

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

ВЛИЯНИЕ ФАЦИЙ НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

НОВОСИБИРСК-1980

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ

**ВЛИЯНИЕ ФАЦИЙ
НА ПРОЦЕССЫ
НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ**

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

НОВОСИБИРСК—1980

На новых материалах по юго-востоку Западной Сибири и отчасти по другим территориям анализируются условия формирования окислительно-восстановительных обстановок и обсуждается влияние фаций на масштабы образования нефти и газа, на характер рассеянного в породах и подземных водах органического вещества, на ряд параметров состава нефтей, в частности на изотопный состав углерода, распределение изопреноидных углеводородов.

Сборник рассчитан на геохимиков-нефтяников.

Редакционная коллегия:

д-р геол.-мин.наук В.С.Вьшемирский (отв.ред.),
канд.геол.-мин.наук В.Ф.Шугуров, канд.хим.наук Ж.О.Бадмаева

Рецензенты:

д-р геол.-мин.наук М.А.Жарков (Институт геологии
и геофизики СО АН СССР), канд.геол.-мин.наук З.Я.Сердюк
(Новосибирское территориальное геологическое управление
Мингео РСФСР)

Печатается по решению секции
стратиграфии, тектоники,
литологии и осадочных полезных
ископаемых Ученого совета
Института геологии и геофизики
СО АН СССР

© Институт геологии
и геофизики
СО АН СССР
1980 г.

МЕТАНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НЕФТЕЙ
КАК ФАЦИАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Характер влияния фациально-палеогеографических обстановок на формирование типов нефтей изучен ещё в недостаточной степени. Даже само наличие такого влияния не является ни общепризнанным, ни вполне доказанным.

Например, А.Ф.Добрянокий категорически образом отрицал какую-либо роль фаций в составе нефтей. В 1948 г. он по этому поводу писал: "Исходное вещество нефти имеет интегральный характер, в нем уже аннулированы признаки начального состояния, и не они определяют разнообразие нефтей по групповому составу. Беспочвенны споры о том, имеет ли нефть животное или растительное происхождение, морское или наземное, пресно- или соленоводное и т.д." [II, с.461].

Почти одновременно (в 1947 г.) М.М.Чарыгин утверждал диаметрально противоположное: "Разные группы животных и растительных организмов должны давать отличные друг от друга типы нефтей и газов" [29, с.20]. И вплоть до настоящего времени по данному вопросу высказываются разнообразные мнения. Причем, появление новых геохимических материалов значительно усложняет рассматриваемую проблему, но пока не приводит к убедительному решению её.

Естественно ожидать, что если фациальные различия отражаются на составе нефтей, то наиболее ярко выразятся те различия, какие обуславливают накопление генетически различного материнского органического вещества: сапропелевого и гумусового. Поэтому в рамках обсуждаемой проблемы наибольшее количество исследований выполняется в области сравнения свойств нефтей морских и пресноводных толщ. Причем, наиболее представительные материалы накоплены по метановым углеводородам.

Для таких исследований весьма удобны объектом является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Во-первых, здесь имеется большое количество нефтяных залежей и в морских, и в пресноводных (угленосных) толщах. Во-вторых, выявление генетических связей нефтей конкретных залежей с морскими или пресно-

водными толщами приобретает здесь большое практическое значение.

Однако изучать генетические связи нефтей на материалах по какой-либо одной нефтегазонасной провинции всегда рискованно, поскольку специфическое проявление региональных факторов может затушевывать общие закономерности. Поэтому на данном этапе исследования мы, помимо нефтей Западной Сибири, рассматриваем также нефти Урало-Поволжья и в ограниченных масштабах некоторых других нефтегазонасных провинций.

Многие исследователи сейчас склоняются к мысли о том, что фации нефтеносных свит в большей мере влияют на состав нефти, чем степень катагенеза. При этом в качестве признаков нефтей, образовавшихся из существенно гумусового органического вещества, обычно рассматривают высокое содержание метановых углеводородов, особенно нормальных алканов и твердого парафина, высокое отношение глицерина к фитану и некоторые другие показатели.

Уже в 1953 г. Д.М.Хант [35], исследовав нефти штата Вайоминг (США), пришел к выводу о том, что исходный материал, обстановки его накопления и диagenеза влияют на состав нефти сильнее, чем глубина залегания. По его данным, в карбонатных толщах палеозоя нефти сернистые, ароматико-нафтеновые, с малым выходом лёгких фракций, а в песчано-сланцевых угленосных сложениях мезозоя нефти малосернистые, метаново-нафтеновые, с большим количеством лёгких фракций. Однако в фактическом материале, приведенном Д.М.Хантом, имеются данные, не согласующиеся с этими выводами.

Долгое время эти представления не были особенно популярными, но с конца 60-х годов они стали привлекать довольно многих исследователей. Х.Д.Хедберг проанализировал распространение парафинистых нефтей. По его мнению, парафин формируется за счет терригенного органического материала, ассоциирующегося с углем, или за счет органики малосолёных вод [34]. В обоснование этого заключения Хедберг привел обширную таблицу по нефтям из многих нефтеносных провинций мира. Однако в этой таблице нет никаких сведений о фациях. Указано лишь два типа коллекторов: песчаные и карбонатные. Содержания парафина указаны лишь для немногих нефтей. О парафинистости приходится судить лишь по косвенным данным, в основном по температуре плавления. Сколько-нибудь конкретной интерпретации этой таблицы автором не проведено. Да и

непонятно, по какому принципу отбирались анализы для таблицы. В общем она не так уж очевидно подтверждает основные выводы Хедберга.

Тем не менее Е.В.Бидерман, основываясь на данных Хедберга, утверждает, что 92% высокопарафинистых нефтей мира найдено в континентальных и солоноватоводных отложениях [31]. Он выдвигает сомнительный тезис о большой роли прибрежных болот в нефтеобразовании вообще и в формировании парафинистых нефтей в прибрежно-морских песках в частности.

К.Д.Рид сделал попытку доказать выводы Хедберга на материалах по современным осадкам в районе устья р.Нигера [38]. В 4I пробе температура плавления битумоида, прямо связанная с содержанием парафина, сравнивается с количествами песчаных фораминифер, планктонных фораминифер и всех фораминифер, включая также и бентонные. Рид совершенно произвольно допускает, что там, где песчаные фораминиферы составляют 10% и более от общего количества, преобладает терригенная органика, а где общее количество фораминифер больше 100 и из них больше 20% приходится на планктонные, там преобладает морской органический материал.

По таким условиям большинство проб нельзя объективно отнести к той или иной генетической группе. Есть пробы, в которых песчаных фораминифер больше 10, а планктонных больше 20% или песчаных больше 10, а всех - больше 100%. Рид сформировал генетические группы проб явно тенденциозно, но и в этом случае для 6-ти проб он вынужден был отметить несоответствие температуры плавления битумоида характеру органического вещества.

Мы по материалам Рида провели линейную корреляцию. Температура плавления связана с количеством песчаных фораминифер с коэффициентом корреляции только +0,283 (в 17 пробах из 4I зависимость обратная). К тому же температура плавления имеет слабую прямую связь также и с количеством планктонных фораминифер (+0,127, в 18 пробах из 40 зависимость положительная), и с количеством всех фораминифер (+0,261, в 22 пробах из 4I зависимость положительная). Результаты корреляции определенно свидетельствуют о том, что в материалах Рида температура плавления битумоида не согласуется с распределением фораминифер.

Тем не менее во многих работах отмечается повышенная парафинистость нефтей в пресноводных (особенно в угленосных) тол-

цах, и это обстоятельство отражено в некоторых классификациях нефтей [14,37].

Данная закономерность обычно объясняется тем, что в высших растениях нормальные алканы и вещества, из которых они могут образоваться (жирные кислоты, спирты), представлены более длинными цепями, чем в низших растениях. Конкретные данные по этому вопросу приведены, например, в работах А.Н.Гусевой и Н.Е.Лейфмана [10], Г.Т.Филиппи [36]. Причем, последний исследователь видит различие между морскими и пресноводными нефтями не столько в содержании парафинов, сколько в длине цепи нормальных алканов: у "морских" нефтей максимум приходится на $C_{21}-C_{22}$, у "пресноводных" - на $C_{28}-C_{29}$. Но конкретные данные, приведенные им, не совсем ясно сопоставимы. У планктона показаны максимумы на C_{14} и C_{16} , а у наземного растения - на C_{24} . К тому же приведенные данные только по одному наземному растению (пальма карнауба), которое ни в коем случае нельзя считать типичным для нефтематеринской пресноводной органики. Есть и иные данные. Е.Е.Брей и Е.Д. Эванс [32] в экстракте из современных морских отложений отмечали максимум нормальных алканов на C_{29} . В ряде работ максимум нормальных алканов у "морских" нефтей отмечается на $C_{13}-C_{17}$, а у "пресноводных" - также и дополнительный пик на $C_{21}-C_{27}$.

Данные противоположного характера приводят сотрудники ВНИИГНИ: С.П.Максимов, К.Ф.Родионова, Т.А.Ботнева и др. Для осадков Тихого океана и Черного моря максимумы нормальных алканов фиксируются на C_{29} и C_{31} [13], для сапропелевого органического вещества ордовика Балтийской синеклизы - в интервале $C_{26}-C_{30}$ [6], а для гумусового органического вещества верхней иры Амударьинской впадины и средней иры Восточного Предкавказья - в интервале $C_{23}-C_{25}$.

Такое разнообразие данных не удивительно. Во-первых, как видно из упоминавшейся работы А.Н.Гусевой и Н.Е.Лейфмана, длина цепи у кислот и спиртов высших растений варьирует в широких пределах [10]. Только для самих n-алканов показаны разные интервалы длин цепей у высших и низших растений. В.А.Успенский приводит многочисленные примеры обнаружения низкомолекулярных нормальных алканов в высших растениях [28]. Судя по работе Д.Алдана с соавторами, в экстрактах углей каждого генетического ти-

па содержания нормальных алканов и количественные соотношения между ними и изопарафинами весьма разнообразны [30].

Во-вторых, экспериментальные материалы Г.Жовского и К.Зобелла, Х.Кларка и А.Мазура, обсуждавшиеся в книге В.А.Соколова [26], свидетельствуют о возможности удлинения цепей нормальных алканов при микробиологических процессах. Так, из кислоты C_{10} получены нормальные парафины $C_{15}-C_{25}$. В диатомовом иле из жирных кислот сформировались нормальные алканы с максимумом на C_{31} . В-третьих, на количество нормальных алканов и длину их цепей значительно влияет катагенез, о чем более подробно говорится ниже.

Хотя в настоящее время большинство исследователей связывает образование метановых парафинистых нефтей с гумусовым веществом пресноводных отложений, всё же нельзя игнорировать позиции тех, кто придерживается противоположных взглядов. В.А.Соколов еще в 1948 г. писал: "Азотистые и гумусовые вещества, образовавшиеся из остатков морских организмов, обладают, по-видимому, большей склонностью к образованию... парафиновых углеводородов, чем лигнинно-гумусовые соединения растительного происхождения" [26, с.304]. Он объясняет это меньшей устойчивостью колец, содержащих азот, богатством таких колец прямыми боковыми цепями и высокой вероятностью образования циклических углеводородов при распаде лигнинно-гумусовых веществ. Эта точка зрения В.А.Соколова была отражена в коллективной монографии "Происхождение нефти" [21].

Многолетние исследования К.Ф.Родионовой по Урало-Поволжью [23] показали, что в девонских нефтях и битумоидах, образовавшихся в основном из сапропелевого материала морского происхождения, метановых углеводородов значительно больше, чем в карбоновых нефтях и битумоидах, образовавшихся в значительной мере из пресноводного гумусового материала. Так, отношение метаново-нафтенсвых углеводородов к нафтенно-ароматическим в девонских нефтях и битумоидах в 3-4 раза выше, чем в нефтях и битумоидах из угленосных отложений нижнего карбона.

Исследовав геохимию палеозойского органического вещества Днепропетровско-Донецкой впадины К.Ф.Родионова и ее соавторы пришли к следующему выводу: "Влияние исходного сапропелевого материала сказалось на более метановом составе жидких углеводо-

родов" [7, с.178]. Среднее содержание нормальных алканов в углеводородах прибрежно-морских фаций составило 45%, а в толщах чередования прибрежно-морских, полуконтинентальных и континентальных фаций - 9 и 25%.

А.В.Соловьев выделял на Сахалине генетический тип нефтяных нефтей, связанных с угленосными отложениями дагивской свиты [27]. Судя по многочисленным анализам нефтей, сведенным в книге Н.Е.Поддлетнова [20], во фракциях до 400°C всех нефтей из угленосных отложений месторождений Уйглекута и Катангли метановые углеводороды совершенно отсутствуют, а твердые парафины отмечаются в этих нефтях в количествах 0,01-0,04%, т.е. на 1-2 порядка меньше, чем в нефтях из морских отложений.

Таким образом, материалы о влиянии фаций нефтематеринских свит на содержание в нефтях метановых углеводородов, в частности нормальных алканов и твердых парафинов, а также на длину цепей нормальных алканов, весьма противоречивы.

С другой стороны, эти вопросы издавна решаются и в иной плоскости, с позиций катагенеза нефтепроизводящих толщ. Еще в в прошлом веке Роджерс подметил, что с более углефицированными углями ассоциируются более легкие нефти. Затем Д.Уайт разработал теорию углеродного коэффициента, в соответствии с которой нефти с парафиновым основанием сопутствуют более метаморфизованным углям, чем нефти со смешанным основанием. В 1948 г. опубликован капитальный труд А.Ф.Добрянского, в котором обоснована теория метанизации нефтей под влиянием факторов катагенеза [11]. Эта теория получила дальнейшую разработку и подтверждение на широком материале в трудах многих исследователей, в частности и в монографии автора данной статьи [3]. И в последние годы, несмотря на распространение представлений о том, что состав нефтей определяется главным образом характером исходного органического материала, многие исследователи главную роль отводят катагенезу и приводят разнообразие новые материалы в подтверждение этой точки зрения. В ряде работ отмечается ясно выраженное увеличение содержания в нефтях нормальных алканов с нарастанием катагенеза или с увеличением глубины залегания. Путем термического крекинга нефтяной нефти доказано интенсивное новообразование нормальных алканов. В опытах при 350°C содержания индивидуальных нормальных алканов возрастали в 2-5 раз, а содержания изомеров снижались [22].

Парафинистость нефтей с усилением катагенеза тоже возрастает. Например, в Прикаспийской впадине с востока на запад катагенез каменноугольных и нижнепермских отложений возрастает на I-2 стадии, а содержание парафина в нефтях из этих отложений в том же направлении увеличивается втрое [24]. Подобные данные известны и по многим другим районам.

Гусева А.Н. и Лефман Н.Е., всесторонне проанализировав обширные материалы по твердым углеводородам в нефтях, пришли к выводу о том, что часть этих углеводородов унаследована от живого материнского органического вещества, тогда как другая часть образовалась в органическом веществе пород, окружающих нефтяную залежь, из длинноцепочечных кислородных соединений [9].

Весьма показательное экспериментальное исследование, выполненное Д.Д.Бруксом и Д.В.Смитом [33]. В серии экспериментов, проведенных при температурах 210-330°C в течение 3-5 дней, содержание углерода в угле возросло от 70% до 82%, т.е. матовый бурый уголь преобразовался в газовый. При этом количество нормальных алканов увеличилось от 0,07% до 2,96% (в 42 раза), а максимум нормальных алканов сместился с C₃₁ на C₂₄. В другой серии проб сопоставлены свойства углей, у которых содержание углерода изменяется в интервале 66,6-95,7%. В этом же интервале максимум нормальных алканов смещается от C₃₂ до C₂₃ или даже ниже, поскольку более легкие алканы не определялись. В одной пробе угля с содержанием углерода 81% (видимо, стадия Д) определены нормальные алканы в интервале C₁₉-C₂₉. Максимум оказался на C₂₂, тогда как в нефти практически с той же глубины - на C₂₃. Характер высших нормальных алканов в нефти их морских отложений в данном случае примерно такой же, как и в угле.

Как видно из изложенного, нет оснований сомневаться во влиянии катагенеза на количество и молекулярный вес нормальных алканов в нефтях. Возможно правы исследователи, считающие, что тип нефти в основном зависит от катагенеза. Во всяком случае нельзя отрицать того, что в ряде конкретных обстановок катагенез может быть ведущим фактором, определяющим состав нефтей, а в ряде других - он может сильно затуманивать влияние иных факторов, в том числе и фациальных.

На составе нефтей, несомненно, отражаются условия и масштабы первичной миграции. По этому вопросу имеется обширная ли-

тература, из которой следует, что из материнских пород эмигрирует наиболее лёгкая, наиболее подвижная часть битумоидов. За счет этого нефти обогащаются парафино-нафтеновыми углеводородами, в первую очередь низкомолекулярными. Естественно, что степень обогащения может быть весьма различной, и это различие может создать впечатление о влиянии фаций.

Подводя итог обсуждения влияния фаций, точнее типа органического вещества, на содержание в нефтях метановых углеводородов, в частности нормальных алканов и твердых парафинов, приходится констатировать, что даже по самым общим вопросам этой проблемы надлежащей ясности пока нет. Сколько-нибудь четко не доказаны ни масштабы, ни направление этого влияния, не выявлена также сравнительная роль данного фактора во всей совокупности факторов, определяющих состав нефти.

Недавно начавшееся изучение в нефтях и битумоидах изопреноидных углеводородов, главным образом пристана и фитана, уже используется для диагностики фаций материнских отложений. Образование пристана обычно связывают с зоопланктоном, а фитана — с хлорофиллом [2], но Т.Г.Пауэлл и Д.М.Мак-Кирди полагают, что пристан в большей мере характерен для восков, листьев, пыльцы и кутикулы спор высших растений [37]. Эти исследователи по отношению пристана к фитану выделяют три типа нефтей: связанные с неморскими осадками (отношение более 4,5), с окраинно-морскими и дельтовыми осадками (отношение от 3 до 4,5), с морскими осадками (отношение менее 3).

Однако намечаются и другие закономерности: увеличение отношения пристана к фитану с усилением аридизации климата [13], а также с нарастанием восстановленности обстановки диagenеза и с увеличением количества липидов [19]. Последнее обстоятельство не согласуется со снижением этого отношения при переходе от пресноводных отложений к морским. Имеются также данные об образовании пристана из хлорофилла в телах рачков. Если это подтвердится, связь с хлорофиллом только фитана станет проблематичной.

По-видимому, пока еще преждевременно судить о роли изопреноидных углеводородов в диагностике исходного для нефтеобразования материала и фациальных обстановок его накопления.

В Западной Сибири факторы формирования типов нефтей на протяжении длительного времени изучаются в нескольких организациях,

наиболее детально - в СНИИТХМСе под руководством А. Э. Конторовича. В последних работах этого коллектива типы нефтей ставятся в зависимость главным образом от фациальных обстановок и в меньшей мере - от степени катагенеза [14]. Выделено 4 типа нефтей. Для пресноводных отложений (главным образом угленосных), испытывших жесткий геотермический режим, авторы считают типичными лёгкие малосернистые нефти метанового основания с высокими содержаниями нормальных алканов и твердых парафинов. Алкановые малопарафинистые нефти, по их мнению, характерны для морских и лагунных отложений, цикло-алкановые - для морских карбонатных и терригенно-карбонатных толщ, циклоалкановые - для верхних горизонтов осадочных чехлов.

В этом перечне не указаны нефти, связанные с пресноводными, но не угленосными отложениями и не испытывшими значительного катагенеза. Однако, судя по перечню типов нефтей и общему характеру классификации, в этих отложениях тоже следует ожидать в основном алкановые парафинистые нефти, возможно, с менее резко выраженными этими признаками. Все нефти угленосной тименской свиты оцениваются как парафинистые и высокопарафинистые (содержание парафина от 7% до 48%), существенно метановые, с преобладанием нормальных алканов над изоалканами, малосернистые, малосмолистые. Такая характеристика вполне согласуется с приведенными в таблице данными по конкретным залежам. Однако в таблице всего 8 нефтей тименской свиты и 9 нефтей, частично или полностью связанных с палеозойскими отложениями. Во всяком случае природа этих нефтей дискуссионна.

Если же обратиться к ранее опубликованным работам тех же исследователей [8], в которых есть данные по 59-ти нефтям из тименской свиты (у 5-ти из них генетическая связь с тименской свитой дискуссионна) и по 199-ти нефтям из других свит, то различия в парафинистости не так уж резки. Если не учитывать 5 генетически неясных нефтей с ураганными содержаниями парафина, то в тименской свите остается 35 нефтей, у которых парафин определялся. В 33-ех из них парафина меньше 5%. Среднее содержание - 3,61% (с учетом генетически неясных проб - 6,58%).

В локозовской свите (15 нефтей) среднее содержание парафина 4,02%, в барабинской пачке - 3,8%, в куломзинской свите (27 проб) - 3,16%, в тарской свите (93 пробы) - 2,76%, в вартовской

свите (I4 проб) - 2,22%. Судя по этим данным, содержания парафина в общем довольно плавно нарастают вниз по разрезу, что лучше согласуется с влиянием катагенеза, чем с угленосностью тименской свиты. На западе, в нефтях из морских отложений вогулкинской свиты (42 пробы), парафина 4,03 %.

Примерно такие же соотношения видны и в материалах других исследователей Западной Сибири. Так, по данным В.Д.Наливкина с соавторами [1], в толще с сапропелево-гумусовым органическим веществом (тименская свита) нефти содержат 1,8-7,8% парафина (в среднем по нашим подсчетам 4,74%), в толще с гумусово-сапропелевым веществом (пласт Ю-I) - 2-6% (в среднем 3,52%) и в толщах с преимущественно сапропелевым веществом (ачимовская пачка, пласт Ю-I) - 1-6,6% (в среднем 3,17%). Здесь тоже парафинистость нефтей нарастает вниз по разрезу довольно плавно.

Спиртные материалы по составу нефтей приведены в книге И.И.Нестерова, Ф.К.Салманова и К.А.Шпильмана [15]. Ниже они рассматриваются по усредненным нами данным и в соответствии с той диагностикой фаций, какая дана этими исследователями. В Шаимском районе в прибрежно-морских отложениях нижней части вогулкинской толщи (12 проб) в нефтях среднее содержание парафина составляет 3,76%. Выше по разрезу, в нефтях из морских отложений (6 проб) парафина почти вдвое больше (6,15%).

Во Фроловской нефтегазонасной области в нефтях тименской свиты (II проб) среднее содержание парафина невысокое - 3,88%. В "морских" нефтях ачимовской пачки (4 пробы) оно немного меньше (3,09%), а в нефти из прибрежно-морской усть-балыкинской пачки парафина 34,24%. В этой области влияние фаций на парафинистость нефтей неясное. По Васпганской нефтегазонасной области приведены данные по немногим нефтям. У нефтей континентальной тименской свиты (4 пробы) парафина оказалось вдвое меньше (1,22% и 2,97%), чем у нефтей из прибрежно-морских и морских отложений васпганской, тарской свит и ачимовской пачки (I4 проб).

В Верхнесалимском и Сургутском районах (47 проб) в нефтях тименской (I проба), вартовской, баженовской свит, а также в нижнемеловых нефтях средние содержания парафина колеблются в узком интервале: 3,07-3,94%. Причем, самое низкое из этих значений - у нефти тименской свиты, а самое высокое - у нефти из наиболее морской баженовской свиты. С этим согласуются данные Н.В.Петру-

шина с соавторами по Сургутскому и Салымскому районам. Здесь, в наиболее мористой баженовской свите, несомненно сингенетичные нефти по содержанию нормальных алканов и всех алканов превосходят нефти тюменской свиты [12].

В Нижневартовском районе нефти из прибрежных и прибрежно-лагунных отложений вартовской свиты (I3 проб) по средним содержаниям парафина практически не отличаются от нефтей из морских отложений мегонской свиты (II проб). В северных нефтегазоносных областях нефти из континентальных и прибрежных отложений (4 пробы) по этому параметру тоже весьма близки к нефтям из морских отложений (9 проб).

Обзор фактического материала по нефтям Западной Сибири не дает основания утверждать, что "континентальные" нефти надежно отличаются от "морских" повышенными содержаниями парафина, нормальных алканов и вообще метановых углеводородов.

Имеется еще небольшой материал по содержанию в нефтях индивидуальных нормальных алканов [4]. По нему не видно ясной зависимости молекулярного веса нормальных алканов от фаций продуктивных толщ. Максимумы нормальных алканов нефтей в васюганской свите находятся в интервале $C_{17}-C_{23}$, в баженовской свите - $C_{17}-C_{21}$, в неокоме Сургутского свода - $C_{17}-C_{23}$, в неокоме Нижневартовского свода - $C_{15}-C_{22}$. У ряда неокомских нефтей имеются дополнительные максимумы вплоть до C_{27} , хотя они не связаны с пресноводными отложениями.

По данным А.И.Сидоренко и др. [25], все продуктивные пласты в Нижневартовском районе сформировались в мелком море далеко от областей размыва. Однако при формировании пласта АВ₄₋₅ большое развитие имели лагунные и прибрежные отложения, включая угли и глины с вертикальной корневой системой. В нефти из этого пласта максимум нормальных алканов приходится на C_{22} , тогда как в других пластах этого района - на $C_{15}-C_{20}$. Это могло бы служить каким-то указанием на влияние фаций. Однако у нефти пласта АВ₄₋₅ нет дополнительного максимума в области высокомолекулярных алканов, а у нефтей из других пластов такие максимумы есть.

К сожалению, по тюменской свите нормальные алканы приведены лишь для нескольких нефтей [4], как раз для тех, генетическая природа которых дискуссионна. Все же и эти нефти по распределению нормальных алканов не имеют ясных черт "пресноводнос-

ти". Максимумы нормальных алканов приходится на $C_{15}-C_{23}$, и второстепенных максимумов в высокомолекулярной области не отмечается.

Исследования по нефтям Западной Сибири, проведенные в ИГиГ СО АН СССР и отраженные в статье С.М.Рыжковой и В.Ф.Шугурова данного сборника, тоже показали, что характер распределения нормальных алканов ясных связей с фациями не имеет. Однако у изопреноидных углеводородов такие связи намечаются.

По составу нефтей Урало-Поволжья привлечен материал из ряда опубликованных работ [5,18] и др. . Фациальная привязка нефтей проведена по фациально-палеогеографическим картам [16,17].

На Татарском своде в мелководно-морских отложениях муллинского, пашийского и кыновского горизонтов нефти разных месторождений содержат парафина в среднем от 3,1 до 5,6%, в угленосных отложениях низменной равнины бобриковского горизонта - 3,1-3,4%, а в морских (частично лагунных) известняках турнейского яруса - 3,03%.

В Башкирии в мелководно-морских терригенных отложениях муллинского и пашийского горизонтов нефти по средним данным (5 месторождений) содержат парафина 2,6-5,8%, в морских (в значительной мере карбонатных) породах кыновского горизонта (3 месторождения) - 3,4-4,5%, в верхнефранкских, верхнефаменских и турнейских морских карбонатных породах (8 месторождений) - 2,5-4,5%, а в угленосных бобриковских отложениях (12 месторождений) - 2,6-5,3%. Выше по разрезу, в нефтях из мелководно-морских (с известняками) отложений верейского горизонта (одно месторождение) содержание парафина остается высоким (5,2%). В карбонатных толщах верхнего карбона и нижней перми (8 месторождений) парафина заметно меньше (2,1-4,6%). Наконец, в эвапоритовой толще кунгурского яруса нефти (одно месторождение): всё-таки существенно парафинистые (3,5%).

Видимо, на материалах по Татарии и Башкирии представление о высокой парафинистости "пресноводных" нефтей не только не подтверждается, но и определенно опровергается.

В Оренбургской области максимальная парафинистость (6,1-10,3%) отмечается у наиболее древних (живетских) нефтей, залегающих в морских карбонатно-терригенных отложениях. Вверх по разрезу, в нефтях из пашийских мелководно-морских и прибрежных от-

ложений (10 месторождений) парафина меньше (3,28–5,41%). Далее, вверх по разрезу, в карбонатных толщах фанена и турне содержание парафина немного увеличивается. В нефтях бобриковского горизонта (прибрежная равнина, периодически заливавшаяся морем) – 7 месторождений – парафина немного больше, чем в подстилающих отложениях (2,5–3,5%, в среднем 5,5%), но намного меньше, чем в обийских (живетских) нефтях. В нефтях верейского горизонта (море с нормальной соленостью) парафина больше, чем в нефтях бобриковского горизонта (6,15%). В карбонатно-эвапоритовых толщах нижней перми (9 месторождений) нефти сохраняют довольно высокую парафинистость (5,12%).

В Куйбышевском районе максимальная парафинистость (5,91–6,26%) фиксируется у нефтей из нижневизейских отложений, сформировавшихся в мелком море и на прибрежной равнине (16 месторождений). В бобриковском горизонте у нефтей парафинистость чуть ниже (5,88%). Она довольно высокая также у нефтей из морских известняков верхнего карбона (5,8%) и башкирского яруса (5,63%), из мелководных и прибрежных, но не угленосных и отчасти карбонатных отложений живета (5,15–5,22%).

В Саратовской области парафинистость нефтей убывает вверх по разрезу от 3–8,31% в живетском ярусе (мелководно-морские и прибрежные отложения, частично карбонатные) до 1,38–1,52% в башкирском ярусе (мелководно-морские отложения, частично карбонатные). Нефти бобриковского горизонта (угленосные отложения низменной равнины) характеризуются средней парафинистостью (2–3,3%). В Волгоградской области распределение парафина в нефтях в принципе такое же, как и в Саратовской, т.е. в южных районах Урало-Поволжья парафинистость нефтей не согласуется с фациями.

По Пермскому Пригастью использованы более долгие материалы по конкретным месторождениям. Ниже рассматриваются данные по тем месторождениям, по которым имеется большое количество анализов.

На Ярино-Каменоложском месторождении (39 проб в 4-х горизонтах) сверху вниз по разрезу намечается плавное увеличение парафинистости нефтей от 4,55% в верейском горизонте до 6,83% – в бобриковском. Два верхних горизонта (верейский и башкирский) представлены мелководно-морскими отложениями, нижний (бобриковский) – отложениями прибрежной равнины с пластами углей, а расположенный между ними тульский горизонт выражен чередованием от-

ложений мелкого моря и прибрежной равнины. Содержания парафина в нефтях всех горизонтов довольно высокие, и плавное увеличение их к низу лучше согласуется с катагенезом, чем с фациями.

На Кокуйском месторождении (59 проб в 5-ти горизонтах) парафинистость немного увеличивается вниз по разрезу: от 4,02% в мелководно-морских башкирских отложениях до 4,91% - в морских турнейских, причем в угленосных обриковских и мадиновских отложениях содержания парафина снижаются до 4,09 и 3,57%. На Москудьянском месторождении в нефтях обриковского горизонта парафина меньше, чем в нефтях морских отложений среднего карбона (2,81% против 4,58 и 4,77%). Весьма парафинистые нефти получены из морских карбонатных отложений франского и турнейского ярусов на Чусовской площади (21,48% и 10,84-23,83%).

На Чутырском месторождении (53 пробы из 4-х горизонтов) нефти яснополянского надгоризонта по содержанию парафина (3,98%) немного превосходят турнейские (3,46%), но уступают башкирским (4,43%) и верейским (5,69%). Турнейский и башкирский ярусы представлены здесь морскими отложениями, а верейский горизонт - чередованием морских и прибрежных. На Кленгопском месторождении (33 пробы из 4-х горизонтов) максимальная парафинистость нефтей отмечается в морских карбонатных отложениях турне.

На Мишкинском месторождении (80 проб из 4-х горизонтов) в морских отложениях турнейского и башкирского ярусов и в пресноводных (угленосных) отложениях яснополянского надгоризонта содержания парафина практически одинаковые (4,25%, 4,16% и 4,13%), а в верейском горизонте, представленном чередованием мелководно-морских и прибрежных отложений, нефти менее парафинистые (3,8%).

На Вятско-Тарасовском месторождении (24 пробы из 3-х горизонтов) содержания парафина в нефтях изменяются по разрезу незначительно, хотя продуктивные горизонты существенно различаются по фациям: от терригенных отложений прибрежной равнины (яснополянский надгоризонт) до морских известняков (каширско-подольский горизонт).

Таким образом, и в Пермском Привамье ясной зависимости парафинистости нефтей от фаций продуктивных отложений не обнаруживается. Даже наоборот, в угленосных отложениях нефти нередко менее парафинистые, чем в морских. Примеры таких соотношений в составе нефтей можно было бы привести и по многим другим райо-

нам (Сахалин, Предкарпатско-Балканский бассейн, Центрально-Европейский бассейн и др.).

В заключение следует отметить, что рассмотренные теоретические, экспериментальные и региональные материалы свидетельствуют о том, что ясных зависимостей всеобщего характера метановых углеводородов нефтей от фаций по существу не прослеживается. Возможно, эти зависимости затушевываются влиянием других факторов, от которых тоже зависит состав нефтей.

Литература

1. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей).— Л.: Недра, 1971.— 335 с.
2. ВАССОЕВИЧ Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа.— В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972, с.39-70.
3. ВЫШЕМИРСКИЙ В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей.— Саратов: Изд-во ун-та, 1963.— 378 с.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири.— М.: Недра, 1975.— 680 с./Авт.: КОНТОРОВИЧ А.Э., НЕСТЕРОВ И.И., САЛМАНОВ Ф.К. и др.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.— М.: Недра, 1970.— 807 с./Авт.: МАКСИМОВ С.П., КИРОВ В.А., КЛУБОВ В.А. и др.
6. Геохимическая характеристика органического вещества ордовикских отложений Балтийской синеклизы.— Труды ВНИИГНИ, 1974, вып.153, с.7-24./Авт.: РОДИОНОВА К.Ф., МАКСИМОВ С.П., ГОЛОВАНОВА С.И. и др.
7. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины.— Труды ВНИИГНИ, 1971, вып.98, с.169-183./Авт.: РОДИОНОВА К.Ф., ИЛЬИНСКАЯ В.В., ХОХЛОВ П.С. и др.
8. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности.— Труды СНИИГТМС, 1971, вып.31, 251 с./Авт.: КОНТОРОВИЧ А.Э., БЕРМАН Е.Л., БОГОРОДСКАЯ Л.И. и др.
9. ГУСЕВА А.Н., ЛЕЙФМАН Н.Е. Генезис твердых углеводородов

нефти в свете современных данных.— Изв. АН СССР. Сер. геол., 1972, № 8, с.105–112.

10. ГУСЕВА А.Н., ЛЕВИЦКИЙ Н.Е. Генезис твердых углеводородов как подтверждение осадочно-миграционной природы нефти.— В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973, с.88–93.

11. ДОБРЯНСКИЙ А.Ф. Геохимия нефти.— М.—Л.: Гостоптехиздат, 1948.— 476 с.

12. Закономерности изменения индивидуального состава бензиновых фракций нефтей центральных районов Западной Сибири.— В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени, 1977, № 36, с.16–18. / Авт.: ПЕТРУШИН Н.В., ГРИГОРЬЕВА Г.Ф., МУХАЧЕВА Г.Н. и др.

13. К геохимии органического вещества морских и океанических осадков.— Труды ВНИИГНИ, 1974, вып.158, с.11–20. / Авт.: РОДИОНОВА К.Ф., ДУБИЖИНА Т.Н., ТИШКОВА М.С., МОРОЗОВА Р.М.

14. КОТЛОРОВИЧ А.Э., СТАСОВА О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис.— Труды СНИИГГИМС, 1977, вып.255, с.46–62.

15. НЕСТЕРОВ И.И., САЛМАНОВ Ф.К., ШПИЛЬМАН К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири.— М.: Недра, 1971.— 463 с.

16. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы. Т. II. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области.— Л.: Недра, 1970.— 270 с. / Авт.: ЛЯШЕНКО А.И., АРОНОВА С.М., ГАСАНОВА И.Г. и др.

17. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы. Т. III. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области.— Л.: Недра, 1970.— 363 с. / Авт.: СЕМИХАТОВА В.С., РЫЖОВА А.А., БЫШЕВА Т.В. и др.

18. Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и отдельных районов.— Пермь: Камское отд-ние ВНИИГНИ, 1977.— 568 с. / Авт.: ВИННИКОВСКИЙ С.А., КОБЛОВА А.З., КАЛАЧНИКОВА И.Г. и др.

19. Об особенностях фациально-генетических типов рассеянного органического вещества и его роли в процессах нефтегазообразования.— В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с.168–175. / Авт.: МАКСИМОВ С.П., РОДИОНОВА К.Ф., БОТНЕВА Т.А. и др.

20. ПОДКЛЕТНОВ Н.Е. Нефти Сахалина.— М.: Наука, 1967.— 216с.

21. Происхождение нефти.- М.: Гостоптехиздат, 1955.- 484 с.
/ Авт.: БАКИРОВ А.А., ВАССОЕВИЧ Н.Б., ВЕБЕР В.В. и др.

22. ПУСТЫЛЬНИКОВА С.Д. О генезисе нормальных парафиновых углеводородов нефти.- В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972, с.367-372.

23. РОДИОНОВА К.Ф. О нефтематеринских породах палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области.- В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с.48-53.

24. СЕРЕБРЯКОВ О.Н. Геохимические закономерности изменения свойств нефтей подсоловых отложений Прикаспийской впадины.- Геол. нефти и газа, 1977, № 12, с.44-48.

25. СИДОРЕНКО А.И., ВЫСОЦКИЙ В.Н., НИКОЛЬСКАЯ А.С. Об условиях неокомского осадконакопления в Нижневартовском нефтегазоносном районе.- Нефть и газ, 1975, № 1, с.3-7.

26. СОКОЛОВ В.А. Очерки генезиса нефти. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1948.- 460 с.

27. СОЛОВЬЕВ А.В. Некоторые закономерности в распределении нефтей и связь с процессами формирования их залежей.- В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М.: Гостоптехиздат, 1960, с.468-471.

28. УСПЕНСКИЙ В.А. Введение в геохимию нефти.- Л.: Недра, 1970.- 309 с.

29. ЧАРЫГИН М.М. Физико-географические и геологические условия накопления исходного материала для битумообразования.- В кн.: Происхождение нефти и газа. М.: ЦИТнефть, 1947, с.20-28.

30. ALLAN J., BJOROY M., DOUGLAS A.G. Variation in the content and distribution of high molecular weight hydrocarbons in a series of coal macerals of different ranks.- Adv. Org. Geochem., 1975, Madrid, 1977, pp.633-654.

31. BIEDERMAN E.W. Significance of high - Wax oils with respect to genesis of petroleum: Commentary.- AAPG, 1969, vol. 53, №7, pp.1500-1502.

32. BRAY E.E., EVANS E.D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds.- Geochim. et Cosmochim. Acta, 1961, vol.22, pp.2-15.

33. 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 Ba-

sin.- Geochim et Cosmochim Acta,' 1969, vol.33, N°10, pp.1183-1194.

34. HEDEBERG H.D. Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum.- BAAPG, 1968, vol.52, N°5, pp.736-750.

35. HUNT J.M. Composition of crude oil and its relation to stratigraphy in Wyoming.- BAAPG, 1953, vol.37, N°8, pp.1837-1872.

36. PHILIPPI G.T. The influence of marine and terrestrial source material on the composition of petroleum.- Geochim. et Cosmochim. Acta, 1974, vol.38, N°6, pp.947-966.

37. POWELL T.G., Mc KIRDY D.M. Geologic factors controlling crude oil composition in Australia and Papua, New Guinea.- BAAPG, 1975, vol.59, N°7, pp.1176-1197.

38. REED K.J. Environment of deposition of source beds of high - wax oil.- BAAPG, 1969, vol.53, N°7, pp.1502-1506.

В.Ф.Шугуров

ОКИСЛИТЕЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ ФАЦИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ РАВНИНЫ

Изучение окислительно-восстановительных обстановок является важной частью исследований при оценке новых территорий и осадочных комплексов в отношении их нефтегазоносности и представляет большой теоретический интерес для геохимии рассеянного органического вещества (РОВ) и литогенеза. Однако диагностика окислительно-восстановительных фаций, хотя претерпела определенные изменения за пятидесятилетний срок изучения, тем не менее остается слабо разработанной. За этот период существенно изменились взгляды как о среде и условиях формирования аутигенных минералов, так и о показателях окислительно-восстановительных обстановок. Этому способствовали в первую очередь детальные исследования процессов минералообразования в современных осадках бассейнов различных типов.

Накопленный к настоящему времени большой материал показывает, что в современных осадках процессы минералообразования и окислительно-восстановительный потенциал взаимосвязаны. Однако

большинством исследователей признается, что в смене окислительно-восстановительных условий доминирующая роль принадлежит РОВ. Влияние последнего на процессы минералообразования лучше всего изучено на примере редукции сульфатов. Основные результаты исследования по этому вопросу сводятся к тому, что интенсивность восстановления сульфатов находится в тесной зависимости от особенностей распределения по площади бассейна свежего, легко усваиваемого микроорганизмами рассеянного органического вещества.

По данным И.И.Волкова [3], в пелагических районах океанов в осадках, бедных РОВ (Сорг менее 0,5%), в которых оно в значительной степени минерализовано, процессы редукции совсем не протекают, и минералообразование здесь происходит в окислительных условиях. Именно этим осадкам присущи основные черты литогенеза, который был выделен Н.М.Страховым под названием "осадочного океанского". Вместе с тем можно привести немало примеров по современным осадкам из прибрежной фациальной зоны, в которых при содержании Сорг от 0,16 до 0,44% протекают редукционные процессы, а окислительно-восстановительный потенциал в них составляет от -37 до -177 мВ [13].

В песчаных терригенно-карбонатной толщ D_2-C_2 Западно-Сибирской равнины при исходном Сорг менее 0,5%, реакционноспособное железо на 80-86% представлено закисной формой. Примерно такие же соотношения РОВ и закисного железа приводятся и для терригенного девона Саратовского Поволжья [4].

Зависимость между интенсивностью сульфатной редукции и концентрацией РОВ прослеживается не во всех бассейнах. Так, если в Охотском море между количеством РОВ и интенсивностью редукционных процессов наблюдается общая прямая зависимость [11], то в Чёрном море ее нет [20]. Концентрация РОВ в осадках Чёрного моря, как показал Н.М.Страхов с соавторами [10], максимальная в халистатической зоне. В то же время восстановление сульфатов наибольшее в прибрежных районах, где самая высокая плотность населения бактерий. К центру моря оно понижается [20].

Все это служит свидетельством того, что для восстановления сульфатов гораздо большее значение имеет качественная характеристика РОВ, чем его общее количество. Расчеты показывают, что только 0,16% органического углерода на сухую навеску ила расходуется на редукционные процессы [20].

По данным Ю.И.Сорокина, сульфатредуцирующие бактерии могут для своей жизнедеятельности использовать лишь легкогидролизуемые низкомолекулярные органические вещества: лактат, этанол, некоторые аминокислоты [16]. Сложные соединения без предварительного разложения их сопутствующей микрофлорой недоступны этим бактериям. В современных осадках, например, Черного и Азовского морей количество легкогидролизуемых веществ составляет от органического углерода соответственно 36-70 и 22-41% [5].

Однако качество $ОВ$, захороняющегося в осадках, зависит не только от состава исходного $РОВ$, но в значительной мере от толщины окислительного слоя воды и времени его пребывания в нем. Многочисленные примеры по различным типам бассейнов свидетельствуют о том, что только 3-8% исходного $РОВ$ достигает дна [3, 7, 14, 15].

В тесной связи с $РОВ$ проходят процессы минералообразования, характер и интенсивность которых позволили Н.М.Страхову выделить пять типов геохимии литогенеза. Наиболее четко различаются две группы бассейнов: а) богатые сульфат-анионом и б) пресноводные, бедные сульфат-анионом или практически без него. При этом, важно отметить то, что в выделенных группах бассейнов редукция и минералообразование начинаются на разных этапах формирования осадка.

В Черном море, по данным Страхова Н.М. [19] и И.И.Волкова [2], образование сульфидов происходит уже на стадии седиментогенеза. По мнению этих авторов, примерно пятая часть реакционноспособного окисного железа, попадавшего в осадок, восстанавливается в водной среде.

М.Ф.Стадчук показал, что процесс образования сульфидов находится в тесной зависимости от многих факторов [18]. Сульфиды возникают там, где есть сульфат-анион и анаэробные сульфатредуцирующие бактерии. Жизнедеятельность последних возможна в широком диапазоне окислительно-восстановительного потенциала, однако наиболее благоприятными являются условия со значениями $pH = 6,2-7,9$ и E_h от -50 до -150 мВ [1].

Определенный интерес представляет связь окислительно-восстановительного потенциала и легкорастворимого в 2% HCl закисного и окисного железа в связи с использованием их некоторыми исследователями в качестве параметров для диагностики окислительно-восстановительных условий. Коэффициенты корреляции между

Eh и $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$ в осадках разных районов Тихого и Индийского океанов свидетельствуют о том, что они находятся в тесной связи (доверительная вероятность 95–99%). Однако в разных бассейнах формирование закисной формы железа начинается при разных окислительно-восстановительных потенциалах.

К сожалению, очень мало данных о распределении окислительно-восстановительного потенциала и минералообразовании в осадках пресноводных водоемов. Воды последних характеризуются, как правило, незначительным содержанием сульфатного иона и, естественно, минералообразование в илах происходит при слабом развитии, а иногда и полном отсутствии процессов микробиологической сульфатредукции.

Общей закономерностью для вертикального распределения Eh в осадках пресноводных озер является резкое понижение окислительно-восстановительного потенциала на глубине 5–8 см, иногда до 20–25 см от поверхности осадка. Эта особенность хорошо прослеживается на озере Байкал, Онежском, Ладожском, а также в нескольких английских озерах [8, 14, 15, 22]. Она связана с максимальной активностью разложения РОВ за счет анаэробных процессов непосредственно под верхним окисленным слоем и затуханием их в более глубоких слоях осадков.

В окислительной зоне из железистых минералов аутигенного происхождения присутствует гидрогетит, гидроокислы марганца. При переходе от окислительных условий к восстановительным в первую очередь восстанавливается гидроокисное железо и лишь затем сульфаты. Однако в условиях быстрого захоронения РОВ в осадках озера Байкал восстановление протекает интенсивно, что обуславливает связывание части редуцированного железа в форме моносульфида уже на самой ранней стадии процесса [10]. В связи с этим важно подчеркнуть, что зависимость окислительно-восстановительного потенциала в илах от скорости осадконакопления выражена довольно резко в пресноводных, особенно небольших по площади водоемах. Эта закономерность, но в более слабой форме, отмечалась и для морских бассейнов.

Таким образом, на интенсивность окислительно-восстановительных процессов оказывают влияние многочисленные факторы. Главными из них являются физико-географические условия среды осадконакопления, определяющие концентрацию и состав РОВ, захороня-

щегося в осадках, скорость осадконакопления, минеральный и химический состав абиогенного материала. Однако среди многих факторов, влияющих на величину E_h , как упоминалось выше, ведущая роль принадлежит составу РОВ. При этом важное значение приобретает тип бассейна осадконакопления и некоторые специфические черты захоронения РОВ.

Изложенное выше касается осадков современных водоемов. Значительно сложнее обстоит дело с изучением окислительно-восстановительных обстановок в древних осадочных толщах, поскольку в них могут проявляться процессы, затушевывающие количественные соотношения между РОВ и аутигенными минералами.

В качестве индикаторов окислительно-восстановительных условий древних осадков различными исследователями использовались многочисленные параметры:

1. Комплекс минералов железа и их парагенетические взаимоотношения. Этот метод имеет две трактовки, приводящие к принципиально разным выводам: Л. В. Лустановалова и Н. М. Страхова.

2. Соотношения форм окисного и закисного железа в осадочной породе, определяемые в ходе валового анализа или в солянокислой вытяжке.

3. Количественные соотношения между формами серы.

4. Количество остаточного $S_{орг}$.

Все эти параметры и в настоящее время используются для оценки окислительно-восстановительных условий осадкообразования. Однако в последнюю четверть века наибольшее распространение получили представления Н. М. Страхова [17]. По его мнению, все реакционноспособное железо поступает в осадок в виде гидроокисных соединений, а затем в ходе диагенеза оно в той или иной степени восстанавливается благодаря микробиологическому и химическому преобразованию.

По соотношению форм железа и количеству органического углерода в породах Н. М. Страхов намечает границы окислительно-восстановительных фаций, а по затратам органического углерода на редукционные процессы он считал возможным оценивать емкость восстановительных процессов. Вместе с тем, предлагая эту методику, Н. М. Страхов отмечал, что она в какой-то мере справедлива только для средних содержаний железа и ОВ, полученных по многим пробам, а параметр E_h может рассматриваться только как ориентировочная полуколичественная величина.

Многие исследователи при геохимическом изучении осадочных толщ применяют методику Н.М.Страхова в различных модификациях. Большинство из них в качестве показателей окислительно-восстановительных обстановок используют количество редуцированного остаточного органического углерода в комплексе либо с соотношением между аутигенно-минералогическими формами железа, либо с содержанием пиритного железа в породе или в реакционноспособном железе. При этом у многих исследователей отчетливо проявляется стремление распространять одни и те же диагностические признаки окислительно-восстановительных обстановок на осадки бассейнов разных типов.

В свое время Н.М.Страхов предостерегал от этого и указывал, что выделенные Л.А.Гуляевой по формам серы окислительно-восстановительные фации справедливы только для морских отложений. Рассматривая баланс аутигенных минералов железа и РОВ в толщах различного возраста, он отмечал, что хотя формы железа и зависят от РОВ, характер взаимосвязи их в водоемах разного физико-географического типа различен.

На юго-востоке Западно-Сибирской равнины нефтематеринские отложения представлены палеозойскими и юрскими толщами. Первые – морские, вторые – полифациальные. Окислительно-восстановительные условия формирования тех и других (особенно палеозойских) еще мало изучены. По юрским отложениям основные материалы приведены в работе СНИИГГиМС [9], а по палеозойским – ИГиГ СО АН СССР [21].

Диагностика окислительно-восстановительных обстановок для полифациальных толщ представляет большие трудности. Поэтому нефтематеринские отложения были разделены на группы с учетом типов бассейна осадконакопления, с одной стороны, и количества РОВ – , с другой. Были выделены морские и прибрежно-морские глинистые породы, характеризующиеся очень высокими и высокими содержаниями РОВ, морские карбонатные отложения, бедные РОВ, и пресноводные отложения, относительно богатые РОВ.

Зная тип минералообразования и используя приближенные расчеты пределов Е_h в зависимости от рН по уравнениям [18], в каждой группе можно выделить типы окислительно-восстановительных фаций. При этом для морских терригенных и карбонатных отложений принималось рН соответственно 7,5 и 8, а для пресноводных – 6,5. Затем для каждого типа оценивались пределы изменения содержаний отдельных форм железа.

Соотношения между формами железа и редуцированным органическим углеродом ($C_{ред}$) по окислительно-восстановительным фациям показаны в таблице.

Среднепалеозойские отложения изучены бурением весьма неравномерно. Верхняя часть этой толщи (D_2-C_2) пройдена на многих разведочных площадях, а нижняя часть ($S-D_1$) вскрыта лишь несколькими скважинами (Водораздельная-2, Северо-Останинская-2, Тамбаевская-3, Малоичская-4).

Таблица

Формы железа в глинисто-карбонатных породах различных фаций

Окислительно-восстановительные фации	Формы Fe, %			C ред
	Fe пир	Fe ²⁺	Fe ³⁺	
<u>Морские и прибрежно-морские глинистые породы</u>				
Резковосстановительные	50-95	5-30	0-3	1,0-3,0
Восстановительные	20-50	30-60	3-10	0,5-1,0
Слабовосстановительные	0-20	60-70	10-20	0,1-0,5
<u>Морские карбонатные породы</u>				
Восстановительные	50-90	30-90	0-10	0,2-1,0
Слабовосстановительные	10-50	0-30	10-20	0,01-0,2
<u>Пресноводные глинистые породы</u>				
Восстановительные	10-25	70-90	0-10	0,2-0,5
Слабовосстановительные	0-10	70-90	10-20	0,01-0,2

Судя по имеющемуся небольшому материалу, силур и нижний девон сложены исключительно карбонатными породами: известняками с прослоями доломитов и доломитизированных известняков.

Основные показатели окислительно-восстановительных обстановок свидетельствуют о формировании этих пород преимущественно в слабовосстановительных фациях. Содержание Fe пир от реакционноспособного железа (Fe_p) изменяется от 10 до 50%, редуцированного органического углерода - до 0,14%, окисного железа - от 10 до 15%. В скв. Малоичская-4 (интервал 4168-4175 м) отмечаются известняки с геохимическими параметрами, свидетельствующими об образовании их в восстановительной обстановке. Однако о распрост-

ранении этой фации судить по имеющемуся материалу преждевременно.

Верхняя часть среднепалеозойской толщи ($D_2 - C_2$) тоже сложена карбонатными породами, но в ней имеются единичные пачки терригенных пород. По соотношению аутигенно-минералогических форм железа и редуцированному органическому углероду, эти отложения формировались преимущественно в восстановительных условиях. В наиболее устойчивых восстановительных обстановках образовывались известняки и мергели этой толщи. В них чаще всего отмечается повышенная роль пиритного железа, концентрация которого изменяется в широких пределах: 20,0-64,9%. Величина редуцированного органического углерода превышает 0,30% на породу, достигая в некоторых пробах 0,62-1,0%.

Повышенная пиритизация известняков и мергелей хорошо видна и по средним содержаниям $Fe_{\text{пир}}$. Особенно ярко это выражено на Шахматной, Мылдзинской, Средне-Нирольской и Южно-Соснинской площадях, на которых средние содержания $Fe_{\text{пир}}$ составляют соответственно 64,9; 46,8; 53,7; 60,8%.

Преобладающая часть глинистых пород формировалась в слабовосстановительных условиях. Содержания $Fe_{\text{пир}}$ составляют в аргиллитах от 9,7 до 16,5%, а в алевролитах - 7,2-8,2%. Значения редуцированного углерода для терригенных пород изменяются в пределах 0,20-0,30%.

Вместе с тем выявленная в известняках высокая восстановленность на Южно-Соснинской площади сохраняется и в аргиллитах. В них содержание $Fe_{\text{пир}}$ составляет 50,1%, а окисное железо отсутствует. Своеобразными соотношениями форм железа отличаются аргиллиты Западно-Сильгинской площади. В них, наряду со значительным содержанием $Fe_{\text{пир}}$ (32,5%), устанавливается существенное количество $Fe_{\text{ок}}$ (26,5%). По мнению Н.М.Страхова, такой парагенезис железистых минералов указывает на формирование осадков в сравнительно небольшом удалении от береговой линии при хорошей аэрации придонных слоев воды. Близость Западно-Сильгинской площади к береговой линии в какую-то часть времени формирования среднепалеозойской толщи подтверждается расположением ее в области локального повышения концентрации обломочного железа.

Терригенная алевролитно-аргиллитовая толща пермо-карбона в большей своей части формировалась в слабовосстановительных об-

становках, характеризующихся несколько иными, по сравнению с вышеописанными отложениями, соотношениями форм железа. Концентрации $Fe_{\text{пир}}$ снижаются до 2,9–10,5%, а количество $C_{\text{ред}}$ — до 0,15–0,19%. По данным минералогических исследований, в алевролитах среди аутигенных минералов повсеместно доминирует сидерит, количество которого в тяжелой фракции достигает 97–98%.

Юрский нефтематеринский комплекс представлен отложениями тименской, васганской и баженовской свит. Преобладающая масса осадков тименской свиты формировалась в пресноводных водоемах. Об этом свидетельствует повсеместно низкое значение отношения $Fe_{\text{пир}}$ к $C_{\text{орг}}$ (менее 0,06), слабое развитие, несмотря на обилие РОВ, процессов пиритообразования, многочисленные текстурные признаки и высокая угленосность этих отложений.

Фашии тименской свиты характеризуются большим разнообразием и частой сменой в разрезе и по площади. Наиболее уверенно диагностируются глинистые отложения озерно-болотных, пойменных, в некоторых случаях озерных, фаций. Последние, видимо, имели значительное развитие в нижней части свиты.

Несмотря на полифазный характер тименской свиты, окислительно-восстановительные условия образования глинистых отложений изменялись в довольно узком спектре: от восстановительных до слабовосстановительных.

В отношении нефтегазоносности значительный интерес представляют аргиллиты тогурской пачки, имеющей широкое, но не повсеместное распространение [6]. Образование этих аргиллитов происходило в различных озерных бассейнах. В Нарымском и Колшавском районах тогурские глины представлены битуминозными разностями. Формирование их происходило в устойчивых восстановительных условиях, в крупном, но гидродинамически мало активном с застойным режимом озерном водоеме. В восстановительных обстановках накапливались аргиллиты тогурской пачки на территории Нырльской впадины (Урманская, Нижнетабаганская, Калиновая площади).

На востоке изученного района по единичным пробам с Вездеходной площади отмечаются слабовосстановительные обстановки диagenеза при формировании тогурской пачки.

Судя по аутигенно-минералогическим формам железа (Fe^{2+} — 80–96,4%; $Fe_{\text{пир}}$ — 1,7–3,6%) и $C_{\text{ред}}$ (0,07–0,15%), показатели окислительно-восстановительных условий озерно-болотных глинистых

пород тюменской свиты колеблется в сравнительно узких пределах, в области, характерной для слабовосстановительных фаций.

В противоположность озерно-болотным осадкам пойменные глинистые отложения характеризуются весьма невыдержанными соотношениями между аутигенными формами железа Fe^{2+} - 80-99,2%, $Fe_{\text{пир}}$ - I, I-2I, 4%, Fe^{3+} - 0-14,7%, что свидетельствует о формировании глинистых отложений в восстановительных и слабовосстановительных обстановках. Однако по имеющемуся материалу трудно судить о преобладании той или иной фации.

Нефтематеринские глинистые отложения васюганской свиты накапливались в различных фациальных зонах. В связи с чем уже давно наряду с васюганской свитой выделялась также одновозрастная ей наунакская. Однако области распространения их разными исследователями понимались по-разному.

Мы полагаем, что в первую фациальную зону (васюганская свита) следует включать юго-восточную часть Нижнеартовского свода, большую часть Васюганского и Пудинского сводов и территорию, расположенную западнее и юго-западнее их.

В нижневасюганское время здесь существовал устойчивый мелководно-морской бассейн, в котором накапливались преимущественно глинистые осадки. Среди аутигенных форм железа в породах преобладает Fe^{2+} , однако количество $Fe_{\text{пир}}$ достигает 20-36,5%. Эти данные в сочетании с высокой емкостью редуционных процессов ($S_{\text{ред}}$ - 0,8-0,91%) указывают на существенно восстановительные обстановки формирования отложений.

В верхневасюганское время на значительной площади этой зоны устанавливается континентальный режим осадконакопления. Глинистые породы накапливались преимущественно в озерных, озерно-болотных и пойменных фациях. Из форм железа в породах преобладает Fe^{2+} (70-90%), $Fe_{\text{пир}}$ играет незначительную роль (от 0, I до 12,8%), что с учетом $S_{\text{ред}}$ (от 0,07-0,42%) позволяет предполагать о существовании здесь слабовосстановительных и восстановительных фаций.

Во второй и третьей фациальной зонах развита наунакская свита. Причем первая из них располагается преимущественно на правом берегу Оби, протягиваясь в виде полосы от г. Колпашево до с. Александровского и занимая северо-западную часть и восточную окраину соответственно Сенькино-Сильгинского и Васюганского

сводов, а также территорию между ними. Здесь научная свита характеризуется резко подчиненным количеством глинистых пород и вместе с тем высокой восстановленностью железа (на пиритное железо приходится от 11,58 до 37,1%). $C_{\text{ред}}$ оценивается в 0,26–0,36%, что указывает на восстановительные условия образования.

Третья зона (Ярская, Ажарминская, Няргинская, Чулымская площади) характеризуется тем, что накопление глинистых пород в течение всего васюганского времени происходило в континентальных пресноводных условиях, главным образом в озерно-болотных фазах, о чем свидетельствует довольно выдержанная угленосность по всему разрезу свиты. Судя по соотношениям аутигенно-минералогических форм железа, глинистые породы формировались преимущественно в слабовосстановительных условиях.

Глинистые породы баженовской свиты относятся к числу несомненно нефтематеринских, и из них на ряде площадей получены притоки нефти.

В баженовское время большая часть Западно-Сибирской равнины стала областью накопления морских битуминозных глинистых пород, особенностью которых является весьма высокое в ряде районов содержание РОВ (до 10–12%). Это обусловлено очень высокой биопродуктивностью, крайне малой скоростью осадконакопления, геохимической обстановкой, благоприятной для консервации РОВ. Особенностью геохимической обстановки является высокая восстановленность форм железа. Повсеместно доминирует пиритное железо, которое в отдельных пробах составляет до 98,8% от реакционноспособного.

По количеству РОВ, соотношению минералогических форм железа в аргиллитах на изученной территории намечается некоторая зональность. Первая зона располагается на левобережье Оби, она охватывает Нурольскую впадину, Васюганский и Каймысовский своды. Глинистые породы в этой зоне характеризуются высоким (как правило более 10%) содержанием ОВ, а также преобладанием в реакционноспособной части железа $Fe_{\text{пир}}$ (61,5–98,8%), $C_{\text{ред}}$ — оценивается в 1,78–3,0%. Эти параметры указывают на резко восстановительную обстановку образования баженовских аргиллитов. Значительная интенсивность окислительно-восстановительных процессов подтверждается также повышенным содержанием свободной (органическая+элементарная) серы, содержание которой в аргиллитах нес-

кольких площадей (Урманская, Калиновая, аймовская) составляет от 0,5 до 1,0%.

Опираясь на наиболее распространенную точку зрения о необходимых условиях возникновения свободной серы [2], можно предположить, что в баженовских глинистых осадках был значительный избыток сероводорода, который мог диффундировать в наддонные воды и создавать в них сероводородное заражение. Этот вывод вполне согласуется с составом бентоса, представленного существенно анаэробными организмами [12].

Вторая зона располагается в основном на правом берегу Оби и полностью включает Пудинский и Сенькино-Сильгинский своды. В этой зоне аргиллиты характеризуются меньшим содержанием ОВ (3-8%). По немногочисленным данным можно заключить, что формирование аргиллитов происходило в восстановительных условиях. Редукционные процессы здесь происходили менее интенсивно, что отразилось на соотношениях реакционноспособных форм железа ($Fe_{\text{пир}}$ - 31,75-40%, Fe^{2+} - 30-56%).

В третьей зоне (Ажарминская, Чулымская площади, Белоярская опорная) осадки баженовской свиты накаливались, видимо, в прибрежно-морских условиях. Здесь аргиллиты характеризуются еще меньшими содержаниями РОВ ($C_{\text{орг}}$ - 0,5-3,0%), а $Fe_{\text{пир}}$ составляет от Fe_p - 0,94-19,8%, Fe^{2+} - 60,5-70,0%, $C_{\text{ред}}$ - 0,10-0,3%. По этим показателям формирование аргиллитов происходило в слабовосстановительных условиях.

Таким образом, формирование карбонатных и терригенных отложений палеозойского и юрского нефтематеринских комплексов преимущественно в восстановительных и слабовосстановительных обстановках является благоприятным фактором для нефтегазообразования. Однако другие фациальные особенности, в частности условия среды осадконакопления, позволяют считать, что наибольшие перспективы в отношении нефти имеют терригенно-карбонатные отложения палеозоя и верхнеюрские аргиллиты баженовской свиты. Для последних намечается вполне определенная тенденция улучшения геохимических обстановок в западном направлении к центру Западно-Сибирской равнины, что согласуется с нарастанием продуктивности этих отложений в этом же направлении.

Литература

1. БААС БЕККИНГ Л.Г.М., КАПЛАН И.Р., МУР Д. Пределы колебаний рН и окислительно-восстановительных потенциалов природных сред.- В кн.: Геохимия литогенеза. М.: Изд-во иностр. лит-ры, 1963, с.11-84.
2. ВОЛКОВ И.И. О свободном сероводороде и некоторых продуктах его превращения в осадках Черного моря.- Труды ин-та океанологии. 1961, т.1, с.29-66.
3. ВОЛКОВ И.И. Основные закономерности превращения органического вещества в раннем диагенезе современных осадков.- Литология и полезные ископаемые, 1979, № 4, с.64-84.
4. ВЫШЕМИРСКАЯ О.П., КАРЫШЕВ В.Д. Опыт математической обработки геохимических данных в нефтяной геологии.- Новосибирск: Наука, 1976.- 119 с.
5. ГОРСКАЯ А.И. Изучение органического вещества современных морских осадков.- В кн.: Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М.: Гостоптехиздат, 1956, с.168-208.
6. ГАЙДЕБУРОВА Е.А. Перспективы нефтеносности нижнеюрских отложений центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты. - Труды СНИИГТМС, 1974, вып.194, с.32-36.
7. КУЗНЕЦОВ С.И. Основные итоги и очередные задачи микробиологических исследований иловых озерных отложений.- Труды Всесоюз. гидробиол. об-ва, 1949, т.1, с.3-10.
8. МИЗАНДРОНЦЕВ И.Б., МЛАДОВА Т.А. Об интенсивности раннего диагенеза донных отложений озера Байкал.- В кн.: Донные отложения Байкала. М.: Наука, 1970, с.107-115.
9. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности.- Труды СНИИГТМС. Сер. нефт. геол., 1967, вып.50, 223 с. / Авт.: КОНТОРОВИЧ А.Э., БАБИНА Н.М., БОГОРОДСКАЯ Л.И. и др.
10. Образование осадков в современных водоемах.- М.: Наука, 1954.- 791 с. / Авт.: СТРАХОВ Н.М., БРОДСКАЯ Н.Г., КНЯЗЕВА Л.М. и др.
11. ОСТРОУМОВ Э.А., ФОМИНА Л.С. О формах соединений серы в донных отложениях северо-западной части Тихого океана.- Труды ин-та океанологии, 1960, т.XXXI, с.206-214.

12. Палеобиофаци нефтеносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты.- Труды СНИИГГиМС, 1978, вып.248, 86 с.

13. САВИЧ В.Г. Основные черты окислительно-восстановительного состояния современных морских осадков.- В кн.: Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М.: Гостоптехиздат, 1956, с.92-143.

14. СЕМЕНОВИЧ Н.И. Донные отложения Ладожского озера.- М.: Наука, 1966.- 123 с.

15. СЕМЕНОВИЧ Н.И. Донные отложения Онежского озера.- М.: Наука, 1973.- 103 с.

16. СОРОКИН Ю.И. Экспериментальное исследование редукции сульфатов в Черном море при помощи S^{35} . - Микробиология, 1962, т. XXXI, вып.3, с.402-410.

17. СТРАХОВ Н.М., ЗАЛМАНЗОН Э.С. Распределение аутигенно-минералогических форм железа в осадочных породах и его значения для литологии.- Изв. АН СССР. Сер.геол., 1955, № I, с.34-51.

18. СТАЩУК М.Ф. Проблема окислительно-восстановительного потенциала в геологии.- М.: Недра, 1968.- 207 с.

19. СТРАХОВ Н.М. О значении сероводородного заражения наддонной воды бассейна для аутигенного минералообразования в его осадках.- В кн.: Современные осадки морей и океанов. М.: Изд-во АН СССР, 1961, с.521-548.

20. ШИШКИНА О.В. Геохимия морских и океанических иловых вод.- М.: Наука, 1972.- 228 с.

21. ШУТУРОВ В.Ф. Геохимические условия формирования палеозойских отложений промежуточного комплекса на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.- Труды СНИИГГиМС, 1977, вып.334, с.69-77.

22. MORTIMER C.H. The exchange of dissolved substances between mud and water in lake.- Jour. Ecology, 1942, vol.30, N°3, pp.32-45.

ВЛИЯНИЕ ФАЦИИ НА УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ ПАЛЕЗОЙСКИХ И ЮРСКИХ НЕФТЕЙ ИГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Несмотря на то, что зависимость состава нефтей от фациальной принадлежности нефтематеринских отложений давно обсуждается в научной литературе, этот вопрос до сих пор остается одним из наименее разработанных в нефтяной геологии. Как показано В.С. Вышемирским в статье "Метановые углеводороды нефтей как фациальные показатели" (см. настоящий сборник), даже основные положения относительно влияния фаций на состав нефтей в значительной мере дискуссионны.

Целью данной статьи является изучение влияния фаций нефтепроизводящих свит на состав n-алканов и некоторых насыщенных изопренидных углеводородов, таких как пристан ($C_{19}H_{40}$) и фитан ($C_{20}H_{42}$), так называемых "биологических метчиков". В качестве объектов исследования нами были взяты образцы нефтей из морских терригенных отложений баженовской пачки, из морских карбонатных отложений палеозоя, из прибрежно-морских терригенных отложений нижневасюганской подсвиты и из континентальных терригенных отложений тюменской свиты и верхневасюганской подсвиты (всего 20 образцов нефтей). Распределение нефтей по фациям приводится в таблице I.

Фациальные особенности нефтепроизводящих отложений диагностировались по признакам, характеризующим тип осадков (морские, прибрежно-морские, континентальные) и окислительно-восстановительные обстановки диагенеза. При этом учитывались соотношения между аутигенно-минералогическими формами железа, геохимические показатели солевого состава вод бассейна седиментации и некоторые литологические признаки. Особое внимание уделялось опорным слоям, фациальная природа которых представляется вполне ясной, например, угольным пластам, прослоям с флуиной, корреляционным горизонтам и др.

Относительно n-алканов в ряде работ высказывается мнение о том, что содержание и молекулярно-массовое распределение их в нефтях определяется в первую очередь фациально-генетическим типом органического вещества и условиями преобразования его в

Таблица I

Распределение нефтей по фациям нефтепроизводящих отложений

Фаши	Литологическая характеристика	Окислительно-восстановительные обстановки	Нефти (скважина, возраст)
Морские	Доманикоидные глинистые	Резковосстановительные	Саймовская-I (K_{1b}), Салымская-83 (K_{1b})
	Карбонатные органогенно-хемогенные	Восстановительные	Нижнетабаганская-8 (P_2), Мыльджинская-I (P_2), Останинская-436 (P_2)
		Слабовосстановительные	Малоичская-2 (D_2), Верхнетарская-3 (P_2), Малоичская-4 (D_1), Малоичская-4 (S_2).
Прибрежно-морские	Алеврито-глинистые	Восстановительные	Катыльгинская-92 (J_3^1), Мыльджинская-7 (J_3^1), Верхнекомбарская -290 (J_3^1)
Пресноводные, озерно-болотные, пойменные	Песчано-глинистые	Восстановительные	Таволгинская-I (J_3^2), Нижнетабаганская-8 (J_3^2), Останинская-422 (J_{1-2}), Мыльджинская-32 (J_{1-2})
		Слабовосстановительные	Останинская-422 (J_3^2), Нижнетабаганская-I (J_{1-2}), Нижнетабаганская-8 (J_{1-2})

диагенезе [5,6,7]. В данной работе мы проверили эти представления на н-алканах от C_{12} до C_{30} в отбензиненной части палеозойских и юрских нефтей Западной Сибири.

По нашим данным, в нефтях из одинаковых фациальных обстановок наблюдается широкий спектр как в содержании н-алканов, так и в расположении максимумов при молекулярно-массовом распределении отдельных компонентов (табл.2). В "морских" палеозойских нефтях, приуроченных к карбонатным отложениям, содержание н-алканов изменяется от 14,2% до 41,8% (среднее значение - 25,1%). Основная масса этих углеводородов у девонской нефти из скв. Нижнетабаганской-8 и у силурийской нефти из скв. Малоичской-4 концентрируется в низкомолекулярной области ($C_{12}-C_{22}$), при этом у первой нефти фиксируется основной максимум на C_{14} и второстепенный на C_{27} , а у второй - основной максимум на C_{15} и два второстепенных на C_{13} и C_{21} . В двух других палеозойских нефтях (скв. Чкаловская-1 и скв. Малоичская-2) основная масса н-алканов концентрируется в области $C_{14}-C_{24}$. У чкаловской нефти фиксируется один резко выраженный максимум на C_{22} , а у малоичской (D_2) - два почти равнозначных максимума: на C_{15} и C_{20} . В малоичской нефти из нижнего девона основная масса н-алканов сосредоточена в более высокомолекулярной области ($C_{19}-C_{30}$), чем у других нефтей этой группы. У неё имеется два почти равнозначных максимума: на C_{22} и C_{25} .

В "морских" нефтях баженовской свиты, приуроченных к домиксидным глинистым отложениям, в отличие от "морских" палеозойских нефтей, содержание н-алканов очень низкое (6,4-8,3%). В саймовской нефти большая часть этих углеводородов сосредоточена в области $C_{14}-C_{24}$, с максимумом на C_{17} , а в сальмской нефти - в области $C_{12}-C_{27}$, с основным максимумом на C_{22} и второстепенным - на C_{13} .

Как видно из вышеизложенного, "морские" нефти не образуют единой генетической группы ни по характеру молекулярно-массового распределения, ни по содержанию н-алканов. Не наблюдается определенной закономерности в изменении этих параметров и с усилением восстановительных условий в диагенезе. Так, содержание н-алканов при переходе от слабовосстановительных обстановок к восстановительным нарастает от 22,3% до 34,2%, а далее, при переходе к резковосстановительным, - снижается до 7,3%.

Таблица 2

Метановые углеводороды в палеозойских и юрских нефтях
Западной Сибири

П л о щ а д ь	Скв.	Возраст	пристан фитан	н-алканы (% на ос- таток >200°С)	максимум в со- держании н-ал- канов	
					основной	второ- степен.
Малоичская	4	S ₂	I, 2I	26,9	C ₁₅	C ₁₃ , C ₂₁
—"	4	D ₁	I, 2I	25,9	C ₂₂	C ₂₅
—"	2	D ₂	I, 06	14,2	C ₂₀	C ₁₅
Нижнетабаганская	8	Pz	I, 42	16,6	C ₁₄	C ₂₇
Чкаловская	I	"—"	3,48	41,8	C ₂₂	—
Мыльджинская	I	"—"	2,10	—	—	—
Останинская	436	"—"	3,13	—	—	—
Верхнегарская	3	"—"	2,06	—	—	—
Останинская	422	J ₁₋₂	I, I9	9,3	C ₁₈	—
Мыльджинская	32	"—"	2,15	28,1	C ₂₁ , C ₂₃	—
Нижнетабаганская	8	"—"	I, 05	18,2	C ₂₁	C ₁₅
—"	I	"—"	0,96	16,8	C ₂₃	—
—"	8	J ₃	I, 44	19,0	C ₁₃ , C ₁₄	—
Останинская	422	"—"	0,82	9,7	C ₂₁	C ₁₉ , C ₂₃
Таволгинская	I	"—"	2,04	23,8	C ₂₃	C ₁₅ , C ₁₇
Катыльгинская	92	J ₃	I, 16	19,0	C ₁₇	C ₂₄
Мыльджинская	7	"—"	I, 70	21,6	C ₂₁ , C ₂₄	—
Верхнекомбарская	290	"—"	7,58	29,3	C ₂₁	—
Саймовская	I	K _{1b}	I, 25	6,4	C ₁₇	—
Салымская	83	"—"	I, 40	8,3	C ₂₂	C ₁₃

В "прибрежно-морских" нефтях, связанных с алевроито-глинистыми отложениями, сформировавшимися в восстановительных обстановках, содержание н-алканов изменяется от 19% до 29,3% (среднее значение 23,3%), т.е. по этому параметру они близки к "морским" палеозойским нефтям (22,3%) из отложений, испытавших слабостановительные обстановки в диагенезе. Основная масса н-алканов у этих нефтей сосредоточена в области C₁₅-C₂₆. У катыльгинской нефти фиксируется два почти равнозначных максимума: на C₁₆ и C₂₄,

у мильджинской - два равнозначных максимума: на C_{21} и C_{24} , у верхнекомбарской - один максимум - на C_{21} .

В "континентальных" нефтях содержание n -алканов изменяется от 9,3% до 28,1% (среднее значение - 17,8%). Это ниже, чем в прибрежно-морских (23,3%) и морских карбонатных (25,1%) фациях, но выше, чем в морских доманикоидных (7,8%). Основная масса этих углеводородов у большинства нефтей сосредоточена в области C_{16} - C_{26} , а у нижнетабаганской нефти (Васпганская свита) - в области C_{12} - C_{18} . Основным максимумом чаще всего фиксируется на C_{21} или C_{23} . И только у двух нефтей - в более низкомолекулярной области (на C_{13} - у нижнетабаганской нефти из васпганской свиты и на C_{18} - у останинской нефти из тюменской свиты). В общем "континентальные" нефти оказались более выдержанными в отношении распределения n -алканов по молекулярному весу. Однако дополнительных максимумов в высокомолекулярной области ни у одной из этих нефтей не отмечается. С усилением восстановительных условий в диагенезе в этой группе нефтей, как и в палеозойских, возрастает содержание n -алканов от 14,9% до 20,0%.

Основываясь на полученных результатах, мы можем говорить только о тенденции к увеличению содержания n -алканов в нефтях с усилением восстановительных условий в диагенезе. Но проводить четкую диагностику морских и континентальных фаций по изученным параметрам, на наш взгляд, нельзя.

Из изопреноидных углеводородов наиболее изучены пристан и фитан. По мнению одних авторов, источником этих углеводородов является дитерпеноидный спирт фитол, составляющий 30% молекулы хлорофилла - "а" [3,4,8]. При этом реакция превращения фитола может пойти двояким путем: в окислительных условиях образуется в основном пристан, а в восстановительных - фитан [1,5,8]. По мнению других авторов, пристан мог образоваться в восстановительных условиях из моноолефинов, имеющих структурный скелет пристана, и из изопреноидных кислот, присутствующих в планктоне (морском и озерном) [2,3,7], т.е. содержание пристана и фитана в органическом веществе нефтепроизводящих отложений и в нефтях, генетически связанных с ними, может зависеть как от типа исходной органики, так и от условий ее преобразования.

В данной статье мы попытались проследить влияние типа бассейна седиментации и окислительно-восстановительных обстановок

на отношение пристана к фитану в палеозойских и юрских нефтях Западной Сибири.

У всех исследованных "морских" нефтей отношение пристана к фитану выше единицы (табл.2). При этом в палеозое с усилением восстановительных условий в диагенезе вышеназванное отношение возрастает от 1,06 до 3,13 (табл.3). Так, у группы нефтей, связанных с породами, образовавшимися в восстановительных обстановках, это отношение составляет в среднем 2,20 (1,42-3,13), а у нефтей из слабовосстановительных фаций - 1,16 (1,06-1,21). Этой закономерности не подчиняется одна нефть Верхнетарского месторождения. На данной площади, судя по имеющемуся материалу, преобладали слабовосстановительные обстановки, а отношение пристана к фитану довольно высокое - 2,06. Однако палеозойские отложения здесь пройдены одной скважиной на очень малую глубину и с низким выходом керна, который не является представительным для диагностики фаций нефтепроизводящих отложений.

Таблица 3

Распределение изопреводов в нефтях юры и палеозоя
Западно-Сибирской плиты

Фации	Окислительно-восстановительные обстановки	Отношение пристана к фитану		
		минимальное	максимальное	среднее
Морские	Восстановительные	1,42	3,13	2,20
	Слабовосстановительные	1,06	1,21	1,16
Прибрежно-морские	Восстановительные	1,66	1,70	1,68
Континентальные	Восстановительные	1,19	2,15	1,70
	Слабовосстановительные	0,82	1,05	0,94

У нефтей баженовской свиты, формировавшихся в более восстановительных условиях в сравнении с палеозойскими нефтями, отношение пристана к фитану (1,25-1,40) значительно ниже, т.е. закономерность увеличения отношения пристана к фитану с усилением восстановленности в диагенезе нарушается. Возможно, это связано со спецификой доманикодных фаций.

У нефтей из прибрежно-морских отложений (нижневасюганская подсвита), формировавшихся в восстановительных обстановках в

диагенезе, отношение пристана к фитану высокое (1,68-7,58). У одной из этих нефтей (скв.Верхнекомбарская-280) отмечается аномально высокое отношение пристана к фитану (7,85), не свойственное нефтям изучаемого региона. К сожалению, мы не имели в своей коллекции ни одной нефти, связанной с отложениями, формирование которых проходило в прибрежно-морских фациях и в слабовосстановительных обстановках. В данном случае не можем сказать, повышается ли отношение пристана к фитану с усилением восстановленности при диагенетическом преобразовании ОБ. Хотя, если судить по значению данного отношения в изученных нефтях, то можно предположить, что эта закономерность должна выполняться и для прибрежно-морских фаций.

"Континентальные" нефти представлены 7-ю пробами из тименской свиты и верхневаспганской подсвиты. У этой группы нефтей, как и у нефтей палеозоя, наблюдается увеличение отношения пристана к фитану с усилением восстановленности в диагенезе (от 0,82 до 2,15). Так, у нефтей из восстановительных фаций это отношение составляет в среднем 1,70, а у нефтей из слабовосстановительных - 0,94.

Как видно из вышесказанного, если исключить из рассмотрения специфичные доманикоядные фации, в распределении изопреноидных углеводородов прослеживается две закономерности: увеличение отношения пристана к фитану с нарастанием мористости и с усилением восстановленности среды в диагенезе. Однако обе эти закономерности проявляются одновременно, и их можно ясно выразить только при одновременном учете.

Как видно из таблицы 3, минимальное значение отношения пристана к фитану в континентальных восстановительных обстановках несколько меньше, чем максимальное значение в слабовосстановительных морских обстановках, т.е. при сравнении отдельных проб у нас могут быть и обратные соотношения. Если же одновременно с восстановленностью среды учитывать тип бассейна осадконакопления, то закономерности выражаются строго. И в морских, и в континентальных фациях группы проб, относящихся к разным восстановительным обстановкам, не перекрываются по значению этого отношения.

Если не учитывать влияние степени восстановленности, то влияние степени мористости на отношение пристана к фитану выра-

жено нечетко. Интервалы значений этого параметра для разных фаций перекрываются (для морских: 1,06–3,13; для прибрежно-морских: 1,66–1,70; для континентальных: 0,82–2,15). Если же сравнить отношение пристана к фитану в континентальных, прибрежно-морских и морских фациях, но с учетом степени восстановленности, то зависимость выражена весьма четко. В слабовосстановительных обстановках интервалы колебания этого параметра даже не перекрываются. Как видно из таблицы 3, влияние степени восстановленности выражено яснее.

Литература

1. БОГОМОЛОВ А.И. Унаследованные структурные адементы молекулы исходного органического вещества нефти как доказательство её органического происхождения. – Труды ВНИГРИ, 1964, вып.227, с.10–19.

2. ВАССОЕВИЧ Н.Б. Исходное вещество для нефти и газа. – В кн.: Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. М.: Недра, 1972, с.39–70.

3. ДЖОНС Р.Б. Химическое доказательство докембрийской жизни на Австралийском материке. – В кн.: Органическая геохимия. М.: Недра, 1970, с.105–118.

4. Изопреноидные углеводороды в нефтях. – Труды ВНИГНИ, 1972, вып. 119, с.96–106. / Авт.: ПЕТРОВ А.А., КРАСАВЧЕНКО М.И., МИХНОВСКАЯ А.А. и др.

5. ИЛЬИНСКАЯ В.В. О влиянии геолого-геохимических факторов на состав реликтовых углеводородов нефтей и органического вещества. – Геол. нефти и газа, 1980, № 2, с.39–46.

6. КОНТОРОВИЧ А.Э., СТАСОВА О.Ф. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис. – Труды СНИИГТММС, 1977, вып. 255, с.46–62.

7. Об особенностях фациально-генетических типов рассеянного органического вещества и его роли в процессах нефтеобразования. – В кн.: Исследования органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1976, с.168–175. / Авт.: МАКСИМОВ С.П., РОДИОНОВА К.Ф., БОТНЕРОВА Т.А. и др.

8. BENDORAITIS J.G., BROWN B.L., KERNER J.S. Isoprenoid

В. С. Вышемирский, Е. Ф. Доильнищын,
С. М. Рыжкова, Л. С. Ямковая

ВЛИЯНИЕ ФАЦИЙ НЕФТЕПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ НА ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА НЕФТЕЙ

Зависимость изотопного состава углерода нефтей от фаций нефтепроизводящих отложений известна уже давно [22,24]. Однако она признается далеко не всеми исследователями, и в последние годы в литературе обсуждаются многие другие факторы, которые, якобы, влияют на изотопный состав углерода нефтей и других горючих ископаемых не в меньшей степени, чем фации, или даже в большей. К таким факторам относятся генетический тип материнского органического вещества, степень катагенеза, геологический возраст, процессы миграции и некоторые другие.

В связи с этим авторы данной статьи, располагая значительным материалом по нефтям, битумоидам и ряду компонентов тех и других, сделали попытку проследить влияние фаций на изотопный состав углерода нефтей, в основном по коллекции, собранной в юго-восточных и центральных районах Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции.

Изотопный состав углерода определялся как у нефтей в целом, так и у температурных фракций, у компонентов группового состава и у многих индивидуальных углеводородов, выделенных из нефтей посредством препаративной хроматографии (главным образом у нормальных алканов). Содержания стабильных изотопов углерода измерялись на масс-спектрометре МИ-1301, модернизированном для прецизионных измерений методом раскомпенсации. Предложенная нами схема измерения показана на рис.1.

Принцип работы схемы следующий. При переключении клапанов напуска (VL) поочередно "стандарт" - "образец" выходной сигнал

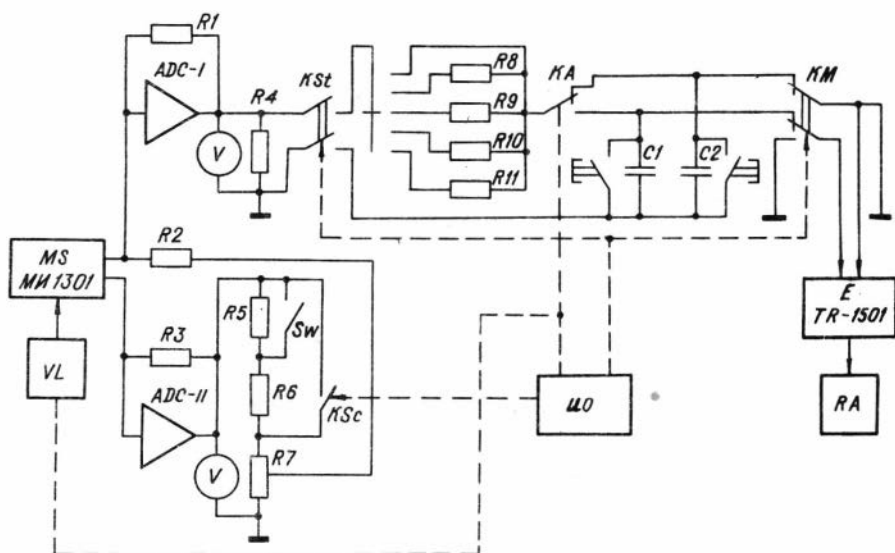


Рис. 1. Схема масс-спектрометрических измерений изотопных отношений углерода

с усилителя постоянного тока (ADC-I) через стробирующий (KSt) и накопительный (KA) ключи подается на конденсаторы C_1 или C_2 . (KSt) служит для задержки поступления сигнала на конденсаторы на время стробирования, необходимое для завершения переходных процессов в масс-спектрометре (MS) и ADC при смене газа "стандарт"-"образец" или при записи масштаба (включение и выключение сопротивления $R_5 + R_6$ или R_6). Время стробирования и время интегрирования выбирается в зависимости от величины $\delta^{13}C$.

Разность сигналов (разность напряжений) считывается с конденсаторов C_1 и C_2 электрометром (E) во время стробирования и записывается регистрирующим устройством (RA) на диаграммной бумаге или цифропечатающим устройством. Нулевое значение сигнала, т.е. нуль E, записывается за время накопления при замкнутых измерительных ключах (KM). Весь процесс измерения автоматизирован блоком управления (УО)

Для записи масштаба производится напуск газа - "стандарта". При этом с делителя напряжения R_7 за счет подключения и отключения сопротивления $R_5 + R_6$ (или только R_6) масштабным ключом (KB_c) снимается напряжение, равное 1% или 0,5% от I^+ массы 45^+ "стандарта".

Описанная схема измерения позволяет записывать разность отношений ионных токов образца и стандарта, привязанную не к нулевой линии ADC MS, а к нулевой линии RA, которое практически не имеет дрейфа нуля.

Результат измерения вычисляется по формуле

$$\delta^{13}C = \frac{\Delta U}{\Delta U_{sc}} \cdot \frac{\Delta R}{\Delta R + R_7}$$

где ΔU - напряжение раскомпенсации "образец"-"стандарт", ΔU_{sc} - напряжение, равное величине масштаба, ΔR - сопротивление, равное 1% (или 0,5%) делителя напряжения R_7 .

Относительная погрешность измерения рассчитывается по формуле:

$$\xi = \frac{\Delta \delta}{\delta} = \frac{(\Delta U)'}{\Delta U} + \frac{(\Delta U_{sc})'}{\Delta U_{sc}} + \frac{(\Delta R)'}{\Delta R} + \frac{(\Delta R + R_7)'}{\Delta R + R_7}$$

где $(\Delta U)'$ и $(\Delta U_{sc})'$ - погрешности измерения напряжений, соответствующие величинам ионных токов "образца" и "стандарта", $(\Delta R)'$ и $(\Delta R + R_7)'$ - погрешности допуска сопротивлений.

В нашем случае абсолютная погрешность равна 0,2%. Реальная погрешность, получаемая путем статистической обработки многих измерений, находится в тех же пределах [16].

В качестве лабораторного стандарта используется диффузивное масло с $\delta^{13}C = -25,0 \pm 0,05\%$ к международному стандарту PDB. Приготовление проб CO_2 из различных образцов и стандарта осуществлялось в реакторе, представляющем собой две замкнутые ветви, выполненные из кварцевой трубки [11]. Полученный газ очищался путем криогенной разгонки.

Основные результаты изучения изотопного состава углерода нефтей в целом показаны на рис.2 и табл.1. Сто двадцать проб нефтей

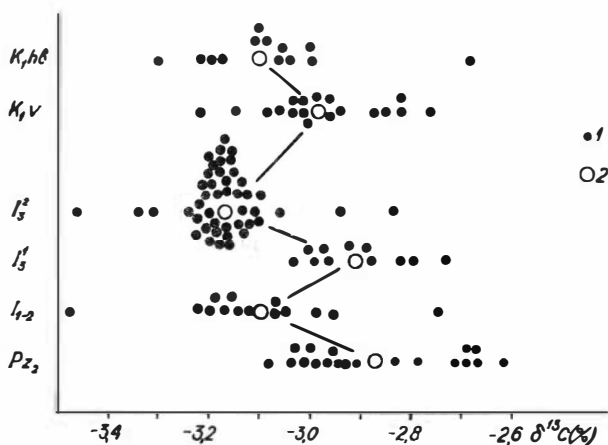


Рис. 2. Изотопный состав углерода нефтей
 1 - отдельные пробы нефтей,
 2 - средние данные по нефтеносным толщам.

Таблица I
 Изотопный состав углерода нефтей Западной Сибири

Возраст	Преобладающие фации	Кол-во проб	$\delta^{13}\text{C}$ (%)		
			макс.	мин.	средн.
K_{1h-b}	Прибрежные, заливные	13	-2,69	-3,30	-3,10
K_{1v}	Терригенные мелководно-морские	18	-2,76	-3,22	-2,98
J_3^2	Переходные, озерно-болотные, угленосные	45	-2,84	-3,47	-3,17
J_3^1	Терригенные морские	11	-2,82	-3,04	-2,91
J_{1-2}	Озерно-аллювиальные, угленосные	14	-2,74	-3,48	-3,10
P_{z2}	Карбонатные морские	19	-2,61	-3,09	-2,87

получены из 5-ти продуктивных толщ, отчетливо различающихся по фаціальным обстановкам осадконакопления. Во всех случаях имеется уверенность в том, что обуславливающие здесь нефти образовались в тех толщах, в каких они сейчас залегают. Нефти неясного происхождения, возможно, испытавшие значительную вертикальную миграцию из одной продуктивной толщи в другую, в данной статье не рассматриваются. Таких нефтей сравнительно немного, порядка 20-ти. Если их учесть, они повлияют на средние изотопные данные по толщам лишь в пределах нескольких сотых долей процента.

Средний палеозой (нефти получены из силура, девона и нижнего карбона) представлен органогенными и хемогенными известняками, содержащими разнообразную фауну открытого моря, с единичными пачками алевроито-глинистых пород. Выше лежащая тименская свита (нижняя-средняя яра) полифаціальна. Преобладают озерные, аллювиальные и болотные (в значительной части угленосные) фации. Вместе с тем в этой свите имеются глинисто-алевритовые пачки, формировавшиеся в каком-то крупном спокойном бассейне, возможно, временами имевшем связь с морем.

Васпганская свита (верхняя яра) делится на две подсвиты. Нижняя - трансгрессивная. Она представлена однородными глинами, содержащими морскую фауну, с редкими и тонкими песчано-алевритовыми пропластками. Верхняя подсвита регрессивная. Она сложена линзовидными пачками глинисто-алевритовых и песчаных пород. Верхняя (а нередко и средняя) часть подсвиты на большинстве разведочных площадей угленосна. К ней приурочен продуктивный пласт К-І, являющийся основным на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазосной провинции. Нижняя подсвита несомненно морская, а верхняя - полифаціальная. В ней преобладают фации переходного характера от прибрежно-морских к пресноводным, а также озерно-болотные и угленосные фации.

Валанжин на изучавшихся нами месторождениях представлен терригенными мелководно-морскими отложениями, частично, вероятно, прибрежными, а готерив-баррем - прибрежными, заливными, возможно, лагунами, значительно опресненными.

Таким образом, имеет место чередование в разрезе морских (или преимущественно морских) и пресноводных нефтеносных толщ. В строгом соответствии с этим наблюдается чередование нефтей с относительно тяжелым и легким углеродом. Особенно четко это вы-

ражено по средним данным: в морских толщах $\delta^{13}\text{C}$ составляет - 2,87‰ и -2,91‰, в мелководно-морской - 2,98‰, в прибрежной -3,10‰ и в пресноводных толщах -3,10‰ и -3,17‰. Минимальные значения $\delta^{13}\text{C}$ тоже хорошо отражают эту закономерность (таблица 1): самые низкие значения - у нефтей пресноводных толщ, относительно высокие - у нефтей морских толщ. По максимальным значениям $\delta^{13}\text{C}$ влияние фаций не выражено. К этому вопросу мы вернемся ниже.

Облегчение углерода от морских отложений к пресноводным прослеживается и по многим компонентам нефтей. В таблице 2 приведены средние данные по изотопному составу углерода ряда групповых фракций нефтей (108 проб). Из углеводородных фракций изучались парафино-пиклопарафиновая (ППП), моно-циклоароматическая (МЦА), неконденсированная би-циклоароматическая (НБЦА), конденсированная би-циклоароматическая (КБЦА) и полициклоароматическая (ПЦА), а из неуглеводородных фракций - смолы бензолные, спиртобензолные и четыреххлоруглеродистые, а также асфальтены. Все эти компоненты во всех без исключения случаях у нефтей из морских толщ имеют более тяжелый углерод, чем у нефтей из пресноводных толщ.

В таблице 3 по 85-ти пробам выведены средние данные по изотопному составу нормальных алканов из нефтей трех толщ: одной морской (средний палеозой) и двух пресноводных. Здесь тоже во всех случаях у "морских" алканов углерод значительно тяжелее, чем у "пресноводных". Даже по температурным фракциям, состав и свойства которых зависят от многих факторов, влияние фаций на изотопный состав углерода выражено вполне ясно. Как видно из таблицы 4, составленной по 92-м пробам, в морских толщах у всех фракций нефтей углерод тяжелее, чем у соответствующих фракций нефтей в пресноводных толщах. Имеется лишь одно отклонение: углерод фракции 500-550° у "морской" палеозойской нефти легче, чем у "пресноводной" нефти из пласта Ю-1.

Приведенные материалы позволяют утверждать, что в Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции не только нефти, но и практически все компоненты их в морских отложениях имеют более тяжелый углерод, чем в пресноводных. Видимо, это главная закономерность в изотопном составе углерода нефтей. И она вполне согласуется с хорошо изученными особенностями изотопного фракционирования углерода.

Таблица 2

Изотопный состав углерода компонентов группового состава нефтей ($\delta^{13}\text{C}, \%$)

Возраст	ПЦП	МЦА	НБЦА	КБЦА	ЩА	С м о л и			Асфальтены
						бенз.	сп/б	ССІ ₄	
J ₃ ²	-3,26	-3,27	-3,18	-3,14	-3,16	-3,15	-3,16	-3,19	-3,09
J ₃ ¹	-3,12	-3,14	-2,93	-3,07	-	-2,89	-2,86	-2,75	-2,97
J ₁₋₂	-3,26	-3,26	-3,24	-3,26	-3,16	-3,15	-3,22	-3,15	-3,19
P ₂₂ [!]	-3,00	-3,00	-2,95	-2,98	-2,99	-2,99	-3,06	-2,98	-3,03

Таблица 3

Изотопный состав углерода нормальных алканов нефтей ($\delta^{13}\text{C}, \%$)

Н-алканы	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C ₁₄	C ₁₅	C ₁₆	C ₁₇	C ₁₈	C ₁₉	C ₂₀
Возраст														
J ₃ ²	-	-4,06	-	-3,41	-3,36	-3,06	-3,17	-	-	-3,28	-3,27	-3,28	-3,29	-
J ₁₋₂	-	-	-	-3,33	-3,34	-3,30	-3,28	-3,31	-3,35	-3,30	-3,30	-3,31	-3,31	-3,12
P ₂₂	-2,83	-3,07	-2,94	-3,06	-3,09	-2,91	-2,71	-2,73	-2,72	-2,72	-2,73	-2,72	-2,71	-2,68

Таблица 4

Изотопный состав углерода температурных фракций нефтей ($\delta^{13}\text{C}, \%$)

Фракция	до 200°	200-250°	250-300°	300-350°	350-400°	400-450°	450-500°	500-550°
Возраст								
J ₃ ²	-3,18	-3,19	-3,18	-3,20	-3,20	-3,16	-3,19	-3,15
J ₃ ¹	-2,73	-2,87	-2,81	-2,84	-2,88	-2,89	-2,87	-2,79
J ₁₋₂	-3,13	-3,25	-3,22	-3,23	-3,24	-3,26	-3,30	-
P ₂₂	-2,91	-2,93	-2,99	-3,00	-3,06	-3,06	-3,07	-3,21

Наиболее значительное изотопное фракционирование происходит при растворении атмосферной углекислоты в морской воде с образованием бикарбоната. В результате в морских известняках углерод в среднем на 0,7% тяжелее, чем в атмосферной углекислоте [5,22]. Следовательно, исходный для фотосинтеза углерод у морских растений намного тяжелее, чем у наземных и пресноводных. Кроме того, наземные растения в процессе фотосинтеза накапливают легкий углерод интенсивнее, чем морские. Этот эффект по оценке Ф.Газзари-ни может достигать нескольких десятых долей процента [20]. По этим причинам морская биомасса, по сравнению с пресноводной и наземной, утяжелена по углероду на 0,7-1,0% и более [6,7].

Примерно такие же соотношения сохраняются у органического вещества современных осадков и древних отложений. Правда, различия между органикой морских и пресноводных отложений могут быть и меньше, поскольку в морских отложениях нередко имеется примесь органического вещества континентального происхождения. Между нефтями разных толщ разница в изотопном составе углерода обычно тоже меньше, чем между морской и пресноводной биомассой. Об этом можно судить и по приведенным выше материалам. Данное обстоятельство скорее всего объясняется полифазностью многих нефтепроизводящих толщ.

В общем относительное утяжеление углерода в морских отложениях по сравнению с пресноводными, несмотря на некоторые осложнения, достаточно отчетливо прослеживается от живых организмов к органическому веществу илов и пород и затем к нефтям. Почти во всех изученных нефтегазоносных провинциях мира у "морских" нефтей углерод тяжелее, чем у "пресноводных".

Однако эта главная закономерность в отдельных случаях затуманивается, вследствие влияния на изотопный состав углерода нефтей и других органических материалов также и иных факторов, в частности генетических типов исходного органического вещества, которым многие исследователи в последнее время придают особенно большое значение. При этом намечается эффект, противоположный влиянию фаций. Поскольку липидная часть органического вещества по углероду изотопно легче органического вещества в целом [7,10], можно ожидать, что сапропелевое органическое вещество при прочих равных условиях (этот принцип обязательно должен выполняться) будет по углероду изотопно легче гумусового и что эти соотноше-

ния будут сохраняться у соответствующих битумоидов. В частности, работами ВНИГНИ показано, что у хлороформенных битумоидов, связанных с сапропелевым органическим веществом, углерод заметно легче, чем у битумоидов, связанных с гумусовым органическим веществом [1,2]. Подобные данные получены и авторами данной статьи: линейная связь содержания сапропелевого материала в рассеянном органическом веществе с $\delta^{13}\text{C}$ этого вещества выразилась коэффициентом корреляции - 0,553.

С другой стороны, сапропелевого материала, богатого липидами, в морской биомассе обычно больше, чем в пресноводной и наземной. В связи с этим высказываются предположения о том, что в морских отложениях могут формироваться нефти с более легким углеродом, чем в пресноводных. Такие материалы, правда, требующие дополнительного изучения, уже появляются в литературе [12,18]. Тем не менее это направление в интерпретации изотопного состава углерода органических материалов остается еще малоизученным и в значительной мере сомнительным.

Липиды, по-видимому, действительно являются по углероду наиболее легкими компонентами органического вещества. Однако влияние фаций на изотопный состав углерода прослеживается практически по всем компонентам органического вещества. Так, по данным Э.М.Галимова и В.Г.Ширинского, от морских организмов к пресноводным и наземным углерод облегчается и у липидов, и у аминокислот, и у остаточного органического вещества (без липидов), и у органического вещества в целом [6]. А.Ниссенбаум показал, что у морских гуминов углерод значительно тяжелее, чем у наземных [21]. В материалах Э.М.Галимова и В.Г.Ширинского все компоненты органического вещества в морских обстановках по углероду тяжелее любого из изученных компонентов органического вещества в пресноводных и наземных обстановках.

Поэтому относительное обогащение какой-либо конкретной пробы липидами может и не привести к существенному облегчению её по углероду. Более того, изменение соотношений между другими компонентами органического вещества может обусловить даже утяжеление такой пробы по углероду. Например, в сапропелевых углях липидов значительно больше, чем в гумусовых, но у первых углерод, как правило, тяжелее, чем у вторых [2,3].

Влияние фаций на изотопный состав сапропелевого органичес-

кого вещества ясно выражено на материалах по многим месторождениям горючих сланцев, приведенных в работе Г.П.Мамчура с соавторами [8]. Для сланцев эпиконтинентальных озер характерны значения $\delta^{13}\text{C}$ порядка - 2,8%, а для сланцев морских толщ - порядка - 2,0%.

Весьма показательны наблюдения за изменениями изотопного состава углерода органического вещества современных морских осадков под влиянием приноса с суши преимущественно гумусового органического материала. В таких случаях отчетливо фиксируется облегчение углерода как с приближением к источнику гумусового материала по простиранию [23], так и по разрезу океанических осадков в пластах, обогащенных терригенным органическим материалом [10]. Если гумусовое органическое вещество в любой фации относительно тяжёлое по углероду, то при переносе из континентальных условий в морские оно оказывается изотопно легче сингенетического органического вещества.

Рассмотренные материалы свидетельствуют о том, что изотопные различия по углероду между генетическими типами органического вещества в общем не нарушают основную закономерность, заключающуюся в облегчении углерода органических веществ, в том числе и нефтей, от морских фаций к континентальным, но могут осложнять эту закономерность. В связи с этим вернемся к максимальным (для каждой толщи) значениям ^{13}C в таблице I. Возможно, что эти единичные значения, не согласующиеся с фациями пресноводных толщ (J_{1-2} , J_3^2), связаны с локальными максимумами в относительном содержании гумусового материала.

Влияние фаций на изотопный состав углерода нефтей может быть значительно искажено процессами миграции. При этом имеется в виду не изотопное фракционирование. Оно, как убедительно показывают элементарные расчёты [4] и экспериментальное моделирование, даже для низкомолекулярных жидких углеводородов совершенно не существенно. Правда, С.Р.Силверман на примере месторождения Кирекере (Венесуэла) пытался показать облегчение углерода нефти вследствие миграции [17]. Однако в предполагаемом направлении миграции существенно изменялся состав нефти: уменьшились содержания карбонильных групп, серы, ванадия, возросла парафинистость. То есть произошло фракционирование компонентов нефти, которое отразилось на изотопном составе суммарного угле-

рода нефти. По существу эту же точку зрения в общей форме высказал и С.Р.Силверман в обсуждаемой работе, но он не принял её во внимание при интерпретации конкретных данных.

Последовательную позицию в этом вопросе занял Э.М.Галимов с соавторами в работе по нефтям Среднекаспийского бассейна [13], объясняя облегчение по углероду нефтей, испытавших латеральную миграцию, частичной потерей ими изотопно тяжёлых низкокипящих метаново-нафтеновых углеводородов.

Однако подобные эффекты имеют, видимо, ограниченное распространение. В частности, в нашей коллекции имеется 20 нефтей, которые с большой уверенностью можно считать во вторичном залегании. Однако все они сохранили изотопный состав углерода, типичный для нефтей тех толщ, из которых они, скорее всего, мигрировали.

Некоторые исследователи отмечают существенную зависимость изотопного состава углерода нефтей и других горючих ископаемых от степени катагенеза и глубины залегания [9,14]. Однако особенности изотопного состава углерода нефтей, отмечающиеся в этих работах, возможно, определяются другими факторами, в частности фаціальными обстановками.

Теоретическое исследование этого вопроса, насколько нам известно, проводилось только Э.М.Галимовым [5]. Рассчитав величины термодинамического изотопного фактора по последовательным стадиям катагенеза, он показал, что "изотопный состав угля в процессе углефикации изменяется крайне незначительно" [5, с.130]. Этот вывод был подтвержден специальными исследованиями природных объектов [15] и экспериментальным моделированием. Очевидно, он правомерен также для рассеянного органического вещества и, вероятно, для нефтей, о чем свидетельствуют, например, экспериментальные материалы по термокатализу [19].

В наших данных по нефтям влияние катагенеза и глубины залегания на изотопный состав углерода нефтей никак не выражено. Сверху вниз от готерив-баррема к среднему палеозою (табл.1) степень углефикации рассеянного органического вещества возрастает примерно на 2,5 стадии (от длиннопламенной до конца жирной), а глубина залегания продуктивных пластов - почти на 2 км (от 1,6-2 км до 3-3,9 км). Однако изотопный состав углерода нефтей изменяется по разрезу не однонаправленно, а периодически. Для

каждой нефтеносной толщи была проведена корреляция изотопного состава углерода нефтей с глубиной их залегания. Во всех случаях коэффициенты корреляции оказались явно незначительными, очень близкими к нулю.

Из всех факторов, возможно, влияющих на изотопный состав углерода нефтей, наименее ясным является, пожалуй, геологический возраст. Наиболее распространено представление об отсутствии существенного влияния возраста, во всяком случае, в фанерозое или в послекембрийской истории. Наши материалы вполне согласуются с этим представлением. Об этом можно судить по таблице I.

Резюмируя все вышесказанное, можно заключить, что фациальные условия осадконакопления являются ведущим фактором формирования изотопного состава углерода нефтей и других органических веществ, связанных с осадочными породами.

Литература

1. БОТНЕВА Т.А. Особенности изотопного состава углерода органического вещества нефтегазоматеринских пород. — В кн.: IV Всесоюз. симпозиум по геохимии стабильных изотопов. — М.: 1972, с.76–77.
2. БОТНЕВА Т.А., МИЗУЛИНА Н.Б. Особенности изотопного состава углерода гумусовых и сапропелевых углей. — Труды ВНИИГНИ, 1975, вып. 174, с.29–38.
3. ВЫШЕМИРСКИЙ В.С., ДОИЛЬНИЦЫН Е.Ф., ШОРИН В.П. Изотопный состав углерода и их битумоидов. — Докл. АН СССР, 1968, т.183, №5, с.1178–1180.
4. ГАЛИМОВ Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. — М.: Недра, 1968. — 224 с.
5. ГАЛИМОВ Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1973. — 384 с.
6. ГАЛИМОВ Э.М., ШИРИНСКИЙ В.Г. Упорядоченное распределение изотопов углерода в индивидуальных соединениях и компонентах липидной фракции организмов. — Геохимия, 1975, № 4, с.503–528.
7. ДЕГЕНС Э.Т. Биогеохимия устойчивых изотопов углерода. — В кн.: Органическая геохимия. Л.: Недра, 1974, с.207–228.
8. Изотопный состав углерода горючих сланцев. — В кн.:

УІ Всесоюз. симпозиум по стабільным изотопам в геохимии. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1976, с.124-126. / Авт.: МАМЧУР Г.П., БУИМОВ В.М., ШАБО Э.В., ЯРЫНЫЧ О.А.

9. КРЫЛОВА Т.А., БЛОХИНА Г.Т. Оценка условий формирования залежей нефти в Куйбышевском Поволжье по данным изотопных исследований. М.: ВНИИГПТ, 1979, с.35-41.

10. Некоторые аспекты органической геохимии глубоководных океанических отложений.- В кн.: УІІ Всесоюз. симпозиум по стабільным изотопам в геохимии. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1978, с.188-191. / Авт.: ГАЛИМОВ Э.М., КОДИНА Л.А., ГЕНЕРАЛОВА В.Н. и др.

11. Некоторые усовершенствования в установках по определению отношений изотопов углерода (^{12}C и ^{13}C).- В кн.: УУ Всесоюз. симпозиум по геохимии стабільных изотопов. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1972, с.153-154. / Авт.: ДОИЛЬНИЦЫН Е.Ф., ДИТЯТИН А.М., ЗЮЗИН В.И., ПЕРЦЕВА А.П.

12. Основные закономерности изменения изотопного состава углерода нефтей Сибири.- В кн.: УІІ Всесоюз. симпозиум по стабільным изотопам в геохимии. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1978, с.286-288. / Авт.: ГОЛЫШЕВ С.И., КОНТОРОВИЧ А.Э., СТАСОВА О.Ф., РОЖНЕВ А.Н.

13. О формировании зон нефтегазонакопления в пределах Среднекаспийского бассейна по данным изотопного состава углерода нефтей.- Геохимия, 1975, № 7, с.963-978. / Авт.: ГАЛИМОВ Э.М., ГЕОДЕКЯН А.А., ГАЛИМОВА Л.В., ТРОЦКО В.Я.

14. ПАНКИНА Р.Г., ДАХНОВА М.В., ГУРИЕВА С.М. Влияние глубин залегания на изотопный состав углерода нефтей.- В кн.: УІ Всесоюз. симпозиум по стабільным изотопам в геохимии. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1976, с.78-79.

15. Поведение стабільных изотопов углерода углей в процессе катагенеза.- Докл. АН СССР, 1974, т.218, № 2, с.449-451. / Авт.: ВЫШМИРСКИЙ В.С., ДОИЛЬНИЦЫН Е.Ф., ПЕРЦЕВА А.П., ШУРИН В.П.

16. Проблема нефтегазонасности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности.- Новосибирск: Наука, 1976.- 237 с.

17. СИЛВЕРМЭН С.Р. Миграция и сегрегация нефти и газа.- В кн.: Органическая геохимия. Вып. I. М.: Недра, 1967, с.109-125.

18. СМАХТИНА А.М. Применение изотопного состава серы и углерода для выяснения источников генерации нефти и путей её миграции (на примере Амударьинской синеклизы).- В кн.: УІ Всесоюз.

симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1976, с. II2-II4.

19. ШИРИНСКИЙ В.Г., ПУСТЫЛЬНИКОВА С.Д., ГУЛЯЕВА Л.А. Изотопные эффекты по углероду при термokatалитическом синтезе углеводородов на основе oleиновой кислоты.- В кн.: IV Всесоюз. симпозиум по геохимии стабильных изотопов. М.: ГЕОХИ АН СССР, 1972, с. 100-101.

20. GAZZARINI F. La distribuzione degli isotopi del carbonio nei processi di genesi ed evoluzione del petrolio.- La Rivista dei combustibili, 1967, vol.21, N° 7-8, pp.377-388.

21. NISSENBAUM A. The organic geochemistry of marine and terrestrial humic substances: implications of carbon and hydrogen isotope studies.- Adv. Org. Geochem., 1973. Paris, 1974, pp. 39-52.

22. RANCIAMA K. Progress in isotope geology.- N.-Y.-L.- 1967.- 705 p.

23. SHULTZ D.J., CALDER J.A. Organic carbon $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ variations in estuarine sediments.- Geochim. et Cosmochim. acta, 1976, vol.40, N° 4, pp.381-385.

24. SILVERMAN J.R., EPSTEIN S. Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials AAPG, 1958, vol.42, N° 5, pp.998-1012.

А.С.Зингер, Л.Д.Тальнова

СПЕЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ - РЕШАЮЩИЙ ФАКТОР ФОРМИРОВАНИЯ
ГЕНЕТИЧЕСКИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ВОДНОРАСТВОРИМЫХ
ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ

Две полярные группы исходного органического вещества (ОВ) - гумусовое и сапропелевое, дающие в зоне катагенеза начало двум различным рядам углеводородов, характеризуются также и принципиально различным сочетанием кислородных соединений, в частности карбонильных, карбоксильных и фенольных форм кислорода, отделяю-

щихся от керогена пород в процессе генерации углеводородов на различных этапах карбонизации органического вещества. По указанным формам органических кислородных соединений были определены два крайних генетических типа (генотипа) ОВ пластовых вод [3]. Один из них приурочен к литолого-стратиграфическим толщам, обогащенным преимущественно гумусовым ОВ, второй – к разрезам с преобладанием в исходном рассеянном органическом веществе (РОВ) сапропелевого материала.

Таким образом наметилась возможность выяснения роли и влияния в формировании ОВ подземных вод фациальных условий бассейнов седиментации, определяющих типы исходного РОВ, а следовательно, и известную направленность и дифференциацию процессов нефтегазообразования. Из кислородных соединений ОВ подземных вод наиболее информативными в этом плане оказались низшие органические кислоты, сложные эфиры, фенолы, спирты и углеводы.

Сравнительный анализ распределения кислородсодержащих компонентов воднорастворенного ОВ (ВОВ) выполнен для хорошо изученных разрезов мезозоя и палеозоя юго-восточных районов Западно-Сибирской и Русской платформ, а также севера Предкавказской платформы. По юго-востоку Русской платформы использовался материал по воднорастворенным ингредиентам ОВ подземных вод палеозойских отложений девона и карбона, характеризующихся широким развитием континентальных и авандельтовых фаций, что привело к преобладанию в составе РОВ пород гумусового материала [5]. В пределах северной части Предкавказской платформы изучалось ОВ подземных вод нижнемеловых и среднеюрских отложений мегавала Карпинского с различными исходными типами РОВ [1]. В Западной Сибири исследованы подземные воды, приуроченные к разрезам баженновской свиты, обогащенным сапропелевым типом РОВ, и к разрезам тюменской свиты, в отложениях которой развито преимущественно гумусовое РОВ.

Органическое вещество подземных вод при преобладании в РОВ пород гумусового материала характеризуется удивительно выдержанным составом низших жирных кислот. Здесь доминируют самые легкие жирные кислоты – уксусная и "муравьиная", являющиеся продуктами анаэробного брожения клетчатки и сахаров. Их содержание от суммы кислот составляет 90–100%. Исключением являются воды тюменской свиты Среднего Приобья, где наблюдается повышенное содержа-

ние масляной кислоты (в среднем 26%). Последнее связано с тем, что здесь в некоторых случаях РОВ пород представлено не только сап_опелито-гумитами, а имеет примесь гумито-сапропелита [8]. На ряде площадей преобладающее значение в составе РОВ приобретает сапропелевый материал.

В других районах также наблюдается возрастание роли масляной кислоты в составе ОВ подземных вод за счет сапропелевого материала. Это, например, имеет место в водах авандельтовых отложений среднего девона юго-востока Русской платформы, формировавшихся в условиях подвижной береговой линии морских бассейнов, и особенно в прибрежных зонах вааленского бассейна северо-востока Предкавказской платформы, где в осадках гумидных фаций захоронилось не только гумусовое ОВ за счет привноса его с суши, но и смешанное и даже сапропелевое за счет пышного развития морского биоса [6]. Соотношение уксусной и "муравьиной" кислот варьирует в широких пределах и определяется палеоландшафтными климатическими и геохимическими условиями формирования исходного гумусового материала (рис.1).

Максимальные концентрации "муравьиной" кислоты (от 45 до 100%) характерны для вод, приуроченных к отложениям прибрежно-морских и континентальных фаций гумидных климатических зон, особенно при господстве резко выраженных восстановительных условий осадконакопления (табл.1).

Наряду с низшими органическими кислотами ОВ пластовых вод генотипа гумусовой основы обогащено также кислородсодержащими компонентами эфирной группы. При сравнительно невысокой степени "зрелости" исходного гумусового РОВ ($МК_1^1 - МК_1^2$) они вообще преобладают в балансе всех гетерогенных соединений. Концентрации летучих эфиров колеблются в таких случаях от 10 до 31 мг/л, а общая доля их составляет в среднем 75%. Второе место занимает кислоты (17%). Относительная доля остальных гетерогенных компонентов ОВ невелика и не превышает 8-9%.

Органическое вещество пластовых вод при преобладании в исходном РОВ пород сапропелевого материала, по сравнению с гумусовым генотипом, более разнообразно по компонентному составу легких жирных кислот (рис.2). В составе кислот почти всегда имеется уксусная кислота, но относительное содержание ее невелико и в большинстве случаев колеблется от 2-5 до 20-30%. Только в неко-

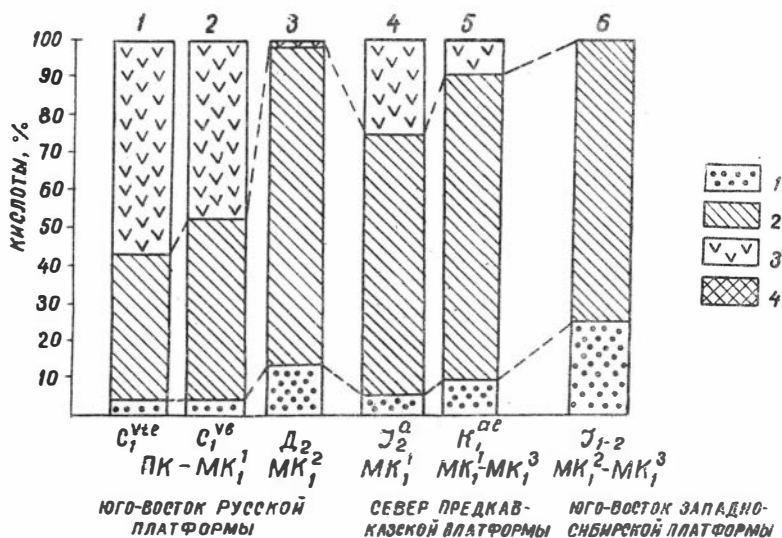


Рис. 1. Эталонные соотношения низших органических кислот в ОВ подземных вод с преобладанием в исходном РОВ гумусового материала

Органические кислоты: 1 - масляная, 2 - уксусная, 3 - "муравьиная", 4 - пропионовая

торых отложениях (где по условиям седиментации могло формироваться не только сапропелевое, но и смешанное ОВ) оно увеличивается до 45–50%. По соотношению других жирных кислот - пропионовой, масляной и "муравьиной" выделяются 3 разновидности (подтипа) ВОВ сапропелевого генотипа:

- а) с преобладанием масляной кислоты (до 70–80%);
- б) со значительным содержанием "муравьиной" (30–35%) в сочетании с масляной (30–40%);
- в) с преобладанием пропионовой кислоты (от 55 до 82%), иногда со значительной примесью масляной.

Разнообразие компонентного состава низших жирных кислот ВОВ сапропелевого генотипа связано с фациальными и палеоклиматическими особенностями древних морских бассейнов (реже опресненных внутриконтинентальных водоемов), обеспечивавших развитие то зоопланктона, то фитопланктона, то того и другого совместно.

Изменение концентраций "муравьиной" кислоты
в ВОВ в зависимости от палеоклиматических условий
формирования ВОВ

Палеоклимат	Фациальные условия формирования исходного ВОВ пород, район, возраст	Концентрации "муравьиной" кислоты (% от Σ кислот)	Глубина, м
Гумидный	Прибрежно-морские фации. Предкавказская платформа, мегавал Карпинского $J_2 - K_1$	26 - 46	800 - 1500
Гумидный	Континентальные, угленосные фации. Юго-восток Русской платформы. C_{1V} .	30 - 100	1400 - 2600
Семияридный	Авандельтовне фации. Юго-восток Русской платформы. D_2	3 - 6	1800 - 1900

Так, например, преобладание в составе ВОВ подземных вод "муравьиной" кислоты (30-35%) в сочетании с повышенным содержанием масляной (до 40%) отмечается в водах баженовской свиты юго-восточных районов Западной Сибири. В этой свите сапропелевый материал представлен исключительно морским фитопланктоном. Как известно, у многих видов организмов морского и пресноводного фитопланктона конечным продуктом фотосинтеза являются не углеводы, как у большинства растительных организмов, а жиры. Особенно высоко содержание жиров (от 20 до 73%) и белков у широко распространенных в фитопланктоне диатомовых водорослей. Вероятно, последним обстоятельством и объясняются повышенные концентрации масляной кислоты, являющейся одним из продуктов анаэробного преобразования липидов, совместно с "муравьиной" - компонентом, несомненно генетически связанным с углеводами растительных организмов, особенно водорослей.

Авлогенное генетическое единство повышенных концентраций

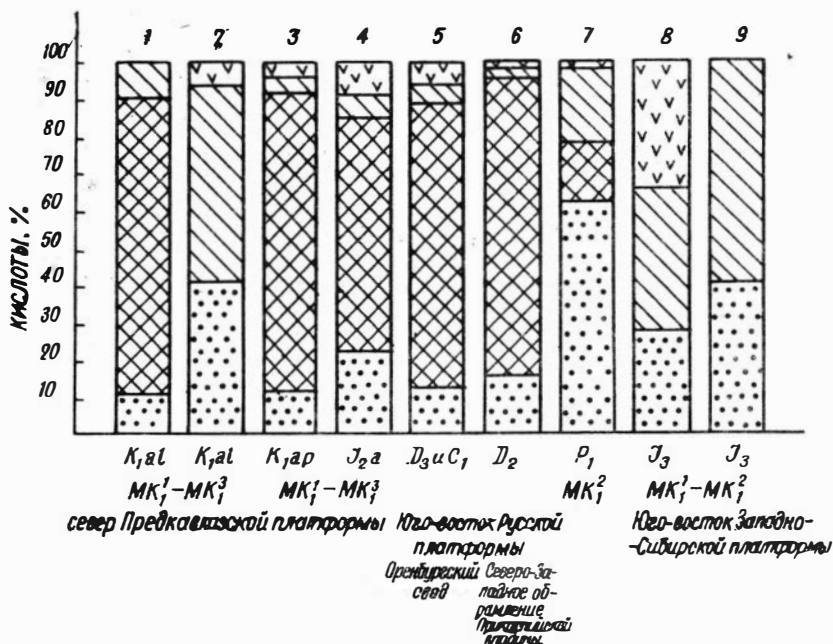


Рис. 2. Этапные соотношения неживых органических кислот в ОВ подземных вод с преобладанием в источнике РОВ сапропеллевого материала

1, 2 - морские фашии, гумидный климат; 3 - морские фашии, аридный климат; 4 - морские фашии, максимальная гумидизация климата; 5 - морские фашии, субарктический климат; 6 - авангардные, ледовые и застойные фашии; 7 - рифтогенные фашии; 8, 9 - морские антропогенно-ледовые фашии, субарктический климат; органические кислоты - см. рис. 1

"муравьиной" и масляной кислот, составляющих в сумме 70-90%, отмечено также в районах Западного Прикаспия в водах нижнего триаса, сложенного осадками обширных опресненных внутриконтинентальных бассейнов, характеризовавшихся пышным развитием харофитов.

Повышенные концентрации пропионовой кислоты оказались типичными для ОВ пластовых вод, приуроченных к морским фашиям, формировавшимся в условиях развивавшихся трансгрессий при сокращенном привносе обломочного материала с суши, особенно в периоды значительной аридизации климата, что не способствовало развитию растительности на прилегающих участках суши. Подобная фашиальная

обс. зновка формирования исходного, преимущественно сапропелевого РОВ, характерна для апта мегавала Карпинского. На обширной территории мегавала в составе ОВ пластовых вод наблюдается доминирование пропионовой кислоты — от 80 до 86% от общей суммы кислот, сопровождающееся очень высокими концентрациями летучих фенолов (до 5–10 мг/л) и аммонного азота (до I–I,79 мг/л). Все три ингредиента несомненно генетически могут быть обусловлены большим участием в составе исходного сапропелевого РОВ элементов белково-углеродного материала.

На тех же участках мегавала Карпинского в водах альба наблюдается совершенно иной компонентный состав ОВ. Формирование исходного РОВ альбских отложений происходило в иных, нежели в аптский век, палеоклиматических и фацциальных условиях — при значительной гумидизации климата, сопровождавшейся похолоданием, пр. усиленном сносе тирригенного материала с Воронежско-Ставропольской суши. Все это привело к пышному развитию биоса в морском бассейне, а также к расцвету растительности на суше и в пресноводных бассейнах. В результате в водах альбских отложений мегавала Карпинского сформировался генетический тип ВОВ, аналогичный сапропелевому генотипу ВОВ баженовской святи Западной Сибири, связанному с преобразованием ОВ фитопланктона.

Совершенно иное сочетание основных компонентов ОВ наблюдается в водах рифогенных фаций нижней перми бортовой зоны Прикаспийской впадины. В составе ВОВ среди кислот преобладает масляная (от 32 до 90%), иногда встречается пропионовая (от 6 до 50%) и "муравьиная", сравнительно велики концентрации аммонного азота при небольших концентрациях фенолов (около 0,5 мг/л). В некоторых случаях отмечаются чрезвычайно высокие содержания углеводов. Все это говорит о высокой биологической продуктивности бассейна, о разнообразии жизненных форм, о большой доле участия в составе РОВ пород липидных, белковых и углеводных структур.

Многообразие компонентного состава низших жирных кислот в ВОВ генотипа сапропелевой основы закономерно связано также и с тем, что по своей природе любое сапропелевое вещество является сочетанием двух резко различных в структурном отношении элементов [7]. С одной стороны, — это вещества липидной природы, с другой, — продукты преобразования углеводно-белкового материала. Эти основные составляющие компоненты биомассы сапропеля, понав-

шего в осадок, могут быть источником образования в анаэробных условиях органических кислот по следующей схеме:



В водах сапропелевого генотипа карбоновые кислоты (с широкими вариациями соотношения) встречаются в разнообразном сочетании с другими, унаследованными от исходного органического вещества структурными гетерогенными элементами, содержащими азот, фенольный кислород, фосфор и др. По сравнению с гумусовым генотипом в сапропелевом генотипе ВОВ существенно иное балансовое соотношение основных гетерогенных компонентов. В балансе сапропелевого генотипа ВОВ доминируют кислородные соединения группы легких жирных кислот (75–80%), относительно высока роль летучих фенольных соединений (от 2 до 7,5%) (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2

Баланс гетерогенных соединений гумусового и сапропелевого генотипов ВОВ

Генотип ВОВ	% от общей суммы					
	эфирные летучие	кислоты летучие	спирты	амины	кетоны альдегиды	фенолы летучие
гумусовый	24 – 75	17 – 66	4 – 8	I–2	0,3–I,0	0,7–I
сапропеле- вый	7,5 – 15	75 – 80	4 – 7	I	0 – 0,2	2 – 7,5

Таким образом, не только легкие жирные кислоты, но и другие гетерогенные кислородсодержащие компоненты довольно четко дифференцируются по составу и концентрациям в водах нестегазонасных комплексов с различными исходными типами органического вещества. В частности, для большей части рассмотренных разновидностей ВОВ сапропелевого генотипа отмечается обогащенность легкими фенольными соединениями – от 2 до 7,5 % (от общей суммы ге-

терогенных соединений). В ОВ гумусового генотипа концентрации фенольных соединений составляют всего 0,7–1%. Пониженные концентрации летучих фенолов в водах литолого-стратиграфических комплексов с преобладанием в исходном ОВ гумусового материала объясняются тем, что в процессе анаэробного распада сульфатного лигнина летучие фенолы образуются в незначительных количествах [4]. Характерно, что уменьшение концентраций лигнина соответствует увеличению концентраций нелетучих фенолов.

Более ранними исследованиями А. Пякте (1931) было установлено, что в дегте, полученном из углей при низких температурах, содержатся лишь высшие фенолы. Простейший же фенол – оксibenзол – отсутствует. При пониженном давлении фенолы вообще не образуются, а вместо них образуются спирты, относящиеся к так называемым гидроароматическим соединениям.

Действительно, в толщах с преобладанием в породах гумусового РОВ подземные воды содержат растворенное ОВ, в гетерогенных компонентах которого относительная доля спиртов, по сравнению с летучими фенолами, намного выше (в 4–8 раз). В органическом веществе вод сапропелевого генотипа спирты и летучие фенолы по своему удельному весу в общем балансе гетерогенных компонентов ВОВ близки. Их доли составляют: для первых – 4–7% и для вторых – 2–7%. Для обоих генотипов ВОВ характерны очень низкие концентрации карбонильных соединений (кетонов и альдегидов), общая сумма которых в балансе всех гетерогенных соединений составляет не более 1%.

В качестве важного фактора формирования генетически различных ассоциаций ВОВ выступает и степень катагенеза. С ростом степени катагенеза РОВ в составе ОВ пластовых вод нарастают концентрации летучих органических кислот и летучих фенолов с одновременным падением концентраций летучих эфиров. На этапе начального катагенеза в составе ВОВ преобладают соединения группы летучих эфиров, на этапе умеренных преобразований ($МК_I^1 - МК_I^2$) начинают появляться низшие кислоты. При более глубоком преобразовании РОВ ($МК_I^2$) концентрации кислот увеличиваются, одновременно появляются фенолы. На еще более высокой стадии катагенеза РОВ ($МК_I^2 - МК_I^3$ и $МК_I^3$) увеличиваются концентрации и кислот, и фенолов.

Наиболее ярко генетическая сторона преобразованности ВОВ, отражающая степень катагенеза исходных типов РОВ, проявляется

главным образом по изменению соотношений между летучими эфирами, которые мы условно относим к продуктам начального этапа катагенеза РОВ, и легкими жирными кислотами являющимися продуктами более глубокой стадии катагенеза РОВ, а по своему составу — ближайшими предшественниками легких углеводов.

Для генотипа ВОВ гумусовой основы во всех изученных регионах при низкой степени преобразованности исходных типов РОВ, соответствующей длиннопламенной стадии катагенеза гумусовых углей, характерно многократное преобладание летучих эфиров над летучими органическими кислотами, представленными в основном уксусной, являющейся ближайшим вероятным предшественником метана. Лишь на стадиях катагенеза РОВ, отвечающих маркам газовых и жирных углей, в органическом веществе гумусового генотипа легкие жирные кислоты (уксусная) доминируют над летучими эфирами.

Для генотипа ВОВ сапропелевой основы также, как и для исходного сапропелевого типа РОВ пород отмечается более энергичный темп изменения соотношения эфиров и кислот. Уже при степени катагенеза РОВ $МК_1^1 - МК_1^2$ во всех регионах наблюдается безусловное преобладание в составе ОВ вод легких жирных кислот (в разнообразном сочетании пропионовой, масляной, "муравьиной") над всеми остальными кислородсодержащими компонентами и общая сумма кислот составляет 90—95%.

Учитывая полученные генетические соотношения в ОВ пластовых вод летучих эфиров и легких жирных кислот, для определения степени преобразованности РОВ предложен эфирно-кислотный коэффициент. В обобщенном виде значения этого коэффициента расположились строго определенным образом для ВОВ гумусового, сапропелевого и смешанного генотипов ВОВ, отражая различия в темпе их преобразования в регионах с различными геотермическими режимами (рис. 4).

Как известно, наиболее энергично в зоне катагенеза происходит преобразование сапропелевого РОВ и в полном соответствии с этим для сапропелевого генотипа ВОВ значения эфирно-кислотного коэффициента уже на глубинах 1200—1300 м достигают значений 0,5—0,4 при сравнительно невысокой степени катагенеза РОВ пород $МК_1^1 - МК_1^2$. Это означает, что на указанных глубинах уже наблюдается явно выраженное преобладание летучих жирных кислот над эфирной группой кислородсодержащих компонентов ОВ подземных вод. На глубинах 2000—2500 м при степени катагенеза $МК_1^2$ значения эфирно-

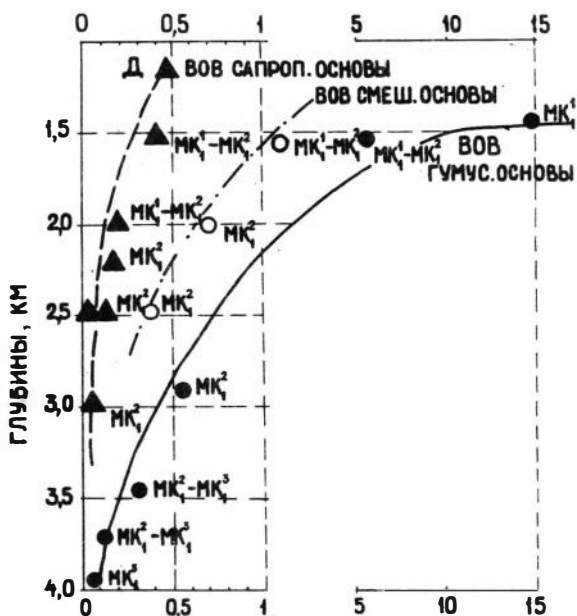


Рис. 4. Значения эфирно-кислотного коэффициента ВОВ для различных этапов катагенеза РОВ

кислотного коэффициента ВОВ снижаются до 0,10-0,03. Практически в ОВ пластовых вод в кислородсодержащих компонентах почти нет летучих эфиров и основной удельный вес занимает легкие жирные кислоты (табл.3).

Значительно более медленно по сравнению с сапропелевым генотипом происходят изменения значений эфирно-кислотного коэффициента для ВОВ гумусового генотипа. Гумусовый генотип при стадии катагенеза РОВ пород МК¹ характеризуется очень высокими значениями эфирно-кислотного коэффициента (14-25) и относительно преобразованным становится лишь на глубинах около 3000 м, где значения эфирно-кислотного коэффициента составляет 0,5. Для сапропелевого генотипа ВОВ аналогичная степень преобразованности фиксируется уже на глубинах 1300-1500 м. Минимальные значения коэффициента (0,06) для гумусового генотипа, как например, в отложении

Изменения значений эфирно-кислотного коэффициента основных генотипов ВОВ, отражающего степень превращенности исходного РОВ пород

Р а й о н	Геол.- возраст	Глубина, м	Значение эфирно-кислот. коэффициента		Степень катагенеза РОВ	
			генотип ВОВ			
			сапроп.основ.	гумус.основ.		
Западно- Сибирская платформа	J ₃	2300-2500 2800	0,03 0,07		МК _I ^I , МК _I ²	
	J ₁₋₂	2600-3000	0,08	0,3	МК _I ²	
	Mz-Pz	2900	0,10	0,45		
	Pz	2800-3200	0,10	0,50	МК _I ² -МК _I ³	
Предкавказ- ская плат- форма (ме- гавал Кар- пинского)	J ₂ ^a	1500		3,40	МК _I ^I - МК _I ²	
	J ₂ ^a	1750	0,2-0,3		"-"	
	J ₂ ^a	2105	0,07			
Мно-зап. часть Прикаспий- ской впа- дины	K ₁ ^{al}	600-800		8,00		
	K ₁ ^{al}	1260-1570	0,40		МК _I ^I -МК _I ²	
	K ₁ ^{al}	2070	0,16		МК _I ²	
	K ₁ ^{ap}	1350		1,8смеш.	МК _I ^{I-2}	
	K ₁ ^{ap}	1435	0,2		"-"	
	K ₁ ^{ap}	2000-2200	0,08		МК _I ²	
	J ₂ ^{bj}	2000		0,64смеш.		
	J ₂ ^{bj}	2700		0,23	МК _I ² -МК _I ²⁻³	
	Северо-за- пад. обра- щение При- каспийской впадины	C ₁	1500-1900		14,0	ПК-МК _I ^I
		D ₂	2200-2500		0,25	МК _I ^{I-2}
		"-"	2400-2700	0,25		МК _I ²
		"-"	2600-2800		0,5	"-"
"-"		3500-3700		0,25	МК _I ²⁻³	
"-"		4000		0,06	МК _I ²⁻³ -МК _I ³	
Оренбургский свод	D ₃ ,C	2300	0,09			

ях девона юго-востока Русской платформы, отмечаются лишь на глубине 4000 м. В районах молодых платформ (Западно-Сибирская, Предкавказская) гумусовый генотип ВОВ характеризуется несколько более быстрым снижением значений эфирно-кислотного коэффициента,

Таким образом, сохраняя генетическое единство с исходными типами РОВ, выделенные генотипы ВОВ изменениями соотношений отдельных составляющих их компонентов, отражают все этапы преобразования исходных типов РОВ, связанные с различными палеогеотермическими условиями тех или иных регионов.

Определение роли фациальных условий и степени катагенеза РОВ в формировании органической составляющей подземных вод, помимо чисто теоретических аспектов, касающихся понимания общих закономерностей формирования подземных вод литосферы, имеет и актуальное практическое значение. Речь идет о возможности использования генотипов ВОВ для решения обратной задачи - выделения основных типов рассеянного ОВ пород различных стадий метаморфизма. Последнее имеет важное значение, особенно для оценки нефтегенерирующего потенциала и дифференцированного прогноза нефтегазоносности исследуемых регионов.

Литература

1. БОТНЕВА Т.А., ШУЛОВА Н.С. Генотипы нефтей мезозойских отложений Предкавказья. - Труды ВНИИГНИ, 1973, вып. 139, с. 146-155.
2. ВЫШЕМИРСКИЙ В.С. Геологические условия метаморфизма угля и нефтей. - Саратов: Изд-во ун-та, 1963. - 378 с.
3. ЗИНГЕР А.С., ЖУТОВТ А.К. Генетические связи органического вещества подземных вод с органическим веществом литифицированных осадков различных стадий катагенеза. - В кн.: УШ Международ. конгресс по органической геохимии. / Тезисы докладов. Т. П. М.: 1977, с. II3-II4.
4. КАПЛИН В.Т., КРИУЛЬКОВА В.А., СЕМЕНИХИНА Г.Д. Влияние донных отложений на распад воднорастворенного лигнина (лабораторное моделирование). - В кн.: Гидрохимические материалы. Т. III. Л.: Гидрометеиздат, 1970, с. 37-45.
5. ЛАРСКАЯ Е.С., ЧЕТВЕРИКОВА О.В. О факторах литогенеза, определяющих продуктивность нефтегазоматеринских толщ. - Труды ВНИИГНИ, 1974, вып. 158, с. 132-148

6. О составе органического вещества мезозойско-кайнозойских отложений Предкавказья.— Труды ВНИИГНИ, 1974, вып. 153, с. 25–53. / Авт.: РОДИОНОВА К.Ф., МАКСИМОВ С.П., ТЕЛКОВА М.С. и др.

7. Формирование основных типов ископаемого органического вещества и их эволюция на последовательных этапах литогенеза.— В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. М.: Наука, 1973, с. 68–78. / Авт.: УСПЕНСКИЙ В.А., ПЕРУЧЕВ С.Г., РАДЧЕНКО О.А. и др.

8. ЧЕРНИКОВ К.А., ЗЕЛИЧЕНКО И.А., ПАРШАРОВА Г.М. Выделение нефтематеринских свит в разрезе мезозоя Западно-Сибирской плиты по данным геохимического изучения рассеянного органического вещества.— В кн.: Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа (на примере Западно-Сибирской и других эпигерциевских плит СССР). Л.: Недра, 1967, с. 182–204.

А.Н. Фомин

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ РАССЕЯННОГО
ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПО ФАЦИЯМ ЮРЫ И ПАЛЕЗОЯ
НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В ходе исследования рассеянного органического вещества (РОВ) палеозойских и юрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты накоплен значительный по объему углепетрографический материал, который дает возможность судить о зависимости распределения генетических типов РОВ в породах от условий осадконакопления. С этой целью из имеющегося материала было отобрано 107 образцов с 45 разведочных площадей Томской и Новосибирской областей.

Для изучения вещественно-петрографического состава РОВ использовались микроскопы МИН-8, "Ампливал". Наблюдения растительных остатков производились в проходящем и отраженном свете, в воздушной и иммерсионной средах. Шлифы и аншлифы изготовлялись в основном из ненарушенной породы, реже из концентратов нерастворимого органического вещества. Применение шлифов и аншлифов из породы позволяет изучать фрагменты РОВ, не нарушая их целостнос-

ти, что способствует более надежной диагностике микрокомпонентов. К тому же при этой методике исследования можно выяснить взаимоотношения растительных остатков с вмещающей породой, а это дает возможность отбраковывать пробы с аллохтонным РОВ, непригодным для фацциального анализа [4].

При описании фрагментов РОВ обращалось внимание на их цвет в проходящем и отраженном свете, сохранность структуры, морфологию, рельеф, проявление окислительных процессов и на другие признаки. Средние содержания микрокомпонентов в пробах определялись точечным способом, по 200 зернам. При многократном изучении одних и тех же шлифов были получены близкие результаты микрокомпонентного состава РОВ.

Как известно, на высоких стадиях катагенеза исчезают визуальные различия между некоторыми микрокомпонентами, в связи с этим во многих пробах может быть искажен подсчет микрокомпонентного состава РОВ. Однако рассматриваемые в данной работе отложения испытали катагенез в пределах стадий Д-Ж. Следовательно, у нас нет опасений в ошибочной диагностике микрокомпонентов РОВ из-за повышенного катагенеза.

Поскольку в составе РОВ принимают участие те же группы микрокомпонентов, что и в углях (витринит, фюзинит, лейптинит и альгинит), то для характеристики генетического типа РОВ нами используется терминология, принятая в угольной геологии.

В изученном комплексе отложений выделяются следующие фацции: доманикоидные глинистые, морские карбонатные, прибрежно-морские терригенно-карбонатные, мелководно-морские терригенные, озерные терригенные и озерно-аллювиальные терригенные [3]. Распределение микрокомпонентного состава РОВ по названным фациям показано в таблице.

Доманикоидные фацции баженовской свиты (J₃-K_{1b}) сформировались в открытом море в специфической обстановке, благоприятной для накопления значительных количеств органического материала. В составе РОВ преобладают фрагменты сапропелевого типа (80-90%, в среднем 84%). Широкое развитие имеют длинные, довольно крупные (0,5-2,0 мм), трубчатого облика остатки водорослей хорошей сохранности. В проходящем свете они ярко-жёлтые, по краям оранжевые. В тонких срезах фрагментов (в их сердцевинах) заметна структура, выраженная чередованием желтых и оранжевых клеток.

Распределение микрокомпонентов РОВ по фациям

№ пп	Фации	Возраст	Код-во проб	Микрокомпонентный состав РОВ, %			
				Vt	F	L	Alg
1	Домагиковидные глинистые	J ₃ - К _b	10	<u>5-10</u> 6	<u>5-15</u> 9	<u>0-5</u> I	<u>80-90</u> 84
2	Морские карбонатные	Pz ₂	15	-	-	<u>0-5</u> I	<u>95-100</u> 99
3	Прибрежно-морские терригенно-карбонатные	"-"	28	<u>0-40</u> 16	<u>0-70</u> 22	<u>0-10</u> 3	<u>10-90</u> 59
4	Мелководно-морские терригенные	J ₃ ¹	14	<u>10-55</u> 36	<u>10-25</u> 17	<u>0-5</u> 2	<u>30-75</u> 45
5	Озёрные терригенные	J ₁₋₂	18	<u>20-70</u> 5I	<u>5-35</u> 15	<u>0-5</u> 4	<u>15-65</u> 30
6	Озёрно-аллювиальные терригенные	J ₁₋₂ , J ₃ ²	22	<u>10-80</u> 54	<u>5-70</u> 35	<u>0-5</u> 2	<u>0-20</u> 9

Примечание. В числителе - минимум и максимум, в знаменателе - среднее.

Описываемые растительные остатки по внешнему виду напоминают диатомовые водоросли. Гумусовое РОВ составляет в среднем всего 16%, в том числе 9% - фюзинит. На витринит и лейптинит приходится соответственно 6% и 1%.

Морские карбонатные фации изучены в среднем палеозое внутренних районов Нурольского бассейна. Здесь развиты светлые известняки, сравнительно бедные РОВ. В них содержание $C_{орг}$ обычно варьирует в интервале 0,1-0,25%. Состав РОВ довольно однообразен. Среди органического материала резко преобладает сапропелевое РОВ (95-100%, в среднем - 99%). Оно представлено главным образом мелкой коллоальгинитовой массой, исходным материалом для которой послужили планктонные организмы и водоросли. Это бесструктурное вещество с шагреновой поверхностью, желтое в проходящем свете и серое, с низким рельефом, - в отраженном. На фоне основной массы иногда встречаются крупные (до 0,5-1,0 мм), хорошо сохранившиеся остатки бурых водорослей. В проходящем свете они красно-коричневые, в отраженном - светло-серые, с низким рельефом и четкими краями фрагментов. В отдельных образцах были

обнаружены остатки наземной растительности, представленные обломками спор, внешние оболочки которых слегка затронуты вторичными изменениями.

Прибрежно-морские терригенно-карбонатные фации. По мере продвижения от внутренних районов Нирольского бассейна к его восточному борту чистые светлые известняки постепенно сменяются темными глинистыми (Нижнетабаганская, Калиновая, Останинская и другие площади). В этом же направлении заметно увеличивается содержание $S_{орг}$. Здесь оно уже превышает кларковский уровень, достигая 1% и более. Вещественно-петрографический состав отмечается большим разнообразием. Для РОВ прибрежно-морских отложений характерны максимальные, по сравнению с другими изученными фациями, колебания микрокомпонентного состава. Например, содержание сапропелевого материала варьирует от 10% до 90% (в среднем 59%), а фюзинит в одних пробах достигает 70%, а в других вообще отсутствует. Среди РОВ встречается довольно много крупных растительных остатков.

В сапропелевом материале часто отмечаются фрагменты псевдовитринита, который, по мнению А.И. Гинзбург [2], образуется из бентосных водорослей. Это лентовидные образования, слегка изогнутые, с шагренево-бурой поверхностью, коричнево-оранжевые и коричнево-бурые в проходящем свете. В отраженном свете они серые, светло-серые и белые, с заметным рельефом. Во всех изученных пробах псевдовитринит обладает весьма своеобразным голубоватым оттенком в отраженном свете, который, по-видимому, следует рассматривать в качестве одного из его диагностических признаков. В некоторых фрагментах заметны остатки клеточной структуры.

Из других разновидностей сапропелевого РОВ широко развиты талламоальгинит и коллоальгинит, с преобладанием первого. Талламоальгинит светло-желтый, реже у него наблюдаются коричневые оттенки, что, по-видимому, свидетельствует о некотором окислении. В отраженном свете он темно-серый. Для него характерны эллипсоидные и округлые формы фрагментов, шагреневая поверхность, заметный рельеф. По внешним признакам эти растительные остатки напоминают водоросли типа *Pila*.

Наряду с сапропелевым материалом в составе РОВ широко представлены и фрагменты гумусового ряда, в некоторых пробах даже в преобладающем количестве (до 60-70%). Среди них встречаются мик-

рокомпоненты групп витринита, фюзинита и лейптинита. Средние содержания витринита и фюзинита составляют соответственно 22% и 16%. Обычно они бесструктурные, хотя в отдельных фрагментах наблюдается звездчатая структура или разрушенные, трудно различимые остатки клеток. На долю лейптинита приходится в среднем 3%. В основном это споры округлой или лентовидной формы. Среди гумусового материала иногда встречаются полуразрушившиеся растительные остатки, которые, по-видимому, являются аллохтонными и при подсчете микрокомпонентного состава нами не учитывались.

В палеозойских отложениях восточного борта Нирольского бассейна обнаружен пока единственный, насколько нам известно, образец угля сапропелевого типа (Нижнетабаганская площадь). Он находится среди карбонатных отложений (мергелей) и залегает, судя по керну, в виде маломощного слоя. Этот уголь — типичный богхед. В его составе преобладают остатки водорослей (90%), представленные двумя разновидностями. Одни ярко-жёлтые, лентовидные и нитевидные, несколько напоминающие споры на низких стадиях катагенеза. Размеры их составляют 0,1—1,0 мм. Обычно они ориентированы в одном направлении, возможно, параллельно напластованию. Водоросли второго вида довольно крупные (0,5—2,0 мм), в проходящем свете темно-оранжевые и светло-коричневые. В них наблюдается слабо выраженная клеточная структура в виде пустот, заполненных кальцитом. По внешним признакам эти растительные остатки обеих разновидностей схожи с бурными водорослями рода *Laminarites*, описанными А.Г.Войцеховской, Г.М.Парпаровой и Л.Н.Ильченко [1] в РОВ мезозойских отложений Усть-Енисейского района и Западно-Сибирской низменности.

Кроме сапропелевого материала, в богхеде встречаются единичные фрагменты витринита и лейптинита (10%). Отсутствие в составе РОВ фюзинизированных растительных остатков и хорошая сохранность водорослей свидетельствуют о формировании этого угольного пропласта в анаэробных условиях. Накопление растительного материала, по-видимому, происходило в заливно-лагунном бассейне.

Мелководно-морские терригенные фации в рассматриваемом районе представлены нижней подсвитой васюганской свиты (J_3^1). По сравнению с ранее рассмотренными отложениями здесь в составе РОВ прослеживается преобладание гумусового материала (в среднем 55%). Он представлен фрагментами витринита (36%), фюзинита (17%)

и лейптинита (2%). Судя по хорошей сохранности растительных остатков и по их красноватому цвету, они практически не окислены. Как видно из таблицы, на долю сапропелевого РОВ приходится в среднем 45%, хотя в некоторых пробах отмечаются значительные количества его (до 75%). Оно встречается в виде эллипсоидных и вытянутых, светло-желтых образований, с шагренево-поверхностью, по внешнему виду напоминающих водоросли типа *Pila*.

Озёрные терригенные фации, вероятно, пользуются довольно широким распространением на разных стратиграфических уровнях юрн. Однако вполне конкретно они выделены в виде тогурской глинистой пачки, залегающей в основании тюменской свиты на ряде площадей Нырольской впадины и Колпашевского района. В составе РОВ этих отложений сапропелевого материала в среднем значительно меньше, чем в рассмотренных выше фациальных обстановках. Его количество варьирует в интервале 15–65%, составляя в среднем 30%. В Колпашевском районе (Нарымская, Колпашевская, Поскоевская площади) отмечается некоторое преобладание сапропелевого материала, в юго-восточной части Нырольской впадины (Южно-Урманская, Нижне-табаганская площади) – гумусового. Среди гумусового РОВ существенное значение имеют гелифицированные растительные остатки (в среднем 51%, хотя нередко достигают и 60–70%). На долю фиксинита и лейптинита в среднем приходится соответственно 15% и 4%.

Озёрно-аллювиальные терригенные фации слагают большую часть тюменской свиты (J_{I-2}) и верхнюю подсвиту (J_{3}^2) васюганской свиты. С ними ассоциируются также болотные осадки, имеющие второстепенное значение. Для этих фаций характерно повсеместное и ярко выраженное преобладание гумусового материала (в среднем 91%). В ряде проб сапропелевое РОВ вообще отсутствует. Органический материал накапливался как в рассеянной, так и в концентрированной форме. В составе РОВ наиболее широко развиты фрагменты витринита, составляя в среднем 54%, хотя нередко достигают и 70–80%. На фиксинит приходится в среднем 35%, но в отдельных пробах отмечаются и более значительные концентрации его (до 70%). Содержание лейптинита варьирует в интервале 0–5% (в среднем 2%).

Рассмотренные данные позволяют заключить, что содержание сапропелевого материала постепенно убывает в следующем фациальном ряду: морские карбонатные фации, доманикоидные глинистые, прибрежно-морские терригенно-карбонатные, мелководно-морские

терригенные, озёрные терригенные, озёрно-аллювиальные терригенные. Соответственно в этом же ряду последовательно увеличивается количество фрагментов гумусового РОВ. Из них особенно равномерно возрастает содержание гелифицированных микрокомпонентов от 0 до 54% (в основном витринита). Содержания физинита и лейптинита изменяются менее закономерно. Так, в озёрных отложениях физинита оказалось в среднем меньше, чем в прибрежно-морских и мелководно-морских, а лейптинита в озёрно-аллювиальных фациях меньше, чем в озёрных и прибрежно-морских.

Проведенный анализ распределения микрокомпонентов РОВ по фациям позволяет надеяться, что вещественно-петрографический состав РОВ можно будет использовать для диагностики фациальных обстановок осадконакопления в комплексе с другими методами.

Литература

1. ВОЙЦЕХОВСКАЯ А.Г., ПАРПАРОВА Г.М., ИЛЬЧЕНКО Л.Н. О бурых водорослях рода *Laminarites* из мезозойских отложений Усть-Енисейского района и Западно-Сибирской низменности. — Труды СНИИГГиМС, 1968, вып.78, с.96-100.
2. ГИЗБУРТ А.И., ЛАПО А.В., ЛЕТУШЕВА И.А. Рациональный комплекс петрографических и химических методов исследования углей и горючих сланцев. — Л.: Недра, 1976. — 168 с.
3. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. — Новосибирск: Наука, 1976. — 240 с.
4. ФОМИН А.Н. Исследование в шлифах рассеянного органического вещества из пород доюрских отложений юго-востока Западной Сибири. — Геол. и геофиз., 1977, № 7, с.144-147.

Содержание

	Стр.
ВЫШЕМИРСКИЙ В.С. Метановые углеводороды нефтей как фациальные показатели	3
ШУТУРОВ В.Ф. Окислительно-восстановительные фации нефтематеринских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской равнины	20
РЫЖКОВА С.М., ШУТУРОВ В.Ф. Влияние фаций на углеводородный состав палеозойских и юрских нефтей юго-востока Западно-Сибирской плиты	34
ВЫШЕМИРСКИЙ В.С., ДОИЛЬНИЦЫН Е.Ф., РЫЖКОВА С.М., ЯМКОВАЯ Л.С. Влияние фаций нефтепроизводящих толщ на изотопный состав углерода нефтей	42
ЗИНГЕР А.С., ТАЛЫНОВА Л.Д. Фациальные условия - решающий фактор формирования генетически различных типов воднорастворимых органических веществ	55
ФОМИН А.Н. Распределение генетических типов рассеянного органического вещества по фациям юры и палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты	69
Рефераты	75

ВЛИЯНИЕ ФАЦИЙ НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

Сборник научных трудов

Ответственный за выпуск канд. геол.-мин. наук В.Ф. Шугуров

Технический редактор Л.А. Жукова

Подписано к печати 8.VIII.1980г. МН 07237.
Бумага 60x84/16. Печ.л. 4,75. Уч.-изд.л. 4,5.
Тираж 500. Заказ 244. Цена 65 коп.

Институт геологии и геофизики СО АН СССР
Новосибирск, 90. Ротапринт.