеза методом пиролиза, то определить зрелость органического вещества методами петрографии по отражательной способности слагающих его инградиентов, построить карты катагенеза органического вещества;

– определить концентрацию и изучить состав битумоидов органического вещества, обратить особое внимание на распределение в них углеводородов-биомаркеров, выделить экологические ниши, различающиеся по составу липидов и липоидов исходного живого вещества, уточнить по биомаркерным показателям степень зрелости органического вещества;

– определить методами палеогеологических реконструкций основные этапы генерации нефти и углеводородных газов в бассейне; при прочих равных условиях, чем позже была реализована главная фаза нефтеобразования, тем больше вероятность сохранения скоплений углеводородов. Сам по себе древний возраст отложений не предопределяет их высокой катагенетической преобразованности, об этом свидетельствует приведенный выше пример хатыспытской свиты на северо-востоке Сибирской платформы. Н.Б. Вассоевич говорил о подобных нефтематеринских формациях, что они “много прожили, но мало пережили”. Вместе с тем высокий катагенез органического вещества (перезрелые нефтематеринские породы) в очаге нефтегазообразования не всегда может служить основанием для низкой оценки перспектив нефтегазоносности связанной с ним зоны нефтегазонакопления. В качестве примера можно привести Непско-Ботубинскую антеклизу. В ее пределах катагенез органического вещества в резервуарах нефти и газа очень невысокий, а в очаге генерации нефти нефтематеринские породы подверглись интенсивному катагенезу после завершения основной фазы миграции нефти [29];

– при наличии в бассейне залежей нефти, нефтепроявлений и других нафтидов изучить генетические связи в ряду “нефтепроизводящие породы–нефти” и уточнить генетическую природу нефтей в бассейне;

– построить карты генерации и эмиграции из материнских пород жидких и газообразных углеводородов; с учетом палеотектонических реконструкций и геохимической корреляции “нефтепроизводящие породы–нефти” установить основные направления миграции нефти из очагов генерации.

Следующий этап оценки перспектив нефтегазоносности докембрийского осадочного бассейна состоит в изучении резервуаров и флюидоупоров. Резервуарами скоплений углеводородов могут выступать как терригенные, так и карбонатные породы.

В Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа), на Аравийско-Нубийской платформе (Оман), в бассейнах Мак-Артур и Амадиес (Австралия) резервуарами нефти и газа на многих месторождениях являются песчаники, сформировавшиеся на шельфах протерозойских морей и сохранившие кол-

лекторские свойства. Для установления зон улучшенных коллекторов в таких резервуарах нужны детальные палеогеографические реконструкции.

Скопления нефти и газа в отложениях протерозоя в Китае (бассейн Хуабей), в Лено-Тунгусской провинции (Юрубченское месторождение, горизонт R₁; Верхнечонское месторождение, преобразенский горизонт; Верхневилучанское месторождение, одноименный горизонт и др.) часто связаны с карбонатными резервуарами. Лучшими коллекторскими свойствами в карбонатах, как правило, обладают предперерывные образования с карстовым и каверново-трещинным типами коллектора. Наиболее яркими примерами таких месторождений являются гигантское Юрубченское месторождение на Байкитской антеклизе [27, 28] и месторождение Хуабей в Китае [76, 79, 81].

Сохранение залежей нефти в отложениях протерозоя, в силу их древности, предъявляет особые требования к качеству флюидоупоров. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Лено-Тунгусской провинции, в Омане, в бассейне Амадиес показывают, что лучшие условия сохранения залежей нефти и газа наблюдаются при наличии эвапоритовых экранов [24, 25, 71, 84].

Завершает этап прогноза нефтегазоносности докембрийских осадочных бассейнов выявление зон нефтегазонакопления и ловушек нефти и газа. Этот вопрос лучше всего изучен в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [24] на примере нефтегазовых залежей Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [153]. Залежи приурочены к погребенным предперерывным выступам рифейского рельефа и занимают всю центральную часть Байкитской антеклизы на площади свыше 13 тыс. км². Залежи нефтегазовые, массивные, по запасам гигантские, высокодебитные, имеют литологические и тектонические ограничения и разделены на ряд блоков. Тип коллектора каверново-трещинный. Флюидоупором являются глинисто-карбонатные отложения венда. По материалам А.А. Конторовича, А.Э. Конторовича и И.Д. Тимошиной, источником нефти и газа являются, скорее всего, углеродистые сланцы мадринской толщи нижнего–среднего рифея [28].

Близкие по строению, но принципиально отличные по источникам залежи нефти и газа выявили китайские геологи в рифейских “погребенных холмах” предкайнозойского рельефа в Хуабейском бассейне [81]. Залежи массивные, коллектор каверново-трещинный, но нефть в эти ловушки мигрировала из перекрывающих “холмы” озерных отложений кайнозоя.

В терригенных отложениях нижнего венда Лено-Тунгусской провинции основные зоны нефтегазонакопления приурочены к шельфовым и баровым песчаникам [25]. Преобладают неантиклинальные, литологически и стратиграфически экранированные ловушки нефти и газа (Верхнечонское, Ковыктинское, Чаяндинское, Ярактинское, Дулисьминское и другие месторождения). Значительное число месторождений связано с приразломными зонами (Маччобинское, Иреляхское и др.). Сравнительно небольшое число месторождений приурочено к антиклинальным ловушкам, тектонически и литологически ограниченными (Среднеботуобинское, Собинское, Братское, Атовское и др.). Среди залежей преобладают нефтегазовые и газонефтяные, средне- и высокодебитные. По запасам большинство выявленных месторождений средние и крупные.

В карбонатных отложениях верхнего венда выявлен ряд пластовых залежей нефти на Непско-Ботубобинской антеклизе. Крупнейшая из них открыта в преобразенском горизонте Верхнечонского месторождения [29]. Коллектор поровый, органогенный, местами кавернозный и трещинный.

При благоприятном сочетании геологических факторов плотность ресурсов нефти и газа в отложениях рифея и венда не ниже, чем в фанерозойских отложениях [38].

Комплексное, системное применение кратко рассмотренных выше критериев прогноза нефтегазоносности позволило задолго до основных открытий дать верный прогноз нефтегазоносности отложений рифея и венда центральных и южных районов Лено-Тунгусской провинции, выделить области преимущественного нефте- и газоаккумуляции, наметить главный пояс нефтегазоносности на территории этой провинции [43, 45].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как показывает настоящий обзор и выполненные ранее исследования [34, 38, 39, 188], протерозойские отложения практически на всех континентах являются перспективным, но слабо изученным в отношении нефтегазоносности комплексом, в котором могут быть открыты новые крупные месторождения нефти и газа. Изучение нефтегазоносности протерозоя, даже в таких провинциях, как Лено-Тунгусская, находится еще на начальных стадиях. Все это позволяет рассматривать отложения протерозоя как новый перспективный объект для поисков месторождений нефти и газа.

Помимо прикладного значения изучение нефтегазоносности докембрия может дать и, несомненно, даст мощный импульс развитию фундаментальных наук о Земле. К числу важнейших теоретических разделов геологии, которые получают такой импульс относятся, в частности:

- событийная стратиграфия докембрия и ее унификация в масштабах всей планеты;
- история геологического развития и процессы геодинамики в архее и протерозое, эволюция типов осадочных бассейнов в истории Земли;
- состав и эволюция атмосферы и гидросферы и связь их с биологической эволюцией живого вещества;
- представления о биохимической эволюции живого вещества, в первую очередь его липидно-липоидного комплекса, в архее и протерозое и тесно связанная с ней молекулярная (биохимическая) палеонтология. Уже сегодня ясно, что, по крайней мере, в некоторых экологических нишах протерозойских бассейнов седиментации липидно-липоидные комплексы прокариотов и первых эукариотов в некоторых деталях отличались от липидно-липоидных комплексов более поздних организмов, в том числе простейших, природа и механизмы такой специфики еще ждут своего решения.

Имеющиеся на сегодня и обсуждавшиеся выше данные о закономерностях и эволюции накопления углеродистых (черносланцевых) осадочных формаций и нефтидогенеза в докембрии и фанерозое показывают, что нефтегенерационный потенциал органического вещества в докембрии был существенно выше, чем в фанерозое.

Несмотря на единство процессов нефтидогенеза во всей истории Земли, по крайней мере с конца нижнего протерозоя, т. е. приблизительно в течение последних 1800 млн лет, критерии и методы прогноза нефтегазоносности отложений протерозоя, тем не менее, требуют уточнения и адаптации, поскольку они разработаны для фанерозойских, точнее даже для верхнепалеозойских и мезозойско-кайнозойских отложений, и в достаточной степени не учитывают масштабы и механизмы разрушения древних скоплений углеводородов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарны многим российским специалистам, вместе с которыми они изучали проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы, познакомились с результатами аналогичных исследований на Восточно-Европейской платформе

(В.Н. Воробьев, Д.И. Дробот, В.В. Забалуев, А.Н. Золотов, А.Н. Изосимова, В.А. Каширцев, А.И. Ларичев, Н.В. Лопатин, Н.В. Мельников, Ал.А. Петров, В.В. Семенович, Св.А. Сидоренко, Б.С. Соколов, Б.А. Соколов, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др.), а также зарубежным коллегам – Дж. Демейсону, совместно с которым одному из авторов была оказана честь руководить симпозиумом по проблемам геологии и нефтегазоносности докембрия на XXVIII Международном геологическом конгрессе, специалистам Китайской национальной нефтяной корпорации (Ли Гоюй, Джань И Вэнь и др.), Ланьчжоуского отделения Академии наук Китая (Фан Пу, Лоу Бинь Жи и др.), компаний Pacific Oil & Gas Pty. Limited, Австралия (Дж. Колиер, К. Таквелл, Д. Тейлор) и “Петробраз”, Бразилия (О.П.Г. Браун, П.В. Залан, Ф.Н. Фильхо, П.С.П. Фильхо), “Petroconsultans”, Швейцария (Г. Остерле, Дж. Штоклин, Д. Степански и др.); многочисленные обсуждения и дискуссии по проблемам нефтегазоносности докембрия, полевые экскурсии в России (Московская синеклиза, Сибирская платформа и др.), Австралии, Бразилии, Китае, способствовали появлению этой работы. Компания “Шелл” в порядке обмена предоставила материалы и образцы протерозойских нефтей Омана. Вместе с китайскими (Китайская национальная нефтяная корпорация, Академия наук Китая) и швейцарскими (“Petroconsultans”) коллегами в 1991–1995 гг. было проведено несколько международных симпозиумов (Новосибирск, Женева, Пекин) по проблемам нефтегазоносности докембрия.

С особой теплотой авторы вспоминают долгие годы сотрудничества с Н.Б. Вассоевичем, Ю.А. Косыгиным, А.В. Сидоренко, Н.В. Черским, которые были пионерами в изучении проблем геологии и нефтегазоносности докембрия в СССР.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архангельский А.Д.* Где и как искать нефтеносные области СССР // Нефтяное хозяйство. 1929. Т. 6, № 6. С. 791–796.
2. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 380 с.
3. *Трофимук А.А.* Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1960. № 7. С. 3–12.
4. *Трофимук А.А.* Нефть и природный газ Сибири // Вестн. АН СССР. 1964. № 6. С. 37–44.
5. *Карта тектоники докембрия континентов м-ба 1:15 000 000* / Ред. Ю.А. Косыгин. Новосибирск, 1972.
6. *Докембрий континентов. Австралия, Африка* / Ч.Б. Борукаев, Ю.З. Елизарьев, В.Е. Забродин, Б.М. Чиков. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. 221 с.
7. *Докембрий континентов. Северная и Южная Америка* / А.К. Башарин, Н.А. Берзин, Б.Д. Дворкина и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1976. 237 с.
8. *Докембрий континентов. Основные черты тектоники* / Ч.Б. Борукаев, А.К. Башарин, Н.А. Берзин. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1977. 263 с.
9. *Семихатов М.А.* Стратиграфия и геохронология протерозоя. М.: Наука, 1974. 298 с.
10. *Келлер Б.М., Семихатов М.А., Чумаков Н.М.* Типовые разрезы верхней эратемы протерозоя // Геология докембрия. (Доклады. Секция С.05. Т. 5. 27-я сессия МГК). М.: Наука, 1984. С. 56–76.
11. *Семихатов М. А.* Хронологическая шкала архея (предложение Международной подкомиссии по стратиграфии докембрия) // Изв. РАН. Сер. геол. 1992. № 9. С. 153–157.
12. *Семихатов М.А.* Новейшие шкалы общего расчленения докембрия: сравнение // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 1993. Т. 1, № 1. С. 6–20.
13. *Семихатов М.А., Шуркин К.А., Аксенов Е.М. и др.* Новая стратиграфическая шкала докембрия СССР // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1991. № 4. С. 3–16.

14. Сидоренко А.В. О едином историко-геологическом принципе изучения докембрия и посткембрия // Докл. АН СССР. 1969. Т. 186, № 1. С. 166–169.
15. Сидоренко А.В. Осадочная геология докембрия, состояние и задачи // Литология и осадочная геология докембрия. М., 1973. С. 4–7.
16. Сидоренко А.В., Борщевский Ю.А., Сидоренко Св.А. и др. Изотопный состав элементарного углерода из метаморфических пород докембрия // Докл. АН СССР. 1972. Т. 206, № 2. С. 463–466.
17. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. О распространении предположительно биогенного углерода в докембрии // Докл. АН СССР. 1968. Т. 183, № 1. С. 181–184.
18. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы // Сов. геология. 1971. № 5. С. 3–17.
19. Сидоренко Св.А., Сидоренко А.В. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия. М.: Наука, 1975. 114 с.
20. Соколов Б.С. Вендский этап в истории Земли // Палеонтология. М.: Наука, 1972. С. 114–124. (МГК XXIV сес. Докл. сов. геологов. Проблема 7).
21. Соколов Б.С. Органический мир Земли на пути к фанерозойской дифференциации // Вестн. АН СССР. 1976. № 1. С. 126–143.
22. Соколов Б.С. Палеонтология, геология и эволюция биосферы // Проблемы эволюции геологических процессов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1981. С. 156–167.
23. Соколов Б.С. Биосфера: понятие, структура, эволюция // В.И. Вернадский и современность. М.: Наука, 1986. С. 98–122.
24. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. М.: Недра, 1981. 552 с.
25. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев и др. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. 243 с.
26. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trophimuk A.A. The Earth's upper Proterozoic deposits – a new perspective level for petroleum exploration // Proc. Thirteen World Petroleum Congress. 1991. P. 67–69.
27. Трофимук А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение – супергигант Красноярского края. Новосибирск: ОИГМ СО РАН, 1992. 60 с.
28. Нефтегазопосные бассейны и регионы Сибири. Вып. 6. Байкитский регион / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Сурков и др. Новосибирск: ОИГМ СО РАН, 1994. 52 с.
29. Нефтегазопосные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. Новосибирск: ОИГМ СО РАН, 1994. 76 с.
30. Хаин В.Е. О происхождении древних платформ (кратонов) // Вестн. Моск. ун-та. Геология. 1984. № 2. С. 32–37.
31. Хаин В.Е., Божко Н.А. Историческая геотектоника. Докембрий. М.: Недра, 1988. 380 с.
32. Хаин В.Е. Циклоны Вилсона и циклы Бертрана // Докл. РАН. 1992. Т. 325, № 3. С. 557–559.
33. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии (геология на пороге XXI века). Л.; М.: Наука, 1995. 190 с.
34. Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Соколов Б.А., Тараненко Е.И. К проблеме нефтегазопосности позднедокембрийских отложений // Сов. геология. 1970. № 4. С. 66–79.
35. Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Тараненко Е.И. К проблеме нефтеобразования в докембрийских отложениях // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973. С. 150–157.
36. Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазообразования в верхнедокембрийских образованиях // Проблемы осадочной геологии докембрия. Кн. 1. М.: Недра, 1975. С. 208–214.

37. *Вассоевич Н.Б., Соколов Б.А.* О нефтегазоносности платформенных образований докембрия // Корреляция докембрия. Т. 1. Осадочные процессы порообразования в докембрии. М.: Наука, 1977. С. 288–296.
38. *Золотов А.Н.* Историко-геологические критерии оценки нефтегазоносности рифей-вендских и нижнепалеозойских отложений древних платформ СССР // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1981. С. 14–25.
39. *Золотов А.Н.* Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. М.: Недра, 1982. 240 с.
40. *Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э.* Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1974. 160 с.
41. *Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности* / Под ред. К.К. Макарова, Т.К. Баженовой. Л.: Недра, 1981. 211 с.
42. *Ларичев А.И.* Условия накопления и закономерности распределения органического вещества Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. С. 96–111.
43. *Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А.* Главные зоны нефтенакпления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1982. С. 22–42.
44. *Дробот Д.И., Конторович А.Э., Преснова Р.Н. и др.* Геохимия нефтей и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 241 с.
45. *Конторович А.Э., Кащенко С.А., Зуева Т.Н. и др.* Перспективы нефтеносности и газоносности вендских и нижне-среднепалеозойских отложений Сибирской платформы // Геология, условия формирования и методика разведки месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1978. С. 4–25.
46. *Ларичев А.И.* Особенности формирования залежей нефти и газа в дорифейских и вендских отложениях в связи с историей геологического развития Сибирской платформы и тектонические условия нефтегазоносности древних платформ. М.: ВНИГНИ, 1981. С. 111–121.
47. *Ларичев А.И.* Нефтегазоносный потенциал рифейских доманикоидных отложений Сибирской платформы и складчатых структур ее ограничения // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. С. 107–118.
48. *Каширцев В.А.* Особенности молекулярного состава природных битумов Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1984. № 9. С. 78–87.
49. *Изосимова А.Н., Чалая О.Н.* Реликтовые резервуары в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 125 с.
50. *Каширцев В.А., Филт Р.П., Алан Дж. и др.* Биодеграляция биомаркеров в природных битумах для Непского поднятия // Геология и геофизика. 1993. Т. 34, № 6. С. 44–56.
51. *Каширцев В.А., Андреев И.Н., Чалая О.Н. и др.* Биомаркеры в природных нефтях // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. С. 69–86.
52. *Конторович А.Э., Каширцев В.А., Филт Р.П.* Биогопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы // Докл. РАН. 1995. Т. 345, № 1. С. 106–110.
53. *Родионова К.Ф., Максимов С.П.* Геохимия органического вещества и нефтегазоматеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 1981. 367 с.
54. *Ларская Е.С.* Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 1983. 195 с.
55. *Геология нефти и газа Восточно-Европейской платформы* / С.П. Максимов, Г.Х. Дикенштейн, А.Н. Золотов и др. М.: Недра, 1990. 247 с.
56. *Баженова О.К., Арефьев О.А., Соколов Б.А.* Генетические особенности нефтей верхнего протерозоя // Докл. РАН. 1994. Т. 337, № 3. С. 371–377.
57. *Белокозь Т.В., Козлов В.И., Дулепов Ю.А. и др.* Геохимия пород и флюидов додевонских отложений северо-востока Урало-Поволжья. Уфа: БНЦ УрО АН СССР, 1991.

58. *Белокопть Т.В., Балашова М.М., Горбачев В.И.* Перспективы изучения нефтегазоносности верхнедокембрийских отложений востока Русской платформы // *Отеч. геология.* 1994. № 3. С. 3–10.
59. *Соколов Б.А., Баженова О.К., Егоров В.А., Постшикова И.Е.* Геологическая корреляция позднепротерозойских и последующих событий древних платформ России в связи с нефтеносностью докембрийских отложений // *Отеч. геология.* 1995. № 10. С. 11–17.
60. *Федоров Д.Л.* Рифтогенные осадочные бассейны Русской платформы и перспективы их нефтегазоносности // *Тектоника и магматизм Восточно-Европейской платформы.* Фонд “Наука России”, Гео-инвэкс. М., 1994. С. 50–55.
61. *Федоров Д.Л.* Проблема нефтегазоносности древних толщ Русской платформы // *Геология нефти и газа.* 1994. № 2. С. 8–12.
62. *Meyerhoff A.A.* Geology and petroleum fields in Proterozoic and Lower Cambrian strata, Lena-Tunguska Petroleum Province, eastern Siberia // *Giant Oil Gas Fields of the Decade 1968–1978* // *Amer. Assoc. Petrol. Geol.* 1980. Mem. 30. P. 225–252.
63. *Proterozoic Petroleum* / Ed. V.R. Walter. 1991. Vol. 54, N 1. 108 p.
64. *Jackson K.S., McKirdy D.M., Deckelman J.A.* Hydrocarbon generation in the Amadeus basin, Central Australia // *APEA J.* 1984. Vol. 24, pt. 1. P. 46–65.
65. *Jackson M.I., Powell T.G., Summons R.E., Sweet I.P.* Hydrocarbon shows and petroleum source rocks in sediments as $1,7 \times 10^9$ years // *Nature.* 1986. Vol. 322. P. 727–729.
66. *Plumb K.A.* Geology of the McArthur basin Northern territory – Queensland. Scale 1: 1 000 000 // *Bur. Miner. Res. Canberra.* 1988. P. 49–50.
67. *Jackson M.I., Sweet I.P., Powell T.G.* Studies on petroleum geology and geochemistry, McArthur basin, Northern Australia. Petroleum potential // *APEA J.* 1988. Vol. 29, N 1. P. 283–302.
68. *Donnelly T.N., Crick I.H.* Depositional environment of the middle Proterozoic Velkerri Formation in Northern Australia: geochemical evidence // *Precam. Res.* 1988. Vol. 42. P. 165–172.
69. *Clementson I.* Precambrian frontier opportunity in Australias Beetaloo Sub-basin // *Oil and Gas J.* 1994. Vol. 92, N 26. P. 60–62.
70. *Deckelman I.A.* Central Australias Ngalia basin has geologic, marketing obstacles // *Oil and Gas J.* 1995. Vol. 93, N 3. P. 74–80.
71. *Wakelin-King G.* Proterozoic play challenges Amadeus basin explorers // *Oil and Gas J.* 1994. Vol. 92, N 9. P. 52–55.
72. *Guan Shicong, Qiu Dongzhou, Chen Xianqun et al.* Geologic History of late Proterozoic to Triassic in China and associated hydrocarbons // *Petroleum Geology in China.* Pen Well Books. 1981. P. 142–153.
73. *Chen Zongqing.* The explorational prospects of non-structural oil/gas pools in marine facies strata of Sichuan Province // *Experimental Petroleum Geology.* 1986. Vol. 8, N 4. P. 301–312.
74. *Guoda C.* Tectonics of China // *International Academic Publishers.* 1988. 258 p.
75. *Hsu K.J.* Origin of Sedimentary basins of China // *Sedimentary Basin of the World.* Amsterdam etc.: Elsevier, 1989. P. 207–227.
76. *Хао Шусен и др.* Нефтяная геология средне-верхнепротерозойской группы северной части Хуабей. Пекин: Изд-во Нефтяного ун-та, 1990.
77. *Korsch R.J., Huazhao Mai, Zhaocai, Gorter I.D.* The Sichuan Basin, southwest China: a Late Proterozoic (Sinian) petroleum province // *Precam. Res.* 1991. Vol. 54. P. 45–63.
78. *Ли Гоюй.* Геология нефти и газа Китая. Новосибирск: ОИГТМ СО РАН, 1993. 37 с.
79. *Ли Гоюй.* Перспективы нефтегазоносности морских отложений палеозоя и протерозоя в Китае // *Геология и геофизика.* 1996. Т. 37, № 8. С. 57–62.
80. *Лян Дигань, Хуан Чунбо.* Геология нефти и газа и новые результаты поисково-разведочных работ в Таримском бассейне // *Там же.* С. 89–99.
81. *Юй Илита.* Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы поисков и разведки первичных залежей нефти и газа в отложениях среднего–верхнего протерозоя в Цзибэйском районе (Китай) // *Там же.* С. 75–88.

82. *Фэй Бао-Шень*. Перспективы нефтегазоносности отложений палеозоя и среднего-верхнего протерозоя западной части Северного Китая // Там же. С. 63–74.
83. *Фэй Бао-Шень*. Перспективы нефтегазоносности средне-верхнепротерозойских и палеозойских отложений западной части Северного Китая. Женьцю: НИИ разведки и разработки Северного Китая, 1994. 18 с.
84. *Grantham P.J., Lijmbach G.W.M., Posthuma J. et al.* Origin of crude oils in Oman // *J. Petrol. Geol.* 1988. Vol. 11. P. 61–80.
85. *Hughes C.M.W.* Stratigraphy and rock unit nomenclature in the oil producing area of Interior Oman // *Ibid.* P. 5–60.
86. *Husseini M.I.* The Arabian Infracambrian extensional system // *Tectonophysics.* 1988. Vol. 148. P. 93–103.
87. *Edgell H.S.* Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation // *Precam. Res.* 1991. Vol. 54, N 1. P. 1–14.
88. *Visser W.* Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman // *Precam. Res.* 1991. Vol. 54, N 1. P. 15–36.
89. *Peters K.E., Clark M.E., Das Gupta U. et al.* Recognition of an Infracambrian Source Rock Based on Biomarkers in the Baghewala-1 Oil, India // *AAPG Bull.* 1995. Vol. 79, N 10. P. 1481–1493.
90. *Вернадский В.И.* Труды по геохимии. М.: Наука, 1994. 496 с.
91. *Кальвин М.* Химическая эволюция. М.: Мир, 1971. 238 с.
92. *Schopf I.W., Ford T.D., Breed W.I.* Microorganisms from the Late Precambrian of the Grand Canyon, Arizona // *Science.* 1973. Vol. 179. P. 1319–1321.
93. *Туссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
94. *Rutten M.G.* The origin of life by natural causes. Amsterdam etc.: Elsevier, 1971. 411 p.
95. *Proterozoic biosphere: a multidisciplinary study / I.W. Schopf, C. Klein (eds.).* Cambridge: Cambridge Univ. Press., 1992. 1348 p.
96. *Murray G.E., Kaczor M.I., McArthur R.E.* Indigenous Precambrian petroleum revisited // *AAPG Bull.* 1980. Vol. 64, N 10. P. 1681–1700.
97. *Petters S.W.* Regional geology of Africa. Berlin etc.: Springer Verlag, 1991. 722 p.
98. *Вассоевич Н.Б., Гусева А.Н., Лейфман И.Е.* Опыт биохимической классификации панлипоидинов-липидов, липоидов и их производных // Тез. докл. IV семинара “Органическое вещество в современных и ископаемых осадках”. 28–30 мая 1974 г. М.: Изд-во МГУ, 1974. С. 23–25.
99. *Гусева А.Н., Лейфман И.Е., Вассоевич Н.Б.* К биохимии липидов, липоидов и родственных соединений // Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976. С. 25–56.
100. *Лопатин Н.В.* Эволюция биосферы и горючие ископаемые // *Изв. АН СССР. Сер. геол.* 1979. № 7. С. 5–22.
101. *Лопатин Н.В.* Образование горючих ископаемых / Ред. А.А. Трофимук. М.: Недра, 1983. 192 с.
102. *Schidlowski M.A.* 3800-million years isotopic of life from carbon in sedimentary rocks // *Nature.* 1988. Vol. 333. P. 313–318.
103. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
104. *Вассоевич Н.Б.* О стадиях литогенеза нефтематеринских отложений терригенного типа // Вопросы литологии и минералогии осадочных пород. Баку: Изд-во АН АзССР, 1962. С. 135–156.
105. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220.
106. *Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др.* Основы генетической классификации битумов. Л.: Недра, 1964. 267 с.

107. Конторович А.Э. Образование нефти и газа в земной коре // Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 1984. С. 451–469.
108. *Mycke B., Michaelis W., Degens E.T.* Biomarkers in sedimentary sulfides of Precambrian age // *Org. Geochem.* 1988. Vol. 13, N 4–6. P. 619–625.
109. *Grantham P.J.* The occurrence of unusual C₂₇ and C₂₉ sterane predominances in two types of Oman crude oil // *Ibid.* 1986. Vol. 9, N 1. P. 1–10.
110. Конторович А.Э., Дробот Д.И., Преснова Р.И. и др. Нормальные алканы в нефтях венда и кембрия Сибирской платформы // *Геология нефти и газа.* 1974. № 5. С. 48–54.
111. Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // *Нефтехимия.* 1995. Т. 35, № 1. С. 25–34.
112. Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русилова Г.В. и др. Биометки нефтей Волго-Урала // Там же. 1994. Т. 34, № 6. С. 483–486.
113. *Lehninger A.L.* Biochemistry. The molecular basis of cell structure and function. New York: Worth Publishers, 1972. 957 p.
114. Ферсман А.Е. Геохимия. Т. II. М.: Химтеоретиздат, 1934. 352 с.
115. Вассоевич Н.Б. О некоторых терминах, связанных с изучением органического вещества осадков и осадочных горных пород // *Органическое вещество современных и ископаемых осадков.* М.: Наука, 1971. С. 218–238.
116. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // *Изв. АН СССР. Сер. геол.* 1967. № 11. С. 135–156.
117. Салон Л.И. Геологическое развитие Земли в докембрии. Л.: Недра, 1982. 344 с.
118. Борукаев Ч.Б. Структура докембрия и тектоника плит. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1985. 190 с.
119. Башарин А.К. Деструктивные комплексы в структуре материков. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. 237 с.
120. *Condie K.C.* Archean Greenstone belts. Amsterdam etc.: Elsevier, 1981. 390 p.
121. *Precambrian plate tectonics / A. Rroner (ed.).* Amsterdam etc.: Elsevier, 1981. 782 p.
122. *Precambrian of the Southern Hemisphere.* Amsterdam etc.: Elsevier, 1981. 882 p.
123. *Precambrian of South India.* Bangalore. Geol. Soc. India, 1983. Mem. 4. 575 p.
124. *Precambrian crustal evolution // Precamb. Res.* 1985. Vol. 27, N 1–3. 300 p.
125. Павловский Е.В. О специфике стиля развития земной коры в раннем докембрии // *Геология и петрология докембрия.* М.: Изд-во АН СССР, 1962. С. 77–108.
126. Павловский Е.В., Марков М.С. Особенности тектоники ранних этапов развития земной коры континентов // *Деформация пород и тектоника.* М.: Наука, 1964. С. 92–104. (22-я сес. МГК. Докл. сов. геологов. Проблема 4).
127. *Eriksson K.A.* Marginal marine depositional processes from the Archean Moodies Group, Barberton Mountain Land, South Africa: Evidence and significance // *Precamb. Res.* 1979. Vol. 8, N 3–4. P. 153–182.
128. *Eriksson K.A.* Transitional sedimentation styles in the Moodies and Tig Tree Groups, Barberton Mountain Land, South Africa: Evidence favouring an Archean continental margin // *Precamb. Res.* 1980. Vol. 12, N 1–4. P. 14–160.
129. *Eriksson K.A., Donaldson J.A.* Basinal and shelf sedimentation in relation to the Archean – Proterozoic boundary // *Ibid.* 1986. Vol. 33, N 1–3. P. 103–121.
130. *Shegelski R.H.* Archean cratonization, emergence and red bed development Lake Shebandowan area, Canada // *Ibid.* 1980. Vol. 12, N 1–4. P. 331–347.
131. *Love D.R.* Comparative sedimentology of the principal volcanic sequences of Archean greenstone belts in South Africa, western Australia and Canada: implications for crustal evolution // *Ibid.* 1982. Vol. 17, N 1. P. 1–29.
132. *Love D.R., Byerly G.R., Ransom B.L., Nocita B.W.* Stratigraphic and sedimentological evidence bearing on structural repetition in early Archean rocks of the Barberton greenstone belt, South Africa // *Ibid.* 1985. Vol. 27, N 1–3. P. 165–186.
133. *Stockwell C.H., McGlynn J.C., Emslie R.F. et al.* Geology of the Canadian shield // *Geol. Econ. Minerals Canada.* Ottawa, 1979. P. 43–151.

134. *Goodwin A.M.* Precambrian belts, plumes and shield development // Amer. J. Sci. 1974. Vol. 274, N 9. P. 987–1028.
135. *Goodwin A.M., Ridler R.H.* The Abitibi orogenic belt // Pap. Geol. Surv. Can. 1970. N 70–40. P. 1–30.
136. *Thurston P.C., Chivers K.M.* Secular variation in greenstone sequence development emphasizing Superior Province, Canada // Ibid. 1990. Vol. 46, N 1–2. P. 27–44.
137. *Берзин Н.А., Колман Р.Г., Добрецов Н.Л. и др.* Геодинамическая карта западной части Палеоазиатского океана // Геология и геофизика. 1994. Т. 35, № 7–8. С. 8–28.
138. *Bickford M.E., Harrower K.L., Hoppe W.J.* Rb-Sr and U-Pb geochronology and distribution of rock types in the Precambrian basement of Missouri and Kansas // Geol. Soc. Amer. Bull. 1981. Vol. 92, N 6. Pt I. P. 323–341.
139. *Bickford M.E.* The formation of continental crust: Pt I. A review of some principles; Pt. II. An application to the Proterozoic evolution of Southern North America // Ibid. 1988. Vol. 100, N 9. P. 1375–1391.
140. *Bickford M.E., Van Schmus W.R., Zietz I.* Proterozoic history of the Midcontinent region of North America // Geology. 1986. Vol. 14, N 2. P. 492–496.
141. *Karlstrom K.E., Houston R.S.* Cheyenne Belt: analysis of a Proterozoic suture in southern Wyoming // Precamb. Res. 1984. Vol. 25. P. 415–446.
142. *Беличенко В.Г., Складов Е.В., Добрецов Н.Л. и др.* Геодинамическая карта Палеоазиатского океана. Восточный сегмент // Геология и геофизика. 1994. Т. 35, № 7–8. С. 29–40.
143. *Божко Н.А.* Поздний докембрий Гондваны. М.: Недра, 1964. 231 с.
144. *Шенгер А.М.Дж., Натальин Б.А., Буртман В.С.* Тектоническая эволюция алтаид // Геология и геофизика. 1994. Т. 35, № 7–8. С. 41–58.
145. *Диденко А.Н., Моссаковский А.А., Печерский Д.М. и др.* Геодинамика палеозойских океанов Центральной Азии // Там же. С. 59–75.
146. *Зонешайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М.* Тектоника литосферных плит территории СССР. В 2 т. М.: Недра, 1990. Т. 1. 327 с; Т. 2. 333 с.
147. *Зорин Ю.А., Беличенко В.Г., Турутанов Е.Х. и др.* Байкало-Монгольский трансект // Геология и геофизика. 1994. Т. 35, № 7–8. С. 94–110.
148. *Берзин Н.А.* Тектоника Южной Сибири и горизонтальные движения континентальной коры. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. 51 с.
149. *Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтеобразование // Горючие ископаемые. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
150. *Конторович А.Э., Стасова О.Ф.* Типы нефтей в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1978. № 8. С. 95–108.
151. *Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др.* Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. 91 с.
152. *Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 8. Иркутский бассейн / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.Н. Воробьев и др.* Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. 59 с.
153. *Конторович А.Э., Конторович А.А., Кришин В.А. и др.* Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. 1988. № 11. С. 45–95.
154. *Геология и нефтегазоносность Восточно-Европейской платформы / Ред. В.В. Бронгулев.* М.: Изд-во МГУ, 1985. 287 с.
155. *Бельков И.В., Любцов В.В., Петерфилье И.А.* Значение верхнепротерозойских отложений Кольского полуострова для определения нефтегазоносности шельфа Баренцева моря. Апатиты: ГИ КНЦ РАН, 1979. 32 с.
156. *Любцов В.В., Павлова М.А., Петерфилье И.А.* Распределение органического вещества и газов в осадочно-метаморфических породах верхнего протерозоя и палеозоя Кольского полуострова. Апатиты: ГИ КНЦ РАН, 1981. 25 с.

157. Митрофанов Ф.П., Любцов В.В., Предовский А.А., Припачкин В.А. Углеводороды и органический углерод в верхнепротерозойских осадочных отложениях северо-запада Кольского полуострова: значение для оценки перспектив нефтегазоносности шельфа Баренцева моря // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 125–135.
158. Wang Tianfeng. Tectonic evolution of Proterozoic–Jurassic in six province of southeastern China // J. Southeast Asian Earth Sci. 1989. Vol. 3, N 1–4. P. 95–103.
159. Tang Zej Ao, Shan Shenju. Origin of Sinian (upper Proterozoic) gas pools in the Sichuan basin, China // Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources Earth Sciences. Houston; Texas; USA, 1988. Vol. 10. P. 359–370.
160. Tang Tienfu, Xue Yaosong, Yu Conglin. The distribution and depositional environment of the Sinian carbonate // Acta Petrol. Sin. 1981. Vol. 2, N 2. P. 11–19.
161. Bloeser B. Melanocyrrillium, a new genus of Structurally Complex Late Proterozoic microfossils from the Kwagint formation (Chuar Group), Grand Canyon, Arizona // J. Paleontol. 1985. Vol. 59. P. 741–765.
162. Bloeser B., Schopf J.W., Horodyski R.J., Breed W.J. Chitinozoans from the Late Precambrian Chuar group of the Grand Canyon, Arizona // Science. 1977. Vol. 195. P. 676–679.
163. Summons R.E., Capon R.J. Fossil steranes with unprecedented methylation in ring-A // Geochim. Cosmochim. Acta. 1988. Vol. 52. P. 2733–2736.
164. Barghown T.S., Knoll A.K., Dembicki Yr.H. et al. Variation in stable carbon isotopes in organic matter from the openflint Iron Formation // Ibid. 1977. Vol. 41. P. 425–430.
165. Haering T.C., Novale V. A search for molecular fossils in the kerogen of Precambrian sedimentary rocks // Precamb. Res. 1987. Vol. 34, N 3–4. P. 247–267.
166. Imbus S.W., Engel M.H., Elmore R.D., Zumberge J.E. The origin, distribution and hydrocarbon generation potential of organic-rich facies in the Nonesuch Formation, Central North American Rift System: A regional study // Org. Geochem. 1988. Vol. 13, N 1–3. P. 207–219.
167. Eglinton G., Scott P.M., Belsky T. et al. Hydrocarbons of biological origin from a one-billion-years-old sediment // Science. 1964. Vol. 145, N 3628. P. 263–264.
168. Pratt L.M., Summons R.E., Hieshima G.B., Hayes J.M. Lithofacies and biomarkers in the Precambrian Nonesuch Formation: Petroleum source potential of the Midcontinent Rift System, North America // Proceedings of the 28th International Geological Congress. Vol. 2. 1989. P. 637–638.
169. Pratt T.L., Hauser E.C., Nelson K.D. Widespread buried Precambrian layered sequences in the US Mid-Continent: Evidence for large Proterozoic depositional basins // AAPG Bull. 1992. Vol. 76, N 9. P. 1384–1401.
170. Wolfe P.J., Richard B.H., Potter P.E. Potential seen in Middle Run basins of western Ohio // Oil and Gas J. 1933. P. 68–73.
171. Plumb K.A. Structure and tectonic style of the Precambrian shields platforms of Northern Australia // Tectonophysics. 1979. Vol. 58, N 3–4. P. 291–325.
172. Plumb K.A. Subdivision and correlation of late Precambrian sequences in Australia // Precamb. Res. 1985. Vol. 29, N 1–3. P. 303–329.
173. Plumb K.A., Derrick G.M., Wilson I.H. Precambrian geology of the McArthur-Maunt Isa region, Northern Australia // Geol. Geophys. Northeastern Australia. Geol. Soc. Austral. Queensland Division, Brisbane. 1980. P. 71–88.
174. Shaw R.D., Etheridge M.A., Lambeck K. Development of the Late Proterozoic to Mid-Paleozoic, intracratonic Amadeus basin in Central Australia: a key to understanding tectonic forces in plate interior // Tectonics. 1991. Vol. 10, N 4. P. 688–721.
175. Пейдэж Р.У., Мак-Каллох М.Т., Блэк Л.П. Изотопные данные об основных событиях в докембрии Австралии // Геология докембрия. (27-я сес. МГК. Доклады). М.: Наука, 1984. С. 14–35.
176. Taylor D., Kontorovich A.E., Larichev A.I., Glikson M. Petroleum Source Rocks in the Roper Group of the McArthur basin: source characterization and maturity determinations using physical and chemical methods // AREA J. 1994. P. 279–296.

177. *Конторович А.Э., Ларичев А.И., Таквелл К. и др.* Древнейшая нефть Австралии // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 100–115.
178. *Goode A. D.T., Hall W.D.M.* The Middle Proterozoic eastern Bangemall Basin, Western Australia // *Precamb. Res.* 1981. Vol. 16, N 1. P. 11–29.
179. *Grey K., Williams I.R.* Problematic bedding-plane marking from the Middle Proterozoic Manganese Supgroup, Bangemall basin, Western Australia // *Ibid.* 1990. Vol. 46, N 4. P. 307–327.
180. *Keeley M., Arevalo E.C.* Old, new plays may revitalize Colombia's Llanos basin // *Oil and Gas J.* 1994. Vol. 92, N 20. P. 66–69.
181. *Stauffer K.M., Groft G.D.* A modern look at the petroleum geology of the Maracaibo basin, Venezuela // *Ibid.* 1995. Vol. 93. P. 63–66.
182. *Duval B.C., Cramez C., Valdes G.E.* Giant fields of the 80s associated with an "A" selduction in S. America // *Ibid.* 1995. Vol. 93, N 29. P. 67–71.
183. *Фан Пу, Чанг Байшенг.* Неморские нефти Китая // Геология и геофизика. 1995. Т. 36, № 6. С. 45–59.
184. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 349 с.
185. *Методы* оценки перспектив нефтегазоносности / М.Д. Белонин, Н.И. Буянов, А.Э. Конторович и др. М.: Наука, 1979. 331 с.
186. *Прогноз* месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. М.: Недра, 1981. 350 с.
187. *Количественная* оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич и др. М.: Недра, 1988. 223 с.
188. *Байбакова Г.А., Алиев Е.О.* Нефтегазоносность верхнепротерозойских–нижнепалеозойских отложений древних платформ // Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 95 с.



НЕРАВНОМЕРНОСТЬ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ КАК РЕЗУЛЬТАТ ЦИКЛИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ¹

Цель настоящей работы – выявить на представительном статистическом материале основные закономерности изменения интенсивности нефтеобразования и нефтенакопления в протерозое и фанерозое. Была систематизирована информация о начальных разведанных запасах нефти (сумма накопленной добычи в разведанных запасах по 45 нефтегазоносным бассейнам [1]). В основном это крупнейшие бассейны с суммарными начальными запасами нефти свыше 170 млрд т, что составляет более 80 % начальных извлекаемых запасов в мире. Учитывая высокую степень разведанности большинства нефтегазоносных бассейнов, можно считать, что последующие открытия не изменят принципиально выявленные тенденции. Был выполнен также анализ распределения запасов твердых битумов, которые по массе во много раз превосходят запасы нефти [2]. Установлена определенная корреляция между запасами битумов и нефти в отдельных стратиграфических комплексах.

Запасы нефти распределены по 24 стратиграфическим подразделениям от рифея до плиоцена включительно. Для выявления стратиграфических комплексов, генерировавших основную массу нефти, учитывались процессы перераспределения нефти при миграции. Распределение начальных запасов нефти по стратиграфическим подразделениям и то же распределение после внесения поправок за миграционные явления показаны в таблице.

Ориентировочное представление о сравнительной интенсивности нефтегазообразования можно получить, отнеся значения показателя масштабов нефтенакопления (начальные запасы) к продолжительности соответствующих стратиграфических эпох и периодов.

Резкий максимум интенсивности нефтеобразования приходится на вторую половину мезозоя: от поздней юры до позднего мела включительно. Средняя интенсивность нефтеобразования на этом максимуме составляет 1467 т/год. К нему приурочено около 72 % мировых запасов нефти (с учетом миграции).

Второй по величине максимум интенсивности нефтеобразования связан с отложениями кайнозоя, от эоцена до плиоцена включительно. Средняя интенсивность нефтеобразования в этот период составила около 400 т/год, а общие масштабы нефтенакопления – более 12 % мировых запасов.

Палеозойский максимум (D_3-C_1) значительно уступает кайнозойскому и мезозойскому и по интенсивности нефтеобразования (в среднем 263 т/год), и по масштабам (около 6 % мировых запасов).

Интервалы между выделенными максимумами интенсивности нефтеобразования превышают две трети продолжительности фанерозоя, но с ними связано только около 9 % мировых запасов нефти.

¹ Доклады АН СССР. 1997. Т. 356, № 6. С. 794–797. Соавт.: В.С. Вышемирский.

Начальные разведанные извлекаемые запасы нефти
по крупнейшим бассейнам мира

Стратиграфические подразделения	Фактическое размещение		С учетом миграции	
	млн т	%	млн т	%
N ₂	3,805	2,23	3,690	2,16
N ₁	17,180	10,02	9,975	5,84
P ₃	12,674	7,43	3,382	1,98
P ₂	3,305	1,94	3,432	2,01
P ₁	3,280	1,92	1,730	1,01
K ₂	33,981	19,20	46,416	24,83
K ₁	43,241	25,34	39,326	23,02
J ₃	26,763	15,68	40,388	23,64
J ₂	2,240	1,27	2,225	1,30
J ₁	1,240	0,73	1,225	0,72
T	1,897	1,12	2,167	1,27
P ₂	0,890	0,52	0,900	0,53
P ₁	1,788	1,05	1,528	0,89
C ₃	1,113	0,65	1,112	0,65
C ₂	1,402	0,82	1,308	0,76
C ₁	5,323	3,12	5,838	3,42
D ₃	4,262	2,50	4,417	2,59
D ₂	1,510	0,86	1,470	0,86
D ₁	0,640	0,37	0,900	0,52
S	0,181	0,11	0,441	0,26
O	0,839	0,49	1,124	0,65
Є	1,450	0,85	0,100	0,06
V	0,750	0,44	0,660	0,39
R	1,100	0,64	1,100	0,64
Сумма	170,854	100,00	170,854	100,00

В позднем протерозое уверенно выделяется вендский максимум интенсивности нефтенакопления. Нефтеносность вендских отложений выявлена во многих регионах мира (Восточной Сибири, Урало-Поволжье, Омане, Пакистане, Бразилии и др.), но промышленные запасы известны только в центральных и южных районах Сибирской платформы (рифей и венд) и в Омане (венд). Протерозой (рифей + венд, см. таблицу) по разведанным запасам (с учетом миграции) превосходит каждое подразделение палеозоя, кроме позднего девона и раннего карбона. По мере расширения работ по поискам нефти в докембрии это превосходство будет усиливаться.

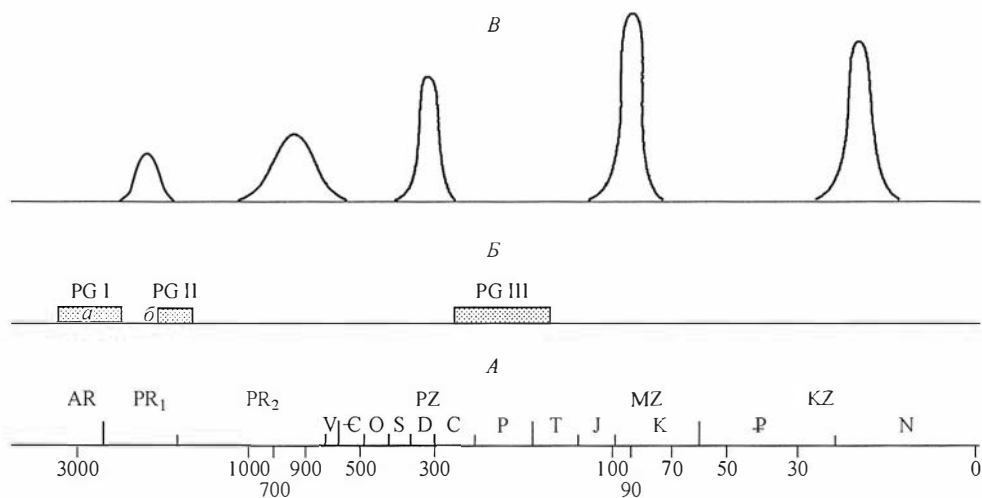
Для раннего–среднего рифея оценивать интенсивность нефтеобразования пока трудно, потому что запасы нефти в отложениях этого возраста оценены только в одном районе (Байкитская антеклиза на Сибирской платформе). Нельзя, однако, не отметить, что на уровне 1400–1700 млн лет известны прекрасные нефтематеринские породы по окраинам Сибирского кратона (Енисейский кряж, Байкитская антеклиза, Байкало-Патомское нагорье), в бассейне Хуабей в Северном Китае, в бассейне Мак-Артур в Австралии. В тех же регионах в отложениях нижнего–среднего рифея известны многочисленные нефте- и битумопроявления.

Можно с известной степенью условности выделить еще один максимум нефтеобразования – раннепротерозойский. Этому стратиграфическому уровню отвечает древнейшее крупное скопление твердых битумов – карельские шунгиты. Их запасы оцениваются обычно весьма высоко, в сотни миллиардов тонн. Видимо, в нижнем протерозое Карелии образовалось несколько триллионов тонн нефти. Породы типа шунгитов отмечались и в других районах развития отложений нижнего протерозоя, но пока слабо изучены. Таким образом, существование раннепротерозойского максимума интенсивности нефтеобразования доказывают скопления твердых битумов.

Глобальные закономерности нефтеобразования и нефтенакпления являются в конечном счете продуктом развития осадочной оболочки Земли. Это позволяет выдвинуть рабочую гипотезу, что смена эпох интенсивного нефтеобразования эпохами, когда скорость и абсолютные масштабы нефтеобразования были невысокими, может быть увязана (см. рисунок) с геодинамической эволюцией Земли, с основными этапами формирования и распада суперконтинентов и раскрытия океанов или, другими словами, с циклами Вилсона [3, 4].

Как показывают новейшие палеогеодинамические реконструкции, формирование коры континентального типа и механизм тектоники плит начали функционировать еще в архее [3, 5]. В конце архея (около 2,7 млрд лет назад) сформировался первый суперконтинент [6]. Назовем его Пангея I. В течение раннего протерозоя суперконтинент Пангея I распался на отдельные кратоны (I цикл Вилсона). Первая из выделенных выше эпох интенсивного нефтеобразования связана со временем распада Пангеи I и формированием на континентальных окраинах и в пределах новообразующихся континентов осадочных бассейнов. В частности, в одном из таких бассейнов в мелком эпиконтинентальном или шельфовом море сформировались углеродистые сланцы – шунгиты Карелии, давшие начало уникальным скоплениям нефтяных битумов.

После деструкции Пангеи I к концу раннего протерозоя (около 1,7 млрд лет назад) вновь образовался суперконтинент [6]. Назовем его Пангея II. В ходе существования и последующей деструкции этого континента сформировалось большое



Цикличность нефтеобразования в истории Земли на фоне основных этапов развития земной коры:

А – геологическая шкала и шкала времени, масштаб логарифмический; Б – основные этапы развития земной коры: а – этапы существования, б – этапы распада суперконтинентов; PG I, PG II, PG III – Пангея I, II, III соответственно; В – максимумы интенсивности нефтеобразования.

число разных по тектонической природе осадочных бассейнов, от внутриплатформенных синеклиз (бассейн Мак-Артур на Австралийском континенте, Мадринская впадина в пределах Байкитской антеклизы на Восточно-Сибирском континенте и др.) до перикратонных бассейнов пассивных и активных континентальных окраин (Енисейский кряж в Восточной Сибири, бассейн Хуабей в Северном Китае) [7, 8] и других, в которых накопились мощные, уникально обогащенные планктоно- и бактериогенным органическим веществом толщи углеродистых кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород, обладавших огромным нефтегенерационным потенциалом. Эти толщи дали начало нефти супергигантского Юрубчено-Тохомского месторождения в рифее Сибирской платформы, проявлениям нижнерифейской нефти в бассейне Мак-Артур в Австралии и др. [8]. Близкий или несколько более древний возраст имеют нефтематеринские отложения в бассейне Мак-Артур (Австралия). В Северном Китае нефтематеринские породы более древнего возраста, около 1 млрд 700 млн лет. Большое число средних и крупных по запасам месторождений выявлено в венде Сибирской платформы. Существует точка зрения, что нефть в резервуаре этого возраста мигрировала из отложений рифея [9]. Вместе с тем специалисты, изучавшие нефтеносность докембрия Омана и Пакистана, считают, что в венде этих стран также есть нефтепроизводящие отложения. Следует, по крайней мере на данной стадии изученности, выделять единый позднепротерозойский этап интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления, связанный с начальными фазами распада Пангеи II.

Процесс деструкции Пангеи II продолжался, видимо, до конца среднего палеозоя. В частности, Палеоуральский океан раскрылся только в ордовике. Палеоазиатский океан начал закрываться, вероятно, уже в среднем, возможно даже в раннем, палеозое. На территории южного обрамления Сибирской платформы, и на большей части территории современной Западной Сибири установился относительно спокойный, близкий к платформенному режим седиментации в мелководных морских осадочных бассейнах, в которых накапливались терригенные и карбонатные осадки [10]. Интенсивная генерация нефти в палеозое Сибирской платформы в этих бассейнах не имела места. Исключение составляют отложения куонамской свиты, накопившиеся в конце нижнего–начале среднего кембрия на шельфе и континентальной окраине на востоке Сибирской платформы. Однако на большей части территории распространения они не погружались в главную зону нефтеобразования [9]. Поэтому на Сибирской платформе и в ее обрамлениях основные нефтепроизводившие породы сформировались в позднем протерозое и, как следствие, главный этаж нефтеносности связан с отложениями этого возраста.

Палеоуральский океан в девоне переживал зрелую стадию, и на примыкавшей к нему части Восточно-Европейского континента и континентальном склоне формировались нефтепроизводящие породы с высоким генерационным потенциалом, такие как доманиковая свита. Как следствие, на Восточно-Европейской платформе главный этаж нефтеносности связан с отложениями девона и нижнего карбона. Сходная ситуация имела место на Северо-Американской платформе, которая испытала интенсивное погружение в среднем палеозое.

Таким образом, асимметрия, неравномерность развития позднепротерозойско-палеозойского палеоокеана обусловила проявление двух эпох интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления – позднепротерозойской и позднедевонско-раннекаменноугольной.

В позднем палеозое, как известно, позднепротерозойско-палеозойский океан полностью закрылся, и в третий раз в истории Земли сформировался суперконтинент – Пангея III. Деструкция этого континента началась в результате раннетриасового рифтогенеза, но особенно интенсивно развивалась в юре и раннем

мелу и привела к формированию Атлантического океана, океана Тетис, Индийского и целой серии мезозойско-кайнозойских и кайнозойских осадочных бассейнов. Основная группа бассейнов (Западно-Сибирский, Месопотамский, Северного моря, Амударьинский и др.) формировалась главным образом в начальные фазы мезозойско-кайнозойского цикла Вилсона, что предопределило юрско-меловую фазу интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления. Эти бассейны принадлежат к континентальным окраинам атлантического типа и содержат основные ресурсы углеводородов в мезозое.

В более позднюю фазу, на стадии начавшегося закрытия океана Тетис, продолжавшегося раскрытия Атлантического океана, развития системы островных дуг и субдукции океанической коры Тихого океана сформировались бассейны, сложенные преимущественно кайнозойскими осадками, в которых был реализован эоцен-плиоценовый цикл интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления. Значительная часть кайнозойских бассейнов относится к бассейнам окраин тихоокеанского типа.

Неравномерность развития бассейнов привела к дифференциации в пространстве и во времени мезозойского и кайнозойского нефтенакпления.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э.* Циклический характер нефтенакпления в истории Земли // Геология и геофизика. 1997. № 5. С. 907–918.
2. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э.* Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени // Геология нефти и газа. 1997. № 2. С. 4–9.
3. *Хашин В.Е.* Основные проблемы современной геологии (геология на породе XXI века) М.: Наука, 1995. 189 с.
4. *Структурная геология и тектоника плит* / Под ред. К. Сейферта. М.: Мир, 1990. Т. 1. 315 с.; 1991. Т. 2. 376 с.; Т. 3. 350 с.
5. *Борукаев Ч.Б.* Тектоника литосферных плит в архее. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1996. 60 с.
6. *Хашин В.Е., Божко Н.А.* Историческая геотектоника. Докембрий. М.: Наука, 1988. 382 с.
7. *Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др.* Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 6–42.
8. *Taylor D., Kontorovich A., Larichev A., Glikson M.* Petroleum Source Rocks in the Roper Group of the McArthur basin: Source characterization and maturity determinations using physical and chemical methods // APEA J. 1994. P. 279–296.
9. *Геология нефти и газа Сибирской платформы* / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
10. *Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1994. 200 с.



ЦИКЛИЧЕСКИЙ ХАРАКТЕР НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ¹

ВВЕДЕНИЕ

Известно высказывание В.И. Вернадского, что "...количество живого вещества, по-видимому, является планетной константой со времени архейской эры, т. е. за все дление геологического времени" [1, с. 321], хотя в более поздних работах он не исключал, что "...масса живого вещества растет в ходе геологической истории" [2, с. 23]. Учитывая, что фоссилизированное органическое вещество важнейший и, скорее всего, единственный источник нефти в земной коре, можно было бы ожидать, что интенсивность нефтеобразования также была либо постоянной, либо возрастала в геологической истории. Ниже будет показано, что последнее не имело места, однако противоречие это кажущееся. Необходимо иметь в виду, что интенсивность нефтеобразования контролируется не столько массой живого вещества в биосфере, сколько массой фоссилизированного органического вещества и направленностью его последующих превращений в диагенезе и катагенезе, т. е. эволюцией и геологической историей осадочных бассейнов стратисферы как единого целого.

Цель настоящей работы – показать неравномерность нефтенакопления в геологической истории Земли и установить эпохи, когда этот процесс протекал более активно, т. е. показать пульсационный, циклический характер нефтенакопления и выявить природу такой цикличности.

МАТЕРИАЛ И НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для обоснования корректности выводов, которые авторы делают в этой работе, необходимо предпослать основному изложению некоторые соображения о методике исследований и ограничениях, которые накладывает на правильность и точность полученных результатов, открытость нефтегазоносных бассейнов и отдельных резервуаров нефти и газа как природных систем [3, 4].

При анализе масштабов нефтеобразования в отдельные геологические эпохи необходимо учитывать ряд обстоятельств.

1. Возраст накопления нефтематеринской толщи и время, когда она прошла главную фазу нефтеобразования (ГФН), могут существенно различаться. На это одним из первых обратил внимание Н.Б. Вассоевич [5, 6]. Эти же соображения были положены в основу так называемого палеогеохимического метода определения времени формирования залежей нефти и газа [7]. Так, например, в Западной Сибири развитие ГФН в верхнеюрских отложениях в северных и арктических районах приходится на начало раннего мела, а в центральных и юж-

¹ Геология и геофизика. 1997. Т. 38, № 5. С. 907–918. Соавт.: В.С. Вышемирский.

ных районах бассейна – на палеоген и неоген и продолжается в настоящее время [8]. В рамках этого исследования, когда речь идет о времени интенсивного нефтенакопления, авторы имеют в виду возраст нефтематеринских пород.

2. Начальные суммарные ресурсы нефти (накопленная добыча + разведанные запасы + прогнозные ресурсы) на данный момент геологической истории представляют собой лишь часть первоначально аккумулировавшихся в ловушках жидких углеводородов, поскольку происходят непрерывная диссипация, рассеивание углеводородов из залежей и их разрушение с образованием скоплений вязких тяжелых нефтей, асфальтов, асфальтитов и других твердых битумов [9–11]. В общем случае масштабы диссипации тем больше, чем древнее возраст нефтегенерирующей толщи и чем позже в ней имела место интенсивная генерация нефти и газа.

3. Помимо фоновой диссипации углеводородов могут наблюдаться эпохи интенсивного, “катастрофического” разрушения скоплений углеводородов.

Так, можно предположить, что в палеозойских отложениях Западной Сибири в среднем палеозое наличие значительных ресурсов углеводородов. В основной своей массе они были разрушены в конце позднего палеозоя [8] при формировании Пангеи II (по В.Е. Хаину). На западе Сибирской платформы значительная часть залежей углеводородов была разрушена термальным метаморфизмом и катагенезом при внедрении базитовой магмы в осадочный чехол и огромным разогревом пород (до 200–300 °С и более) в конце перми–начале триаса [12]. Перечень таких примеров можно продолжить. Учесть масштабы потерь ресурсов углеводородов как перманентных, так и катастрофических крайне трудно.

4. В рамках настоящего исследования с известной степенью условности принято, что подобные явления наблюдались во все геологические эпохи и при анализе цикличности нефтеобразования ими можно пренебречь. Можно лишь предположить, что в абсолютных величинах интенсивность нефтенакопления, оцененная по суммарным начальным ресурсам в современную геологическую эпоху, занижена тем больше, чем древнее эти отложения.

5. При историко-геологическом анализе глобальных закономерностей нефтенакопления следовало бы опираться на начальные суммарные ресурсы нефти во всех нефтегазоносных бассейнах мира и на перспективных территориях с обязательным учетом перераспределения запасов по стратиграфическим комплексам вследствие межрезервуарной миграции нефти.

При этом нужно иметь в виду, что миграция нефти возможна как из более древних отложений в молодые, так и из молодых в древние. Многочисленные примеры последнего отмечены в верхней юре (горизонт Ю₁) и палеозое Западной Сибири [8, 13], на Северо-Китайской платформе [14, 15] и в других регионах. На уровне оценок по наиболее крупным, главным образом гигантским, залежам в работе учтены также мировые запасы битумов и масса нефти, которая была разрушена при их образовании.

6. Глобальных материалов, пригодных для оценки мировых запасов нефти в докембрии и в отдельных его частях, еще нет.

Разведанные запасы пока известны только в рифее и венде в центральных и южных нефтегазоносных областях Сибирской платформы, в венде Омана, во вторичном залегании в кристаллическом фундаменте на месторождении Нафора-Ауджила (Ливия) и в незначительных количествах еще на нескольких месторождениях. Однако перечень осадочных бассейнов, в которых установлена нефтегазоносность верхнего протерозоя, значительно шире [15].

7. К сожалению, по большинству месторождений и по бассейнам в целом в литературе приводится только накопленная добыча и разведанные извлекаемые запасы, а оценки начальных суммарных ресурсов бассейнов выполнены без необходимой детализации по бассейнам и стратиграфическим комплексам [16–18]. Поэтому мы были вынуждены ограничиться начальными извлекаемыми запасами.

Учет последних также проведен не по всем бассейнам, а по сравнительно хорошо разведанным, в которых убедительно доказаны нефтематеринские свиты и направления межрезервуарной миграции нефти.

8. При оценке цикличности процессов нефтидогенеза в истории Земли методологически правильнее было бы учитывать интенсивность не только нефте-, но и газонакопления. Однако условия для сохранения газовых скоплений в течение геологической истории существенно ниже, чем для нефтяных. По этой причине авторы ограничились анализом распределения только запасов нефти и битумов.

Всего бассейнов, по которым удалось собрать представительную информацию, оказалось 45, включая Восточную Сибирь, недостаточно разведанную, но содержащую большую часть мировых запасов докембрийской нефти. В основном это крупнейшие бассейны с суммарными начальными запасами нефти свыше 170 млрд т, что составляет более 80 % начальных извлекаемых запасов в мире. Учитывая высокую степень разведанности большинства нефтегазоносных бассейнов, можно допустить, что последующие открытия не изменят принципиально выявленные тенденции.

9. Успех в изучении эволюции нефтенакопления в большой степени зависит от детальности используемой при этом стратиграфической шкалы. Однако распределение мировых запасов нефти обычно рассматривается только по крупным стратиграфическим подразделениям: по системам и даже по группам. Авторы сделали это по 25 стратиграфическим подразделениям от рифея до плейстоцена включительно, в основном по отделам, а по нижнему палеозою и триасу – по системам, из-за отсутствия надежных данных о запасах по отделам этих подразделений.

С учетом предварительных замечаний об объеме и представительности использованной авторами выборки, а также о методике исследований и влиянии естественных, в основном историко-геологических ограничений на ее точность перейдем к изложению полученных результатов.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО СТРАТИГРАФИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСАМ С УЧЕТОМ ПРОЦЕССОВ ПЕРВИЧНОЙ И ВТОРИЧНОЙ МИГРАЦИЙ

Будем рассматривать начальные запасы нефти (накопленная добыча + текущие запасы) с учетом сделанных выше оговорок как оценки масштабов нефтеобразования в ту или иную эпоху и введем в эти оценки поправки на межрезервуарную миграцию нефти по разрезу. Отдельные проявления ее известны в большинстве изученных авторами бассейнов, но сравнительно дальняя миграция, существенным образом перераспределившая запасы нефти между стратиграфическими подразделениями, отмечается только в 18 из них. Общее количество мигрировавшей нефти оценено в 25 млрд т. В пяти бассейнах это миллиарды тонн, в пяти – сотни миллионов и в восьми – десятки миллионов тонн.

Распределение начальных запасов нефти по стратиграфическим подразделениям и то же распределение после внесения поправок за миграционные явления показаны в табл. 1 и на рис. 1. Из них видно, что миграция значительно снизила запасы нефти в миоцене, олигоцене, палеоцене, нижнем мелу и повысила в верхнем мелу и в верхней юре.

Крупнейший переток нефти по разрезу отмечается в восточной части Месопотамского бассейна. В свите Асмари (олигоцен–миоцен) начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 15,2 млрд т (здесь и далее в тексте значения величины запасов нефти округлены). Свита сложена в основном чистыми известняками с очень низкими содержаниями органического вещества и не обладает какими-либо признаками нефтематеринских отложений. Поэтому исследо-

**Начальные разведанные извлекаемые запасы нефти
по крупнейшим бассейнам мира**

Стратиграфические подразделения	Фактическое размещение		С учетом миграции	
	млн т	%	млн т	%
N ₂	3,805	2,23	3,690	2,16
N ₁	17,180	10,02	9,975	5,84
P ₃	12,674	7,43	3,382	1,98
P ₂	3,305	1,94	3,432	2,01
P ₁	3,280	1,92	1,730	1,01
K ₂	33,981	19,20	46,416	24,83
K ₁	43,241	25,34	39,326	23,02
J ₃	26,763	15,68	40,388	23,64
J ₂	2,240	1,27	2,225	1,30
J ₁	1,240	0,73	1,225	0,72
T	1,897	1,12	2,167	1,27
P ₂	0,890	0,52	0,900	0,53
P ₁	1,788	1,05	1,528	0,89
C ₃	1,113	0,65	1,112	0,65
C ₂	1,402	0,82	1,308	0,76
C ₁	5,323	3,12	5,838	3,42
D ₃	4,262	2,50	4,417	2,59
D ₂	1,510	0,86	1,470	0,86
D ₁	0,640	0,37	0,900	0,52
S	0,181	0,11	0,441	0,26
O	0,839	0,49	1,124	0,65
Є	1,450	0,85	0,100	0,06
V	0,750	0,44	0,660	0,39
R	1,100	0,64	1,100	0,64
Сумма	170,854	100,00	170,854	100,00

ватели этого района справедливо считают залежи нефти в свите Асмари вторичными, сформировавшимися за счет миграции нефти из меловых отложений, нефтематеринские свойства которых надежно доказаны [19]. В связи с изложенным, планетарные масштабы нефтенакпления в олигоцене оценены на 8,8 млрд т, а в миоцене – на 6,4 млрд т ниже имеющихся запасов. Соответственно, масштабы нефтенакпления в нижнем и верхнем мелу увеличены относительно запасов на 7,6 млрд т в отложениях каждой из этих эпох.

Очень крупный межрезервуарный переток нефти выявлен в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне [8, 12, 20]. Долгое время многие исследователи считали все залежи нефти в отложениях мела в этом бассейне сингенетичными вмещающим толщам [8]. Существовала и другая точка зрения, что в отложения мела основная масса углеводородов мигрировала из отложений юры, главным образом верхней [8, 13, 20]. Детальные геохимические исследования нефтей и рассеянного органического вещества, особенно биомаркеров, однозначно показали, что весь нижнемеловой продуктивный комплекс, в котором содержится львиная доля разведанных запасов нефти в этом бассейне, а также верхнемеловой комплекс сингенетичных залежей нефти практически не содержат. Нефть мигрировала в эти комплексы из верхнеюрской баженовской свиты, обладающей уникаль-

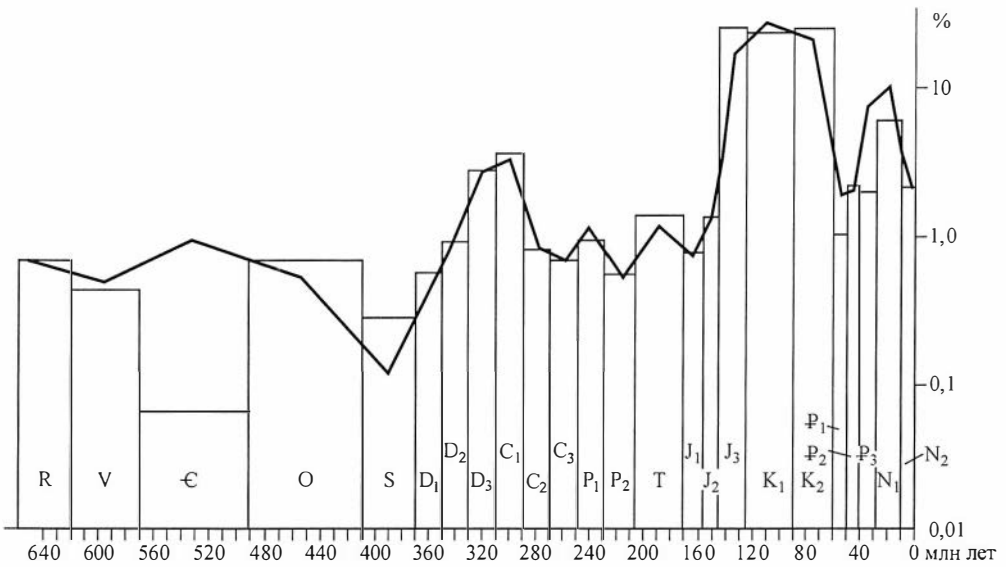


Рис. 1. Распределение начальных разведанных извлекаемых запасов нефти по стратиграфическим подразделениям.

Кривая отражает современное распределение запасов, гистограмма – масштабы нефтеобразования с учетом межрезервуарной миграции.

ным нефтегенерационным потенциалом, а также, в меньшей степени, из отложений средней юры. С этим заключением в основном согласуются данные Ал.А. Петрова и других – пионеров изучения биомаркеров в нефтях этого бассейна [21].

Недавно была высказана принципиально иная точка зрения, в соответствии с которой баженовская свита в тех районах, в каких она промышленно нефтеносна, содержит нефти, мигрировавшие снизу [22]. В обоснование этого заключения приводятся два положения: высокий битумоидный коэффициент органического вещества и низкое содержание в нефтях ванадил-порфиринов. Первое вполне естественно в нефтеносных отложениях и должно было иметь место не только при межрезервуарной, но и при внутрирезервуарной миграции нефти. Отсутствие порфиринов в нефтях баженовской свиты на Салымском месторождении также вполне естественно, поскольку температуры пород в залежах Большого Салыма и в некоторых других районах, где нефтеносна баженовская свита, достигают значений, при которых происходит деструкция порфиринов.

Опираясь на эти материалы, авторы увеличивают масштабы нефтенакпления в отложениях верхней юры по сравнению с разведанными запасами, а в нижнем и верхнем мелу соответственно уменьшают.

В Северном море (Центрально-Европейский бассейн) основными нефтематеринскими отложениями являются морские аргиллиты кимериджа. Известны также нефтематеринские породы в отложениях кембрия, девона, карбона, перми, но они распространены локально и их генерационный потенциал ниже [23, 24]. Меловые и палеоценовые нефти находятся в бассейне во вторичном залегании. Поэтому мировые масштабы нефтенакпления в палеоцене уменьшены относительно запасов на 1,5 млрд т, а в верхней юре увеличены на ту же величину.

В Сахаро-Ливийском бассейне нефть (1,3 млрд т) мигрировала в кембрийские отложения из триасовых, нижнекаменноугольных, нижнедевонских, силурийских и ордовикских [5, 6]. Масштабы нефтеобразования в перечисленных

подразделениях с известной степенью условности увеличены на одинаковые величины (по 325 млн т), кембрия – уменьшены на 1,3 млрд т. Более точно детализировать нефтематеринские породы в бассейне по имеющейся информации трудно.

В Оринокском бассейне нефтяные залежи в олигоцене, миоцене и плиоцене сформировались за счет миграции нефти из верхнемеловых отложений [25]. Следовательно, масштабы нефтеобразования в позднем мелу следует увеличить относительно запасов на 1,2 млрд т, а в олигоцене, миоцене и плиоцене уменьшить соответственно на 445, 655 и 115 млн т.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции диагностика нефтематеринских свит продолжительное время была предметом острых дискуссий. На протяжении 40 лет некоторые авторитетные исследователи, особенно настойчиво К.Б. Аширов, в многочисленных публикациях отстаивали представление о том, что вся нефть этой провинции (за исключением Предуральского краевого прогиба) образовалась в доманиковой толще (верхний девон) и затем сформировала залежи выше по разрезу, до верхней перми включительно [26].

Примерно в тот же период времени большим коллективом ВНИГНИ проведены детальные геологические и геохимические исследования по всей территории этой провинции и по широкому комплексу признаков выделены три генетических типа нефтей: девонский, нижнекаменноугольный и средне-верхнекаменноугольный, а также соответствующие им нефтематеринские толщи [27, 28]. Самостоятельность процессов нефтеобразования в девонских и каменноугольных отложениях была недавно подтверждена материалами по геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях [21].

Очевидно, в девонских и нижнекаменноугольных отложениях все нефтяные залежи сингенетичные, а в пермских – вторичные (отложения не вошли в зону даже начального катагенеза, а нефти явно фильтрованные). В средне- и верхнекаменноугольных отложениях в одних районах залежи, скорее всего, сингенетичные, а в других – явно вторичные, образовавшиеся за счет миграции нефти из нижнего карбона. Эти нефти испытали фильтрационный эффект при межпластовой миграции. У них плотность значительно ниже, чем у нефтей нижнего карбона [29].

Запасы нефтей во вторичных залежах в среднем, верхнем карбоне, нижней и верхней перми авторы оценивают соответственно в 150, 80, 50 и 110 млн т. На эти величины уменьшаются (относительно мировых запасов) масштабы нефтеобразования, а для раннего карбона они увеличиваются на 390 млн т (сумма перечисленных выше величин).

В бассейне Суэцкого залива практически вся нефть образовалась в двух нефтематеринских толщах: верхнемеловой и эоценовой [30]. Из верхнемеловых отложений часть нефти мигрировала в нижнемеловые и нижнекаменноугольные, а из эоценовых – в миоценовые. Масштабы нефтеобразования за счет этого в позднем мелу увеличиваются на 130 млн т и в эоцене на 140 млн т, а в раннем карбоне, раннем мелу и миоцене они уменьшаются соответственно на 60, 70 и 140 млн т.

В Западном Внутреннем бассейне (США) нефтяные залежи в нижнепермских отложениях сформировались за счет миграции нефти из средне- и верхнекаменноугольных отложений, а в кембрийских – из ордовика [31]. На этом основании, мировые масштабы нефтеобразования в ранней перми уменьшаются относительно запасов на 210 млн т и в кембрии – на 35 млн т, а в ордовике, среднем и позднем карбоне – увеличиваются соответственно на 35, 105 и 105 млн т.

В Иллинойском бассейне (США) основная нефтематеринская толща верхнедевонская. За счет нее образовались залежи нефти и в верхнем девоне, и во всех отделах карбона. Вторая нефтематеринская толща – ордовикская. Из нее часть нефти мигрировала в средний девон [32]. Мировые масштабы нефтеобразования

в позднем девоне следует увеличить относительно запасов на 150 млн т и в ордовике на 40 млн т, а в среднем девоне, раннем, среднем и позднем карбоне – уменьшить соответственно на 40, 75, 49 и 26 млн т.

В Джунгарском бассейне (КНР) основная нефтематеринская свита – верхнепермская. В палеогене все нефтяные залежи находятся во вторичном залегании. В юрских отложениях отдельные залежи тоже образовались за счет миграции нефти из верхней перми [33]. Масштабы миграции нефти из верхнепермских отложений оцениваются в 120 млн т, в том числе во все три отдела палеогена по 30 млн т и в нижнюю и среднюю юру по 15 млн т. Цифры эти приближенные, но небольшие. Вероятные неточности, однако, не исказят существенно масштабы нефтеобразования в соответствующие эпохи.

В остальных восьми бассейнах, в которых отмечаются перетоки нефти между изучаемыми стратиграфическими подразделениями, объемы этих перетоков столь малы (от 5 до 80 млн т), что они практически не влияют на оценки мировых масштабов нефтенакпления.

ЦИКЛИЧНОСТЬ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Ориентировочное представление о сравнительной интенсивности нефтенакпления можно получить, отнеся значения показателя масштабов нефтенакпления (начальные запасы) к продолжительности соответствующих стратиграфических эпох и периодов. Эти оценки, выраженные в тоннах в год, приведены в табл. 2 и на рис. 2.

Резкий максимум интенсивности нефтенакпления приходится на вторую половину мезозоя: от верхней юры до верхнего мела включительно. Средняя интенсивность нефтенакпления на этом максимуме составляет 1467 т/год. К нему приурочено около 72 % мировых запасов нефти (с учетом миграции).

Второй по величине максимум интенсивности нефтенакпления приурочен к отложениям кайнозоя. Как видно на рис. 2, в него можно включить либо только миоцен, либо широкий интервал от эоцена до плиоцена включительно. Второй вариант представляется более приемлемым. В этом случае средняя интенсивность нефтенакпления составит около 400 т/год, а общие масштабы нефтенакпления – более 12 % мировых запасов.

Палеозойский максимум (D_3-C_1) значительно уступает кайнозойскому и мезозойскому и по интенсивности нефтенакпления (в среднем 263 т/год), и по масштабам (около 6 % мировых запасов). Интервалы между выделенными максимумами интенсивности нефтенакпления превышают две трети продолжительности фанерозоя, но с ними связано только около 9 % мировых запасов нефти.

Таблица 2

Интенсивность образования нефти

Стратиграфические подразделения	т/год	Стратиграфические подразделения	т/год	Стратиграфические подразделения	т/год
N_2	335	J_3	2251	C_1	313
N_1	623	J_2	223	D_3	233
P_3	282	J_1	82	D_2	82
P_2	343	T	62	D_1	51
P_1	173	P_2	36	S	12
K_2	1,417	P_1	76	O	14
K_1	1,124	C_3	61	Є	1,4
		C_2	73	V	14

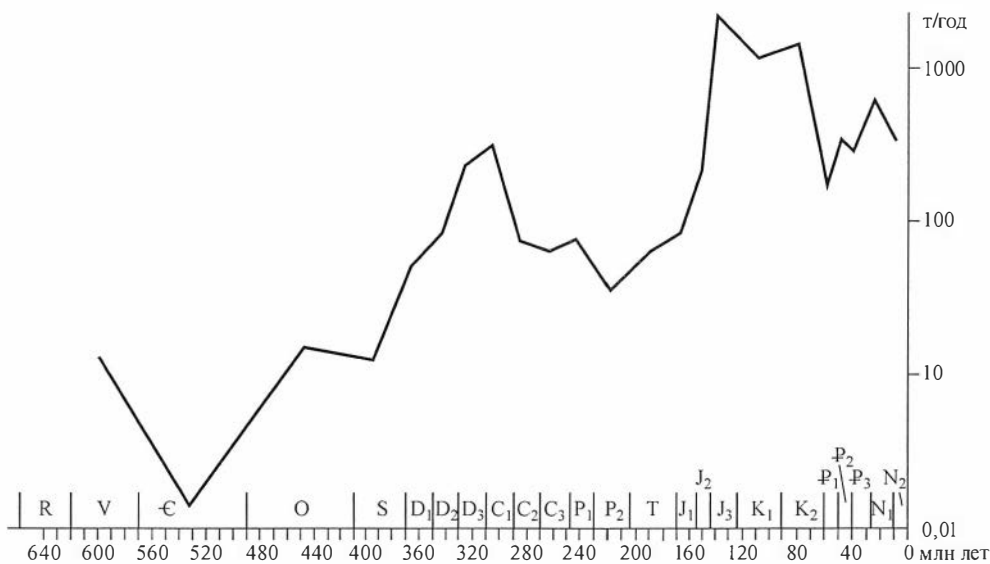


Рис. 2. Эволюция интенсивности нефтеобразования в истории Земли.

В доверхнедевонской части фанерозоя интенсивность нефтеобразования составляет в среднем только 30 т/год. В интервале верхний карбон–средняя юра – 77 т/год и в палеоцене – 173 т/год, т. е. максимумы выражены достаточно контрастно по отношению к фону.

Запасы твердых битумов, в основном асфальтов и асфальтитов, несмотря на слабую разведанность их, значительно превосходят мировые запасы нефти. Несомненно также, что эти битумы образовались из нефтей. Ориентировочно можно принять, что на образование одной тонны битума расходовалось до 10–15 т нефти [11]. Поэтому при изучении масштабов нефтенакпления в истории Земли оценка материалов по твердым битумам совершенно необходима.

Рассмотрим вначале крупнейшие скопления битумов в отложениях фанерозоя. Огромные скопления битумов известны в нижнемеловых песчаных отложениях Западно-Канадского бассейна. Оценки запасов их варьируют от 105 млрд [34] до 430 млрд т [35]. Эти различия определяются в основном требованиями к концентрации полезного компонента в породе в зависимости от условий добычи и переработки. Чтобы судить о масштабах нефтенакпления, нужно исходить из полных геологических запасов битумов, а они выше максимальной промышленной оценки и составляют, вероятно, не менее 500 млрд т. Для образования такого количества битумов потребовалось порядка 3–6 трлн т нефти.

Т.А. Линк [36] и некоторые другие исследователи почти полвека назад показали, что эти битумы образовались благодаря миграции верхнедевонской нефти по борту обширной впадины и перетоку в нижнемеловые пески. Тогда это представление казалось многим дискуссионным, но теперь оно стало по существу общепринятым. Следовательно, вся масса этих битумов приурочена к среднепалеозойскому максимуму интенсивности нефтеобразования, ясно выраженному по мировым запасам нефти (см. рис. 2). Причем западно-канадских битумов (в пересчете на нефть) на этом максимуме в 300–600 раз больше, чем нефти этого возраста во всем мире.

В Оринокском бассейне (Венесуэла) имеются очень крупные скопления твердых битумов в нижнемеловых и олигоценых отложениях. Запасы их оценива-

лись от 160 [34] до 274 млрд т [37], но сейчас некоторые исследователи полагают, что в Оринокском бассейне твердых битумов даже больше, чем в Западно-Канадском. Значит и при образовании этих битумов были разрушены залежи, которые содержали несколько триллионов тонн нефти.

Видимо, нижнемеловой и олигоценый пики интенсивности нефтенакпления, скорее всего, были значительно более интенсивными, чем это следует из оценки только запасов нефти [37]. Запасы оринокских битумов отвечают крупнейшему в фанерозое верхнемезозойскому и несколько менее контрастному кайнозойскому максимумам интенсивности нефтенакпления.

Менее крупные залежи твердых битумов, но по запасам все же соизмеримые с нефтяными ресурсами (до 20 млрд т), перечисленные в обобщающей работе [38], по источникам нефти для их образования тоже тяготеют к рассматриваемым максимумам интенсивности нефтеобразования.

Так, многочисленные залежи асфальтов и асфальтитов в пермских отложениях Мелекесской впадины (Урало-Поволжье) с запасами порядка 20 млрд т, несомненно, образовались за счет миграции нефти из нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложений, промышленно нефтеносных в этом районе.

Эоценовые битумы в межгорных впадинах Скалистых гор (США) генетически связаны с нефтями того же возраста. На Мадагаскаре в верхнем мезозое также имеются твердые битумы, генетически приуроченные к нефтям того же возраста. Только в Пермском бассейне (США) небольшие асфальтовые залежи с общими запасами до 20 млрд т, выявленные в пермских отложениях, вероятно, генетически не связаны ни с одним из перечисленных максимумов интенсивности нефтеобразования.

Таким образом, все максимумы интенсивности нефтенакпления в фанерозое, выделенные при анализе стратиграфического распределения запасов нефти, сопровождаются крупнейшими скоплениями твердых битумов, которые по запасам многократно превышают известные запасы нефти.

Докембрийские отложения по количеству и качеству захоронявшегося в осадках органического вещества, интенсивности генерации нефти, несомненно, превосходят многие подразделения фанерозоя [15]. Однако вероятность сохранения этих скоплений углеводородов существенно ниже [11]. Следует также иметь в виду, что в длившейся около 3,5 млрд лет истории нефтегазообразования и нефтегазонакопления в докембрии, несомненно, имел место ряд эпох, когда резко возрастала интенсивность нефтенакпления. Нет полной уверенности, что удастся когда-нибудь расшифровать сколько-нибудь точно эту часть истории нефтеобразования и нефтенакпления в истории Земли.

Уверенно выделяется вендский максимум интенсивности нефтенакпления. Нефтеносность вендских отложений выявлена во многих регионах мира (Восточной Сибири, Урало-Поволжье, Омане, Пакистане, Бразилии и др.), но промышленные запасы известны только в центральных и южных районах Сибирской платформы (рифей и венд) и в Омане (венд) [15]. Несмотря на это, протерозой (рифей + венд, см. табл. 1) по разведанным запасам (с учетом миграции) превосходит каждое подразделение палеозоя, кроме верхнего девона и нижнего карбона. По мере расширения работ по поискам нефти в докембрии это превосходство будет усиливаться. Даже на современной стадии изученности оценка интенсивности нефтенакпления в венде выше, чем в кембрии и силуре, и на одном уровне с ордовиком. Источником твердых битумов в пермских отложениях в низовьях р. Оленек (не менее 2–3 млрд т) были, скорее всего, нефтематеринские породы верхнего докембрия.

Для нижнего–среднего рифея оценивать интенсивность нефтенакпления пока трудно, потому что запасы нефти в отложениях этого возраста оценены только

в одном районе (Байкитская антеклиза на Сибирской платформе). Нельзя, однако, не отметить, что на уровне 1400–1700 млн лет известны прекрасные нефтематеринские породы по окраинам Сибирского кратона (Енисейский кряж, Байкитская антеклиза, Байкало-Патомское нагорье), в бассейне Хуабей в Северном Китае, в бассейне Мак-Артур в Австралии [15, 39, 40]. В тех же регионах в отложениях нижнего–среднего рифея известны многочисленные нефте- и битумопроявления.

Можно с известной степенью условности выделить еще один максимум нефтенакопления – нижнепротерозойский. Этому стратиграфическому уровню отвечает древнейшее крупное скопление твердых битумов – карельские шунгиты [41, 42]. Их запасы оцениваются обычно весьма высоко, в сотни миллиардов тонн. Изучение геохимии шунгитов, распределение пластовых и линзовидных форм шунгитовых пород и жильных шунгитовых тел доказывают наличие в прошлом и нефтематеринских, и нефтесодержащих пород, а также путей миграции нефти [7]. Шунгиты испытали интенсивный метаморфизм. Следовательно, количество твердого битума относительно материнской нефти уменьшилось более чем на порядок. Видимо, в нижнем протерозое Карелии образовалось несколько триллионов тонн нефти. Породы типа шунгитов отмечались и в других районах развития отложений нижнего протерозоя, но пока слабо изучены. Таким образом, скопление твердых битумов доказывает существование нижнепротерозойского максимума интенсивности нефтеобразования.

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ЗЕМЛИ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ЦИКЛИЧНОСТЬ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

Глобальные закономерности нефтеобразования и нефтенакопления являются в конечном счете продуктом развития осадочной оболочки Земли, которая, представляя собой единую целостную систему, естественным образом разделяется на множество осадочных бассейнов. За время геологической истории осадочная оболочка Земли и, как следствие, отдельные осадочные бассейны, ее образующие, не оставались постоянными. Она развивалась и эволюционировала во времени. Осадочные бассейны рождались, развивались и умирали. В каждом осадочном бассейне процессы нефтеобразования и нефтенакопления протекали достаточно автономно и были неравномерны во времени, однако в совокупности они контролировались закономерностями эволюции земной коры, получающими наиболее естественное объяснение в рамках современных историко-геодинамических реконструкций [43–47]. В частности, статистический анализ показывает, что наиболее интенсивно процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления протекали в бассейнах активных и особенно пассивных, континентальных окраин, а также в бассейнах надрифтовых синеклиз [8, 13, 47]. В этой связи представляется оправданной рабочая гипотеза, что смена эпох интенсивного нефтенакопления эпохами, когда скорость и абсолютные масштабы нефтенакопления были невысокими, может быть увязана с геодинамической эволюцией Земли, с основными этапами формирования и распада суперконтинентов и раскрытия океанов или, другими словами, с циклами Уилсона. Как известно, циклом Уилсона называют цикл раскрытия и закрытия океанов относительно смежных континентальных окраин [46]. Хотя в реконструкциях истории геодинамической эволюции Земли существует много нерешенных вопросов [44], общая последовательность геодинамических циклов и основные черты каждого из них расшифрованы достаточно точно, по крайней мере, для фанерозоя [43–46, 48–53].

Как показывают новейшие палеогеодинамические реконструкции, формирование коры континентального типа и механизм тектоники плит начали функционировать еще в архее [44, 50–52]. В конце архея, около 2,7 млрд лет тому назад, сформировался первый суперконтинент, который В.Е. Хаин и Н.А. Божко

назвали Пангея 0 [52]. Несмотря на несомненную дискуссионность некоторых из имеющихся реконструкций (количество Пангей, время их распада и прочее), в рамках излагаемой рабочей гипотезы мы придерживаемся работ [45, 46, 48–51]. В течение раннего протерозоя суперконтинент Пангея 0 распался на отдельные кратоны (I цикл Уилсона).

Первая из выделенных выше эпох интенсивного нефтеобразования связана со временем распада Пангеи 0 и формированием на континентальных окраинах и в пределах новообразующихся континентов осадочных бассейнов. В частности, в одном из таких бассейнов в мелком эпиконтинентальном или шельфовом море сформировались углеродистые сланцы – шунгиты Карелии, давшие начало уникальным скоплениям нефтидов. Есть все основания считать, что реальные масштабы раннепротерозойского нефтидогенеза были весьма значительны, но основная масса скоплений нефти этого возраста разрушена последующими эпохами орогенеза, складчатости и метаморфизма. Возможно, в течение этого цикла Уилсона интенсивность нефтеобразования и нефтенакопления усиливалась и ослабевала не один раз. Достоверная информация об этом в силу неполноты геологической летописи пока отсутствует.

После деструкции Пангеи 0 к концу раннего протерозоя, около 1,7 млрд лет назад, вновь образовался суперконтинент, получивший название Пангея I [44, 52]. В ходе существования и последующей деструкции этого континента сформировалось большое число разных по тектонической природе осадочных бассейнов, от внутриплатформенных синеклиз (бассейн Мак-Артур на Австралийском континенте, Мадринская впадина в пределах Байкитской антеклизы на Восточно-Сибирском континенте и др.) до перикратонных бассейнов пассивных и активных континентальных окраин (Енисейский кряж в Восточной Сибири, бассейн Хуабей в Северном Китае) [52–55] и других, в которых накопились мощные, уникально обогащенные планктоно- и бактериогенным органическим веществом толщи углеродистых кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород, обладавших огромным нефтегенерационным потенциалом [15]. Именно эти толщи дали начало нефти супергигантского Юрубчено-Тохомского месторождения в рифее Сибирской платформы, проявлениям нижнерифейской нефти в бассейне Мак-Артур в Австралии и др. [39, 40, 55, 56].

Относительно генезиса большого числа скоплений нефти в отложениях венда имеются противоречивые суждения. По крайней мере на территории Сибирской платформы в отложениях венда нефтематеринские породы со значительным генерационным потенциалом отсутствуют, и существует точка зрения, что нефть в резервуары этого возраста мигрировала из отложений рифея [12]. Близкий или несколько более древний возраст соответствует нефтематеринским отложениям в бассейне Мак-Артур (Австралия). В Северном Китае нефтематеринские породы имеют даже более древний возраст, около 1 млрд 700 млн лет. Вместе с тем специалисты, изучавшие нефтеносность докембрия Омана и Пакистана, считают, что в венде этих стран также есть нефтепроизводящие отложения. Если это верно, то следует, по крайней мере, на этой стадии изученности выделять единый верхнепротерозойский этап интенсивного нефтеобразования и нефтенакопления, связанный с начальными фазами распада Пангеи I.

Процесс деструкции Пангеи I продолжался, видимо, до конца среднего палеозоя. В частности, Палеоуральский океан раскрылся только в ордовике. Палеоазиатский океан начал закрываться, видимо, уже в среднем, возможно даже в раннем, палеозое. На территории южного обрамления Сибирской платформы и на большей части территории современной Западной Сибири установился относительно спокойный, близкий к платформенному режим седиментации в мелководных морских осадочных бассейнах, в которых накапливались терригенные и карбонатные

осадки [13]. Интенсивная генерация нефти в палеозое в этих бассейнах не наблюдалась. Поэтому на Сибирской платформе и в ее обрамлениях основные нефтепроизводящие породы сформировались в верхнем протерозое и, как следствие, главный этап нефтеносности связан с отложениями этого возраста.

Палеоуральский океан в девоне переживал зрелую стадию, и на примыкавшей к нему части Восточно-Европейского континента и континентальном склоне формировались нефтепроизводящие породы с высоким генерационным потенциалом, такие как доманиковая свита. Как следствие, на Восточно-Европейской платформе главный этап нефтеносности связан с отложениями девона и нижнего карбона. Сходная ситуация имела место на Северо-Американской платформе, которая испытала интенсивное погружение в среднем палеозое.

Таким образом, асимметрия, неравномерность развития позднепротерозойско-палеозойского палеоокеана обусловила проявление двух эпох интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления – позднепротерозойской и позднедевонско-раннекаменноугольной.

В позднем палеозое, как известно, позднепротерозойско-палеозойский океан полностью закрылся, и в третий раз в истории Земли сформировался суперконтинент – Пангея II. Деструкция этого континента началась в результате раннетриасового рифтогенеза, но особенно интенсивно развивалась в юре и нижнем мелу и привела к формированию Атлантического океана, океана Тетис, Индийского и серии мезозойско-кайнозойских и кайнозойских осадочных бассейнов. Первая группа бассейнов (Западно-Сибирский, Месопотамский, Северного моря, Амударьинский и др.) формировалась главным образом в начальные фазы мезозойско-кайнозойского цикла Уилсона и предопределила юрско-меловую фазу интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления. Эти бассейны принадлежат к континентальным окраинам атлантического типа и содержат основные ресурсы углеводородов в мезозое. В них главные нефтепроизводящие формации развивались в поздней юре (аргиллиты кимериджа бассейнов Северного и Баренцева морей, баженовская свита волжского века Западной Сибири и др.). Нефтепроизводящие породы с достаточно мощным генерационным потенциалом накапливались также в ранней (тоар) и, в меньшей степени, в средней юре.

В более позднюю фазу, на стадии начавшегося закрытия океана Тетис, продолжавшегося раскрытия Атлантического океана, развития системы островных дуг и субдукции океанической коры Тихого океана сформировались бассейны, сложенные преимущественно кайнозойскими осадками, в которых был реализован эоцен-плиоценовый цикл интенсивного нефтеобразования и нефтенакпления. Значительная часть кайнозойских бассейнов относится к бассейнам окраин тихоокеанского типа.

Неравномерность развития бассейнов привела к дифференциации в пространстве и во времени мезозойского и кайнозойского нефтенакпления.

Цикличность нефтеобразования в основном согласуется также с важными чертами эволюции биосферы. Низкое содержание кислорода в протерозойской атмосфере обеспечивало преобразование отмершего органического вещества в восстановительной обстановке, а живое вещество прокариотов, богатых липидами, было исключительно благоприятно для нефтеобразования [13, 43, 57–61]. В раннем палеозое оба эти фактора были менее благоприятны: количество кислорода в атмосфере увеличилось, а роль низших организмов в морских биоценозах уменьшилась.

В среднем палеозое на прибрежных равнинах появились первые псилофитовые леса [43, 57, 58]. Началось угленакопление. В прибрежные области морей стал поступать с континентов органический материал, близкий по составу к водорослевому. Он мог принимать непосредственное участие в нефтеобразовании

и, несомненно, способствовал расцвету морских гетеротрофных организмов. Это обстоятельство дополнительно стимулировало проявление позднедевонско-раннекаменноугольного максимума нефтегенерации.

В позднем палеозое на континентах Лавразии площади лесов увеличились. Состав живого вещества наземной растительности (огромная роль лигнина) способствовал очень интенсивному угленакоплению в интраконтинентальных бассейнах, которое достигло максимума. Вместе с тем геодинамическая обстановка, которая привела к образованию Пангеи II, не благоприятствовала формированию морских осадочных бассейнов и накоплению толщ с высоким нефтегенерационным потенциалом.

В позднем мезозое развивались хвойные и цветковые растения, образовавшие леса практически во всех зонах континентов, включая горные области. Угленакопление вновь достигло максимума. В меловых отложениях содержится 28 % мировых запасов угля. Распад Пангеи II и раскрытие Атлантического океана благоприятствовали высокой продуктивности в эпиконтинентальных бореальных морях (Западно-Сибирское, Североморское, Баренцево) и в окраинных морях Атлантического океана планктона и формированию осадков, уникально обогащенных планктоно- и бактериогенным органическим веществом. Как следствие, интенсивность нефтеобразования вновь достигла максимума.

Таким образом, как нам представляется, получает подтверждение высказанная выше гипотеза о связи цикличности нефтеобразования и нефтенакопления в геологической истории Земли с геодинамическими циклами Уилсона. Определенную роль при этом играл и эволюционно-биологический фактор.

Впрочем, существует вполне обоснованная точка зрения, что эволюция жизни на Земле также связана с главными этапами ее геодинамической истории [62].

Авторы искренне признательны Ч.Б. Борукаеву и М.И. Кузьмину за обсуждение основных идей настоящего исследования, ценные конструктивные советы и замечания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вернадский В.И. Труды по геохимии. М.: Наука, 1994. 496 с.
2. Вернадский В.И. О коренном материально-энергетическом отличии живых и косных естественных тел биосферы // Проблемы биогеохимии. Вып. 2. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1939. С. 23.
3. Коиторovich А.Э., Лившиц В.Р. Нефтегазоносный бассейн как саморазвивающаяся система // Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М.: Недра, 1988. 223 с.
4. Коиторovich А.Э. Общая теория нефтидогенеза: Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. С. 29–44.
5. Вассоевич Н.Б. Уточнение понятия о возрасте нефти // Докл. АН СССР. 1974. Т. 219, № 6. С. 1465–1467.
6. Вассоевич Н.Б. Понятие о возрасте нефти в связи со стадийностью процесса ее образования // Сов. геология. 1976. № 2. С. 16–27.
7. Коиторovich А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1973. № 7. С. 18–24.
8. Коиторovich А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 679 с.
9. Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. Основы генетической классификации битумов. Л.: Недра, 1964. 267 с.
10. Коиторovich А.Э. Исторический подход при количественной оценке перспектив нефтегазоносности // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Новосибирск: СНИИГиМС, 1977. Вып. 250. С. 47–62.

11. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э.* Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени // Геология нефти и газа. 1997. С. 4–9.
12. *Геология нефти и газа Сибирской платформы* / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
13. *Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1994. 201 с.
14. *Фан Пу, Чанг Байшенг.* Неморские нефти Китая // Геология и геофизика. 1995. Т. 36, № 6. С. 45–59.
15. *Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др.* Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 6–42.
16. *Моделевский М.С., Гуревич Г.С.* Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран // Геология нефти и газа. 1986. № 5. С. 54–58.
17. *Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран.* М.: Недра, 1974. Т. I. 460 с.; 1977. Т. II. 482 с.
18. *Конторович А.Э., Демин В.И., Бакулина Т.В.* Методология и опыт теоретико-вероятностной оценки ресурсов нефти и газа в осадочной оболочке Земли // Геология и геофизика. 1983. № 7. С. 21–29.
19. *Maiters C.D., Klemme H.D., Coury A.B.* Assessment of undiscovered conventionally recoverable petroleum resources of the Arabian – Iranian Basin // Geol. Surv. Circ. 1982. N 881. 12 p.
20. *Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М. и др.* Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1991. № 10. С. 3–33.
21. *Петров Ал.А.* Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа. 1994. № 6. С. 13–18.
22. *Чахмахчев В.А., Пуланова С.А.* К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири // Геохимия. 1992. № 1. С. 99–109.
23. *Pegrum R.V., Spencer A.M.* Hydrocarbon plays in the northern North Sea. Class. Petrol. Provinces // Pap. Geol. Soc. Spec. London. 1990. P. 441–470.
24. *Cornford C.* Source Rock and Hydrocarbons of North Sea // Introduction to the Petroleum Geology of the North Sea. Oxford; London; Edinburg: Blackwell Scientific Publications, 1984.
25. *James K.H.* The Venezuelan hydrocarbon habitat. Class. Petrol. Provinces // Pap. Geol. Soc. Spec. London. 1990. P. 9–35.
26. *Аширов К.Б.* Выступление на Всесоюзном совещании // Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Гостоптехиздат, 1960. С. 250–254.
27. *Родионова К.Ф., Максимов С.П.* Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 1981. 367 с.
28. *Ботиева Т.А.* Генетические основы классификации нефтей. М.: Недра, 1987. 196 с.
29. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1963. 379 с.
30. *Chowdhary L.R., Taha S.* Geology and habitat of oil in gas Budran field Gulf of Suez, Egypt // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1987. Vol. 71, N 10. P. 1274–1293.
31. *Burgess R.C., Hatch J.R.* Geochemistry of oils and hydrocarbon source rocks greater Anadarko basin: evidence for multiple sources of oils and long-distance oil migration // Circ. Okla Geol. Surv. 1989. N 9. P. 53–64.
32. *Chou M.M., Dickerson D.R., Chou S.F., Sargent M.Z.* Hydrocarbon source potential and organic geochemical nature of source rocks and crude oils in the Illinois basin // State Geol. Surv. 1991. N 136. P. 1–39.
33. *Lawrence S.R.* Aspects of the petroleum geology of the Juggar Basin, Northwest China. Class. Petrol. Provinces // Pap. Geol. Soc. Spec. London. 1990. P. 545–557.
34. *Roadifer R.E.* How heavy oil occurs worldwide // Oil and Gas J. 1988. Vol. 86, N 9. P. 111–115.
35. *Wenckers J., Hemri N.* Tar sands // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1981. Vol. 65, N 10. P. 2290–2293.

36. Link T.A. Source of oil in "tar sands" of Athabaska river, Alberta, Canada // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1951. Vol. 35, N 4. P. 854–864.
37. *Venezuela* // Oil and Gas J. 1988. Vol. 86, N 12. P. 98.
38. Demaison G.J. Tar sands and supergiant oil fields // Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1977. Vol. 61, N 11. P. 1950–1961.
39. Taylor D., Kontorovich A., Larichev A., Glikson M. Petroleum Source Rock in the Poper Group of the McArthur basin: source characterisation and maturity determinations using physical and chemical methods // APEA J. 1994. P. 279–296.
40. Кошторович А.Э., Ларичев А.И., Таквелл К. и др. Древнейшая нефть Австралии // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 100–115.
41. Шунгитовые породы Карелии. Петрозаводск, 1981. 182 с.
42. Мишунина Э.А. Литогенез органического вещества и первичная миграция нефти в карбонатных формациях. Л.: Недра, 1978. 152 с.
43. Мотин А.С. История Земли. Л.: Наука, 1977. 228 с.
44. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. (Геология на пороге XXI века). М.: Наука, 1995. 189 с.
45. Зонешайн Л.П., Савостин Л.А. Введение в геодинамику. М.: Недра, 1979. 310 с.
46. Структурная геология и тектоника плит / Ред. К. Сейферт. М.: Мир, 1990. Т. I. 315 с.; 1991. Т. II. 376 с.; Т. III. 350 с.
47. Горбачев В.Ф. Новая глобальная тектоника и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Недра, 1983. 270 с.
48. Scotese Ch.R., Vambach R.K., Barton C. et al. Paleozoic base maps // J. Geology. 1979. Vol. 87, N 3. P. 217–277.
49. Зонешайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 2. М.: Недра, 1990. 334 с.
50. Борукаев Ч.Б. Структура докембрия и тектоника плит. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1982. 190 с.
51. Борукаев Ч.Б. Тектоника литосферных плит в архее. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1996. 60 с.
52. Хаин В.Е., Божко Н.А. Историческая геотектоника. Докембрий. М.: Наука, 1988. 382 с.
53. Башарин А.К. Деструктивные комплексы в структуре материков. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. 237 с.
54. Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В. и др. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 154–165.
55. Фый Бао Шень. Перспективы нефтегазоносности морских отложений палеозоя и среднего–верхнего протерозоя западной части Северного Китая // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 63–74.
56. Кошторович А.Э., Изосимова А.Н., Кошторович А.А. и др. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 166–195.
57. Соколов Б.С. Органический мир Земли на пути к фанерозойской дифференциации // Вестн. АН СССР. 1976. № 1. С. 126–143.
58. Соколов Б.С. Биосфера: понятие, структура, эволюция // В.И. Вернадский и современность. М.: Наука, 1986. С. 98–122.
59. Вассоевич Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972. С. 39–70.
60. Лопатин Н.В. Эволюция биосферы и горючие ископаемые // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1979. № 7. С. 5–22.
61. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых. М.: Недра, 1983. 192 с.
62. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Глобальная эволюция Земли. М.: Изд-во МГУ, 1991. 446 с.



ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННАЯ ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА: СОСТОЯНИЕ НА РУБЕЖЕ XX И XXI ВВ., ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ¹

ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Завершающийся XX в., несомненно, является веком торжества науки и научного образа мышления. Он получил много названий: век атома, век авиации и космоса, век электроники, век информатики, век наук о жизни, век страшных мировых катаклизмов, какими были две мировые войны (вряд ли поэтому, несмотря на бесспорные и удивительные достижения науки и техники, XX в. можно назвать веком торжества разума), век социализма. Каждое из этих названий, разумеется, имеет право на жизнь. Но вместе с тем ни одно из них, ни даже все вместе они не дают полного представления об уходящем столетии.

В XX в. человечество бурно развивалось, численность населения Земли возросла в 3,6 раза, громадными темпами росло и на глазах менялось промышленное производство. Все это требовало огромных затрат энергии, в течение XX в. потребление энергии возросло в 12,9 раза! Этот век с позиций топливно-энергетического баланса начинался как век угля и возобновляемых энергетических ресурсов, прежде всего дров, и заканчивается как век нефти и газа. В настоящее время в мировом энергетическом балансе роль углеводородного сырья – нефти, природного углеводородного газа и конденсата – превышает 70 %. Прогнозы показывают, что подобная ситуация сохранится как минимум до середины XXI в. Существуют и значительно более оптимистические оценки. Значит, с позиций энергетики – основы существования и экономического развития человечества – XX в. справедливо может быть назван еще и веком нефти и газа.

Роль нефти и газа как основы энергетики с неизбежностью стимулировала возникновение и интенсивное развитие всего комплекса наук о нефти и газе, таких как химия нефти и газа, геология нефти и газа, органическая геохимия и биогеохимия, как ее раздел, теория прогноза и поиска нефтяных и газовых месторождений, геофизика, в первую очередь сейсмика, теория разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтехимия, катализ. Все эти науки возникли в XX в. Естественно, что одновременно интенсивное развитие получили смежные разделы физики, механики, химии, математики и других “вечных” наук.

В огромном цикле этих наук о нефти и газе особое место занимает проблема образования углеводородов в земной коре и формирования их скоплений, или, иными словами, теория образования нефти и газа. Автор в числе многих советских и российских ученых в течение 40 лет занимался научными проблемами, возникавшими при построении этой теории, внимательно следил за ее развитием у нас в стране и мире в целом, и настоящая статья является попыткой в концентри-

¹ Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 8–16.

рованном виде выделить главные достижения теории образования нефти и газа и высказать соображения о некоторых направлениях ее дальнейшего развития в начале XXI в.

Помимо естественного стремления подвести итоги столетия в разработке одной из научных теорий, для написания этой статьи существует и ряд других оснований – в этом году много “круглых” дат в истории этой теории.

Пятьдесят лет назад были начаты систематические поиски нефти в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, который вскоре стал полигоном для разработки и проверки многих разделов теории нефтидогенеза. Пятьдесят лет назад, в 1948 г., были опубликованы великолепные монографии: А.Ф. Добрянского “Химия нефти” [23] и В.А. Соколова “Очерки генезиса нефти” [43], в которых были развиты новые для того времени взгляды на механизмы образования нефти и газа, не потерявшие своего значения до сих пор. Много лет спустя Н.Б. Вассоевич писал о книге В.А. Соколова, что она явилась для него учебником, по которому он начал знакомиться с проблемами происхождения нефти [6].

Сорок лет назад, в 1958 г., вышли из печати два уникальных труда: “Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слюев Терского передового прогиба)” Н.Б. Вассоевича [8] и “К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества” В.А. Успенского и др. [33], в которых впервые был обоснован ряд фундаментальных положений современной теории образования нефти и газа. Эти работы были включены в сборник “Вопросы образования нефти”, который с точки зрения истории теории нефтидогенеза знаменателен еще в двух отношениях. В нем опубликованы глубокая и аргументированная статья Н.Б. Вассоевича “О критике органической теории образования нефти” [9] и статья Т.Л. Симаковой и др. “Характер изменения нефтей в анаэробных условиях под влиянием биогенного фактора” [51]. В последней статье описаны результаты лабораторного моделирования процессов, которые В.А. Успенский называл криптогипергенными превращениями нефтей, в последнее десятилетие эти процессы чаще называют “биодegradацией нефтей”. Тридцать лет назад было сформулировано положение о главной фазе (главной зоне) нефтеобразования [11, 20, 39].

О НАЗВАНИИ ТЕОРИИ

Из работ Н.Б. Вассоевича, В.А. Успенского и многих других ученых следует, что название “теория образования нефти” или даже “теория образования нефти и газа” не вполне адекватно реальному содержанию науки, поскольку теория должна рассматривать не только образование нефти и газа, но и всех производных нефти – растворимых и нерастворимых битумов; более точным было бы название “теория образования газа, нефти и их производных”, но оно является слишком длинным и сложным.

Не очень удачным, как отмечал еще Н.Б. Вассоевич [6], является и название теории “органическая”. Во-первых, из такого уточнения неясно, зарождается ли нефть в живом веществе или ее источником является фоссилизированное органическое вещество. Во-вторых, прилагательное “органическая”, например органическая химия, потеряло в современном научном языке свою однозначность. Не случайно еще Д.И. Менделеев предлагал от него отказаться. Из-за этой неоднозначности в современном русском научном словаре появилось даже такое странное словосочетание как *биоорганическая(!)*, например “*биоорганическая химия*”. Не называть же по аналогии “биоорганическая теория образования нефти и газа”!

Н.Б. Вассоевич называл современную теорию образования нефти и газа осадочно-миграционной, подчеркивая этой формулировкой, что нефть формируется

в осадочных породах в результате процессов миграции из пород рассеянных битумоидов (микронефти). Необходимо, однако, как полагает автор, выбрать такое название теории, которое менее однозначно привязано к конкретной модели или группе моделей.

Возможности для этого есть. Основатели современной теории образования нефти Н.Б. Вассоевич и В.А. Успенский широко использовали термин “нафтиды”, предложенный ленинградским ученым-битуминологом В.Н. Муратовым. Он, а вслед за ним Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский и другие под нафтидами понимали газ, нефть и естественные производные нефти, образующиеся в результате процессов как гипергенеза, так и катагенеза (метаморфизма) нефтей. Н.Б. Вассоевич, по-видимому, первый ввел в научный язык термин “нафтидогенез” [6]. Такое словосочетание традиционно для русского и английского научных языков: литогенез, катагенез, диагенез, филогенез, биогенез и т. п. С этой точки зрения мне кажется правильным называть всякую теорию образования нефти, газа и их производных “теорией нафтидогенеза”. Из публикаций видно, что такое название теории начинают использовать и некоторые другие исследователи, например И.Д. Полякова. Термин “теория нафтидогенеза” достаточно общий, он подходит к любой теории: теория нафтидогенеза может быть биогенная, абиогенная, осадочно-миграционная и т. д.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

Представляется, что историю современной теории нафтидогенеза следует делить на четыре этапа. Первый этап можно назвать “этапом альтернативных догадок”, он охватывает полтора столетия – от середины XVIII в. до начала XX в. Этот период начинается с гениальной работы М.В. Ломоносова “О слоях земных”. Едва ли не первым высокую оценку этой работы дал В.И. Вернадский еще в 1911 г. Он писал, что “она является во всей литературе XVIII века – русской и иностранной – первым блестящим очерком геологической науки” [13, с. 444]. В.И. Вернадский отметил, что М.В. Ломоносову “принадлежат точные и ясные, полные блеска и глубокой мысли первые изложения геологии”. И далее он писал: “Лишь в первой половине XIX века мы встречаемся с аналогичными концепциями геологии” (с. 446).

В конце XIX в. появились еще две версии – гипотезы Д.И. Менделеева о неорганическом происхождении нефти и В.Д. Соколова о космическом происхождении нефти. Как показало время, в работе, опубликованной более чем на 100 лет раньше, М.В. Ломоносов оказался многократно ближе к истине.

Второй этап длился около полувека – с начала до середины XX в. Его следует назвать “этапом формирования гипотезы”. Он связан с именами К. Энглера, Г. Потонье, Д. Уайта, Г.П. Михайловского, Н.И. Андрусова, но особенно В.И. Вернадского, И.М. Губкина, А.Д. Архангельского, П. Траска, А. Трейбса. На этот этап приходится научное творчество К.П. Калицкого, Г.Л. Стадникова и многих других крупных ученых. К заключительным фазам этого этапа относятся ранние, но крайне интересные работы по вопросам нафтидогенеза Н.Б. Вассоевича и В.А. Успенского.

Остановимся подробнее на некоторых результатах второго этапа. В.И. Вернадский был первым ученым, который преодолел чисто геологический подход к теории образования нефти и газа и стал разрабатывать проблему нафтидогенеза на стыке геологии, геохимии и биогеохимии [3–12, 14, 20].

А.Д. Архангельский в 1925–1926 г. впервые в мире начал систематическое исследование распределения органического вещества в осадочных породах и осадках, положив начало изучению нефтепроизводящих пород [2]. Интересно заме-

тить, что за этот цикл работ он был удостоен в 1927 г. премии им. В.И. Ленина. Несколько позже аналогичные исследования были начаты в Американском институте нефти (П. Триск и др.).

И.М. Губкин впервые изложил основы биогенной теории нефтидогенеза, показал, что процессы нефтегазообразования в стратиффере начались сразу после зарождения жизни, сформулировал понятие о диффузионно-рассеянной нефти, заложил основы учения о стадийности нефтегазообразования [22].

В конце 20–начале 30-х гг., блестяще применяя теорию нефтидогенеза, А.Д. Архангельский и И.М. Губкин обосновали выявление основных крупных нефтегазоносных провинций на территории России.

Глубокий и объективный анализ работ, выполненных в течение рассмотренных выше первых двух этапов, дал Н.Б. Вассоевич [6, 8, 10].

Третий этап – этап становления основ современной теории нефтидогенеза и углубления геохимических, геодинамических и флюидодинамических оснований теории, охватывает период от конца 40-х до начала второй половины 80-х гг. (XX в.). Он распадается на два подэтапа, первый – с конца 40-х гг. до 1970 г., когда теория нефтидогенеза развивалась исключительно интенсивно, обогащаясь как новыми фактами, так и новыми моделями. Именно на этом подэтапе был сформирован каркас современной теории. К началу этого подэтапа относятся острые дискуссии о происхождении нефти. Ряд крупных ученых (Н.А. Кудрявцев, П.Н. Кропоткин, В.Б. Порфирьев, Г.Н. Доленко, З.Л. Маймин, Э.Б. Чекалюк и др.), испытывая неудовлетворенность состояния органической теории происхождения нефти и газа, изменили свои взгляды и начали вести активную работу по созданию абиогенной теории нефтидогенеза [24, 34]. Дискуссия с ними создала исключительно благоприятные условия для развития осадочно-миграционной теории нефтидогенеза. Второй подэтап охватывает период с начала 70-х до второй половины 80-х гг. В это время происходило обогащение теории новым фактическим материалом, были подняты на принципиально новый уровень ее геохимические, геодинамические, флюидодинамические основания.

Теория нефтидогенеза не развивалась, не могла развиваться автономно от всего прогресса науки и техники в XX в., особенно в смежных с геологией нефти и газа науках. В частности, на прогресс теории нефтидогенеза огромное влияние оказало развитие аналитической химии, физикохимии, органической химии, биохимии, многие достижения и аналитические методы которых были ассимилированы органической геохимией. Огромное значение для теории нефтидогенеза имели достижения и широкое внедрение в геологию математических методов, прикладной математики и информатики, современных компьютерных технологий.

Со второй половины 80-х гг. начался новый, четвертый этап развития теории нефтидогенеза – этап, главное содержание которого состоит в создании нелинейной теории нефтидогенеза [28, 31]. Это направление исследований должно принести наибольший прогресс теории в первые десятилетия XXI в. Несколько позже возникли такие направления в геологии, как нелинейная геодинамика (Ю.М. Пушаровский), нелинейная металлогения (А.Д. Щеглов).

Имеется обширная литература, в которой рассмотрена история становления теории нефтидогенеза в конце XIX–первой половине XX вв. После 1970 г. переиздано “Учение о нефти” И.М. Губкина, переизданы и впервые изданы практически все работы по теории нефтидогенеза и биогеохимии В.И. Вернадского [12, 14, 15]. Наиболее полно и систематически характеристику этого этапа дал во многих работах Н.Б. Вассоевич [6, 8, 10, 11]. Критический анализ состояния гипотезы абиогенного происхождения нефти выполнил М.К. Калинин [26]. К их объективной и обстоятельной характеристике трудно добавить что-то новое.

Поэтому остановимся подробнее на двух последних этапах.

СТАНОВЛЕНИЕ ОСНОВ СОВРЕМЕННОЙ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

В 1950–1970 гг. наиболее значительный вклад в становление основ теории нафтидогенеза в Советском Союзе внесли Г.А. Амосов, А.М. Акрамходжаев, К.Б. Аширов, А.А. Бакиров, А.И. Богомолов, М.В. Бордовская, О.К. Бордовский, И.О. Брод, С.Н. Белецкая, О.В. Барташевич, Т.А. Ботнева, Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, В.С. Вышемирский, Э.М. Галимов, А.А. Геодекан, А.И. Горская, А.Н. Гусева, Ф.Г. Гурари, М.Ф. Двали, А.Ф. Добрянский, Д.В. Жабрев, Н.А. Еременко, В.В. Ильинская, М.К. Калинин, М.А. Капелюшников, А.А. Карцев, А.Л. Козлов, В.С. Лебедев, Н.В. Лопатин, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Р.Г. Панкина, Г.М. Парпарова, Ал.А. Петров, Л.А. Польстер, О.А. Радченко, Е.А. Рогозина, К.Ф. Родионова, З.В. Савченко, Б.А. Соколов, В.А. Соколов, И.С. Старобинец, Н.М. Страхов, Г.И. Теодорович, А.А. Трофимук, К.Ф. Родионова, В.А. Успенский и др.

В этот период бесспорными лидерами мирового значения в области теории нафтидогенеза были ведущие научные центры СССР – ВНИГНИ, ВНИГРИ, ИГиГ СО АН СССР (ныне ИГНГ в составе ОИГГМ СО РАН), ИГиРГИ, ИГИРНИГМ, МГУ, МИНХиГП (ныне ГАНГ), СНИИГГиМС.

Из числа европейских и американских ученых на этом этапе крупный вклад в теорию нафтидогенеза внесли М. Блюмер (M. Blumer), Е. Брей (E. Bray), Д. Вельте (D. Welte), Б. Катц (B. Katz), Дж. Коннан (J. Connan), Дж. Демейсон (G. Demaison), Б. Дюранд (B. Burand), М. Хелбути (M. Halbouty), Дж. Хант (J. Hunt), М. Луи (M. Louis), Дж. Молдован (J. Moldovan), Г. Филиппи (G. Philippi), П. Смит (P. Smits), В. Зейферт (W. Seifert), С. Сильвермэн (S. Silverman), К. Петерс (K. Peters), Б. Тиссо (B. Tissot) и др. Среди этих выдающихся ученых особенно хочется выделить старейшину американской нефтегазовой геологии Дж. Ханта, а также Б. Тиссо и Д. Вельте.

К великому сожалению, ссылки на российские журналы и российских ученых, даже если их результаты опубликованы на Западе, – редкость в англо- и франкоязычной литературе и других зарубежных научных изданиях. Монографии Б. Тиссо и Д. Вельте “Образование и распространение нефти” [47] и особенно Дж. Ханта “Геохимия и геология нефти и газа” [50] – приятное исключение. В последней работе огромный список советских публикаций, объективный разбор взглядов советских ученых, как и ученых всех стран мира, их вклада в развитие теории нафтидогенеза. Редактором (совместно с Р.Б. Сейфуль-Мулюковым и А.Я. Архиповым) русских изданий обеих книг был Н.Б. Вассоевич.

Несомненными лидерами в становлении и развитии теории нафтидогенеза в эти годы в Советском Союзе были Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, В.А. Соколов, А.А. Трофимук и В.А. Успенский, в зарубежных странах – Дж. Хант, Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Демейсон, Дж. Молдован, В. Зейферт. Главным результатом этого этапа явилось превращение учения о нафтидогенезе из гипотезы в стройную, глубокую и обладающую высокой силой предсказания теорию.

В краткой статье невозможно даже конспективно изложить теорию нафтидогенеза в ее современном состоянии. Этому посвящено большое число специальных работ [1, 3–5, 6–21, 27–32, 35–46, 48–50, 52, 53]. Ограничимся перечислением наиболее существенных ее достижений:

1. Выяснение закономерностей накопления органического вещества в современных и ископаемых осадках (Н.М. Страхов, Н.Б. Вассоевич, А.Б. Ронов, А.М. Акрамходжаев, Т.К. Баженова, О.К. Бордовский, Ф.Г. Гурари, Д.И. Дробот, А.И. Ларичев, Е.С. Ларская, А.П. Лисицын, В.И. Москвин, И.И. Нестеров, И.Д. Полякова, К.Ф. Родионова, Е.А. Романкевич, А.С. Фомичев и др.).

2. Учение о типах органического вещества, построение их классификации, разработка методов их диагностики (В.А. Успенский, Н.Б. Вассоевич, ван Кревелен, Дж. Хант, Б. Тиссо, Л.И. Богородская, Ф.Б. Инденбом, Г.М. Парпарова, О.А. Радченко, П.А. Трушков и др.).

3. Экспериментальное установление наличия углеводов в современных и ископаемых осадках, начальный этап изучения их состава (А.И. Горская, К.Ф. Родионова, П. Смит, Дж. Хант, М. Блюмер, Л.И. Богородская, В.М. Мельникова и др.). Исследование изменения состава углеводов в зоне катагенеза, установление в составе углеводов зоны катагенеза углеводов C_2-C_8 и всей гаммы высокомолекулярных углеводов (Е.А. Рогозина, А.И. Шапиро, М.Л. Дантон, Дж. Хант). Изучение геохимии низкомолекулярных углеводов (C_3-C_9) и простейших углеводов-биомаркеров в битумоидах и нефтях (*n*-алканы, ациклические изопреноиды), изучение их геохимии, доказательство неравновесности состава битумоидов и нефтей (Ал.А. Петров и др.).

4. Выявление в современных и ископаемых осадках и нефтях порфиринов – первых из числа установленных и важнейших биомаркеров как продуктов превращения хлорофиллов в диагенезе и катагенезе (А. Трейбс, О.А. Радченко, Л.С. Шешина, М.М. Колганова, О.В. Серебренникова и др.).

5. Разработка схем превращения органического вещества в диагенезе. Выяснение роли диагенеза в нефтидогенезе (Н.М. Страхов, О.К. Бордовский, В.В. Вебер, Дж. Демейсон, Л.И. Богородская, В.М. Мельникова и др.).

6. Разработка теории катагенеза органического вещества, выяснение закономерностей катагенеза ОВ и его битуминозных компонентов (Н.Б. Вассоевич, В.С. Вышемирский, С.Г. Неручев, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская, В.П. Данилова, В.М. Мельникова, В.И. Москвин, Г.М. Парпарова, И.Д. Полякова, Е.А. Рогозина, П.А. Трушков, О.П. Четверякова и др.).

7. Лабораторное моделирование термокаталитических превращений жирных кислот в катагенезе с новообразованием широкой гаммы соединений, свойственных нефти (Н.Д. Зелинский, А.И. Богомолов, Ал.А. Петров, К.И. Панина, Л.И. Хотынцева и др.).

8. Построение термодинамических моделей процессов трансформации органического вещества и нефтей в катагенезе (А.Ф. Добрянский, А.И. Богомолов, А.А. Карцев и др.).

9. Разработка концепции биогенной трансформации нефтей в осадочных бассейнах (криптогипергенез, биодеградация). Лабораторное моделирование процессов биодеградации нефтей, установление факта, что в результате биогенной трансформации нефти избирательно теряют углеводороды алифатического ряда и обогащаются нафтеновыми углеводородами (G. Nowelli, C. Zobell, Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский, Л.К. Осницкая, А.И. Горская, Т.Л. Симакова и др., 1944–1958 гг.), разработка современной схемы биодеградации нефтей [47, 50, 52, 53].

10. Построение химико-кинетических моделей процессов трансформации органического вещества в катагенезе (Ц. Майер, С. Циммерли, Ю. Мак-Наб, П. Смит, П. Абельсон, Ф. Унгер, К. Аниксиса, Р. Браун, Дж. Эспиталье, Н.В. Лопатин, Б. Тиссо, В.И. Москвин, В.Н. Меленевский, Л.М. Бурштейн и др.).

11. Изучение закономерностей распределения изотопов углерода и серы в живом веществе, рассеянном органическом веществе и нефтях (С. Сильвермэн, Э.М. Галимов, Т.А. Ботнева, В.С. Вышемирский, С.И. Голышев, М.В. Дахнова, Н.А. Еременко, В.Н. Меленевский, Р.Г. Панкина и др.).

Установление факта унаследованной от живого вещества обогащенности рассеянного органического вещества (РОВ) и нефтей изотопом ^{12}C , выявление зависимости изотопного состава РОВ и нефтей от среды обитания живого вещества

(аквабионты, аэробиионты), биохимической природы исходных продуктов (липиды, белки, углеводы, лигнин и т. п.) (С. Сильвермэн, Э.М. Галимов, Н.А. Еременко, Т.А. Ботнева, Л.И. Богородская, Н.А. Верховская, С.И. Гольшев, И.Д. Тимошина и др.), установление закономерностей межмолекулярного и внутримолекулярно-изотопного фракционирования (Э.М. Галимов).

Изучение закономерностей изменения изотопного состава серы нефтей, установление связи изотопного состава серы с эволюцией изотопного состава серы сульфат-иона в Мировом океане (Н.А. Еременко, Р.Г. Панкина, Х. Тод, М.В. Дахнова и др.).

12. Разработка основ биогеохимии нафтидов, выявление основных генетических линий “липиды живого вещества \Rightarrow углеводороды-биомаркеры нефтей” (Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский, А.Н. Гусева, А.К. Головки, И.Е. Лейфман, Б. Тиссо, Д. Вельте, В. Зейферт, Дж. Молдован, В.В. Ильинская, В.А. Чахмахчев и др.), установление широкой гаммы алициклических углеводородов изопреноидного строения (стераны, гопаны, три- и тетрацикланы, гаммацеран, олеонан и др.) в нефтях и РОВ, создание биогеохимии углеводородов-биомаркеров в рассеянном органическом веществе и нафтидах, установление генетических связей “типы органического вещества \Rightarrow распределение углеводородов-биомаркеров”, выявление индикаторов исходного типа живого вещества, направленности диагенетических процессов и степени катагенетической превращенности битумоидов РОВ и нафтидов.

13. Выявление парамагнитных свойств керогена органического вещества и асфальтенов органического вещества и нефтей, выяснение роли парамагнетизма в реализации главной фазы нефтеобразования.

14. Создание методов диагностики аллохтонных и автохтонных битумоидов (Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, К.А. Черников и др.).

15. Учение о стадийности нефтегазообразования. Разработка теории главных фаз нефте- и газообразования, установление “нормальных” температурных и барических границ отдельных стадий и фаз процессов нефтегазообразования (Н.Б. Вассоевич, В.А. Соколов, В.А. Успенский, А.М. Акрамходжаев, И.В. Высокский, В.С. Вышемирский, Д.В. Жабрев, В.П. Данилова, Ю.И. Корчагина, Е.С. Ларская, Н.В. Лопатин, В.Н. Меленевский, С.Г. Неручев, Г.Э. Прозорович, Е.А. Рогозина, В.Л. Строганов, А.А. Трофимук, К.А. Черников и др.).

16. Разработка концепции цикличности нефтегазообразования в истории Земли (Т.А. Ботнева, В.С. Вышемирский, Н.А. Еременко, В.П. Казаринов, Ю.Н. Карогадин, Н.Я. Кунин, С.П. Максимов, Р.Г. Панкина и др.).

17. Изучение процессов нафтидогенеза в аномальных температурных (до 500–700 °С) и барических условиях в бассейнах с интенсивным проявлением траппового магматизма на основе натуральных наблюдений, палеотермических реконструкций по минералогическим термометрам, теплофизического моделирования температурного поля в зонах интенсивного проявления траппового магматизма и термодинамического моделирования взаимодействий в системе осадочные породы–нафтиды, разработка критериев прогноза нефтегазоносности применительно к таким аномальным нафтидогенерирующим системам (А.В. Хоменко, Л.М. Бурштейн, С.Н. Гришина, А.Л. Павлов, И.И. Лиханов, А.А. Тен).

18. Разработка теории и методов диагностики нефтегазопроизводящих отложений, картографирования нефтегазопроизводящих формаций (А.М. Акрамходжаев, Н.Б. Вассоевич, В.С. Вышемирский, М.Ф. Двали, Д.И. Дробот, М.К. Калинин, С.Г. Неручев, А.В. Рыльков, А.А. Трофимук, А.С. Фомичев).

19. Построение генетической классификации нафтидов, выявление главных типов нефтей в осадочной оболочке Земли, разделение нефтей по биологическим источникам и геологической истории на “царства” и “семейства” (Н.Б. Вассоевич,

А.Ф. Добрянский, В.А. Успенский, А.И. Богомолов, А.А. Карцев, О.А. Радченко, Ал.А. Петров, В.В. Ильинская, Г.И. Сафонова, О.Ф. Стасова, В.Е. Андрусевич, Б. Тиссо, Д. Вельге и др.).

20. Доказательство генерации на небольших глубинах протораннемезока-тагенного, изотопно-легкого метана как главного газового ресурса в осадочной оболочке Земли (Ф.А. Алексеев, В.И. Ермаков, В.С. Лебедев, Н.Н. Немченко, Э.М. Прасолов, А.С. Ровенская, М.В. Дахнова и др.).

21. Разработка теоретических основ и методики геохимической картографии нефтегазоносных бассейнов (Ф.Г. Гулари, М.К. Калинин, И.И. Нестеров, П.А. Трушков, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев и др.).

22. Учение об этапах, механизмах и формах первичной миграции углеводородов (И.О. Брод, М.А. Капелюшников, В.А. Соколов, В.А. Успенский, С.Н. Белецкая, В.С. Вышемирский, А.Н. Гусева, В.П. Данилова, М.Ф. Двали, М.И. Гербер, Т.П. Жузе, С.Л. Закс, С.Г. Неручев, Е.И. Парнов, Л.А. Польстер, А.А. Трофимук и др.). Построение хроматографической модели первичной миграции нефти и углеводородных газов (А.А. Трофимук, С.Г. Неручев, позднее Б.М. Коротков, Б. Тиссо, М. Ванденбрук и др.). Разработка концепции дифференциального улавливания углеводородов (В.К. Гассоу, С.П. Максимов, А.И. Ларичев, И.С. Старобинец и др.).

23. Выяснение повсеместного присутствия в подземных водах нефтегазоносных бассейнов компонентов органического вещества – фенолов, ароматических углеводородов и др. (Е.А. Барс и др.), доказательство наличия в водах значительных концентраций аквабитумоидов – жидких углеводородов, смол, асфальтенов, а в составе углеводородов – алифатических и алициклических биомаркеров (В.П. Данилова и др.), оценка масштабов миграции жидких и газообразных углеводородов вместе с водами.

24. Исследование высокомолекулярных гетероциклических соединений (смолы, асфальтены) РОВ и нефтей, установление зависимости состава асфальтенов рассеянного органического вещества от его типа и степени катагенетической превращенности (Л.С. Борисова, В.Ф. Камьянов, С.Р. Сергиенко и др.).

25. Изучение азот-, кислород- и серосодержащих соединений нефти, выяснение их роли в геохимической истории нефти (О.А. Радченко, Г.Ф. Большаков, В.Ф. Камьянов, Р.Н. Преснова и др.).

26. Разработка теории и методов диагностики и картирования нефтепроизводящих отложений (В.С. Вышемирский, М.Ф. Двали, Д.В. Жабрев, С.Г. Неручев, Н.М. Страхов, В.А. Успенский, А.С. Фомичев, К.А. Черников, О.И. Бостриков и др.). Подтверждение уникальной роли высокоуглеродистых глинистых, кремнисто-глинистых, глинисто-кремнистых, карбонатно-глинисто-кремнистых толщ (доманиковая, баженовская свиты и др.) в формировании гигантских по ресурсам углеводородов нефтегазоносных бассейнов (К.Б. Аширов, Ф.Г. Гулари, В.Д. Наливкин, С.Г. Неручев, Г.П. Сверчков, А.С. Фомичев и др.).

27. Доказательство возможности нефтеобразования и нефтенакпления в континентальных (“неморских”) отложениях, выяснение роли углеродистых озерных отложений (сланцы “green river”, тогурская свита, озерные отложения мезозоя и кайнозоя Китая и др.) и угленосных и субугленосных толщ в нефтидогенезе (Н.Б. Вассоевич, В.П. Данилова, А.Н. Изосимова, В.В. Казаринов, В.А. Каширцев, А.Л. Козлов, В.И. Москвин, С.Г. Неручев, И.Д. Полякова, Е.А. Рогозина, Н.Н. Ростовцев, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев, Б. Катц, Фан Пу, Лю Бинжи и др.).

28. Создание учения об осадочных бассейнах как целостных автономных системах, на определенном этапе развития которых у них появляется новое свойство – нефтегазоносность, осадочный бассейн превращается в нефтегазоносный осадочный бассейн (И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, Н.А. Еременко, Б.А. Соколов, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин, Ю.К. Бурлин, И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин и др.), фор-

мирование системного подхода к анализу процессов нефтегазообразования в бассейне (А.Н. Дмитриевский, Ю.Н. Карогодин и др.), разбиение бассейна на ряд подсистем “нефтегазопроизводящая толща \Rightarrow проницаемый комплекс \Rightarrow флюидоупор” и анализ процессов углеводородообразования в них (Э.А. Бакиров, В.П. Казаринов, М.К. Калинин и др.). Формирование основных положений учения о нефтегазоносных бассейнах с позиций тектоники плит (В.Ф. Горбачев, К.А. Клещев, В.С. Шеин и др.).

29. Установление четкой стохастической зависимости между ресурсами углеводородов в осадочных бассейнах и объемом их осадочного выполнения (Н.Б. Вассоевич, М.С. Моделевский, А.А. Трофимук, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич, А.А. Растегин и др.).

30. Установление амодального закона распределения месторождений и залежей нефти и газа по запасам, выяснение, что оно описывается усеченным распределением Парето, установление следствий из этого факта для теории нефтидогенеза (В.И. Демин, В.И. Шпильман, Ю.Н. Батулин, М.Д. Белонин, Н.А. Крылов, Дж. Шуенмейер, Л. Дрю, Дж. Нугтон, В.Р. Лившиц, Ю.В. Подольский).

31. Научное обоснование, прогноз и полное подтверждение региональной нефтегазоносности докембрия, разработка методов прогноза месторождений нефти и газа в докембрии, выявление гигантских месторождений нефти и газа в докембрии (А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич, А.В. Сидоренко, О.К. Баженова, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев, Д.И. Дробот, В.В. Забалуев, А.Н. Золотов, С.А. Кашенко, А.И. Ларичев, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, Б.Л. Рыбьяков, В.В. Самсонов, Св.А. Сидоренко, В.С. Сурков и др.).

32. Выявление и доказательство наличия в природе скоплений газов в гидратной форме (В.Г. Васильев, Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук, Н.В. Черский, Г.Д. Гинзбург, В.П. Царев и др.).

33. Доказательство роли механохимических процессов в тектонически напряженных зонах как фактора катагенетических превращений органического вещества, учет этого обстоятельства в теории нефтидогенеза (В.С. Вышемирский, Э.М. Галимов, Н.Л. Игнатченко, П.А. Трушков, А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.П. Царев, Т.И. Сороко и др.).

34. Создание теоретических основ методов прогноза и поиска месторождений нефти и газа, прогноза фазового состояния и состава углеводородных флюидов, методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности (А.А. Бакиров, Ю.Н. Батулин, М.Д. Белонин, Л.М. Бурштейн, Н.И. Буялов, А.А. Геодекия, Ф.Г. Гурари, Г.С. Гуревич, В.И. Демин, Г.Х. Дикенштейн, Н.А. Еременко, Н.А. Крылов, В.Б. Леонтович, В.Р. Лившиц, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.Д. Наливкин, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, А.А. Растегин, Н.Н. Ростовцев, Г.П. Сверчков, О.Ф. Стасова, М.В. Фейгин, В.И. Шпильман и др.).

35. Обобщение выполненных исследований и систематическое изложение основ теории нефтидогенеза (Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, В.А. Успенский, Б. Тиссо, Дж. Хант и др.).

Автор статьи активно участвовал в получении многих из перечисленных выше научных результатов. В начале этой работы уже отмечалось положительное влияние дискуссии 50–60-х гг. об источниках нефти и газа, или, иными словами, между сторонниками представлений о биогенном и абиогенном образовании нефти. Немалая заслуга в развитии теории нефтидогенеза в 50–60-е гг., когда советская наука занимала в этот период, несомненно, самые передовые позиции в мире, принадлежит Н.А. Кудрявцеву, В.Б. Порфирьеву, Г.Н. Доленко, Э.Б. Чекалюку – очень крупным ученым, обладавшим острым критическим умом, великолепно владевшим достижениями современной им геологии и геохимии, которые, видя слабые стороны органической теории образования нефти и газа, какой она была в

начале второй половины столетия, указывали “органикам” на нерешенные проблемы и тем самым активизировали исследования по многим направлениям.

Торжество осадочно-миграционной теории нефтидогенеза во второй половине XX в. особенно ярко проявилось в блестящих открытиях, сделанных на основе методов прогноза и поиска скоплений углеводородов, вытекающих из этой теории. К их числу относятся открытия уникальных Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Прикаспийской, Южно-Каспийской, Амударьинской, Лено-Тунгусской, Хатангско-Вилуйской нефтегазоносных провинций в СССР, Североморской провинции в Западной Европе, Сахаро-Ливийской провинции в Северной Африке, многочисленных бассейнов с “неморской” нефтью в Китае, открытия на шельфах арктических морей, в Юго-Восточной Азии, открытие докембрийской нефти в Восточной Сибири, Китае, Австралии, Омане и других регионах мира.

Эти выдающиеся геологические открытия XX в. были не только подтверждением истинности осадочно-миграционной теории нефтидогенеза. Их изучение давало новую ценную информацию для развития теории. Особую роль в развитии теории нефтидогенеза сыграли открытие и интенсивное изучение Западно-Сибирской провинции, на протяжении десятилетий являющейся эталоном, природным полигоном, на котором отработывались и отработываются новые положения теории [19]. Особое значение имело и изучение геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы, точнее, Лено-Тунгусской провинции. Это позволило, вопреки существовавшим в 30–50-е гг. взглядам, доказать, что начало процессов нефтидогенеза в истории Земли относится к протерозою или, как теперь предполагается, даже к архею [21]. Научное обоснование и последующее открытие большого числа крупных и гигантских месторождений нефти и газа в венде и рифее Сибирской платформы отодвинули рубеж доказанной промышленной газонефтеносности до отметки 1400 млн лет. Этот рубеж, несомненно, будет отодвинут дальше вглубь протерозойской и архейской истории Земли.

НА ПУТИ К СОЗДАНИЮ НЕЛИНЕЙНОЙ ТЕОРИИ НЕФТИДОГЕНЕЗА

Есть все основания считать, что в настоящее время, на рубеже XX и XXI вв., начинается новый этап развития теории нефтидогенеза. Теория нефтидогенеза, как она формировалась в течение второй половины XX в., концентрировала внимание главным образом на конкретных источниках и процессах углеводородообразования в осадочных породах, на выявлении биохимических предшественников углеводородов рассеянного органического вещества и нефтидов, на механизмах трансформации биологических предшественников углеводородов нефтидов в ходе седиментогенеза, катагенеза и диагенеза, на процессах миграции нефти и газа, на теории осадочных бассейнов как родины нефти, на создании инструментария для реконструкции истории нефтегазообразования в конкретных бассейнах. Разработка и решение всех этих проблем потребовали огромных усилий ученых многих стран мира.

Весь перечисленный круг научных проблем теории нефтидогенеза нельзя считать окончательно решенным. Их разработка на новой информационной основе будет продолжена и в XXI в. и, безусловно, принесет новые выдающиеся результаты. В этом будет состоять, так сказать, интенсивное развитие теории. Однако многие вопросы, ответы на которые должна дать теория нефтидогенеза, в XX в. не были рассмотрены или были только поставлены, по существу, выпали из поля зрения исследователей, оказались “оставленными” для решения в XXI в. Это новые направления для экстенсивного развития теории. Полный перечень этих вопросов даст только время, но некоторые из них, естественно, со значительной долей субъективности, можно наметить уже сейчас:

1. Разработка нелинейной теории нафтидогенеза.
2. Разработка концепции, эволюции нафтидогенеза в истории Земли.
3. Разработка концепции циклического характера нафтидогенеза как результата проявления космических воздействий, циклов Уилсона, внутримантийных процессов и др.
4. Уточнение роли абиогенного синтеза углеводов в формировании промышленных скоплений углеводов.
5. Геохимия отдельных углеводов-биомаркеров в осадочных породах и нефтях.
6. Разработка концепции биогеохимических фаций и методики их картирования.
7. Глобальные обобщения по биогеохимии нефтей и рассеянного органического вещества как основа для реконструкции эволюции химии липидных комплексов живого вещества в докембрии и фанерозое.
8. Разработка комплекса компьютерных имитационных моделей нефтегазонасыщенных бассейнов.
9. Создание имитационных математических моделей риска при поисках скоплений углеводов на основе анализа и математического описания закономерностей размещения месторождений и залежей нефти и газа.
10. Анализ возможных нетрадиционных источников углеводородного сырья, включая гидратные газы, создание технологий их использования, разработка концепции о нефти и газе как возобновляемых энергетических ресурсах в осадочной оболочке Земли, о возможности техногенно ускорять процессы генерации углеводов и образования месторождений нефти и газа, о неисчерпаемости ресурсов углеводов (Н.А. Еременко, И.И. Нестеров).

Обсуждение всех перечисленных проблемных вопросов теории нафтидогенеза, стоящих перед наукой XXI в., выходит за рамки настоящей статьи. Отметим лишь, что некоторые из них рассмотрены в работах [25, 28, 31].

Ближайшие десятилетия будут периодом нового интенсивного и экстенсивного развития теории нафтидогенеза, которое приведет к открытию новых как традиционных, так и особенно нетрадиционных месторождений и залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество – основной источник нефти и газа. Ташкент: Фан, 1973. 203 с.
2. *Архангельский А.Д.* Условия образования нефти на Северном Кавказе. М.; Л.: Нефт. хоз-во, 1927. 184 с.
3. *Белецкая С.Н.* Первичная миграция нефти. М.: Недра, 1990. 288 с.
4. *Брод И.О.* Об основном условии нефтегазонакопления // Докл. АН СССР. 1947. Т. 57, № 6. С. 595–598.
5. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1950. 245 с.
6. *Вассоевич Н.Б.* Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 368 с.
7. *Вассоевич Н.Б.* Микронепть // Исследования ВНИГРИ в области нефтяной геологии. Л., 1959. С. 131–162.
8. *Вассоевич Н.Б.* Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 9–220.
9. *Вассоевич Н.Б.* О критике органической теории образования нефти // Вопросы образования нефти. Л., 1958. С. 363–387.

10. *Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти. (Развитие органической теории от М.В. Ломоносова до наших дней) // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1962. № 3. С. 10–30.
11. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
12. *Вернадский В.И.* Живое вещество и биосфера. М.: Наука, 1994. 671 с.
13. *Вернадский В.И.* Общественное значение Ломоносовского дня // Вестн. РАН. 1998. Т. 68, № 5. С. 445–447.
14. *Вернадский В.И.* Очерки геохимии. М.: Наука, 1983. 422 с.
15. *Вернадский В.И.* Труды по биогеохимии и геохимии почв. М.: Наука, 1992. 437 с.
16. *Вышемирский В.С.* Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1963. 378 с.
17. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1971. 168 с.
18. *Галимов Э.М.* Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 1981. 247 с.
19. *Геология нефти и газа Западной Сибири* / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Недра, 1975. 679 с.
20. *Главная фаза нефтеобразования* / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин, В.В. Чернышев // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 1969. № 6. С. 3–27.
21. *Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли* / А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, А.К. Башарин и др. // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 6–43.
22. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М.; Л.: Госнаучтехнефтеиздат, 1932. 443 с.
23. *Добрянский А.Ф.* Химия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 224 с.
24. *Доленко Г.Н.* Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в земной коре. Киев: Наук. думка, 1986. 136 с.
25. *Еремченко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
26. *Калишко М.К.* Неорганическое происхождение нефти в свете современных данных. М.: Недра, 1968. 336 с.
27. *Катагенез и нефтегазоносность* / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. Л.: Недра, 1971. 240 с.
28. *Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов* / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич и др. М.: Недра, 1988. 223 с.
29. *Конторович А.Э.* Аквабитумоиды // Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, 1980. С. 73–95.
30. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250 с.
31. *Конторович А.Э.* Общая теория нефтидогенеза. Базисные концепции пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, 1991. С. 29–44.
32. *Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.
33. *К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества* / В.А. Успенский, Ф.Б. Инденбом, А.С. Чернышева, В.Н. Сенникова // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. С. 221–228.
34. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 214 с.
35. *Максимов С.П., Кунип Н.Я., Сардошников Н.М.* Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. М.: Недра, 1977. 250 с.
36. *Назаркин Л.А.* Влияние темпа седиментации и эрозионных срезов на нефтегазоносность осадочных бассейнов. Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1979. 336 с.
37. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л.: Недра, 1969. 240 с.

38. *Нестеров И.И., Штильман В.И.* Теория нефтегазоаккумуляции. М.: Недра, 1987. 232 с.
39. *Нефтепроизводящие* толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А.Э. Конторович, Н.М. Бабина, Л.И. Богородская и др. Л.: Недра, 1967. 223 с.
40. *Петров А.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
41. *Прогноз* месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. М.: Недра, 1981. 350 с.
42. *Соколов В.А.* Миграция газа и нефти. М.: Изд-во АН СССР, 1956. 352 с.
43. *Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1948. 460 с.
44. *Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М.: Недра, 1965. 276 с.
45. *Соколов Б.А.* Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 243 с.
46. *Справочник* по геологии нефти и газа / Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 1984. 480 с.
47. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
48. *Трофимук А.А.* Проблема диагностики нефтематеринских свит // Геология и геофизика. 1963. № 4. С. 116–121.
49. *Трофимук А.А., Конторович А.Э.* Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ // Геология и геофизика. 1965. № 12. С. 3–14.
50. *Хайт Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.
51. *Характер* изменения нефтей в анаэробных условиях под влиянием биогенного фактора / Т.Л. Симакова, А.И. Горская, З.А. Колесник и др. // Вопросы образования нефти. Л., 1958. С. 315–362.
52. *Peters K., Moldowan J.* The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. 363 p.
53. *Waples D., Machihara T.* Biomarkers for geologists – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology / AAPG Methods in explorations. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA. 1991. N 9.



ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ¹

Из теории нелинейных систем известно, что детерминированная система при определенных внешних условиях может проявлять либо признаки самоорганизации, формируя пространственные и(или) временные структуры, либо признаки хаотического, непредсказуемого поведения [1, 2]. Временная эволюция такой системы внешне не отличима от реализации случайного процесса. Разработаны методы, позволяющие отличать случайный процесс от детерминированного хаотического движения и оценивать некоторые его характеристики [2, 3].

Анализ закономерностей размещения залежей нефти и газа в осадочных бассейнах позволил авторам прийти к выводу, что процесс формирования залежей углеводородов в осадочном бассейне может быть рассмотрен как процесс самоорганизации углеводородного вещества в этом бассейне [4, 5]. Глобальный процесс нефтенакпления есть суперпозиция процессов нефтенакпления в отдельных бассейнах, одни из которых существуют в настоящее время, другие были разрушены в ходе геологической истории. Естественно возникает вопрос, являются ли временные изменения интенсивности нефтенакпления в осадочной оболочке Земли в целом процессом случайным или детерминированным?

Ниже показано, что процесс нефтенакпления в осадочной оболочке Земли является детерминированным и определены некоторые его количественные характеристики. Исходными данными для анализа были приведенные в [6, 7] результаты оценки ресурсов нефти по стратиграфическим подразделениям за последние 600 млн лет. Временная зависимость распределения начальных разведанных запасов нефти в фанерозое [6] выглядит как типичная реализация случайного процесса (рис. 1). Однако такой характер этой зависимости может быть и следствием функционирования сложного детерминированного механизма, математической моделью которого является система n нелинейных дифференциальных уравнений.

Если в фазовом пространстве выделить некоторую область определенного объема, отвечающую возможным состояниям системы в момент t_0 , то с течением времени каждая точка этой области будет перемещаться в соответствии с уравнениями движения рассматриваемой системы. Тем самым будет перемещаться и вся область, изменяя свою форму. Для диссипативных систем объем такой области фазового пространства сокращается с течением времени [2]. Это приводит к тому, что все решения диссипативной системы будут стягиваться к некоторому подмножеству точек фазового пространства и впоследствии останутся там навсегда. Эта инвариантная область называется аттрактором. В диссипативных динамических системах с размерностью фазового пространства $n \geq 3$ могут существовать так называемые странные аттракторы, в которых, несмотря на сжатие в объеме, расстоя-

¹ Доклады АН СССР. 2000. Т. 370, № 2. С. 205–207. Соавт.: В.Р. Лившиц.

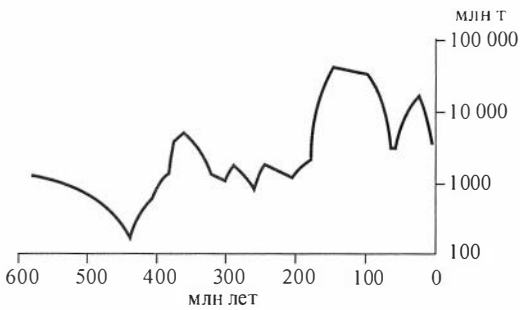


Рис. 1. Изменение начальных запасов нефти во времени за последние 600 млн лет.

ния между двумя любыми первоначально сколь угодно близкими точками на разных траекториях аттрактора через некоторое время становятся конечными, что порождает хаотическое движение траектории [2], и точное предсказание поведения системы во времени становится невозможным. Эта чувствительность к начальным условиям делает аттрактор странным.

Аттрактор характеризуется своей размерностью d . В отличие от простых аттракторов, размерность которых выражается целым числом, странные аттракторы обладают фрактальной структурой, так что их размерность оказывается дробной, что является количественным признаком хаотического движения [2].

В [2, 3] развиты методы, позволяющие измерить по результатам временных замеров некоторой величины $X(t)$ размерность d аттрактора, а также некоторые другие характеристики движения, в частности определить наименьшее число нелинейных дифференциальных уравнений первого порядка, необходимых для описания системы k .

Эта методика была применена к данным по распределению по стратиграфическим комплексам запасов нефти, накопившихся за последние 600 млн лет. В [6] было специально рассмотрено, насколько такую выборку можно считать представительной. Сложность поведения такой системы можно видеть из рис. 2, где показана ее эволюция в трехмерном псевдофазовом пространстве.

На рис. 3 приведены зависимости $\ln C(l) - \ln l$ для последовательно возрастающих значений k , а на рис. 4 – зависимость угла наклона этих прямых от k . Из рис. 4 видно, что величина d достигает насыщения, и это позволяет сделать вывод о существовании детерминированного механизма, управляющего процессом эволюции нефтегенеза в стратифере Земли. Величина размерности пространства, при которой d достигает насыщения, равна 6, т. е. процесс нефтегенеза может быть описан системой из шести уравнений. Размерность аттрактора дробная и равна 1,32, что указывает на хаотический характер процесса. Применение той же методики к данным по запасам нефти с учетом вертикальной миграции углеводородов из древних комплексов в более молодые показывает [6], что механизм исходного нефтеобразования также является хаотическим, однако величина k , при которой наступает насыщение d , равна 4 (см. рис. 4). Таким образом, можно сделать вывод о том, что процесс нефтеобразования без учета перераспределения углеводородов за счет процессов вертикальной миграции может быть описан четырьмя переменными, в то время как

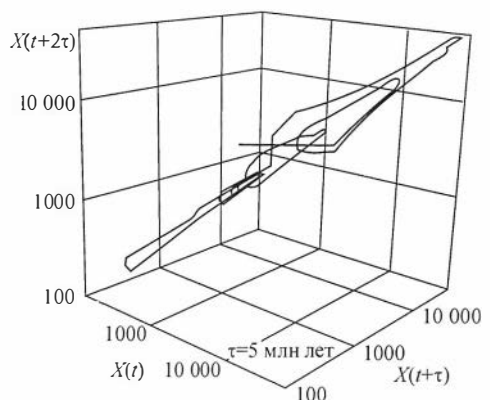
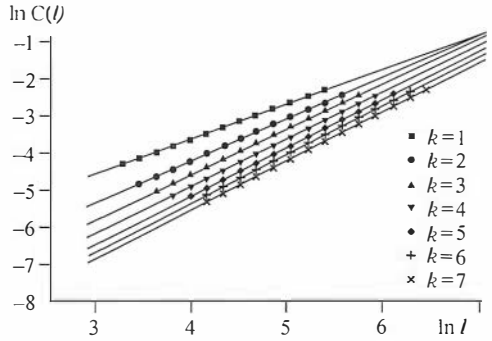


Рис. 2. Эволюция процесса нефтеобразования в трехмерном псевдофазовом пространстве.

Рис. 3. Корреляционная функция для последовательно возрастающих значений k :

$d(k = 1) = 0,95$; $d(k = 2) = 1,13$; $d(k = 3) = 1,22$;
 $d(k = 4) = 1,27$; $d(k = 5) = 1,30$; $d(k = 6) = 1,32$;
 $d(k = 7) = 1,32$.



для описания фактического распределения запасов нефти требуются еще две переменные, по-видимому, ответственные за миграцию.

Таким образом, анализ показывает, что изменение интенсивности нефтенакпления в истории Земли есть детерминированный хаотический процесс.

В качестве переменных, которые могут контролировать интенсивность самого процесса нефтеобразования, можно отметить: 1) геодинамическую эволюцию Земли, проявляющуюся в становлении суперконтинентов – Пангея I, Пангея II, Пангея III и их деструкции, что приводило к образованию океанов и формированию на их окраинах нефтегазоносных бассейнов с мощным генерационным потенциалом или так называемые циклы Уилсона [8]; 2) эволюцию жизни на Земле, которая после выхода растительности на сушу привела к существенному расширению спектра фациальных обстановок нефтеобразования, предопределила появление наряду с возникшим еще в раннем докембрии царством и образующим его множеством семейств морских нефтей царства и множества семейств “неморских” нефтей; 3) циклический характер накопления морских углеродистых глинистых, кремнисто-глинистых, карбонатно-кремнисто-глинистых толщ, уникально обогащенных органическим веществом, типа формации Вэлкери в рифее бассейна Мак-Артур в Австралии, шунтарской свиты в рифее юго-запада Сибирской платформы и Енисейского кряжа, куонамской свиты кембрия на Сибирской платформе, доманика на Восточно-Европейской платформе, кимериджских сланцев в бассейне Северного моря и волжских углеродисто-глинисто-кремнистых пород баженовской свиты в Западно-Сибирском мегабассейне и другие, которые, несомненно, были главными генераторами нефти в осадочной оболочке Земли [9, 10]. Циклический характер накопления углеродистых толщ может быть связан как с внутренними процессами саморазвития Земли, так и с воздействием на планету внешних космических факторов [6, 10–12].

Можно предположить, что в качестве параметров, которые определяют миграцию углеводородов из древних отложений в более молодые, могут служить региональные флюидоупоры и их тектоническая нарушенность. В историко-геологическом плане эти параметры можно связывать с эпохами планетарных трансгрессий и с эпохами тектонической активизации.

Следует обсудить, какие другие глобальные факторы могли контролировать детерминированную составляющую эволюции нефтедогенеза в истории Земли, и попытаться построить общую нелинейную теорию нефтедогенеза.

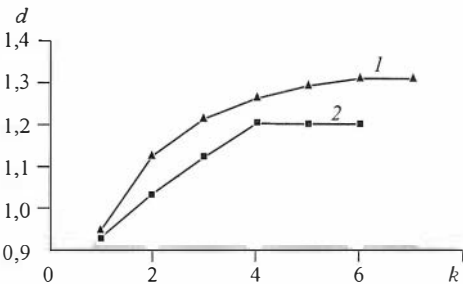


Рис. 4. Зависимость угла наклона прямых (см. рис. 3) от числа переменных псевдофазового пространства k :

1 – фактические запасы нефти; 2 – запасы нефти с учетом миграции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гапонов-Грехов А.В., Рабинович М.И. Проблемы современной нелинейной динамики // Вестн. РАН. 1997. Т. 67, № 7. С. 608–614.
2. Шустер Г. Детерминированный хаос. М.: Мир, 1988. 240 с.
3. Grassberger P., Procaccia I. Measuring the Strangeness of Strange Attractors // Physica. 1983. Vol. 9D. P. 189–207.
4. Котторович А.Э., Буриштейн Л.М., Гуревич Г.С. и др. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. М.: Недра, 1988. 223 с.
5. Котторович А.Э. Общая теория нефтегенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. С. 29–44.
6. Вышемирский В.С., Котторович А.Э. Циклический характер нефтенакпления в истории Земли // Геология и геофизика. 1997. № 5. С. 907–918.
7. Klemme H.D., Ulmishek G.F. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors // AAPG Bull. 1991. Vol. 75, N 12. P. 1809–1851.
8. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: Изд-во МГУ, 1995. 480 с.
9. Котторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 6–42.
10. Неручев С.Г. Периодичность крупных геологических и биологических событий фанерозоя // Там же. 1999. Т. 40, № 4. С. 493–511.
11. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г. Глубинная геодинамика. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1994. 299 с.
12. Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность геохимических процессов и проблемы нефтегазоносности. М.: Недра, 1977. 280 с.



ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ ХАРАКТЕР ПРОЦЕССА НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ИСТОРИИ ЗЕМЛИ И ЕГО КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ¹

Интенсивно разрабатываемая в последние десятилетия теория самоорганизующихся динамических систем (синергетика) постепенно находит все большее применение в самых различных областях науки [3, 4, 24]. Причина этого кроется в том, что синергетика выявляет общие принципы возникновения и разрушения самоорганизующихся временных и (или) пространственных структур безотносительно к их конкретной природе. В последние годы идеи синергетики проникают и в геологию [7, 10, 15, 16], в частности в геологию нефти и газа. Например, синергетический подход был использован при рассмотрении процессов нефтидогенеза в седиментационных бассейнах [7, 9, 14, 17].

Одним из достижений синергетики является установление факта, что детерминированная система при определенных внешних условиях может проявлять либо признаки самоорганизации, формируя пространственные и (или) временные структуры, либо признаки хаотического, непредсказуемого поведения [16, 29]. Временная эволюция такой системы внешне не отличима от реализации случайного процесса, однако в синергетике разработаны методы, позволяющие отличать случайный процесс от детерминированного хаотического движения и оценивать некоторые его характеристики [14, 17, 19, 29, 30, 32].

Цель настоящей статьи – попытка показать наличие сложного детерминированного механизма, контролировавшего изменение интенсивности нефтенакпления в истории Земли, и определить некоторые его количественные характеристики на основе общей теории динамических хаотических систем.

Исходными данными для анализа являются приведенные в [1] результаты оценки ресурсов нефти по стратиграфическим подразделениям за последние 600 млн лет. Там же, а также в работах С.П. Максимова, Н.Я. Кунина, Н.М. Сардонникова [18], N.D. Klemme, G.F. Ulmishek [31, 32] был сделан вывод о циклическом характере процесса нефтенакпления в истории Земли. Временная зависимость распределения начальных разведанных запасов нефти в фанерозое [1] выглядит как типичная реализация случайного процесса (рис. 1). Однако такой характер этой зависимости

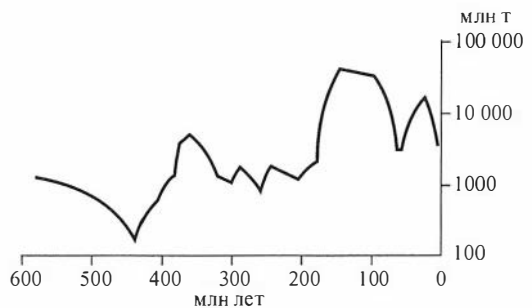


Рис. 1. Изменение начальных запасов нефти во времени за последние 600 млн лет.

¹ Геология нефти и газа. 2002. № 1. С. 9–16. Соавт.: В.Р. Лившиц.

может быть и следствием функционирования сложного детерминированного механизма, математической моделью которого является система нелинейных дифференциальных уравнений.

ПРОЦЕСС НАФТИДОГЕНЕЗА КАК РЕЗУЛЬТАТ РАЗВИТИЯ СЛОЖНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

На возможность глобального подхода к процессам нефтидогенеза в осадочной оболочке Земли, опирающегося на представление о стратисфере как единой целостной системе, указывал еще И.М. Губкин [5], отмечая, что генерация УВ "...представляет собой одну из струй единого великого диалектического процесса развития Земли". Очевидно, это высказывание можно отнести не только к процессу генерации УВ в живом веществе, в условиях диагенеза и катагенеза, но и к процессам миграции, аккумуляции и образования скоплений нефти и газа, а также к процессам последующего разрушения этих скоплений.

В геологии нефти и газа при изучении условий и истории формирования скоплений нефтидов главное внимание всегда обращалось на конкретные механизмы первичной и вторичной миграции, аккумуляции и разрушения скоплений. В качестве характеристик, описывающих эти процессы, используются концентрации в породах органического вещества, способного генерировать нефть и УВ-газы, удельное количество генерированной в единице объема нефтепроизводящей породы микронепти, удельное количество эмигрировавших нефти и газа и т. д. [8].

С позиций описания процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочной оболочке Земли как единой целостной системе, состоящей из огромного числа подсистем, такой подход можно рассматривать как мезоскопический. При переходе на макроскопический уровень необходимо описывать поведение системы небольшим числом макроскопических переменных $X_1(t), \dots, X_n(t)$, зависящих от времени t , которые возникают как коллективные свойства процессов, происходящих на мезоскопическом уровне.

Система дифференциальных уравнений, связывающая макропеременные $X_1(t), \dots, X_n(t)$ и их производные, задает количественное описание динамики системы на макроскопическом уровне. Осадочная оболочка Земли, множество осадочных бассейнов и протекающие в них процессы нефтидогенеза имеют ряд свойств, позволяющих их рассматривать как синергетическую систему [7, 9]. Дадим краткую характеристику этих свойств.

1. Открытость. Стратисфера с протекающими в ней процессами нефтидогенеза представляет собой открытую систему, обменивающуюся с окружающей средой веществом и энергией. В различных ее частях непрерывно осуществляется подток солнечной, тепловой, гравитационной, электрической энергии, имеют место подток и отток вещества. Эти воздействия окружающей среды на процесс нефтидогенеза отражаются в конкретной зависимости последнего от общей массы живого вещества в биосфере, его типа и концентрации в осадках и породах, условий захоронения, направленности его последующих превращений в диагенезе и катагенезе, объема осадочного выполнения бассейнов, общей направленности тектонических, в том числе колебательных, движений, т. е. от всей геологической истории былых биосфер и стратисферы как единого целого. В частности, общий циклический характер геологических процессов, протекающих в земной коре, должен находить свое выражение и в цикличности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления [1, 2].

2. Диссипативность. Как уже отмечалось, между стратисферой и окружающей средой непрерывно происходят процессы обмена веществом и энергией, т. е. наряду с притоком имеет место и обратный процесс – процесс рассеивания энер-

гии и вещества. Оценки показывают, что только очень небольшая часть УВ, генерируемых стратисферой и участвующих в первичной и вторичной миграции, аккумулируется в залежи [8]. Кроме того, диссипация вещества происходит из уже образовавшихся залежей. Примером таких процессов могут служить диффузное рассеивание, вымывание и вертикальные перетоки УВ из сформированных залежей, биодеградация и окисление нефтей и т. п. Это позволяет рассматривать стратисферу как диссипативную нефтегазовую систему.

3. Неравновесность. Равновесность системы при макроскопическом уровне ее описания означает тождественность значений макропеременных внутри системы и во внешней среде. Это условие следует понимать в динамическом смысле: для каждого процесса, вызывающего небольшое увеличение какой-либо макропеременной, найдется противоположный процесс, уменьшающий ее значение (принцип детального равновесия). Будучи открытой диссипативной системой, стратисфера находится в неравновесном состоянии, обусловленном непрерывными потоками вещества и энергии между системой и внешней средой, которые приводят к различиям в значениях переменных в системе и внешней среде. Эти различия носят постоянный характер (например, химический состав и фазовое состояние), они не позволяют системе релаксировать к равновесному состоянию и представляют собой ограничения, накладываемые на систему извне. Вследствие действия таких ограничений детального равновесия между системой и окружающей средой не наступает и система приобретает способность к изменениям. Неравновесные ограничения отражаются введением в уравнения некоторых характерных для данной задачи параметров, так называемых управляющих параметров, которые могут быть изменены внешней средой.

Необходимо также помнить, что нефть по составу также является неравновесной системой, причем эту свою неравновесность она наследует от живого вещества [9, 21].

4. Стохастичность. При макроскопическом описании системы переменные состояния системы являются некоторыми временными средними. Это означает, что мгновенное значение переменной не совпадает с ее усредненным значением. Очевидно, что такие отклонения носят случайный характер. Кроме того, стохастичность системы определяется также ее взаимодействием со сложным и непредсказуемым окружением.

5. Неустойчивость. Если случайное возмущение, действующее на систему, находящуюся в неравновесном состоянии, невелико, то система остается в окрестности этого состояния (локальная устойчивость). Однако если величина возмущения превысит некоторый порог, то даже небольшие локальные отклонения могут быть усвоены или даже усилены системой, которая в этом случае удаляется от своего начального состояния и переходит в новое состояние. Возможность потери устойчивости открывает путь переходным явлениям, что может привести к внутренней дифференциации системы. Таким образом, неустойчивость состояния системы в сочетании со случайными воздействиями является источником разнообразия ее поведения. Неустойчивость осадочной оболочки Земли как системы с позиций современной теории описывает глубинная геодинамика (нелинейная геодинамика) [6, 20].

6. Асимметричность. Для большинства систем, встречающихся в природе, характерна сильная степень асимметрии. На это обращал внимание еще В.И. Вернадский. В общем случае причиной нарушения симметрии может быть внутренняя дифференциация вещества между различными частями системы, а также неустойчивость симметричного состояния. Система, находящаяся в неустойчивом состоянии, за счет малых возмущений может перейти в одно из нескольких возможных новых состояний. Какой из этих переходов реально будет осуществлен,

определяют случайные внешние воздействия на систему. Такой переход в новое состояние в теории нелинейных систем называют бифуркацией. Дальнейшая эволюция системы зависит от этого выбора, так что система “помнит” свое прошлое.

В работах А.Э. Конторовича, Л.М. Бурштейна, Г.С. Гуревича и др. [7] и А.Э. Конторовича [9] рассмотрены три уровня асимметрии вещества применительно к процессу нефтидогенеза в осадочной оболочке Земли. Они проявляются, в частности, в распределении объема осадочных бассейнов в стратисфере и месторождений по запасам в бассейнах в соответствии с усеченным распределением Парето, в наследуемой нефтью от живого вещества асимметрии пространственной геометрии молекул УВ-биомаркеров, в асимметричном распределении изотопов углерода ^{12}C и ^{13}C в молекулах и т. д.

7. Нелинейность. Неоднозначность перехода в новое состояние в точке бифуркации возможна лишь в нелинейных системах, поэтому все синергетические системы существенно нелинейны [26]. В качестве примера нелинейности процесса нефтенакопления можно привести сложный характер зависимости скорости аккумуляции УВ от интенсивности их генерации [7].

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СЛОЖНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Пусть процесс функционирования динамической системы полностью определяется n зависящими от времени макроскопическими переменными $X_1(t), \dots, X_n(t)$. Значения этих переменных определяют поведение системы в любой заданный момент времени t . Функции $X_1(t), \dots, X_n(t)$ могут быть получены как решение системы n дифференциальных уравнений первого порядка, связывающих эти n функций и их производные при заданных начальных условиях $X_1(t_0), \dots, X_n(t_0)$. Таким образом, в самом общем случае процесс временной эволюции системы описывается системой уравнений

$$\frac{dX_i}{dt} = F_i(X_1, \dots, X_n, \bar{\lambda}); \quad i = 1, \dots, n, \quad (1)$$

где F_1, \dots, F_n – нелинейные функции $X_1(t), \dots, X_n(t)$; $\bar{\lambda}$ – вектор управляющих параметров, отражающих воздействие на систему внешней среды.

В синергетике часто используют геометрическую интерпретацию системы (1). В этом случае задается n -мерное пространство (фазовое), где по координатным осям отложены значения соответствующих переменных. Мгновенное состояние системы представляется точкой в фазовом пространстве. С течением времени изображающая точка описывает некоторую линию – фазовую траекторию, а поведение системы в целом задает фазовый портрет, или n -мерный поток в фазовом пространстве. Имеется взаимно однозначное соответствие между поведением системы и типом движения изображающей точки в фазовом пространстве. Поэтому эволюцию динамической системы можно исследовать по поведению фазового портрета. Поскольку решение системы однозначно определяется заданием начальных условий, то траектории в фазовом пространстве, соответствующие различным начальным условиям, не пересекаются. Известно, что фазовая траектория может принадлежать к одному из трех типов: неподвижная точка, соответствующая стационарному состоянию системы, периодические траектории (циклы) и траектории без самопересечений [22].

Если в фазовом пространстве выделить некоторую область определенного объема, отвечающую возможным состояниям системы в момент t_0 , то с течением времени каждая точка этой области будет перемещаться согласно уравнениям движения рассматриваемой системы. Соответственно, будет перемещаться и вся область, изменяя свою форму. Однако для изолированных систем, согласно теореме

Лиувилля, фазовый объем области будет оставаться неизменным (консервативные системы), в то время как для диссипативных систем объем элемента фазового пространства сокращается с течением времени [29]. Сокращение фазового объема приводит к тому, что все траектории диссипативной системы стягиваются к некоторому подмножеству точек фазового пространства и впоследствии остаются там навсегда. Эта инвариантная область называется аттрактором. Примерами простых аттракторов служат неподвижные точки, предельные циклы и инвариантные торы, соответствующие регулярным движениям динамической системы.

В диссипативных динамических системах с размерностью фазового пространства $n \geq 3$ могут существовать так называемые странные аттракторы, когда, несмотря на сжатие в объеме, расстояния между первоначально сколь угодно близкими точками на разных траекториях аттрактора через некоторое время становятся конечными. Сам аттрактор состоит как бы из одной траектории, т. е. с течением времени траектория должна пройти через каждую точку аттрактора. Обычно странный аттрактор возникает, когда фазовый поток сжимает элементарный объем в одних направлениях и растягивает в других. Чтобы оставаться в ограниченной области, элементарный объем одновременно складывается. Этот процесс растяжения и складывания порождает хаотическое движение траектории на странном аттракторе [29].

Наблюдаемое во времени хаотическое поведение возникает из-за свойства нелинейных систем экспоненциально быстро разводить первоначально близкие фазовые траектории в ограниченной области фазового пространства. Поскольку начальное состояние системы не может быть задано с абсолютной точностью, а ошибка экспоненциально возрастает, то временное предсказание поведения системы становится невозможным. Эта чувствительность к начальным условиям и делает аттрактор странным.

В отличие от простых аттракторов, размерность которых выражается целым числом, странные аттракторы обладают фрактальной структурой, так что их размерность оказывается дробной, что является количественным признаком хаотического движения. Существуют методы, позволяющие измерить фрактальную размерность странного аттрактора, а также другие характеристики хаотического движения.

ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АТТРАКТОРА НАФТИДОГЕНЕЗА

Пусть имеется некоторое множество точек M . Основная идея вычисления размерности d этого множества заключается в том, что минимальное число кубов с ребром l (или шаров с радиусом l), необходимых для покрытия множества, пропорционально l^{-d} . Например, если множеством является гладкая кривая, то очевидно, что число кубов со стороной l , покрывающих кривую, будет пропорционально $1/l$, и, следовательно, $d = 1$. Для двумерной поверхности число кубов пропорционально $1/l^2$ и в таком случае $d = 2$, для покрытия объема в трехмерном пространстве число кубов пропорционально $1/l^3$ и, соответственно, $d = 3$ и т. д. Эта закономерность остается справедливой не только для гладких множеств, но и для странных аттракторов, когда d оказывается дробным.

Зная фазовую траекторию $\bar{X}(t) = \{X_1(t), \dots, X_n(t)\}$, можно измерить размерность аттрактора. Подробности метода изложены в работах [19, 29, 30, 32].

Для вычисления размерности аттрактора непрерывная фазовая траектория в n -мерном пространстве дискретизируется, т. е. заменяется множеством из N точек $\bar{X}(t) = \{X_1(t_i), \dots, X_n(t_i)\}$, $i = 1, \dots, N$. Затем вычисляются расстояния между всеми парами точек $|X_i - X_j|$. Для некоторого фиксированного l рассчитывается корреляционный интеграл

$$C(l) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N^2} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \Theta_{(S)} \left(l - |\bar{X}_i - \bar{X}_j| \right), \quad (2)$$

где $\Theta_{(S)}$ – функция Хевисайда.

Таким образом, $C(l)$ подсчитывает число пар точек, расстояние между которыми не превосходит l . Для аттракторов эта функция зависит от l при $l \rightarrow 0$ по степенному закону $C(l) = al^{-d}$. Поэтому размерность d можно определить по наклону прямой на графике $(\ln C, \ln l)$.

Этот метод предполагает, что известна размерность пространства, в котором лежит аттрактор n , и имеется возможность измерения значений всех переменных, участвующих в описании системы $X_1(t), \dots, X_n(t)$. Однако когда речь идет об экспериментальных наблюдениях, в большинстве случаев удается измерить временную эволюцию только одной переменной. При этом неизвестным может быть также и число переменных, описывающих эволюцию системы. Фрактальная математика позволяет определить наименьшее число дифференциальных уравнений первого порядка, необходимое для описания системы.

Известно, что система уравнений (1) последовательным дифференцированием может быть сведена к одному уравнению n -го порядка и что любая функция $X(t)$ есть решение системы (1), является также и решением некоторого дифференциального уравнения n -го порядка [22]. Отсюда следует, что для описания динамики системы вместо набора переменных $X_1(t), \dots, X_n(t)$ могут быть использованы временная эволюция одной переменной и n ее последовательных производных. Эта переменная вместе со своими производными содержит всю информацию о поведении системы. Информация о производных переменной содержится в значениях этой же переменной, сдвинутой на фиксированные временные интервалы $\tau, 2\tau, \dots, n\tau$. Тогда можно построить новое фазовое пространство, так называемое псевдофазовое пространство размерности k , путем сдвига во времени временного ряда, полученного дискретизацией одной наблюдаемой переменной, на $1, 2, \dots, k$ шагов. Существует теорема Такенса [36], доказывающая, что метрические свойства обоих пространств (фазового и псевдофазового) одинаковы. Следовательно, для определения размерности аттрактора в (2) можно использовать псевдофазовое пространство.

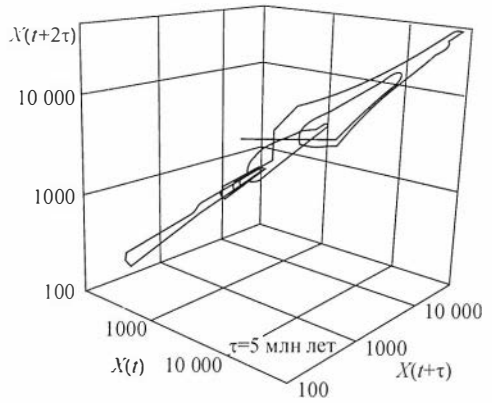
Таким образом, процедура вычисления размерности аттрактора по временному ряду одной переменной заключается в следующем:

- по наблюдаемому временному ряду некоторой переменной строится псевдофазовое пространство размерности k ;
- вычисляется корреляционный интеграл (2) и определяется наклон d линейного участка зависимости $(\ln C, \ln l)$;
- расчеты повторяются для последовательно увеличивающихся k ;
- рассматривается зависимость d от k ; если d достигает насыщения при некотором, относительно небольшом k , то система должна иметь аттрактор;
- значение насыщения d будет размерностью аттрактора, а значение k , при котором наблюдается насыщение, есть минимальное число переменных, необходимое для описания поведения динамики системы на аттракторе.

Эта методика была применена к данным по распределению по стратиграфическим комплексам запасов нефти, накопившихся за последние 600 млн лет [14]. Некоторые авторы специально рассмотрели [30,33], насколько такую выборку можно считать представительной. Сложность поведения такой системы можно видеть из рис. 2, где показана ее эволюция в трехмерном псевдофазовом пространстве.

На рис. 3 приведены зависимости $\ln C, \ln l$ для последовательно возрастающих значений k , а на рис. 4 – зависимость угла наклона этих прямых от k . Из рис. 4 видно, что d достигает насыщения, и это позволяет сделать вывод о существова-

Рис. 2. Эволюция процесса нефтеобразования в трехмерном псевдофазовом пространстве.



нии детерминированного механизма, управляющего процессом эволюции нефтидогенеза в стратифере Земли. Значение размерности пространства, при котором d достигает насыщения равно 6, т. е. процесс нефтидогенеза может быть описан системой (1) из шести уравнений. Размерность аттрактора дробная и равна 1,32, что указывает на хаотический характер процесса.

Применение той же методики к данным по запасам нефти без учета вертикальной миграции УВ из древних комплексов в более молодые показывает [1], что механизм исходного нефтеобразования также является хаотическим, однако значение k , при котором наступает насыщение d , равно 4 (см. рис. 4). Таким образом, можно сделать вывод о том, что процесс нефтеобразования без учета перераспределения УВ за счет процессов вертикальной миграции может быть описан четырьмя переменными, в то время как для описания фактического распределения запасов нефти требуются еще две переменные, по-видимому, ответственные за миграцию.

Можно предположить, что в качестве параметров, которые определяют миграцию УВ из древних отложений в более молодые, могут выступать региональные флюидоупоры и их тектоническая нарушенность. В историко-геологическом плане эти параметры можно связывать с эпохами планетарных трансгрессий и с эпохами тектонической активизации.

Значительно сложнее сделать предположение относительно переменных, которые могут контролировать интенсивность самого процесса нефтеобразования. В качестве некоторых из них можно указать следующие:

– геодинамическая эволюция Земли, проявлявшаяся в становлении суперконтинентов – Пангея I, Пангея II, Пангея III и их деструкции [1], что приводило к образованию океанов и формированию на их окраинах нефтегазоносных бассейнов (НГБ) с мощным генерационным потенциалом, так называемые циклы Уилсона [25];

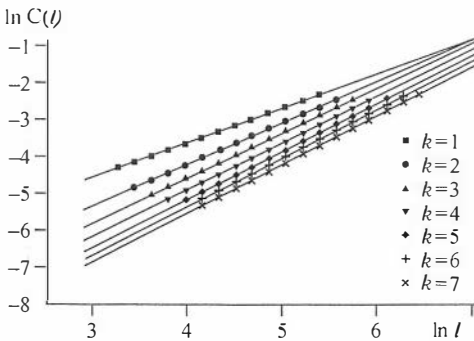


Рис. 3. Корреляционная функция для последовательно возрастающих значений k :

$d(k = 1) = 0,95$; $d(k = 2) = 1,13$; $d(k = 3) = 1,22$; $d(k = 4) = 1,27$; $d(k = 5) = 1,30$; $d(k = 6) = 1,32$; $d(k = 7) = 1,32$.

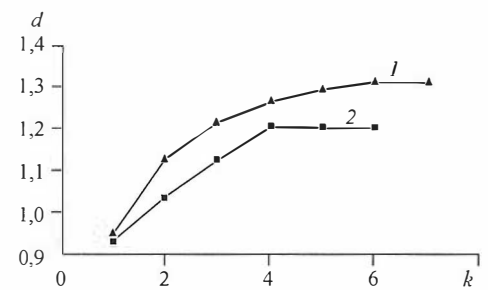


Рис. 4. Зависимость угла наклона прямых от числа переменных псевдофазового пространства k (прямые см. на рис. 3).

1 – фактические запасы нефти; 2 – запасы нефти с учетом миграции.

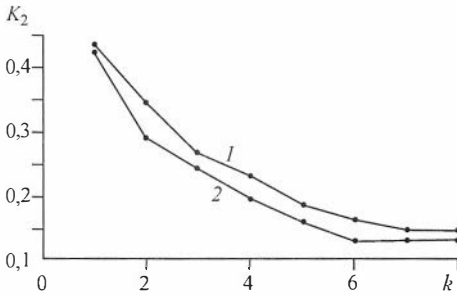


Рис. 5. Зависимость нижней границы энтропии Колмогорова от размерности псевдофазового пространства k .

Усл. обозн. см. на рис. 4.

– циклический характер накопления морских толщ углеродистых глинистых, кремнисто-глинистых, карбонатно-кремнисто-глинистых осадков, уникально

обогащенных ОВ типа формации Вэлкери в рифее бассейна Мак-Артур в Австралии, шунтарской свиты в рифее юго-запада Сибирской платформы и Енисейского кряжа, куонамской свиты в кембрии на Сибирской платформе, доманика на Восточно-Европейской платформе, кимериджских сланцев в бассейне Северного моря и баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне и другие, которые, несомненно, являлись главными генераторами нефти в осадочной оболочке Земли [11];

– эволюция жизни, которая после выхода растительности на сушу привела к существенному расширению спектра фациальных обстановок нефтеобразования, предопределила появление наряду с возникшим еще в раннем докембрии царства морских нефтей царства “неморских” нефтей.

Следует обсудить, какие другие глобальные факторы могли контролировать детерминированную составляющую эволюции нафтидогенеза в истории Земли, и попытаться построить общую нелинейную теорию нафтидогенеза.

Еще одна величина, характеризующая хаотический процесс – энтропия Колмогорова K [17, 29]. Она пропорциональна средней скорости потери информации о состоянии динамической системы с течением времени и показывает насколько динамическая система хаотична. Известно [32], что для детерминированных систем $K = 0$, для случайных систем K бесконечна, а для хаотических (детерминированных) систем K – положительная конечная величина, что является достаточным условием существования динамического хаоса.

Нижняя граница энтропии Колмогорова K_2 также может быть определена по временной зависимости одной переменной [26, 32] как

$$K_2 = \lim_{l \rightarrow 0} \lim_{k \rightarrow \infty} \ln \left[\frac{C_k(l)}{C_{k+1}(l)} \right] \leq K. \quad (3)$$

На рис. 5 показаны соответствующие зависимости для фактического распределения запасов нефти и для запасов нефти с учетом ее миграции. В обоих случаях с ростом k энтропия Колмогорова стремится к постоянной, положительной величине, что также дополнительно указывает на существование детерминированного механизма нафтидогенеза, функционирующего в хаотическом режиме.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПО ВЕЛИЧИНЕ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ В НГБ КАК РЕЗУЛЬТАТ ДЕЙСТВИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННОГО МЕХАНИЗМА НАФТИДОГЕНЕЗА

В настоящее время можно считать твердо установленным тот факт, что распределение по величине запасов месторождений УВ подчиняется усеченному распределению Парето ($\tilde{\omega}$), имеющему вид

$$\tilde{\omega}(\theta, \lambda, \gamma, Q) = \frac{(\gamma Q)^\lambda (1-\lambda)}{\lambda \gamma Q + \theta_0 \left[1 - \lambda - \left(\frac{\gamma Q}{\theta_0} \right)^\lambda \right]} \left[\frac{1}{\theta^\lambda} - \frac{1}{(\gamma Q)^2} \right]; \quad (4)$$

$$\theta_0 \leq \theta \leq \gamma Q; \quad 1 < \lambda \leq 3; \quad 0 < \gamma \leq 1,$$

где Q – начальные геологические ресурсы бассейна; θ, θ_0 – величина и минимальная величина запасов УВ соответственно; λ, γ – параметры распределения.

Это распределение было установлено эмпирически, на основе анализа распределения величины запасов месторождений по большому числу НГБ мира [7, 12, 13, 23, 27, 28, 34, 35].

Поскольку нефтидогенез имеет детерминированный характер, то распределение Парето должно быть следствием действия детерминированного хаотического механизма. В этой связи интересно посмотреть, каким образом может быть получена хаотическая величина, подчиняющаяся этому распределению.

При геометрической интерпретации движения системы с помощью фазового пространства для исследования поведения системы часто используется так называемое отображение Пуанкаре – $(n-1)$ -мерная плоскость, которую пересекают фазовые траектории при своем движении. О характере поведения системы можно судить по расположению точек пересечения фазовой траектории с плоскостью Пуанкаре. Функция $\bar{x}_{j+1} = f(\bar{x}_j)$, $j=0, 1, 2, \dots$, связывающая последовательные точки на плоскости Пуанкаре, задает дискретное отображение [19, 29]. Таким образом, можно предположить, что при соответствующем выборе фазового пространства и плоскости Пуанкаре возможно существование одномерного отображения $x_{j+1} = f(x_j)$, $j=0, 1, 2, \dots$, порождающего хаотическую последовательность с распределением Парето.

Докажем, что отображение

$$x_{j+1} = \frac{ax_j}{\sqrt[\lambda]{2a^\lambda - x_j^\lambda}} \quad (5)$$

приводит к хаотической последовательности, имеющей своим распределением классическое распределение Парето с параметрами λ, a

$$\omega(x) = \frac{\lambda a^\lambda}{x^{\lambda+1}}; \quad a \leq x < \infty. \quad (6)$$

Известно, что дискретное отображение $y = f(x)$ и плотность распределения вероятностей порождаемой им последовательности $\omega(x)$ связаны интегральным уравнением Фробениуса–Перона [29]:

$$\omega(y) = \int \omega(x) \delta(y - f(x)) dx. \quad (7)$$

Используя фильтрующее свойство δ -функции, можно записать

$$\omega(y) = \sum_{i=1}^N \omega(\varphi_i(y)) \left| \frac{d\varphi_i(y)}{dy} \right|, \quad (8)$$

где $\varphi(y)$ – функция, обратная функции $f(x)$; $\varphi_i(y)$ – i -й корень уравнения $y = f(x)$.
Для отображения (5) имеем

$$\varphi_1(y) = \frac{ay \sqrt[\lambda]{2}}{\sqrt[\lambda]{y^\lambda + a^\lambda}}; \quad \frac{d\varphi_1(y)}{dy} = \frac{a^{\lambda+1} \sqrt[\lambda]{2}}{(y^\lambda + a^\lambda)^{\frac{1}{\lambda}+1}} \quad \text{при } x < a \sqrt[\lambda]{2}; \quad (9)$$

$$\varphi_2(y) = \frac{ay \sqrt[\lambda]{2}}{\sqrt[\lambda]{y^\lambda - a^\lambda}}; \quad \frac{d\varphi_2(y)}{dy} = -\frac{a^{\lambda+1} \sqrt[\lambda]{2}}{(y^\lambda - a^\lambda)^{\frac{1}{\lambda}+1}} \quad \text{при } x > a \sqrt[\lambda]{2}. \quad (10)$$

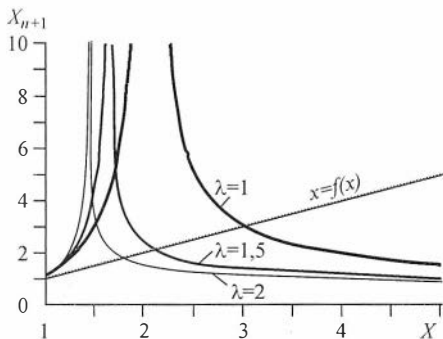


Рис. 6. Дискретное отображение, приводящее к распределению Парето.

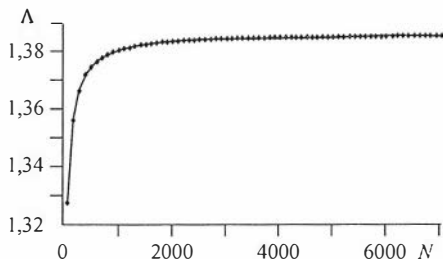


Рис. 7. Зависимость показателя Ляпунова от длины хаотической последовательности.

Подставляя эти выражения в (8), после несложных преобразований получаем тождество. Отображение (5), показанное на рис. 6 для различных значений параметра λ , имеет две неподвижные точки $f(x^*) = x^*$. Действительно, решая уравнение

$$\frac{ax^*}{\sqrt[\lambda]{2a^\lambda - (x^*)^\lambda}} = x^* \quad (11)$$

относительно x^* , получаем $x_1^* = a$, $x_2^* = a\sqrt[\lambda]{3}$. Обе неподвижные точки неустойчивы, так как и $f'(x_1^*) = 2 > 1$, и $f'(x_2^*) = 2 > 1$, так что сколь угодно малые флуктуации выводят систему из положения равновесия.

Другой характеристикой отображения является показатель Ляпунова Λ . Эта величина характеризует скорость расхождения первоначально близких фазовых траекторий. В случае регулярного движения $\Lambda < 0$, в случае хаотического – $\Lambda > 0$. Показатель Ляпунова может быть вычислен по формуле (3)

$$\Lambda = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \log \left| \frac{df'(x_k)}{x_k} \right| \quad (12)$$

По отображению (5) методом Монте-Карло было получено 100 реализаций хаотических последовательностей длины по 7000 значений каждая. На рис. 7 показана зависимость $\Lambda = f(N)$. Как видно из рис. 7, выражение (12) сходится при $N > 7000$ и значение показателя Ляпунова можно принять равным 1,385. Положительное значение показателя Ляпунова указывает на хаотический режим отображения.

Факт существования дискретного отображения, приводящего к хаотической последовательности с распределением, совпадающим с распределением по величине запасов месторождений нефти и газа в НГБ – усеченным распределением Парето, говорит в пользу существования детерминированного механизма, управляющего процессом нефтидогенеза в пределах НГБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вышемирский В.С., Конторович А.Э. Циклический характер нефтенакпления в истории Земли // Геология и геофизика. 1997. Т. 38, № 5. С. 907–918.
2. Вышемирский В.С., Конторович А.Э. Эволюция газообразования в истории Земли // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 10. С. 1386–1395.

3. Гапонов-Грехов А.В., Рабинович М.И. Проблемы современной нелинейной динамики // Вестн. РАН. 1997. Т. 67, № 7. С. 608–614.
4. Геологическая синергетика: Тез. докл. Алма-Ата: КазИМС, 1991. 94 с.
5. Губкин И.М. Учение о нефти. 3-е изд. М.: Наука, 1975. 384 с.
6. Добрецов И.Л., Кирдяшкин А.Г. Глубинная геодинамика. Новосибирск: НИИ ОИГГМ СО РАН, 1994. 299 с.
7. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Г.С. Гуревич и др. / Под ред. А.Э. Конторовича. М.: Недра, 1988. 223 с.
8. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 218 с.
9. Конторович А.Э. Общая теория нефтидогенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. С. 29–44.
10. Конторович А.Э. Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа. 1998. № 10. С. 8–16.
11. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К. и др. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 11. С. 1676–1693.
12. Конторович А.Э., Демин В.И. Метод оценки количества и распределения по ресурсам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа. 1977. № 12. С. 18–26.
13. Конторович А.Э., Демин В.И. Прогноз количества и распределения по ресурсам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 1979. № 3. С. 26–46.
14. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Детерминированный характер изменения интенсивности нефтеобразования в истории Земли // Докл. РАН. 2000. Т. 370, № 2. С. 205–207.
15. Летников Ф.А. Синергетика геологических систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1972. 231 с.
16. Летников Ф.А. К проблеме синергетики геологических систем // Геология и геофизика. 1993. Т. 34, № 1. С. 34–56.
17. Лившиц В.Р. Оценка энтропии Колмогорова осадочной оболочки Земли как хаотической детерминированной нефтегенерирующей системы // Докл. РАН. 2000. Т. 372, № 6. С. 801–803.
18. Максимов С.П., Кулин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность геохимических процессов и проблемы нефтегазоносности. М.: Недра, 1977. 280 с.
19. Мун Ф. Хаотические колебания. М.: Мир, 1990. 312 с.
20. Нелинейная геодинамика: Сб. науч. тр. ГИН РАН / Под ред. Ю.М. Пушаровского. М.: Наука, 1994. 191 с.
21. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 264 с.
22. Потрягин Л.С. Обыкновенные дифференциальные уравнения. М., 1961. 311 с.
23. Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. М.: Недра, 1981. 350 с.
24. Синергетика геологических систем: Тез. докл. Иркутск: ИЗК СО РАН, 1992. 158 с.
25. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: Изд-во МГУ, 1995. 480 с.
26. Хакен Г. Синергетика. Иерархия неустойчивостей в самоорганизующихся системах и устройствах. М.: Мир, 1985. 419 с.
27. Штильман В.И. Методика прогнозирования размеров месторождений // Труды Зап-СибНИГНИ. 1972. Вып. 53. С. 118–126.
28. Штильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1982. 215 с.
29. Шустер Г. Детерминированный хаос. М.: Мир, 1988. 240 с.
30. Abraham N.B., Albano A.M., Das B. et al. Calculating the dimension of attractors from small data set // Phys. Lett. 1986. Vol. 114a, N 5. P. 217–221.

31. *Grassberger P., Procaccia I.* Measuring the strangeness of strange attractors // *Physica*. 1983. Vol. 9D. P. 189.
32. *Grassberger P., Procaccia I.* Estimation of the Kolmogorov entropy from a chaotic signal // *Phys. Rev.* 1983. Vol. 29A. P. 2591.
33. *Klemme H.D., Ulmishek G.F.* Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors // *AAPG Bull.* 1991. Vol. 75, N 12. P. 1809–1851.
34. *Kontorovich A.* Geochemical Methods for the Quantitative Evaluation of the Petroleum Potential of Sedimentary Basins // *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation* / Eds. G. Demation, R.J. Murriss. AAPG Memoir 35, Tulsa; Oklahoma, USA, 1984.
35. *Kontorovich A., Domain V., Livshits V.* Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // *AAPG Bull.* 2001. Vol. 85, N 9. P. 1609–1622.
36. *Takens F.* // *Lect. Notes in Math.* Vol. 898. N.Y.: Springer Verlag, 1981. P. 366–381.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблема диагностики нефтепроизводящих толщ	7
Зависимость состава нефтей от степени постдиагенетического изменения пород и метаморфизма углей	18
Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях	24
Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно- Сибирской низменности	35
Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа	53
Катагенез рассеянного органического вещества и нефтегазообразование ..	92
К методике изучения истории залежей нефти и газа	111
Анаэробные превращения органического вещества в древних морских осадках	118
Представления об осадочно-миграционном образовании нефти и газа – теоретическая основа методов прогноза нефтегазоносности	130
Литогенез и нефтегазообразование	241
Генетические принципы отдельного прогноза нефтеносности и газоносности	255
Типы нефтей в осадочной оболочке Земли	267
Принципы классификации седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью	278
Успехи теории органического происхождения нефти и газа	287
Аквабитумоиды	297
Генерация нефти и газа в осадочных толщах	307
Образование нефти и газа в земной коре	317
Геохимия углеводородов соленосных толщ	333
Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы	343
Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах ...	353
Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти	363
Возраст седиментационных бассейнов и его влияние на ресурсы углеводородов	375
Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно- миграционной теории нафтидогенеза	382
Нефтегазоносный бассейн как саморазвивающаяся система	393
Общая теория нафтидогенеза. Базисные концепции, пути построения	407

Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь)	422
Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли	452
Неравномерность нефтеобразования в истории Земли как результат циклического развития земной коры	498
Циклический характер нефтенакпления в истории Земли	503
Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития	518
Детерминированный характер изменения интенсивности нефтеобразования в истории Земли	531
Детерминированный характер процесса нефтеобразования в истории Земли и его количественные характеристики	535

Темат. план выпуска
изданий СО РАН на 2004 г.

Научное издание

Алексей Эмильевич Конторович

ОЧЕРКИ ТЕОРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

Избранные статьи

Научный редактор

д-р геол.-мин. наук *Сергей Германович Неручев*

Утверждено к печати

Институтом геологии нефти и газа ОИГГМ СО РАН

Редактор *З.В. Белоусова*

Художественный и технический редактор *О.М. Вараксина*

Корректор *И.А. Абрамова*

Компьютерная верстка *Н.М. Райзвих*

ЛР № 020909 от 01.09.99. Подписано к печати 19.12.03. Формат 70×108/16.
Гарнитура Petersburg. Печать офсетная. Бумага мелованная.
Усл. печ. л. 48,1. Уч.-изд. л. 48. Тираж 500. Заказ № 61.

Издательство СО РАН
630090, Новосибирск, Морской просп., 2
Филиал “Гео” Издательства СО РАН
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3