

10264

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

**Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ЮЖНЫЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

В.В. Доценко

**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ
ЭМИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

**для изучения вопросов дисциплины
«Геология и геохимия нефти и газа»
студентами геолого-географического факультета**

**Ростов-на-Дону
2010**

Доценко В.В. Эмиграция нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Ростов-на-Дону: Изд-во Южного федерального университета, 2010. – 46 с.

В учебном пособии изложены как классические, так и дискуссионные вопросы сложной и важной темы «Эмиграция нефти и газа» специальной дисциплины «Геология и геохимия нефти и газа». Большое внимание уделено геодинамическим факторам эмиграции. Сложность данной темы связана с рядом нерешённых вопросов эмиграции УВ, а её важность – с тем, что эмиграция является первым этапом процесса формирования месторождений нефти и газа.

Для студентов очной и заочной форм обучения специальности: 130304 – «Геология и геохимия нефти и газа». Может быть использовано студентами, обучающимися специальностям: 020301 – «Геология» и 020304 – «Гидрогеология и инженерная геология».

Табл. 6, иллюстраций 1, список литературы 36 названий.

Ответственный редактор

Заслуженный работник высшей школы России, д.г.-м.н., проф., А.Н. Резников

Компьютерный набор и вёрстка к.г.-м.н., доц. кафедры геологии нефти и газа В.В. Доценко

Печатается в соответствии с решением кафедры геологии нефти и газа геолого-географического факультета ЮФУ, протокол № 8 от 28 апреля 2010 г.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВПД – аномально высокое пластовое давление
АВП_оД – аномально высокое поровое давление
ГЗГ – главная зона газообразования
ГЗН – главная зона нефтеобразования
ГК – газоконденсаты
ГФ – газовый фактор
ГФГ – главная фаза газообразования
ГФН – главная фаза нефтеобразования
МК₁ – градация мезокатагенеза, соответствующая длинопламенным маркам углей
МК₂ – градация мезокатагенеза, соответствующая газовым маркам углей
НГБ – нефтегазоносный бассейн
НГП-породы – нефтегазопроизводящие породы
ОПБ – осадочно-породный бассейн
ОВ – органическое вещество
ПАВ – поверхностно-активные вещества
РОВ – рассеянное органическое вещество
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества
УВ – углеводороды
 $\beta_{ХБ}$ – битумоид хлороформенный
 $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции УВ

ВВЕДЕНИЕ

Цель пособия:

– дать знания об этапах, видах, факторах, формах, направлениях и масштабах эмиграции жидких углеводородов (микронефти) и газа из нефти- и газопроизводящих пород;

– показать, что процессы генерации и эмиграции нефти и газа сопряжены как во времени, так и в пространстве;

– показать, что эмиграция углеводородов является первым этапом общего процесса их миграции, в результате которого формируются залежи и месторождения нефти и газа.

Задачи:

1. Изучить:

✓ объекты эмиграции и их особенности;

✓ условия и факторы эмиграции;

✓ признаки, формы, направления и масштабы процессов эмиграции;

✓ стадии эмиграции и механизмы эмиграции;

✓ особенности эмиграции из производящих пород различного типа;

2. Уяснить значение следующих понятий:

«эмиграция», «первичная миграция», «битумоиды автотонные», «битумоиды аллохтонные», «микронефть», «эффективная глубина эмиграции», «коэффициент эмиграции», «удельная продуктивность» «площадная эмиграция», «плотность эмиграции»

Уметь:

✓ рассчитывать плотность эмиграции нефти и газа.

В 1932 году в работе «Учение о нефти» И.М. Губкин показал, что процесс формирования месторождений нефти разделяется на этапы нефтеобразования и нефтенакопления, которые являются периодическими и стадийными, имеют региональный характер и находятся в тесной связи с направленным развитием *тектогенеза* и *литогенеза*. *Периодичность* процесса нефтеобразования и нефтенакопления связана с наличием в разрезе осадочно-породных бассейнов (ОПБ) или нефтегазоносных бассейнов (НГБ) нескольких нефтегазоносных формаций, а *стадийность* связана с направленным развитием (литогенезом) конкретной геологической формации, содер-

жащей органическое вещество (ОВ). И.М. Губкин выделил четыре стадии процесса нефтеобразования и нефтенакопления:

1) накопление исходного нефтематеринского ОВ, захороняемого в осадках и образование нефтяных УВ в ходе его преобразования;

2) перемещение нефтяных углеводородов (УВ) из нефтематеринских пород в коллекторы и их миграция по пласту-коллектору или разрывным нарушениям и зонам трещиноватости;

3) аккумуляция нефти и газа в недрах при наличии благоприятных структурных или литологических условий на пути миграции УВ и образование залежей нефти и газа;

4) перераспределение или разрушение залежей УВ при наступлении определенных геологических условий.

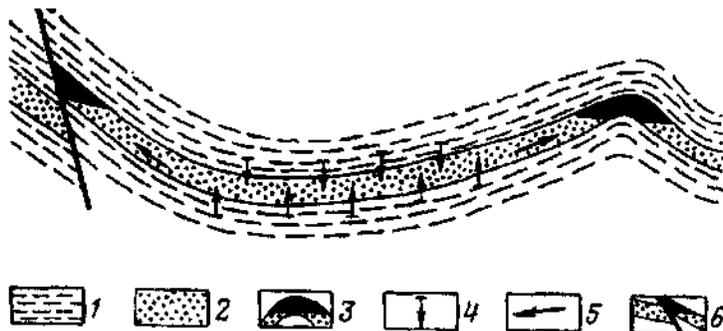
Развивая учение И.М. Губкина, А.А. Бакиров в 1955 году выделил шесть стадий: 1) накопление ОВ; 2) генерация УВ; 3) миграция УВ; 4) аккумуляция УВ; 5) консервация скоплений УВ; 6) разрушение или перераспределение УВ. При этом он отметил, что каждая из перечисленных стадий протекает в определенных условиях окружающей среды при воздействии внешних и внутренних источников энергии, которые тесно взаимосвязаны и взаимообусловлены.

Детализируя процессы нефтеобразования и нефтенакопления можно выделить стадию седиментации ОВ, стадию преобразования первичного ОВ, протекающую в зоне диагенеза и стадию преобразования вторичного ОВ (керогена), протекающую в зоне катагенеза. Стадию миграции УВ следует разделить на две: первичную миграцию (эмиграцию) и вторичную (собирательную) миграцию, поскольку первичная и вторичная миграции УВ протекают в разных объектах, имеют различные энергетические источники, механизмы и сопровождаются различными физико-химическими процессами. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления являются не только периодическими и стадийными, но и циклическими. Их цикличность связана с геотектоническими циклами развития Земли [12, 13].

Объекты поисково-разведочных работ и разработки – залежи и месторождения УВ образуются в результате миграции, или перемещения, нефти и газа в земной коре. Как в органической, так и неорганической концепции происхождения нефти и газа вопросам миграции УВ придается очень большое значение. Например, в одном из вариантов названия органической концепции, предложенном Н.Б. Вассоевичем, миграция вынесена в название: «осадочно-миграционная теория».

Различают три взаимосвязанных и поэтапно протекающих вида миграции нефти и газа: первичную, вторичную и третичную. Первичная мигра-

ция, или эмиграция, эвакуация, происходит в нефте- и газопроизводящих породах и заканчивается перемещением битумоидов, или микронепти, в породы-коллекторы. Вторичная миграция, просто миграция, или собирательная миграция эпигенетичных битумоидов, или микронепти, протекает в природных резервуарах до ловушек или выхода пласта-коллектора на земную поверхность и соответственно завершается образованием залежей и месторождений нефти, газа или природных битумов (рис. 1). При нарушении естественных условий их залегания нефть и газ снова начинают мигрировать или ремигрировать. Дж. Хаит (1982) назвал ремиграцию УВ третичной миграцией.



1 – глинистые нефтегазопроизводящие породы; 2 – коллектор;
 3 – залежь нефти в антиклинальной ловушке; 4 – направление эмиграции УВ; 5 – направление вторичной, или собирательной миграции УВ;
 6 – залежь нефти в дизъюнктивно экранированной ловушке
 Рисунок 1 – Виды миграции УВ и формирование залежей нефти и газа

Механизм эмиграции УВ довольно сложный и до настоящего времени является предметом дискуссий. Существует много противоречивых представлений о его энергетических источниках, факторах, формах и стадиях эмиграции, вплоть до полного отрицания первичной миграции (В.И. Дюнин, А.В. Корзун, [14, 15], Н.А. Кудрявцев, 1967; В.Ф. Линецкий, 1965, 1975; Ю.И. Пиковский, 2002; А.И. Тимурзиев, [30]; А.Н. Шарданов, 1990; И.М. Шахновский, [34]; и др.).

Всё это говорит о том, что такие фундаментальные вопросы геологии и геохимии нефти и газа, как эмиграция, миграция УВ и формирование месторождений являются наиболее дискуссионными. Их дискуссионность связана с тем, что из-за весьма большой масштабности и неоднородности геолого-геохимической системы, а также неупорядоченности её развития невозможно адекватно моделировать все условия протекания физико-химических процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и учесть все факторы эмиграции, миграции и аккумуляции УВ.

1 ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПРОЦЕССАХ ЭМИГРАЦИИ

Эмиграция УВ представляет собой процесс десорбции (отрыва) микро нефти и газов от рассеянного ОВ и минеральной части нефтегазопроизводящих пород (НПП-пород) и их перемещение в породы-коллекторы. Более узко под эмиграцией понимается процесс перехода флюидов: микро нефти, газов и поровых нефтегазонасыщенных вод из НПП-пород в коллекторы. Преобладающее направление эмиграции флюидов – субвертикальное, в область меньших пластовых давлений.

Микро нефть – это наиболее подвижная, или миграционноспособная, часть битумоидов (ларавтохтонные и аллохтонные битумоиды), содержащая до 70-90 % нефтяных УВ и 10-30 % смол и асфальтенов. Процесс образования микро нефти начинается за счёт действия биогенных факторов на стадии седиментогенеза, развивается на стадии диагенеза и завершается интенсивной генерацией на стадии катагенеза – в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) за счёт термоллиза ОВ, где одновременно генерируется и жирный газ.

Нефтепроизводящими породами являются глинистые, глинисто-карбонатные, карбонатные и реже – кремнистые породы, которые при вступлении в главную зону нефтеобразования генерируют нефть, под воздействием одного из главных факторов катагенеза – температуры. При этом минимальная концентрация ОВ, способная обеспечить промышленную нефтеносность принимается равной 0,4-0,5 % для глинистых пород и 0,1-0,2 % для карбонатных пород. ОВ карбонатных пород относится преимущественно к сапропелевому фациально-генетическому типу, который накапливается в восстановительных геохимических условиях при слабом движении донных вод. Это, а также быстрая литификация карбонатных осадков, создает хорошие условия для консервации в них рассеянного ОВ с повышенным содержанием липидов. Этим и объясняется более высокий выход битумоидов из карбонатных пород по сравнению с терригенными породами (К. Бека, И. Высоцкий, 1976).

Генерация и эмиграция нефти и газа протекают с различной интенсивностью и под влиянием различных факторов на всех стадиях литогенеза. Тем не менее, считается, что интенсивная генерация жидких УВ и газа происходит только на подстадии мезокатагенеза и на начальных градациях апокатагенеза. Поэтому осадочные породы, обогащённые РОВ, последовательно проходят три стадии развития: 1) потенциально нефтепроизводящая порода, которая ещё не приступила к реализации своего потенциала и содер-

жит только сингенетичные битумоиды; 2) нефтепроизводящая порода, которая ещё не исчерпала свой потенциал и содержит паравтохтонные и остаточные битумоиды; 3) постнефтепроизводящая порода, которая уже утратила свой генерационный потенциал и содержит в основном только остаточные битумоиды.

По Н.Б. Вассоевичу (1975) нефтеобразование может протекать лишь на глубинах, где температура превышает 60 °С, обычно в интервале температур 110±45 °С, то есть примерно на глубинах от 1,5 до 7,5 км. К настоящему времени установлено, что температурный интервал ГЗН зависит от ряда факторов и может лежать в пределах от 60 до 180 °С. Одним из главных факторов является динамокатагенез.

Существуют и другие представления. Например, А.Я. Куклинский [19] считает, что сразу после диагенеза, после прекращения биохимических процессов, происходит резкое увеличение интенсивности каталитических процессов. Максимальной интенсивности они достигают на градациях ПК₂-ПК₃. На градациях МК₁-МК₂ каталитическая активность несколько снижается. Происходит это в результате преобразования глинистых минералов и уменьшения их удельной поверхности. На более поздних градациях глинистые минералы преобразуются до хлорита и их каталитическая активность резко снижается. Термический фактор достигает существенного значения на градации МК₃ и с этого момента он начинает резко преобладать над каталитическим фактором. В результате, каталитические процессы уже в среднем протокатагенезе способствуют образованию малопарафинистых (тяжёлых) нефтей и нефтяных газоконденсатов (ГК), что доказывается термодинамическими расчетами.

Иногда НГП-породы содержат повышенные и высокие концентрации рассеянного органического вещества (РОВ). Повышенные концентрации, достигающие 8 %, характерны для глинистых и глинисто-карбонатных пород. Высокие концентрации РОВ сапропелевого типа от 8 до 20 % характерны для доманикитов, которые имеют также и местные названия: бажениты, менилиты, хадумиты и другие. Кроме ОВ, доманикиты содержат примерно в равных отношениях глинистые минералы с преобладанием монтмориллонита, органогенный кремнезём и карбонаты. Различия в минералогическом составе пород, составе и концентрации РОВ определяют разный характер процессов эмиграции продуктов катагенеза ОВ.

Процесс эмиграции изучался многими исследователями, как в нашей стране (С.Н. Белецкая, Т.П. Жузе, С.Л. Закс, А.Э. Конторович, В.А. Кудряков, В.Д. Ламтадзе, С.Г. Неручев, В.Ф. Симоненко и др.), так и за рубежом

(Д. Берер, Д. Вельте, К. Магара, М. Пауэрс, Р. Пеле, Б. Тиссо, Г. Чилингар и др.), но из-за своей сложности он до сих пор плохо изучен.

НПП-породы, являясь тонкодисперсными, обладают высокой сорбционной способностью и высоким капиллярным давлением, что существенно осложняет эмиграцию микронефти, которая как и материнское ОВ находится в рассеянном состоянии. Однако существуют различные процессы и факторы, создающие условия для её эмиграции. Связаны они в основном с внешними источниками энергии. Эмиграции микронефти в процессе погружения и литификации пород способствует рост следующих показателей: температуры; литостатического давления; градиентов пластовых давлений; концентраций подвижных жидких и газовых компонентов. Кроме того, эмиграции способствуют: уменьшение сорбционной ёмкости материнских пород в процессе погружения и разнообразные геодинамические явления, в том числе и короткопериодические.

Снижение сорбционной способности пород происходит за счёт преобразования их состава, структуры и увеличения температуры. При погружении пород снижается число активных сорбционных центров. Происходит это в процессе гидрослюдизации глинистых минералов и их блокировки наиболее полярными кислыми компонентами РОВ, которыми являются смолисто-асфальтеновые вещества (САВ). С глубиной снижается полярность летучих продуктов катагенеза РОВ и глинистых минералов. Новые порции возрождённых (органогенных и дегидратационных) вод, газовых компонентов и низкокипящих УВ обладают повышенной растворяющей способностью и соответственно десорбирующими свойствами. В результате насыщения микронефти газами, особенно углекислым газом, снижается её вязкость и увеличивается фазовая проницаемость. Например, при насыщении нефти углекислым газом на 20 % её вязкость снижается в 5-6 раз.

При быстром погружении ОПБ происходит неравновесное уплотнение глин. В результате быстро растущего литостатического давления и уплотнения пород, седиментационные, а затем возрождённые воды не успевают удалиться из материнских пород в коллекторы. Такое явление характерно для глин, в которых отсутствуют достаточные по толщине прослой песчаных отложений, выполняющих дренажную роль. Вода, не удалившаяся в коллекторы, препятствует уменьшению пористости при уплотнении глин. В результате поровые воды начинают воспринимать литостатическое давление, глины приобретают высокую пластичность и в них образуются аномально высокие поровые давления (АВП_д). Рост давления сопровождается увеличением пластовой температуры, которая вызывает объёмное расширение флюидов. Существенный вклад в возникновение АВП_д вносит генера-

ция УВ, за счёт которой также происходит увеличение объёма флюидов. С.Г. Неручев и др. [2], А. Перродон [26] и другие исследователи генерацию УВ считают основной причиной образования аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Кроме того, А. Перродон допускает возможность образования в зонах АВПД не только повышенной трещиноватости пород, но и тектонических разрывов.

На поле пластовых давлений в упруго деформируемой среде большое влияние оказывают новейшие тектонические движения, а также постоянно меняющиеся напряжения, вызванные действием различных короткопериодических геодинамических процессов. Эти процессы способствуют как образованию АВПД, так и их релаксации. Например, в Западно-Кубанском и Терско-Каспийском передовых прогибах в плиоценово-антропогенное время активно проявились постседиментационные инверсионные тектонические движения. При этом значительные толщи пластичных майкопских глин испытали и испытывают в настоящее время геодинамическое давление, которое передаётся на содержащиеся в них флюиды. За счёт пластических деформаций образовалась резкая дисгармония структурных ярусов (верхнетитонско-эоценового, майкопского, средне-верхнемиоценового), возникло АВПД и в майкопской толще выделилось большое количество тепла. Всё это способствовало созреванию ОВ за счёт динамокатагенеза и протеканию процессов эмиграции УВ.

2 ФОРМЫ И ФАКТОРЫ ЭМИГРАЦИИ

В общей проблеме миграции УВ наиболее сложными являются вопросы эмиграции микронепти. В разное время предложены следующие механизмы и формы эмиграции:

- 1) эмиграция с водой, которая может происходить в виде истинных растворов, коллоидов и эмульсий;
- 2) эмиграция в свободном состоянии;
- 3) эмиграция в растворе сжатых газов (в газовой фазе);
- 4) эмиграция в диффузионной форме;
- 5) эмиграция за счёт геодинамических явлений.

2.1 Эмиграция микронепти с водой в виде истинных растворов, мицеллярных растворов и эмульсий

Жидкие УВ и неуглеводородные компоненты нефтей могут находиться в воде в виде молекул (истинный раствор), мицелл и эмульсий.

Эмиграция микронепти с водой в виде истинных, или молекулярных, растворов. Истинная растворимость жидких УВ в водах различной минерализации при разных значениях температуры и давления стала изучаться во второй половине XX века. Наиболее подробно этот вопрос рассмотрен С.Н. Белецкой (1990), Т.П. Жузе, В.И. Сергеевичем, Е.А. Есаковым (1975), Л.А. Польстер, Ю.А. Висковским и др. (1967), В.Ф. Симоненко (1988), Э.Б. Чекалюком (1986), Э.Б. Чекалюком, Ю.И. Филясом (1977), К. Мак-Олиффом (1979), Л. Прайсом (1973, 1976, 1981), Л. Прайсом и др. (1986) и др. В XXI веке появились данные о возможности растворения связанными водами тонкодисперсных минеральных систем больших количеств различных микроэлементов и органических веществ (Л.А. Абукова, А.А. Карцев, В.С. Лашкевич, В.Д. Иванова; 2003).

В целом растворимость жидких УВ в пластовых водах колеблется в пределах от нескольких граммов до первых килограммов в 1 м^3 воды и увеличивается при одинаковом количестве атомов углерода в молекуле от алканов к цикланам и более резко к аренам. При этом в гомологическом ряду УВ растворимость падает с увеличением молекулярной массы УВ (табл. 1, 2). Растворимость жидких УВ в воде определяется в основном её температурой, минерализацией и газонасыщенностью, давлением, а также составом нефтей. Лёгкие нефти растворяются в воде лучше тяжёлых.

Таблица 1. Растворимость УВ в воде при температуре 20 °С (по данным К. Мак-Олиффа)

Алканы		Цикланы		Арены	
индивидуальные УВ	растворимость, г/т	индивидуальные УВ	растворимость, г/т	индивидуальные УВ	растворимость, г/т
<i>n</i> -Пентан	38,5 (±2,0)	Циклопентан	156 (±9,0)	Бензол	1780 (±45)
<i>n</i> -Гексан	9,5 (±1,2)	Циклогексан	55 (±2,3)	Толуол	515 (±17)
<i>n</i> -Гептан	2,93 (±0,2)	Триметилциклогексан	1,77 (±0,05)	<i>o</i> -Ксилол	175 (±8)
<i>n</i> -Нонан	0,22 (±0,02)	-	-	-	-

Таблица 2. Растворимость сырых нефтей из ряда месторождений США в воде, в зависимости от температуры (по Л.К. Прайсу; 1976)

Нефти малой плотности (обр. 2)		Нефти средней плотности (обр. 1)		Нефти высокой плотности (обр. 3)	
Температура, °С	Растворимость, г/т	Температура, °С	Растворимость, г/т	Температура, °С	Растворимость, г/т
25	51,5	25	19,6	25	2,43
86,5	77,3	68	25,0	106,3	5,47
106,5	111,0	102	42,7	123,0	8,73
122,6	123,0	114,4	56,3	148,8	18,4
133,5	154,0	128,8	68,1	159	25,7
145,2	200,0	142,5	101,0	179,7	49,1
158,1	269,1	151,5	114,0	-	-
181,7	446,0	161,8	143,0	-	-

Растворимость сырых нефтей в воде при температурах до 100-110 °С очень низкая. При температуре 100-110 °С она, в зависимости от плотности нефтей, составляет примерно от 6 до 118 г/м³. Резкое увеличение растворимости у всех нефтей начинается при температуре выше 120-140 °С и становится существенной лишь на нижней границе ГЗН, при температуре 160-180 °С, и за её нижними пределами.

Рост минерализации, газонасыщенности вод и пластового давления ведёт к снижению растворимости жидких УВ.

Аномально высокой растворяющей способностью отличаются дегидратационные воды, выделяющиеся в ГЗН, так как они обладают пониженной полярностью (В.Ф. Симоненко, А.М. Блох, У. Джонс и др.). Тем не менее, считается, что истинное растворение микронепфти в воде в условиях давлений и температур, соответствующих ГЗН не превышает 20-25 г/м³. При этом в растворе существенно преобладают ароматические УВ. Существенное

увеличение растворимости, на порядок, происходит только при повышении температуры до 200 С° [29].

Учитывая малую растворимость УВ в пластовых водах, и быстрое обезвоживание нефтепроизводящих глинистых пород с глубиной, в последние десятилетия ведущая роль эмиграции микроневти в водорастворённой форме стала ставиться под сомнение. На глубинах, соответствующих наибольшей генерации УВ объёмы поровых вод, которые эмигрируют из материнских пород, недостаточны для растворения всех УВ в воде. В ГЗН эмиграция микроневти в водорастворённом состоянии составляет лишь 2,6 %, от объёма эмигрирующих УВ в свободном состоянии [7]. Кроме того, наибольшей растворимостью в воде обладают ароматические УВ, которые и должны в этом случае преобладать в составе нефтяных месторождений. Однако реально наблюдается обратное явление. В это же время интенсификация процесса генерации УВ приводит к росту относительной проницаемости микроневти и падению проницаемости для воды.

А.А. Карцев и др. [24] также отмечают, что количество нефтяных УВ, выносимое в растворённом состоянии водами в коллекторы, хотя и велико, но все же, недостаточно для того, чтобы на его счёт отнести образование всех известных, а также уже исчезнувших и ещё не открытых залежей нефти.

Тем не менее, в более поздней работе Л.А. Абукова, А.А. Карцев и др. [22] на основании теоретических представлений и экспериментов доказывают возможность растворения связанными водами тонкодисперсных минеральных систем широкой гаммы микроэлементов и органических веществ, причём в несоизмеримо больших концентрациях, чем свободные воды. По их представлениям связанные воды при сопряжённом барическом и акустическом воздействии проявляют себя как мощный фактор эмиграции УВ из НПП-пород в промышленно значимых объёмах, особенно на больших глубинах. Кроме того, связанные воды могут обеспечить формирование эффективного пустотного пространства внутри самих глинистых толщ, а также — рудных компонентов в подземных водах.

Представленный механизм первичной миграции, основанный на высокой химической активности связанных вод, вероятно, может работать только в областях высокой и постоянной короткопериодической геодинамической активности и за счёт АВП,Д, когда они превышают литостатическое давление. При этом связанные воды выполняют роль аккумуляторов химических элементов и ОВ.

Растворимость жидких УВ в мицеллярной, или коллоидно-эмульсионной, форме на порядки выше молекулярных раство-

ров. Однако для образования мицелл – частиц дисперсной фазы жидких коллоидных систем, окружённых слоем молекул или ионов дисперсной среды, в данном случае воды, необходимо большое количество мицеллообразователей – поверхностно-активных веществ (ПАВ). Одни исследователи считают, что их содержание в поровых водах недостаточно, другие считают, что в самом РОВ содержится большое количество ПАВ. Эти вещества разделяются на два типа: ионогенные ПАВ и полярные ПАВ. Ионогенные ПАВ (поливиниловый спирт, натриевые соли жирных и нафтеновых кислот и др.) растворяются в воде с образованием прямых, или гидрофильных, эмульсий УВ. Полярные ПАВ (асфальтены, смолы, порфирины, соли алюминия, кальция и нафтеновых кислот) растворяются в нефтях с образованием обратных, или гидрофобных, эмульсий. Эмульсии несут электрический заряд и имеют электролитическую подвижность.

Несмотря на очень высокую коллоидно-эмульсионную растворимость микроневти, эта растворимость по представлениям многих исследователей играет весьма ограниченную роль в эмиграции микроневти. С.Н. Белецкая [3] связывает это со следующими причинами:

- 1) трудностью продвижения мицеллы в поровом пространстве пород;
- 2) разрушением коллоидов с повышением температур;
- 3) адсорбцией ПАВ породами и разрушением мицелл и эмульсий;
- 4) электролитическим барьером – наличием отрицательного заряда у мицелл УВ, их гидрофильностью и сложностью продвижения вдоль минеральных поверхностей порового пространства пород;

- 5) необходимостью присутствия в пластовых водах ПАВ в количествах, достаточных для преодоления барьера критической концентрации мицеллообразования.

Мицеллы чувствительны к изменению температуры. При её повышении выше 70 °С мицеллы распадаются. Поэтому С.Н. Белецкая считает, что среди факторов, ограничивающих роль коллоидно-эмульсионной растворимости в эмиграции микроневти, решающее значение имеет потеря свойств ПАВ при повышении температуры. Однако основным препятствием для эмиграции микроневти в коллоидно-эмульсионной форме, очевидно, являются размеры мицелл, которые достигают 0,5 мкм при диаметре сообщающихся пор в глинах на стадии катагенеза в пределах от 0,005 до 0,01 мкм. Кроме того, для свободного прохождения мицелл через сужения поровых каналов их размеры должны быть намного меньше сужений этих каналов.

На основе анализа работ П.А. Дикки, Б. Тиссо и Д. Вельте, Джонса и др., А. Перродон [26] также пришёл к выводу, что эмиграция жидких УВ как в молекулярных, так и в коллоидно-мицеллярных растворах в зоне интен-

сивной генерации жидких УВ не происходит в масштабах, необходимых для образования скоплений нефти. Связано это с отсутствием значительного количества воды и поверхностно-активных веществ, повышающих растворимость УВ, а также – с большими размерами мицелл и их отрицательным электрическим зарядом, который идентичен заряду поверхности минеральных частиц.

По представлениям Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) эмиграция микронефти в мицеллярном растворе возможна на глубинах 1500-2000 м, то есть до начала главной фазы нефтеобразования (ГФН). На этих глубинах поры имеют размеры от 50 до 100 Å (0,005-0,01 мкм), которые ещё позволяет перемещаться мицеллам в порах. Кроме того, на этих глубинах в подземных водах содержится много ПАВ.

2.2 Эмиграция микронефти и газа в свободном состоянии

Благоприятные условия для эмиграции микронефти в виде самостоятельной струи возникают на глубинах соответствующих ГЗН. В НГБ разных геодинамических типов ГЗН фиксируется на различных глубинах – в платформенных условиях от 2-3 км, а во впадинах альпийских прогибов до 3-6 км.

При достижении нефтематеринскими породами ГЗН, началу которой соответствует температура 70 °С, начинает расти скорость генерации микронефти и одновременно происходит уменьшение энергии сорбционных связей компонентов микронефти с матрицей рассеянного ОВ. Генерация микронефти сопровождается образованием газообразных продуктов. В этих же условиях начинается дегидратация глинистых минералов и продолжается уплотнение глин.

Интенсивная деструкция полимерно-липидных компонентов ОВ приводит к полному насыщению поровых вод УВ и микронефть образует самостоятельную фазу. Росту концентрации микронефти в пустотном пространстве способствует низкая пористость пород, изменяющаяся в ГЗН от 10-15 до 4-5 % и низкая растворимость микронефти в воде при температуре до 160 °С. Газ, генерирующийся в ГЗН совместно с микронефтью из ОВ сапропелевого типа растворяется в микронефти. В это же время ОВ гумусового типа генерирует в ГЗН преимущественно газоконденсатные системы.

Поступление новых порций микронефти или жирных газов и воды вызывает значительное повышение порового давления, иногда вплоть до горного.

При достижении НГП-породами критического уровня АВП₀Д, когда оно примерно на 10-15 МПа выше, чем в соседних породах-коллекторах, происходит гидроразрыв – расширение в породе существующих трещин и создание новой сети трещин. По этим трещинам микронефть в виде самостоятельной фазы, или струи впрыскивается в выше и нижезалегающие водонасыщенные коллекторы, которые обычно характеризуются гидростатическими пластовыми давлениями. Этот процесс протекает периодически. После прохождения нефти трещины закрываются до тех пор, пока поровое давление вновь не превысит давление гидроразрыва породы в результате образования новых порций микронефти. Импульсное выделение микронефти продолжается до истощения генерационного потенциала ОВ. Следы гидроразрыва – густая сеть искривленных микротрещин с примазками битумоидов или прожилки нефти толщиной около микрона фиксируются при изучении петрографических шлифов с помощью люминесцентного микроскопа [2, 26]. Таким образом, эмиграция микронефти протекает в ГЗН периодически в виде жидкой фазы, в струйной форме и может иметь взрывной инъекционный характер. К. Бека и И.В. Высоцкий (1976) применили этот механизм для эмиграции газа.

На сеть трещин в плотных глинистых породах, образующуюся в результате АВП₀Д, обратил внимание в 1962 году А.И. Снарский, а позже – Б. Тиссо и Р. Пеле. А.И. Снарский рассчитал, что флюидоразрыв пород и образование трещин происходит при превышении порового давления в породе в 1,4-2,4 раза по отношению к гидростатическому давлению. Подсчёты Дж. А. Момпера (1978) показали, что образование летучих веществ при деструкции ОВ в ГЗН может привести к увеличению общего объёма ОВ на 25 % по сравнению с его первоначальным объёмом [17]. Образованию АВП₀Д способствует также тепловое расширение флюидов. Кроме того, расчёты, проведенные А.Н. Резниковым, и другими исследователями показывают, что уже при температуре 120-140 °С начинается метанизация, или термолиз (крекинг), нефтей. Установлено, что один стандартный объём сырой нефти даёт при термоллизе 534,3 объёма газа, приведенного к стандартным условиям и небольшое количество кокса. Расчёты также показывают (Barker, 1990 по [8]), что крекинг только 1 % нефти способен повысить поровое давление до литостатического, то есть давления, превышающего предел гидроразрыва НГП-пород.

Возможность периодического струйного характера эмиграции микронефти в ГЗН при достижении критической величины порового давления признаёт большинство исследователей: Ю.И. Галушкин [8]; И.С. Грамберг, О.И. Супруненко (1992); И.В. Высоцкий, Ю.И. Корчагина и В.И. Высоцкий

[7]; Н.А. Еременко (1985); Н.А. Еременко и Г.В. Чилингар [16]; Т.Т. Клубова (1973); С.Г. Неручев и др. [2]; Сизых В.И., Семёнов Р.М., Павленков В.А. (2002); П.А. Дикки (1975); Дю Руше (1978; 1981); Магара (1978; 1980); Мак-Олифф (1979); А. Перродон [26]; Роберт (1979); Б. Тиссо и Д. Вельте (1978); Ph. Ungerer [36] и другие. При этом многие авторы подчёркивают роль увеличения фазовой проницаемости нефти относительно воды в процессе уплотнения глин. Особенно она увеличивается на завершающейся фазе нефтеобразования, поскольку к этому времени основная часть воды вытеснена в коллектор. Подчёркивается также роль тектонической напряжённости пород.

2.3 Эмиграция микронепти по матрице органического вещества

В 1965 году Дж. Эрдман высказал предположение, что микронепть может мигрировать по нитям керогена, образующим в материнской породе непрерывную сеть. Позже это представление поддержали К.Д. Мак Олифф (1979) и Дж. А. Момпер (1978). С помощью электронного микроскопа они установили, что в породах с богатым содержанием рассеянного ОВ, более 2 %, существует трёхмерная сетка, которая наиболее развита в плоскости напластования. Поперечные размеры нитей керогена оценены Дж. А. Момпером в несколько микрометров. При этом допускается существование и более тонкой сетки из ОВ.

Большинство исследователей отрицают возможность эмиграции микронепти по матрице ОВ. Прежде всего, ставится под сомнение существование такой сетки в материнских породах с низкой концентрацией ОВ. Кроме того, неясно, сколько ОВ необходимо для образования сетки, достаточной для эффективного перемещения по ней микронепти. Имеются и другие возражения [17].

Возможность эмиграции микронепти по матрице ОВ, при условии высокой концентрации ОВ сапропелевого типа, от 3 до 20 %, равномерном его распределении и отсутствии в системе воды, допускают О.К. Баженова и др. [9].

2.4 Эмиграция микронепти в газовой фазе

В 30-х годах прошлого века были открыты залежи газа с растворёнными в них жидкими УВ. При снижении давления добываемого газа в сепара-

торе растворённые жидкие УВ выделялись в отдельную фазу в количестве от десятков до сотен граммов на 1 м³ газа, приведенного к нормальным условиям. Такие залежи получили название газоконденсатных. Их открытие в разных геологических условиях привлекло внимание исследователей к изучению явления растворимости нефти в сжатых газах и возможности миграции таких растворов. М.А. Капелюшников и В.А. Соколов высказали предположение о способности газов выносить жидкие УВ из материнских пород. При этом отмечалось, что газоконденсатные растворы имеют низкую вязкость. Некоторые исследователи в начале высказали сомнения в возможности растворения в сжатых газах высококипящих УВ и - в существовании ресурсов газа, достаточных для переноса жидких УВ в масштабах, необходимых для образования промышленных залежей.

Однако открытие уникальных по своим запасам газовых и газоконденсатных месторождений, а также нефтяных месторождений с большими газовыми шапками показало, что ресурсы свободного газа очень велики. Кроме того, в жёстких термобарических условиях недр были открыты газоконденсатные залежи, содержащие в парообразном состоянии не только высокомолекулярные УВ, но и смолисто-асфальтеновые вещества.

В настоящее время общепризнано, что микронепть, оставшаяся в материнской породе, в начале ГЗГ растворяется в интенсивно образующихся сжатых газах. Так формируются первичные газоконденсатные системы, которые эмигрируют в коллекторы в свободной фазе. В разрезе осадочной толщи это зона образования жирных газов, или первичных газоконденсатов.

Таким образом, для эмиграции микронепти из материнских пород сжатыми газами необходимы следующие условия: резкое преобладание в поровом пространстве свободной газовой фазы, наличие пластовых температур и давлений, достаточных для растворения в газе широкой гаммы УВ.

2.5 Диффузионная форма эмиграции микронепти и газа

Диффузия является одним из основных механизмов переноса растворенных веществ, который связан с тепловым движением молекул. С различной интенсивностью диффузия протекает повсеместно и постоянно. Диффузионные процессы в осадочных породах и пластовых водах изучались в связи с исследованием процессов формирования и разрушения залежей газа, а также в связи с разработкой прямого геохимического метода поисков залежей нефти и газа. В основе теории геохимических поисков УВ лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе углеводородных

газов и низкомолекулярных жидких УВ из залежи в выпележающие породы, в которых формируются пространственные ореолы рассеяния УВ. Представления о диффузионном механизме первичной миграции микронефти и газа рассмотрены в работах Т.П. Жузе [17], Н.М. Кругликова и др. (1986), Т.П. Сафроновой [28], В.А. Соколова [27], В.А. Чахмахчева [32].

Существуют следующие формы диффузии: молекулярная, конвективная, поверхностная, баро- и термодиффузия.

Процесс молекулярной диффузии связан с выравниванием концентрации вещества в неподвижной среде системы при постоянной температуре и давлении за счёт беспорядочного теплового движения его молекул и ведёт к переносу вещества из области высокой концентрации в область низкой концентрации.

Процесс установившейся молекулярной диффузии подчиняется закону Фика, согласно которому количество диффундирующего вещества dQ (см^3), проникающего за время dt (с) через поперечное сечение поверхности S (см^2), через которую проходит диффузия, пропорционально градиенту концентрации вещества dc/dh : $dQ = Ddc/dhSdt$, где D – коэффициент пропорциональности, или коэффициент диффузии. В СИ он измеряется в $\text{м}^2/\text{с}$.

Экспериментальные определения коэффициентов диффузии УВ через водонасыщенные глинистые породы малочисленны и их значения колеблются в широких пределах, от $0,2 \cdot 10^{-9}$ до 10^{-12} $\text{м}^2/\text{с}$, а реальные значения в пластовых условиях неизвестны.

В породах, диаметр пор которых меньше длины среднего свободного пробега молекул, столкновение молекул со стенками пор преобладает над столкновением молекул между собой. В этом случае происходит так называемая, кнудсеновская диффузия, скорость которой по сравнению с молекулярной диффузией во много раз меньше.

Конвективная диффузия происходит в движущейся жидкости или газе и складывается из результатов молекулярного переноса вещества и переноса движущимся флюидом. При этом количество вещества, переносимого движущимся флюидом, пропорционально его концентрации во флюиде и скорости флюида.

Поверхностная диффузия. Этот вид диффузии наблюдается у микронефти и газовых УВ, когда перемещение молекул происходит по поверхности твёрдого тела путём скачков адсорбированных молекул между соседними площадками, характеризующимися различной адсорбирующей способностью. Поверхностная диффузия может протекать по матрице ОВ в богатых материнских породах.

Термо- и бародиффузия происходят в газообразных и жидких смесях при нулевой разности концентраций соответственно в изотермических и изобарических условиях. При этом *термодиффузия* протекает в объёме системы с постоянным давлением, если в ней поддерживается разность температур. При этом лёгкие УВ стремятся сконцентрироваться в зоне повышенной температуры, а более тяжёлые УВ – в зоне с пониженной температурой.

Бародиффузия наблюдается при существовании в системе постоянного градиента давления. При этом молекулы с меньшим молекулярным весом перемещаются из зоны с более высоким давлением в зону с более низким давлением.

Анализ материалов переноса УВ различными видами диффузии привёл Т.П. Жузе [17] к следующим выводам: 1) масштабы диффузионного переноса жидких УВ невелики из-за чрезвычайно низких коэффициентов диффузии УВ с числом атомов углерода выше C_{10} ; 2) более существенное значение имеет процесс молекулярной диффузии газообразных УВ; 3) дальность переноса углеводородных газов в материнских породах за счёт молекулярной диффузии оценивается в десятки и несколько сотен метров по направлению к ближайшему коллектору.

По заключению В.И. Ермакова и др. [10] «диффузия является необходимой предпосылкой других форм и видов массовой эмиграции, однако её самостоятельная роль в реальных геологических условиях в процессе выноса газа и нефти в коллекторские горизонты, невелика».

2.6 Геодинамические и тектонические факторы эмиграции

Геодинамические и тектонические факторы эмиграции микронепти и газа разнообразны по своему проявлению. К ним относятся сейсмические встряхивания, распространяющиеся на тысячи километров, короткопериодические непрерывные колебания земной коры, вызванные космическими причинами (волнообразным ходом возмущения силы тяжести на Земле Луной и Солнцем и периодическими изменениями солнечной активности [11]), упругие, пластические и разрывные деформации, связанные с формированием тектонических структур и землетрясениями. Все эти процессы создают вариации геодинамического и пластового давления, и тем самым – вариации величины эффективного давления сжатия нефтепроизводящих пород, или уплотняющего давления. Сейсмические и тектонические явления часто сопровождаются гидротермальной деятельностью с сильными локальными тепловыми потоками.

Тектонические напряжения в высокоградиентных зонах увеличивают количество тепла и тем самым снижают порог катагенеза ОБ, ведут к разуплотнению пород и образованию дизъюнктивных нарушений. Всё это способствует эмиграции УВ.

Влияние термодинамического и акустического воздействия на поровые воды глинистых тонкодисперсных пород в условиях, соответствующих главной зоне дегидратации глинистых пород и катагенеза ОБ, изучали О.П. Абрамова, Л.А. Абукова и И.Ф. Юсупова [1]. Они экспериментально установили, что знакопеременные геодинамические напряжения в скелете горных пород приводят к преодолению капиллярных сил и резкой активизации связанных вод с содержащимися в них органическими компонентами и их эмиграции. Причём резкая активизация выхода связанных флюидов происходила во время перехода от одного режима давления к другому в сравнительно узких интервалах – от 20 до 40 мПа и от 60 до 80 мПа.

А.А. Карцев и др. [24] также отмечают, что сейсмотектонические явления оказывают существенное влияние на гидрогеологические условия НГБ. При их проявлении происходит повышение содержания в водных растворах различных компонентов, например диоксида углерода в 3 раза, а гомологов метана иногда на порядок.

Таким образом, нефтегазопроизводящие породы представляют собой систему, состоящую из минералов, воды, ОБ и газов. Находясь в процессе литогенеза в очень напряженном энергетическом состоянии, система стремится к равновесию. Выравнивание энергетической неоднородности в нефтегазоносных комплексах происходит за счёт передачи энергии вместе с флюидами из производящих пород в смежные породы-коллекторы, которые характеризуются меньшим уровнем потенциальной энергии. Этот процесс сопровождается упругими, пластическими и разрывными деформациями нефтегазопроизводящих пород. Нефте- и газообразование идет с постоянной потерей генерационного потенциала ОБ, вплоть до его полного исчерпания и превращения ОБ в графит. Следовательно, любое постороннее энергетическое воздействие на нефтегазопроизводящие породы может вызвать в них возбужденное состояние, ведущее к эмиграции УВ. Одним из таких внешних воздействий является активная геодинамика. С ней связано увеличение температуры и возникновение знакопеременных напряжений в водонасыщенных горных породах и как следствие – образование различных тектонических деформаций и флюидодинамических явлений.

Например, установлено, что сингенетичные месторождения нефти, связанные с доманикитами и их аналогами, образуются в зонах разломов и региональных разрывов. В Западной Сибири такие месторождения нефти широко известны в баженовской свите, сложенной сапропелево-глинисто-кремнистыми породами и

входящей в состав регионального флюидоупора средневолжско-раннеберриасского возраста. В Предкавказье к такому типу коллекторов относятся глины майкопской серии. Залежи нефти в разуплотненных нижемайкопских (гидрослюдистых) глинах баталнашинской свиты на Журавской, Воробьевской и Южно-Спасской площадях Ставропольского края контролируются дизъюнктивными нарушениями (П.С. Нарыжный, 1986; 1987; А.И. Летавин и др., 1987). В Терско-Каспийском прогибе известны многочисленные кратковременные фонтанные притоки нефти и нефтегазопроявления, связанные с майкопской серией глин. Приурочены они к интенсивно дислоцированным структурам или региональным разломам, с которыми связаны зоны АВПД.

3 ПРИЗНАКИ И МАСШТАБЫ ПРОЦЕССОВ ЭМИГРАЦИИ, КОЭФФИЦИЕНТ ЭМИГРАЦИИ, ПЛОТНОСТЬ ЭМИГРАЦИИ

Вопросы дальности и первично-миграционных потерь микронефти в материнских породах имеют не только теоретическое, но и большое практическое значение для формирования представлений об образовании месторождений нефти и газа и оценки ресурсов УВ. Рассеянное состояние ОВ и соответственно продуктов его превращения в генерирующих породах, высокая сорбционная способность глин и низкая их проницаемость, наличие закрытых и тупиковых пор, большой объём молекул высококипящих УВ, смол и асфальтенов осложняют процесс эмиграции, являющийся первым этапом общего процесса формирования месторождений нефти и газа и обуславливают эмиграционные потери микронефти.

Вещественные следы первичной миграции в нефтематеринских породах, находящихся в ГЗН, были обнаружены С.Г. Неручевым в 1962 году. Они представляли собой часто встречающиеся мельчайшие микронефтепроявления (аллохтонные, или паравтохтонные битумоиды), которые фиксировались систематическими битуминологическими исследованиями. В микронефтепроявлениях десорбировавшиеся и мигрировавшие даже на небольшие расстояния аллохтонные битумоиды (микронефть) содержат до 70-90 % нефтяных УВ и 10-30 % САВ. Элементный состав аллохтонных битумоидов практически не отличается от нефтей, находящихся в залежах: углерод 84-86 %, водород 12-13,5 %, гетероэлементы (O+N+S) 1-4 %. В это же время, в рассеянных *автохтонных, или сингенетических* битумоидах содержание УВ не превышает 30-50 %, а САВ достигает 50-70 %. При этом элементный состав отличается пониженным содержанием углерода (78-84 %) и водорода (9-11 %) и повышенным содержанием гетероэлементов (N+S+O) – 13-15 %.

Таким образом, в материнских породах происходит миграция наиболее подвижной, в основном углеводородной фракции образовавшихся битумоидов, с небольшим содержанием растворённых в ней смол и асфальтенов – микронефти, по Н.Б. Вассоевичу. Вследствие этого в остаточных автохтонных, или остаточных сингенетических, битумоидах материнских пород снижается содержание УВ и повышается доля САВ за счёт их накопления. В соответствии с изменением компонентного состава остаточных битумоидов происходят закономерные изменения их элементного состава. При значительных эмиграционных потерях УВ в остаточном ОВ снижается содержание хлороформенных битумоидов, то есть битумоидов, извлекаемых из ОВ

пород хлороформом. Хлороформ, в отличие от спирто-бензола, экстрагирует наиболее нейтральные фракции ОВ, близкие к нефти.

Содержание хлороформенных битумоидов внутри нефтегазопроизводящих пород меняется в зависимости от расстояния до кровли коллектора, в который происходила разгрузка эмигрировавшей микронефти.

Эффективность процесса, или количественную сторону, эмиграции микронефти оценивают по значению коэффициента эмиграции (нефтеотдачи) $K_{эм}$, который определяется как отношение эмигрировавшей части битумоидов (микронефти) к исходному генерированному количеству битумоидов на данной стадии литогенеза:

$$K_{эм} = \frac{\beta_{эм}}{\beta_{ген}}$$

где, $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции микронефти;

$\beta_{эм}$ – количество эмигрировавшей части битумоидов;

$\beta_{ген}$ – исходное количество битумоидов.

Изучение геолого-геохимических признаков эмиграции УВ впервые было проведено в 1965 году С.Г. Неручевым и И.С. Ковачевой, а затем проводилось другими исследователями, как в России (В.В. Казаринов, А.Э. Конторович, Б.С. Коротков, Ю.И. Корчагина, Четверикова, А.А. Трофимук), так и за рубежом (М. Ванденбрук, Р. Пеле, Б. Тиссо).

Результаты исследований показали, что эмиграция микронефти в толще глинистых пород, находящихся в верхней части ГЗН наблюдается на расстоянии равном 15 м от кровли коллектора. Её максимум лежит в пределах от 0 до 4 м, где коэффициент эмиграции достигает 0,49-0,64 (таблицы 3, 4).

Таблица 3. Оценка коэффициента эмиграции глинистых материнских пород живецкого яруса девона Волго-Уральской НГП (по С.Г. Неручеву и И.С. Ковачевой; 1965)

Градация катагенеза	Расстояние до коллектора, м	Средний элементный состав хлороформенного битумоида ($\beta_{ХТ}$), %			$\beta_{ХТ}$ %	$K_{эм}$
		С	Н	О + N + S		
МК ₁	0-3,0	76,15	9,37	14,48	1,94	0,51
	3,1-6,0	76,68	10,03	13,29	2,11	0,47
	6,1-9,0	79,37	9,49	11,13	2,83	0,31
	9,1-12,0	80,50	10,25	9,25	2,72	0,16
	12,1-15,0	81,67	9,67	8,65	2,25	0,0

Таблица 4. Оценка коэффициента эмиграции глинистых материнских пород мезозоя Западно-Сибирской НГП (по А.Э. Конторовичу; 1976)

Градация катагенеза	Возраст	Расстояние до коллектора, м	O + N + S, %	$K_{эм}$
ПК ₃ -МК ₁	J ₁₋₂	0-2	18,39	0,64
		2-4	13,21	0,49
		4-6	11,10	0,36
		6-10	9,23	0,19
		15-20	7,83	0
	J _{3vlg}	0-2	9,56	0,37
		2-4	8,79	0,30
		4-6	8,25	0,24
		6-10	7,52	0,14
		15-20	6,72	0

Математический анализ, проведенный Дж. Смитом [35] также показал, что эмиграция жидкости из глинистых пород в контактирующие с ними песчаники возможна только из краевых зон глин толщиной не более 21 м.

И.В. Высоцкий [4], анализируя результаты исследований по определению $K_{эм}$, отмечает, что при извлечении битумоидов растворителями их низкокипящие и наиболее миграционноспособные фракции, доля которых составляет от 30 до 50 %, улетучиваются. Предполагая, что с увеличением температуры в нижней части ГЗН эмиграция микро нефти происходит во всё более и более удалённых от коллектора слоях материнских пород, он считал, что отдающая, или эффективная, толщина нефтематеринских пород может составлять 40-50 м. Для газа аналогичные исследования не проводились, но по оценке И.В. Высоцкого отдающая толщина газоматеринских пород может достигать 100 м.

Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова указывают [18], что максимальный выход жидких УВ, как правило, устанавливается либо к МК₁₋₂, либо к МК₂₋₃. При этом УВ, образующиеся в глинистых генерирующих породах, могут мигрировать на расстояние до 200 м. Однако активная эмиграция, фиксируемая по изменению геохимических параметров ОВ, отмечается на расстоянии не более 30-50 м от проницаемого пласта. В более поздней работе эффективная толщина нефтегенерирующих пород была принята И.В. Высоцким, Ю.И. Корчагиной и В.И. Высоцким [7] равной 20 м. При этом было подчеркнуто, что при толщине генерирующих пород, превышающей 20 м жидкие УВ, образующиеся в их средней («нейтральной») части, в эмиграции не участвуют. Для газа эффективная толщина нефтегазогенерирующих пород оценена величиной 30-40 м.

Современные балансовые расчёты количества генерированной и эмигрировавшей микроневфти, произведенные С.Г. Неручевым и др. [25] в долях от исходной массы ОВ в начале катагенеза, а не от остаточной массы ОВ, как это делалось раньше, показали, что коэффициент эмиграции микроневфти в конце главной фазы нефтеобразования (ГФН), связанной с нижней частью градации катагенеза МК₂ и градацией МК₃ достигает 0,7-0,8, а коэффициент эмиграции газа в конце главной фазы газообразования (ГФГ) достигает 0,95 (табл. 5). Учитывая, что коэффициент извлечения нефти из коллекторов даже при оптимальном режиме разработки залежей редко достигает 0,7, то вышеприведенные цифры для микроневфти могут быть завышенными.

Таблица 5. Характеристика углеводородных продуктов, генерируемых органическим веществом и эмигрировавших из материнских пород (по С.Г. Неручеву и др. [25])

Глубина погружения, км	Начало градации катагенеза	Коэффициент эмиграции	Газонасыщенность системы в пластовых условиях, м ³ /м ³	Газонасыщенность системы на поверхности (ГФ), м ³ /м ³
Сапропелевое ОВ				
1,8	МК ₁	0,01	3,850	728,00
2,5	МК ₂	0,30	0,590	147,90
3,0	МК ₃	0,80	0,080	16,68
4,0	МК ₅	0,90	3,101	898,00
5,0	АК ₂	0,95	4,410	1059,00
Гумусовое ОВ				
1,8	МК ₁	0,10	158,90	20666,0
2,5	МК ₂	0,30	9,25	1481,0
3,0	МК ₃	0,80	3,49	663,4
4,0	МК ₅	0,90	38,60	8878,0
5,0	АК ₂	0,95	105,80	28292,6
Смешанное ОВ				
1,8	МК ₁	0,10	20,400	2857,10
2,5	МК ₂	0,30	2,630	434,48
3,0	МК ₃	0,80	0,221	83,76
4,0	МК ₅	0,90	3,373	885,55
5,0	АК ₂	0,95	23,570	5541,17

Ю.И. Корчагина предложила определять коэффициент эмиграции нефти по битумоидному B и углеводородному μ_3 коэффициентам, то есть по изменению долевого содержания хлороформенного экстракта и углеводородов в ОБ с глубиной. Анализируя методы определения коэффициента эмиграции и его значения, полученные при изучении различных нефтегазоносных районов Ю.И. Корчагина и О.П. Четверикова [18] считают, что до начала ГЗГ коэффициент эмиграции не превышает 0,5-0,6. Значения коэффициента эмиграции, рассчитанные этими исследователями по битумоидному коэффициенту для разных стадий градаций катагенеза равны: ПК₃ 0,2; МК₁ 0,3; МК₂ 0,4; МК₃ 0,5, а коэффициенты эмиграции, рассчитанные по величине углеводородного коэффициента равны: ПК₃ 0,3; МК₁ 0,4; МК₂ 0,5; МК₃ 0,6. Коэффициент эмиграции газа Ю.И. Корчагина и О.П. Четверикова считают равным 0,9.

Соотношение между материнскими породами и коллекторами, в которые поступают эмигрирующие из материнских пород УВ, могут быть различными.

Типичным случаем является более или менее равномерное переслаивание согласно залегающих материнских пород с коллекторами. Однако существуют и другие соотношения толщины материнских пород и коллекторов. Например, толщина однородных материнских пород значительно превышает как эффективную толщину (20 + 20 м), так и толщину коллектора (коллектор в материнской породе). Существуют и обратные соотношения – материнская порода в толще коллектора, а также – выклинивание коллекторов в толще материнских пород и выклинивание материнских пород в толще коллекторов.

Установлено, что основная часть скоплений нефти находится в пластовых коллекторах толщиной до 20 м, которая сопоставима с эффективной толщиной нефтепроизводящих пород. Известно также, что частое флишеподобное чередование небольших пластов глин (аргилиитов), песчаников, известняков и мергелей, как и чередование их больших толщ нехарактерно для нефтегазоносных комплексов НГБ.

Пластовое давление в материнских породах при генерации нефти и газа превышает пластовое давление в коллекторах, которым обычно свойственно нормальное гидростатическое давление. Поэтому эмиграция микро нефти и газов из НГП-пород в подстилающие коллекторы происходит по разрезу сверху вниз. При этом по геохимическим данным [25] примерно две третьих части микро нефти, эмигрирующей из материнских пород, поступает в залегающий выше коллектор, а одна третья часть – в ниже залегающий коллектор.

Для оценки нефте- и газоматеринского потенциала пород используется понятие «удельная продуктивность материнской породы», которое означает выход УВ в граммах из 1 м³ или в тысячах тонн из 1 км³ породы. Расчётные величины удельной продуктивности пород лежат в пределах от 10 до 20000 г/м³ для микронепти и от 0,03 до 6 м³/м³ для газа.

По выходу жидких УВ Ю.И. Корчагина, О.П. Четверикова [18] подразделили нефтематеринские (нефтепроизводящие) породы, находящиеся в условиях катагенеза на восемь классов (табл. 6).

Наиболее распространены НГП-породы средней и хорошей групп с удельной продуктивностью от 100 до 500 г/м³. Они охватывают весь диапазон концентраций ОВ – от 0,1 до 10 % и диапазон выхода УВ из рассеянного ОВ от 0,10 до 10,87 %, который типичен для условий мезокатагенеза. Превосходно и уникально продуктивные нефтегазогенерирующие породы, продуктивность которых составляет от 2500 до 20000 г/м³, имеют, как правило, локальное распространение. Их толщина редко достигает 200 м, а доля в общем балансе нефтематеринских пород крайне низка. Это породы типа доманикитов и сланцев Грин-Ривер.

Таблица 6. Классификация нефтематеринских пород по удельной продуктивности (по Ю.И. Корчагиной, О.П. Четвериковой; 1983)

Классы нефтематеринских пород	Выход жидких УВ, г/м ³
Очень бедные	10-50
Бедные	50-100
Средние	100-250
Хорошие	250-500
Богатые	500-1000
Очень богатые	1000-2500
Превосходные	2500-5000
Уникальные	5000-20000

Для расчётов удельной продуктивности пород каждого генетического типа для жидких УВ (г/м³ или тыс. т/км³) и газообразных УВ (м³/м³ или млн. м³/км³) авторы [18] использовали следующие формулы:

$$PP_{ж} = 10^2 OВdK_{a,ж}$$

$$PP_{г} = 1,39 \cdot 10^3 OВdK_{a,г}$$

где $PP_{ж}$, $PP_{г}$ – удельная продуктивность пород, оцениваемая выходом жидких или газообразных УВ;
 OB – содержание ОБ в породе;
 d – плотность породы, г/м³;
 $K_{сж}$, $K_{сг}$ – коэффициент выхода УВ, % от ОБ;
 $1,39 \cdot 10^3$ – коэффициент перевода метана CH₄ из граммов в кубические метры.

Максимальный выход УВ из ОБ ими принят равным 10,87 %, что при минимальном содержании ОБ в породе, равном 0,1 %, уже обеспечивает удельную продуктивность производящей породы 250 г/м³.

Уже отмечалось, что генерируемые в пределах зоны генерации УВ поступают в коллектор по всей площади его контакта с материнской породой, как сверху, так и снизу.

Для оценки количества эмигрировавшей нефти и газов используется понятие «площадная продуктивность материнской породы», или «плотность эмиграции УВ». Плотность эмиграции УВ определяется количеством УВ, выделившимся из объёма породы с основанием 1 км² и высотой, равной эффективной толщине нефтегазогенерирующей породы. По расчётам [18] она лежит в пределах от 1 тыс. до 1 млн. т/км² для нефти и от 1 млн. до 1 млрд. м³/км для газа.

Если принять в качестве наиболее распространённых НГП-пород породы с удельной продуктивностью жидких УВ от 100 до 500 г/м³, то при их максимальной эффективной толщине, равной 40 м, с учётом верхней (20 м) и нижней части (20 м), площадная продуктивность этих пород будет лежать в пределах от 4 до 20 кг/м², или от 4'000 до 20'000 т/км².

По данным [18] нефтегенерирующие толщи среднего качества обеспечивают общую площадную продуктивность УВ от 20 до 100 тыс. т/км², а граничные значения плотности эмиграции УВ лежат в пределах от 1 тыс. до 1 млн. т/км².

По методу С.Г. Неручева [21, 25] количество жидких УВ (микронепти), эмигрировавшее из материнских пород в расчёте на 1 км² оценивается как

$$q_n^{эм} = \frac{C_{орг} \rho_{мп} h_{мп} K_n^{1,15} K_n^{эм} 10^6}{C^1 M_{сж}}$$

где $q_n^{эм}$ – количество нефти, эмигрировавшей из материнских пород в расчёте на 1 км² («плотность эмиграции нефти»);

$C_{орг}$ – содержание остаточного органического углерода, в материнских породах, %;

$\rho_{мн}$ – плотность материнских пород, т/м³;

$h_{мн}$ – толщина материнских пород, м;

$K_{гн}^{ген}$ – коэффициент генерации нефти, % от исходной массы ОВ;

$K_{гн}^{эм}$ – коэффициент эмиграции нефти, % от генерированной нефти;

$C^э$ – содержание углерода в остаточном ОВ пород на данной стадии катагенеза, %;

$M_{ост}$ – остаточная масса ОВ, % от исходной массы.

Например, по расчётам [25] в южной части Западной Сибири максимальная плотность эмиграции нефти равна 0,6-0,7 млн. т/км². В южном и юго-западном направлении она быстро снижается до 0,10-0,05 млн. т/км² и на крайнем юге достигает нулевого значения. Происходит это в результате снижения толщины нефтепроизводящих пород, снижения концентрации ОВ и степени его катагенеза. В зоне Широкого Приобья Западной Сибири плотность эмиграции нефти только из баженовской свиты, которая является уникально продуктивной возростала во времени от 0,0014 млн. т/км² до 4,58 млн. т/км².

Количество углеводородных газов, эмигрировавших из производящих пород, в миллиардах кубических метров в расчёте на 1 км² («плотность эмиграции газа»), оценивается по методу С.Г. Неручева аналогично плотности эмиграции микронепти, только при этом коэффициент 10^6 меняется на коэффициент 10^9 .

4 СТАДИИ, МЕХАНИЗМЫ И ФОРМЫ ЭМИГРАЦИИ

Преобразование ОВ и образование УВ происходит в течение ряда стадий литогенеза. Соответственно этому эмиграция УВ также происходит стадийно. Наиболее длительно литификация протекает в глинистых нефтематеринских толщах. Выделяется три стадии эмиграции УВ из глинистых пород, которые сменяют друг друга с глубиной и имеют разные механизмы и формы. На первой стадии эмиграции, протекающей до ГЗН, эмиграция УВ происходит в истинном или мицеллярном водном растворе, на второй стадии микронепть эмигрирует в свободном состоянии, на третьей стадии эмиграция лёгких жидких УВ и газов также происходит в свободном состоянии, при этом жидкие УВ эмигрируют в составе газовой фазы.

Впервые данные стадии и формы первичной миграции были выделены Б. Тиссо и Д. Вельте [31]. Затем рядом исследователей [6, 25] были уточнены границы стадий и произведена количественная оценка объёмов УВ, эмигрирующих в разных формах. Тем не менее, многие вопросы эмиграции УВ остаются ещё открытыми.

Первая, или элизионная, стадия эмиграции происходит в протокатагенезе при погружении глинистых пород в платформенных условиях на глубину около 2 км, которой соответствует температура 60 °С. Рост литостатической нагрузки на потенциально НПП-породы ведёт к механическому сокращению их порового пространства с 60 до 10-15 % и отжиманию седиментационной и новообразованной воды с растворёнными в ней УВ в прилегающие породы-коллекторы. При пористости более 60 % седиментационная вода возвращается обратно в водный бассейн. Процесс уплотнения глин сопровождается выделением большей части связанной воды, до 75 % сорбированного слоя. Превращение сорбированной воды в свободную сдерживает уплотнение глинистых частиц и к концу элизионной стадии в толще породы за счёт повышенного порового давления формируются дренажные системы.

Расчёты показывают [6], что в протокатагенезе из нефтематеринских глинистых пород выделяется 95,7 % воды. При этом 2,25 м³ глины с пористостью 60 % в результате уплотнения теряют 1,34 м³ воды и превращаются в 1 м³ глины с пористостью 10 %.

Генерация жидких УВ в зоне протокатагенеза составляет несколько сотен граммов на 1 м³ породы. При этом их растворимость в поровой воде низкая, всего 40 см³/м³, поэтому большая часть образующихся УВ сорбируется ОВ и минеральной частью породы. В связи с этим объём эмигрирую-

щей микронефти из НГП-пород на первой стадии является незначительным, не более 5 % от её количества в породах. Эмиграция здесь протекает в основном в водорастворённом состоянии. Из-за низкой концентрации микронефти в породе объёмы её эмиграции в свободном состоянии несущественны. Этому препятствуют также и фазовые проницаемости. Все газовые УВ, присутствующие в породе, также эмигрируют в водорастворённом состоянии.

Коэффициент эмиграции на первой стадии составляет 0,02-0,05. Однако Ю.И. Корчагина и О.П. Четверикова [18] считают, что он может достигать здесь 0,2-0,3.

Вторая стадия эмиграции, или стадия интенсивной эмиграции, микронефти происходит при прохождении НГП-породами ГЗН. Эмиграция микронефти в ней осуществляется преимущественно в свободной струйной форме. На этом уровне погружения происходит десорбирование микронефти от минеральной части породы и РОВ, которая образовалась как на стадии протокатагенеза, так и в ГЗН. Пористость глинистых пород здесь снижается с 10 до 4-5 %, а объём генерации нефти и газа резко возрастает. Объём связанной воды, переходящей в свободную воду, также резко снижается, хотя появляется вода за счёт дегидратации некоторых минералов и химического разложения (катагенеза) РОВ. Выход органогенной воды из ОВ сапропелевого типа по данным Ю.И. Корчагиной (1976) составляет 2-3 % в расчёте на ОВ или 12-17 % от суммы продуктов катагенеза ОВ. Наибольшее количество воды выделяется при дегидратации глинистых минералов группы монтмориллонита (цеолитная вода). Минералы этой группы могут поглощать воду межпакетным пространством, вплоть до разрыва связей между пакетами. При этом они имеют большую площадь активной поверхности – 800 м²/г. При десорбировании воды монтмориллонитовые глины в процессе гидрослюдизации превращаются в иллитовые глины, активная поверхность которых становится почти на порядок ниже. Однако монтмориллониты образуются в основном в корках выветривания, поэтому в нефтепроизводящих породах они присутствуют не всегда.

Таким образом, в ГЗН происходит резкое снижение выделения свободной воды. По сравнению с предыдущей стадией здесь выделяется всего 4,3 % воды. Однако её роль в процессах эмиграции микронефти ещё сохраняется, поскольку за счёт роста температуры в системе – порода, нерастворимое РОВ, вода, микронефть и газы, происходит увеличение объёмов воды и других летучих продуктов катагенеза ОВ: микронефти и газов (СО₂, СН₄, С_nH_m, NH₃, H₂S). Кроме того, появление органогенной воды одновременно с продуктами катагенеза облегчает их отрыв от исходной материнской матрицы

керогена и внутри пор происходит повышение относительной концентрации микронефти. Флюиды (микронефть, газ и вода) при повышении температуры увеличиваются в объеме значительно больше, чем вмещающие их породы. Все это в условиях затрудненного оттока флюидов ведет к образованию АВП₀Д, которое и служит источником энергии эмиграционных процессов. Связь зон АВП₀Д с нефтепроизводящими породами давно была отмечена исследователями.

Наиболее интенсивная эмиграция нефтяных УВ наблюдается в нижней части ГЗН на градации катагенеза МК₂ при повышенных температурах [23, 26]. И.В. Высоцкий и др. [7] также связывают наиболее интенсивную эмиграцию жидких УВ с нижней частью ГЗН. По их расчётам в ГЗН удаляется 50 % жидких УВ от их содержания в нефтепроизводящих породах. Таким образом, вторая стадия является основной для эмиграции жидких УВ. Коэффициент эмиграции здесь возрастает до 0,52 и эмиграция происходит в основном в свободном состоянии. Эмиграция микронефти в водорастворённом состоянии составляет лишь 2,6 % от объёма эмигрирующей микронефти в свободном состоянии.

И.В. Высоцкий и др. [7] указывают, что наряду с микронефтью в ГЗН образуется большое количество газа, до 3 м³ на 1 м³ породы. Основная его часть, составляющая 75,7 % от объема генерации, находится в свободном состоянии и почти полностью уходит из производящей толщи. 12,0 % газа находится в растворе жидких УВ и 12,3 % в растворе поровых вод нефтегазопроизводящих толщ [7]. Недостатком данных расчётов является отсутствие дифференцированного подхода к учёту продуктов генерации органическим веществом разного генетического типа.

По данным С.Г. Неручева и др. [25] в системе УВ, эмигрирующих из материнских пород с сапропелевым ОВ, газосодержание в пластовых условиях в начале ГЗН (начало градации катагенеза МК₁) довольно высокое – 3,85 м³ газа на 1 м³ нефти, то есть явно преобладает газ. В стандартных условиях на поверхности этой системе соответствует нефть с высоким газовым фактором (ГФ), порядка 728 м³/м³, или 900 м³/т. Но таких нефтей эмигрирует очень мало, не более 1,8 % от общего количества образующейся нефти в НПП-породах с сапропелевым ОВ. С глубиной погружения НПП-пород, к началу градации МК₂, газосодержание эмигрирующих УВ уменьшается до 0,59 м³/м³, что в стандартных условиях соответствует нефти с ГФ 148 м³/м³ (185 м³/т). Таких нефтей также мало, не более 9 % от их общего количества, генерируемого сапропелевым ОВ.

На градации МК₂ интенсивность генерации нефти достигает максимума. На её нижней границе эмигрирует из материнских пород более 70 %

микронепти. Газосодержание в системе эмигрирующих УВ в пластовых условиях снижается до минимума – $0,08 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В стандартных условиях этой углеводородной системе соответствует нефть с низким ГФ – $16,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, или $20,8 \text{ м}^3/\text{т}$. Именно такие нефти наиболее характерны для нефтепроизводящих пород с сапропелевым ОВ. Таким образом, при проявлении ГФН в преобладающем количестве эмигрирует система УВ с низким газосодержанием, соответствующая нефтям с низким ГФ.

Сначала проявления ГФГ направленность развития углеводородных систем меняется на обратную. Их газонасыщенность в пластовых условиях быстро и значительно возрастает, от $0,08$ до $4,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (ГФ от $16,7$ до $1059 \text{ м}^3/\text{м}^3$), объёмная доля нефтяных УВ снижается от 92 до 18% . В результате образуются и эмигрируют из НГП-пород уже газоконденсаты.

Направленность в изменении углеводородных систем, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с гумусовым ОВ на последовательных стадиях процесса нефтегазообразования та же самая, что и у материнских пород с сапропелевым ОВ. Однако их изменения происходят на совершенно другом уровне. Газонасыщенность на всех этапах эмиграции УВ из материнских пород с гумусовым ОВ в десятки раз выше, чем в углеводородных системах, образуемых сапропелевым ОВ.

В начале градации МК₁ ($p = 18 \text{ МПа}$, $t = 70 \text{ }^\circ\text{C}$) газосодержание в эмигрирующей системе УВ в пластовых условиях составляет $158,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефти, а объёмная доля нефти $0,62 \%$. В стандартных условиях ей соответствует бедный газоконденсат, содержащий $38,7 \text{ г}$ нефтяных УВ на 1 м^3 газа и с ГФ равным $20666 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Сами авторы [25] отмечают, что полученный результат оказался несколько неожиданным, если учесть общепринятое и, в общем, правильное представление об образовании первичных ГК на больших глубинах, после проявления ГФН. Однако ранее не учитывалась возможность очень высокой газонасыщенности углеводородных систем, свойственной НГП-породам с гумусовым ОВ уже в начале мезокатагенеза.

С.Г. Неручев и др. [25] отметили также, что данную модель подтверждают экспериментальные данные Т.П. Жузе, которые показывают, что в условиях, соответствующих началу мезокатагенеза ($p = 19,6 \text{ МПа}$, $t = 55\text{-}100 \text{ }^\circ\text{C}$), действительно возможно образование ГК с конденсатным фактором до $58,3\text{-}100 \text{ г}/\text{м}^3$.

Таким образом, несомненно, что при высокой газообильности уже в начале мезокатагенеза в материнских породах с гумусовым ОВ действительно образуется и эмигрирует в коллекторы бедная газоконденсатная система (5 кг нефтяных УВ на 1 м^3 сжатого газа в пластовых условиях, или $38,7 \text{ г}/\text{м}^3$ – в стандартных условиях на поверхности).

На следующем этапе (начало градации МК₂) газосодержание эмигрирующей углеводородной системы в пластовых условиях уменьшается до 9,25 м³/м³ (ГФ = 1481,4 м³/м³) при объёмной доле нефтяных УВ 9,75 %. Содержание нефтяных УВ в сжатом газе в пластовых условиях составляет 86 кг/м³. В стандартных условиях на поверхности эта углеводородная система соответствует газоконденсату с содержанием нефтяных УВ 540 г/м³ с ГФ равным 1481 м³/м³.

Далее, к концу градации катагенеза МК₂, интенсивность генерации и эмиграции нефтяных УВ достигает максимума. Газонасыщенность углеводородной системы уменьшается до минимума – 3,49 м³/м³, а объёмная доля нефтяных УВ в системе возрастает до 22 %. В стандартных условиях эта система соответствует высоко газонасыщенной нефти с газовым фактором 663 м³/м³ (828 м³/т).

Таким образом, для НПП-пород с гумусовым ОВ при проявлении ГФН характерно образование и эмиграция нефти с высоким ГФ.

Генерация нефти на этом этапе прекращается. Но эмиграция оставшихся в материнских породах нефтяных УВ продолжается совместно с активно образующимся и эмигрирующим газом.

Третья стадия эмиграции, или стадия эмиграции первичных газоконденсатов и сухих газов, происходит в НГБ с толщиной осадочных пород в платформенных условиях более 5 км. Связана она с главной зоной газообразования, которая лежит в пределах градаций катагенеза МК₃-АК₂. Объём порового пространства здесь практически не уменьшается и стабилизируется на уровне 4-5 %, при этом практически прекращается выделение дегидратационной воды. Для ГЗГ характерна высокая температура, от 160-170 до 250-260 °С и интенсивная генерация метана, от 4 до 6 м³/м³, при снижении темпа образования жидких УВ, вплоть до полного прекращения их генерации. Таким образом, метан становится здесь основным компонентом в составе образующихся летучих веществ. В этих условиях микронефть обладает высокой растворимостью в газе, более 500 см³/м³.

Эмиграция продуктов катагенеза протекает на этой стадии, также как и на предыдущей стадии, в струйной форме, или в виде дискретных прорывов газоконденсатных растворов и сухих газов, с образованием быстро закрывающихся трещин. Следы движения УВ и других подвижных веществ по этим трещинам хорошо фиксируются в шлифах под люминесцентным микроскопом (К. Бека, И. Высоцкий; 1976).

Основной движущей силой эмиграции газа является АВПД, которое образуется за счёт непрерывной генерации газа. Расчеты В.А. Соколова (1965), показали, что при превращении 20 кг ОВ, заключенного в 1 м³ гли-

ны, 1 кг ОВ полностью превращается в газ и за счёт этого внутрипоровое давление может достигнуть 100 МПа.

Высококипящие нефтяные УВ с частью смол и асфальтенов, не удалившиеся из производящих пород в ГЗН, как и вновь образующиеся лёгкие жидкие УВ, в верхней части ГЗГ на грациях катагенеза МК₃₋₄ выносятся из них уже в виде газоконденсатных растворов. Это первичные газоконденсаты. По расчётам И.В. Высоцкого и др. [7] в ГЗГ в свободном состоянии находится 88 % газа от объёма его генерации, а все жидкие УВ находятся в растворённом состоянии: 85 % в газе и 15 % в воде. Все жидкие УВ, растворённые в воде и 10 % водорастворённых газов остаются в порах нефтегазопроизводящей породы. Коэффициент эмиграции газа в ГЗГ в целом равен 0,8. По данным С.Г. Неручева и др. [25] коэффициент эмиграции газа в ГЗГ на грации катагенеза МК₃ равен 0,9, а на грации АК₂ достигает 0,95.

5 ОСОБЕННОСТИ ЭМИГРАЦИИ ИЗ ПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Стадии, механизмы и формы эмиграции рассмотрены выше на примере глинистых НГП-пород, которые являются наиболее распространёнными. В других типах пород эмиграция, сохраняя общую направленность процессов, имеет некоторые особенности.

Эмиграция УВ из карбонатных пород. Пелитоморфные известняки и доломиты палеозойского и мезозойского возраста, являются довольно распространённым типом нефте- и газопроизводящих пород, особенно на больших глубинах. Однако эмиграция УВ из них имеет свои особенности.

Уплотнение карбонатных пород с выжиманием седиментационной воды завершается уже на стадии диагенеза, на малых глубинах около 200 м, и характеризуется быстрым снижением общей пустотности до 8-10 %, что создает хорошие условия для консервации в них рассеянного ОВ. В зоне катагенеза идут различные эпигенетические процессы, сопровождающиеся перераспределением пустотности в объёме пород. Карбонаты обладают высокой хрупкостью и соответственно имеют высокую склонность к трещинообразованию. Трещины в плотных нефтепроизводящих карбонатных породах могут возникнуть и в результате генерации УВ.

Таким образом, раннее уплотнение карбонатных пород исключает возможность участия седиментационной воды в эмиграции жидких УВ. Поэтому эмиграция микронепти и газа из карбонатных пород в прилегающие коллекторы происходит по системе трещин в виде свободной углеводородной фазы. Если эти породы богаты ОВ, то в них могут сформироваться сингенетичные залежи УВ, аналогично залежам в баженовской свите.

С.П. Максимов, М.И. Лоджевская [20], ссылаясь на данные Коннана, также отмечают, что процесс эмиграции УВ из карбонатных пород связан с фазами тектонической активности и интенсивного погружения пород в область высоких температур и давлений, где осуществляются процессы доломитизации, перекристаллизации и другие процессы, ведущие к образованию вторичной пористости и трещиноватости.

Формирование сингенетичных залежей и путей эмиграции УВ в доманикитах. Особенностью этих пород, содержащих высокие концентрации ОВ, является объединение свойств нефтепроизводящих и нефтесодержащих пород. Пустотное пространство наиболее характерных доманикитов – нефтепроизводящих пород баженовской свиты Западной Сибири связано с их текстурной неоднородностью. Оно имеет сложную морфологию и тре-

щинный характер. Текстурная неоднородность пород определяется наличием жесткого каркаса из кремнекислоты и гидрофобного ОВ. За счёт гидрофобных свойств ОВ, сорбированного глинистыми минералами, происходит ослабление контакта крупных микроблоков глинистых минералов друг с другом и с другими микрокомпонентами горной породы. В результате в баженитах появляются ослабленные зоны слоистого характера, служащие основой формирования их ёмкости. Микроблоки одинаково ориентированных глинистых минералов представляют собой как бы единый монокристалл, поверхность которого гидрофобизирована ОВ.

Образованию трещинного пустотного пространства в баженитах способствует генерация нефти и газа в зоне катагенеза, которая повышает внутрипоровое давление на величину, достаточную для гидроразрыва пласта. При этом в ослабленных зонах между текстурными элементами породы раскрываются щелевидные пустоты. На определённом уровне генерации УВ в породе появляется возможность фильтрации микронепфти.

Существенным фактором формирования коллекторских свойств в баженитах является наличие дифференцированных тектонических движений. Об этом говорят факты получения наилучших притоков нефти в зонах разломов и повышенных градиентов новейших тектонических движений, а также – в зонах повышенных температур и давлений. Предполагается также, что определённую роль в формировании фильтрационно-ёмкостных свойств и нефтегазоносности доманикитов играют подтоки флюидов из более глубоких горизонтов. Существуют также представления, отрицающие сингенетичное нефтегазообразование в доманикитах.

Формирование сингенетичных залежей и путей эмиграции УВ из биогенных кремнистых пород (силицитов). В большинстве случаев биогенные силициты объединяют в качестве нефтематеринских пород в одну группу с доманикитами. Связано это с тем, что они, как и доманикиты, имеют близкий состав и одновременно обладают свойствами нефтепроизводящих и нефтесодержащих пород. Однако для силицитов характерно преобладание в их составе кремнезёма и ещё большее содержание ОВ. Например, кремнистые породы формации Монтерей в Калифорнии содержат более 20 % органического углерода, а иногда его концентрация достигает 50 %. К этому типу пород Ю.К. Бурлин, А.И. Конюхов и Е.Е. Карнющина (1991) относят и пиленгскую свиту миоценового возраста Восточного Сахалина.

Развитие коллекторских свойств силицитов происходит на фоне процесса трансформации кремнезёма от его аморфных форм (опала) до кварца и халцедона. При этом обильно выделяется вода, особенно в начале этого процесса. Первой уходит свободная, затем рыхло связанная вода. Дальней-

шая перекристаллизация ведёт к образованию кремнистых пород с интенсивно развитой микротрещиноватостью. В это время сингенетично образующиеся УВ заполняют трещинное пустотное пространство, которое достигает 3 %, а трещинная проницаемость – $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. При этом нефть одновременно находится в порах матрицы и в трещинах породы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проблеме эмиграции микронепфти и газа есть ряд дискуссионных вопросов. Некоторые геологи нефтяники процесс эмиграции считают не реальным и его не признают.

Согласно классическим представлениям органической теории, генерация и эмиграция нефти и газа протекают с различной интенсивностью и под влиянием различных факторов на всех стадиях литогенеза. Однако только при погружении в условия ГЗН (градации катагенеза МК₁ и МК₂), нефтематеринские породы переходят из категории потенциально-нефтепроизводящих в категорию нефтепроизводящих. С глубиной погружения происходит смена механизмов эмиграции УВ и их форм.

В позднем диагенезе и протокатагенезе эмиграция как микронепфти, так и газа (микрогаза) происходит, главным образом, в водорастворенном состоянии в составе отжимающихся седиментационных и дегидратационных вод. При этом большая часть микронепфти (76 %) остаётся в нефтематеринских толщах. Все газовые УВ эмигрируют в водорастворённом состоянии.

В главной зоне нефтеобразования микронепфть эмигрирует преимущественно в свободном состоянии, в струйной форме. При этом часть микронепфти остаётся в породах. Газ почти полностью уходит из нефтепроизводящих пород.

В верхней части ГЗГ за счёт микронепфти, присутствующей в НПП-породах образуются, первичные ГК, которые эмигрируют, главным образом, в газорастворённом состоянии в струйной форме. Сухие газы, образующиеся в более жёстких термобарических условиях, также эмигрируют преимущественно в свободном состоянии и в струйной форме.

Основным фактором эмиграции УВ в зоне катагенеза является АВП_Д и различные геодинамические, в том числе сейсмотектонические, явления.

Эмиграция микронепфти из толщи глинистых пород, находящейся в ГЗН, происходит на расстоянии не более 20 м от пласта коллектора, а газа – 30-40 м. Эти расстояния определяют эффективную толщину НПП-пород.

Коэффициент эмиграции микронепфти достигает максимума, 0,8 по С.Г. Неручеву др. и 0,5-0,6 по Ю.И. Корчагиной и О.П. Четвериковой, в нижней части ГЗН. Коэффициент эмиграции газа достигает в нижней части ГЗГ 0,90-0,95.

Эмиграция микронепфти и газа идёт как вверх, так и вниз по разрезу. Связано это с тем, что в НПП-породах пластовое давление превышает пластовое давление в смежно расположенных коллекторах.

Удельная продуктивность нефтегазопроизводящих пород, или потенциал, оценивается для жидких УВ в граммах на 1 м^3 или тысячах тонн на 1 км^3 породы, а газообразных УВ – в кубических метрах на 1 м^3 или миллионах кубических метров на 1 км^3 породы. Расчётные величины удельной продуктивности пород лежат в пределах от 10 до 20000 г/м³ для микроневфти и от 0,03 до 6 м³/м³ для газа.

Масштабы эмиграции нефти и газа оцениваются площадной продуктивностью материнской породы, или плотностью эмиграции. Это – количество УВ, выделившееся из объёма породы с основанием 1 км^2 и высотой, равной эффективной толщине нефтегазопроизводящей породы. Плотность эмиграции лежит в пределах от 1 тыс. до 1 млн. т/км² для нефти и от 1 млн. до 1 млрд. м³/км для газа.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Назовите этапы общего процесса миграции нефти и газа.
2. Дайте определение понятию «эмиграция УВ».
3. Какой продукт катагенеза ОВ называется микронефтью?
4. Что называется эффективной (отдающей) глубиной эмиграции?
5. Какова эффективная глубина эмиграции микронефти, газа?
6. Что понимается под удельной продуктивностью производящих пород?
7. Какое отношение называется коэффициентом эмиграции?
8. Каковы максимальные коэффициенты эмиграции нефти и газа на стадии катагенеза?
9. Почему водорастворённая форма эмиграции УВ отвергается большинством исследователей?
10. Назовите факторы вызывающие АВИД в НПП-породах?
11. Что понимается под плотностью эмиграции УВ?
12. Назовите стадии эмиграции УВ, связанные с литогенезом.
13. С какой подстадией преобразования ОВ связан основной этап эмиграции: а) жидких углеводородов (микронефти); б) газов?
14. В каких формах (состояниях) протекает эмиграция основных объёмов УВ?
15. Назовите движущие силы (энергетические источники) эмиграции УВ, характерные для её разных стадий?
16. В чём заключается суть геодинамических факторов эмиграции?

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамова О.П., Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. Геохимия связанных вод в аспекте генезиса нефти и газа // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии*. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 13-18.
2. Аномально высокие давления – следствие генерации углеводородов и причина взрывного характера их эмиграции / С.Г. Неручев, В.В. Мухин Е.А. Рогозина, И.Б. Червяков. // *Советская геология*. – 1987. - № 10. – С. 33-39.
3. Белецкая С.Н. Первичная миграция нефти. – М.: Недра, 1990. – 288 с.
4. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений // *Основы геологии горючих ископаемых / В.В. Семенович и др.* – М.: Недра, 1987. – С. 219-274.
5. Высоцкий И.В. Основы теории эмиграции и миграции углеводородов // *Геология и геохимия горючих ископаемых (К 50-л. Каф. Геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ: 1945-1995гг.)* – М.: ВНИИЗарубежгеология, 1995. – С.93-106.
6. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра, 1986. – 228 с.
7. Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Высоцкий В.И. Эмиграция и миграция углеводородов (количественный аспект) // *Геология и геохимия горючих ископаемых: Сб. науч. тр.* – М.: Изд-во МГУ, 1991. – с. 57-70.
8. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
9. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 415 с.
10. Геология и геохимия природных горючих газов: Справочник / В.И. Ермаков и др. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
11. Доценко В.В. Влияние геодинамики на процессы миграции нефти и газа и необходимость её учета при прогнозе нефтегазоносности и разработке нефтяных и газовых месторождений // *Проблемы геозкологии геохимии и геофизики*. – Ростов-на-Дону: Изд-во ООО «ЦВВР», 2005. – С. 309-319.
12. Доценко В.В. Геохимия и происхождение нефти и газа. – Ростов-на-Дону: Изд-во ООО «ЦВВР», 2007. – 308 с.
13. Доценко В.В. Концепции происхождения нефти и газа и их практические следствия // *Вопросы геологии и освоения недр юга России*. – Ростов-на-Дону: Изд-во ЮНЦ РАН, 2007. – С. 161-171.
14. Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация. – М.: Научный мир, 2003. – 98 с.
15. Дюнин В.И., Корзун А.В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.

16. Еременко Н.А. (Россия), Чилингар Г.В. (США) Геология нефти и газа на рубеже веков – М.: Наука, 1996. – 176 с.
17. Жузе Т.П. Миграция углеводородов в осадочных породах. – М.: Недра, 1986. – 188 с.
18. Корчагина Ю.И., Четверикова О.П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. – М.: Недра, 1983. – 222 с.
19. Куклинский А.Я. Сочетание каталитических и термических процессов в нефтеобразовании // Вопросы геологии и нефтегазоносности Нижнего Поволжья. – Волгоград: ДОО «ВолгогрдНИПИнефть», 1988. – С.165-174.
20. Максимов С.П., Лоджевская М.И. Состояние изученности условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа на больших глубинах // Особенности формирования залежей нефти и газа в глубокозалегающих пластах. – М.: Наука, 1980. – С. 3-28.
21. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
22. Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа / Л.А. Абукова, А.А. Карцев, В.С. Лашкевич, В.Д. Иванова // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 5-7.
23. Неручев С.Г. Органическая теория образования нефти и газа и их месторождений // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 214-215.
24. Нефтегазовая гидрогеология / А.А. Карцев, С.Б. Вагин, В.П. Шугрин, Ю.И. Брагин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2001. – 264. с.
25. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. – СПб.: «Недра», 2006. – 364 с.
26. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа: Пер. с франц. – М.: Недра, 1991. – 359 с.
27. Соколов В.А. Геохимия природных газов. – М.: Недра, 1971. – 336 с.
28. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 484 с.
29. Справочник по геохимии нефти и газа. – М.: Недра, 1998. – 576 с.
30. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (Вопросы миграции УВ) // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. – 2009. – № 12.
31. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. С англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
32. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
33. Шахновский И.М. Некоторые итоги конференции «Генезис нефти и газа» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – С. 34-36.

34. Шахновский И.М. Происхождение месторождений рудных и горючих полезных ископаемых. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 64 с.
35. Smith J.E. // J. Int. Assoc. Math. Geol., 1971. – V. 3 - № 2. – P. 183-192.
36. Ungerer Ph. Modeling of petroleum generation and migration / M.L. Borde-nave (ed.). Applied Petroleum Geochemistry. Paris, Technip, 1993. P. 397-442.

Подписано в печать 18.06.2010 г. Формат 60x84 1/16. Усл. печ. л. 2,88
Тираж 50 экз. Заказ № 1154.
Типография Южного федерального университета
344090, г. Ростов-на-Дону, пр. Стачки, 200/1. тел (863) 247-80-51.