

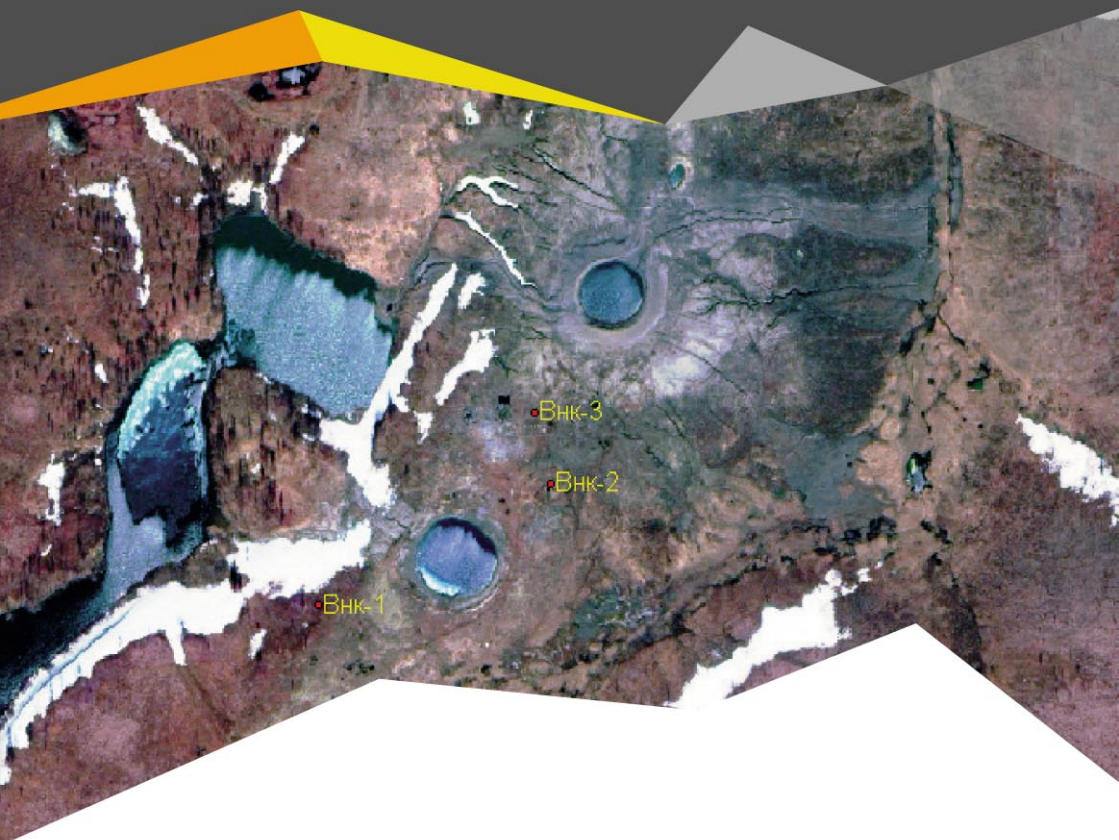


СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

А. К. Битнер, Е. В. Прокатень

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 553.98(07)+550.4(07)
ББК 26.348.431я73
Б662

Рецензенты:

В. П. Исаев, доктор геолого-минералогических наук, академик МАН и АН Высшей школы России, профессор Иркутского государственного университета;

А. П. Романов, кандидат геолого-минералогических наук, директор Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья

Битнер, А. К.

Б662 Геология и геохимия нефти и газа : учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2019. – 428 с.

ISBN 978-5-7638-4182-4

Охарактеризованы породы, содержащие нефть и газ, миграция углеводородов в земной коре, приведены понятия и классификации залежей нефти и газа, описано их распределение в недрах. Рассмотрены каустобиолиты, геохимия углерода, органические вещества, являющиеся источниками углеводородов, геохимия нефти и газа, проанализированы геохимические закономерности изменения состава нефти и газа в пространстве и геологическом времени. Даны сведения о геохимических методах поисков нефти и газа, процессах их переработки; рассмотрены некоторые экологические аспекты нефтегазовых работ в северных широтах Красноярского края.

Предназначено для студентов специалитета, обучающихся по специальности 21.05.02 «Прикладная геология», студентов магистратуры направления подготовки 05.04.06 «Экология и природопользование», а также для студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (программы 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа»). Может быть полезно специалистам, занимающимся проблемами геологического сопровождения геологоразведочных работ и разработки месторождений нефти и газа.

Электронный вариант издания см.:
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 553.98(07)+550.4(07)
ББК 26.348.431я73

ISBN 978-5-7638-4182-4

© Сибирский федеральный университет, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	8
ВВЕДЕНИЕ. НЕФТЬ И ГАЗ: РЕАЛИИ И ПРОГНОЗ.....	12
РАЗДЕЛ I. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА	25
1. Происхождение нефти и природного газа	26
1.1. Органическая концепция нефтегазообразования.....	28
1.2. Неорганическая концепция нефтегазообразования.....	33
1.3. Прочие гипотезы происхождения нефти и газа	36
2. Горные породы, содержащие нефть и газ.....	40
2.1. Породы-коллекторы: их свойства и классификации	40
2.2. Породы-покрышки и их свойства.....	62
2.3. Природные резервуары.....	66
2.4. Ловушки нефти и газа и их классификации	79
3. Миграция углеводородов в земной коре.....	86
3.1. Виды миграции нефти и газа	86
3.2. Факторы, обуславливающие миграцию нефти и газа.....	90
3.3. Образование и разрушение залежей нефти и газа	100
4. Понятия и классификации залежей и месторождений нефти и газа	113
4.1. Типы и параметры залежей и месторождений нефти и газа.....	113
4.2. Запасы и ресурсы нефти и газа, их классификация	127
5. Закономерности распределения в земной коре скоплений углеводородов и нефтегеологическое районирование	148
5.1. Закономерности распределения в земной коре скоплений нефти и газа.....	149
5.2. Нефтегеологическое районирование.....	151
РАЗДЕЛ II. ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....	165
6. Каустобиолиты – природные горючие ископаемые	166
7. Основы геохимии водорода, углерода и гелия.....	180
7.1. Водород.....	180
7.2. Углерод.....	182
7.3. Гелий	195

8. Органическое вещество – источник углеводородных флюидов	203
8.1. Органическое вещество пород	203
8.2. Методы изучения компонентов органического вещества	207
8.3. Генетические типы органического вещества, стадии его преобразования и формирование нефти и газов	211
8.4. Определение нефтегазоматеринского потенциала пород	217
8.5. Оперативная оценка генерационного потенциала и зрелости керогена по материалам пиролиза	223
8.6. Распределение температуры максимального выхода углеводородов при пиролизе органических веществ – показатель катагенетического несогласия	225
9. Нефтяные системы	230
9.1. Общая характеристика нефтяных систем	230
9.2. Физико-химические свойства нефтей	233
9.3. Элементный, фракционный и групповой составы нефтей	243
9.4. Генетические типы нефтей и конденсатов	266
10. Газоконденсатные системы	276
10.1. Образование и свойства газоконденсатных систем	276
10.2. Классификации газовых конденсатов	279
10.3. Углеводородные флюиды промежуточного типа и графическая корреляция газовых конденсатов и нефтей	280
11. Геохимия газовых систем	286
11.1. Природные газовые геохимические системы и их свойства	286
11.2. Газы соленосных отложений	291
11.3. Газоносность угленосных отложений	293
11.4. Интеркалированный метан угольных месторождений	298
11.5. Газы, растворенные в подземных водах	300
11.6. Процессы гидратообразования	307
11.7. Газы нефтяных и газовых скоплений	312
11.8. Газы грязевых вулканов	316
12. Геохимические методы поисков нефти и газа и их практическое применение	321
12.1. Теоретические предпосылки. Параметры естественного геохимического поля	321
12.2. Практическое применение геохимических поисков нефти и газа	330

13. Трансформации нефтей, конденсатов и газов в природе	361
13.1. Преобразование нефти, конденсатов и газа в недрах	361
13.2. Загрязнение почв и атмосферы и химические следствия их трансформации.....	373
13.3. Процессы, протекающие в атмосфере	381
13.4. Гидросфера и процессы, протекающие в ней	386
13.5. Самоочищение атмосферы и поверхностной гидросферы.....	389
14. Геохимические типы, сорта и качество перерабатываемой нефти	393
14.1. Краткая характеристика современных процессов нефтепереработки	393
14.2. Коррозионные компоненты нефти	396
14.3. Классификации нефтей, поступающих на переработку.....	397
14.4. Товарная индексация нефти	401
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ.....	408
РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	417
ПРИЛОЖЕНИЯ	418
Приложение 1	418
Приложение 2	419
ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	420

*Трудно создать хорошую теорию,
теория должна быть разумной, а факты
не всегда таковы.*

Джордж У. Бидл,
лауреат Нобелевской премии 1958 г.

РАЗДЕЛ I

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

1. ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Происхождение нефти и природного газа относится учеными к фундаментальным проблемам в науках о Земле. О генезисе нефти и газа единого мнения не существует, так как решение проблемы нефтегенеза тесно переплетается с вопросами химии, физики, геологии, геохимии и биохимии, космохимии и другими науками.

От познания природы месторождений углеводородного сырья во многом зависит и будущее земной цивилизации, и сырьевая безопасность. Пополнение минерально-сырьевой базы в значительной степени стало успешным благодаря своеобразным подходам к проблеме происхождения нефти и газа и их поискам. Это дало толчок к подготовке запасов нетрадиционной нефти и других углеводородов. По данным В. П. Орлова, в начале 2000-х гг. мировой баланс пополнился запасами нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, битуминозные и «нефтяные» пески, сверхтяжелая нефть) в количестве около 43,5 млрд т, что соответствует среднегодовому мировому росту запасов 3 % [57].

Кроме того, от понимания минерального или органического происхождения нефти и природного газа всецело зависит стратегия регионального прогнозирования и поисково-оценочных геологоразведочных работ на нефть и газ, совершенствование теоретических основ поисков нефти и газа, а также продолжение работ в 200 нефтегазоносных бассейнах мира, разработка которых только начинается. К таким нефтегазоносным бассейнам можно отнести Тунгусский, локализованный в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, и другие на Сибирской платформе.

К этому следует добавить еще 150 неразведанных бассейнов мира, очередь которых по разным причинам пока не наступила [56], а также геологоразведочные работы на так называемый сланцевый газ и угольный метан – новые нетрадиционные виды углеводородного сырья.

Примерно за 80–100 лет было выдвинуто множество идей, включая попытки создания смешанных (универсальных или полигенных) гипотез. В настоящее время развивается три основополагающих гипотезы нефтегазообразования: органическая (осадочно-миграционная); неорганическая (флюидодинамическая) и космическая [41; 56].

Задача авторов учебного пособия – кратко охарактеризовать общее состояние проблемы происхождения нефти и газа и показать некоторые современные направления развития теории.

Состояние проблемы генезиса нефти и газа на начало XXI в. объективно охарактеризовал Ю. А. Пиковский [62] по материалам Первой Всероссийской конференции (2003 г.), посвященной данной проблеме. Заслуга этой конференции уже в том, что на ней приверженцы органической и абиогенной теорий договорились выслушать друг друга. Ю. А. Пиковский так охарактеризовал проблему: «Нет единой парадигмы нефтегазообразования», так как на конференции 37 % докладов были посвящены органической теории, 30 % – эндогенной (глубинного органического синтеза) и 33 % – нейтральной [62]. Он же отметил другой не менее знаменательный факт, состоящий в том, что обозначилась тенденция роста числа сторонников концепции полигенеза (многоочаговости) источников нефти (до 20 % сторонников от той и другой теории). Это может свидетельствовать о наличии точек соприкосновения обеих упомянутых концепций. Или, как прозорливо заметил академик А. Н. Дмитриевский, «рождается идея» [24], согласно которой в образовании нефти и газа участвуют все возможные механизмы генезиса углеводородов.

Затрагивая вопрос об эндогенной идее происхождения нефти, необходимо отметить, что абиогенно-ювенильной модели в настоящее время придерживается значительное количество известных ученых: И. М. Шахновский, Р. П. Готтих, Б. И. Пиковский, Ю. И. Пиковский, А. А. Баренбаум, В. А. Трофимов, А. А. Кузнецов, М. И. Лоджевская, Г. С. Симонян и др. Экспериментальное термодинамическое обоснование абиогенной теории дано А. П. Руденко, И. И. Кулаковой, Дж. Р. Кенни, Т. Голд и др.

К сторонникам осадочно-миграционной (органической, биогенной) теории относится большинство ведущих российских и зарубежных ученых и практиков. Начиная с М. В. Ломоносова, Г. Гефера и К. Энглера, И. М. Губкина активными продолжателями теории по праву считаются А. А. Бакиров, Н. Б. Вассоевич, А. А. Трофимук, А. Э. Конторович, В. Е. Хаин, О. К. Баженова, С. Г. Неручев, Б. Тиссо (Франция), Д. Вельте (Германия), Г. Потонье (Германия), Дж. Хант (США) и др.

Значительная роль на современном этапе отводится микробиологическим факторам синтеза углеводородов, в частности хемофоссилиям, обнаруженным в нефтях [41]. *Хемофоссилии (биомаркеры)* – это

соединения, присутствующие в органическом веществе пород, сырой нефти и битумах и имеющие углеродный скелет биологических молекул – их предшественников. Особое место среди биомаркеров занимают стерановые и терпановые углеводороды C_{19} – C_{35} . Хемофоссилии чаще всего используются как важнейшие геохимические критерии при корреляционных сопоставлениях нескольких нефтей, определении связи нефти с исходным органическим веществом пород, оценке окислительно-восстановительной обстановки в бассейне седиментации.

Общее состояние проблемы происхождения нефти и газа нашло свое отражение в опубликованных материалах конференций, проведенных в Москве по тематике «Дегазация Земли...» (1976, 1980, 1985, 1991, 2002, 2006, 2008, 2010) и сборников докладов (2006, 2011) [41].

Ниже рассмотрены основные теории образования нефти и газа и признаки характеризующих теорий в свете современных исследований.

1.1. Органическая концепция нефтегазообразования

В основе органической теории лежит представление о происхождении нефти и газа из биогенного органического вещества осадочных отложений. Данный процесс, по мнению сторонников этой теории, имеет стадийный характер, при котором органическое вещество преобразуется в нефть или газ.

На стадиях осадконакопления и диагенеза формируются осадочные нефтегазоматеринские породы, т. е. породы, содержащие рассеянное органическое вещество, способное генерировать нефть и газ.

В конце XIX – начале XX в. в трудах русских ученых, таких как Г. В. Абих, Н. И. Андрусов и Г. П. Михайловский, был освещен вопрос о нефтематеринских (нефтепроизводящих) толщах. Само же понятие «нефтематеринская свита», обозначающее место образования нефти, сформулировал в 1863 г. американский геолог Александр Винчелл.

На основании опыта изучения нефтяных месторождений в Европе и Америке А. Д. Архангельским было подмечено, что нефть приурочивается к тем свитам осадочных пород, в состав которых входят породы, богатые органическими веществами нефтяного типа, так называемые битуминозные глины, горючие битуминозные сланцы и известняки.

Также он отмечал, что у многих исследователей возникал вопрос об условиях образования этих битуминозных пород, условиях, которые в значительной степени могут определять и сам процесс нефтеобразования.

Подобные свиты, с которыми связаны нефтяные залежи ряда месторождений Кавказа, А. Д. Архангельский называл первично-нефтеносными, нефтепроизводящими или нефтематеринскими.

Нефтематеринская порода – это важное звено в нефтегазовых системах, являющееся источником нефтегазовых месторождений того или иного рода [54]. Для диагностики нефтематеринской породы в соответствии с современными представлениями установлены следующие ее признаки.

Нефтегазоматеринские породы формируются в субаквальных условиях и восстановительных обстановках, представлены по литологическому составу главным образом темноцветными глинистыми породами: аргиллитами, глинистыми карбонатами, мергелями, биогенными и глинистыми доломитами, содержащими рассеянные органические вещества. Нефтематеринские породы должны иметь достаточное для генерации углеводородов время пребывания в термokatалитической зоне и обладать возможностью отдачи части образующихся в органическом веществе углеводородов в коллектор. Кларковые значения концентраций органического вещества принимаются 400 г/м^3 породы [22], содержание органического углерода $C_{\text{орг}}$ не более 20 %. Средние значения содержания $C_{\text{орг}}$ для осадочных пород (кларковые значения) составляют порядка 0,55–0,60 %. Это соответствует 13–15 кг $C_{\text{орг}}$ на 1 м^3 . Субкларк для глинистых пород континентального сектора стратисферы Н. Б. Васоевич ориентировочно определил как 0,90 %.

На стадии катагенеза в зависимости от термобарических условий реализуются потенциальные возможности нефтегазоматеринских пород генерировать жидкие или газообразные углеводороды. Процесс начинается с генерации газа, которая в дальнейшем сопровождается образованием нефти и заканчивается стадией газообразования. На основании генетической связи нефти и углеводородных газов с рассеянным органическим веществом в осадочных породах и огромной роли в формировании скоплений нефти и углеводородных газов процессов миграции Н. Б. Васоевич предложил называть эту теорию образования нефти и газа **осадочно-миграционной**.

Процесс интенсивного образования нефти Н. Б. Вассоевич назвал *главной фазой нефтеобразования* (ГФН). В зарубежной литературе этот интервал называют «нефтяным окном». Глубинный же интервал именуют *главной зоной нефтеобразования* (ГЗН), глубина которой около 2–4 км; температура составляет 60–150 °С в зависимости от геотермического градиента. При температуре 150 °С из керогена интенсивно генерируются нефть, конденсат и жирный газ.

Углеводороды, входящие в состав жидких (нефть) и газообразных (природный газ) нефтяных продуктов, возникают в процессе превращения углеродсодержащих веществ, т. е. липидов, липопротеинов и белков, входящих в состав живой материи. Круговорот углерода состоит из круговорота минерального и более короткого органического углерода (рис. 1.1).

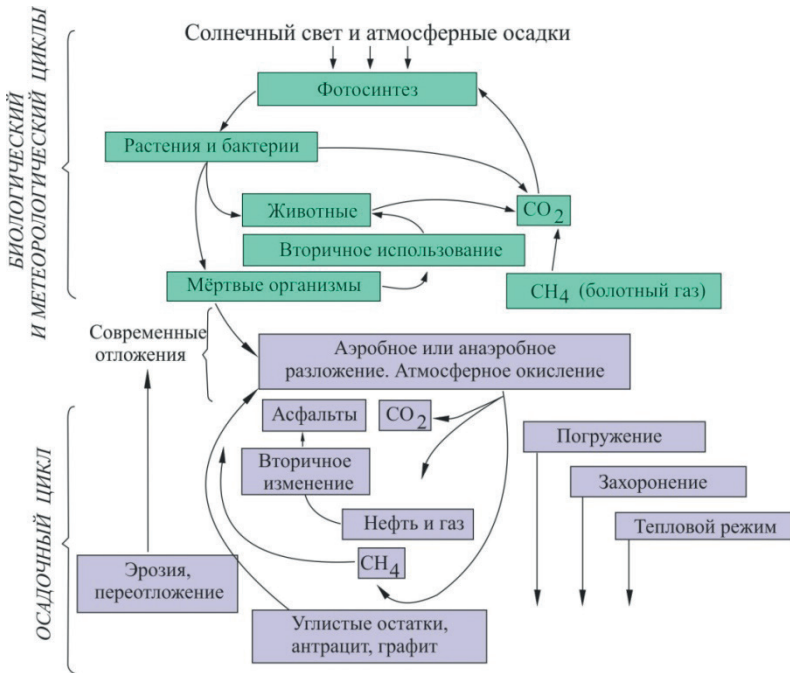


Рис. 1.1. Органический круговорот углерода (Durand, 1988 [54])

В органическом круговороте весь углерод, содержащийся в осадочных породах, происходит из атмосферной двуокиси углерода (обычно образующейся в процессе минерального круговорота углерода), а водород поступает из воды. Эти два элемента удерживаются и соединяются в органической массе флоры и фауны, а необходимая энергия поступает за счет солнечной радиации. Атмосферный CO_2 извлекается в процессе ассимиляции хлорофиллом, входящим в состав морских и наземных организмов. Большая его часть возвращается в атмосферу в процессе дыхания макро- и микроорганизмов, однако часть углерода не возвращается в виде двуокиси. Она удерживается и после прохождения диагенеза преобразуется в углеродистые вещества и углеводороды. Именно за счет этой особенности в органическом круговороте углерода в ходе геологического времени образуются ископаемые топлива – нефть и газ.

А. Э. Конторович и В. Н. Меленевский (1988 г.) подсчитали, что в главной зоне нефтеобразования из 1 т ОВ сапропелевого типа образуется 37 кг битумоида, из того же количества гумусового ОВ – 16–19 кг.

Первые экспериментальные подтверждения возможности получения углеводородных соединений из органического материала были представлены Г. Гефером и К. Энглером (1888 г.) и академиком Н. Д. Зелинским (1919 г.). Ими при перегонке рыбьего жира ($T - 400^\circ\text{C}$, $P - 1$ МПа) и сапропеля был получен большой спектр предельных углеводородов и масла, сырая смола – 63,2 %, газы (метан, окись углерода, водород, сероводород) – 20,8 % и др. При последующем крекинге смолы из нее образовался бензин, керосин, тяжелые масла [22]. Другими учеными аналогичные опыты успешно проводились с использованием сланцев.

Приведем основные доводы в пользу биогенно-органического происхождения нефти.

1. Подавляющее большинство нефтегазоносных систем расположено в осадочных бассейнах, содержащих нефтематеринские породы и рассеянное органическое вещество, из которого в результате органического синтеза возможно образование широкого спектра углеводородов. Экспериментальное подтверждение возможности получения УВ из органического вещества получено многими исследователями.

2. Наблюдается пространственно-временная и статистическая связь мировых запасов и их освоения, 99 % нефти добывается из осадочных пород [24].

3. Значительные скопления нефти и газа приурочены к регионально-нефтегазоносным комплексам, выдержанным на обширных территориях, характеризующихся определенным набором фаций, на что еще в 1927 г. обратил внимание И. М. Губкин.

4. С. Г. Неручевым установлена связь между запасами нефти и газа с объемом нефтегазоматеринских отложений, находившихся в очаге генерации, благодаря чему стала возможной количественная оценка первично-миграционных потерь и миграционного потенциала нефтепроизводящих толщ.

5. Термический крекинг нефти происходит при низких температурах (до 150–180 °С) на небольших глубинах. Известно, что в естественных условиях в температурном диапазоне 150–200 °С в присутствии природных катализаторов возможны реакции дегидрирования и присоединения с образованием толуола и других высокомолекулярных УВ [9]. Кроме этого низкотемпературное образование нефтей, по мнению А. А. Бакирова, подтверждается присутствием в них производных хлорофилла (парафинов), которые при температуре свыше 200 °С разлагаются. В синтезированной нефти не наблюдаются молекулярные структуры, свойственные структурам органических соединений живых организмов [41].

6. Результаты изучения изотопного состава нефтей и битумоидов рассеянного ОВ пород подтверждают биогенное происхождение нефти. По данным А. А. Бакирова, изотопный состав углерода нефти очень близок к липидной фракции ОВ пород.

7. Оптическая активность (способность нефти вращать плоскость поляризованного света) связана с присутствием в молекуле асимметричного атома углерода, все валентности которого насыщены различными атомами или радикалами, что свойственно только биологическим системам [75].

8. Биомаркеры, или хемофоссилии, в синтетической нефти отсутствуют. Вместе с этим следует отметить, что эндогенные фуллерены все-таки обнаружены в «матричной» нефти, открытой в неизменных массивных карбонатных породах – коллекторах крупного Оренбургского газоконденсатного месторождения [24–29]. Присутствие в очагах матричной нефти продуктов глубинной дегазации, по мнению А. Н. Дмитриевского, приводит к совместному нахождению в пределах одного месторождения органических и неорганических компонентов.

9. Изотопный состав углерода нефтей сходен с изотопным составом веществ органического мира.

Завершим параграф словами А. А. Кузнецова [41]: «...исходный материал для нефти и газа – липидные остатки бывших (микро) организмов, преобразуемые в процессе термокатагенеза осадочных толщ при погружении дна бассейнов, депрессий, прогибов (липиды → кероген → микронепть и ее вертикальная и горизонтальная на многие километры миграция и аккумуляция в структурных ловушках)» также является определенным свидетельством осадочно-миграционного биогенного происхождения нефти.

1.2. Неорганическая концепция нефтегазообразования

Впервые идея о минеральном происхождении нефти была предложена в 1805 г. известным немецким ученым, географом и путешественником А. Гумбольдтом. Дальнейшие теоретико-практические основы гипотезы неорганического образования нефти разрабатывались большой плеядой ученых разных стран. Назовем некоторых из них в хронологическом порядке: М. Бертелло (1866), А. Бюассон (1871), Д. И. Менделеев (1877), А. Муассан (1897), К. В. Харичков (1897), В. Д. Соколов (1899), П. Сабатье и Б. Сендеренс (1901), К. Бекер (1909), Э. Штебер (1914), У. Рамзей (1923), Ф. Кларк (1924), У. У. Руби (1951), Н. А. Кудрявцев (1951), П. Н. Кропоткин (1954), В. Б. Порфирьев (1957), А. И. Кравцов (1958), Г. К. Юри (1959), М. Кельвин (1963), Р. Робинсон (1966), Э. Б. Чекалюк (1967), Г. А. Бете (1979), В. А. Краюшкин (1984), Н. С. Бескровный (1985), А. А. Кузнецов (2014). Современные разработки абиогенной теории в связи с лучшей аргументацией осадочно-миграционной гипотезы и признанием ее практиками приостановились, уйдя в сферу академических интересов.

Суть абиогенной теории сводится к тому, что нефть и углеводородный газ формируются в мантийных очагах за счет реакций между водородом, кислородом, углеродом, серой и другими летучими компонентами в восстановительной среде при больших давлениях и температурах в присутствии катализаторов. По мнению Э. Б. Чекалюка (1976 г.), метан в таких условиях может полимеризоваться с образованием более

высокомолекулярных углеводородов, т. е. в мантийных очагах реализуется процесс Фишера – Тропша. Данный процесс – это химическая реакция, происходящая в присутствии катализатора, в которой монооксид углерода CO и водород H₂ преобразуются в различные жидкие углеводороды. Обычно используются катализаторы, содержащие железо и кобальт. Принципиальное значение этого процесса использовано при производстве синтетических углеводородов в качестве синтетического смазочного масла или синтетического топлива из угля. Оба катализатора в мантийных очагах имеются в достаточных количествах. И. С. Грамберг в трудах указывает на то, что в мантийных очагах вместо метана могут синтезироваться его производные – CH₁ (метин), CH₂ (метилен), CH₃ (метил) [90], которые, вступая в другие реакции органического синтеза, приведут к образованию высокомолекулярных углеводородов предельного ряда.

Н. А. Кудрявцев подметил, что многие месторождения нефти и газа фиксируются над зонами глубинных разломов земной коры. Такие факты установлены во многих районах. Например, в пределах Анабарского свода над зонами глубинных разломов зафиксировано шесть крупных битумных полей, образовавшихся в результате окисления первичной нефти, встречаются выходы нефти на поверхность [48]. Существует вероятность того, что в погруженных зонах битуминозные пласты переходят в нефтегазоносные. Такие выводы основываются на данных о притоках газа и выделениях нефти на поверхности керна из скважин Тюмятинской площади. Жидкая нефть обнаружена в вулканах Этны, на Камчатке и в других вулканических районах Индонезии, Новой Зеландии. В термах кальдер вулканов встречаются как тяжелая, так и легкая нефть [70].

Основные признаки неорганического происхождения нефти были обобщены в 1970–1980 гг. в трудах Н. А. Кудрявцева, В. А. Краюшкина и Н. С. Бескровного. В 1988 г. А. Э. Конторович с соавторами подводил основные итоги исследования по теории нефтегазообразования в XX в. В результате этих исследований были сформулированы наиболее актуальные направления исследований в XXI в. На первое место была поставлена разработка нелинейной теории нафтидогенеза в истории Земли, в том числе в результате проявления космического воздействия.

Приведем далеко не полный список признаков неорганического происхождения нефти и газа, составленный по данным А. А. Кузнецова [41] и дополненный авторами пособия:

1. Присутствие сложных углеводородов, включая H_2 и CO , в углестых хондритах, минералах кимберлитов, толеитах, щелочных породах.

2. Наличие, согласно данным Н. С. Бескровного (1985 г.), метана и его гомологов в гидротермальных растворах Восточно-Тихоокеанского рифта и др.

3. Связь нефтегазоносности с грязевым вулканизмом.

4. Размещение многих месторождений нефти и газа в зонах глубинных разломов.

5. Обнаружение скоплений нефти и газа в породах кристаллического фундамента [91] в бассейнах с отсутствием нефтепроизводящих толщ.

6. Присутствие нефти в осадочных бассейнах, где нет нефтематеринских толщ.

7. Размещение месторождений вне зон нефте- или газонакопления (выше или ниже их).

8. Экспериментальное подтверждение реальности абиогенного синтеза нефтяных углеводородов.

9. Существование нефтяных месторождений с восполняющими запасами углеводородов на стадии разработки.

Таким образом, к концу XIX в. обозначилось два полярных взгляда на проблему происхождения нефти и газа. Отметим лишь, что за более чем вековую историю нефтегазописковых исследований критериев прогноза скоплений УВ, образовавшихся абиогенным путем, не разработано.

Резюмируя обе гипотезы, необходимо обратить внимание на наличие в настоящее время трансформированных вариантов гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти и газа.

Трансформированные варианты осадочно-миграционной гипотезы – *геофлюидодинамическая* Б. А. Соколова и В. Е. Хаина (1997 г.); О. К. Баженовой, Ю. К. Бурлина, Б. А. Соколова и В. Е. Хаина (2000 г.) и *геодинамическая* В. П. Гаврилова (1998 г.) модели на базе дискуссионной концепции тектоники литосферных плит – отводят большую роль в катагенезе осадочных пород с рассеянным органическим веществом (РОВ) эндогенному фактору, а именно мантийным дегазационным флюидно-водно-минеральным потокам – производным мантийных диа-

пиров, чего не было в «осадочной парадигме» нефтеобразования [41]. То есть эти исследователи фактически признают факт «смешанного» (органически-минерального) генезиса нефтяных углеводородов. Тем не менее, принципиальное различие между двумя гипотезами остается. Сторонники «смешанного» генезиса считают, что мантийные дериваты только ускоряют процессы катагенеза ОБ осадочного чехла в углеводороды. Неорганики же принимают, что флюидно-паро-водные дериваты приносят в земную кору нефтяные углеводороды и даже саму нефть без участия РОВ [90].

Согласно современной трактовке в результате глобальных тектонических процессов (взаимодействия литосферных плит) осадочные породы оказываются «затянутыми» в зоне субдукции жестких плит. При больших мантийных глубинах и критичных термобарических обстановках происходит термолиз органического вещества и возгонка углеводородов [21]. В результате образовавшиеся углеводороды мигрируют в верхние слои стратисферы и выходят во время извержений в виде вулканических газов. Впоследствии эта теория была подтверждена при бурении в местах развития поддвиговых зон Скалистых гор в Америке. Поисковая скважина на глубине 1 888 м пробурила сначала докембрийский гранитный фундамент, а при прохождении еще 2 700 м осадочные отложения мелового периода и на глубине 5 500 м было обнаружено месторождение газа. Выявленное геохронологическое несоответствие («перевернутость») в последовательности залегания разновозрастных горных пород объяснялось надвигом плиты гранита на осадочные породы.

1.3. Прочие гипотезы происхождения нефти и газа

Космическое абиогенное происхождение нефти раскрывается в работах В. Д. Соколова (1989 г.). Он полагал, что углеводороды нефти образовались из рассеянных неорганических компонентов в космическом пространстве и попали в состав земного вещества на стадии формирования нашей планеты.

В. Б. Порфирьев (1952 г.) и другие геологи считают, что нефтяные углеводороды присутствовали еще в протопланетном облаке, из которого образовались тела Солнечной системы, в том числе и Земля. После

стадии формирования Земли, нефть из подкорковых зон мигрировала по разломам в вышележащие осадочные породы.

Обе гипотезы не имеют достаточного обоснования и не соответствуют современным основополагающим представлениям теории происхождения нефти. Однако, по мнению В. П. Галимова (1986 г.), несмотря на слабую обоснованность космических гипотез и их слишком большую научную смелость, полностью отрицать существование в космосе углеводородов вряд ли правильно.

Исследования последних лет обнаружили во внеземном пространстве разнообразный мир органических соединений: углеводов, спиртов, эфиров, даже аминокислот, нуклеотидов и других ароматических соединений.

Наличие нефти в космосе подтверждают находки в космической пыли изопреноидов, включая пристан C_{19} и фитан C_{20} , на Титане – спутнике Сатурна обнаружены озера жидкого метана и этана. В атмосфере Титана выявлены бензол, пропан и др. [45]. На Титане температура составляет 180 °С. При такой температуре соединения углерода и водорода переходят в жидкое состояние.

Мы привели только некоторые доводы в пользу космического прошлого нефти. Но нужно иметь в виду, что образование нефти, как и все глобальные процессы, является следствием воздействия природных факторов, которые нельзя оценить однозначно.

Концепция полигенного происхождения нефти приобретает все большее признание у ученых, хотя практики относятся к ней с некоторой долей скептицизма. По нашему мнению, наиболее реалистичен полигенный подход А. Н. Дмитриевского [24]. В концепции полигенеза данного автора определяющая роль в реализации процессов нефтегазообразования отводится энергетическому и флюидному потенциалу Земли. Действительно, глубинные энергетические процессы и флюидодинамика являются определяющими факторами как в созревании ОВ, образовании нефти в нефтематеринской породе и сборе ее в залежи, так и в минеральном синтезе углеводородов. Более того, эти процессы обеспечивают существование в месторождениях и нефти органического и глубинного происхождения.

Так по данным В. А. Успенского (1970 г.), ежегодно может быть получено лишь $0,24 \cdot 10^{12}$ т нефти из ОВ биосферы, в то время как нефти

за счет глубинных процессов синтезируется $2,0 \cdot 10^{12}$ т, что превышает массу нефти биогенного источника более чем в 8,3 раза.

Кроме того, последнее десятилетие характеризуется сенсационными открытиями крупных нефтяных месторождений на больших глубинах, где согласно органической теории должны были в лучшем случае быть месторождения жирного газа. На площади Тибер в Мексиканском заливе на глубине 10,5 км выявлено нефтяное месторождение с предварительно оцененными запасами 400–550 млн т нефти, на нефтяном месторождении Каскида продуктивны отложения на глубине 9 750 м (410 млн т). Всего в палеоценовых отложениях на больших глубинах открыто 18 месторождений нефти [45].

Продукты дегазации Земли поступают, видимо, из насыщенных флюоидами зон литосферы, установленных геофизическими работами на глубинах 10–25 км. На этих глубинах, по данным М. Ботт (1974 г.) и Л. Л. Ваньян (1984 г.), обнаружены аномалии, характеризующиеся инверсиями сейсмических скоростей продольных и поперечных волн, изменениями электропроводности пород и другими эффектами. Эти аномальные зоны, представляющие собой заполненные флюоидами зоны разуплотнения пород, А. В. Каракин (1990 г.) называет коровыми волноводами. А. Н. Дмитриевский считает, что режим работы коровых волноводов – это долговременный ритмичный механизм доставки глубинных флюидов в осадочный чехол [24]. Если это так, то становятся понятными факты [64] пополнения запасов уже выработанных месторождений. Аккумуляция энергии в коровых волноводах приводит, согласно М. С. Полак (1983 г.), к образованию самоорганизующихся систем высокого уровня сложности, в основе которых лежат автоволновые поля. При существовании автоволнового поля в энергоактивных зонах в результате преобразования восстановленных флюидов реализуется минеральный синтез углеводородов.

В. Г. Кучеров в 2013 г. выполнил лабораторные эксперименты по синтезу углеводородов из неорганических веществ [43]. Для реализации эксперимента были подобраны доноры углерода и водорода и воспроизведены термобарические условия, соответствующие глубинам 60–200 км. Состав углеводородных смесей, полученных в результате синтеза, аналогичен составу жирного газа Вуктыльского месторождения [43]. По мнению этого же автора, по пути миграции глубинный флюид растворяет органические вещества, расположенные на стенках

каналов, и обогащается вторичными компонентами, в том числе и биомаркерами (хемофоссилиями).

Таким образом, гипотеза органического происхождения нефти и газа представляется наиболее обоснованной, многогранной и более реалистичной, логичной, имеет связь с другими науками о Земле, физикой, органической химией и др. Осадочно-миграционное (органическое) происхождение нефти подтверждается широким комплексом геологических и геохимических исследований.

Проблема происхождения нефти и газа в контексте данной главы имеет не самостоятельное значение, а служит лишь целям последующих глав пособия.

Контрольные вопросы и задания

1. Охарактеризуйте концепцию космогенного происхождения нефти и приведите доводы в ее пользу.

2. Какие гипотезы происхождения нефти существуют в современном научном сообществе и в чем их основная сущность?

3. Перечислите доводы в пользу биогенного (органического) происхождения нефти.

4. Опишите органический круговорот углерода. В чем заключается его значение для теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа?

5. Каково современное состояние проблемы генезиса нефти и газа?

6. Раскройте понятие «нефтематеринская порода». Каковы ее основные признаки?

7. Перечислите основные признаки неорганического происхождения углеводородов.

8. Какие существуют трансформированные варианты осадочно-миграционной теории и какова в них роль рассеянного органического вещества?

9. Объясните роль коровых волноводов в механизме образования углеводородов.

10. Опишите процессы образования синтетических углеводородов в природе.

2. ГОРНЫЕ ПОРОДЫ, СОДЕРЖАЩИЕ НЕФТЬ И ГАЗ

Породы, содержащие нефть или газ, по литологическому составу разделяют на три группы коллекторов: терригенные и карбонатные с их переходными разностями; коллекторы вулканогенных и магматических пород; коллекторы кремнистых биогенных толщ. Почти 99 % мировых запасов приурочено к терригенным и карбонатным осадочным породам.

Магматические и метаморфические горные породы относятся к нетрадиционным коллекторам нефти и газа. По имеющимся данным, с изверженными и метаморфическими породами, а также их ассоциациями, формирующими «комплексы фундамента», связано менее 1 % залежей нефти и газа.

Независимо от литологии пород их способность вмещать и пропускать сквозь себя или, наоборот, удерживать флюиды называют *коллекторскими* или *флюидоупорными свойствами*, изучение которых проводится по образцам керна, геофизическим данным, получаемым при каротаже скважин, и испытаниям на приток.

2.1. Породы-коллекторы: их свойства и классификации

Порода-коллектор – это горная порода, способная аккумулировать, удерживать и отдавать при определенном перепаде давления накопленные в ней флюиды.

Следовательно, любая горная порода, содержащая пустоты (каверны, поры или трещины), потенциально может стать коллектором для нефти, газа или воды. В действительности большинство природных пластов-коллекторов приурочено к осадочным породам (песчаникам, известнякам и доломитам). Исключение составляют породы, в которых локализованы сланцевая и матричная нефть и газ, а также химически сорбированные газы. Это нетрадиционные породы-коллекторы.

Глинистые породы, сланцы и изверженные породы становятся коллекторами только при наступлении благоприятных для этого условий, которые, как известно, аномальны и редки.

По данным В. А. Краюшкина [39], доля нефти (категории А + В) в изверженных породах фундамента составляет 15 % мировых запасов. Запасы этих категорий сосредоточены в кристаллических породах фундамента, главным образом в гранитоидах и их корах выветривания. К этому типу пород относится 80 % мировых разведанных запасов нефти и газа фундамента [88].

Неравномерное распространение пород-коллекторов на планете, по данным академика Н. В. Мельникова (1971 г.), привело к тому, что 80 % разведанных запасов нефти и газа сосредоточено в осадочных породах. По разным оценкам, запасы нефти распределяются в коллекторах следующим образом: в песках и песчаниках – от 60 до 80 %; в известняках и доломитах – от 20 до 40 %; в трещиноватых глинистых сланцах, выветрелых метаморфических и изверженных породах – около 1 %.

Основные признаки пород-коллекторов. К основным признакам, характеризующим качество коллектора, относятся пористость, проницаемость, плотность, насыщение пор флюидами (водо-, нефте- и газонасыщенность), смачиваемость, пьезопроводность, упругие силы пласта. Совокупность этих признаков, выраженных количественно, определяет коллекторские свойства породы.

Основные свойства коллектора обуславливаются наличием в нем пористости и проницаемости. Первое свойство определяет объем коллектора, который может быть наполнен флюидами. Наличие сообщающегося пустотного пространства обеспечивает проницаемость, т. е. движение нефти, газа и воды как в природных условиях, так и при перепадах давлений, которые возникают в процессе освоения и разработки залежей или иных природных процессах: сейсмических, гравитационных, техногенных, приливно-отливных, вызывающих перепады горного и гидродинамического давления и др.

Породы-коллекторы, кроме пористости и проницаемости, принято характеризовать еще и следующими параметрами: трещиноватостью, остаточной водо-, газо- и нефтенасыщенностью, смачиваемостью, внутренней удельной поверхностью пор и трещин, пластичностью, плотностью, величинами капиллярного давления, акустическими свойствами.

Величины *капиллярных давлений* $P_{кв}$, точно так же как пористость и проницаемость, определяют состояние породы-коллектора и входят в комплекс анализа кернового материала. Капиллярное давление и акусти-

ческие свойства пород-коллекторов не относятся к категории массовых определений в керне и выполняются по требованию проектного документа.

Пористость и проницаемость, определяющие качество пород-коллекторов, численно характеризуют одноименные коэффициенты.

Коэффициент пористости – это отношение объема пор к объему образца в долях единицы или в процентах к его объему [8]:

$$K_{\text{п}} = V_{\text{п}} / V_{\text{о}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{п}}$ – объем пор; $V_{\text{о}}$ – объем образца.

Различают пористость следующих видов.

Общая (абсолютная, физическая или полная) пористость – это пористость, которая определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен, т. е. объем породы, включающий связанные и несвязанные между собой поры [11]:

$$K_{\text{общ.п}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{породы}}}, \quad (2.2)$$

где $K_{\text{общ.п}}$ – коэффициент общей пористости; $V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пор; $V_{\text{породы}}$ – объем всей породы с учетом пор.

Открытая пористость включает все сообщающиеся между собой поры и пустоты, в которые проникает данная жидкость или газ при соответствующем давлении или вакууме. Не учитываются те поры, в которые не проникает данная жидкость при данном давлении насыщения.

Коэффициент открытой пористости $K_{\text{от.п}}$, %, вычисляют по формуле [11]:

$$K_{\text{от.п}} = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2} \cdot 100, \quad (2.3)$$

где M_3 – масса насыщенного жидкостью образца в воздухе, г; M_1 – масса сухого образца, г; M_2 – масса насыщенного жидкостью образца в насыщающей жидкости, г.

При определении коэффициента открытой пористости можно считать *объемную плотность породы*, г/см³:

$$\gamma_{\text{породы}} = \frac{M_1 \cdot \rho_{\text{ж}}}{M_3 - M_2}, \quad (2.4)$$

и кажущуюся минералогическую плотность породы $\gamma_{\text{к.м.п}}$, г/см^3 :

$$\gamma_{\text{к.м.п}} = \frac{M_1 \cdot \rho_{\text{ж}}}{M_1 - M_2}, \quad (2.5)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность рабочей жидкости, г/см^3 .

Размеры порового пространства изменчивы и составляют от долей микрометров до десятков метров. В обломочных породах – песчаных и алевроитовых – размер пор обычно меньше 1 мм.

Динамическая, или эффективная, пористость включает только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром $<0,0002$ мм), в которых движения жидкости в природе не происходит [11]. Динамическая (эффективная) пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации $W_{\text{ф}}$ и свойств жидкости. Для воды при $W_{\text{ф}} = 100$ мм/ч динамическая (эффективная) пористость уплотненного песка с хорошей проницаемостью приближается по величине к пористости насыщения и застойные зоны практически отсутствуют. При меньших скоростях, по мнению Ю. К. Бурлина (1975 г.), застойные зоны начинают занимать большую долю объема пор и уменьшают величину динамической (эффективной) пористости.

Проницаемость – способность пород пласта пропускать флюид (жидкости или газы) при наличии перепада давления (ГОСТ 23278–78).

В основе определения проницаемости лежит *уравнение Анри Дарси*, полученное им экспериментально (1856 г.), по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k_{\text{пр}} \frac{1}{\mu} \frac{(P_1 - P_2)}{L}, \quad (2.6)$$

где v – скорость линейной фильтрации; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м^3 ; F – площадь фильтрации, м^2 ; $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, м^2 ; μ – динамическая вязкость флюида, $\text{Па} \cdot \text{с}$; P_1 – давление на входе, Па ; P_2 – давление на выходе, Па ; L – длина пористой среды, м .

Исходя из уравнения Дарси (2.6), запишем формулу для определения *коэффициента проницаемости*:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{н}}L}{\Delta PF}, \quad (2.7)$$

где ΔP – перепад давления на единицу длины или градиент давления, Па.

Используя формулу (2.7), выражение для коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$ в Международной системе единиц (СИ) будет иметь размерность м^2 , для внесистемной величины – дарси (Д).

Проницаемость пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений, согласно данным К. И. Багринцевой (1996 г.), изменяется от нескольких миллиарда (мД) до 2–3 Д и редко бывает выше.

Если пористость и нефтенасыщенность определяют запасы нефти Q в залежи, то проницаемость влияет на пропускную способность пористой среды и скорость фильтрации, равную Q/F , т. е. на производительность скважин. Только пласты-коллекторы с хорошей проницаемостью будут иметь промышленное значение, если речь идет о традиционных залежах нефти и газа. Это положение не распространяется на сланцевые и матричные породы-коллекторы нефти и газа, а также химически сорбированный газ угольных пластов и пласты-коллекторы, содержащие гидратные залежи УВ [11].

В практических целях Ф. И. Котяхов (1956, 1977 гг.) при изучении проницаемости нефтегазосодержащих пород рекомендует определять не только проницаемость, характеризующую свойства породы, но и физико-химические свойства жидкостей и газов, а также условия их движения. В связи с этим для характеристики проницаемости введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для общей характеристики физических свойств пород применяется *абсолютная проницаемость* породы, которая может быть определена при наличии в ней однофазного флюида.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы (жидкости или газа) к абсолютной.

Относительные проницаемости k' , % или доли, горной породы для нефти $k'_{\text{н}}$ и воды $k'_{\text{в}}$ (газа аналогично) оцениваются как