

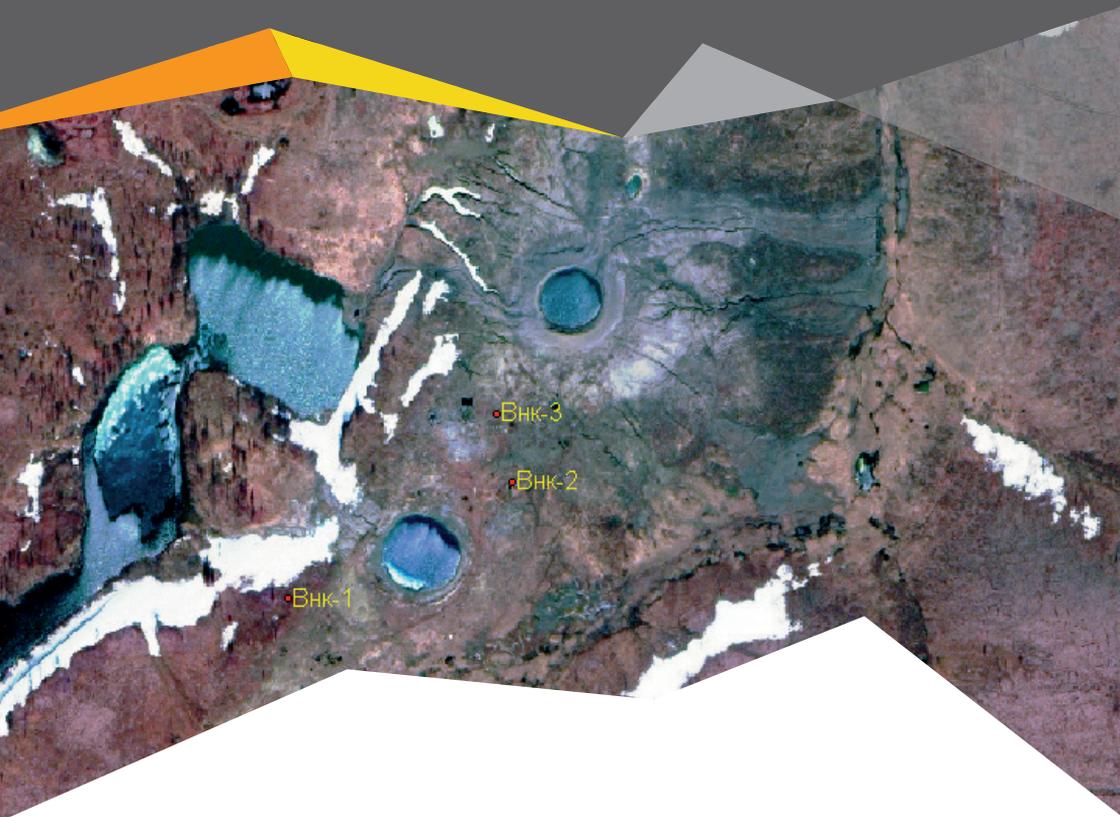


СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

А. К. Битнер, Е. В. Прокатень

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

А. К. Битнер, Е. В. Прокатень

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Красноярск
СФУ
2019

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

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Институте нефти и газа Сибирского федерального университета ведется подготовка студентов по целому ряду технических специальностей, в учебных планах которых предусмотрено изучение геологии и геохимии нефти и газа в комплексе с дисциплинами «Геохимические исследования при поисках нефти и газа», «Геология нефти и газа», «Прикладная геология». Учебное пособие по курсу «Геология и геохимия нефти и газа» предназначено для студентов специалитета, обучающихся 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».

Пособие состоит из двух разделов: раздел I – «Геология нефти и газа», раздел II – «Геохимия нефти и газа».

В первом разделе пособия освещены вопросы происхождения нефти и газа, охарактеризованы породы, содержащие нефть и газ, даны представления о миграции углеводородов (УВ) в земной коре, приведены понятия и классификации залежей нефти и газа, описано их распределение в недрах.

Во втором разделе пособия рассмотрены каустобиолиты, геохимия углерода, органические вещества (ОВ), являющиеся источниками углеводородных флюидов, геохимия нефти и газа, проанализированы геохимические закономерности изменения состава нефти и газа в пространстве и геологическом времени; описаны геохимические методы поисков нефти и газа, процессы переработки нефти; рассмотрены экологические аспекты нефтегазовых работ в северных широтах Красноярского края.

Цель дисциплины – донести до студентов в обобщенном виде современные научные представления о происхождении, составе и свойствах нефти и газа, химических превращениях компонентов нефти и природного газа.

Основными задачами являются: изучение состава и свойств каустобиолитов; выявление условий образования нефти и газа и их геохимических превращений; ознакомление с современными методами

исследования нефти и газа; краткое изучение процесса переработки углеводородов; освещение экологических особенностей проведения поисков нефти и газа; усвоение геохимических методов изучения северных территорий.

Пособие написано на основе литературных данных и собственного опыта авторов, полученного на предприятиях нефтегазового комплекса.

Представленный учебный материал должен обеспечить восприятие студентами актуальных вопросов и проблем нефтегазовой геологии и геохимии, способствовать самостоятельному и творческому использованию в научной и производственно-технологической деятельности знаний фундаментальных и прикладных разделов геологии, геохимии и нефтегазовой экологии; успешному курсовому, дипломному проектированию, написанию магистерских выпускных работ.

Предпоследняя глава содержит характеристику геохимических трансформаций газов, конденсатов и нефтей в атмосфере и гидросфере. Впервые в ознакомительных целях приводятся данные натурных экспериментов по исследованиям компонентного состава выбросов от сжигания нефти и газа на факелах при свободном доступе кислорода воздуха.

Для более успешного освоения теоретического материала и его закрепления авторы сочли необходимым в конце отдельных глав учебного пособия привести практические задания.

Кроме того, во введении изложены некоторые новые результаты геологоразведочных работ и схема основных месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской, Лено-Вилуйской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП), структура запасов УВ в Красноярском крае и прогноз использования нетрадиционных источников энергии.

Небольшой объем, отведенный учебным курсам «Геология и геохимия нефти и газа» и «Геология нефти и газа», не позволяет с достаточной полнотой осветить в этом пособии все вопросы нефтегазовой геологии и геохимии.

Авторы будут признательны за критические замечания и пожелания, высказанные читателями, а также надеются, что пособие окажется полезным для специалистов – геологов и геохимиков, нефтяников, буровиков и экологов, занимающихся научной и преподавательской деятельностью в области нефтегазового дела.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВПД	– аномально высокое пластовое давление
АЗС	– Ангарская зона складок
АК	– асфальтеновые кислоты
АК ₁₋₃	– апокатагенез
АНПД	– аномально низкое пластовое давление
АСП	– аспиратор
Б	– бурый уголь
БСМ	– бензольные смолы
ВНИГНИ	– Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт
ВНИГРИ	– Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт
ВНИИ НП	– Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти
ВНИИОЭНТ	– Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности
ВНИИЯГТ	– Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии
ВМК	– высокомолекулярный компонент
ВНК	– водонефтяной контакт
ВРГ	– водорастворенные газы
ВРОВ	– растворенные в воде органические вещества
ВСТО	– нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан
Г	– газовый
ГВК	– газоводяной контакт
ГЖХ	– газожидкостная хроматография
ГЗН	– главная зона нефтеобразования
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГК	– газоконденсатный
ГКМ	– газоконденсатное месторождение
ГКС	– газоконденсатная система
ГН	– газонефтяной
ГНК	– газонефтяной контакт
ГП	– геохимическое поле

ГПЗ	– газоперерабатывающий завод
ГПНГ	– геохимические поиски нефти и газа
ГТИ	– геолого-технологические исследования
ГФГ	– главная фаза газообразования
ГФН	– главная фаза нефтеобразования
Д	– длиннопламенный
ДСББ	– дополнительная порция спиртобензольного битумоида
ДСБА	– дополнительная порция спиртобензольного битумоида А
ДМЦП	– диметилциклопентан
ЗВГО	– зона возможного гидратообразования
ЗНГН	– зона нефтегазонакопления
ИГиРГИ	– Институт геологии и разработки горючих ископаемых
ИГО	– изотопно-гелиевые отношения
ИМГРЭ	– Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов
ИННК	– импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИНЭИ РАН	– Институт энергетических исследований Российской академии наук
ИСУ	– изотопный состав углерода
ИХХТ	– Институт химии и химической технологии
К	– коксовый
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КНИИГиМС	– Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья
ЛОС	– летучие органические соединения
МК ₁₋₅	– мезокаатагенез
ММП	– многолетнемерзлые породы
МНА	– метод наведенной активности
МОГТ	– метод общей глубинной точки
МПР РФ	– Министерство природных ресурсов Российской Федерации
МУН	– метод увеличения нефтеотдачи
МЦГ	– метилциклогексан
МЭА	– Международное энергетическое агентство
Н	– нефтяной
НАНА	– Национальная академия наук Азербайджана
НГБ	– нефтегазоносный бассейн
НГК	– нефтегазоконденсатный

НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
НГМ	– нейтронный гамма-метод
НГМП	– нефтегазоматеринская порода
НГО	– нефтегазоносная область
НГП	– нефтегазоносная провинция
НИИГА	– Научно-исследовательский институт геологии Арктики
НО	– нерастворимый остаток
НОВ	– нерастворимое органическое вещество
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
ОВ	– органические вещества
ООУ	– общий органический углерод
ОС	– остроспекающийся
ПА	– полуантрацитовый
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ПАН	– пероксиацетилнитрат
ПАО	– производственное акционерное общество
ПГИС	– промыслово-геофизические исследования скважин
ПГО	– производственное геологическое объединение
ПВ	– подземные воды
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ПК ₁₋₃	– протокатагенез
ПК	– поле концентраций
ПХГ	– подземное газовое хранилище
ПФ	– порфирины
РАГ	– раздельный анализ газов
РОВ	– рассеянное органическое вещество
СББС	– спиртобензольный битумоид смолистый
СБСМ	– спиртобензольный битумоид смолистомасляный
СЛБО	– сейсмический локатор бокового обзора
СНГР	– самостоятельный нефтегазоносный район
СНИИГГиМС	– Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья
СПБ	– спиртобензольный битумоид
СПГ	– сжиженный природный газ
Т	– тощий
ТЛД	– термолюминесцентный дозиметр
ТПР	– технологический проект разработки

ТРИЗ	– трудно извлекаемые запасы
ТСР	– технологическая схема разработки
ТУ	– тяжелые углеводороды
УВ	– углеводороды
УВБ	– углеводородоокисляющие бактерии
УВГ	– углеводородные газы
УУВ	– условные углеводороды
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ХБ	– хлороформенный битумоид
ХБА	– хлороформенный битумоид А
ЦГ	– циклогексан
ЦДУ	– Центральное диспетчерское управление Минэнерго Российской Федерации
ЦКР Роснедра	– Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых
ЦП	– циклопентан
ЭПР	– электронный парамагнитный резонанс
ЮТЗ	– Юрубчено-Тохомская зона
ЯМР	– ядерно-магнитный резонанс
API	– American Petroleum Institute (Американский институт нефти)
ESPO	– Eastern Siberia Pacific Ocean (Восточная Сибирь Тихий океан)
GCS	– geochemical space (геохимическое пространство)
GV	– geochemical vector (геохимический вектор)
PDB	– Pee Dee Belemnite (Пи Ди Белемнит)
SCI	– spore coloration index (индекс окрашивания спор)
SPE-PRMS	– Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников) Petroleum Resources Management System (система управления нефтяными ресурсами)
TAI	– Termal alteration index (цвет спор)
TOC	– Total Organic Carbon (общее содержание углерода)
USBM	– United States Bureau of Mines (Горное бюро США)

Познание нового – работа изнурительная, с неодолимым желанием дойти до сути удививших тебя явлений, раскрыть их, восхититься, наслаждаться познанным, сначала в одиночку, а затем поделиться приобретенным счастьем с коллегами, друзьями. И если от твоего рассказа или доклада у них загорятся глаза – ты на верном пути.

В. И. Бгатов, 1993 г.

ВВЕДЕНИЕ. НЕФТЬ И ГАЗ: РЕАЛИИ И ПРОГНОЗ

В перспективе все большая роль будет отводиться трудноизвлекаемым традиционным залежам нефти и нетрадиционным источникам природной энергии. К ним относятся плотные коллекторы, с проницаемостью 1 мД (0,001 мкм²) и залежи сложного строения. В освоение будут интенсивно вовлекаться нетрадиционные залежи нефтяного и газового сырья, нефти в сланцевых толщах, плотные глинистые, карбонатно-сульфатные и трещинные коллекторы, залежи высоковязких (200–1 000 сП) и сверхвязких (до 10 000 сП) нефтей [50], а также битумные пески, угольный газ, газовые гидраты [59]; растворенный в пластовых водах газ с газовым фактором более 1 000 м³/м³ (рис. В.1) и залежи в континентальных шельфах северных морей.

В Восточной Сибири это прежде всего битумные поля Анабарской антеклизы, гидратные залежи под многолетнемерзлыми породами толщиной 500–600 м и более. Первым представителем таких запасов в регионе считается Мессояхское газовое месторождение на Таймыре. В мире к настоящему времени известно более 200 гидратных месторождений, которые составляют потенциальный резерв будущих поколений.

На 2012 г., по данным В. И. Ермолкина и В. Ю. Керимова, суммарные извлекаемые ресурсы нефти в мире насчитывают около 550 млрд т, газа – 630 трлн м³. Доказанные извлекаемые запасы нефти исчисляются в 207,9 млрд т и газа – свыше 192,0 трлн м³ [30].

Обзор современных литературных источников по ресурсам и запасам нефти и газа в мире показывает, что наиболее богаты нефтью



Рис. В.1. Основные природные источники энергии на Земле (по Н. П. Лавёрову, 2007, с изменениями)

страны Ближнего и Среднего Востока – здесь сосредоточено более 66,0 % мировых запасов.

Россия по запасам нефти находится в первой десятке нефтегазодобывающих стран в мире (рис. В.2), по запасам газа (48,1 трлн м³) занимает лидирующее положение. Она успешно ведет добычу нефти на континентальном шельфе. По данным Минэнерго России, суммарная годовая добыча нефти в 2016 г. на шельфе составила 22,3 млн т, из кото-

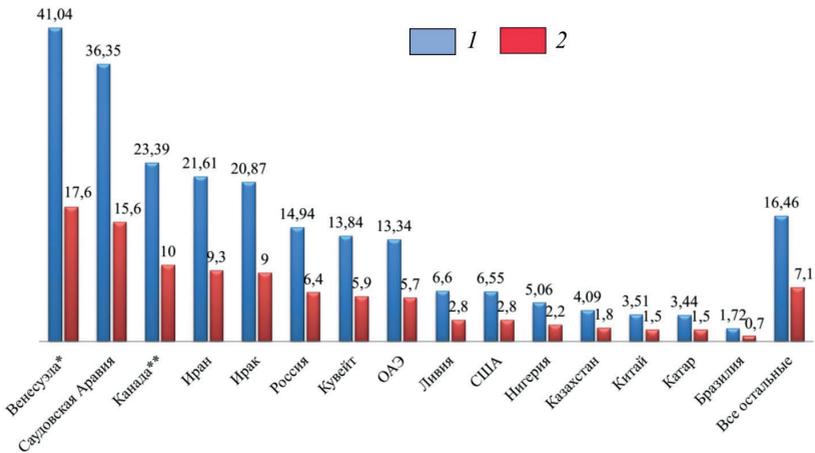


Рис. В.2. Распределение запасов нефти на 01.01. 2017 по странам мира: 1 – запасы нефти, млрд т; 2 – процент от мировых запасов; * – с учетом тяжелой нефти пояса Ориноко; ** – в том числе нефть Канадских нефтяных песков (по BP Statistical Review of World Energy, 2017)

рых 78,3 % в шельфе Охотского моря. В Охотском и Баренцевом морях сосредоточено около 70 % извлекаемых запасов газа российского континентального шельфа.

По прогнозам экспертов Минэнерго России, ожидается, что через 15–16 лет на шельфах Баренцевого, Карского, Печорского морей, Сахалина и Обской губы морская добыча нефти достигнет 55 %.

За предшествующий 20-летний период существенные успехи достигнуты на шельфе Каспийского моря, в Обской губе и на отдельных участках сахалинского шельфа и Печорского моря [53].

По данным Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) Минэнерго, в 2017 г. в России добыто 546,8 млн т сырой нефти и 690,502 млрд м³ газа. При существующих темпах добычи и воспроизводства запасов нефти России хватит на 20–21 год. Добыча нефти в новых регионах в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке увеличилась на 8,3 %, почти до 70 млн т, добыча нефти на шельфе выросла на 17,4 %, более чем до 22 млн т, а добыча трудноизвлекаемой нефти, главным образом высоковязкой, достигла 37 млн т, увеличившись за 2016 г. на 12,1 %.

В свете данных В. П. Орлова ресурсная база углеводородного сырья в России медленно, но уверенно будет смещаться в сторону трудноизвлекаемых запасов. Разработка большинства крупных месторождений переходит на заключительные стадии. Это неизбежно для нефтегазовой отрасли в целом и означает необходимость изменения технологической парадигмы как в выявлении сырьевых ресурсов, так и в их добыче и переработке [57].

На современном этапе развития нефтяной промышленности для нее характерно усложнение условий разработки нефтяных месторождений, что связано с ухудшением структуры запасов и ростом доли трудноизвлекаемых запасов, особенно в старых нефтедобывающих районах, а также увеличением добычи в шельфах северных морей.

В целом недра России содержат значительный потенциал начальных сырьевых ресурсов. По данным Министерства природных ресурсов (МПР) России, разрабатываемые и разведанные запасы нефти категорий $A + B_1 + C_1$ составляют 21,0 %, а оставшиеся предварительно оцененные запасы и ресурсы категорий $D_0 + D_1 + D_2$ – соответственно, около 79 %, свободного газа – около 84 % (рис. В.3).

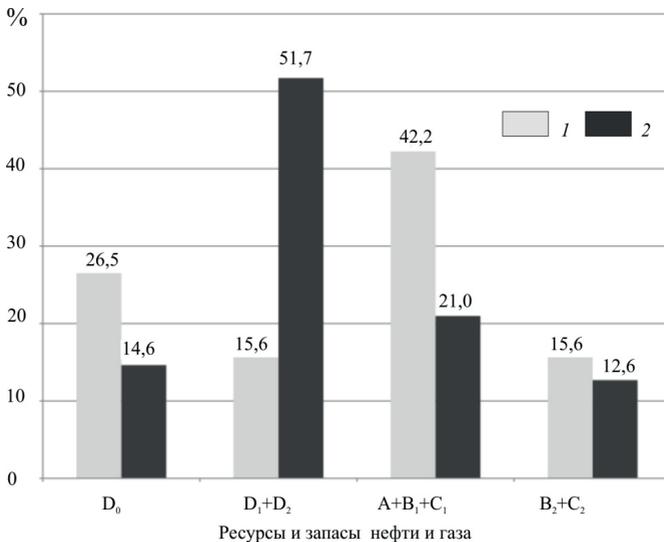


Рис. В.3. Структура начальных суммарных ресурсов и запасов нефти и газа в России: 1 – ресурсы и запасы свободного газа; 2 – то же нефти

Однако, применив коэффициент подтверждаемости ресурсов, согласно «Правилам определения размера разовых платежей за пользование недрами на участке недр, которые предоставляются в пользование...» от 01.01.2001, можно констатировать, что современное состояние ресурсной базы нефти не столь оптимистично. В соответствии с Генеральной схемой развития нефтяной отрасли Российской Федерации на период до 2020 г. задел для поиска новых запасов нефти хоть и достаточно велик, но в запасы промышленных категорий А + В + С₁ с учетом запасов категории С₂ может быть с вероятностью 90–95 % переведено только 16,25 % от общих невыявленных ресурсов.

В этой связи потенциальный интерес представляют ресурсы и запасы новых месторождений (рис. В.4) и перспективных территорий Красноярского края, так как они вместе с запасами Республики Саха (Якутия), Иркутской области призваны обеспечить наполнение нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) и газопровода «Сила Сибири».

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан проходит от г. Тайшет (Иркутская область) до нефтеналивного порта в пос. Козьмино (залив Находка), соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США. Протяженность – 4 740 км, проектная мощность – 74 млн т/год, рабочее давление – 10 МПа, диаметр – 1 067 мм. Оператор нефтепровода – государственная компания «Транснефть». Сорт нефти, поставляемый на мировой рынок посредством ВСТО, получил новое название – ESPO (Eastern Siberia Pacific Ocean).

К нефтепроводу в 2015–2018 гг. были подключены два крупных действующих завода – Хабаровский и Комсомольский нефтеперерабатывающий. Также имеются планы строительства нефтеперерабатывающего завода и завода по сжижению газа в конечной точке трубопровода – бухте Козьмина.

Внутри интегрированного коридора нефтепроводной системы ВСТО частично проходит газопровод «Сила Сибири». Вместе эти трубопроводы будут наполнять станцию по производству сжиженного природного газа (СПГ) для экспорта в Японию и проектируемого нефтехимического комплекса в Приморском крае.

Протяженность – 2 159 км, диаметр трубы – 1 420 мм, рабочее давление – 9,8 МПа, экспортная мощность – 38 млрд м³/год.

На севере Красноярского края в пределах Енисей-Хатангского прогиба и Большехетского мегавала открыто 18 газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, которые составляют нефтегазовый резерв Западной Сибири (рис. В.4).

Уже успешно разрабатывается Ванкорское месторождение нефти и газа. На этом месторождении с начала разработки добыто 150 млн т сырой нефти. Здесь к 2020 г. ожидается ввод в промышленную эксплуатацию остальных месторождений Большехетского мегавала и в первую очередь Сузунского, Лодочного и Тагульского месторождений, что позволит стабильно поддерживать годовую добычу сырой нефти на уровне 25–30 млн т.

Месторождения открыты в терригенных высокопористых коллекторах юры и мела, что ставит их в разряд относительно легко разрабатываемых. Все месторождения многозалежные, залежи легко объединяются в промысловые объекты. Такие месторождения могут разрабатываться как многоствольными, так и многозабойными эксплуатационными скважинами.

Нефти имеют хорошие товарные качества, более высокие по сравнению с нефтями марки Brent и Urals. Например, средняя нефть Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) содержит 0,2 % S и имеет плотность 30 °API (American Petroleum Institute), в то время как эти параметры для нефти Brent составляют, соответственно, 0,4 % S и 38 °API; нефти Urals – 1,3 % S и 32 °API. При необходимости эти нефти могут подаваться в нефтепроводную систему вместе с легкими нефтями Восточной Сибири. Такие перспективные наработки реально существуют, и они могут быть реализованы в случае открытия на данной территории значительных новых запасов нефти и газа.

В отложениях кембрия, венда и рифея Восточной Сибири открыто более 65 месторождений углеводородов (рис. В.4). Характерными особенностями являются высокое содержание гелия в газах и многофазовый состав залежей.

В Красноярском крае открыто 3 уникальных (>300 млн т), 2 крупных (>60 млн т), 4 средних (15–60 млн т), 6 мелких (>15 млн т) месторождений сырой нефти и 8 крупных (75–500 млрд м³), 5 средних (40–75 млрд м³), 16 мелких (<40 млрд м³) месторождений природного газа. Главнейшие из них Ванкорское и Юрубчено-Тохомское месторождения нефти и газа (рис. В.5).

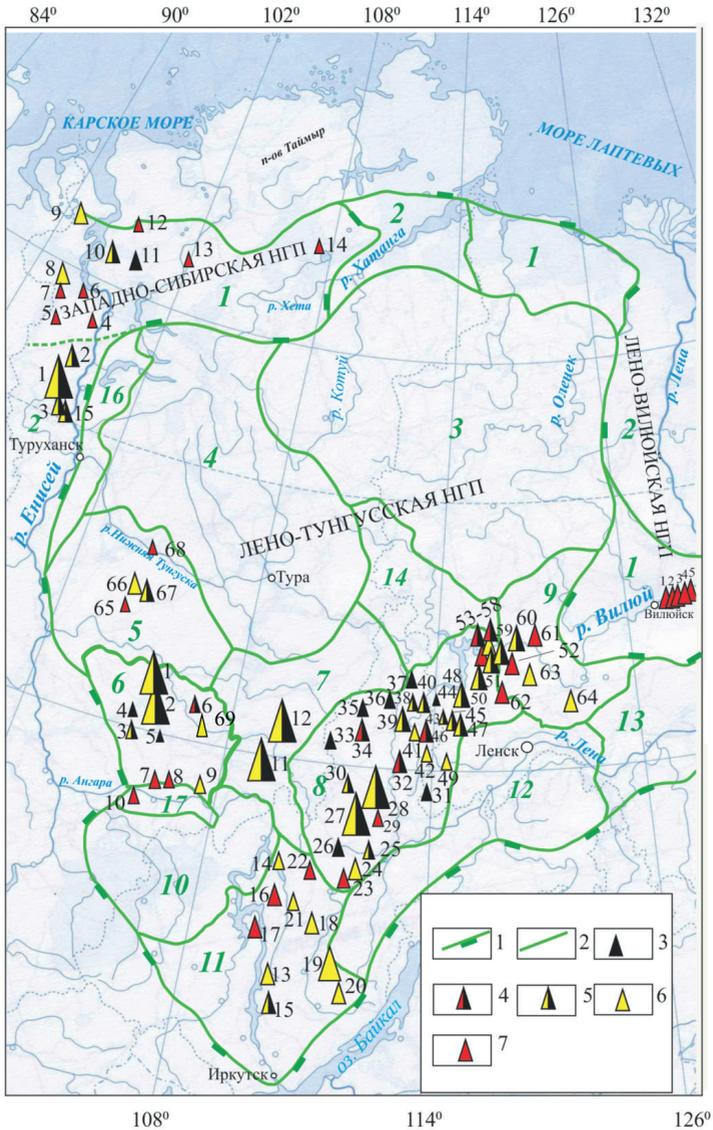


Рис. В.4. Схема основных месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской, Лено-Вилуйской и Западно-Сибирской (в пределах Красноярского края) нефтегазоносных провинций:

1 – границы Лено-Тунгусской НГП; 2 – границы нефтегазоносных областей; 3–7 – типы месторождений: 3 – нефтяное (Н); 4 – нефтегазовое и газонефтяное (ГН); 5 – нефтегазоконденсатное (НГК); 6 – газоконденсатное (ГК); 7 – газовое (Г).

Нефтегазоносные области Лено-Тунгусской НГП: 1 – Лено-Анабарская; 2 – Анабаро-Хатангская; 3 – Анабарская; 4 – Северо-Тунгусская; 5 – Южно-Тунгусская; 6 – Байkitская; 7 – Катангская; 8 – Непско-Ботуобинская; 9 – Западно-Вилуйская; 10 – Присяяно-Енисейская; 11 – Ангаро-Ленская; 12 – Предпатомская; 13 – Северо-Алданская; 14 – Сюгджерская.

Самостоятельные нефтегазоносные районы (СНГР) в пределах Лено-Тунгусской НГП: 16 – Турухано-Норильский; 17 – Нижнеангарский.

Нефтегазоносные области Западно-Сибирской НГП (Красноярский край): 1 – Енисей-Хатангская; 2 – Пур-Тазовская.

Нефтегазоносные области Лено-Вилуйской НГП: 1 – Вилуйская; 2 – Предверхоанская.

Месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской НГП: 1 – Куюмбинское (НГК); 2 – Юрубчено-Тохомское (НГК); 3 – Оморинское (НГК); 4 – Борщевское (Н); 5 – Камовское (Н); 6 – Шушукское (ГН); 7 – Имбинское и Восточно-Имбинское (Г); 8 – Агалеевское (Г); 9 – Берямбинское (ГК); 10 – Абаканское (Г); 11 – Собинское (НГК); 12 – Пайгинское (НГК); 13 – Абайское (ГК); 14 – Братское (ГК); 15 – Атовское (НГК); 16 – Ангаро-Илимское (Г); 17 – Левобережное (Г); 18 – Ангаро-Ленское (ГК); 19 – Ковыктинское (ГК); 20 – Чиканское (ГК); 21 – Заславское (ГК); 22 – Знаменское (Г); 23 – Нарьягинское (Г); 24 – Тутурское (ГК); 25 – Марковское (НГК); 26 – Северо-Марковское (Н); 27 – Ярактинское (НГК); 28 – Дулисьминское (НГК); 29 – Аянское (Г); 30 – Западно-Аянское (НГК); 31 – Пилюдинское (Н); 32 – Даниловское (ГН); 33 – Санарское (Н); 34 – им. Н. Лисовского (ГН); 35 – им. Б. Синявского (Н); 36 – им. Савостьянова (Н); 37 – Северо-Вакунайское (Н); 38 – Вакунайское (НГК); 39 – Верхнечонское (НГК); 40 – Тымпучиканское (НГК); 41 – Верхнепеледуйское (ГК); 42 – Пеледуйское (ГК); 43 – Талаканское (НГК); 44 – Северо-Талаканское (Н); 45 – Южно-Талаканское (НГК); 46 – Алинское (ГН); 47 – Восточно-Алинское (НГК); 48 – Чайндинское (НГК); 49 – Чайкинское (ГК); 50 – Среднеботуобинское (НГК); 51 – Тас-Юряхское (НГК); 52 – Бесюряхское (Г); 53 – Мирнинское (НГ); 54 – Маччобинское (НГ); 55 – Иреляхское (НГК); 56 – Нелбинское (Г); 57 – Северо-Нелбинское (ГК); 58 – Станаское (НГ); 59 – Иктехское (НГК); 60 – Верхневилучанское (НГК); 61 – Вилуйско-Джербинское (Г); 62 – Хотого-Мурбайское (Г); 63 – Отраднинское (ГК); 64 – Бьсахтахское (ГК); 65 – Усть-Дельтулинское (Г); 66 – Таначинское (ГК); 67 – Моктаконское (НГК); 68 – Нижнетунгусское (Г); 69 – Ново-Юдуконское (ГК).

Месторождения Западно-Сибирской НГП: 1 – Ванкорское (НГК); 2 – Сузунское (ГН); 3 – Лодочное (НГК); 4 – Горчинское (Г); 5 – Мессояхское (ГК); 6 – Зимнее (Г); 7 – Нижнехетское (Г); 8 – Пеляткинское (ГК); 9 – Дерябинское (ГК); 10 – Байкаловское (НГК); 11 – Пайяжское (ГН); 12 – Хабейское – (Г); 13 – Озёрное (ГК); 14 – Джангодское (Г); 15 – Тагульское (НГК).

Месторождения Лено-Вилуйской НГП: 1 – Среднетюгское (Г); 2 – Средневилуйское (Г); 3 – Толон-Мастахское (Г); 4 – Соболюх-Неджелинское (Г); 5 – Усть-Вилуйское (Г)

Все месторождения Лено-Тунгусской НГП, приведенные на рис. В.5, имеют сложный фазовый состав, высокий газовый фактор, являются бессернистыми, малосмолистыми. Нефти и конденсаты легкие, главным образом метанового, нафтено-метанового состава. В редких случаях нефти и конденсаты содержат сернистые, ароматические компоненты. Это карбонатные коллекторы нижнего кембрия Бахтинского мегавыступа.

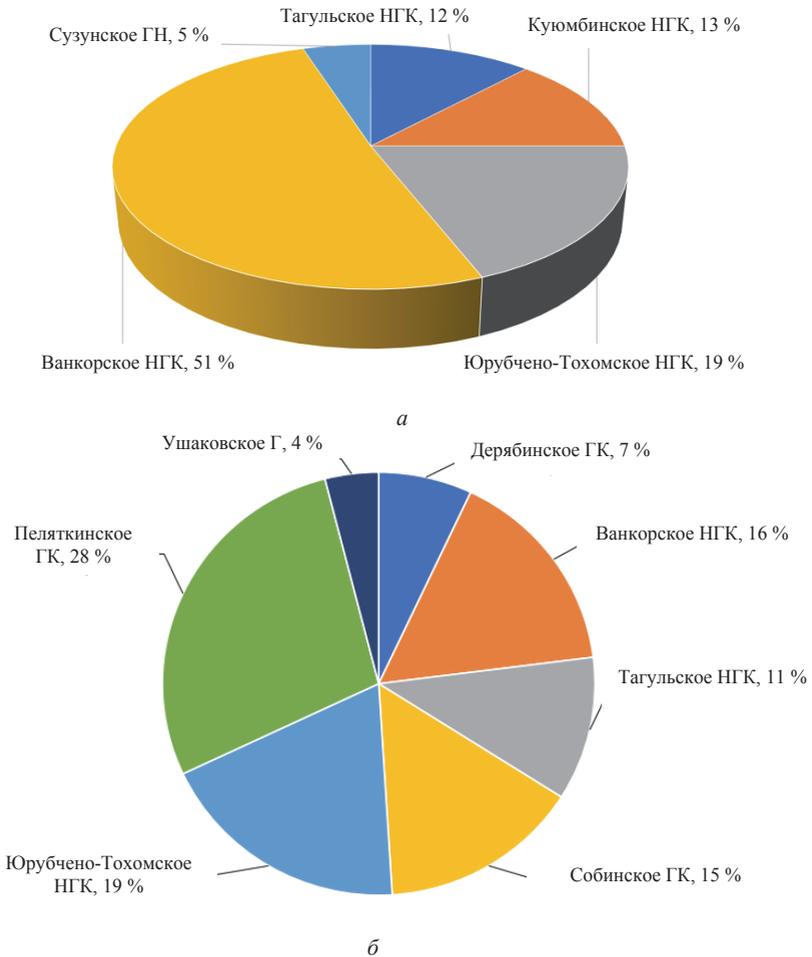


Рис. В.5. Распределение запасов нефти (а) и газа (б) по главнейшим месторождениям Красноярского края

Подавляющее число месторождений Лено-Тунгусской нефтегазодобывающей провинции содержит значительные количества гелия в составе газа (до 0,55 % об.) [66].

В качестве возможной товарной продукции в составе свободных газов обратим внимание на гелий только тех районов, где его концентрация превышает 0,10 % об., хотя согласно известным классификациям и материалам В. П. Якуцени (2009 г.) практическое применение могут иметь газы и с более низкой концентрацией гелия.

В связи с большими ресурсами гелия в южных районах Лено-Тунгусской НГП в настоящее время в первую очередь потребуются должным образом изучить запасы гелия по Оморинскому, Куюмбинскому, Юрубчено-Тохомскому месторождениям.

Свободный газ Собинского, Чаяндинского и Ковыктинского месторождений содержит в промышленных концентрациях этан, пропан, бутаны и гелий.

Содержание гелия в свободных газах Чаяндинского и Ковыктинского месторождений изменяется в пределах 0,17–0,43 % (промышленные кондиции 0,05 %), а для Собинского месторождения имеет место уникально высокое содержание гелия в газе – 0,68 %.

Учитывая, что по запасам газа Ковыктинское и Чаяндинское месторождения являются уникальными, суммарные запасы гелия только в этих двух месторождениях составляют более 1 млрд м³. Оба эти месторождения относятся к газоконденсатным с низким (Чаяндинское) и средним (Ковыктинское) начальным содержанием $C_{5+высш}$.

Поэтому уже непосредственно на месторождениях при добыче газа будут извлекаться жидкие углеводороды, а также значительное количество так называемой широкой фракции легких УВ-газов дегазации (выделение газообразных компонентов из нестабильного газового конденсата, осуществляемое за счет снижения давления в системе, повышения температуры или действия обоих факторов одновременно) и дебутанизации конденсата (извлечение бутанов и более легких компонентов из нестабильного газового конденсата). Из опубликованных сведений ПАО «Газпром» известно, что поставки газа в Китай будут осуществляться на уровне 38 млрд м³/год. Планируется поставлять сухой газ, т. е. пластовый газ, газ сепарации, а также газ в качестве источника энергии для работы газоперекачивающих станций, частично газ будет использоваться внутри России. Исходя из этого, можно ожидать добычу пластового газа объемом 61 млрд м³/год [66].

Содержание полезных компонентов в свободных газах Ковыктинского, Хандинского и Чаяндинского месторождений приведено в табл. В.1.

Таблица В.1

Содержание полезных компонентов в 1 млрд м³ пластового газа [66], тыс. т

Месторождение	Этан	Пропан	Бутаны	C _{3+высш}	Гелий, млн м ³
Ковыктинское	80,0	24,3	14,80	64,0	2,8
Хандинское	52,3	14,4	7,98	17,4	2,8
Чаяндинское	55,0	28,6	14,70	14,0	4,6

Возникает вопрос о хранении добытого гелия, поскольку, вероятнее всего, не сразу будет найден потребитель на весь его объем. Выход в этом случае – подземное хранилище гелия. Наилучшие условия для создания такого хранилища имеются в Восточной Сибири, где в осадочных отложениях распространены мощные пласты солей. В качестве хранилища гелия можно использовать один из блоков Чаяндинского или Хандинского месторождения с небольшими начальными запасами газа. В Красноярском крае после выработки можно использовать мелкие залежи осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия Агалеевского газового месторождения.

В ближайшие годы планируется ввод в разработку Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского НГК месторождений Красноярского края с возможным подключением Собинского месторождения. Пластовая нефть этих месторождений характеризуется сравнительно высоким содержанием газа, при добыче планируемых 15 млн т нефти будет добываться попутного газа более 2 млрд м³/год. Содержание C_{2+высш} в этих газах еще более высокое, чем в пластовом газе указанных месторождений (табл. В.2).

В отличие от растворенного газа, в данном случае свободный газ содержит гелий в промышленных концентрациях. Содержание C_{2+высш} в свободном газе также выше промышленных кондиций (табл. В.3). Ожидаемая величина объемов добычи попутного газа при этом по прогнозам может составить до 20 млрд м³/год, т. е. будет сравнима с показателями эксплуатации крупного газового месторождения.

Таблица В.2

Содержание полезных компонентов в нефтерастворенном газе месторождений юга Красноярского края на 1 млрд м³ растворенного газа [66], тыс. т

Месторождение	Этан	Пропан	Бутаны
Юрубчено-Тохомское	227,5	154,7	64,8
Куюмбинское	227,5	154,7	64,8
Собинское	135,0	99,6	51,2

Отдельно следует рассмотреть Собинское нефтегазоконденсатное месторождение. Свободные газы залежей этого месторождения значительно отличаются от свободного газа других месторождений региона по своему составу.

Таблица В.3

Содержание полезных компонентов в свободном газе месторождений юга Красноярского края, на 1 млрд м³ пластового газа [66], тыс. т

Месторождение	Этан	Пропан	Бутаны	C ₅₊ высш	Гелий, млн м ³
Юрубчено-Тохомское	91	43	31	151	2,9
Куюмбинское	91	43	31	151	1,7
Собинское	59–89	38–48	34–44	45–77	6,8

Содержание гелия и азота в этих газах аномально высокое и достигает 0,68 и 27,80 % соответственно. Таким образом, этот газ будет иметь промышленную ценность только после извлечения азота либо после кратного разбавления его другим газом с более низким содержанием азота. Второй вариант маловероятен, так как в этом случае необходим кратный объем газа, добавляемого к газу Собинского месторождения.

Высокий ресурсный потенциал южных районов Лено-Тунгусской НГП свидетельствует о том, что потенциально открываемые месторождения в этой части региона будут содержать гелиеносные газы. Это позволяет нарастить сырьевую базу гелия Восточно-Сибирского экономического региона и проектируемых гелиевых заводов.

По оценкам В. П. Якуцени, текущие мировые ресурсы гелия в природных газах с учетом средневзвешенного содержания гелия 0,075 % составляют 55,2 млрд м³. Из этого следует, что в пределах тер-

ритории только Красноярского края сосредоточено более 54 % мировых ресурсов гелия.

Несмотря на кризисные явления, по прогнозам многих ученых, общий тренд потребления энергии в мире все-таки будет расти.

В целом необходимо констатировать, что на фоне истощения традиционных ресурсов и роста добычи из нетрадиционных коллекторов сланцевой нефти и газа добыча нетрадиционной нефти и газа существенно увеличится.

В России приоритетным направлением добычи из нетрадиционных источников является сланцевая нефть. В Восточной Сибири значительное развитие имеют карбонатно-глинистые толщи куанамской серии (C_{1-2}), в Западной Сибири широко развиты глинисто-кремнистые сапропелевые «бажениты» (J_3t). В Кузбассе ОАО «Газпром» ведет добычу метана из угольных пластов.

По прогнозам многих исследователей различных стран мира, добыча энергетических ресурсов из традиционных источников будет расти вплоть до 2030 г. (по J. D. Edwards, University of Colorado, USA) [30], затем постепенно снижаться за счет увеличения доли гидроэнергии, солнечной, гидротермальной, атомной и водородной энергии и др.

Россия обладает $1/7$ частью суши и может использовать $1/4$ часть ресурсов перспективного континентального шельфа мира [57]. Задача подготовки профессиональных специалистов для нефтегазового сектора является приоритетной, так как ее решение позволит в будущем иметь самую квалифицированную геологическую службу в мире.

*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 нафтидогенеза 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. Абиx, 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).

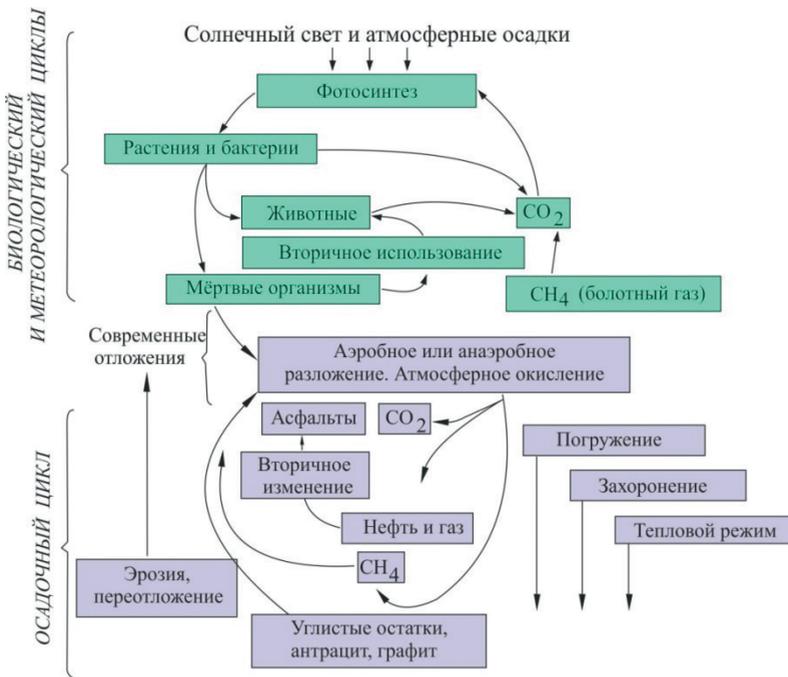


Рис. 1.1. Органический круговорот углерода (Durand, 1988 [54])

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 углистых 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 пробурела 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 («перевёрнутость») 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 (песчанникам, 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*:

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

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'_n и воды $k'_в$ (газа аналогично) оцениваются как

$$k'_n = k_n/k, k'_в = k_в/k, \quad (2.8)$$

где k_n и $k_в$ – фазовые проницаемости для нефти и воды; k – абсолютная проницаемость породы.

Поскольку величина относительной проницаемости зависит от объемного соотношения соответствующих компонентов в фильтрующихся смесях, она выражается безразмерным числом, которое всегда меньше единицы или 100 %.

Эффективная проницаемость – это проницаемость породы для определенной фазы при наличии в поровом пространстве неподвижной фазы другого флюида, т. е. при наличии остаточной водо- или нефтенасыщенности.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Фазовая и относительная проницаемости непрерывно изменяются в процессе эксплуатации залежи.

Современные технологии позволяют измерять проницаемость по всей длине полноразмерного керна – профильную проницаемость.

Профильная проницаемость – это точечное экспресс-измерение проницаемости вдоль профиля полноразмерного керна [11].

Традиционные породы-коллекторы. Пористость и проницаемость горных пород зависят прежде всего от их литологического состава и условий образования, поэтому ниже рассмотрим породы-коллекторы нефти и газа и их классификации применительно к основным литологическим группам горных пород.

Осадочные горные породы – это продукты механического или химического разрушения существовавших раньше магматических, осадочных или метаморфических пород, отложившихся в водных бассейнах или на поверхности суши; реже осадочные породы образуются биогенным путем в результате жизнедеятельности организмов. В осадочных горных породах часто присутствуют органические остатки (растительного и животного происхождения) [11].

Осадочные породы возникают при разрушении любых пород, перемещении их частиц в виде механических взвесей различной крупности или в виде раствора и отложении или осаждении из раствора.

Составные части осадочной породы могут образовываться в результате механического дробления материнской породы, размыва и выветривания пород, химического и биохимического осаждения. В дальнейшем осадок литифицируется и возникает осадочная горная порода, формируется пористость. В процессе транспортировки частицы измельчаются, окатываются, сортируются. Затем происходит уплотнение, отжим воды, цементация и осадок превращается в горную породу с последующим формированием пористости. У карбонатных пород формирование пористости более сложное, чем у обломочных.

Формирование пористости карбонатных пород включает четыре главных этапа (гипергенез, седиментогенез, диагенез, катагенез) с дальнейшими постседиментационными преобразованиями: уплотнение и цементация, перекристаллизация, доломитизация, кальцитизация и сульфатизация, выщелачивание, трещинообразование.

По происхождению осадочные породы можно разделить на терригенные (или обломочные), пирокластические, хемогенные, органогенные (биохимические), эффузивно-осадочные и смешанные.

Обломочные породы классифицируют по размеру, сцементированности и окатанности обломков (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Классификация обломочных пород [49]

Размер обломков	Неокатанные (угловатые)		Окатанные	
	Несцементированные (рыхлые)	Сцементированные	Несцементированные (рыхлые)	Сцементированные
>10 см	Глыбы	Глыбовая брекчия	Валуны	Валунный конгломерат (валунник)
10–1 см	Щебень	Брекчия	Галька	Конгломерат
1 см–1 мм	Дресва	Дресвяник	Гравий	Гравелит
0,1–1,0 мм	Песок	Песчаник	Песок	Песчаник
0,01–0,10 мм	Алеврит	Алевролит	Алеврит	Алевролит
<0,01 мм	Глина	Аргиллит	Глина	Аргиллит

В составе обломочных пород важнейшее значение для формирования качественных экранов залежей углеводородов имеют глинистые породы и глины. Они как покрывки и нефтематеринские породы имеют колоссальное значение в геологии и геохимии нефти и газа. Глины наполовину и более состоят из частиц менее 0,01 мм, среди которых доминирующими являются глинистые минералы особых групп, например каолинов, монтмориллонитов. Характерная особенность глин – их способность размокать в воде и «разбухать». Разбухание глин является существенным фактором аварийности в бурении.

Глины служат хорошим материалом для приготовления бурового раствора. Как материал для буровых растворов тонкодисперсные пластические глины делятся на три группы: бентонитовые (монтмориллонитовые), каолиновые, польгорскитовые (водные алюмосиликаты магния).

Наилучшими покрывками для залежей нефти и газа, кроме глин, являются эвапоритовые породы, состоящие из солей, осажденных на дне бассейнов при испарении воды.

Доломиты и известняки формируют очень емкие трещинные коллекторы, даже при наличии в них только микротрещиноватости дебиты притоков нефти могут достигать значительных величин. Фонтанные притоки нефти из трещинных доломитов юрубченской толщи рифея на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском месторождениях в вертикальных скважинах в период их разведки достигали 200–500 м³/сут.

Хемогенные породы сложены в основном хемогенными минералами, образующимися в результате выпадения карбонатных, сульфатных и хлоридных солей в осадок с формированием первичных доломитов, известняков и сульфатов, каменной соли, гипсов и др. Хемогенные породы, которые выпадают в осадок при испарении водоемов в условиях аридного климата, называют *эвапоритами*.

Органогенные породы состоят более чем на 20–30 % из остатков организмов, например коралловые известняки. В группе органогенных пород выделяется отдельное семейство – каустобиолиты, которые будут рассмотрены в гл. 6.

Осадочные породы *смешанного («мусорного») состава* – неотсортированные песчано-алеврито-глинистые породы. В этих породах содержание каждой из трех групп составляет менее 50 %. К ним относятся сильноизвестковистые глины, песчаные и глинистые известняки и др.

Все они могут быть для углеводородов коллекторами разного качества. Их свойства обусловлены пористостью и проницаемостью. А. Леворсен к породам-коллекторам смешанного состава (1970 г.) относит еще и изверженные, и метаморфические породы, а также различные ассоциации, часто формирующие комплексы фундамента. Их фильтрационно-емкостные свойства обусловлены трещиноватостью и вторичной пустотностью.

В зависимости от литологического типа пород коэффициент пористости может достигать очень больших величин (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Коэффициенты общей пористости основных типов осадочных и некоторых магматических пород [1], %

Порода	Пределы значений	Наиболее вероятные значения
<i>Осадочные породы</i>		
Песок	4–55	20–35
Песчаник	0–40	5–30
Лёсс	40–55	–
Алевролит	1–40	3–25
Ил	2–96	50–70
Глина	0–75	20–50
Известняк	0–35	1,5–15,0
Мел	40–55	40–50
Доломит	2–35	3–20
Доломитовая мука	33–55	–
<i>Магматические породы</i>		
Габбро	0,6–1,0	–
Базальт	0,6–19,0	–
Диабаз	0,8–12,0	–
Диорит	0,25	–
Сиенит	0,5–0,6	–
Гранит	1,0–5,0	–

Однако чаще пористость коллекторов колеблется в пределах 5–20 %, в лучших коллекторах составляет 30–35 %. Шкала оценки пористости может быть представлена в следующем виде: ничтожная – 0–5 %; плохая – 5–10 %; средняя – 10–15 %; хорошая – 15–20 %, очень хорошая – 20–25 % [1].

Пористость в горной породе, присутствующая изначально, называется *первичной*, а появившаяся в процессе существования горной породы относится к *вторичной*. Вторичную пористость представляют трещины, каверны и межзерновые поры. Часто в породах поровое пространство сформировано двумя или большим количеством видов пор, в этом случае его называют *сложным* или *смешанным*. Поровое пространство имеет различную форму. В обломочных породах оно изометрической, многоугольной или округлой формы. Трещины обычно щелевидной формы, а каверны – неправильной.

Кроме того, пористость бывает *гранулярная* (или *межзерновая*), – в терригенных породах, *каверновая* – встречается в карбонатных породах и *трещинная* – в любых по генезису породах. Очень большую, но неравномерную пористость имеют органогенные известняки. Равномерно пористы и слабо сцементированы терригенные породы. По размерам поры классифицируются по-разному. Выделяются поры сверхкапиллярные, или макропоры ($>0,1$ мм); капиллярные (0,002–0,100 мм); субкапиллярные ($<0,002$ мм); ультракапиллярные ($<0,1$ мкм). По раскрытости трещин поры классифицируют на сверхкапиллярные ($>0,25$ мм), капиллярные (0,250–0,001 мм) и субкапиллярные ($<0,001$ мм). В макропорах, порах и сверхкапиллярных трещинах нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации, а в капиллярных порах и трещинах действуют преимущественно капиллярные силы.

В. Д. Скарятин (1987 г.) рекомендует рассматривать трещинный коллектор в виде совокупности двух сред: блоков горных пород и межблокового пространства. *Блоки горных пород* представляют собой матрицу коллектора, где основная емкость и фильтрация обусловлены порами, кавернами и мелкими трещинами, сообщающимися друг с другом. *Межблоковое пространство* – это пространства крупных протяженных трещин и зон дробления пород с приуроченными к ним расширениями, кавернами, трещинами и другими полостями.

По данным Ю. К. Бурлина (1975, 1991 гг.), в трещиноватых коллекторах за рубежом находится более 50 % запасов нефти, а в России – 12 % залежей. Именно к трещиноватым коллекторам приурочена нефтегазоносность карбонатов рифея Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. С трещиноватыми коллекторами связывается нефтегазоносность баженовской свиты Западной Сибири и нефтепроизводящие тол-

щи доманикитов куанамской свиты нижнего – среднего кембрия, распространенной на северо-востоке Сибирской платформы.

Кроме охарактеризованных традиционных для нефтяной геологии пород-коллекторов в настоящее время выделяют еще и группу нетрадиционных пород-коллекторов.

Нетрадиционные породы-коллекторы. Смысл понятия «нетрадиционные породы-коллекторы» точно сформулирован Л. В. Милосердовой (2003 г.). По ее мнению, «понятие о традиционных и нетрадиционных коллекторах условно и соотносится со временем, местом и научной позицией авторов» [49], выделяющих нетрадиционный коллектор в том или ином регионе. Л. В. Милосердовой в самом широком смысле к нетрадиционным породам-коллекторам относятся коллекторы с негранулярной пористостью.

К нетрадиционным породам-коллекторам, кроме толщ глинистых, кремнистых, вулканогенных, интрузивных и метаморфических пород с низкой пористостью и проницаемостью, принято относить сланцевые формации, состоящие из плотных песчаников, алевролитов, известняков и доломитов с низкой проницаемостью. В качестве примера упомянем формацию Баккен (англ. Bakken Formation) – верхний девон – нижний миссисипий (возрастной аналог карбона) в Северной Америке. К нетрадиционным коллекторам относят также битуминозные сланцы и угольные пласты глубокого залегания. Сравним по некоторым классификационным признакам традиционный и нетрадиционный коллектор (табл. 2.3).

Кроме того, для традиционных коллекторов характерны все виды антиклинальных и неантиклинальных ловушек природного резервуара, в котором взаимоотношения с экранирующими породами обеспечивают возможность накопления и сохранения нефти или газа в коллекторе.

В связи с существенными отличиями характеристических параметров коллекторов способы добычи нефти и газа из них должны также неизбежно различаться. Рассмотрим с учетом данных Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ) [59] сочетание типов коллекторов, в которых могут быть локализованы ресурсы нефти и газа, требующие применения специальных мероприятий по их добыче.

Нетрадиционные коллекторы разбросаны на большой площади, не поддающейся влиянию гидродинамических сил.

Таблица 2.3

Отличия традиционных коллекторов от нетрадиционных

Параметры	Коллектор	
	традиционный	нетрадиционный
Влияние гидродинамических сил в пласте-коллекторе	Значимое	Отсутствует
Подвижность флюидов в пласте-коллекторе	Высокая	Неподвижность
Пластовая система с непрерывным давлением в породе-коллекторе	Присутствует	Отсутствует
Планирование добычи в целом на месторождение или залежь	Возможно	Добыча планируется на каждую скважину
Эффективные методы подсчета запасов нефти и газа	Объемный	Статистический

Краткая характеристика типов коллекторов, в которых могут быть локализованы ресурсы нетрадиционной нефти, и мероприятия по их добыче приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Краткая характеристика нетрадиционных ресурсов нефти

Тип коллектора	Мероприятия по добыче
<i>Традиционная нефть</i>	
Традиционная нефть в нетрадиционных породах-коллекторах (формации Bakken, Woodford и др.)	Нефть становится подвижной после принятия мер по повышению проницаемости (гидро-разрыв)
Традиционная нефть в традиционных породах-коллекторах	Нефть становится подвижной после применения минимума методов увеличения нефтеотдачи (МУН)
<i>Нетрадиционная нефть (незрелая, матричная, сланцевая, биodeградированная)</i>	
Нетрадиционная нефть (матричная незрелая нефть, битуминозные сланцы) в нетрадиционных породах-коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС)	Нефть становится подвижной после принятия мер по повышению проницаемости (гидро-разрыв) и снижению вязкости (доманикоидная формация битуминозных пород Восточной Сибири)
Нетрадиционная нефть в традиционных породах-коллекторах	Добыча без специальных мероприятий невозможна, требуется переработка для улучшения свойств нефти (например, биodeградированная нефть в битумных песках или карбонатах)

Как следует из табл. 2.3 и 2.4, для нетрадиционных ресурсов нефти характерно отсутствие влияния гидродинамических сил, неподвижность углеводородных флюидов без искусственного воздействия на них, отсутствие систем с непрерывным давлением. Нетрадиционные ресурсы нефти залегают в ловушках, разбросанных на большой площади, и не подвержены влиянию гидродинамических сил.

Матричной нефти может сопутствовать нетрадиционный газ. Природный газ, сопровождающий матричную нефть, образуется, по Н. А. Скибицкой, в процессе старения и перехода органической части карбонатного органического полимера в керогеноподобное вещество. В результате этого старения ОВ происходит сброс низкомолекулярных углеводородных компонентов и неуглеводородных компонентов природного газа, т. е. газогенерация. Такая генерация газа может происходить как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Краткая характеристика нетрадиционных ресурсов газа

Тип коллектора	Необходимые мероприятия по добыче
<i>Традиционный газ</i>	
Традиционный газ в нетрадиционных породах-коллекторах (формации Лунмасы, Цюнчжусы, Barnett, Woodford и др.)	Газ становится подвижным после мер по повышению проницаемости. Требуется планирование добычи на каждой скважине
Традиционный газ в традиционных породах-коллекторах	Газ подвижен при минимуме специальных мероприятий. Возможно планирование добычи по всему месторождению
<i>Нетрадиционный газ (незрелый газ глубокозалегающих угольных пластов, газовые гидраты, интеркалированный (хемосорбированный) газ)</i>	
Нетрадиционный газ в нетрадиционных породах-коллекторах (угольные пласты). Интеркалированный (хемосорбированный) газ, газ глубоких горизонтов	Газификация угля осуществляется по месту залегания. Темпы отбора и ожидаемая отдача газа зависят от степени зрелости угля
Нетрадиционный газ в традиционных породах-коллекторах (плотные песчаники). Гидраты	Применяются специальные технологии. Добыча планируется на каждой скважине

Учитывая большие площади распространения нетрадиционных коллекторов, в них можно предположить сосредоточение гигантских запасов нефти и газа в мире. Известно, что запасы только сланцевой

нефти в мире по предварительным оценкам могут составлять не менее 10 % извлекаемых мировых запасов [52].

Коллекторы в глинах появляются при разуплотнении и преобразовании глинистых минералов за счет выделения связанной воды, генерации из ОВ жидких и газообразных продуктов в процессе катагенеза. Трещины возникают преимущественно по плоскостям слоистости пород. Так Т. К. Баженова (2000 г.) объясняет образование резервуаров в баженовской карбонатно-глинисто-кремнистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение) [19]. Аналогично возникают резервуары в глинисто-карбонатных богатых ОВ доманикоидных (доманиковых) толщах [4]. Отложения баженовской свиты и доманикоидные толщи могут быть потенциальным объектом применения сланцевых технологий.

Коллектор в кремнистых биогенных толщах на начальном этапе создается створками диатомовых водорослей и других организмов, в строении которых участвует аморфный водный силикат опал. С течением времени при минеральной трансформации опала возникает глобулярная структура, представленная округлыми тельцами каплевидной формы, которая растрескивается и образует связанные системы трещин. Глобулярная структура характерна для большинства опаловых кремнистых пород. Так, по мнению Ю. К. Бурлина (1991 г.), образуются коллекторы в кремнистых породах формации Монтерей миоцена на шельфе Калифорнии. Микротрещиноватость водорослевых доломитов рифея Юрубчено-Тохомской зоны также связана с окремнением и катагенезом [11].

Практический интерес представляют только открытые трещины, по которым может осуществляться миграция УВ. Обычно трещинная пористость (пустотность) составляет 2–3 %, иногда до 6 %. В случае применения сланцевых технологий (гидроразрыва) практический интерес представляют все виды трещин.

Коллекторы в вулканогенно-обломочных (пирокластических) или эффузивно-осадочных горных породах состоят из продуктов вулканической деятельности и осадочного обломочного материала. В них пустотное пространство образуется в процессе дегазации лав и при диагенезе. Другим фактором формирования трещиноватости в вулканогенных породах может быть выщелачивание пород. В качестве приме-

ра обычно приводят нефтегазоносные вулканические толщи осадочно-туфогенного комплекса Восточной Грузии. Потенциальные коллекторы могут быть обнаружены и в туфах Сибирской платформы, огромным чехлом перекрывающих весь север Тунгусской синеклизы.

В формировании вулканогенных и вулканогенно-осадочных коллекторов нефти и газа большую роль играет трещиноватость. Особенность коллекторов заключается в несоответствии между сравнительно низкими величинами емкости, проницаемости и высокими дебитами скважин. Наиболее часто встречаются трещинный и порово-трещинный типы коллекторов. Это хорошо подтверждают полевые исследования траппов плато Путорана в естественных обнажениях по многочисленным измерениям при производстве структурно-картировочных работ.

Характерная особенность скоплений УВ в корях выветривания вулканитов – наличие трещиноватости вулканогенно-пирокластических пород в продуктивных зонах, что обусловлено как тектоническими движениями, так и процессами внутреннего приспособления, присущего переходу лавовых и пирокластических образований в современную метавулканическую породу, а также влиянием выветривания, денудации и эрозии. По сведениям Б. М. Авербуха (1992 г.), эффузивные породы характеризуются в основном низкой проницаемостью (0,0003–47,5000 мкм²), которая в значительной степени обусловлена трещиноватостью. Пористость выветрелых эффузивных пород по керну колеблется от 1 до 25 % при среднем значении 13,7 %.

Коллекторы в магматических породах характеризуют нефтегазоносность фундаментов платформ и часто связаны с вторично измененными магматическими породами и корами их выветривания. Притоки нефти из резервуаров такого типа получены из гранитно-метаморфических пород в Западной Сибири, на Южном Мангышлаке, на месторождениях Белый Тигр на Вьетнамском шельфе и Ла-Пас в Венесуэле. На месторождении Белый Тигр дебит скважин достигал 2 тыс. т/сут, а сами скважины вскрывали продуктивные объекты в гранитоидах на глубине более 1,5 км [18]. Промышленные притоки газа получены и из трещинного коллектора в гранитогнейсах фундамента на Юрубчено-Тохомском месторождении в Красноярском крае. В. П. Гавриловым (1986 г.), О. А. Шнип (2000 г.) посчитано, что в гранитах и корях их выветривания сосредоточено около 40 % от числа залежей, при-

уроченных к магматическим породам фундаментов платформ, причем с гранитами и гранитоидами связано $\frac{3}{4}$ запасов УВ в фундаментах.

Склонность пород к растрескиванию характеризуется их **пластичностью**, т. е. способностью твердого тела под действием механических напряжений изменять свою форму без нарушения связей между составляющими частями. По степени пластичности выделяются три группы пород: хрупкие – $K_{пл} = 1$; пластично-хрупкие (большинство осадочных пород) – $K_{пл} = 1-6$; высокопластичные – $K_{пл} > 6$ (глины, аргиллиты).

Другой аспект магматической деятельности – это влияние магматизма не только на фильтрационные свойства вмещающих пород, но и на существенный прогрев залежей трапповыми интрузиями. В результате появляются термодegradированные нефти и конденсаты. Примером могут служить Таначинское и Моктаконское месторождения (залежи) нефти, конденсата и газа, подверженные процессам термодеструкции.

В коллекторах всех типов существенное влияние на их фильтрационно-емкостные свойства оказывает структура пустотного пространства.

Структура пустотного пространства определяется характером взаимного расположения пустот, размерами, особенностями их внутреннего строения.

Структура пустотного пространства очень сильно влияет на такие параметры, как проницаемость, нефтенасыщенность пласта и содержание остаточной воды.

Среди пустот различают собственно поры и соединяющие их каналы. Поры в основном обуславливают величину емкости породы, а сечение каналов – ее фильтрационные способности. Соотношение пор и каналов определяет проницаемость породы.

Важной характеристикой структуры порового пространства породы является статистическое распределение поровых каналов по диаметру. Поскольку диаметр канала сильно меняется в породе, при расчетах его аппроксимируют диаметром капилляра, гидродинамически эквивалентного данному поровому каналу. Поровое пространство представляется как совокупность капиллярных трубочек разных диаметров. Изучение распределения поровых каналов помогает выявить причины различной проницаемости пород сходного гранулометрического состава и пористости.

Эффективная проницаемость сильно зависит от площади поверхности пустот. Для ее учета существует понятие *удельной протяженности контактов между зернами породы*. Величина ее показывает суммарную длину контактов, приходящуюся на единицу площади среза породы. Между величинами общей удельной протяженности и эффективной пористости наблюдается обратная зависимость [1].

Одной из важнейших коллекторских характеристик породы является внутренняя удельная поверхность пустот, которая связана с проницаемостью.

Внутренняя удельная поверхность определяется отношением суммарной поверхности всех пор и каналов (см^2 , м^2) к единице общего объема (см^3 , м^3) или массы (г, кг) породы. Удельная поверхность характеризует степень дисперсности породы и прямо связана с пористостью породы. Удельная поверхность $S_{\text{уд}}$ идеальной породы, состоящей из сфер одного диаметра, равна

$$S_{\text{уд}} = \frac{6 \cdot (1 - K_{\text{п}})}{D}, \quad (2.9)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости; D – диаметр зерен.

Внутренняя удельная поверхность реальных пород зависит от размеров и формы зерен. Б. Б. Квеско считает, что средняя удельная поверхность для нефтесодержащих пород колеблется в интервале 40 000–230 000 $\text{м}^2/\text{м}^3$. Чем выше дисперсность частиц породы, тем больше в ней тонких пор и тем выше значение ее удельной поверхности.

Песчано-алевритовые породы могут иметь значительные величины удельной поверхности. Большая величина удельной поверхности свойственна тонкозернистым породам (большая величина активной поверхности уменьшает способность коллектора отдавать флюиды), малая – конгломератам, гравелитам, крупнозернистым песчаникам [11].

Классификационные признаки пород-коллекторов нефти и газа.

Коллекторы нефти и газа классифицируются издавна в основном по трем группам признаков. Это общие, петрографические и оценочные признаки.

Оценочные параметры коллектора нефти и газа в основном определяются по емкостным и фильтрационным свойствам. Одной из первых в России была создана *классификация П. П. Авдусина и М. А. Цветковой* (1938 г.). Данная классификация построена без учета генетиче-

ских особенностей пород. Ими выделено пять классов коллекторов: I – с эффективной пористостью более 20 %; II – 15–20 %; III – 10–15 %; IV – 5–10 % и V – менее 5 %, которые используются в работах геологов-нефтяников, в том числе и при оценке ресурсов нефти и газа.

Как уже отмечалось выше, эффективная пористость – совокупность пор, через которые может осуществляться миграция конкретного флюида. Она зависит от количественного соотношения между флюидами, физических свойств флюида, самой породы. По А. А. Ханину (1969 г.), эффективная пористость – объем поровой системы, способной вместить нефть и газ с учетом остаточной водонасыщенности. Для эффективной пористости характерны минимальные значения, затем по возрастанию для открытой и высокие значения присущи полной пористости.

Наиболее широко применяется на практике оценочная **классификация А. А. Ханина** (табл. 2.6). Им было выделено шесть классов коллекторов для песчано-алевритовых пород: I – с проницаемостью свыше 1 000 мД^{*}; II – 1000–500 мД; III – 500–100 мД; IV – 100–10 мД; V – 10–1 мД и VI – менее 1 мД. Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости.

Таблица 2.6

Оценочная классификация терригенных пород-коллекторов
(по А. А. Ханину, 1969)

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Проницаемость и емкость
I	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	>16,5 >20	≥1	Очень высокие
	Алеврит: среднезернистый мелкозернистый	>23,5 >29		
II	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	15–16,5 18–20	0,5–1,0	Высокие
	Алеврит: среднезернистый мелкозернистый	21,5–23,5 26,5–29,0		

* 1 Д = 1,02 · 10⁻³ мкм² = 1,02 · 10⁻¹² м² = 1 000 мД.

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мкм ²	Проницаемость и емкость
III	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	11–15 1–18	0,1–0,5	Средние
	Алевролит: среднезернистый мелкозернистый	16,8–21,5 20,5–26,5		
IV	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	5,8–11,0 8–14	0,01–0,10	Пониженные
	Алевролит: среднезернистый мелкозернистый	10,0–16,8 12,0–20,5		
V	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	0,5–5,8 2–8	0,001–0,010	Низкие
	Алевролит: среднезернистый мелкозернистый	3,3–10,0 3,6–12,0		
VI	Песчаник: среднезернистый мелкозернистый	<0,5 <2	<0,001	Весьма низкие
	Алевролит: среднезернистый мелкозернистый	<3,3 <3,6		Обычно не имеют практического значения

Породы, относящиеся к VI классу, с проницаемостью менее 0,001 мкм² обычно в естественных условиях содержат 90 % и более остаточной воды и не являются коллекторами промышленного значения для нефти. Для газа такие коллекторы имеют промышленное значение, особенно в залежах большой высоты.

Наиболее универсальной классификацией, учитывающей основные литологические различия пород-коллекторов, и, как следствие, часто используемой на практике является *классификация И. А. Конюхова* (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Классификация пород-коллекторов нефти и газа
(по И. А. Конюхову, 1961)

Группа	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Класс коллектора	Литологический тип пород
А. Высшей емкости	>15	>1	I	Пески и рыхлые песчаники, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки рифовые, биоморфные, водорослевые, крупнокаверзные
		0,5–1,0	II	Пески и рыхлые песчаники, мелко- и среднезернистые, хорошо отсортированные и алевриты песчаные. Известняки биоморфные, каверзные
		0,3–0,5	III	Песчаники рыхлые, средне- и крупнозернистые, хорошо отсортированные и окатанные. Известняки органогенно-обломочные, каверзные
Б. Средней емкости	5–15	0,1–0,3	IV	Песчаники мелко- и среднезернистые, алевриты крупнозернистые, среднесортированные. Известняки крупнооолитовые, пористо-каверзные
		0,05–0,10	V	Алевриты мелко- и среднезернистые, среднесортированные, карбонатные. Известняки оолитовые, пористо-каверзные
В. Малой емкости	<5	0,01–0,05	VI	Песчаники глинисто-алевритовые, алевриты мелко-, тонкозернистые, глинистые, плохо отсортированные, карбонатные. Известняки мелкооолитовые, пористые
		0,001–0,010	VII	Песчаники глинисто-алевритовые, алевриты глинисто-песчаные, плохо сортированные, сильно карбонатизированные. Известняки мелкодетритовые, слабопористые

И. А. Конюховым аналогичная оценочная классификация разработана и для карбонатных коллекторов (табл. 2.8).

Классификация карбонатных пород-коллекторов
(по И. А. Конюхову, 1964)

Группа (эффективная пористость)	Класс	Проницаемость, $\times 10^{-15}$, м ²	Литологические различия
		Эффективная пористость, %	
А. Классы высшей емкости (>15 %)	I	$\frac{>1\ 000}{>25}$	Известняки биоморфные, скелетные (рифовые), крупнокавернозные
	II	$\frac{1\ 000-500}{25-20}$	Известняки биоморфные, кавернозные
	III	$\frac{500-300}{20-15}$	Известняки кавернозные и органогенно-обломочные
Б. Классы средней емкости (от 15 до 5 %)	IV	$\frac{300-100}{15-10}$	Известняки крупнозернистые порово-кавернозные, крупнооолитовые
	V	$\frac{100-50}{10-5}$	Известняки и доломиты средне- и мелкозернистые порово-кавернозные, мелкооолитовые
В. Классы малой емкости (<5 %)	VI	$\frac{50-25}{-}$	Известняки оолитовые, мелкодетритовые, биоморфные, инкрустированные
	VII	$\frac{25-10}{-}$	
	VIII	$\frac{10-1}{-}$	

В *оценочно-генетической классификации карбонатных пород К. И. Багринцевой* [5] выделяется также три группы: А, Б, В – с высокими, средними и низкими коллекторскими свойствами. В основу классификации положены абсолютная проницаемость, открытая пористость, остаточная водонасыщенность, относительная газопроницаемость, потенциальный коэффициент газонасыщенности с учетом текстурно-структурных характеристик пород и типа коллектора (табл. 2.9).

Трещины классифицируются по степени раскрытости. К. И. Багринцевой (1977 г.) трещины подразделяются на очень узкие (0,001–0,010 мм), узкие (0,01–0,05 мм), широкие (0,05–0,10 мм), очень широкие (0,1–0,5 мм) и макротрещины (>0,5 мм). Е. М. Смехов (1974 г.) предлагал различать микротрещины (<0,1 мм) и макротрещины (>0,1 мм).

Таблица 2.9

Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов (по К. И. Багринцевой)

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Открытая пористость, %	Остаточная водонасыщенность, % от объема пор		Относительная газопористость	Потенциальный коэффициент газоаппенности	Тип коллектора	Полезные ФЕС	Текстурно-структурная характеристика	
				От	До						
А	I	1,0–0,5	20–35	5	10	1,0–0,9	0,95–0,90	Каверново-поровый и поровый	Высокие	Биоморфные, органогенно-детритовые, комковатые, слабо сцементированные (цемент до 10 %), рыхлая упаковка фрагментов; поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверн	
	II	0,5–0,3	16–30	10	20	0,95–0,90	0,95–0,80				
Б	III	0,3–0,1	12–28	12	22	0,95–0,80	0,88–0,78	Поровый и трещинно-поровый	Средние	Органогенно-детритовые, слабо перекристаллизованные, сцементированные (цемент до 0–20 %); поры седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации	
	IV	0,10–0,05	12–25	16	30	0,90–0,65	0,84–0,70				
	V								Поровый и трещинно-поровый	Средние	Органогенно-стусково-детритовые, плотно сцементированные и сильно перекристаллизованные; упаковка фрагментов плотная; пустоты реликтово-седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации
			0,05–0,01	12–25	20	38	0,75–0,50	0,80–0,62			
В	VI	Параметры матрицы						0,65–0,45	Порово-трещинный и трещинный	Низкие	Пелитоформно-микрозернистые, стусковые и стусково-детритовые, сильно перекристаллизованные с плохо различимыми форменными элементами, пустоты выщелачивания (единичные), возможно реликтово-седиментационные
		0,010–0,001	8–20	35	55	0,55–0,30					
	Параметры трещин						Около 1				
	0,300–0,001	0,1–4,0	–	–	–						
	Параметры матрицы						≤0,4				
	≤0,001	2–15	60	100	0,2						
Параметры трещин						–					
	0,300–0,001	0,1–4,0	–	–	–		–				

Породы-коллекторы нефтяных залежей по проницаемости часто классифицируются следующим образом:

- низкопроницаемые – до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- проницаемые – от 50 до $100 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- высокопроницаемые – более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Существуют и другие классификации. Здесь необходимо также заметить, что нижний предел проницаемости во всех классификациях – величина достаточно условная, так как он определяется многими факторами: геологическим строением, особенностями рынка сбыта, инфраструктурой расположения месторождения и др. Например, промышленная добыча газа из плотных пород (проницаемость менее 0,1 мД) формации Bakken с использованием вертикальных скважин и, как правило, гидроразрыва пластов началась еще в 1970-е гг. в США (Kazemi, 1982 г.). То же касается и месторождений с большим этажом газоносности и высокими пластовыми давлениями, где при проницаемости ниже 0,1 мД ($0,102 \cdot 10^{-15}$ м²) получают высокодебитные промышленные приемы газа.

2.2. Породы-покрышки и их свойства

Наличие пород-флюидоупоров является обязательным условием формирования и сохранения залежей нефти и газа. **Флюидоупоры** – это породы, плохо проницаемые для нефти, газа и воды, способные играть роль изолирующих, экранирующих разделов, а те из них, которые непосредственно перекрывают скопления углеводородов, называются *покрышками*.

Ю. А. Котенев, А. П. Чижов различают флюидоупоры по характеру распространения, толщине, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности, минеральному составу. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства [54].

Лучшими покрышками считаются эвапоритовые породы (соль, гипс, ангидрит), однако наибольшее распространение в природе имеют глинистые толщи. По данным В. Л. Шустер (1998 г.), флюидоупорами могут служить и другие породы, например магматические и плохо проницаемые эффузивные или кристаллические породы, залегающие

в кровле гранитоидных массивов, но они же в случае появления трещиноватости могут быть и коллекторами, чем обусловлена нефтегазоносность пород фундамента.

Нефтегазоносность пород фундамента выявлена в ряде зарубежных стран (Вьетнам, Венесуэла, Египет, США и др.), в том числе и в России (Красноярский край, Юрубчено-Тохомское месторождение). Экранирующие свойства магматических и эффузивных пород объясняются плотностными свойствами этих пород (прочность, крепость) и могут рассматриваться как отдельный вид покрышек – плотностные покрышки, или флюидоупоры. Экранирующие свойства эвапоритовых флюидоупоров зависят от степени однородности покрышек. Присутствие прослоев песчаников и алевролитов ухудшает их качество. В зонах региональных разломов первоначальные пластические свойства солей могут совсем утрачиваться.

Абсолютно непроницаемых для нефти и особенно для газа покрышек в природе не существует.

Экранирующие свойства глин зависят от их минерального состава, толщины пластов и их выдержанности по простиранию, степени уплотнения при литогенезе, песчанности, трещиноватости и набухаемости. На больших глубинах глинистые сланцы превращаются в хрупкие тела и могут стать породами-коллекторами.

Среди глинистых покрышек относительно хорошими флюидоупорами являются монтмориллонитовые разности, которые при наличии влаги разбухают и совершенно теряют фильтрационные свойства.

Кроме глин и эвапоритовых отложений, флюидоупорами могут служить мергели, плотные кремнистые известняки, глинистые сланцы, плотные аргиллиты и другие породы. Однако аргиллиты при возникновении в них трещиноватости теряют свойства флюидоупоров и становятся частично коллекторами, например аргиллиты баженовской свиты Западной Сибири.

В специфических условиях севера Красноярского края и Якутии в зоне развития мощных (450–1 200 м и более) криогенных толщ флюидоупорами служат песчано-алевритовые породы с льдистым цементом, являющиеся криогенными покрышками, например Мессояхское газовое месторождение на Таймыре. Здесь под толщей вечной мерзлоты газ присутствует в форме газогидратов.

На основе анализа распространенности слабопроницаемых пород Э. А. Бакиров (1969 г.) предложил *классификацию флюидоупоров* (покрышек) с учетом масштаба их распространения и положения в разрезе. По площади распространения он выделил региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры; по соотношению с зонами нефтегазоносности – межэтажные и внутриэтажные; по литологическому составу – однородные (глинистые, карбонатные и галогенные) и неоднородные (смешанные – песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные и др.; расслоенные).

По выдержанности в пределах элементов нефтегеологического районирования впервые флюидоупоры разделил А. А. Бакиров (1982 г.).

Региональные флюидоупоры (покрышки) – это толщи пород, лишенные практически проницаемости и распространенные на всей территории провинции или области. Примером, по А. А. Бакирову, могут служить глинистые отложения альба (K_1), широко распространенные в пределах Скифской и Туранской плит и др. Для этих покрышек характерна литологическая выдержанность и большая толщина [21; 30].

Субрегиональные флюидоупоры – толщи практически непроницаемых пород, распространенных в пределах крупных тектонических элементов первого порядка, к которым приурочены нефтегазоносные области [54]. Например, соленосные отложения усольской свиты нижнего кембрия (C_1) Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз Сибирской платформы [10], соленосная толща верхнеюрского возраста (J_3) в пределах Амударьинской нефтегазоносной области (НГО) [30] или туронские глины (K_2) Западно-Сибирской плиты.

Зональные флюидоупоры – это непроницаемые толщи пород значительной толщины, распространение которых, «...как минимум, ограничивается зоной нефтегазонакопления» [54] или частью территории нефтегазоносной области [30], приуроченной к структурным элементам второго порядка (валообразным поднятиям или тектоническим блокам, объединяющим несколько локальных структур). В качестве примера зонального флюидоупора можно привести вендские карбонатно-глинистые отложения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [10] или Жанажольской и Тенгизской зон поднятий в Прикаспийской впадине и др. [30].

Локальные флюидоупоры распространены на отдельных небольших участках [30] в пределах одного или нескольких близко расположенных месторождений и не выходят за пределы зоны нефтегазоаккумуляции. Обычно их площадь распространения контролируется локальной структурой, они способствуют формированию и сохранению в ее пределах залежей углеводородов. Например, глинистые прослои в плотных известняках среднего карбона Тенгизского нефтяного месторождения и др. [30].

Выделяют также *межэтажные покрывки*, перекрывающие этаж нефтегазоносности, и *внутриэтажные*, разделяющие продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности [21; 54].

По экранирующей способности (в зависимости от проницаемости и избыточного давления – давления прорыва газа, максимального диаметра пор) **А. А. Ханин** разделил покрывки на пять классов (табл. 2.10).

Таблица 2.10

Оценочная шкала экранирующей способности флюидоупоров
(по А. А. Ханину, 1969)

Показатель	Класс покрывки				
	А	В	С	Д	Е
Максимальный диаметр пор, мкм	$\leq 0,01$	0,05	0,3	2	> 10
Экранирующая способность	Весьма высокая	Высокая	Средняя	Пониженная	Низкая
Абсолютная газопроницаемость, м ²	$\leq 10^{-21}$	10^{-20}	10^{-19}	10^{-18}	10^{-17}
Давление прорыва газа, МПа	≥ 12	8	5,5	3,3	$< 0,5$

Одним из важных классификационных факторов наряду с другими параметрами является избыточное давление. Если **избыточное давление** $P_{изб}$ УВ в залежи будет больше давления прорыва $P_{пр}$ покрывки, углеводороды, преодолевая капиллярные силы, развивающиеся на границе коллектор – покрывка, внедрятся в нее. Даже весьма малые значения проницаемости пород покрывки способны обеспечить фильтрационные потоки, приводящие к быстрому разрушению залежи УВ. Поэтому залежь может сохраняться только в том случае, если давление в ней $P_{зал}$ будет меньше, чем давление прорыва покрывки, экранирующей эту залежь: $P_{зал} < P_{пр}$. Давление прорыва покрывки практически целиком и полностью определяется структурой порового пространства,

в частности эффективным радиусом пор. Эта классификация наиболее часто используется на практике до сих пор.

Характер изменения структуры порового пространства и проницаемость, а следовательно, экранирующая способность флюидопоров в значительной степени обусловлены изменением плотности пород, которая прежде всего зависит от минерального состава и глубины залегания. По данным А. А. Бакирова (1973 г.), разновозрастные глинистые породы, перекрывающие одни и те же продуктивные комплексы, но залегающие на разных гипсометрических уровнях, могут иметь различную плотность и свои структурно-текстурные особенности. Условия образования покрышек и их структурно-текстурные особенности были положены в основу классификаций В. И. Осипова, В. Н. Соколова, В. В. Еримеева (2001 г.) [58].

Для глинистых покрышек в настоящее время существует несколько самостоятельных классификаций. Они разработаны для определенного региона [58] или для характеристики покрышек подземных газовых хранилищ (ПХГ) [71]. Наибольшее распространение получили классификации Б. П. Филиппова (1964 г.), Т. Ф. Антоновой (1966 г.), Г. Э. Прозоровича (1972 г.), В. И. Осипова с соавторами [58], разработанные для Западной Сибири. В основу этих классификаций положены условия образования покрышек и их структурно-текстурные особенности. Е. О. Семеновым создана оценочно-генетическая классификационная схема покрышек ПХГ в водоносных пластах, в которой в качестве критериев герметичности приняты структурно-минеральный состав и размер поровых каналов в глинистых породах [71]. Выделено три класса глинистых покрышек: с высокой, средней и низкой экранирующей способностью, каждый из которых характеризуется перечисленными выше критериями.

В пределах бассейна породы покрышки и коллекторы образуют природный резервуар.

2.3. Природные резервуары

Природный резервуар – породное тело, состоящее из коллектора, частично или со всех сторон ограниченное относительно непроницаемыми породами, выступающее как естественноеместилище для

нефти, газа и воды. Термин предложен советским геологом-нефтяником И. О. Бродом, под которым он понимал «...естественное вместилище для нефти, газа, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его (коллектор) плохо проницаемыми породами» [30]. Из определения следует, что под этим термином понимается весь выдержанный по площади резервуар, а не только породы-коллекторы, заполненные нефтью, газом и водой. В зарубежной литературе под резервуаром геологи обычно подразумевают только ту часть природного резервуара, которая заполнена нефтью и газом.

Классификации природных резервуаров. Природные резервуары бывают самых разнообразных типов и форм. И. О. Брод (1953 г.) предложил классифицировать их по трем основным группам: пластовые, массивные и литологически ограниченные (табл. 2.11). Согласно данным, приводимым И. А. Богуш (2007 г.), к массивным резервуарам приурочено 57 % запасов, к литологическим – 33 % и всего 10 % ко всем остальным типам.

Таблица 2.11

Классификация природных резервуаров
(по И. О. Броду, Н. А. Еременко, 1953, с изменениями)

Типы резервуаров	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкости и газа	Возможная максимальная роль энергии, аккумулированной в нефти и газе, по отношению ко всей энергии резервуара
Пластовые	Выдерживается	По направлению	Незначительная
Массивные	Не выдерживается	По вертикали	Значительная
Литологически ограниченные со всех сторон	Выдерживается	Локально, ограниченно	Основная

В природе наиболее широко распространены *пластовые* и *массивные* резервуары. Различают *однородно-массивные* и *неоднородно-массивные* резервуары. Первые встречаются в карбонатных доломитах и известняках. Примером могут служить резервуары в трещиноватых и кавернозных известняках турнейского возраста Волго-Уральской про-

винции или в карбонатах формации Асмари (олигоцен) в Иране и Ираке, в рифее Юрубчено-Тохомской зоны в России (Красноярский край).

Вторая группа резервуаров, как правило, сложена чередующимися проницаемыми карбонатами и терригенными породами. Такие резервуары характерны для размытых и эродированных выступов палеозойских пород Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В однородно-массивных резервуарах гидродинамическая связь между пластами может существенно отличаться (рис. 2.1) [21].

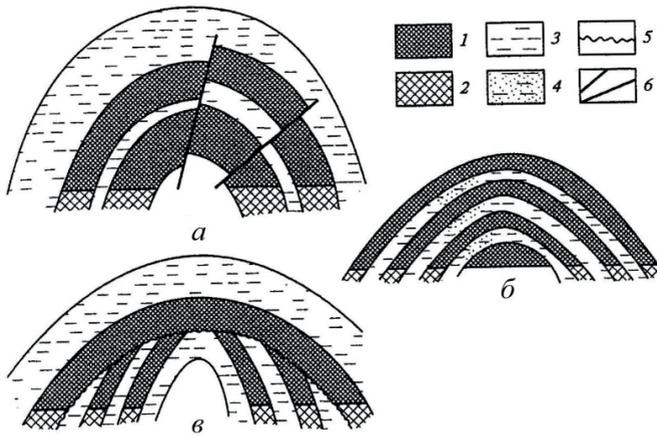


Рис. 2.1. Схемы сложно построенного массивного резервуара [21; 54]. Гидродинамическая связь между пластами осуществляется: *а* – по разломам, соединяющим продуктивные горизонты; *б* – благодаря наличию в непроницаемых покрывках, разделяющих пласты-коллекторы, песчано-глинистых проницаемых участков; *в* – в результате стратиграфического срезания пластов-коллекторов проницаемыми породами; 1 – нефтеносный или газоносный пласт; 2 – водонасыщенная часть пласта; 3 – непроницаемая покрывка; 4 – песчано-глинистые проницаемые или слабопроницаемые участки в непроницаемых покрывках; 5 – поверхность стратиграфического несогласия; 6 – разрывные нарушения

И. О. Брод и Н. А. Еременко к *литологически ограниченным* резервуарам относят проницаемые породы-коллекторы, ограниченные со всех сторон слабопроницаемыми породами [21]. Образуется линзовидное тело породы-коллектора в породе с плохими коллекторскими свойствами. Картирование залежей в таких резервуарах – нетривиальная для сейсмозазведки задача.

В описанных примерах видно, что при классификации учитывается в основном морфология резервуара и в меньшей степени условия их образования. Л. С. Мончак и З. А. Табасаранский (1975 г.) показали, что в природе существуют резервуары, которые можно отнести как к пластовым, так и к массивным. При частом чередовании пластов-коллекторов и непроницаемых пород могут возникнуть условия для гидродинамической связи пластов-коллекторов на участках выклинивания или в зонах разломов. Такого рода резервуары, по их мнению, правильно называть **пластово-массивными**. Эта группа выделена в отдельный подтип – неправильно-массивные резервуары. Так как такие резервуары имеют гидродинамическую связь, то водонефтяные или газоводяные контакты находятся на единой гипсометрической отметке (рис. 2.2). В таких резервуарах часто формируются залежи значительной высоты [21].

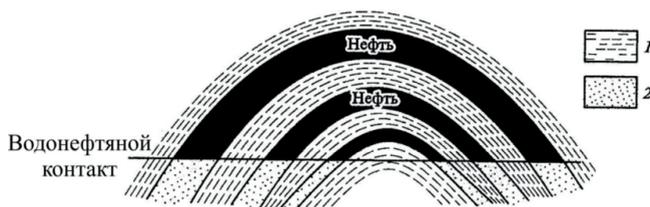


Рис. 2.2. Пластово-массивный резервуар [21]:
1 – непроницаемые породы; 2 – проницаемые породы

Термобарические условия в природных резервуарах. В пределах бассейнов термобарические условия однотипных резервуаров могут быть разными, что определяется литологическими изменениями пород по простиранию и термобарическими факторами. Поэтому рассмотрим термобарические условия в природных резервуарах и важнейшие их характеристики – пластовое давление и температуру.

Пластовым называется давление $P_{пл}$, под которым жидкости и газы находятся в пласте или в природных резервуарах [30]. Оно характеризует степень упругого сжатия флюида и упругого обжима им скелета горной породы, т. е. энергетическую емкость, следовательно, определяет силу, движущую флюиды в пласте [30; 54]. Поэтому различают статическое (начальное) и динамическое, или текущее, пластовое давление.

Динамическое пластовое давление – это давление в пластовом резервуаре, в котором происходит движение пластовых вод из-за связи пластового резервуара с земной поверхностью или наличия области разгрузки вод, а также при извлечении флюида из пласта [21].

Статическое давление – это естественное давление в резервуаре или пласте, если в нем не происходит движение подземных вод, т. е. пластовое давление, не нарушенное закачкой или извлечением из пласта нефти, воды или газа. Статическое давление зависит от геологической обстановки и глубины залегания пласта и на платформах оно близко к гидростатическому давлению.

Гидростатическое давление характеризует вес столба неподвижной жидкости от точки измерения в природном резервуаре до земной поверхности [21; 30]. Различают еще и *геостатическое давление* – это вес горных пород над точкой измерения. Оно является косвенной мерой напряженности горных пород, поэтому геостатическое давление иногда называют горным давлением.

Выделяют также нормальное и аномальное пластовые давления.

Аномальное пластовое давление может быть аномально низким (АНПД) или аномально высоким (АВПД) по отношению к условному гидростатическому или нормальному. Разные авторы аномальным считают давление, на $\pm 10\text{--}30\%$ превышающее гидростатическое.

Природа аномальных давлений чрезвычайно многообразна. В различных геологических условиях возможны разные механизмы их возникновения, и все они связаны с водонапорными гидродинамическими системами осадочных бассейнов. Это позволило В. М. Добрынину и В. А. Серебрякову (1989 г.) классифицировать главные причины образования аномальных давлений, приуроченных к элизионным и инфильтрационным системам (табл. 2.12).

В каждой гидродинамической системе возможно образование как аномально высоких, так и аномально низких давлений. В качестве главнейших причин образования АВПД в инфильтрационных системах выявлены давления, связанные с разностью пьезометрических уровней питания и разгрузки, а также избыточные давления в залежах с высоким этажом нефтегазоносности.

В элизионных гидродинамических системах причины образования и высоких и низких аномальных давлений значительно шире.

Так, среди основных возможных причин образования АВПД находят-ся факторы, связанные с процессом гравитационного уплотнения осадочных горных пород (чаще глин), с тектоническими движениями недр земной коры, диагнезом пород. В этих же системах В. М. Добрынин и В. А. Серебряков (1989 г.) предполагают образование АВПД за счет избыточного давления в залежах с высоким этажом нефтегазоносности.

Таблица 2.12

Важнейшие причины образования аномальных давлений
в природных водонапорных системах (по В. М. Добрынину, В. А. Серебрякову, 1989)

Параметры систем	Причины образования аномальных давлений	Распространение
<i>Элизионные природные водонапорные системы</i>		
АВПД	Гравитационное уплотнение осадочных пород	Регионально в бассейне осадконакопления
	Тектонические процессы. Резкое опускание	Локально (блоки)
	Избыточное давление в залежи нефти или газа	Локально в пределах залежи
	Диagenез пород, включая нефтегазообразование	Регионально или локально
АНПД	Распространение многолетнемерзлых пород	Регионально в бассейне осадконакопления
	Тектонические процессы. Резкое воздымание	Локально (блоки)
	Тектонические процессы, связанные с отбором флюидов из пластов	Локально
<i>Инфильтрационные водонапорные системы</i>		
АВПД	Увеличение пьезометрического напора пластовых вод	Регионально или локально
АНДП	Понижение зон разгрузки пластовых вод	

Значительный интерес представляют зоны АВПД, связанные с гравитационным уплотнением осадочных пород. Например, на Байкаловской площади, расположенной в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, анализ данных показал, что в разрезе осадочного

чехла существуют три гидродинамических уровня, связанных с наличием АВПД в низах шуратовской свиты нижнего мела и в юрских отложениях (рис. 2.3).

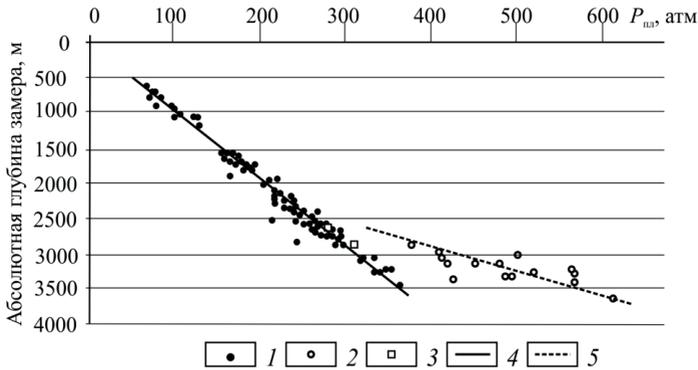


Рис. 2.3. Распределение пластовых давлений с глубиной (по А. А. Конторовичу): 1 – точки замера в верхнем гидродинамическом этапе; 2 – точки замера в нижнем гидродинамическом этапе; 3 – то же в скважине 1 Байкаловской площади; 4 – линия тренда давлений в верхнем гидродинамическом этапе; 5 – то же в нижнем

Первая зона – отложения танамской, салпадаяхинской, наоновской, дорожковской, долганской, яковлевской, малохетской, байкаловской и верхней части шуратовской свит. Эта зона (0–3 000 м) характеризуется пластовым давлением, равным или близким гидростатическому ($P_{пл} \leq P_{гс}$);

Вторая зона – средняя часть шуратовской свиты в интервале 3 000–3 250 м – $P_{пл} = 1,26 P_{гс}$.

Нижняя толща шуратовской свиты представлена преимущественно осадками турбидитных отложений: глинами, аргиллитами, алевропелитами с пачками песчаников.

Полученные аналитические данные позволили правильно прогнозировать ожидаемое пластовое давление в низах шуратовской и гольчихинской свит. Эта зона характеризуется пластовым давлением, превышающим гидростатическое на 50 % и более.

Таким образом, распределение аномалий пластовых давлений неразрывно связано с типом водонапорной системы и геологическими факторами (высота залежи УВ, отбор флюидов при разработке и др.).

В нефтегазовой практике различают еще и избыточное давление.

Давление избыточное – это разность измеренного давления по отношению к значению другого давления, выбранного для сравнения. Любое давление, измеренное на устье скважины, является избыточным по отношению к атмосферному.

Избыточное давление $P_{\text{изб}}$ (10^5 Па) рассчитывается по следующим формулам:

а) в любой данной точке нефтяной или газовой залежи

$$P_{\text{изб}} = h (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н(г)}}) / 10; \quad (2.10)$$

б) в любой точке газовой шапки

$$P_{\text{изб}} = [h_{\text{н}} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) + h_{\text{г}} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{г}})] / 10, \quad (2.11)$$

где h – высота точки измерения над отметкой жидкостного контакта, м; $h_{\text{н}}$ – высота нефтяной залежи, м (рис. 2.4); $h_{\text{г}}$ – высота точки измерения над разделом газ – нефть, м; $\gamma_{\text{н}}$, $\gamma_{\text{г}}$, $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес, соответственно, нефти, газа и воды в пластовых условиях.

Нормальное пластовое давление $P_{\text{пл}}$ равно гидростатическому и рассчитывается по формуле

$$P_{\text{пл}} = 10^{-1} \cdot H \gamma, \quad (2.12)$$

где H – глубина пластового резервуара (глубина скважины); γ – удельный вес пластовой воды.

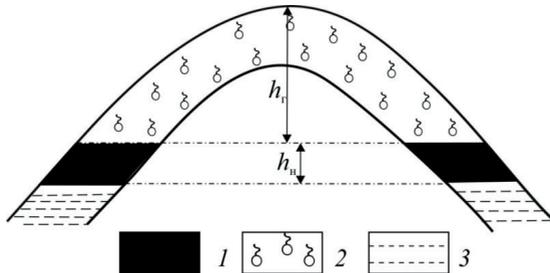


Рис. 2.4. Схема, демонстрирующая определение избыточного давления (по данным Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ), 1998 г.): 1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода

На практике нормальное пластовое давление условно принимается равным высоте столба пресной воды и называется *условно гидростатическим* [54]. Оно может существенно отличаться от расчетного давления и будет правильным только для гидродинамической системы в статическом состоянии. В природе подземные воды обычно находятся в динамических условиях, и пьезометрическая поверхность наклонена в направлении движения вод. Тогда для определения наклона пьезометрической поверхности и направления движения подземных вод пользуются *приведенными* (пьезометрическими) *давлениями*, вычисляемыми от уровня моря или от какой-либо иной условной поверхности до пьезометрической поверхности пласта-резервуара [30; 54] (рис. 2.5).

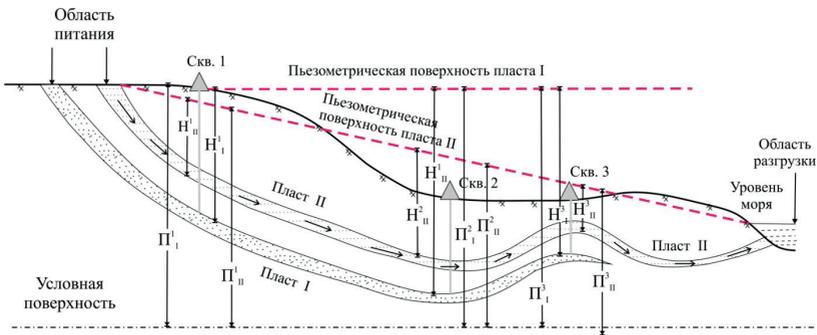


Рис. 2.5. Схема распределения приведенных давлений (Π) при горизонтальном и наклонном положениях пьезометрической поверхности (по А. А. Бакирову, 1982): $H_I^1, H_{II}^1, H_I^2, H_{II}^2, H_I^3, H_{II}^3$ – глубины залегания резервуара I и II пластов в скважинах 1–3 соответственно; $\Pi_I^1, \Pi_{II}^1, \Pi_I^2, \Pi_{II}^2, \Pi_I^3, \Pi_{II}^3$ – давления, приведенные на условную поверхность в скважинах 1, 2, 3

На рис. 2.5, по данным В. И. Ермолкина и В. Ю. Керимова [30], показано, что приведенные давления, или напоры, для пласта I во всех скважинах равны $\Pi_I^1 = \Pi_I^2 = \Pi_I^3$. В этом случае пьезометрическая поверхность будет проходить горизонтально. Для пласта II приведенные напоры Π уменьшаются по направлению движения подземных вод от скважины 1 к скважине 3, т. е. по направлению движения подземных вод $\Pi_{II}^1 > \Pi_{II}^2 > \Pi_{II}^3$.

Область питания и устье скважины 1 находятся на одной и той же гипсометрической отметке, скважины 2 и 3 пробурены гипсометрически ниже и находятся в области транзита подземных флюидов, поэтому давление в пласте I в скважине 1 будет определяться весом столба воды, соответствующего глубине залегания резервуара H_1^1 , т. е. $P_1^1 = 10^{-1} \cdot H_1^1 \gamma$, а в скважинах 2 и 3 – $P_1^2 = 10^{-1} \cdot H_1^2 \gamma$ и $P_1^3 = 10^{-1} \cdot H_1^3 \gamma$.

Пласт II выходит на земную поверхность и соответствует области разгрузки подземных вод, поэтому пьезометрическая поверхность пласта наклонена и давления, или пьезометрические напоры, в скважинах 1, 2 и 3 будут $P_{II}^1 = 10^{-1} \cdot H_{II}^1 \gamma$, $P_{II}^2 = 10^{-1} \cdot H_{II}^2 \gamma$ и $P_{II}^3 = 10^{-1} \cdot H_{II}^3 \gamma$.

Таким образом, пластовые давления в скважинах для пласта II определяются весом столба жидкости от точки замера до пьезометрической поверхности этого пласта. Несомненно, что расчетное давление и фактическое будут равны только в случае, если положение устья скважины совпадает с пьезометрической поверхностью. В скважинах 2 и 3 расчетные давления окажутся ниже фактических, а в скважине 1, наоборот, выше фактических. Следовательно, положение пьезометрической поверхности контролируется гипсометрическим положением выходов пласта на поверхность.

Известно [30], что форма кривой пьезометрической поверхности определяется многими факторами и климатическими условиями, рельефами, удаленностью точки замера от областей питания и разгрузки, фильтрационными свойствами резервуара. В зависимости от сочетания этих факторов и изменения проницаемости пород-резервуаров по площади кривая наклона пьезометрической поверхности может иметь достаточно сложную конфигурацию (рис. 2.6).

Пластовое давление определяет энергетические возможности залежи и в конечном счете производительность скважин, поэтому для характеристики давлений выполняют его замеры в скважинах и приводят для получения сопоставимых результатов к единой дате. Пластовое давление измеряется глубинными манометрами. Оно может также устанавливаться и прямым расчетом по величинам устьевого статического давления и глубине статического уровня жидкости в скважине.

Величина пластового давления, соответствующая пьезометрической высоте жидкости в скважине, называется *абсолютным пластовым давлением* $P_{пл.а.}$ Это давление также измеряют глубинными манометра-

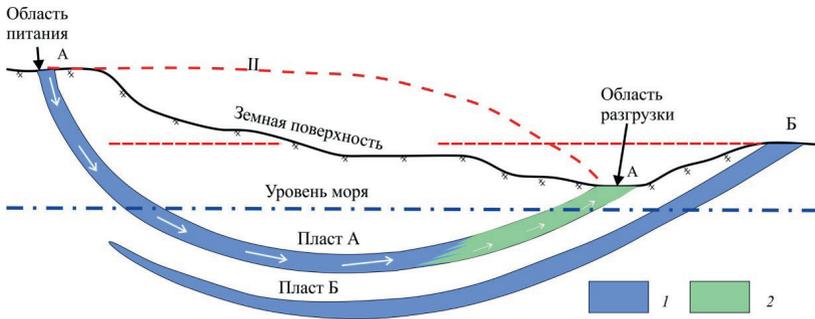


Рис. 2.6. Схема изменения положения пьезометрической поверхности в зависимости от изменения проницаемости пласта-коллектора (по А. Леворсену [30], с изменениями):
 1 – хорошо проницаемые породы; 2 – слабопроницаемые породы

ми, или оно может быть определено по данным измерений положения пьезометрического уровня и устьевого давления $P_{уст.}$. Величина $P_{пл.}$, соответствующая пьезометрическому напору, М. М. Ивановой, И. П. Чаловским и Ю. И. Брагиным (1985, 2000 г.) называется *приведенным пластовым давлением*, $P_{пл.пр}$ и определяется пересчетом на условную поверхность. Условной поверхностью может служить поверхность водонефтяного или газонефтяного контакта (ВНК, ГНК) в нефтегазовых залежах (рис. 2.7).

Приведенное пластовое давление оценивается (по К. Г. Оркину, 1967) по формуле

$$P_{пл.пр} = P_{пл.а} \pm z\rho_{ж} / 102, \quad (2.13)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в интервале z .

Приведение давления осуществляется со знаком плюс, если плоскость приведения находится ниже середины пласта, и со знаком минус, если плоскость приведения расположена выше середины пласта.

Забойное давление $P_{заб}$ – это давление в пласте у забоя скважины при установившемся режиме ее работы. Величину забойного давления можно использовать для установления технологического режима работы скважины, при гидродинамических исследованиях при определении продуктивности скважины и фильтрационных параметров пласта.

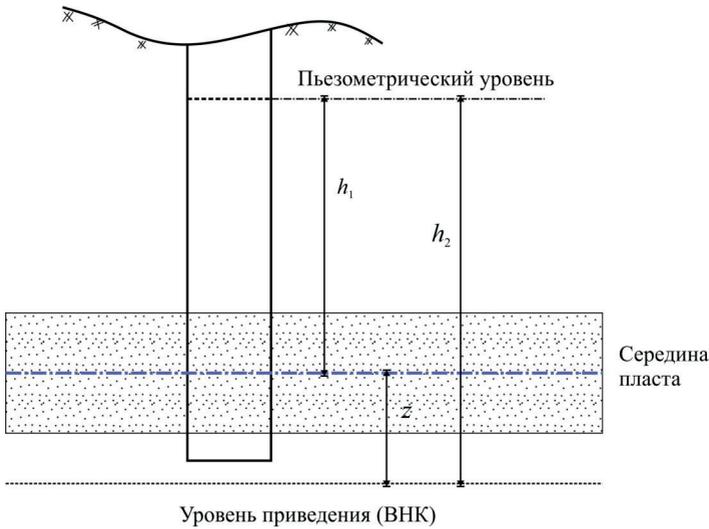


Рис. 2.7. Пьезометрическая высота и напор в скважине (по Н. Г. Нурғалиеву и др., 2006); h_1 – пьезометрическая высота; h_2 – пьезометрический напор; z – расстояние от середины пласта до плоскости приведения, $z = h_1 - h_2$

М. М. Иванова (1983 г.) и вслед за ней Н. Г. Нурғалиев и другие (2006 г.) указывают, что главное требование к определению $P_{\text{заб}}$ – это обеспечение замеров при установившемся режиме работы скважины, так как в результате эксплуатации скважин или залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии. Перепад давления, соответствующий локальной воронке депрессии в добывающей скважине, называют **депрессией** $\Delta P_{\text{скв.д}}$, а в нагнетательной – **репрессией** на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.н}}$, которые оцениваются по следующим формулам:

$$\Delta P_{\text{скв.д}} = P_{\text{пл.тек}} - P_{\text{заб}}, \quad (2.14)$$

$$\Delta P_{\text{скв.н}} = P_{\text{заб.н}} - P_{\text{пл.тек}}. \quad (2.15)$$

Для расчета приведенного давления первичными материалами служат таблицы данных об условиях залегания продуктивного пласта, результатах замеров пластового давления при исследованиях скважин методом установившихся отборов, сведения о залежи. Минимальный объем сведений о залежи должен быть следующим: давление насыще-

ния, МПа; плотность нефти и пластовой воды, г/см³; абсолютная отметка ВНК, м; середина пласта, м; альтитуда, м; эффективная толщина пласта $H_{эф}$, м; умеренное пластовое и забойное давления, МПа; дебит притока скважины, т/сут.

Для характеристики температурных условий недр используется три параметра: пластовая температура, геотермический градиент и ступень.

Пластовая температура – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние, формирующееся под действием теплового потока, направленного из недр к поверхности Земли. Пластовую температуру измеряют непосредственно в стволе скважины электронными термометрами.

Геотермическая ступень – это интервал в разрезе земной коры, измеряемый ниже зоны постоянной температуры, на которой температура повышается на 1 °С [21].

Среднее значение геотермической ступени примерно равно 33 м при размахе вариаций от 5 до 150 м [30].

Геотермическая ступень K определяется по формуле

$$K = (H - h) / (T - t), \quad (2.16)$$

где H – глубина замера температуры, м; h – глубина слоя постоянной температуры, м; T – температура на глубине H , °С; t – среднегодовая температура воздуха на поверхности, °С.

Геотермический градиент – это прирост температуры горных пород в градусах Цельсия на определенном участке земной толщи. Выражается изменением температуры, приходящимся на единицу глубины. В геологии за единицу глубины принимают 100 м. В различных районах геотермический градиент колеблется от 0,6 до 10,0 °С и в среднем составляет около 3,3 °С на 100 м [21].

При бурении скважин температура пород нарушается. Время восстановления естественных пластовых температур, измеренное в разведочных скважинах Собинского месторождения на Сибирской платформе, составляло 8–13 сут. Измерение пластовых температур особенно важно в нефтепромысловой геологии, так как изменение температуры в залежах нефти и газа ведет к изменению объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При повышении температуры

в замкнутом резервуаре возрастает пластовое давление. С перепадами температур связано изменение фазовых соотношений в залежах и растворимости природного газа в нефти и воде, а также солей в воде.

Итак, термобарические условия являются важными факторами, контролирующими фазовое состояние УВ в недрах, образование и сохранение углеводородов в ловушках.

2.4. Ловушки нефти и газа и их классификации

Наличие ловушки, в которую аккумулируются углеводороды при миграции в природных резервуарах, является необходимым условием образования залежей углеводородов.

Термин «ловушка УВ» впервые был введен в 1934 г. Мак-Каллофом для обозначения места скопления УВ [89].

Ловушка нефти и газа – часть природного резервуара, в которой взаимоотношения с экранирующими породами обеспечивают возможность накопления и длительного сохранения нефти и/или газа в коллекторе, т. е. ловушка нефти и газа состоит из проницаемой в конкретных термобарических условиях для нефти и газа породы-коллектора и малопроницаемой породы-покрышки.

По представлениям В. Я. Ратнер, Н. Н. Булатова, М. А. Зубовой и других (1982 г.), в случае линзовидного строения резервуара под ловушкой может пониматься весь резервуар.

В современном понимании *ловушка* – часть природного резервуара, в которой благодаря структурному порогу, стратиграфическому экранированию, литологическому ограничению или другим барьерам возможно образование скоплений нефти и газа [21; 30; 54]. В этом определении не введен критерий сохранности нефти и газа, что ограничивает значение термина.

В связи с отсутствием интенсивного движения флюидов в ловушке жидкие и газообразные флюиды распределяются в ней по плотности согласно закону гравитации снизу-вверх: вода → нефть → газ.

Наиболее распространена классификация ловушек, сочетающая поисковые и генетические признаки. Согласно этим признакам выделяют ловушки структурные, связанные со структурными дислокациями

пластов, стратиграфически экранированные и литологически ограниченные [21].

Ловушки структурного типа наиболее многообразны по морфологии и происхождению, но основное промышленное значение имеют сводовые и тектонически экранированные ловушки (рис. 2.8).

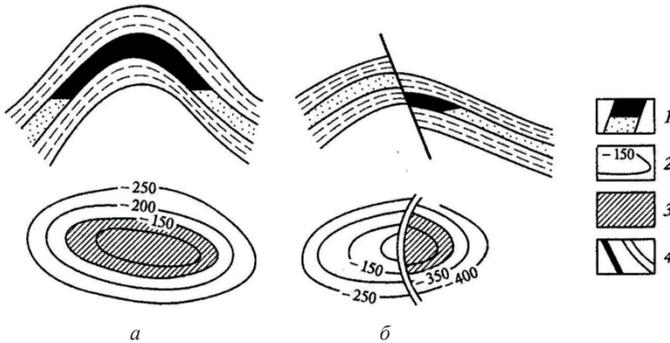


Рис. 2.8. Разрез и план сводовой (а) и тектонически экранированной (б) ловушек в пластовом резервуаре [21]: 1 – пластовый резервуар; 2 – изогипсы кровли пласта-коллектора, м; 3 – залежь в плане; 4 – тектоническое нарушение

Антиклинальные ловушки в платформенных областях встречаются значительно чаще, чем остальные типы. Следует отметить, что в геологической литературе *сводовые ловушки* часто называют антиклинальными, а все остальные – неантиклинальными. Ловушки, контролируемые не антиклинальными формами, а различными литологическими или другими факторами, требуют особого подхода к обобщению материалов по их исследованию, к методике поисков и разведки. В 1982 г. В. Я. Ратнер был выпущен альбом-справочник по всем известным на тот момент залежам нефти и газа в ловушках неантиклинального типа, который актуален до сих пор.

Антиклинальные складки далеко не всегда имеют вид идеального купола. Встречаются ловушки, у которых свод складки смещается с глубиной или в структуре возникло множество тектонических нарушений, тогда не исключено, что в ней могут образоваться несколько залежей.

Образование **ловушек литологического типа** обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов, например: выклиниванием песков и песчаников вверх по восстанию слоев, изменением по-

ристости и проницаемости коллекторов, трещиноватости пород и т. д. Чтобы легче разобраться в образовании ловушек литологического типа, приведем пример выклинивания пласта-коллектора вверх по восстановлению пластов, составленный Л. Ф. Тыщенко (рис. 2.9).

Группа *стратиграфических ловушек* образуется только под воздействием денудационных процессов (рис. 2.10).

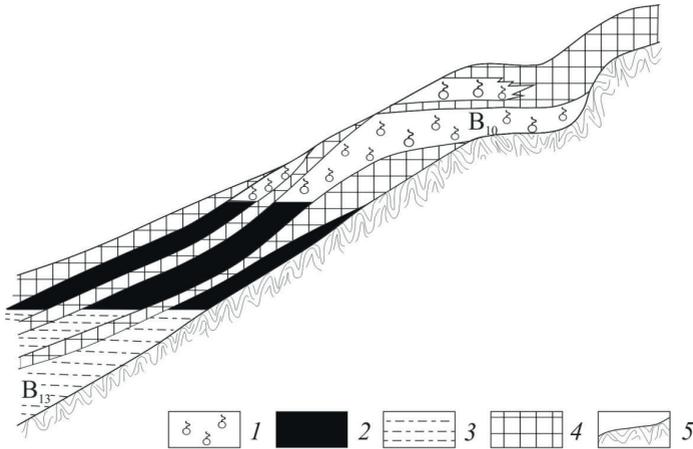


Рис. 2.9. Литологически экранированные ловушки пластов B_{10} , B_{13} Ярактинского месторождения (по А. С. Анциферову и др., 1986): 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – глинисто-алевритовые породы; 5 – кристаллический фундамент

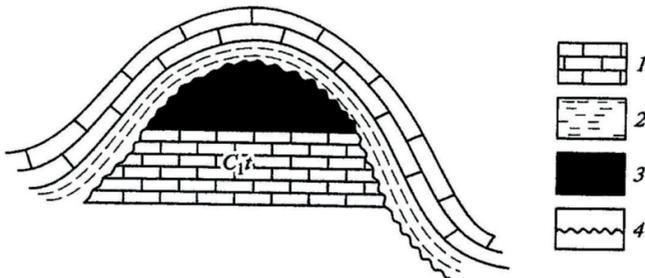


Рис. 2.10. Геологический разрез нефтяной залежи, приуроченной к эрозионному останцу [21]: 1 – известняки; 2 – глины; 3 – скопление нефти; 4 – поверхность стратиграфического несогласия; C,t – возраст продуктивных отложений

К ловушкам стратиграфического типа относятся также рифовые тела, в которых нефть и газ скапливаются в пористых органогенных (часто мшанковых) известняках, перекрытых слабопроницаемыми породами – гипсами, ангидритами и др. Иногда встречаются стратиграфические ловушки, образовавшиеся в результате появления гидродинамического экрана, созданного нисходящим напором вод, циркулирующих по тектоническим нарушениям или по поверхностям стратиграфического несогласия. На рис. 2.11 приведено месторождение, локализованное в рифогенных доломитах Эбо – одно из наиболее крупных в Пермском нефтегазоносном бассейне.

Можно привести огромное количество примеров конкретных месторождений, приуроченных к различным видам и типам природных ловушек. Например, в Республике Саха (Якутия) известно Талаканское

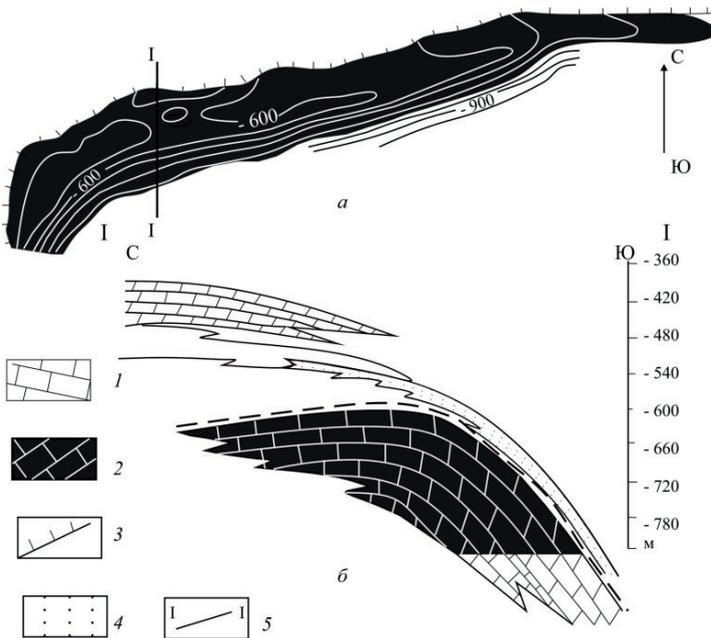


Рис. 2.11. Месторождение Эмпайр, США (King, 1972). Нефтяная залежь в рифовых доломитах Эбо, серия Леонард: *а* – в плане; *б* – в разрезе: 1 – непроницаемые доломиты; 2 – нефтеносные рифовые доломиты; 3 – линия выклинивания коллекторов; 4 – глобигериновый аргиллит; 5 – линия разреза

нефтегазоконденсатное месторождение. Здесь залежи осинского продуктивного горизонта, приуроченного к подошвенной части нижнекембрийских отложений, связаны с крупным карбонатным массивом субширотного простирания. В его строении главную контролирующую роль играют органогенные известняки и вторичные доломиты.

Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите основные классификационные признаки пород-коллекторов.
2. Каковы принципы построения генетической классификации карбонатных коллекторов по К. И. Багринцевой?
3. Охарактеризуйте пустотность в карбонатных коллекторах и механизмы ее образования.
4. По каким признакам выделяются литологически ограниченные и стратиграфически экранированные ловушки нефти и газа?
5. Какие параметры используются для характеристики температурных условий недр?
6. Какое давление называется избыточным и как оно рассчитывается?
7. Приведите определение понятия «коэффициент открытой пористости». Как его вычисляют?
8. Назовите виды проницаемости, напишите уравнение определения проницаемости, единицы проницаемости в системе СИ.
9. Какие породы-коллекторы принято считать нетрадиционными и по каким признакам они отличаются от традиционных?
10. Дайте характеристику коллекторов в вулканогенно-обломочных и магматических породах. Каков механизм образования в них коллекторов?

Задание

Используя теоретический материал и исходные параметры (табл. 2.13, 2.14), рассчитайте приведенное пластовое давление для четырех скважин и результаты занесите в табл. 2.14.

Таблица 2.13

Исходные данные параметров пласта

Обозначение скважины	Середина пласта, м	Альтитуда, м	Эффективная толщина пласта $H_{эф}$, м	Замеренные давления, МПа		Дебит притока жидкости Q , т/сут	Плотность, г/см ³	
				$P_{пл}$	$P_{заб}$		нефти	воды
М-1	2 126,3	122,00	12,6	–	13,1	11,0	0,800	–
					10,7			
					8,0			
М-2	2 170,0	126,60	18,8	–	19,3	–	–	1,060
М-3	2 151,7	123,60	17,0	–	15,0	20,0		
					12,3	45,0		
					10,7	60,0		
Ю-102	2 370,2	332,26	13,0	–	20,0	16,0	0,825	–
					18,2	22,0		
					16,6	28,0		
					10,5	40,0		

Таблица 2.14

Данные для расчета приведенного пластового давления

Обозначение скважины	Абсолютная отметка середины пласта, м	Расстояние от середины пласта до плоскости приведения (ВНК) z , м	Жидкость, заполняющая интервал z	Приведенное пластовое давление $P_{пл.пр}$, МПа
М-1	2 004,3	5,70	Нефть	Рассчитать
М-2	2 043,5	33,50	Вода	
М-3	2 028,1	18,10	Вода	
Ю-102	2 048,0	27,0	Нефть	

Примечание. Абсолютные отметки середины пласта и расстояния от середины пласта до ВНК приняты по материалам Н. Г. Нургалиева и др. (2006 г.).

Сведения о залежи: залежь приурочена к терригенному пласту в скважинах М-1–М-3 и карбонатному – в Ю-102. Давление насыщения $P_{нас} = 8,0$ МПа для скважин М-1–М-3 и 19,01 МПа для скважины Ю-102.

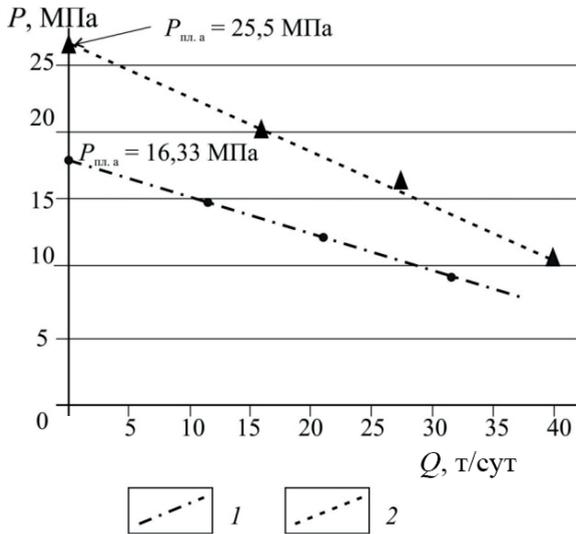


Рис. 2.12. Зависимость между дебитом и давлением в эталонной скважине: 1 – кривая для скважин М-1–М-3 (по Н. Г. Нургалиеву и др., 2006); 2 – кривая для скважины Ю-102

Абсолютная отметка ВНК для скважин М-1–М-3 составляет $-2\ 010$ м; для скважины Ю-102 равна $-2\ 072$ м.

Приведенные пластовые давления определите по формуле (2.13). В качестве плоскости приведения используйте поверхность ВНК. По зависимости между забойным пластовым давлением и дебитом найдите абсолютное пластовое давление, соответствующее дебиту, равному нулю. Пример для разных месторождений представлен на рис. 2.12.

Пересечение графика с осью давлений (дебит равен нулю) даст величину начального абсолютного пластового давления.

В качестве примера выполним расчет по гипотетической эталонной скважине М-1: $P_{пл.пр} = (16,33 - 5,70) \cdot 1,1/102 = 16,27$ МПа.

3. МИГРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Миграция нефти и газа – это основной геологический процесс, обеспечивающий перемещение жидких и газообразных углеводородов в земной коре [30]. При миграции происходит сложное взаимодействие горных пород и флюидов, локализованных в них, в результате изменчивости геологических и термодинамических обстановок.

А. А. Бакиров, Н. В. Вассоевич с соавторами (1955 г.) дают более расширенную трактовку термина «миграция». Миграцией нефти и газа они называют процесс перемещения углеводородов в осадочной оболочке в различном агрегатном состоянии по порам и трещинам в горных породах, поверхностям наслоений, разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям.

Механизмы миграции нефти и газа всецело зависят от физико-химического состояния флюидов, сил, вызывающих перемещение УВ в пространстве, наличия путей миграции и термобарических условий среды. Нефть и газ могут мигрировать благодаря явлениям всплывания, фильтрации, прорыва через покрывки. Важную роль играет такой вид миграции, как диффузия. Ее значение в том, что она происходит постоянно и непрерывно в течение всего времени существования какого-либо скопления.

Самым распространенным процессом миграции является перемещение нефти и газа с водой. Количества перемещающихся в пористых и трещиноватых породах подземных вод велики, поэтому даже при небольшой растворимости в них нефти и газа обеспечивается перенос существенных объемов УВ в короткие сроки.

Все процессы миграции разделяют по времени их проявления, масштабам, направлению, форме и физическому состоянию углеводородов [89].

3.1. Виды миграции нефти и газа

По времени проявления различают два основных вида миграции – первичную и вторичную.

Деление процесса миграции на вторичный и первичный является условным из-за трудностей моделирования самого процесса переноса в пористой среде дисперсных углеводородов [30]. Вторичная миграция завершается формированием залежей нефти и газа.

В зарубежной литературе и производственных отчетах по геохимии встречаются термины «третичная миграция» и «ремиграция» [30], под которыми понимается процесс разрушения залежей. По мнению В. Ю. Керимова, В. И. Ермолкина, эти термины все-таки отражают частный случай вторичной миграции [21].

Под *первичной миграцией* нефти или газа понимают перемещение в геологическом пространстве – очаге нефтегазообразования – капель нефти и пузырьков газа, растворенных в подземных водах и рассеянных в горных породах. Идею о первичной миграции нефти в водорастворенном состоянии предложил американский ученый Г. Адамс в 1903 г., которую в 1909 г. Г. Манн дополнил предположением, что нефть «...может попасть в коллектор вместе с водой» [30].

Следовательно, первичная миграция – это процесс перемещения УВ внутри самой нефтематеринской толщи (рис. 3.1). Такая миграция осуществляется из глинистых пород в соседние пористые толщи как в результате отжатия воды с растворенными в ней нефтью и газом, так и вследствие диффузии газообразных и легких жидких углеводородов.

В. А. Соколов (1970 г.) считает, что образование внутри глинистого пласта нефти и газа под большим давлением может привести также и к их прорыву в вышележащие песчаные или карбонатные породы. Попавшие сюда нефть и газ благодаря латеральной миграции будут перемещаться вместе с водой в направлении от центральной наиболее погруженной части впадины к ее периферии.

В результате этого процесса образуются первичные скопления нефти и газа, которые впоследствии, сливаясь, образуют залежи нефти или газа. Главной причиной перехода флюидов из материнской породы в пласт-коллектор, по мнению Дж. Ханта (1982 г.), является уплотнение осадочных отложений.

На наличие первичной миграции, согласно В. А. Соколову (1966 г.) и Н. А. Минскому (1975 г.), указывает появление в породах сингенетических битумоидов, количество которых значительно возрастает на главной фазе нефтеобразования и характеризует переход породы

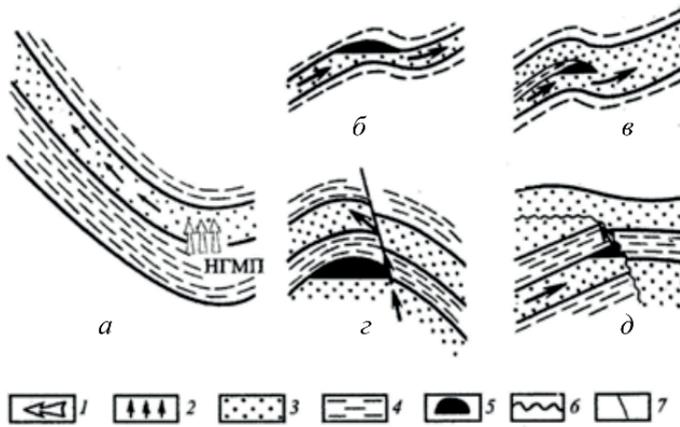


Рис. 3.1. Схема первичной (а) и вторичной (б–д) миграции (по Э. А. Бакирову и др., 1990): б, в – внутрипластовая; г, д – межпластовая; 1 – первичная миграция; 2 – вторичная; 3 – коллектор; 4 – нефтегазоматеринские (нефтегазопроизводящие) породы; 5 – залежи углеводородов; 6 – стратиграфические несогласия; 7 – разрывные нарушения; стрелками показано направление миграции; НГМП – нефтегазоматеринская порода

из категории нефтематеринских в категорию нефтепроизводящих. Уход микронепфти в породу свидетельствует о начале собственно миграции нефти [89].

Под *вторичной*, или *собирающей*, *миграцией* понимают перемещение в геологическом пространстве нефти, обособившейся в коллекторе, и свободного газа в виде струй и потоков.

Особенность вторичной миграции нефти и газа состоит в том, что она происходит в свободном состоянии уже после формирования некоторых первичных скоплений нефти и газа, т. е. вне материнских пород [56], а также при перетоках из одной ловушки в другую, из одного резервуара в другой при переформировании и разрушении залежей и месторождений. Чем меньше удельный вес углеводородов и чем проще построены их молекулы, тем больше их способность к миграции через толщи пород. Следовательно, наиболее интенсивно при вторичной миграции будет происходить перемещение газов.

Другой особенностью вторичной миграции принято считать перемещение флюидов в направлении из областей с повышенным давлени-

ем к областям с пониженным давлением, т. е. к участкам с пониженной потенциальной энергией [30].

По направлению, масштабам и форме Э. А. Бакиров и другие (1990 г.), А. А. Бакиров (1982 г.), О. С. Чернова [89] и другие выделяют несколько видов миграции: внутрислоевую (внутрирезервуарную); межслоевую (межрезервуарную), боковую (латеральную), вертикальную, локальную, зональную, региональную и струйную.

Струйная миграция, т. е. фильтрация нефти, газа, воды или их смесей (нефть и газ, растворенные в воде; нефть, растворенная в сжатом газе) через поры и трещины пород, контролируемая градиентом гидродинамического давления.

Миграция внутрислоевая (внутрирезервуарная) – миграция, происходящая в однородной осадочной толще или в одном пласте. Перемещение флюида осуществляется по внутренним порам и трещинам пласта или толщи.

Миграция межслоевая (межрезервуарная) – миграция, которая происходит также в теле осадочной толщи. Отличие состоит в том, что данный вид миграции осуществляется по зонам растяжения (разломам) и стратиграфическим несогласиям из одного природного резервуара или пласта в другой.

В результате проявления сил гравитации и разной плотности нефти, газа и воды миграция УВ всегда идет вверх. Такая миграция может происходить вдоль напластования вверх по пласту – *боковая латеральная миграция* или вертикально к напластованию – *вертикальная миграция* [56].

По характеру движения и в зависимости от физического состояния УВ О. С. Чернова [89] различает три основные формы миграции: молекулярную, фазовую и комбинированную.

Молекулярная миграция – это перемещение нефти и газа вместе с водой в растворенном состоянии, а также в истинных и коллоидных растворах или эмульсиях.

Фазовая миграция – перемещение в фазово-обособленном, свободном состоянии и путем диффузии. В последнем случае УВ могут находиться в жидком (нефть) и газообразном (газ) состоянии.

При *комбинированной миграции* перемещение УВ осуществляется в виде парообразного газонефтяного или газоконденсатного раствора. В ходе миграции эти формы в зависимости от изменения термобариче-

ских условий меняются, переходя одна в другую. Газ из водорастворенного состояния выделяется в свободную фазу; газоконденсатная система распадается на газовую и жидкую фазы; смешение в определенных соотношениях свободных нефти и газа приводит к образованию газоконденсатной системы [89].

3.2. Факторы, обуславливающие миграцию нефти и газа

Процессы разномасштабной миграции и аккумуляции углеводородов имеют важнейшее значение для изучения условий формирования месторождений нефти и газа разного состава и фазового состояния.

Основными факторами миграции большинство авторов считают: уплотнение пород, тектогенез, изменение давления и температуры в недрах, всплывание микронепти и газа в пласте-коллекторе на путях миграции, диффузию, фильтрацию, упругие силы расширения пород и флюидов, осмос и др. Как уже упоминалось выше, первичные процессы обуславливают миграцию и аккумуляцию УВ, а вторичные процессы формируют залежи макронепти и газа. Коротко рассмотрим влияние каждого из этих факторов.

Уплотнение пород – решающий фактор для первичной миграции. Оно происходит за счет веса вышележащих толщ и ведет к уменьшению объема и увеличению плотности, вследствие чего уменьшается пористость. С погружением осадочные толщи попадают в зоны увеличивающихся температур, что обуславливает изменение объема нефти и газа и тем самым способствует их миграции. Миграция УВ может активизироваться также в результате увеличения давления вследствие образования сложных смесей нефти, газа и конденсата. При погружении пород в газовую зону усиливается генерация газа, и первичная нефть выносится им из материнских пород в виде газового раствора, что доказано экспериментальными исследованиями К. Магара (1980 г.).

В зонах развития высокоамплитудных ловушек, заполненных газом или легкой нефтью, возникает избыточное давление, обусловленное различиями плотностей нефти, газа и воды и большой высотой залежей, что часто приводит к возникновению аномально высокого пластового давления.

Таким образом, при определенных условиях уплотнение пород является решающим фактором миграции. В то же время выделить значение какого-либо из перечисленных выше факторов очень трудно, так как могут действовать сразу несколько факторов, которые проявляются одновременно или последовательно в зависимости от конкретных геологических, термобарических, гидродинамических и тектонических условий региона.

Тектонические условия влияют двояко. Во-первых, при амплитудных подвижках возникают пластические сдвиговые деформации, образуются микро- и макротрещины, проявляются элементы сейсмичности (сейсмическое «встряхивание»), что может обеспечивать миграцию микроневти в пористой среде. Во-вторых, при сейсмических процессах механическая энергия преобразуется в тепловую энергию, что приводит к снижению вязкости микроневти и увеличению ее подвижности. В сейсмоактивных регионах сейсмичность может вносить существенный вклад в активизацию процессов миграции и формирование дополнительной трещиноватости. Ю. О. Гаврилов установил, что «...воздействие сейсмических ударов на слабо литифицированные отложения приводило к нарушению первичной осадочной структуры, разуплотнению песчаного материала и появлению инъекционных тел разной морфологии (нептунические дайки, силлы); образование трещиноватости в отложениях повышало их вертикальную проницаемость и способствовало миграции диагенетических растворов в смежные горизонты, что приводило к формированию субвертикальных карбонатных тел...» [16].

Динамическое (геостатическое) давление, т. е. давление вышележащих пород и давление, обусловленное тектоническими напряжениями, приводит к активизации вертикальной миграции по вновь образованным системам вертикальных трещин, что подтверждается в отложениях рифея Куюмбинского и других месторождений в рифее Восточной Сибири (рис. 3.2).

По данным А. А. Томилова [83], множество фактов свидетельствует о вертикальной миграции УВ по проводящим тектоническим разломам. В осадочном чехле зафиксированы продукты распада радиоактивных элементов (например, гелия, аргона, радона, а также ртути на Медвежьем месторождении), увеличение минерализации подземных вод с глубиной северо-западного борта Западно-Сибирской низменности.

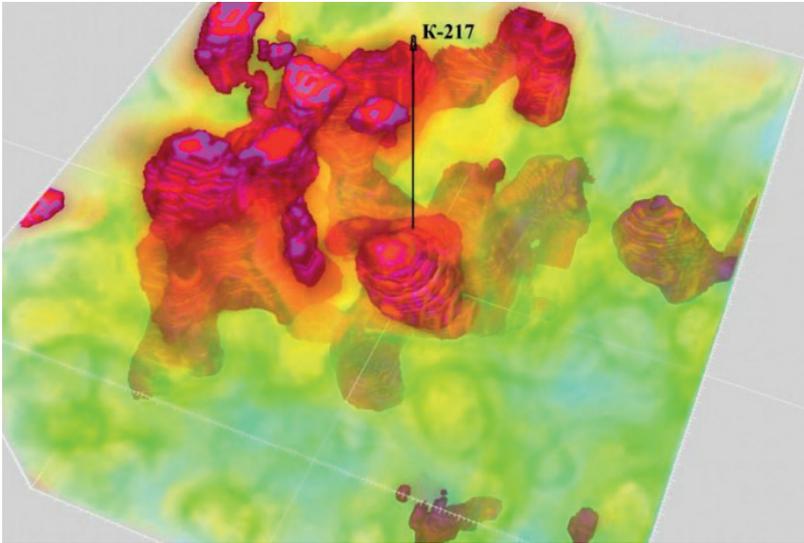


Рис. 3.2. Куб трещиноватости (по данным сейсмического локатора бокового обзора – СЛБО) в окрестностях скважины К-217 Куюмбинского НГКМ (по материалам В. В. Харахинова и др. [55])

Уже в ранних работах В. А. Соколов (1956), Б. П. Яснев (1959), С. Г. Неручев (1962) показали, что над залежами прослеживаются повышенная газонасыщенность пород и их битуминозность. Отмечаются аномальные концентрации свободного подвижного гелия на Бованенковском месторождении, уменьшение метанизации нефтей, минерализации и доли гидрокарбонатов подземных вод вверх по разрезу, а также контрастные аномалии метана и тяжелых углеводородов на Шугинской площади [83].

Упругие силы расширения пород обусловлены разницей коэффициентов сжимаемости пород, воды и нефти. Коэффициенты сжимаемости воды и нефти значительно ниже, чем у пород, что приводит при уменьшении пластового давления к сужению поровых каналов и вытеснению жидкости, находящейся в них. Данный процесс, способствующий миграции флюидов в природе, несомненно, существует, но оценить его масштабы не представляется возможным из-за небольшого коэффициента объемного сжатия воды.

Коэффициент объемного сжатия β_p – это величина, характеризующая изменение относительного объема жидкости ΔV при изменении давления на единицу ΔP :

$$\beta_p = -\frac{1}{V_0} \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right). \quad (3.1)$$

Энергия газа проявляется как фактор миграции газов в пласте. Этот процесс детально изучен при эксплуатации месторождений нефти и газа. Энергия газа формирует режимы перемещения жидкости (нефть, вода) и газа в пласте и обуславливает растворимость газа в жидкостях. Отношение количества газа, растворенного в жидкости, к количеству этой же жидкости без газа называют *газонасыщенностью* (определяется при промысловых исследованиях на поверхности) или *газосодержанием* (в пластовых условиях). Если нефть недонасыщена газом, то при уменьшении давления меньше давления насыщения происходит увеличение объема растворенного газа и его выделение из нефти или воды. Выделившийся газ будет перемещать жидкость, т. е. наступит режим растворенного газа.

Существует несколько природных режимов залежей нефти и газа: водонапорный, упругий (упруговодонапорный), газонапорный (режим газовой шапки), режим растворенного газа и гравитационный, отличающиеся видами проявления внутренней энергии пласта [54]. Все они по-разному оказывают влияние на процессы перемещения газов. Для геохимии газа принципиально важен гравитационный режим.

Гравитационный фактор миграции нефти и газа обусловлен действием силы тяжести [30; 54], поэтому во всех случаях газ займет вследствие меньшего удельного веса повышенные участки, а нефть – пониженные.

Гидравлический фактор в свете представлений Э. А. Бакирова и других (1990 г.) проявляется в том, что вода при движении в пластах-коллекторах увлекает за собой пузырьки газа и капельки (пленки) нефти и вновь образовавшаяся смесь или самостоятельно образовавшиеся фазы перемещаются в пористом коллекторе в зоны наименьшего пластового давления. Перемещение воды, выделившейся из воды нефти и газа, в дальнейшем происходит за счет гравитационного фактора в виде струй по приподнятым частям положительных структур. В кол-

лекторах с плохой проницаемостью, по данным тех же авторов, основным фактором миграции является избыточное давление в подстилающих газонасыщенных толщах, обуславливающее диффузию газа.

Диффузия является глобальным в геологическом пространстве фактором миграции элементов как жидких, так и газообразных углеводородов, так как она проявляется постоянно. Диффузионно-непроницаемых пород-покрышек в природе не существует.

В геологии нефти и газа используется следующее определение термина, введенное К. А. Черниковым (1988 г.): диффузия – один из механизмов переноса растворенного вещества, связанный с наличием в растворе градиента концентрации. Такой вид диффузии принято называть *концентрационной диффузией*.

В теориях массопереноса вещества из месторождений нефти и газа в геологическое пространство большое внимание уделяется *термической диффузии (термодиффузии)*, при которой перенос вещества происходит под воздействием градиента температур.

Если вещество переносится в новые участки геологического пространства и образует с другим компонентом химическое соединение, то такой вид диффузии называется *реактивной*. Например, диффузия углерода в участки образования солеобразных карбидов.

Солеобразные карбиды – многочисленная разновидность ионных карбидов, которые химики считают производными метана (Ф. А. Вальков, 1963 г.). При воздействии на карбиды некоторых металлов водой образуются простейшие углеводороды типа метана CH_4 , ацетилена C_2H_2 и др. Это обстоятельство в 1877 г. было положено Д. И. Менделеевым в основу карбоновой гипотезы abiогенного происхождения нефти.

Концентрационная и термическая диффузия играют значительную роль в первичной миграции УВ и могут формировать фазы свободных газов, выделившихся из водорастворенного состояния.

Концентрационная диффузия вносит существенный вклад в процессы формирования и разрушения залежей газа и нефти, и в первую очередь залежей и месторождений газа. Она описывается уравнением закона Фика:

$$d_m = -D \frac{dC}{dX} dS d\tau, \quad (3.2)$$

где d_m – количество продиффундировавшего вещества; D – коэффициент диффузии; $\frac{dC}{dX}$ – градиент концентрации, отрицательный потому, что

диффузия идет от большей концентрации к меньшей; dS – площадь сечения диффузионного потока; dt – время.

В системе СИ коэффициент диффузии измеряется в квадратных метрах в секунду ($\text{м}^2/\text{с}$). Величины коэффициента диффузии углеводородов в насыщенных водами породах имеют широкий диапазон колебаний – от 10^{-9} до 10^{-12} $\text{м}^2/\text{с}$.

Закон Фика справедлив главным образом для малых концентраций диффундирующего вещества, далеких от концентрации насыщения.

Так как диффузия – молекулярное перемещение вещества, то скорость данного процесса уменьшается со снижением температуры от залежи к поверхности, т. е. протекает более медленно на малых глубинах. В то же время с уменьшением давления увеличивается длина свободного пробега молекул и возрастает скорость диффузии.

Кроме того, диффузионная проницаемость пород зависит от литологического состава и физических свойств пород, состава диффундирующей смеси газов, воздействия процессов сорбции и растворения. Со снижением молекулярной массы УВ величина диффузии увеличивается во всех природных средах.

Исходя из приведенных понятий диффузии ясно, что одновременно устанавливается *коэффициент газовой емкости* β , имеющий единицу измерения $\text{см}^3/\text{см}^3$. По П. Л. Антонову (1964 г.) и А. А. Ханину (1969 г.), коэффициент газовой емкости отражает количество вещества, удерживаемое породами при диффузии, т. е. появляется возможность расчета количества вещества в источнике, достаточного для формирования его ореола на поверхности.

Представление об *абсорбционных свойствах пород* или *сорбции* всем объемом, а не только поверхностью при диффузии дает коэффициент газовой емкости β , $\text{см}^3/\text{см}^3$, породы или β^1 *коэффициент абсорбции*, $\text{см}^3/\text{кг}$. По данным О. Б. Барташевич, Л. М. Зорькина и других (1980 г.), величина коэффициента абсорбции возрастает с увеличением молекулярной массы УВ и резко снижается для одного и того же образца с повышением влажности (табл. 3.1).

Из таблицы следует, что при прочих равных условиях этот показатель скачкообразно возрастает при переходе от карбонатных к глинистым породам. Так для метана эта величина составляет 7–8 раз.

Таблица 3.1

Зависимость коэффициента абсорбции индивидуальных УВ от литологического состава пород и содержания в них влаги

Литология пород	Влажность породы, %	β^I , см ³ /кг				
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀
Глина известковистая	1,1	1 234	326	473	601	631
	20,0	23	36	39	40	31
Песчаник глинистый	1,0	237	177	315	373	375
	19,4	16	16	19	18	24
Глина алевритистая	21,1	19	17	33	47	59
Известняк органогенный	0,8	36	28	48	117	142
Известняк белый плотный	0,1	27	45	59	84	102
	0,8	10	14	45	72	69
Доломит	0,1	85	153	153	373	28
	0,6	33	52	72	97	96
	4,1	17	26	60	70	90

Значит, адсорбционные и абсорбционные свойства пород по отношению к газообразным и парообразным УВ и их способность к отдаче углеводородов могут служить основой применения газового метода геохимических поисков нефти и газа.

Очень часто дискутируется вопрос о том, что соляные породы непроницаемы для углеводородных газов. По данным О. В. Серебренниковой [18], величина D для солей составляет 10^{-7} м²/с, т. е. они все-таки диффузионно проницаемы. Пути миграции является, видимо, густая сеть микротрещин. Ранее П. Л. Антонов и другие (1958 г.) выполнили экспериментальные исследования диффузии углеводородных газов через каменную соль и установили, что она технически проницаема, а величина диффузионного потока определяется формулой

$$A = \beta D \frac{dC}{dZ}, \quad (3.3)$$

где $\frac{dC}{dZ}$ – градиент концентрации в диффузионной среде. Для простого

случая по расчетам П. Л. Антонова (1958 г.) его можно принять 10^{-3} , что соответствует изменению давления в 1 атм на каждые 10 м погружения.

Из приведенных данных следует, что концентрационный диффузионный массоперенос может осуществляться в сторону уменьшения концентрации газов, т. е. во всех направлениях. Газы диффундируют через трещины в породах, в том числе глинистых и соленосных, хотя в них он будет характеризоваться меньшими скоростями. По данным А. Е. Ковешникова, максимальные вертикальные расстояния миграции газа в диффузионном потоке определяются диффузионной проницаемостью пород и временем этого процесса. По современным представлениям, эти расстояния вряд ли могут превышать 10 км [37].

Фильтрация – другой наиболее распространенный процесс массопереноса жидкостей и газов.

Фильтрацией называется движение жидкости или газа в пористой среде. Такое движение описывается законом Анри Дарси (1856 г.). По этому закону скорость одномерного движения жидкости прямо пропорциональна проницаемости пород-коллекторов, через которые происходит фильтрация, и перепаду давления, обуславливающему фильтрацию, и обратно пропорциональна вязкости:

$$Q = k_{\text{пр}} \Delta P S t / \Delta l \mu, \quad (3.4)$$

где Q – количество жидкости (нефти или воды), м^3 ; $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости; ΔP – перепад давления на единицу длины, или градиент давления, Па; S – площадь поперечного сечения, м^2 ; t – время фильтрации жидкости, с; Δl – длина пути фильтрации, м; μ – вязкость жидкости, Па·с.

Этот закон используется для гидравлических вычислений в неизменном виде до сих пор.

Для нефти необходимо сделать некоторую ремарку. Миграция нефти путем фильтрации может быть только в случае, если поровое пространство полностью заполнено нефтью, что бывает очень редко.

При совместном присутствии в пласте воды и нефти их фильтрация зависит от фазовой проницаемости, которая определяется степенью

заполнения пор каждым из этих флюидов. В случае, когда водонасыщенность превышает 80 % ($K_v > 0,80$), а нефтенасыщенность менее 20 % ($K_n < 0,20$), нефть не может перемещаться, так как фазовая проницаемость такой нефти равна нулю [30].

Для фильтрации газов в формулу вместо перепада давления входит разность квадратов давлений, т. е. Q представляет собой объем газа, измеряемый при среднем давлении. В тех случаях, когда 90 % и более порового объема занято жидкостью (нефть + вода), фазовая проницаемость для газа будет равна нулю.

Таблица 3.2

Особенности и осредненные параметры различных типов гидрогеологических зон
(по В. П. Звереву, 1972; Я. Крайча, 1980)

Параметр	Гидрогеологическая зона водообмена		
	активного (свободного)	затрудненного	весьма затрудненного
Скорость движения подземных вод: м/с м/сут	10^{-5} $8 \cdot 10^{-1}$	10^{-9} $8 \cdot 10^{-5}$	10^{-13} $8 \cdot 10^{-9}$
Тип породы	Песок	Алевролит	Глина
Диаметр частиц, м	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}
Коэффициент диффузии, m^2/c^{-1}	10^{-7}	$5 \cdot 10^{-9}$	10^{-10}
Коэффициент переноса вещества, м/с	10^{-5}	$5 \cdot 10^{-5}$	10^{-4}
Преобладающий режим переноса вещества	Смешанный (конвективно-диффузионный, фильтрация)	Диффузионный	
Отношение концентраций He/Ar^*	От 0,1 до 3,0	От 0,001 до 0,100	3,0

* $He = \sum(He + Ne)$; $Ar = \sum(Ar + Kr + Xe)$.

Рассматривая подземную гидросферу с позиций гидродинамики, Л. Г. Заварзин (1969 г.) различает четыре зоны в зависимости от типа энергии, характерной для подземной воды, размеров пористой среды и общей проницаемости и гидравлических градиентов Гг. В самой верхней зоне (зоне аэрации) гидравлические градиенты составля-

ют около 1,0; в зоне свободного водообмена – меньше 1,0 ($G_T \ll 1,0$); в зоне затрудненного водообмена преобладает гравитационное перемещение вод; в зоне чрезвычайно затрудненного водообмена – всегда больше 1,0 ($G_T \gg 1,0$). Гидродинамические зоны характеризуются также различиями параметров пористой среды и типами преобладающего вида переноса вещества (табл. 3.2).

Осмоз – это процесс перемещения молекул растворителя через слабопроницаемую для молекул растворенного вещества перегородку под влиянием разности концентраций растворенного вещества по обе стороны от перегородки [89].

В недрах роль полупроницаемых перегородок, создающих предпосылки для осмотических процессов, выполняют глинистые породы, имеющие субкапиллярные поры. В перемещающихся через полупроницаемую перегородку пластовых рассолах соли отфильтровываются из раствора, значит, флюиды, проходящие через глинистые породы, должны быть более пресными, чем первичный раствор. Справедливость данного тезиса подтверждена экспериментально. Установлено, что минерализация меняется обратно пропорционально по отношению к пористости глинистых сланцев, т. е. она возрастает по мере уменьшения пористости. Следовательно, минерализация должна возрастать от центра к периферии каждого слоя глин. Основной причиной таких колебаний минерализации, по данным зарубежных работ (Barker, 1983; Karweil, 1975), является фильтрация в результате ионного обмена глинами. Во многих бассейнах ионная фильтрация через глинистые породы подтверждается.

Поток жидкостей, связанный с осмотическими явлениями, движется в том же направлении, что и под воздействием уплотнения [89]. В этом случае первичная миграция углеводородов из глин в проницаемые породы резервуара значительно облегчается, что следует считать дополнительным фактором миграции.

По мнению В. И. Иванникова (1995 г.), осмос как силовой фактор, по меньшей мере, на порядок превосходит все вместе взятые силы гидродинамического напора и гравитационного всплывания, которым отводится основная роль движущих сил в процессе миграции нефти и газа.

3.3. Образование и разрушение залежей нефти и газа

Залежь нефти и газа как целостная динамическая система – это ключевое понятие в нефтегазовой геологии.

Формирование и разрушение залежей нефти и газа – процессы многогранные, взаимосвязанные и отражаются в геологической истории развития нефтегазоносного бассейна.

Образование залежей нефти и газа. Залежь или скопление углеводородов может образовываться только в результате последовательного выполнения в течение геологического времени ряда условий (рис. 3.3).

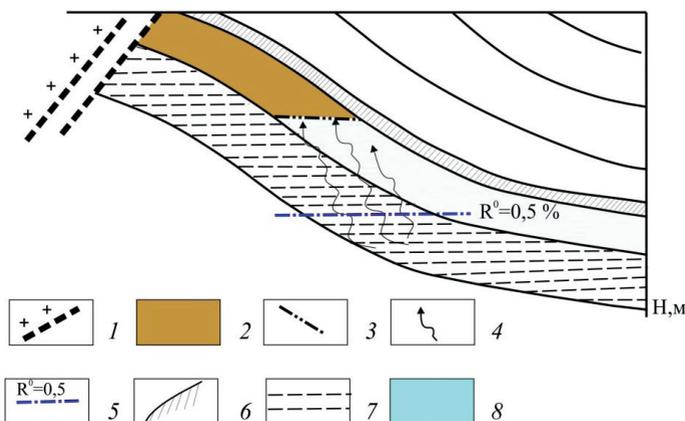


Рис. 3.3. Принципиальная схема генерации, миграции и улавливания углеводородов (по работе [89] с изменениями): 1 – непроницаемая система разломов; 2 – скопление углеводородов в коллекторе; 3 – водонефтяной контакт; 4 – пути миграции углеводородов; 5 – верхний предел зрелости ОВ; 6 – покровка; 7 – нефтематеринская порода; 8 – порода-коллектор

Во-первых, должны присутствовать осадочные породы, которые обладают хорошими характеристиками нефтематеринской породы и имеют достаточную термическую зрелость – катагенетическую преобразованность ОВ в нефтематеринской породе. Для нефтяного окна этот порог соответствует стадиям преобразованности органического вещества пород от МК₁ до МК₄ ($R^0 = 0,50\text{--}1,35\%$, $T_{\text{max}} = 430\text{--}465\text{ }^\circ\text{C}$).

Потенциал генерации углеводородов, основанный на сводных литературных данных о зрелости ОВ нефтяного окна, приведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Содержания общего органического углерода (ООУ)
для разных литологических разновидностей пород

Потенциал генерации углеводородов	Содержание общего органического углерода $C_{орг}$, % мас.	
	Аргиллиты	Карбонаты
Плохой	0,0–0,5	0,0–0,2
Средний	0,5–1,0	0,2–0,5
Хороший	1,0–2,0	0,5–1,0
Очень хороший	2,0–5,0	1,0–2,0
Отличный	>5,0	>2,0

Во-вторых, углеводороды должны мигрировать из материнской породы в потенциальный бассейн, породы которого обязаны обладать соответствующей пористостью и проницаемостью (рис. 3.4).

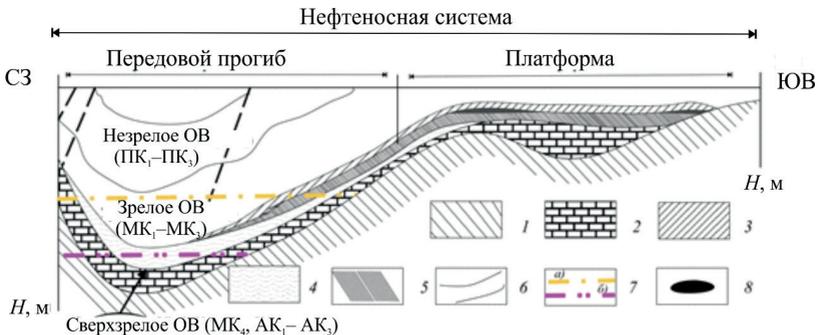


Рис. 3.4. Пример нефтеносной системы в разрезе (по Магооп, 1994, с изменениями) [69]: 1 – кристаллический фундамент; 2 – подстилающая порода; 3 – породы покрывки; 4 – нефтематеринская порода; 5 – порода-коллектор; 6 – перекрывающие породы с незрелым органическим веществом; 7 – важнейшие элементы нефтеносной системы: а) – верхняя граница нефтяного окна, б) – верхняя граница газового окна; 8 – нефтяные месторождения

Например, пористость пород, достаточная для миграции, если судить по параметрам пород формации Баккен, из которых ведется добыча сланцевой нефти, должна быть более 3 % [40], проницаемость – больше

0,001 мД при средней не менее 0,4 мД [87]. Приведенные значения пористости весьма приближенные. Так в трещинном карбонатном коллекторе рифея Юрубчено-Тохомского месторождения вторичная пустотность (пористость) в среднем близка к 2,15 %, а средние рабочие дебиты притоков нефти здесь составляют 120–150 м³/сут, достигая в единичных скважинах 500 м³/сут.

В связи с приходом в нефтегазопроисковую практику иностранных компаний стали широко применять понятие «плей» (*play*).

Плей – это семейство геологически связанных месторождений, подготовленных к бурению и выявленных ловушек, имеющих общее геологическое происхождение и заполненных от одной материнской породы по нефти и газу [69]. Термин впервые был введен Геологической службой Канады в 1972 г. и описан в 1986 г. Р. А. Бакер и Н. М. Гехман (R. A. Baker, H. M. Gehman).

Этому послужило падение добычи традиционного природного газа в отдельных странах, в частности в США, что привело к разработке нетрадиционных залежей природного газа в пределах газосланцевых плеев. По терминологии С. Н. Сорокина, А. А. Горячева (Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН) (2013 г.), газосланцевый плей – это совокупность однотипных месторождений, открытых или прогнозируемых, поиски и разведка которых ведутся по одной методике и однотипным техническим комплексом. По мнению этих авторов, такой плей сосредоточен в одном нефтегазоносном комплексе в пределах одной тектонической зоны и включает один или несколько смежных структурных элементов.

Это новое понятие никак не препятствует использованию апробированных временем принципов и не противоречит общепризнанному термину «нефтегазоносный бассейн», и требует лишь иных подходов к оценке экономических рисков геологоразведочных работ. Нефтегазоносный бассейн может включать несколько плеев.

Из приведенного материала следует, что в обоих случаях необходимо существование нефтегазоносной системы – плея (рис. 3.5).

Нефтегазоносная система, согласно терминологии Международной классификации запасов и ресурсов SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System) (1997 г.), – это динамичная нефтегазопроизводящая система, функционирующая в масштабах геологического пространства

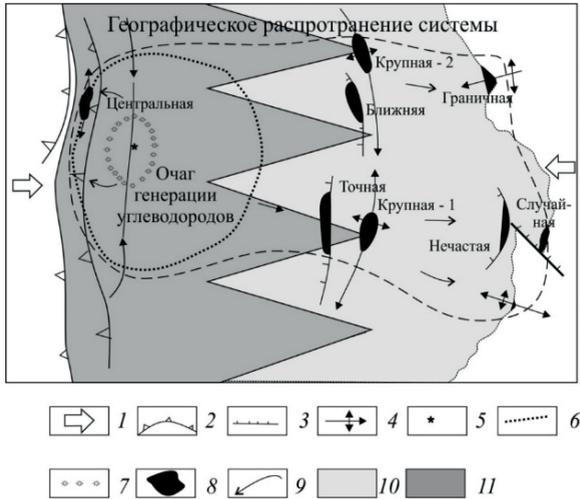


Рис. 3.5. Схема гипотетического бассейна, показывающая площадное распространение углеводородной системы – плетя (по Магооп, 1994, с изменениями [69]): 1 – линия разреза (см. рис. 3.4); 2 – надвиговый фронт; 3 – разломы; 4 – антиклиналь; 5 – положение точки для построения схемы истории погружения; 6 – верхняя граница нефтяного окна; 7 – верхняя граница газового окна; 8 – залежи углеводородов; 9 – направление миграции углеводородов; 10 – коллектор; 11 – нефтематеринские породы

и времени. Для того чтобы образовалась нефть- или газоносная система, должен совпасть ряд геологических условий и событий, которые важны для образования залежей: зрелая материнская порода, выжимание нефти под действием геологических факторов, вторичная миграция углеводородов и их накопление и удержание в пористых пластах.

В-третьих, должны присутствовать ловушки, которые захватят достаточное количество углеводородов и обеспечат их сохранность длительное время. Принципиально важным является следующее условие: к началу генерации (миграции) и аккумуляции УВ формирование ловушек должно быть закончено. Это условие обеспечивает «критический момент» [69], или время пика генерации УВ, т. е. является отправной точкой при анализе геологоразведочных работ в исследуемой нефтегазоносной системе. Критический момент на рис. 3.4 и 3.5 соответствует значению 250 млн лет.

По отношению к нефтематеринским отложениям залежи могут быть первичными и вторичными, если они сформировались за пределами нефтематеринской толщи в результате вторичной миграции углеводородов. Впервые на этот факт указал И. М. Губкин, подметивший, что в мощной толще глинистых отложений майкопского (олигоцен-нижнемиоценового) возраста встречаются линзы песчаников, содержащих нефть, образованную на месте – *in situ*.

Естественно, при первичной миграции механизм формирования залежей намного проще, чем их образование при вторичной миграции. При первичной миграции резервуар залегаёт не горизонтально, а имеет значительный уклон, который может обеспечить перемещение углеводородов по региональному наклону пластов.

Перемещаясь вверх по восстанию пластов в условиях изменения термобарических характеристик пласта-коллектора, часть углеводородов может выделяться в свободную фазу и при наличии ловушек на пути их передвижения скапливаться в них. Так образуются залежи нефти и газа.

Мы назвали только один, хотя и главный фактор – термобарические условия. Однако механизм формирования залежей углеводородов значительно сложнее, так как процесс миграции определяется ещё целым рядом факторов, например: фильтрация и всплывание, струйная миграция углеводородов в свободном состоянии и др. Если на пути миграции встретятся тектонические экраны, литологические выклинивания или стратиграфические примыкания, то могут образовываться локальные скопления УВ и существенно изменяться направления миграции вплоть до вертикального и ступенчатого (рис. 3.6).

То есть при формировании вторичных залежей существенную роль играет и межрезервуарная (вертикальная) миграция. Несколько иная ситуация в платформенных областях, где отложения дислоцированы слабо и разрывные нарушения встречаются достаточно редко, залежи образуются, как правило, в результате внутрирезервуарной (латеральной) миграции. Данное положение не распространяется на рифейский этаж нефтегазоносности в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления (рис. 3.6), где в полной мере проявилась как ситуация вертикальной, так и внутрирезервуарной миграции, что подтверждается разноуровневыми флюидными контактами и тектоническим экрани-

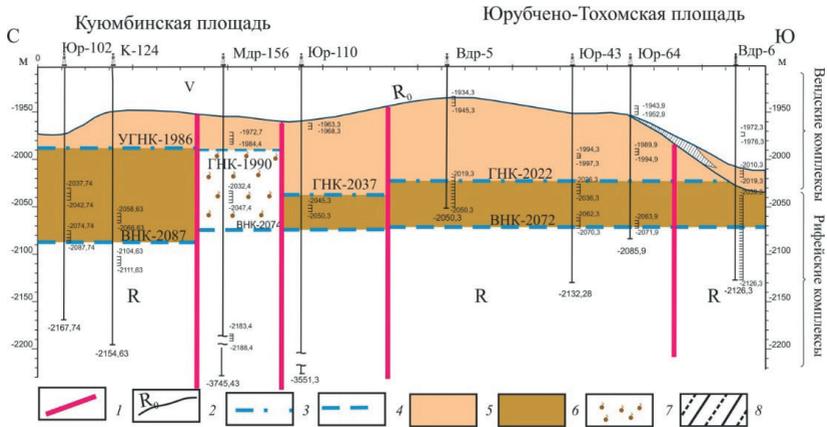


Рис. 3.6. Геологический профильный разрез венда и рифея Юрубчено-Тохомской зоны: 1 – разломы; 2 – отражающий горизонт R_0 ; 3, 4 – флюидные контакты: 3 – газонефтяной, 4 – водонефтяной; 5, 6 – залежи УВ: 5 – газоконденсатные, 6 – нефтяные; 7 – прогнозируемое нефтенасыщение; 8 – глинистые породы. Обозначения скважин: Вдр – Вдрзшевская; К – Куymbинская; Мдр – Мадринская; Юр – Юрубченская

рованием залежей, наличием залежей в терригенном венде Юрубчено-Тохомского месторождения.

В цепи ловушек часто наблюдается распределение залежей углеводородов различного фазового состояния, сформировавшихся по принципу дифференциального улавливания углеводородов, разработанному канадским геологом У. Гассоу и почти одновременно российскими учеными В. П. Савченко (1954 г.), С. П. Максимовым и А. Л. Козловым [30]. Ими и А. А. Бакировым и другими (1982 г.) было показано, что при ступенчатом расположении ловушек по восстанию слои газовые залежи сменяются газонефтяными и еще выше нефтяными залежами [89]. Этот принцип справедлив для случая, если ловушки расположены на путях миграции и углеводороды мигрируют в свободном состоянии в виде струй газа и капель нефти. Противоположная картина наблюдается при миграции УВ в растворенном состоянии по региональному восстанию слоев. Когда в пласте-коллекторе происходит движение нефти с растворенным в ней газом, то ловушки, расположенные гипсометрически ниже, будут заполнены нефтью (и растворенным в ней газом). После заполнения этих ловушек нефть будет мигрировать вверх по восстанию

пластов. На участке, где пластовое давление окажется ниже давления насыщения, газ будет выделяться из нефти в свободную фазу и поступать вместе с нефтью в ближайшую ловушку. В этой ловушке может образоваться нефтяная залежь с газовой шапкой или, если газа будет много, она заполнится газом, а нефть будет вытеснена им в следующую ловушку, расположенную гипсометрически выше, которая будет содержать газонефтяную залежь [89]. Такая ситуация наблюдается в распределении залежей в венд-рифейских отложениях на территории Байкитской антеклизы (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Наивысшее положение флюидных контактов на месторождениях нефти и газа Байкитской антеклизы

Месторождение	Тип месторождения	Абсолютные отметки флюидных контактов, м	
		ВНК	ГНК
Куюмбинское	НГК	-2 060	-1 986
Юрубчено-Тохомское		-2 072	-2 022
Камовское	Н	-2 092	-
Борщевское		-2 190	
Оморинское	ГК	-2 192	-2 144
Шушукское	ГН	-2 355	-2 333

Положение в разрезе водо- и газонефтяных контактов на территории Байкитской антеклизы отражает флюидное состояние залежей. Принцип дифференциального улавливания не является универсальным, объясняющим формирование залежей во всех случаях.

Например, при миграции газа в растворенном состоянии в антиклинальных структурах, расположенных на больших глубинах, газовые залежи не смогут образоваться в случае, если воды недонасыщены газом. Ловушки окажутся заполненными водой. Выделение газа в свободном состоянии и заполнение им ловушек, расположенных выше, возможно при условии, если при перемещении пластовых вод вверх по восстанию пласта пластовое давление окажется меньше давления насыщения.

Процессы образования и разрушения залежей тесно связаны между собой, поэтому на всех этапах развития бассейна может происходить

не только образование залежей, но и их переформирование и разрушение. Факторы, которые вначале способствовали образованию залежи, впоследствии могут стать причиной их разрушения.

Разрушение залежей нефти и газа. Отдельные процессы, которые на первом этапе приводили к формированию залежей, с течением времени превращаются в отрицательные факторы. Так тектонические движения, способствующие миграции и аккумуляции флюидов в ловушках, с течением времени могут способствовать подъему ловушек к поверхности и в дальнейшем эрозии нефтегазосодержащих пород и частичному или полному разрушению ловушек и содержащихся в них залежей. Существенную роль в разрушении залежей играют микробиологические процессы. При этом масштабы разрушения нефтяных скоплений могут быть различными – от небольших битумопроявлений в поверхностных отложениях до очень значительных. Например, на р. Сухая Тунгуска в Турухано-Норильском самостоятельном нефтегазоносном районе в естественных обнажениях зафиксировано наличие битумных скоплений в отложениях широкого стратиграфического диапазона (от рифея до нижнего силура) – Туруханское битумное поле [7], а в пределах Анабарской НГО зафиксировано шесть битумных полей. Здесь расположены крупнейшие битумные поля (Рассохинское, Силигир-Мархинское) и Оленёкское битумное месторождение [10; 48].

Ресурсы битумов в пермских залежах Оленёкского месторождения по результатам работ Научно-исследовательского института геологии Арктики – НИИГА (1966–1967) оцениваются для пластов с весовым содержанием битума выше 2 % в 1,3 млрд т, а общие ресурсы – в 2,2 млрд т [48].

По мнению В. Л. Иванова (1979 г.), Оленёкское месторождение битумов представляет собой вскрытое современным эрозионным сре- зом разрушенное многопластовое нефтяное месторождение.

Другими геологическими процессами, и далеко не единственными, могут быть:

- изменение гидродинамики подземных вод;
- просачивание жидкостей и газов через покрышки (фильтрация углеводородов, диффузия);
- изменение температуры и давления, приводящее к всплыванию газов.

Изменение гидродинамической активности подземных вод способствует вымыванию углеводородов, особенно нефти из малоамплитудных и слабовыраженных ловушек.

По данным А. А. Карцева (1972 г.), условием для сохранения залежей от механического разрушения водой является наклон флюидных контактов: $Q < i$, где Q – угол наклона водонефтяного или газовойдяного контакта; i – угол падения пласта на крыле ловушки (рис. 3.7).

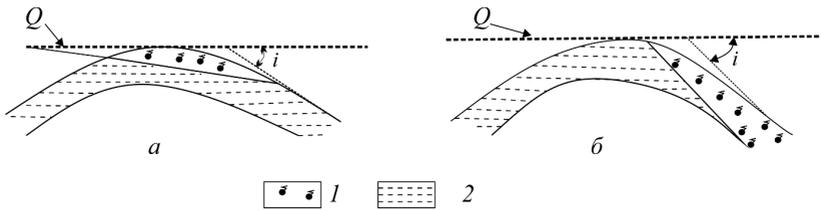


Рис. 3.7. Схема условий сохранения (а) и разрушения (б) нефтяной залежи в ловушке сводового типа при механической активности пластовых вод (по А. А. Карцеву, 1972):
1 – нефть; 2 – вода

Если угол наклона водонефтяного контакта меньше угла падения пласта на крыле ловушки, то соблюдаются условия для сохранения нефтяной залежи (а). Если угол наклона водонефтяного контакта равен углу падения пласта на крыле ловушки, то начинается процесс разрушения нефтяной залежи (б) [30].

Для сохранения или разрушения залежей УВ существенным фактором является интенсивность диффузионно-фильтрационного массопереноса. Диффузионные процессы уже с момента формирования скоплений УВ действуют в направлении их рассеяния. Особенно это важно для газовых скоплений углеводородов.

Фильтрация газа – это его движение через пористую среду под влиянием перепада давления.

В естественных условиях фильтрация газа происходит вместе с водой, а также с нефтью.

Фильтрация может быть вызвана также ухудшением качества покрывки. В процессе литогенеза, по данным Н. М. Страхова (1960 г.), в глубинных зонах происходят диагенетические и эпигенетические из-

менения пород. Перекристаллизация глинистых минералов, превращение глин в литифицированную породу сопровождаются сокращением объема и образованием микротрещин. Существенную роль в ухудшении качества покрышки могут иметь тектонические факторы и процессы окремнения пород [21; 30; 37; 83; 89]. Все эти процессы приводят к ухудшению экранирующих свойств покрышек, фильтрации нефти и газа через них и в конечном счете к частичному или полному разрушению залежей.

Разница плотностей воды и газа или нефти и газа составляет подъемную силу. В свете данных, приводимых В. В. Доценко (2001 г.), масса газа, сжатая до 10 МПа, составляет 0,1 массы воды того же объема, что служит причиной *всплывания свободного газа* в порах или трещинах пород, заполненных водой или нефтью. Это свойство газов имеет значение для процессов формирования залежей УВ. Таким образом свободный газ при больших объемах вытесняет нефть из ловушек.

Диффузия углеводородов через покрышки зависит, прежде всего, от размеров молекул и от качества самой покрышки. При этом чем древнее возраст залежи, тем интенсивнее влияние диффузионного фактора на залежь. В результате длительной диффузии из залежи удаляется газ газовых шапок или растворенный газ. Этими процессами, в частности, можно объяснить наличие залежей высоковязкой нефти в Турухано-Норильском СНГР на р. Сухая Тунгуска. Другим существенным фактором здесь могло быть раскрытие ловушек эрозионными процессами при общем поднятии территории, в результате которого залежи поднимаются к эрозионной поверхности и покрышки раскрываются. Так образуются залежи асфальтов и битумов.

Диффузия и растворение газов в воде также имеют большое значение в разрушении газовых и, возможно, нефтяных скоплений. Известно, что метан и его гомологи, при прочих равных условиях, обладают большей растворимостью, чем жидкие углеводороды. Концентрация газовых компонентов в воде есть функция времени и пространственных координат. Если в столбе сечением q переместятся n молей вещества i в направлении z за время τ , то концентрация c_1 на уровне z_1 возрастет до c_2 на уровне z_2 . Если это перемещение газов постоянно (в пространстве и времени), то дифференциал перемещения во времени в соответствии с первым законом диффузии Фика равен

$$\frac{dn}{gd\tau} = -D_i \frac{dc}{dz}, \quad (3.5)$$

где D_i – коэффициент молекулярной диффузии газа i в воде; $\frac{dc}{dz}$ – соответствующая составляющая градиента концентрации.

При этом принимается, что процесс начался во время $\tau = 0$ при исходном количестве газа n_0 , продолжался в течение τ и завершился при количестве газа n .

Диффузионный перенос вещества (газов) в обводненной породоколлекторе прямо пропорционален градиенту концентрации газов в подошве коллектора, а также водопроницаемости и влажности породы. Насыщение породы-коллектора, уменьшение пористости, проницаемости понижают скорость диффузионного переноса. Это значит, что объем свободного газа, выделившегося из воды $V_{св}$, м³/год, при его прохождении через выбранный створ будет определяться произведением дебита потока на перепад газовых факторов:

$$V_{св} = Q_{п} \cdot \Delta \Gamma_{ф}. \quad (3.6)$$

Тогда продолжительность времени T , лет, необходимого для формирования основных запасов месторождения $Q_{г}$, млрд м³, можно рассчитать по формуле

$$T = \frac{Q_{г}}{V_{св}} \cdot 10^9. \quad (3.7)$$

Как было показано В. Н. Корценштейном в монографии «Гидрогеология Бухаро-Хивинской газоносной области» (1964), миграция подземных вод (ПВ), кроме формирования залежей в ловушках, может привести и к их разрушению. Геохимический фактор разрушения залежей УВ, по данным этого автора, можно оценить исходя из следующих параметров: скорости движения вод v , м/год, величины дефицита упругости растворенных в воде газов $P_{г}$, доли ед., площади водоплавающей части залежи S , м², скорости окисления УВ за счет биохимической деятельности k , м³/год, и дебита потока $Q_{п}$ в створе основного сечения породколлекторов $H_{стп}$, которое определяется по картам гидроизопьез. В этом случае формула оценки дебита потока примет вид

$$Q_{\text{п}} = H_{\text{ств}} \cdot H_{\text{эф}} \cdot k_{\text{п.эф}} \cdot v. \quad (3.8)$$

Формула приближенной оценки продолжительности разрушения залежи будет следующей:

$$T = Q_{\text{ГВК}} \cdot 10^9 / (S \cdot P_{\text{г}} \cdot v \cdot k), \quad (3.9)$$

где T исчисляется в тысячах лет; разрушающиеся запасы $Q_{\text{ГВК}}$ газа принимаются в кубических метрах (м^3); k – $\text{м}^3/\text{год}$; v – $\text{м}/\text{год}$; упругость газа $P_{\text{г}}$ – доли ед. Приведенная методика позволяет оценить время формирования и разрушения газовых залежей приблизительно в связи с существенными вариациями значений параметров, входящих в формулы.

Расчеты, выполненные авторами учебного пособия по такой методике, показали, что геологическое время на полное разрушение запасов газа Собинского газоконденсатного месторождения составит не менее (300 ± 25) млн лет, близким оценивается и время формирования этого месторождения.

По мнению В. А. Соколова (1971 г.), постоянная диффузия газа делает невозможным продолжительное существование газовых скоплений, если не происходит поступлений новых порций газа [37]. Последнее объясняет столь длительный прогнозный срок разрушения залежей Собинского газоконденсатного месторождения и позволяет считать процесс глубинного поступления газов реальным, что подтверждается высокой азотностью и гелиеносностью природного газа, наличием прямой корреляционной связи концентраций гелия и азота, развитием сети глубинных разломов.

По оценкам А. Леворсена (1970 г.), К. А. Клещева, С. П. Максимова, Н. А. Еременко, Е. М. Максимова и других диапазон миграции и аккумуляции залежей в ловушках составляет от 1–3 до 35–100 млн лет. Следует заметить, что масштабы разрушения газовых скоплений значительно больше, чем нефтяных.

Изучение вопросов связи между временем формирования и разрушения ловушек, величиной остаточных запасов и продуктивностью остается весьма перспективным направлением, так как позволяет прогнозировать перспективы нефтегазоносности структур, выявленных сейсморазведкой и расположенных в пределах крупных структурно-тектонических элементов.

Таким образом, главным определяющим фактором формирования и разрушения скоплений углеводородов является геологическая история нефтегазоносных бассейнов, отражающая всю картину происходящих в них изменений.

Контрольные вопросы и задания

1. По каким признакам разделяются процессы миграции?
2. Какие виды миграции различают по отношению к нефтематеринским толщам? Объясните механизм первичной миграции.
3. Что понимают под упругими силами расширения пород и как они проявляются в недрах?
4. Какие явления и процессы приводят к разрушению залежей нефти и газа? Какие виды миграции УВ по отношению к нефтегазоматеринским толщам вам известны?
5. Какие процессы носят название осмотических?
6. В каких направлениях в пластовых условиях могут перемещаться углеводороды?
7. В каком физическом состоянии мигрируют углеводороды в недрах земной коры?
8. Объясните механизм вертикального перемещения УВ.
9. Объясните понятия «плей» и «нефтегазоносная система». Могут ли в пределах одного нефтегазоносного бассейна быть выделены несколько плейев?

4. ПОНЯТИЯ И КЛАССИФИКАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Известно множество классификаций залежей и месторождений нефти и газа, а также определен термин «залежь нефти и газа».

Разработке классификаций залежей и месторождений нефти и газа на раннем этапе посвящены работы И. О. Брода (1938, 1975 гг.), В. Е. Ханина (1954 г.), А. А. Бакирова (1960, 1964 гг.), С. П. Максимова (1964 г.), Н. А. Еременко (1968 г.), Б. В. Оленина (1977 г.); О. К. Баженовой (2000 г.), Е. М. Максимова (2004 г.), Б. А. Соколова и В. Е. Хаина (2004 г.) и др. Современный этап включает работы В. И. Ермолкина, Ю. К. Керимова, А. Е. Ковешникова, О. С. Черновой, А. М. Шаммазова [21; 30; 37; 54; 89] и др. Наиболее лаконичное и общедоступное понятие, по нашему мнению, приведено в Словаре по геологии нефти и газа (1988), авторы которого воплотили основные идеи ранних работ.

Залежь нефти и газа – единичное скопление нефти и газа, заполняющее ловушку полностью или частично. Такое единичное скопление может быть локализовано в одном или нескольких пластах-коллекторах, которые имеют единую гидродинамическую систему и заполняют ловушку. В случае, если скопление УВ достаточно велико и рентабельно для разработки, его принято называть месторождением. То есть понятие «месторождение» определяется еще и современным уровнем технологии добычи нефти, газа. Следовательно, понятие «месторождение» – это категория геолого-экономическая.

4.1. Типы и параметры залежей и месторождений нефти и газа

Поскольку под залежью понимается не только промышленное скопление, необходим единый набор параметров, характеризующих залежь как объект поисков и оценки величины запасов нефти и газа для дальнейшего перевода в категорию месторождений.

Элементы залежи. Нефть, газ и вода после попадания в ловушку распределяются в ней согласно плотностей флюидов: снизу располага-

ется вода, над ней – нефть, сверху – газ. При вскрытии двухфазной залежи глубокой скважиной она может оказаться: в газовой части залежи, на границе газ – нефть или нефть – вода, а также в чисто нефтяной части залежи (рис. 4.1).

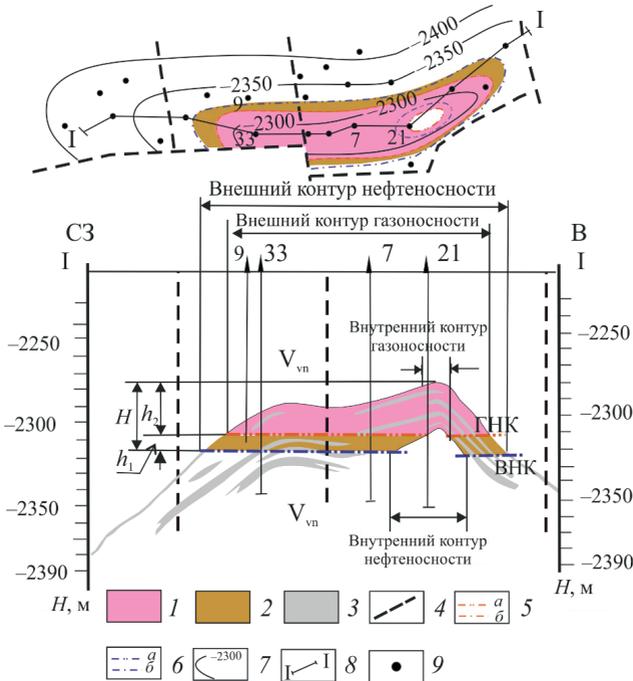


Рис. 4.1. Элементы залежи: 1 – газ; 2 – нефть; 3 – непроницаемые породы; 4 – разрывные нарушения; 5 – газонефтяной контакт: а – внешний, б – внутренний; 6 – водонефтяной контакт: а – внешний, б – внутренний; 7 – стратозигипсы кровли пластов Вн III-V; 8 – линия разреза; 9 – скважины; h_1 – высота залежи нефти; h_2 – высота залежи газа; H – общая высота залежи

В залежах выделяются следующие элементы [21]:

- *кровля* – граница пород-коллекторов пласта с перекрывающими их флюидоупорами;
- *подошва* – стык пород-коллекторов с подстилающими их флюидоупорами (для массивной залежи подошвой служит граница ВНК или ГНК);

- *газоводяной контакт* – раздел между газом и водой. По сравнению с другими флюидными контактами залежи он имеет наименьшую толщину и более четкие границы;

- *газонефтяной контакт* – линия между газом и нефтью; толщина ГНК значительно меньше толщины водонефтяного контакта;

- *водонефтяной контакт* – область между нефтью и водой. Этот переходный флюидный раздел имеет наибольшую толщину – от сантиметров до первых метров и зависит от коллекторских характеристик пласта и физико-химических свойств нефти. Текущее положение ВНК определяют методами геофизических исследований скважин (ГИС) (радиометрия, нейтронный гамма-метод (НГМ), спектральный НГМ, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и др.); в случае замещения нефти сильно минерализованной водой, что имеет место в Восточной Сибири, используют в основном ИННК и метод наведенной активности (МНА);

- *внешний контур нефтеносности* (или *газоносности*) – линия пересечения ВНК (или ГВК) с кровлей пласта;

- *внутренний контур нефтеносности* (или *газоносности*) – линия пересечения ВНК (или ГВК) с подошвой пласта;

- *высота залежи H* – разница абсолютных отметок между ВНК (или ГНК) и наивысшей точкой залежи. Полная высота складывается из высот нефтяной и газовой частей;

- *длина залежи* – минимальное расстояние по прямой, соединяющей удаленные точки самой нижней замкнутой стратоизогипсы;

- *ширина залежи* – минимальный диаметр, соединяющий точки самой глубокой замкнутой стратоизогипсы.

Первая генетическая классификация залежей нефти и газа.

Тип залежи определяется типом природного резервуара и ловушки, поэтому классификация должна прежде всего отражать особенности образования ловушек, в которых формируются залежи [21]. Именно на таком принципе А. А. Бакировым (1964 г.) и создана первая генетическая классификация залежей нефти и газа, которая до сих пор остается актуальной (табл. 4.1).

Любая залежь ограничена *экраном*, который может иметь различное тектоническое и литологическое или иное происхождение.

Таблица 4.1

Классификация залежей нефти и газа (по А. А. Бакирову, 1964, 1990)

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Залежи антиклинальных структур	Сводовые. Тектонически экранированные. Приконтактные. Висячие
	Залежи моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями. Связанные с флексурными образованиями. Контролируемые структурными носами
	Залежи синклинальных структур	—
Рифогенный	Залежи, связанные с рифовыми массивами	—
Литологический	Залежи литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов. Отнесенные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми. Экранированные асфальтом или битумом
	Залежи литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек (шнурковые или рукавообразные). Связанные с прибрежно-песчаными валоподобными образованиями ископаемых баров. Линзо- или гнездовидные
Стратиграфический	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Соотнесенные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах. Ограниченные стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа или выступов кристаллического фундамента

Тектоническим экраном могут служить разрывы и контакты с соляными и глиняными диапирами, а также жерлами грязевых вулканов.

Литологический экран формируют зоны замещения коллектора непроницаемыми породами, т. е. литологическое выклинивание.

Стратиграфический экран формируется в результате сочетания стратиграфического и углового несогласия, если залегающие под углом

древние породы перекрыты молодыми плохо проницаемыми отложениями. Строение залежи определяется, прежде всего, характером природного резервуара, а также генетическим типом ловушки, поэтому типы нефтегазовых залежей приводятся в соответствии с классификацией природных резервуаров и ловушек.

По названиям природных резервуаров А. А. Бакировым и другими выделяются залежи трех типов: пластовые, массивные и линзовидные. Каждая из перечисленных залежей может быть приурочена к ловушке разного генезиса: тектонического, седиментационного и денудационного.

Различным ловушкам присущи свои морфологические особенности. При этом название залежи должно соответствовать строению природного резервуара и вмещающей ловушки.

Для получения развернутого названия залежи к ее типу В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов предлагают в каждом конкретном случае добавлять характеристику флюида, например: «...пластовая сводовая залежь газа или пластовая сводовая залежь газа с нефтяной оторочкой» [30]. Типичным примером залежей с нефтяной оторочкой в Лено-Тунгусской НГП могут служить газовые пласты Вн-I и II Собинского газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой толщиной 8–16 м [10]. При наличии подошвенной воды в пластовых залежах к их названию добавляют определение водоплавающая, при наклонном водонефтяном контакте – висячая.

Следует отметить, что встречаемые в природных условиях залежи отличаются большим разнообразием и могут быть приурочены к ловушкам комбинированного типа. Такие ловушки широко распространены в отложениях венда – рифея Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Классификация залежей по типам флюидов. В зависимости от фазового состояния и соотношения углеводородов в недрах залежи нефти и газа согласно новым инструктивным материалам (приказу № 477 МПР России от 01.11.2013) подразделяются на шесть типов:

- *нефтяные*, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- *газонефтяные*, в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;

- *нефтегазовые*, содержащие газ и нефть – газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;
- *газовые*, содержащие только газ;
- *газоконденсатные*, содержащие газ с конденсатом;
- *нефтегазоконденсатные*, содержащие нефть, газ и конденсат.

Классификация залежей по значениям рабочих дебитов.

По данному параметру выделяются четыре класса залежей (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Классификация залежей по значениям рабочих дебитов
(по А. Э. Конторовичу, 1975)

Класс	Залежи	Дебиты	
		нефти, т/сут	газа, тыс. м ³ /сут
1	Высокодебитные	Более 100	Более 1 000
2	Среднедебитные	10–100	100–1 000
3	Малodeбитные	2–10	20–100
4	Низкодебитные	Менее 2	Менее 20

Классификация газоконденсатных залежей по содержанию конденсата. В газовых залежах (приказ № 477 МПР России от 01.11.2013) по содержанию конденсата $C_{5+высш}$, г/м³, выделяются следующие группы: низкоконденсатные – менее 25; среднеконденсатные – от 25 до 100; высококонденсатные – от 100 до 500; уникальноконденсатные – более 500.

Классификация залежей по величине пластовых давлений. По величине начальных пластовых давлений, кгс/см², выделяются залежи: низкого – до 60; среднего – от 60 до 100; высокого – от 100 до 300; сверхвысокого давления – свыше 300.

В качестве примера рассмотрим классификацию залежей* в древних продуктивных комплексах (E₁-R) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Красноярский край) (табл. 4.3).

* В рамках данной главы не приводятся графические изображения залежей. Они являются темой, выносимой на самостоятельное изучение, и в дальнейшем по ней выполняется лабораторная работа «Определение генетических типов залежей нефти и газа и классов по составу флюидов».

Таблица 4.3

Характерные примеры залежей Лено-Тунгусской НГП по некоторым классификационным признакам (по А. К. Битнер и др., 1990, с изменениями)

Классификационный признак	Типы залежей	Нефтегазоносные области и характерные залежи		
		Байкитская	Катангская	Южно-Тунгусская
Структурный контроль	Антиклинальные	Б-IX, В, Юрубченская; Б-VII, VIII, VIII-1 Оморинские; Б-VIII-1 Камовская; Б-IX Борщевская	Вн-I-V Ванабарские	А-I, А-V, VI Моктаконские, Таначинская
	Неантиклинальные	PI-0-PI-2 Куюмбинские, Усть-Камовская; PI-2д Юрубченская, Усть-Чавичинская; PI-2а, г Нижнетохомская	–	–
Тип резервуара	Пластовые	Б-IX Шушукская, Борщевская; Б-VII, VIII, VIII-1 Оморинские; VIII-1 Камовская	Вн-I-V Ванабарские	А-V Моктаконская; А-I Таначинская; А-VI Марская*
	Массивные	PI-0-PI-2 Куюмбинские, Усть-Камовская; PI-2д Юрубченская, Усть-Чавичинская	Вн-IV-V Ванабарские	А-I Моктаконская
	Пластово-массивные	–		–
Тип ловушки и экрана	Сводовые (эрозионных выступов)	PI-2д Юрубченская, Усть-Чавичинская; PI-1, PI-2 Куюмбинские	–	–
	Литологически экранированные	Б-IX, В, Юрубченская; Б-VII, VIII, VIII-1 Оморинские; Б-VIII-1 Камовская; Б-IX Борщевская	Вн-I, II Ванабарские	–
	Стратиграфически экранированные	PI-0-PI-2 Куюмбинские, Усть-Камовская; PI-2д Юрубченская, Усть-Чавичинская;	–	–
	Тектонически экранированные	PI-2а, г Нижнетохомская	Вн-I-V Ванабарские	А-I Таначинская
Фазовое состояние УВ	Нефтяные	Б-IX Борщевская; Б-VIII-1 Оморинская, Камовская	–	А-VI Марская

Классификационный признак	Типы залежей	Нефтегазоносные области и характерные залежи		
		Байкитская	Катангская	Южно-Тунгусская
Фазовое состояние УВ	Нефтегазоконденсатные	PI-0–PI-2 Куюмбинские, Усть-Камовская; PI-2д Юрубченская, Усть-Чавичинская; PI-2а, г Нижнетохомская	–	А-I, А-V Моктаконские
	Нефтегазовые	Б-IX Шушукская	–	–
	Газоконденсатные	Б-IX, Б-VIII Юрубченские	Вн-I–V Ванаварские	А-I Таначинская
	Газовые	–	–	А-I Нижнетунгусское, Усть-Дельтулинское месторождения

* Залежь в марской свите Моктаконского НКГМ.

Классификация месторождений нефти и газа. Как уже отмечалось выше, залежь или скопление углеводородов может образовываться только в результате выполнения в течение геологического времени ряда факторов, т. е. должна существовать цепочка условий [21; 30]: источник УВ → пути миграции → коллектор → ловушки → залежи нефти и газа → полное или частичное перекрытие контуров нефтегазоносности на разных уровнях разреза → месторождения. Такая генетическая связь залежей с генезисом и геологическими условиями использовалась для классификации месторождений нефти и газа многими учеными и геологами. Одной из наиболее ранних классификаций является схема Ф. Г. Клаппа, дополненная И. М. Губкиным (1932 г.). К более поздним относятся классификации В. Е. Хаина (1954 г.), И. О. Брода (1951 г.), И. О. Брода и Н. А. Еременко (1957 г.), А. А. Бакирова (1960 г.), В. Б. Оленина (1977 г.).

В. Б. Оленин (1977 г.), используя принцип преэминентности и генетическую связь ловушка → залежь → месторождение нефти и газа, дал следующую трактовку термина «месторождение нефти и газа».

Месторождение нефти и/или газа – участок земной коры, заключающий обособленную совокупность или одиночную залежь нефти или газа в ловушках, формирование которых обусловлено генезисом и геологическим строением этого участка. Близкую трактовку дают

и более поздние издания по геологии нефти и газа, например Словарь по геологии нефти и газа (1988). Наиболее востребованной остается классификация А. А. Бакирова (1960 г.), в которой все месторождения нефти и газа поделены на пять классов: структурный, рифогенный, литологический, стратиграфический, литолого-стратиграфический. Каждый тип включает группы и подгруппы (табл. 4.4).

Таблица 4.4
Основные генетические типы месторождений нефти и газа
(по А. А. Бакирову, 1960)

Класс месторождения*	Группы и подгруппы
1. Структурный	Месторождения, приуроченные: к антиклинальным структурам простого ненарушенного строения; антиклинальным структурам с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений; структурам со смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; антиклинальным структурам, осложненным разрывными дислокациями или сформированным соляной тектоникой; антиклинальным структурам, связанным с диапиризмом или грязевым вулканизмом, и структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; антиклинальным структурам, осложненным вулканогенными образованиями; моноклиналям; синклиналям
2. Рифогенный	Месторождения, приуроченные: к одиночным рифовым массивам; группе (ассоциации) рифовых массивов
3. Литологический	Месторождения, приуроченные: к участкам выклинивания или зонам литологической изменчивости пластов-коллекторов (литологически экранированные); участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми или проницаемым породам, запечатанным асфальтом; прибрежным песчаным образованиям палеоморей; песчаным образованиям русел палеорек; прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; линзообразно залегающим пластам-коллекторам

Класс месторождений	Группы и подгруппы
4. Стратиграфический	Месторождения, приуроченные: к участкам стратиграфических несогласий; антиклинальным структурам; моноклиналям; эродированной поверхности погребенных выступов
5. Литолого-стратиграфический	Месторождения, приуроченные к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста

* А. А. Бакиров использовал термин «местоскопление», полагая, что скопления УВ сформированы в процессе миграции и редко находятся в месте «своего рождения».

Ловушками для *месторождений антиклинальных структур* простого, ненарушенного строения служат антиклинали, характеризующиеся соответствием структурных планов стратиграфических подразделений, слагающих геологический разрез месторождения.

Многие из таких месторождений относятся по запасам нефти и газа к категории уникальных или гигантских. Примером уникальных и крупных в Западно-Сибирской НПП в пределах Красноярского края могут служить Ванкорское, Тагульское, Сузунское, Лодочное нефтегазоконденсатные месторождения. Как правило, все эти месторождения многозалежные и имеют большой этаж нефтегазоносности (более 1 000 м) и стратиграфический диапазон от верхнего мела до верхней юры (Тагульское). Структурные планы по всем стратиграфическим горизонталм обладают унаследованным строением [10].

Антиклинальным ловушкам иногда характерно смещение сводов. Примером ловушек со смещением сводовых частей являются некоторые структуры Жигулевского свода в пределах Уральской нефтегазоносной провинции. К таким месторождениям могут быть отнесены Жигулевское нефтяное, Стрельный овраг, а также другие рядом расположенные месторождения [21]. В пределах Большехетского мегавала к месторождениям данного типа относится Лодочное нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 4.2).

Широкое распространение имеют *месторождения, приуроченные к структурам с существенными различиями в строении отдельных*

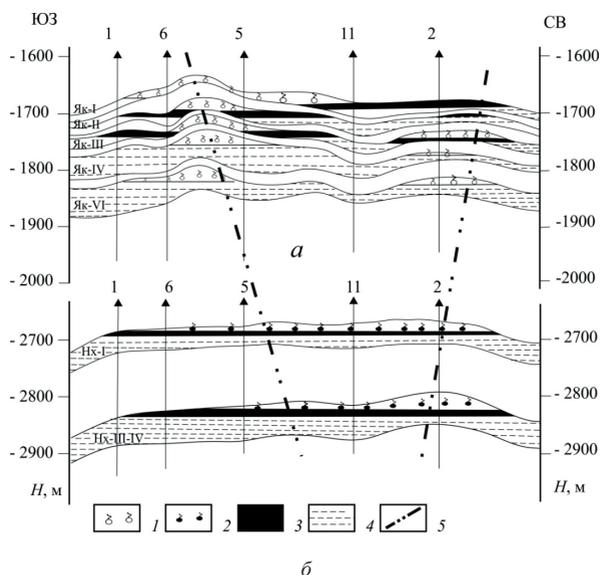


Рис. 4.2. Геологические разрезы Лодочного месторождения: а – залежи пластов Як-I–IV, VI; б – залежи пластов Hx-I, Hx-III, IV нижнего мела; 1 – газ; 2 – газоконденсат; 3 – нефть; 4 – вода; 5 – линии предположительного смещения сводовых частей пластов на разных уровнях разреза

структурных этажей. По данным В. Ю. Керимова с соавторами [21], к таким группам месторождений приурочены значительные ресурсы нефти Ирана и Северного Ирака (Месопотамская предгорная впадина). В качестве примера можно привести нефтегазоконденсатные месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в Байкитской НГО. Оба открытых здесь уникальных нефтегазоконденсатных месторождения – Куомбинское и Юрубчено-Тохомское – характеризуются существенным различием структурных планов вендского и рифейского этажей.

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным разрывными дислокациями, широко распространены в складчатых, переходных и платформенных областях. К данному типу относится большая часть месторождений, открытых в пределах Непско-Ботубинской антеклизы Лено-Тунгусской НГП. В качестве примера приведем геологический разрез Верхневиллючанского месторождения (рис. 4.3).

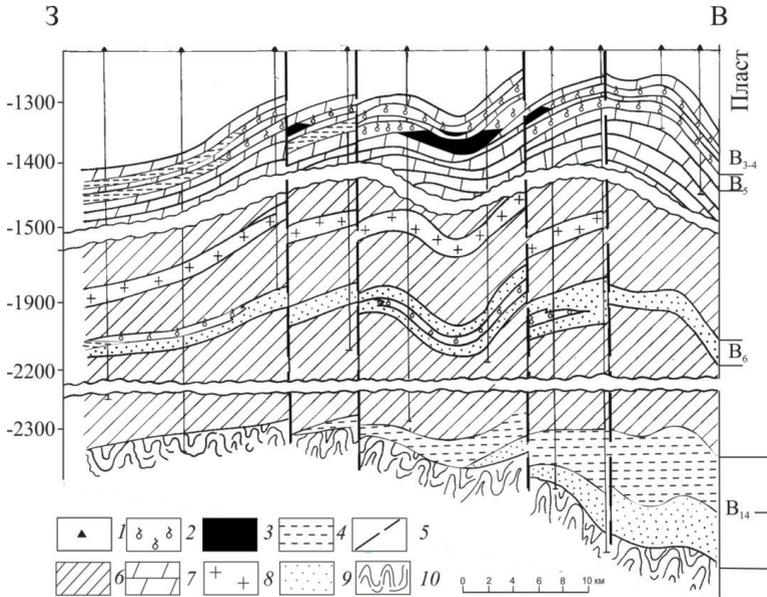


Рис. 4.3. Геологический разрез Верхневилучанского месторождения (по данным ЗАО «Юкос ЭП», 2003 г.): 1 – скважины; 2 – газ; 3 – нефть; 4 – вода; 5 – разломы; 6 – аргиллит, алевролит; 7 – доломит; 8 – каменная соль; 9 – непроницаемый песчаник; 10 – породы фундамента. Пласты-коллекторы: $B_{3,4}$, B_5 – юрская; B_6 – харыстанская и B_{14} – хоронорская свиты венда

Месторождения в антиклиналях с соляной тектоникой распространены в пределах территорий, где в разрезе осадочного чехла широкое развитие имеет соляная тектоника. Месторождения данного типа встречаются в Южно-Эмбинской НГО, например месторождения Макат, Косчагыл и др. Они также широко распространены в Днепровско-Донецкой впадине, Предкарпатском прогибе [21].

Основные соленосные толщи мира имеют венд-кембрийский, девонский, пермско-триасовый, позднеюрский, олигоцен-миоценовый возраст. Почти все области соляной тектоники приурочены к нефтегазоносным бассейнам. В них открывают крупные залежи нефти и газа в вершинах и на склонах соляных куполов. Особо следует отметить приуроченность месторождений к подсолевым структурам; в этом случае соли являются высокоэффективной крышкой, предохраняющей нефтегазовые залежи от

разрушения (например, Хасси-Рмель в Алжире) или Тенгизское нефтяное месторождение в Прикаспийской нефтегазоносной провинции (рис. 4.4).

В эту же категорию можно отнести все месторождения, локализованные в отложениях венда и рифея Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, где распространена мощная соленосная покрывка нижнего кембрия.

В Приморской нефтегазоносной области, где расположено Тенгизское нефтяное месторождение, залежи связаны с глубоко погруженными куполами. Структуры этих месторождений слабо нарушены и мало отличаются от платформенных [21].

Месторождения стратиграфического класса известны в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира, в Западно-Сибирской, Тимано-Печорской, Лено-Тунгусской, Волго-Уральской НГП и др. За рубежом такие месторождения встречаются в нефтегазоносных провинциях США, Канады, Алжира и других стран.

Залежи стратиграфического класса наиболее часто бывают связаны с головными участками эродированных пластов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми породами, а также с выклинивающимися пластами пород-коллекторов, расположенными под поверхностью несогласия.

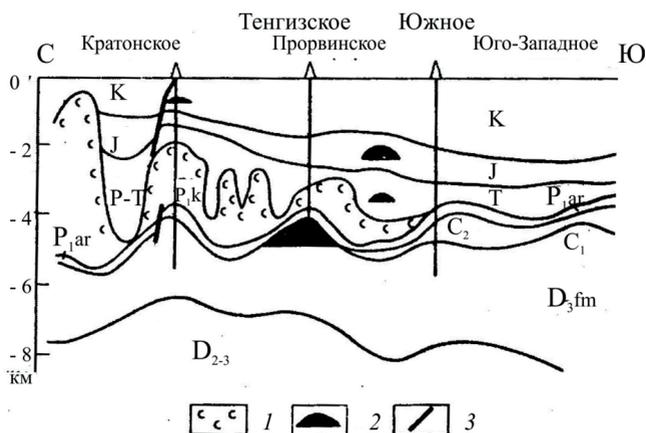


Рис. 4.4. Геологический профиль через Каратонско-Тенгизскую зону нефтегазонакопления (по Н. А. Айтиевой и С. У. Утигалиеву, упрощено): 1 – соль; 2 – залежи нефти; 3 – дизъюнктивные нарушения (по Э. А. Бакирову, 1990)

Месторождения литолого-стратиграфического класса – одна из достаточно сложных для поисков и разведки групп месторождений, так как ловушки формируются с участием сразу двух факторов – литологического и стратиграфического. Природа этих месторождений многообразна, поэтому встречаются и нефтяные, и газовые месторождения. В качестве примера месторождений литолого-стратиграфического типа часто приводят одно из крупнейших месторождений США – Монро (штат Луизиана) [21]. Газовые горизонты приурочены к песчаникам свит Тейлор и Наварро верхнемелового возраста, несогласно залегающим между свитами Вудбайн (верхний мел) и Мидуэй (эоцен). Продуктивные горизонты выклиниваются по восстанию на склоне погребенного поднятия и несогласно перекрываются газоупорной толщей глин и глинистых сланцев свиты Мидуэй [54]. В Красноярском крае на территории Байкитской антеклизы примером может служить мелкая нефтяная залежь пласта Б-IX в оскобинской свите венда, имеющая литологическое и стратиграфическое ограничения [10]. Пласт со стратиграфическим перерывом залегаёт на вендских терригенных отложениях и выклинивается на склоне рифейского карбонатного выступа.

Месторождения рифогенного класса образуются в теле рифовых массивов. Каждый рифовый массив или их группа обычно содержит единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим водонефтяным контактом. Типичным примером залежей, приуроченных к группе (ассоциации) рифов, могут служить залежи рифогенных массивов артинского яруса (нижняя пермь) Ишимбаевского района Башкирского Приуралья, которые перекрываются гипсоангидритовой толщей кунгурского яруса (представляющей собой хорошую крышку). Примерами рифовых залежей, приуроченных к единичным рифам, может служить залежь Столярковского местоскопления. Другим примером является Мусюршорское нефтяное месторождение в Хоревейской впадине, на котором при опробовании кровли верхнедевонских рифогенных известняков с глубины 2 914–2 950 м был получен фонтанный приток нефти дебитом 1 420 м³/сут. Залежи нефти этого месторождения массивного сводового типа контролируются двумя куполами (северным и южным) и приурочены к рифогенным пористо-кавернозным карбонатным отложениям нижнефаменского подъяруса верхнего девона

и неравномерно-глинистым трещинно-поровым известнякам верхнего карбона и ассельско-сакмарского ярусов нижней перми.

По подсчетам Г. Д. Клемме (1971 г.), распределение известных запасов УВ сырья по типам месторождений следующее: наибольшее количество разведанных мировых запасов нефти и газа сконцентрировано в месторождениях куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа, затем идут месторождения простых антиклиналей и брахиантиклиналей. На долю месторождений всех остальных классов приходится незначительная часть выявленных ресурсов нефти и газа, хотя отдельные крупные месторождения известны и в других типах, среди которых основную роль играют месторождения соляных куполов и рифовых массивов [20].

4.2. Запасы и ресурсы нефти и газа, их классификация

Природные газы в недрах встречаются в виде свободных газовых скоплений, растворенных в нефти, растворенных в воде [54].

В целях учета совокупности содержащихся в недрах нефти, конденсата и газа в зависимости от степени изученности недр их делят на ресурсы и запасы различных учетных категорий. Так как запасы УВ являются основой для проектирования инфраструктуры и объемов нефтегазового комплекса, а ресурсы – предпосылкой планирования геологоразведочных работ, то к ним предъявляются соответствующие требования.

Ресурсы нефти и газа – это возможное количество нефти или объема газа в малоизученных участках недр.

Запасами И. С. Гутман (1985 г.) считает массы нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенных к стандартным условиям (0,1 МПа при 20 °С).

Рубежом между ресурсами и запасами считают открытие залежи или получение притока углеводородов из скважин при производстве геолого-разведочных работ.

Категории запасов отличаются друг от друга и от ресурсов различной степенью изученности и геологической обоснованности. На подсчитанную величину ресурсов и запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и освоении

залежей на дату подсчета, а также применяемые методы оценки. Например, обоснованность ресурсов в продуктивных пластах, вскрытых бурением, значительно выше обоснованности ресурсов в продуктивных пластах, еще не вскрытых бурением. Категории запасов и ресурсов образуют непрерывный ряд от А до D.

Впервые категории запасов нефти и газа, учитывающие степень изученности, были приняты в 1912 г. XI Международным геологическим конгрессом. В этой классификации категории запасов были обозначены буквами А, В и С. По мере развития геологических знаний и требований экономики тех лет первая классификация 1928 г. пересматривалась в 1932, 1937, 1942, 1959, 1970, 1983, 2001, 2005 и 2013 гг.

Классификация 1932 г. сыграла свою положительную роль в разработке новой по тому времени методики подсчета запасов. Из доклада академика И. М. Губкина на XVII Международном геологическом конгрессе стало широко известно, что в результате произведенного к Геологическому конгрессу пересчета запасов нефти общие запасы нефти СССР составили 6 376 млн т, т. е. «доказанные» запасы возросли по сравнению с предыдущим подсчетом на 01.01.1935 в 7,4 раза, а общие запасы – почти в 2 раза.

Новая (2013 г.) классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов в соответствии с приказом № 477 МПР России действует с 01.02.2016.

Классификация запасов – это нормативные научно-методические документы, синтезирующие накопленный опыт и определяющие тактику и стратегию поисков, разведки, геолого-экономической оценки и разработки месторождений нефти и газа, научные принципы планирования прироста запасов и масштабов добычи.

Подсчет и учет запасов производят отдельно по нефти, газу и конденсату в недрах по каждой залежи отдельно и месторождению в целом, а ресурсы оцениваются и учитываются также отдельно в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек. Во всех случаях источниками информации являются материалы региональных и поисковых работ.

Запасы месторождений и подготовленные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ в статистической учетной форме 6-ГР.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых вследствие повышенного содержания в нефтях растворенного газа, поэтому их свойства определяются раздельно для этих условий.

В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения, а для пластовых условий определяются газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

Важнейшие параметры газа – молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, средние критические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, гидратообразование, теплота сгорания.

К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, кроме перечисленных выше, относятся также конденсатно-газовый фактор и давление начала конденсации. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

Месторождения нефти и газа классифицируются по величине запасов (табл. 4.5), претерпевших в новой классификации определенные изменения.

Таблица 4.5

Классификация месторождений по величине запасов
(приказ № 477 МПР РФ)

Месторождения	Запасы	
	извлекаемой нефти, млн т	балансового газа, млрд м ³
Уникальные	Свыше 300	Свыше 300
Крупные	30–300	30–300
Средние	5–30	5–30
Мелкие	1–5	1–5
Очень мелкие	Менее 1	Менее 1

Градации запасов месторождений нефти, используемые многими зарубежными компаниями и новой классификацией, действующей с 2016 г., отличаются в сторону уменьшения запасов и сохранения основных названий категорий, за исключением категорий – «уникальные» и «мелкие» месторождения, а также выделением категории «очень мелкие». По классификации 2001 г. к уникальным (приказ № 126 МПР России от 07.02.2001) относились месторождения с запасами более 300 млн т, крупным – 60–300 млн т, средним – 50–60 млн т, мелким – менее 15 млн т [54].

Используемые в новой классификации запасов интервалы значений приняты эмпирически исходя из задач подготовки запасов и связи частот встречаемости месторождений в зависимости от величины запасов.

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов выделяются месторождения (залежи) трех категорий: простого, сложного и очень сложного строения. В основу такого деления положены фазовый состав, выдержанность толщин коллекторов, изменчивость ФЕС по площади и разрезу, развитие тектонических нарушений и др. Сложность геологического строения устанавливается исходя из соответствующих характеристик залежей, заключающих больше 70 % запасов месторождения.

При подсчете и учете запасов на практике выделяют два вида запасов: геологические и извлекаемые.

В *геологических запасах* нефти, растворенного газа, конденсата и промышленных компонентов подсчитываются запасы, содержащиеся в породах-коллекторах изучаемых ловушек.

Извлекаемые запасы – часть геологических запасов, которая может быть извлечена из залежи при рациональном использовании современных технических средств и систем разработки с учетом допустимого уровня затрат и требований по охране недр.

Те запасы, которые были установлены на момент открытия месторождения, называют *начальными запасами*, запасы месторождения в процессе отбора нефти или газа из залежи – это *текущие запасы* на дату отбора (разработки). Сумма остаточных и текущих запасов всегда должна быть равна величине начальных запасов.

В соответствии с классификацией, вступившей в силу с 01.02.2016, оцениваются следующие категории:

- запасы: А (разбуренные, разрабатываемые), В₁ (подготовленные к промышленной разработке, разрабатываемые отдельными скважинами, не разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, есть технологическая схема или проект – ТСР или ТПР), В₂ (оцененные, не разбуренные, планируемые для разбуривания проектным фондом, включая зависимый, есть ТСР или ТПР), С₁ (разведанные, нет ТСР или ТПР), С₂ (оцененные, нет ТСР или ТПР);
- ресурсы: D₀ (подготовленные), D_л (локализованные), D₁ (перспективные), D₂ (прогнозируемые).

Классификация, применяемая с 2016 г., основывается на экономической эффективности, геологической изученности и степени промышленного освоения. При создании новой классификации разработчиками использовалась рамочная классификация ООН и Международная система SPE/WPG/AAPG.

Подсчетом начальных запасов завершается цикл геологоразведочных работ и начинается этап подготовки залежи УВ к вводу в опытно-промышленную или промышленную разработку.

Оценка запасов нефти может вестись несколькими методами: объемным, методом материального баланса и статистическим. Запасы природного газа считаются объемным методом или методом падения давления. Выбор метода зависит степени разведанности и изученности залежей, т. е. от количества и качества первичных данных и решаемых задач. На начальном этапе разведки, поисков и оценки территорий используется объемный метод, поэтому рассмотрим его более подробно.

Подсчет запасов нефти объемным методом. Основа объемного метода состоит в вычислении массы нефти, заключенной в пустотном пространстве пород-коллекторов, которые слагают залежь, при стандартных условиях.

Для подсчета запасов нефти этим методом применяют следующую формулу (И. С. Гутман, 1989 г.):

$$Q = F h K_{от.п} \beta \zeta \rho \theta, \quad (4.1)$$

где Q – извлекаемые запасы нефти, т; F – площадь нефтенасыщенности, м²; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; $K_{от.п}$ – коэффициент

открытой пористости нефтесодержащих пород, доли ед.; β – коэффициент насыщения пласта нефтью; ζ – коэффициент нефтеотдачи; ρ – плотность нефти на поверхности, т/м³; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, $\theta = 1/b$ (b – объемный коэффициент пластовой нефти).

Подсчет запасов газа объемным методом. Смысл метода, по И. С. Гутману (1985 г.), М. А. Жданову (1975, 1985 г.), В. В. Стасенкову и И. С. Гутману (1989 г.), Т. Г. Бжицких (2011 г.), состоит в определении объема порового пространства пласта-коллектора в пределах залежи и газовых шапок. Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется благодаря своей простоте, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки и при пробной эксплуатации газа.

Формула подсчета запасов газа объемным методом следующая [54]:

$$V = F h K_{отп} f (P_a - P_k \alpha_k) \beta_r K_{гогд}, \quad (4.2)$$

где V – объем извлекаемых (промышленных) запасов газа на дату расчета, м³; F – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м²; h – толщина пористой части газоносного пласта, м; $K_{отп}$ – коэффициент открытой пористости; f – поправка для приведения объема газа к стандартной температуре; P_a – среднее абсолютное давление в залежи газа на дату расчета, МПа; P_k – среднее остаточное абсолютное давление (конечное) в залежи после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления, равного 0,1 МПа; β_r – коэффициент газонасыщенности; $K_{гогд}$ – коэффициент газоотдачи; α_k – поправка на отклонение газов от закона Бойля – Мариота для давления P_k .

Главная особенность объемного метода заключается в том, что он применим, по данным И. М. Жданова (1970 г.), для всех категорий запасов и ресурсов при любом режиме работы залежи. В случае водонапорного режима учет остаточного давления в пласте не производится, в этом варианте в объемной формуле остаточное давление P_k принимается равным нулю [54].

Сложным при подсчете запасов газа является вопрос обоснования коэффициента газоотдачи $K_{гогд}$, так как на начальном этапе поисков и разведки бывает недостаточно данных. Поэтому рекомендуется опера-

тивно пользоваться данными ОАО «Газпром», увязавшего коэффициент $K_{\text{годд}}$ с запасами газа. Им установлено следующее:

а) для месторождений с запасами газа более 1,5–2,0 млрд м³ коэффициент $K_{\text{годд}}$ изменяется в пределах 0,90–0,99 (от первоначальных запасов, подсчитанных с учетом остаточного давления 0,1 МПа);

б) для месторождений с меньшими запасами $K_{\text{годд}}$ колеблется в пределах 0,66–0,80;

в) при вытеснении газа водой из рыхлых песков остаточная газонасыщенность составляет 16 %; для плотных песчаников она колеблется в пределах 25–50 %;

г) промысловые данные изучения керна, взятого в обводненной части газоносной площади, показывают остаточную газонасыщенность в пределах 16,7–21,8 %.

Чисто нефтяные и чисто газовые месторождения в Лено-Тунгусской НГП почти не встречаются, здесь преобладают месторождения сложного фазового состава (нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и нефтегазовые). Все газы месторождений промышленно гелиеносны.

Подсчет запасов конденсата в газоконденсатных залежах. Геологические запасы стабильного конденсата определяются по данным геологических запасов газа в залежи [54] с учетом коэффициента отдачи, который согласно опытным данным, по Ю. А. Котеневу и А. П. Чижову (2011 г.), достигает 0,75.

Подсчет запасов сопутствующих газов и гелия. При подсчете учитывается гелиенасыщенность газов.

Гелиенасыщенность газа представляет собой отношение среднего содержания гелия в газе к общему объему газа и выражается в долях единиц или процентах [54].

Запасы гелия в природных газах вычисляются по формуле

$$V_{\text{He}} = V_{\text{г}} \eta_{\text{He}}, \quad (4.3)$$

где V_{He} – запасы гелия, тыс. м³; $V_{\text{г}}$ – запасы природного газа, тыс. м³; η_{He} – коэффициент гелиенасыщенности природного газа, доли.

Содержание гелия по высоте залежи неодинаково, поэтому гелий рекомендуется отбирать из различных ее частей.

В настоящее время в мировой практике подсчет запасов ведется с учетом рисков. Качественная и количественная оценка рисков геоло-

гораздочных работ является стандартным отраслевым требованием, без которого нефтяные компании не приступают к исследованию новых перспективных нефтегазовых проектов. В таких проектах системы управления направлены на определение основных рисков, геолого-экономическую оценку ресурсов и минимизацию возможного ущерба от рисков [69]. В большинстве случаев зарубежные компании преимущественно используют вероятностную оценку, основной целью которой является подтверждение экономической эффективности объемов работ по изучению структур, включая бурение поисковой скважины [69].

Во многих производственных отчетах последних лет, как правило, рассматривается две модели оценок запасов: детерминированная и вероятностная, принципиально отличные друг от друга.

Отличия детерминированной и вероятностной оценок, геологический риск, неопределенность. Судя по материалам оценки запасов крупными нефтяными компаниями России, со временем вероятностный метод окончательно вытеснит детерминированный. В связи с чем кратко рассмотрим основные отличия данных методов (рис. 4.5) и термины «геологический риск» и «неопределенность», так как это не одно и то же [69].

Геологический риск – вероятность открытия залежи с минимальным объемом углеводородов или с большим. Это вероятность того, будет объект успешным или нет. Питер Р. Роуз связывает риск с вероятностью потерь [69].

Неопределенность – диапазон изменения прогнозных значений запасов предполагаемого месторождения, вероятности его открытия в случае успеха затрат на его поиск и разработку [69]. Диапазон неопределенности имеет вероятностные оценки.

Из сравнения детерминированного и вероятностного методов подсчета следует, что основные их отличия состоят все-таки в вариативности исходных данных и возможности вероятностного подхода к подтверждаемости конечного результата или успешности открытия коммерческого месторождения. Здесь необходимо заметить, что нефтяными компаниями успешность оценивается не минимальным объемом углеводородов, а минимальными дебитами притоков, достаточными для утверждения прироста запасов и постановки их на баланс: >4–5 т/сут для нефти, >25–30 тыс. м³/сут для газа при опробовании в обсаженном



Рис. 4.5. Отличия детерминированной (а) и вероятностной (б) оценок

стволе. Для трудноизвлекаемых запасов эти значения гораздо ниже и определяются для каждого региона отдельно.

Поскольку детерминированный подход к оценке запасов не имеет вариативных процедур, он содержит определенные погрешности, которые зависят от обоснованности параметров подсчета.

Таким образом, **детерминированная оценка** – произведение обоснованных средних значений подсчетных параметров:

$$Q_{\text{извл}} = H_{\text{эф}} S K_{\text{от.п}} k_n \rho_n \theta k_{\text{извл}}, \quad (4.4)$$

где $H_{\text{эф}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; S – площадь, м²; $K_{\text{от.п}}$ – коэффициент открытой пористости; k_n – коэффициент нефтегазо-насыщенности; ρ_n – плотность нефти, кг/м³; θ – пересчетный коэффициент усадки нефти; $k_{\text{извл}}$ – коэффициент извлечения нефти (КИН).

В то время как **вероятностная оценка** – стохастическое моделирование, как правило, методом Монте-Карло. Применяется та же формула определения запасов, но исходными величинами являются статистические распределения параметров S , $H_{\text{эф}}$, $K_{\text{от.п}}$, k_n , ρ_n . Результаты расчетов предоставляются в виде распределения прогнозных запасов, где каждой вероятности соответствует своя величина. Метод применим при оценке запасов недоразведанных месторождений, когда объем данных ограничен.

Цель вероятностной оценки – определить диапазон изменения прогнозных запасов, которые могут быть открыты при проведении поисковых работ, т. е. выявить ключевые значения вероятностей, которые будут характеризовать ширину диапазона неопределенности. Она отражает неопределенность оценки запасов и зависит от неопределенности каждого из исходных подсчетных параметров.

Результаты вероятностной оценки представляются либо в виде частоты распределения прогнозных запасов, либо в виде накопленной частоты (рис. 4.6), где по оси x указывается диапазон изменения запасов, а по оси y – вероятность, каждому значению которой соответствует своя величина запасов.

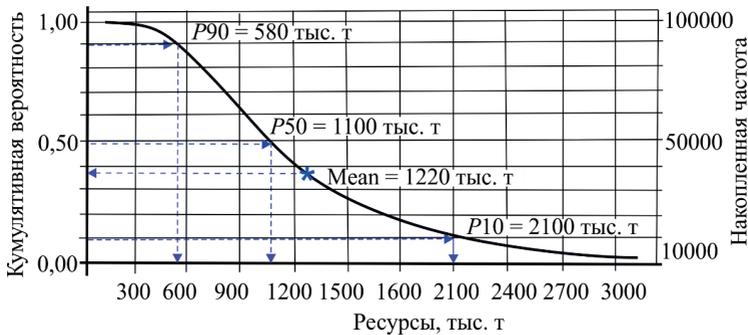


Рис. 4.6. Кумулятивная кривая вероятностей подтверждения ресурсов, оцененных вероятностным методом (по ПАО «НК Роснефть»)

Значения прогнозных запасов, соответствующие определенным вероятностям, могут быть использованы в качестве минимальных – средних – максимальных величин запасов для коммерческих расчетов.

Для этих целей М. И. Бурцев (2006 г.) предлагает применять следующие вероятности оценки запасов (ресурсов): P_{90} – для минимальной (доказанной); P_{50} – для средней (возможной); P_{10} – для максимальной (вероятной).

Также используется величина Mean, которая характеризует среднее значение по всему распределению ресурсов.

В представленном на рисунке случае:

- $P_{90} = 580$ тыс. т означает, что вероятность открытия ресурсов свыше 579 тыс. т составляет 90 %;
- $P_{50} = 1\ 100$ тыс. т – вероятность открытия ресурсов свыше 1 050 тыс. т составляет 50 % («наиболее вероятная оценка»);
- $P_{10} = 2\ 100$ тыс. т – вероятность открытия ресурсов свыше 2 100 тыс. т составляет 10 %.

Выше было дано определение термина «неопределенность» оценки запасов, которая оценивается как соотношение значений P_{10}/P_{90} . Чем меньше неопределенность в оценке параметров, тем меньше соотношение P_{10}/P_{90} . В практике вероятностной оценки запасов и ресурсов используются следующие диапазоны изменения соотношения P_{10}/P_{90} по оцениваемому объекту в зависимости от изученности (табл. 4.6).

Таблица 4.6

Значения величины P_{10}/P_{90} в зависимости от изученности
(по данным ПАО «НК Роснефть»)

Категории объектов оценки	P_{10}/P_{90}
Открытые месторождения	2,2–7,0
Неоткрытые пласты на открытых месторождениях	5–25
Структуры:	
непосредственно примыкающие к открытым месторождениям	10–120
находящиеся близко от открытых месторождений или в регионе, где есть открытые месторождения	55–250
находящиеся в регионе, где нет открытых месторождений	120–650

Оценка ресурсов с использованием вероятностных параметров – процедура достаточно длительная, сложная и ответственная. Она тре-

бует применения соответствующего дорогостоящего программного обеспечения и опыта такой работы, поэтому для получения общих представлений в пособии были приведены только основы метода.

Завершая данную главу, необходимо уточнить, что геологический риск неприемлем для оценки запасов единичного поискового объекта, так как величины прогнозных запасов по отношению к ключевым вероятностям (P_{10} , P_{50} , P_{90}) для такого объекта не имеют ценности.

Операция оценки прогнозных запасов с учетом рисков имеет смысл, когда применяется одновременно к нескольким поисковым единицам (совокупность возможных перспективных пластов какого-либо объекта или нескольких перспективных объектов в пределах оцениваемой площади).

Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите основные элементы залежей и дайте их определения.
2. Какие типы месторождений по приуроченности к различным ловушкам предложил выделять А. А. Бакиров?
3. Как классифицируются месторождения нефти и газа по типам флюидов и рабочим дебитам?
4. Как классифицируются месторождения нефти и газа по величине запасов и сложности геологического строения?
5. В чем отличие категорий запасов и ресурсов по классификации 2001 г. и новой классификации, действующей с 01.01.2016?
6. Перечислите категории объектов вероятностной оценки запасов и раскройте значения величин P_{10}/P_{90} для них.

Задания

Задание 1

Постройте структурную карту по кровле ванаварской свиты венда и геологический разрез вдоль или поперек структуры, осложненной разрывами.

Задание выполняется в электронном виде (текст *.doc; граф. прил. *.cdr; *.jpg или в виде файлов Surfer 8 или 10). Графические построения допускается проводить на миллиметровой бумаге формата А3, используя схему скважин (рис. 4.7).

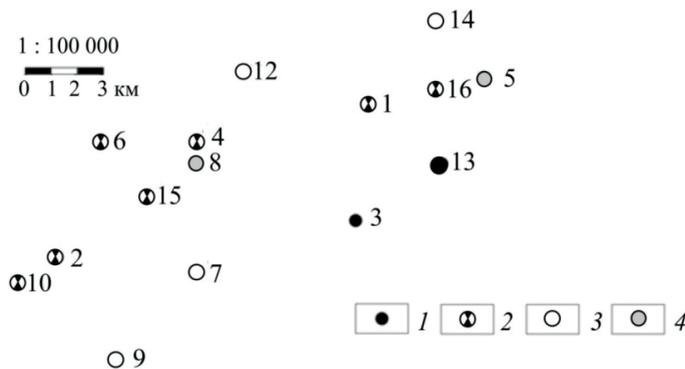


Рис. 4.7. Схема расположения скважин. Результаты исследования пласта В₁:
1 – нефть; 2 – газ с конденсатом; 3 – вода; 4 – продуктивные по ГИС

При выполнении работы в электронном виде используются координаты скважин из табл. 4.7. В этой же таблице представлены стратиграфические разбивки разреза всех скважин и их альтитуды для определения абсолютных отметок стратиграфических границ. Положение флюидных контактов и высоты залежей пластов В₁–В₅ приведены в табл. 4.8. Пример построения геологического профиля демонстрируется на рис. 4.8.

Основные понятия. К основным понятиям относятся структурная карта и геологический профиль.

Карта – уменьшенное изображение при помощи условных знаков всей земной поверхности или ее частей в определенной картографической проекции на плоскости. Карты бывают топографические, географические, геологические, геофизические, структурные, плотностей ресурсов и запасов углеводородов и др.

Стратиграфические разбивки скважин

Стратиграфические подразделения		Скв. 2, А* = 323, Н = 2 697		Скв. 3, А = 238, Н = 2 666		Скв. 4, А = 326, Н = 2 702		Скв. 5, А = 324, Н = 2 688		
Система, отдел	Индекс свиты	Интервал, м	Толщина, м	Интервал, м	Толщина, м	Интервал, м	Толщина, м	Интервал, м	Толщина, м	
V	V-C ₁	2 255–2 318	63	2 230–2 295	65	2 247–2 311	64	2 253–2 316	63	
	V	V _{аб}	2 318–2 418	100	2 295–2 392	97	2 311–2 408	97	2 316–2 414	98
		V _{кг}	2 418–2 533	115	2 392–2 506	114	2 408–2 523	115	2 414–2 524	110
		V _{оск}	2 533–2 600	67	2 506–2 568	62	2 523–2 588	65	2 524–2 582	58
		V _{vn}	2 600–2 688	88	2 568–2 649	81	2 588–2 670	82	2 582–2 668	86
R ₃	R _{3pg}	2 688–2 697	9 (вскр.)**	2 649–2 666	17 (вскр.)	2 670–2 702	32 (вскр.)	2 668–2 688	20 (вскр.)	
x***		102°47'41"		102°59'02"		102°53'07"		103°05'18"		
y		60°11'01"		60°11'21"		60°13'19"		60°14'18"		

* А – альтитула, м.

**Вскр. – вскрытая толщина пород.

*** Для пересчета координат в десятичные можно воспользоваться сайтом: URL: <http://www.latlong.ru/>.

Продолжение табл. 4.7

Стратиграфические подразделения		Скв. 6, $A = 344, H = 2\ 782$		Скв. 7, $A = 310, H = 2\ 715$		Скв. 8, $A = 323, H = 2\ 700$		Скв. 9, $A = 343, H = 2\ 777$	
Система, отдел	Индекс свиты	Интервал, м	Толщина, м						
V	$V-C_{1in}$	2 285–2 349	64	2 285–2 348	63	2 246–2 310	64	2 327–2 392	65
	V_{sb}	2 349–2 447	98	2 348–2 446	98	2 310–2 408	98	2 392–2 492	100
	V_{kg}	2 447–2 564	117	2 446–2 563	117	2 408–2 524	116	2 492–2 608	116
	V_{esk}	2 564–2 631	67	2 563–2 630	67	2 524–2 590	66	2 608–2 678	70
	V_{vn}	2 631–2 712	81	2 630–2 715	85 (вскр.)	2 590–2 689	101	2 678–2 771	93
R_3	R_{3rg}	2 712–2 782	70 (вскр.)	0–431	431 (187)	2 689–2 700	11 (вскр.)	2 771–2 777	6 (вскр.)
	x	102°49'26"		102°52'57"		102°53'04"		102°49'12"	
	y	60°13'26"		60°10'38"		60°13'02"		60°08'58"	

Стратиграфические подразделения		Скв. 10, A = 320, H = 2 711		Скв. 12, A = 410, H = 2 785		Скв. 13, A = 346, H = 2 689		Скв. 14, A = 319, H = 2 727	
Система, отдел	Индекс свиты	Интервал, м	Толщина, м						
V	V-C ¹ _{tu}	2 258–2 324	66	2 378–2 441	63	2 264–2 328	64	2 313–2 375	62
	V _{sb}	2 324–2 422	98	2 441–2 541	100	2 328–2 426	98	2 375–2 474	99
	V _{kg}	2 422–2 539	117	2 541–2 656	115	2 426–2 536	110	2 474–2 586	112
	V _{osk}	2 539–2 610	71	2 656–2 721	65	2 536–2 597	61	2 586–2 647	61
R ₃	V _{vn}	2 610–2 701	91	2 721–2 785	64 (вскр.)	2 597–2 666	69	2 647–2 727	80 (вскр.)
	R _{3pg}	2 701–2 711	10 (вскр.)	–	–	2 666–2 689	23 (вскр.)	–	–
x		102°43'39"		102°55'26"		103°03'30"		103°02'42"	
y		60°09'50"		60°14'48"		60°12'36"		60°15'04"	

Стратиграфические подразделения		Скв. 15, A = 354, H = 2 720		Скв. 16, A = 279, H = 2 650		Скв. 1, A = 364, H = 2 740	
Система, отдел	Индекс свиты	Интервал, м	Толщина, м	Интервал, м	Толщина, м	Интервал, м	Толщина, м
V-C ₁	V-C ¹ _{tu}	2 286–2 349	63	2 196–2 257	61	2 296–2 357	61
	V _{sb}	2 349–2 447	98	2 257–2 353	96	2 357–2 457	100
V	V _{kg}	2 447–2 564	117	2 353–2 464	111	2 457–2 569	112
	V _{osk}	2 564–2 631	67	2 464–2 526	62	2 569–2 635	66
	V _{vn}	2 631–2 715	84	2 526–2 595	69	2 635–2 715	80
R ₃	R _{3pg}	2 715–2 720	5 (вскр.)	2 595–2 650	55 (вскр.)	2 715–2 740	25 (вскр.)
x		102°50'17"		102°38'05"		102°57'01"	
y		60°12'31"		59°33'41"		60°13'27"	

Таблица 4.8

Положение флюидных контактов и высоты залежей пластов В₁–В₅

Залежь	Принятые положения, м			Высота залежи, м		Расстояние от кровли V _{вн} до кровли пласта	Толщина пласта общая, м
	ГНК	ГВК*	ВНК	газа	нефти		
В ₁ – юго-запад	-2 306		-2 322	25	16	15–17	20
В ₁ – северо-восток	-2 284		-2 291	32	7		
В ₂ – юго-запад	-2 325		-2 342	22	19	35–37	12
В ₂ – северо-восток			-2 323		44		
В ₃₋₅ – северо-восток: газ нефть		-2 304		8		45–47	25–27
					-2 326		

* ГВК – газовойдной контакт.

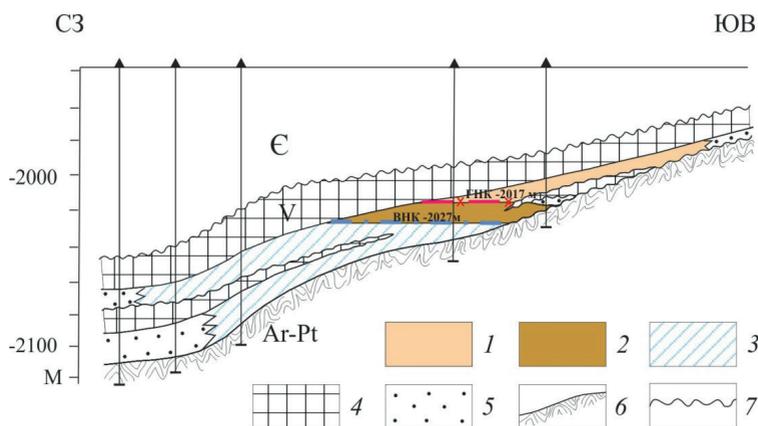


Рис. 4.8. Пример оформления профильного геологического разреза через Дулисьминское месторождение нефти и газа (по А. С. Анциферову и др., 1986): 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – глинисто-алевритовые породы; 5 – непроницаемые песчаники; 6 – кристаллический фундамент; 7 – стратиграфическое несогласие

Структурная карта, или *карта изогипс* – графическое масштабированное изображение на плоскости значений абсолютных отметок кровли или подошвы пласта, опорного отражающего горизонта в сейсморазведке и др. Основой графического изображения на структурной карте являются *изогипсы* – линии равных абсолютных отметок.

На структурной карте условными знаками показываются и складки, и разрывные нарушения, а также другая необходимая информация. Структурные построения осуществляются на основе данных сейсмо-разведки и/или буровых работ. В данном конкретном задании для упрощения используются только материалы буровых работ (см. табл. 4.7).

Геологический профиль – это также графическое изображение строения геологического пространства только на вертикальную плоскость. В данном задании он строится через скважины 12, 4, 8, 7 или 12, 1, 13. По желанию студента направление профиля может быть изменено. На профиле изображаются последовательность напластования горных пород венд-кембрийского, вендского и рифейского возраста, с которыми связывается продуктивность данного месторождения [10], характер взаимоотношений, условия залегания, флюидные контакты залежей пластов V_1 – V_3 . Горизонтальный масштаб геологического профиля должен соответствовать масштабу карты. Для несложных профилей допускается превышение вертикального масштаба над горизонтальным не более 10 раз, чтобы не потерять наглядность профиля.

Краткое описание характеристик пластов ванаварского резервуара. *Пласт V_1* находится в 3–4 м от кровли ванаварской свиты и состоит из нескольких (от 2 до 6) проницаемых прослоев толщиной от 0,4 до 2,0 м. Общая толщина пласта V_1 изменяется по площади месторождения от 15 до 26, в среднем составляя 17 м.

Пласт V_2 отделен от пласта V_1 пачкой аргиллитов толщиной от 10 до 16 м. Пласт неоднородный, состоит из нескольких проницаемых прослоев, толщина которых меняется от 0,4 до 7,0 м. Общая толщина пласта 7–9 м. Слагают его песчаники кварцевые.

Пласт V_3 отделен от пласта V_2 пачкой аргиллитов толщиной 17–25 м и состоит из одного, реже 2–3 прослоев песчаников. Пласт V_3 отделен от пласта V_4 невыдержанной алевритоглинистой перемычкой (1,5–5,0 м).

Пласт V_4 в основном однородный, иногда встречается в нижней части прослой алевролита толщиной от 0,4 до 1,0 м. Представлен пласт кварцевыми песчаниками разномерными, в нижней части с прослоями гравелитов.

Пласт V_5 является базальным горизонтом ванаварской толщи и залегает на эрозионной поверхности рифейского комплекса. Пласт отделен от пласта V_4 глинисто-алевролитовым пластом толщиной от 2

до 5 м, сложен преимущественно из песчаников и гравелитов с прослоями алевролитов.

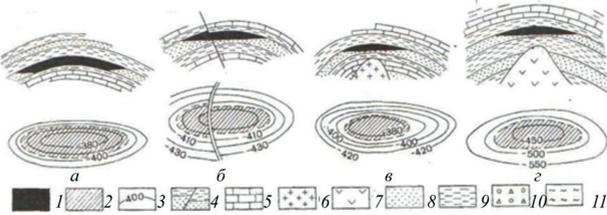
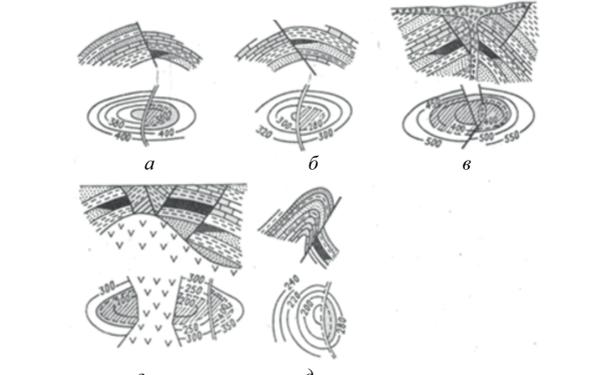
Пласт состоит из нескольких (от 2 до 5) прослоев песчаников толщиной 0,6–4,0 м. Суммарная эффективная толщина изменяется по площади месторождения от 1,0–3,6 до 22,2 м, в среднем составляет 10–16 м.

Задание 2

1. На основании табл. 4.9, теоретического материала и рекомендованных литературных источников внимательно изучите рисунки и, приняв для описания ловушек генетическую классификацию А. А. Бакирова, определите группу и подгруппу залежей для заданного преподавателем варианта.

Таблица 4.9

Варианты заданий (по Э. А. Бакирову, 1990; А. А. Бакирову, 1968)

Вариант	Класс	Группа и подгруппа
1	Сводовые*	
2	Тектонически экранированные	

Вариант	Класс	Группа и подгруппа
3	Приконтактные залежи	
4	Висячие залежи антиклинальных структур	
5	Ловушки и залежи моноклиналей	
6	Залежи рифогенных образований	
7	Залежи в литологически ограниченных ловушках**	

Вариант	Класс	Группа и подгруппа
8	Стратиграфические ловушки и залежи	

* Условные обозначения к варианту 1: 1 – нефть в профиле; 2 – нефть в плане; 3 – стратоизогипсы по кровле продуктивного пласта; 4 – нарушения; 5 – известняки; 6 – вулканогенные образования; 7 – соляной шток; 8 – пески; 9 – глины; 10 – грязевой вулкан и диапиры; 11 – мергели.

** Условные обозначения к варианту 7: 1 – линия выклинивания коллектора; 2 – асфальтовая пробка.

2. Найдите в литературе на разрезах месторождений нефти и газа различных регионов природные резервуары всех типов и опишите их.

5. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ЗЕМНОЙ КОРЕ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Месторождения нефти и газа в мире встречаются во всех геологических системах в стратиграфическом диапазоне от верхнего протерозоя (рифей – венд) до палеоцена. Такой широкий диапазон обусловлен многими факторами, поэтому геологов интересуют закономерности формирования залежей и распространенность их в осадочном чехле.

Очевидно, что эти закономерности по своей сути являются основными критериями оценки перспектив нефтегазоносности на региональном и поисковом этапах геологоразведочных работ.

Немаловажен также вопрос о том, почему на одних территориях обнаруживаются только нефтяные или газовые месторождения, а на других – их сочетание. Для ответа на этот вопрос необходимы знания о способах разделения осадочных бассейнов по геолого-тектоническому строению, литолого-фациальному составу толщ, слагающих осадочный чехол, геохимических и гидрогеологических условиях в недрах.

Другой очень важный аспект деятельности геолога – это умение составлять, анализировать сводные карты нефтегазогеологического районирования и оценивать ресурсный потенциал объектов, выделяемых геолого-геофизическими методами, используя закономерности и критерии формирования промышленных скоплений нефти и газа.

В настоящее время наука обладает достаточно глубокими знаниями об условиях образования и закономерностях размещения месторождений нефти и газа в земной коре. На этой основе можно сформулировать принципы прогнозирования нефтегазоносности недр.

Комплексный анализ условий размещения скоплений нефти и газа в различных геологических условиях свидетельствует о том, что формирование залежей углеводородов в осадочном чехле обусловлено совокупностью геолого-геофизических факторов, что в конечном счете и предопределяет закономерности размещения скоплений нефти и газа по разрезу и площади осадочного чехла.

Ниже сформулируем основные закономерности размещения залежей углеводородов в осадочном чехле и принципы нефтегазогеологического районирования нефтегазовых территорий.

5.1. Закономерности распределения в земной коре скоплений нефти и газа

Закономерности размещения нефтяных, газонефтяных и газовых месторождений рассматривались многими исследователями, в частности А. А. Бакировым (1959, 1962, 1971); В. Г. Васильевым, А. В. Александровым, А. Д. Бренд (1969); М. И. Варенцовым, М. В. Дорожко, Е. Л. Меламуд, Г. Е. Рябухиным (1967, 1969); Ф. Г. Гурари (1967); А. Э. Конторовичем (1967); М. К. Калинин (1964); А. В. Клубовым (1968); Н. Т. Линдртон (1969); А. А. Трофимуком (1969); В. С. Вышемирским (1969); С. Н. Гуляевым (1975); В. И. Высоцким (1978); В. Г. Васильевым (1983) и др. Из зарубежных исследователей следует упомянуть Э. Вудроф, Ч. Шухерт, (1919), А. И. Леворсена (1958, 1970); Дж. Ханта (1982) и др. Их данные и материалы других исследователей свидетельствуют о наличии закономерностей в распределении скоплений углеводородов в недрах.

Скопления нефти и газа известны в отложениях всех возрастов, начиная от архея – протерозоя и заканчивая верхним плиоценом. Однако в общем балансе запасов нефти и газа скопления в докембрийских и четвертичных отложениях в мире существенной роли не играют.

Залежи углеводородов в разрезе литосферы и по приуроченности к классам месторождений распределены неравномерно. В мире на глубинах 1–3 км сосредоточено 90 % общих запасов, в России на глубинах до 3 км локализовано 95 % нефти и 88 % газа [19]. Ю. А. Котенев и А. П. Чижов показали, что к пластово-сводовым залежам приурочено около 33 % геологических запасов, к массивным – 57 %, к литологическим – примерно 7 % и только незначительная часть запасов связана с другими сложно построенными залежами [54].

В пределах нефтегазоносной провинции регионально нефтегазоносные комплексы в большинстве случаев содержат нефтегазоматеринские породы, которые сформировались в благоприятных палеогеогра-

фических условиях в период прогибания бассейна седиментации, что способствовало развитию процессов нефтегазообразования.

В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов показали, что в отдельных нефтегазоносных провинциях отложения одних и тех же литолого-стратиграфических комплексов, которые накапливались в близких или даже одинаковых палеогеографических и палеогеохимических условиях, в одних областях могут быть регионально продуктивны, а в других – нет. По их мнению, это обусловлено тем, что региональная нефтегазоносность связана с территориями, длительное время испытывавшими значительное прогибание [30].

Рифейские, вендские и кембрийские отложения на Сибирской платформе регионально нефтегазоносные, в то время как за рубежом в кембрийских отложениях обнаружено только одно уникальное нефтяное месторождение Хасси-Мессауд, расположенное в Алжире на своде Эль-Биод.

В ордовике и силуре уникальных месторождений нефти не выявлено, причем в них редко встречаются и крупнейшие залежи. Это объясняется С. Н. Гуляевым (1975 г.) отсутствием в благоприятных тектонических условиях достаточно мощных регионально выдержанных проницаемых комплексов в этих отложениях.

В осадочном чехле наблюдается зональность в размещении скоплений преимущественно нефти или же совместно нефти и газа и отсутствует зональность в распределении газа. Это объясняется тем, что масштабы разрушения газовых скоплений значительно больше, чем нефтяных, вследствие постоянной диффузии, всплывания и фильтрации газа.

Распространение в карбонатных породах уникальных залежей ограничивается стратиграфической и палеогеографической границами. Например, на Сибирской платформе уникальные по запасам залежи нефти и газа в карбонатах рифея ограничены довендским стратиграфическим перерывом.

По данным С. Н. Гуляева (1975 г.), месторождения на платформах находятся в нижних частях трансгрессивного и регрессивного циклов, выше и ниже осадков, отвечающих максимуму трансгрессий. Наибольшее количество нефтяных и газовых гигантов связано с альбсеноманской терригенной базальной толщей верхнемеловой максимальной трансгрессии. В краевых прогибах залежи располагаются в нижней

части регрессивного цикла и в карбонатах в значительной степени определяются трещиноватостью.

Газовые гиганты на платформах находятся под мощными глинистыми и галогенными покрывками, а в краевых прогибах – только под галогенными, что является необходимым условием для их образования. В земной коре единичные уникальные и крупные месторождения нефти и газа, как правило, не встречаются. Они группируются в зоны нефтегазоаккумуляции, совокупность которых, в свою очередь, образует нефтегазоносные области, которые объединяются в крупные нефтегазоносные провинции.

Определяющими условиями регионального нефтегазоаккумуляции, по мнению Ю. А. Котенева, А. П. Чижова, нужно считать геотектонические факторы: «...наиболее крупные скопления закономерно связаны со следующими тектоническими элементами земной коры: 1) валлообразными и сводовыми поднятиями, склонами молодых и древних платформ, обращенными к прогибам; 2) бортовыми зонами крупных внутригеосинклинальных впадин; 3) склонами краевых прогибов...» [54].

В глобальном размещении нефти и газа существует определенная зональность. Она может быть вертикально-стратиграфической, латеральной и геоструктурной. Для правильного ведения поисковых работ это требует разделения нефтегазоносных территорий по типам нефтегазоносности.

5.2. Нефтегеологическое районирование

Нефтегеологическое районирование – один из способов разделения осадочных бассейнов по геолого-тектоническому строению, литолого-фациальному составу слагающих его комплексов, генетическим признакам и нефтегазоносности осадочных формаций, т. е. разделение на родственные категории, группы и классы.

Принципы нефтегеологического районирования впервые применены академиком И. М. Губкиным в 1934 г. при описании нефтяных месторождений мира. Он выделил как самостоятельные нефтегазогеологические объекты нефтегазоносные провинции, области и районы [30]. Эти принципы выдержали испытание временем и использу-

ются до сих пор в нефтегазопроисковой практике [30], поэтому будем придерживаться традиционных принципов, сформулированных российскими учеными и практиками, которые в дальнейшем существенно доработали теорию нефтегазогеологического районирования. К ним в первую очередь относятся А. А. Бакиров, И. О. Брод, Н. И. Буялов, М. И. Варенцов, Н. Б. Вассоевич, И. В. Высоцкий, Г. А. Габриэлянц, Г. Х. Дикенштейн, Л. П. Зоненшайн, Н. А. Еременко, Ю. А. Косыгин, К. А. Клещев, А. Я. Креме, Н. А. Крылов, С. П. Максимов, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, В. Б. Оленин, Г. Е. Рябухин, В. В. Семенович, Б. А. Соколов, А. А. Трофимук, А. В. Ульянов, Н. Ю. Успенская, Г. А. Хельквист, В. Е. Хаин и др. В зарубежной геологической истории это К. Буш, П. Вуд, Э. Вудров, А. Леворсен, Э. Лиллей, В. Линк, И. Клемме, Ф. Норт, А. Перрадон, Т. Томпсон, Ч. Шухерт, Л. Уикс, М. Халбоути, К. Хафф и др. При разработке принципов и категорий нефтегазогеологического районирования названные ученые и многие другие исследователи этой области не смогли создать окончательную единую концепцию нефтегазогеологического районирования ни на глобальном, ни на региональном уровнях [36].

Резюмируя вышеизложенное, отметим, что принципы и результаты данных исследователей, несомненно, должны быть использованы при выделении и классификации нефтегазоносных территорий, при этом следует принять за основу «... тектонический, литолого-фациальный, геохимический, гидрогеологический и иные факторы с учетом геолого-исторического развития...» бассейнов [30].

Основные подразделения нефтегазоносных территорий. Типы регионально нефтегазоносных территорий и их классификация в пособии приняты по А. А. Бакирову (1990 г.) на основе классификации, разработанной им в 1954–1959 гг. Эта классификация базируется на тектоническом принципе, согласно которому регионально нефтегазоносные территории разделяются на категории и группы. Эти таксономические единицы выделены по приуроченности к крупным геоструктурным элементам платформенных, складчатых и переходных территорий, сходных по геологическому строению и истории развития.

В качестве основных подразделений, следуя схеме, предложенной И. М. Губкиным, А. А. Бакировым (1990 г.), рекомендуется выделять нефтегазоносные пояса, провинции, области и районы (рис. 5.1).



Рис. 5.1. Схема нефтегазогеологического районирования (по А. А. Бакирову, 1990, с изменениями)

Нефтегазоносный пояс – сочетание нефтегазоносных провинций в пределах той или иной системы складчатости, генетически связанных с ее формированием [30]. Л. В. Каламкарсов совокупность нефтегазоносных провинций именуется мегапровинцией [36], например Восточно-Сибирская мегапровинция. Эта провинция охватывает Сибирскую платформу и ограничивающие ее прогибы и полностью соответствует понятию «нефтегазоносный пояс».

Нефтегазоносная провинция – категория нефтегазогеологического районирования, объединяющая смежные нефтегазоносные области с одинаковыми чертами региональной геологии, в том числе стратиграфическим положением регионально нефтегазоносных отложений в разрезе.

По принадлежности к платформенным, переходным и складчатым территориям выделяются три типа нефтегазоносных провинций: платформенные, складчатые, переходные. Нефтегазоносные области платформ связаны со сводовыми поднятиями, платформенными впадинами, поднятиями внутриплатформенных складчатых сооружений, внутриплатформенными грабенами-авлакогенами и др. Нефтегазоносные

области складчатых территорий могут быть приурочены к межгорным впадинам, грабенам, срединным массивам [21].

Нефтегазоносная область – территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов, характеризующихся общностью геологического строения и истории развития, включая палеогеографические и литолого-фациальные условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в течение длительных периодов геологической истории [30].

Зона нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) – ассоциация смежных и близких по своему геологическому строению месторождений нефти и газа, приуроченных к определенной группе генетически связанных между собой локальных ловушек [21]. Это синоним термина «зона аккумуляции», который не является единицей нефтегазогеологического районирования, а скорее зоной современной нефтегазоносности. Однако на практике уже привился термин «зона нефтегазоаккумуляции», поэтому будем использовать его в дальнейшем. Такие зоны являются основными объектами поисково-разведочных работ. Типичным примером может служить Юрубчено-Тохомская зона в Байкитской нефтегазоносной области (рис. 5.2). На рис. 5.2 видно, что на северо-востоке Юрубчено-Тохомская зона не имеет замкнутых контуров. Данный факт связан с условностями картирования зоны распространения вендских толщ и, как следствие, стратификации нефтяной залежи Шушукского месторождения.

Единой классификации зон нефтегазоаккумуляции не разработано [21]. В настоящее время одним из основных принципов их выделения, по мнению большинства исследователей (А. А. Бакирова, А. Э. Конторовича, Б. А. Соколова, А. А. Трофимука и др.), является преобладающий генетический или морфологический тип ловушек нефти и газа.

При этом признается необходимость генетического единства процессов образования залежей нефти и газа в пределах выделенных зон, а также процессов дальнейшей эволюции и сохранности уже образованных залежей.

В качестве основы для выделения зон нефтегазоаккумуляции А. А. Трофимук (1982 г.) предлагает использовать границы распространения залежей определенного типа, которые выделены с учетом их палеотектонического и современного структурного положения. Следовательно,

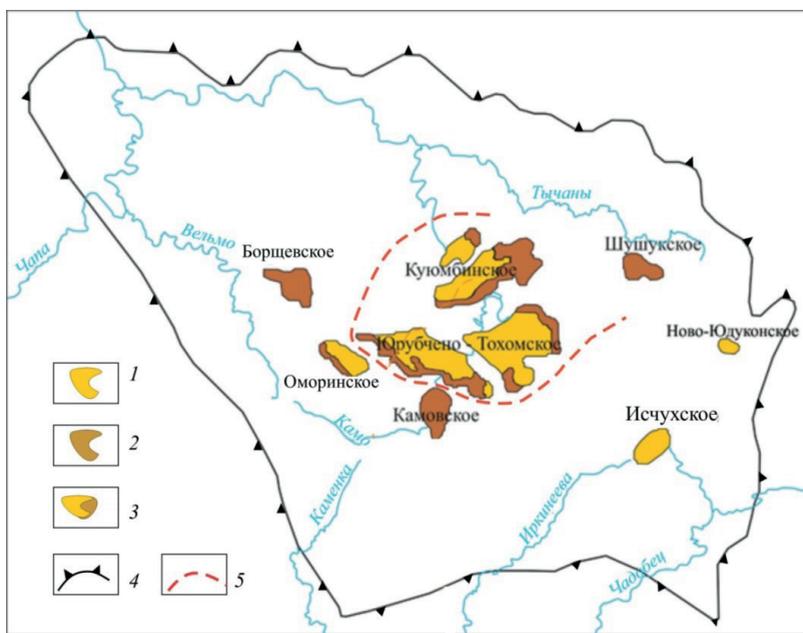


Рис. 5.2. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции в рифее: 1–3 – месторождения: (1 – газовые, 2 – нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные); 4 – границы Байкитской НГО; 5 – границы Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции

любая зона нефтегазоаккумуляции представляет собой систему ловушек разного типа, в которых в соответствии с принятой моделью формирования месторождений УВ можно предполагать наличие промышленных скоплений нефти и газа, сохранившихся до наших дней [89].

В основу классификации зон нефтегазоаккумуляции А. А. Бакировым положен принцип выделения генетически различных их типов с учетом геологических факторов, обуславливающих особенности формирования зон каждого типа. В соответствии с классами залежей выделены и аналогичные типы зон нефтегазоаккумуляции (см. гл. 4, табл. 4.1).

А. Н. Дмитриевский (1989 г.) предложил генетическую классификацию зон нефтегазоаккумуляции, учитывающую их основные генетические типы, отражающую специфику процессов нефтегазообразования, накопления и сохранности залежей (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Генетическая классификация зон нефтегазоаккумуляции
(по А. Н. Дмитриевскому, 1989, с изменениями)

Генетические классификационные признаки	Классы зон нефтегазоаккумуляции	Подклассы зон нефтегазоаккумуляции
I. Преобладающий тип локальных ловушек	Структурные	–
	Литолого-стратиграфические	
	Литологические	
II. Время образования локальных ловушек УВ относительно процессов осадконакопления	Конседиментационные	Постседиментационные
	Смешанного генезиса	
III. Пространственное отношение к основным источникам генерации УВ	Внешнегенерационные	Монофронтальные
		Полифронтальные
IV. Сохранность залежей	Весьма хорошие	$P = 0,90$
	Хорошей сохранности	$P = 0,75$
	Удовлетворительной сохранности	$P = 0,50$
	Слабой сохранности	$P = 0,20$
	Плохой сохранности	$P = 0,05$
V. Фазовое состояние УВ в залежах	Нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой	$K_{\phi} > 0,75^{**}$
	Газоконденсатнонефтяные	$0,50 < K_{\phi} < 0,75;$
	Нефтегазовые или нефтегазоконденсатные	$0,25 < K_{\phi} < 0,50$
	Газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой	$K_{\phi} < 0,25$
VI. Перспективы нефтегазоносности, т УУВ*/км ²	Высокоперспективные	Более 100 тыс.

* УУВ – условные углеводороды.

** $K_{\phi} = V_n / (V_n + V_i)$ – это отношение объема нефтенасыщенной части залежи V_n к объему всей залежи $(V_n + V_i)$.

Выделение подклассов по категориям, степени сохранности залежей УВ и фазовому составу носит качественный характер и затрудняет

ранжирование зон по степени сохранности залежей. Ниже рассмотрим вариант возможной количественной оценки степени сохранности залежей (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Критерии определения сохранности залежей

Параметр	Баллы				
	1	2	3	4	5
Литологический состав покрывающих пород	Прослои песчаников	Прослои алевролитов и углей	Карбонатные	Глинистые	Эвапоритовые
Распределение проницаемых прослоев в покрывающих породах	Равномерное	Преимущественно в средней	Преимущественно в верхней	Преимущественно в средней	Преимущественно в нижней
Тип покрывающей залежь	Оценивается неоднозначно	Неполная	Локальная	Полная	Региональная
Наличие нарушений на локальной структуре	Выходы нефти и газа на поверхность в районе месторождения	Наличие нефтегазовых проявлений в покрывающих породах	Присутствуют с большой амплитудой в своде структуры	Присутствуют мелкие с малой амплитудой на крыльях структуры	Отсутствуют
Условия сохранности залежи (вероятность P)	Плохие (0,05)	Слабой сохранности (0,2)	Удовлетворительные (0,5)	Хорошие (0,75)	Весьма хорошие (0,90)
Риск	Абсолютный	Большой	Умеренный	Приемлемый	Практически отсутствует
Группа покрывающих пород по А. А. Ханнину	Е	Д	С	В	А
Экранирующая способность покрывающих пород	Низкая	Пониженная	Средняя	Высокая	Весьма высокая

Группы зон нефтегазонакопления иногда объединяют в нефтегазоносные районы.

Нефтегазоносный район – часть нефтегазоносной области, выделяемая по геоструктурному или иногда по географическому признаку [53].

В трактовке И. Х. Абрикосова и И. С. Гутман (1982 г.) это территория, расположенная, как правило, в пределах одного или нескольких средних тектонических элементов или их частей, характеризующихся распространением одноименных продуктивных горизонтов, близкими глубинами их залегания, сходными типами месторождений нефти и газа и фазовыми состояниями углеводородов в залежах. Основные признаки нефтегазоносного района: геоструктурная характеристика, строение приуроченных к нему месторождений (или зон нефтегазонакопления), возраст нефтегазоносных комплексов, условия накопления и залегания нефти и газа, фазовое состояние углеводородов в залежах.

По фазовому составу залежей и соотношению разведанных запасов нефти и газа нефтегазоносные районы подразделяют на нефтеносные (нефти более 90 %), газоносные (газа свыше 90 %). По преобладанию того или иного флюида районы делят на нефтегазоносные и газонефтеносные [89].

Вне нефтегазоносной области в отдельных случаях при убедительном обосновании можно выделить **самостоятельный нефтегазоносный район**.

Однозначных критериев выделения самостоятельных нефтегазоносных районов не разработано. Процедура их выделения остается индивидуальной, однако во всех случаях учитываются общие принципы выделения нефтегазоносных районов в составе нефтегазоносной области в зависимости от различий процессов образования и сохранности залежей, которые протекали более или менее автономно или характеризовались определенным сходством.

В качестве примера рассмотрим критерии выделения некоторых самостоятельных нефтегазоносных районов в Лено-Тунгусской НГП.

Принципиальные отличия *Нижнеангарского СНГР* от смежных структурных элементов (Байкитская антеклиза) послужили его выделению в самостоятельный нефтегазоносный район. В тектоническом плане здесь выделяется рифейский прогиб, начинающийся от Енисей-

ского кряжа и прослеживающийся вглубь платформы. Авлакоген проявлен в отложениях рифейского структурного яруса значительными увеличениями толщин осадочных отложений и ограничен субвертикальными разломами. Его южная часть осложнена контрастными дислокациями герцинского возраста, которые были объединены Т. Н. Спиджарским (1958 г.) в Ангарскую зону складок (АЗС).

Турухано-Норильский СНГР территориально соответствует Турухано-Норильской гряде. Она протягивается вдоль западного края Сибирской платформы и включает Курейско-Бакланихинский и Хантайско-Рыбнинский мегавалы. Толщина осадочного чехла 2–5 км. Разрез представлен отложениями рифея, венда и палеозоя. Траппы приурочены в основном к средне- и верхнепалеозойским породам. Мегавалы разбиты системой продольных разломов амплитудой до 3 км (Стрельногорский и Вороновский разломы) и осложнены высокоамплитудными валами и локальными структурами. Восточное крыло гряды крутопадающее, в его пределах отмечается наклонное залегание пермских отложений, прорванных траппами. Предполагается, что формирование Турухано-Норильской гряды связано с заключительным этапом развития герцинской складчатой системы Западной Сибири в раннетриасовое время. Этим СНГР отличается от примыкающего с востока Бахтинского мегавыступа, входящего в состав Южно-Тунгусской нефтегазоносной области.

Здесь на Сухотунгусской, Подкаменной и Нижнелетнинской площадях открыто несколько залежей нефти и газа.

Перспективы нефтегазоносности самостоятельных нефтегазоносных районов часто не столь велики, что видно из приведенных примеров.

Выше было рассмотрено районирование регионально нефтегазоносных территорий. В то же время нефтегазоносность крупных территорий многоэтажна и охватывает большой стратиграфический диапазон [19].

Нефтегеологическое районирование осадочных бассейнов крупных седиментационных циклов. По данным В. Ю. Керимова и других авторов [21], нефтегазоносные провинции по типу осадочных отложений обычно охватывают несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью целого ряда крупных структурных элементов или даже всей геологиче-

ской провинции. В связи с этим изучение нефтегазоносности и оценка углеводородного потенциала в каждой нефтегазоносной области должны проводиться отдельно для каждого цикла литогенеза. Это диктует необходимость выделения в пределах провинции крупных структурных элементов, к которым могут быть приурочены нефтегазоносные области или зоны нефтегазонакопления, соответствующие определенным циклам осадконакопления и характеризующиеся своими палеотектоническими, литолого-фациальными и палеогидрогеологическими и другими условиями.

Пристальное внимание современные геологи, особенно зарубежные, обращают на геохимические и геотермические условия развития территории в разные эпохи или века.

Выделение областей проводят по *геохимическим условиям* осадконакопления и захороненного с осадками ОБ:

- по *геохимическим фациям*, характеризующимся по типам обстановок (восстановительная, окислительная или смешанная – окислительно-восстановительная); типам исходного ОБ (гумусовое, сапропелевое, смешанное); степени и характеру преобразованности ОБ, его составу и количественным характеристикам, получаемым из углепетрографии, пиролитических и битуминологических исследований, газожидкостной хроматографии [30];

- по *гидрогеохимическим показателям*: типу подземных вод (преимущественно Cl-Ca); составу водорастворенных газов и их упругости, газонасыщенности вод; водорастворенному ОБ, его органическим соединениям ($C_{орг}$, $N_{орг}$, бензол, толуол, нафтеновые и карбоновые кислоты) и биогенным элементам (J, аммоний); метаморфизму вод (rNa/rCl), характерных для регионально нефтегазоносных территорий.

Палеотектонические условия особо важны при нефтегеологическом районировании крупных территорий, так как позволяют сделать сравнительную оценку перспектив нефтегазоносности отдельных районов или нефтегазоносных комплексов и выбирать на этой основе эффективные направления дальнейших поисков нефти и газа.

С учетом палеотектонических условий выделяют области по режиму колебательных движений и по амплитуде прогибания или толщинам. Градации территорий по этим показателям выбираются инди-

видуально и зависят от знака колебательных движений (прогибание, воздымание), интенсивности тектонических движений.

Палеогеографические и литолого-фациальные условия необходимы в первую очередь для выделения областей, которые характеризуются:

а) наличием в бассейне региональных флюидоупоров и под ними гидродинамических зон замедленного и застойного режима, включающих хорошие коллекторы;

б) разным литологическим и фациальным составом осадочного наполнения с разбивкой на благоприятные фации (морские терригенные, карбонатные, терригенно-карбонатные) и малоблагоприятные и неблагоприятные (лагунные смешанные, континентальные, озерные, аккумулятивных равнин). Вместе с этим на таких картах имеет смысл показывать долю уплотняющихся глинистых пород в осадочном наполнении стратиграфического цикла, так как большие объемы уплотняющихся глин приводят к формированию зон АВПД.

Палеогидродинамические условия характеризуют отношение времени развития элизионной и инфильтрационной стадий в гидрогеологических циклах, тип подземных вод, контролирующих территории с различной степенью гидрогеологической закрытости и условиями питания и разгрузки, интенсивности водообмена.

Результирующий этап нефтегеологического районирования бассейнов, крупных циклов осадконакопления и нефтегазоносных систем – составление сводных карт перспектив нефтегазоносности и оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в отдельности по каждому из циклов осадконакопления, установленных для конкретных территорий или эпохи.

На завершающем этапе нефтегазогеологического районирования на тектонической основе составляется сводная карта перспектив нефтегазоносности и выполняется оценка прогнозных ресурсов нефти и газа исследуемой геологической провинции в целом или группы провинций, охватывающих надпорядковый элемент тектонического районирования. Сводные карты составляются путем обобщения результатов нефтегазогеологического районирования по всем рассмотренным бассейнам седиментации для отдельных отрезков истории геологического развития осадочного бассейна или группы бассейнов. Примером может служить

Карта нефтегазоносности Сибирской платформы и ее краевых частей (Предверхоаянский краевой, Енисей-Хатангский и Предверхоаянский региональные прогибы) под редакцией В. С. Старосельцева, Н. В. Мельникова и В. И. Дёмина (2002 г.).

На таких обобщающих картах показывают:

- крупные геоструктурные элементы платформенных, переходных и складчатых территорий, к которым приурочены или могут быть приурочены нефтегазоносные области и самостоятельные нефтегазоносные районы с нанесением установленных и предполагаемых их контуров;
- сводные типовые разрезы различных частей крупных структурных элементов (поднятий, мегавалов, впадин и т. д.) с нанесением на них литологии коллекторов и покрышек для отдельных циклов осадконакопления с указанием мощностей, а также перерывов регионального значения, выявленных и прогнозируемых регионально продуктивных комплексов (преимущественно нефте-, газо- или нефтегазоносных);
- распределение ресурсов углеводородов по комплексам и типам флюидов (нефть, газ, конденсат; газ, растворенный в нефти);
- месторождения углеводородов с распределением их по типам (нефтяные, нефтегазовые и газонефтяные, газовые и газоконденсатные, нефтегазоконденсатные), а также одиночные скважины с промышленными притоками углеводородов.

Как частный случай в виде круговых диаграмм на карты могут быть нанесены сведения о составе газов и химические типы УВ в нефти.

Проведя статистическое ранжирование плотностей начальных геологических ресурсов, наносят их границы в полученных статистических градациях; например: более 200; 200–100; 100–50; 50–30; 30–20; 20–10; 10–5; менее 5 тыс. т УУВ/км².

Могут составляться схемы внутрирезервуарной и внерезервуарной миграции углеводородов и изменений фазового состояния углеводородов, происходящих в процессе миграции.

Для составления схем миграции наряду с общегеологическими, геохимическими, гидрогеологическими и термобарическими построениями необходимо применять методы математической статистики и бассейнового моделирования с использованием программного обеспечения, ориентированного на непрограммирующего пользователя.

Применение этих методов необходимо главным образом для создания геологических моделей локальных и региональных геологических объектов, а также научно обоснованной интерпретации результатов анализов по гидрогеологии и геохимии, проводимых по единым методикам и схемам.

Наиболее полный результат дают комплексные исследования пирролиза на приборах Rosk Eval и газожидкостной хроматографии ОВ при диагностике потенциально нефтегазоматеринских и преимущественно нефте- или газонетфематеринских свит. Такие исследования необходимы для выявления и нанесения на карты основных очагов генерации углеводородов, прогнозной оценки ресурсов нефти и газа, а также для применения прямых геохимических методов при поисках скоплений углеводородов.

Комплекс методов исследований, градации перспективности по плотности начальных ресурсов, масштабы карт перспектив нефтегазонасности определяются в зависимости от поставленных задач, однако во всех случаях карты и базы первичных данных к ним должны оформляться в соответствии с требованиями к геохимической основе карт Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 [84].

Завершая первый раздел учебного пособия, хочется надеяться, что авторы убедительно охарактеризовали современное состояние нефтяной промышленности в Восточной Сибири, показали перспективные направления ее развития на последующие периоды, осветили основы нефтяной геологии и нацелили на поиски новых парадигм нефтегазообразования и поисков нефти и газа.

Теперь перейдем ко второму разделу и попытаемся глубже понять геохимические процессы нефтидогенеза и практическое применение геохимии на благо развития нефтяной науки и геохимического образования.

Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите главные закономерности формирования в земной коре залежей нефти и газа.
2. Объясните принципы построения схемы нефтегазогеологического районирования А. А. Бакирова.

3. Дайте определения основных терминов нефтегазогеологического районирования.
4. Перечислите проблемы нефтегазогеологического районирования.
5. Каковы основные принципы составления сводных карт нефтегазогеологического районирования и требования к ним?

*Научить никого ничему нельзя!
Можно только указать путь, но пройти
его каждый должен сам.*

Мавляна Джалаледдин Мухаммед Руми
(30.09.1207–17.12.1273), персидский поэт и философ

РАЗДЕЛ II

ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

6. КАУСТОБИОЛИТЫ – ПРИРОДНЫЕ ГОРЮЧИЕ ИСКОПАЕМЫЕ

В литературе по геологии и геохимии нефть и газ, угли и горючие сланцы Г. Потонье (1833 г.), В. А. Успенский, О. А. Радченко (1961 г.) и другие ученые традиционно называют каустобиолитами, разделяя их на два ряда: угольный (гумусовый) и нефтяной (битумный). Существуют и другие редко используемые схемы [86]. При этом мало уделяется внимания геохимии нетрадиционной (сланцевой и матричной) нефти, возможным продуктам пиролиза угля и углистых сланцев. В связи с чем авторы сочли целесообразным, на фоне общеизвестных представлений о традиционно выделяемых каустобиолитах, в рамках доступности геохимических и геологических данных затронуть проблему геохимии этих нетрадиционных минеральных образований земной коры.

Каустобиолиты – горючие ископаемые органического происхождения, представляющие собой продукты преобразования остатков растительных (липиды, целлюлоза, лигнин, белки), реже животных организмов под воздействием геологических факторов (рис. 6.1).

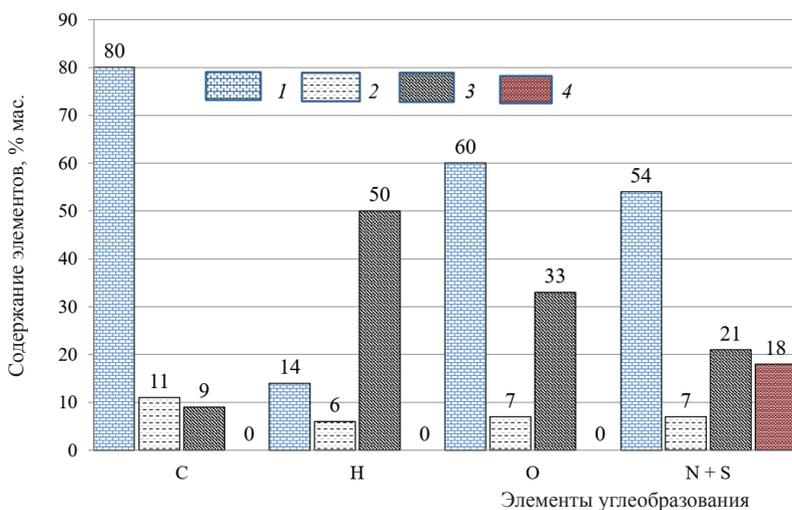


Рис. 6.1. Элементы растений-углеобразователей: 1 – липиды; 2 – целлюлоза; 3 – лигнин; 4 – белки

Каустобиолиты по вещественному составу подразделяются на *гумолиты* (группа ископаемых углей – продукт преобразования остатков высших растений в болотных условиях), *сапропелиты* (твердые горючие вещества, образовавшиеся путем уплотнения сапропеля) и *липтобиолиты*, или ископаемые угли, состоящие из растительных компонентов (оболочек спор, кутикул, пробковой ткани коры и смоляных тел). Позднее термин «каустобиолиты» был распространен на все богатые органическим веществом горные породы и минералы, в которых ОВ появилось в результате преобразования биохимических структур растительных и животных организмов под воздействием геолого-геохимических факторов.

Основные элементы, из которых состоят каустобиолиты угольного ряда, – это углерод, водород, кислород, азот и сера (рис. 6.2).

По условиям образования генетическая схема классификации каустобиолитов была предложена В. А. Успенским и О. А. Радченко (1961 г.). Они разделили каустобиолиты на два ряда: угольный (гумусовый) и нефтяной (битумный).

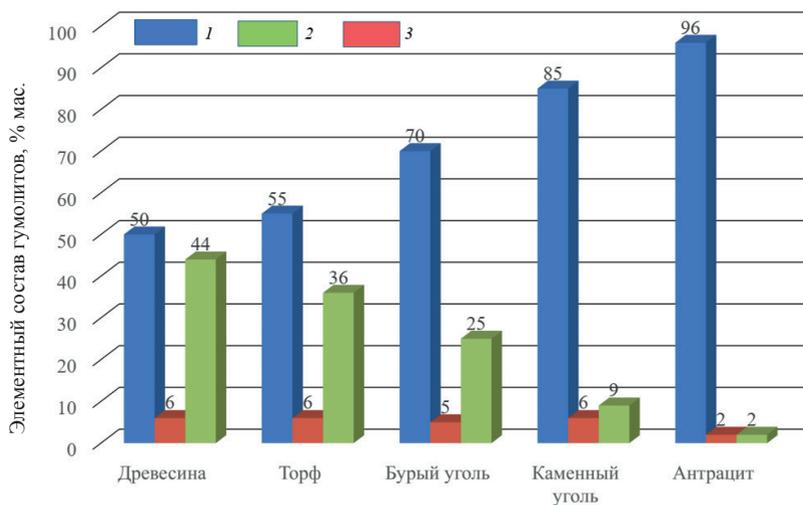


Рис. 6.2. Элементный состав гумолитов, % мас.: 1 – углерод С; 2 – водород Н; 3 – кислород, азот, сера O + N + S

В настоящее время термин распространен на все богатые органическим веществом горные породы и минералы, в которых органическое вещество образовалось под воздействием геолого-геохимических факторов в результате преобразования биохимических структур растительных и животных организмов.

Каустобиолиты угольного ряда – сапропели, торф, угли (бурые и каменные, антрацит). Список каустобиолитов угольного ряда начинается с сапропелей (многослойные отложения, скапливающиеся в пресных водоемах) и сапропелитов, а также торфа.

К липтобиолитам относятся угли, обогащенные наиболее устойчивыми к разложению компонентами растительного вещества – восками, ископаемыми смолами и др. Представителями этой группы каустобиолитов являются янтарь, *фихтелит* – минерал, состоящий из углерода и водорода, тасманит (липтобиолит), сложенный исключительно остатками микроспор.

Каустобиолиты нефтяного ряда – углеводородные газы, нефти, асфальты, озокериты и другие природные битумы.

Основными традиционными типами горючих полезных ископаемых являются торф, уголь, нефть, природный газ и горючие сланцы.

Торф – горючее полезное ископаемое; образовано скоплением остатков растений, подвергшихся неполному разложению в условиях болот.

В образовании торфа активную роль играют микроорганизмы, поэтому гуминовые вещества являются главнейшими компонентами торфа. Дальнейшие процессы преобразования торфа под действием температуры, давления и геологического времени приводят к карбонизации торфа и образованию бурых углей.

По совокупности основных показателей состава и свойств выделяют три степени углефикации (табл. 6.1):

- низшую (буроугольную);
- среднюю (каменноугольную);
- высшую (антрацитовую).

Общая закономерность изменений при карбонизации состоит в увеличении содержания углерода в витрините, уменьшении содержания кислорода и выхода летучих веществ; увеличении теплоты сгорания

до стадии тощих углей, после чего в связи с резкой убылью содержания водорода она снова падает.

Уголь – вид ископаемого топлива, образовавшийся из торфа под землей без доступа кислорода. Принято считать углем породу с зольностью менее 50 %. Более зольные образования называют **углистыми сланцами**.

Таблица 6.1

Стадии углефикации каустобиолитов угольного ряда и их микроскопические характеристики (по В. И. Ермолкину, В. Ю. Керимову [30] с изменениями)

Степень углефикации	Стадии углефикации		Отражательная способность витринита, %	Содержание углерода в витрините
Гумификация	Уголь		0,2	50
Низшая	Бурый уголь	Твердый бурый уголь	~0,3	60
		Мягкий бурый уголь Блестящий бурый уголь		
Средняя	Твердый уголь	Каменный уголь	~0,5	75
Высшая		Полуантрацит Антрацит Графит	~2,2 – 11,0	100

От степени карбонизации зависят не только микроскопические характеристики угля, но и его структура (рис. 6.3). Угли низшей степени

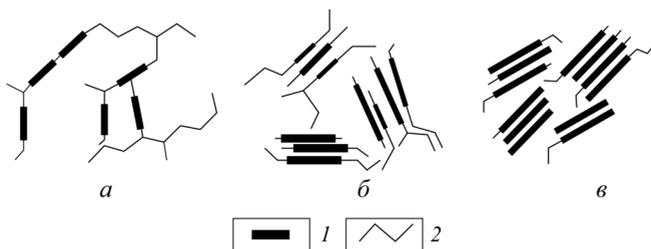


Рис. 6.3. Структуры углей низшей (а), средней (б), высшей (в) степени углефикации: 1 – ядро конденсированной ароматической структуры; 2 – алифатическая или нафтеновая цепь

углефикации содержат главным образом алифатические и нафтеновые цепи, с ростом степени углефикации увеличивается доля ядер конденсированной ароматики.

До сих пор нет единого мнения о том, какие компоненты органических веществ являются исходным материалом при образовании различных углей, нет единой схемы и его генетических преобразований.

Наиболее распространенная теория строения угля – теория бахромчатых «мицелл».

От давления и глубины залегания углей сильно зависят условия углефикации. Наиболее полные представления о преобразовании каустобиолитов угольного ряда дает табл. 6.2.

Таблица 6.2

Образование и преобразование каустобиолитов угольного ряда [30]

Исходный продукт	Месторождения	Первичный продукт образования	Вторичный продукт преобразования	Продукты этапов преобразования	Продукты дальнейшего преобразования	Конечный продукт
Высшие растения, низшие организмы	Отложения торфяных болот	Торфы гумусовые	Бурые угли, гумусовые лигниты, гагаты	Различные по степени углефикации каменные угли*	Антрациты	Графит
	Отложения озер и болот	Торфы гумусово-сапропеллевые	Бурые угли, гумусово-сапропелитовые, полубогхеды			
	Отложения озер и морских водоемов	Сапропели пресноводные, морские	Сапропелиты дизодил**, богхеды, горючие сланцы			

* Длиннопламенные угли (МК₁) → газовые угли (МК₂) → жирные (МК₃) → коксовые (МК₄) → отощенно-спекающиеся (МК₅) → тощие (АК₁) → полуантрацит (АК₂) → антрацит (АК₃).

** Сапропелиты дизодил – сапропелит низкой степени углефикации, богатый минеральными примесями, обычно листоватого строения.

Основным процессом переработки каменного угля остается *пироллиз* – процесс нагревания угля без доступа кислорода с целью его тер-

мической деструкции. При пиролизе каменного угля сначала получают твердый кокс. Он является более совершенным твердым топливом, чем каменный уголь, поэтому кокс используют для топлива доменных печей.

Сопутствующие продукты процесса коксования углей – парогазовая смесь и каменноугольная смола. Из этих продуктов в дальнейшем получают: фенолы, нафталин, бензол, синтетическое топливо, широкий спектр гетероциклических соединений, технические смазочные масла, красители, пиролизный газ.

В настоящее время пиролизный газ является альтернативным источником энергии, в первую очередь тепловой энергии. Пока еще его относят к нетрадиционным источникам энергии, однако с развитием технологий использования этого газа он может стать альтернативой природному газу.

Нефть – это жидкость в основном светло-коричневого – темного цвета со средней молекулярной массой 220–400 г/моль (редко 450–470 г/моль). Плотность 0,65–1,05 г/см³ (обычно 0,82–0,95 г/см³); нефть, плотность которой ниже 0,830 г/см³, называется *легкой*; 0,831–0,860 г/см³ – *средней*; выше 0,860 г/см³ – *тяжелой*.

В составе нефти обнаруживаются все известные в природе группы углеводородов. Групповой состав разновозрастных нефтей некоторых месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции приведен на рис. 6.4.

Нефти сульфатно-карбонатных отложений нижнего кембрия Моктаконского месторождения отличаются высокими содержаниями аренов, что связано с воздействием на эти залежи процессов траппового магматизма [9].

До сих пор мы рассматривали традиционные нефти – нефти и ее производные, сконцентрированные в ловушках и породах-коллекторах разного возраста и состава. Однако, как было показано выше, существует еще и нетрадиционная нефть, локализованная в низкопористых породах – матричная и сланцевая нефть.

Изучению компонентного состава и процессов катагенетического преобразования матричной нефти посвящено значительное количество работ А. Н. Дмитриевского и Н. А. Скибицкой с соавторами [3; 26–28; 73; 76; 85 и др.]. Основные их работы и открытие матричной нефти вы-

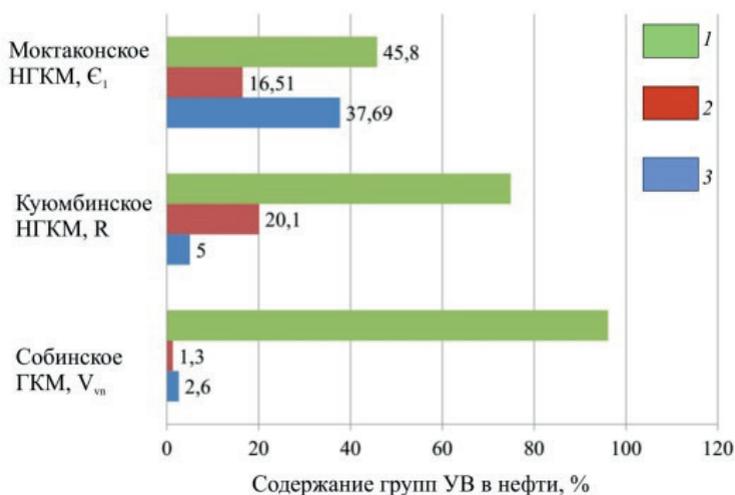


Рис. 6.4. Групповой состав фракции с температурой начала кипения (н. к.) 200 °С разновозрастных нефтей Восточной Сибири. Группы УВ: 1 – парафиновые (алканы); 2 – нафтеновые; 3 – ароматические (арены)

полнены на Оренбургском НГКМ. Здесь матричная нефть плотно связана с матрицей породы, поэтому и имеет такое название.

Матричная нефть в отличие от обычной нефти – это коллоидная система, компоненты которой растворены друг в друге.

К матричной нефти относятся углеводороды C_{11+} и высокомолекулярные компоненты (ВМК), которые на Оренбургском НГКМ составляют 5–6 % от объема породы. Жидкие углеводороды C_5 – C_{10} переходят в парообразное состояние и относятся к газоконденсату. ВМК не переходят в парообразное состояние. Соотношение между ВМК и жидкими углеводородами контролируется катагенетической преобразованностью матричной нефти. Исследования закономерностей катагенетического преобразования пород и органического вещества в карбонатных продуктивных отложениях этого месторождения, выполненные А. Н. Дмитриевским, А. А. Прибываловым, Н. А. Скибицкой с соавторами [73], показали, что продуктивные отложения месторождения являются нефтегазоматеринскими. То есть нефть сингенетична продуктивным породам. Керогеноподобный нерастворимый органический полимер в по-

родах относится к нефтяному керогену II типа ($H/C = 1,43$ и $O/C = 0,14$), а продуктивные отложения находятся в интервале катагенеза органического вещества: конечная стадия ПК₃ – стадия нефтяного окна (МК₁ – начало МК₂) [75; 76].

Высокомолекулярные компоненты такой нефти представлены маслами, смолами, асфальтенами и твердыми парафинами. В работах И. О. Бурхановой [12] и Н. А. Скибицкой, О. П. Яковлева [73] показано, что основную долю (более 50 %) матричной нефти, выделенной из керна Оренбургского НГКМ, составляют масла. Количество твердых парафинов в среднем менее 5 %. Доля смол находится в пределах от 12 до 37 %. Содержание асфальтенов варьируется значительно – от 1 до 60 %, в среднем составляя 20 % [12; 34].

Согласно известным гипотезам [29; 34; 51], матричная нефть образуется из карбонатного ОВ путем последовательного преобразования полимерной составляющей карбонатного ОВ в керогеноподобное вещество → асфальтены → тяжелые смолы → легкие смолы → масла (0,36 %).

Масла матричной нефти Оренбургского месторождения отличаются по составу от масел сырой нефти. «Горб» максимума неразветвленных УВ масел матричной нефти лежит в области C₁₇–C₂₁ (19,13 % мас.), в то время как в обычной нефти он приходится на углеводороды C_{18–19} (2,80 % мас.). Содержание УВ C₈–C₁₁ в матричной нефти составляет 1,14 % мас., в то время как в обычной нефти месторождения их 12,44 % мас. [3].

В поровых коллекторах ($K_{п} > 6$ %) продуктивных отложений месторождения матричная нефть по плотности (0,830–0,890 г/см³) и вязкости (4–10 мПа·с) обладает некоторым сходством с легкой сланцевой нефтью (формация Bakken). В отличие от нефти формации Bakken, матричная нефть Оренбургского НГКМ сосредоточена не в сланцевых породах, а в карбонатных резервуарах нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей на глубинах более 1 км.

В трещинных коллекторах этого месторождения матричная нефть является наиболее незрелой и представлена в основном тяжелыми высокомолекулярными компонентами. Это тяжелые смолы, асфальтены с подчиненным количеством легких смол и масел (примерно 30 %), имеет в сухом состоянии плотность в среднем 0,95–1,00 г/см³, вязкость

50–150 мПа·с и может быть отнесена к битумам [3; 47]. То есть чем более незрелой является матричная нефть, тем больше содержится в ней ВМК и тем меньше жидких углеводородов. Эта незрелая нефть генетически связана с субкапиллярно-поровыми разностями карбонатного природного резервуара. С увеличением степени зрелости матричной нефти повышается содержание жидких углеводородов, уменьшается содержание высокомолекулярных компонентов, и матричная нефть становится жидкой и потенциально подвижной. При этом, не перемещаясь, она оказывается в более крупнопоровой части матричного коллектора, формируя скопления, обогащенные жидкими разностями нефти, называемыми в англоязычной литературе сланцевой нефтью (shale oil).

Сланцевая нефть – это также нетрадиционная нефть, добываемая из нефтяных сланцев в результате пиролиза, гидрирования или термического растворения, при которых твердые остатки ОВ преобразуются в синтетическую нефть и газ. В США термин «сланцевая нефть» часто используется для обозначения легкой нефти низкопроницаемых коллекторов, добытой из сланцевых пластов или из плотных низкопроницаемых (0,002–0,030 мкм² и более) коллекторов без применения методов пиролиза или химического воздействия. То есть сланцевая нефть – это полностью «вызревшая», но не ушедшая из материнской породы нефть.

Органическая часть нефтяных сланцев месторождения Green River (США) и баженовской свиты (Россия) составляет 13,8–14,6 %, в том числе жидкие углеводороды – 2,68–2,78 %. Элементный состав: S, N, O – 1,28–1,33 %; H – 1,42–1,49 %; C – 11,10–11,69 % [52]. В составе сланцевой нефти, кроме смол и асфальтенов, входят углеводороды различного строения, включая парафиновые (C₁₂–C₃₂), арены и алкилбензолы, нафталин и его производные. В составе фракций сланцевой нефти преобладают углеводороды C₁₄–C₁₆, что свойственно дизельному топливу. В молекулярно-массовом распределении нормальных алканов такая ситуация наблюдается в некоторых нефтях (скважина Ст-8) древних продуктивных комплексов Турухано-Норильского СНГР [9].

Основную часть *природного газа* составляет метан CH₄ – от 92 до 98 %. В состав природного газа могут также входить более тяжелые углеводороды – газообразные гомологи метана C₂–C₄, а также неуглеводородные газы: водород H₂, сероводород H₂S, диоксид углерода CO₂, азот N₂, гелий He, редкие газы – Ar, Kr, Xe и др.

По составу *сланцевый газ* – это тот же природный газ, который содержится в низкопоровых ($K_n = 2-8\%$, реже до 14%) плотных сланцевых породах. Часто в сланцевом газе отмечаются повышенные содержания водорода (до 40% об.). Коэффициент зрелости сланцевого газа ($K_{зр} = \text{CH}_4/\text{H}_2$) по единичным данным изменяется в интервале $0,43-0,56$ ед., что близко к газам закрытых пор плотных пород.

Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Чтобы можно было фиксировать учётку по запаху, в газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах. Их называют одорантами. Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$. Обычная доза – 16 г на $1\ 000\text{ м}^3$ природного газа. Для транспортировки в специальных танках его сжижают. Сжижают газ и в целях его хранения, охлаждая при повышенном давлении.

Производные, образовавшиеся в результате природных изменений нефти, называются *нафтидами*. Все нафтиды генетически связаны с нефтью и относятся по классификации В. А. Успенского и О. А. Радченко к битумам нефтяного ряда. Нефть изменяется в залежи в результате воздействия на нее различных геолого-геохимических факторов в зоне гипергенеза и катагенеза. В зоне катагенеза это термокаталитические процессы, а в зоне гипергенеза – окислительные. Большинство нафтидов формируется в зоне гипергенеза.

По степени окисленности нафтиды образуют непрерывный гипергенетический ряд: нефть обычная → тяжелая, вязкая нефть → мальты → асфальты → окискериты → гуминокериты.

Если процесс окисления завершился на стадии асфальта, который затем подвергался воздействию высоких температур, то из него могли образоваться асфальтиты, далее кериты и антраксолиты.

Озокериты и керы представляют собой самостоятельную ветвь жильных нафтидов, формирующихся в процессе физической кристаллизационной дифференциации нефтей, при перемещении УВ из залежи по трещинам.

В процессе преобразования нефти меняется фракционный, элементный, групповой и углеводородный состав (табл. 6.3).

Горючий сланец – полезное ископаемое из группы каустобиолитов. Содержание ОВ сапропелевого типа – от 20 до $60-80\%$. Такой сла-

нец при сухой перегонке дает значительное количество смолы, близкой по составу к нефти.

Он состоит из минералов – кальцита, доломита, гидрослюда, монтмориллонита, каолинита, полевых шпатов, пирита и других – и органических частей (кероген). С позиций геохимии в первую очередь интерес представляет кероген как источник возможной товарной продукции. Органическая часть составляет 10–30 % от массы породы и только в сланцах самого высокого качества достигает 50–70 %. Органическая часть является биологически и геохимически преобразованными микрокомпонентами углей, образовавшихся из микроскопических простейших водорослей, сохранивших клеточное строение (талломоальгинит) или потерявших его (коллоальгинит). Коллоальгинит является преобладающим (70–100 %) минералом углей, керогена горючих сланцев и РОВ, принадлежащим к группе альгинита. В виде примеси в органической части присутствуют измененные остатки высших растений: витринит, фюзенит, липоидинит.

Таблица 6.3

Состав нафтидов [6; 30; 88]

Нафтиды	Консистенция	Элементный состав, %			Групповой состав, %				Плотность, г/см ³
		С	Н	N + S + O	Мас-ла	Смо-лы	Асфаль-тены	Карбо-иды	
Нефти	Жидкая	84–86	12,5–14,5	0,5–4,0	65–100	0–30	0–5	Нет	0,70–0,90
Мальты	Вязкая	80–87	10,5–11,7	3–7	45–65	30–40	5–15		0,95–1,05
Асфальты	Твердая	78–87	9–11	5–10	25–45	30–50	15–40		1,05–1,10
Оксикерит		75–80	6,5–7,5	10–20	1–5	60–80	10–40	1,15–1,25	
Гуминокериты		65–75	4,5–7,5	20–30	0–2	0–0,2	40–60	1,25–1,50	
Асфальтиты		76–86	7,5–10,5	5–10	5–25	5–50	30–90	0–10	1,05–1,20
Кериты		80–90	4–9		1–20	5–20	1–50	10–95	1,10–1,30
Антраксо-литы		90–99	5–10	0,5–5,0	–	–	–	95–100	1,30–2,00
Озокериты		84,5–86,1	13,7–15,3	0,05–4,00	95–100	Следы		Нет	0,91–0,97

Фюзенит – это волокнистый или шелковистый матовый уголь со структурой древесного угля, состоящий из обугленных частей древесины. *Липоидинит* – микрокомпоненты липоидные. Они включают измененные в различной степени остатки спор, кутикулы, смоляных тел и суберинового вещества коры. Элементный состав ОВ сланцев в зависимости от их генетического типа изменяется в широких пределах, %: углерод – 56–82; водород – 5,8–11,5; азот – 1–6; сера общая – 1,5–9,0; кислород – 9,36.

В России кроме западной части Прибалтийского бассейна имеется еще четыре сланцевых бассейна: Волжский, Тимано-Печорский, Вычегодский и самый большой Оленекский (более 34 млрд т) [37].

При переработке горючих сланцев из их органической части можно на современном этапе получать большой спектр промышленных продуктов (табл. 6.4).

Таблица 6.4

Вероятные продукты переработки горючих сланцев
(по А. Е. Воробьеву, Р. Б. Джимиевой [15] с изменениями)

Продукция	Товарные продукты
Топливо-энергетическая	Газ (CH_4 , CO , CO_2 , $\text{C}_2\text{--C}_4$), дизельное, синтетическое смазочное масло, бензин, мазут
Сланцехимическая	Бензол C_6H_6 , толуол (метилбензол) C_7H_8 , сольвент ^{*1)} , лаки, клей, сера, красители, кислоты
Медицинские препараты	Ихтиол ^{*2)} , натрий-ихтиол ^{*3)} , альбихтол ^{*4)} , тиофен $\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$

*1) *Сольвент* – смесь легких углеводородов, выделяемая из нефтяного, угольного и сланцевого сырья.

*2) *Ихтиол* – продукт перегонки сланцев, содержит значительное количество (не менее 10,5 %) органически связанной серы в виде гомологов тиофена.

*3) *Натрий-ихтиол* – водный раствор смеси натриевых солей сульфокислот с непросульфированными углеводородами сланцевой смолы и сульфатом натрия.

*4) *Альбихтол* – очищенное легкое масло сланцевой смолы; смесь гомологов тиофена и углеводородов; содержит не менее 9 % S.

Таким образом, не исключено, что при истощении запасов обычной нефти и газа нетрадиционные источники углеводородов будут играть значительную роль в нефтяной геохимии, так как сланцевая нефть уже сейчас влияет на ценовые показатели традиционного сырья.

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение термина «каустобиолиты». Из каких химических элементов состоят каустобиолиты нефтяного ряда?

2. Перечислите каустобиолиты угольного ряда и дайте характеристику сапропелей и липтобиолитов. Из каких химических компонентов они состоят?

3. Назовите степени и стадии углефикации каустобиолитов и их микроскопические характеристики (отражательная способность витринита, содержание углерода в витрините).

4. В чем заключается наиболее распространенная теория строения угля – теория бахромчатых «мицелл»?

5. Охарактеризуйте гипергенетический ряд нафтидов по степени окисленности. Если процесс окисления завершился на стадии асфальта, то какие нафтиды могли из него образоваться при воздействии высоких температур?

Задание

Для заданного контрольного варианта (табл. 6.5), используя табл. 6.3, произведите диагностику горючих ископаемых. Охарактеризуйте геолого-геохимические условия образования приведенных разностей.

Таблица 6.5

Варианты заданий для диагностики горючих ископаемых
(по Е. В. Соболевой, А. Н. Гусевой [74] с изменениями)

Вариант	Консистенция	Элементный состав, %					Групповой состав, %				Плотность, г/см ³
		С	Н	N	S	О	Мас-ла	Смо-лы	Ас-фаль-тены	Кар-боиды	
1	Жидкая	85,8	12,8	0,5	0,2	0,7	78,3	19,9	1,8		0,85
2	Твердая	82,3	11,0	1,5	0,3	4,9	31,9	34,6	33,5	Нет	1,02
3	Вязкая	84,4	11,6	0,7		3,0	60,6	32,8	6,6		0,95
4	Твердая	84,7	6,3	4,3	0,2	4,5	20,0	14,0	66,0	25	1,25
5		85,5	14,0	0,1	0,3	100	Следы		Нет	0,92	

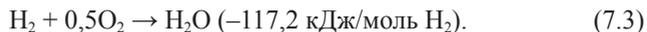
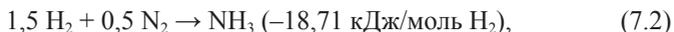
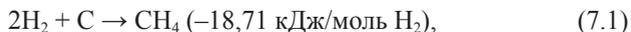
Вариант	Консистенция	Элементный состав, %					Групповой состав, %				Плотность, г/см ³
		С	Н	N	S	O	Мас-ла	Смо-лы	Ас-фаль-тены	Кар-боиды	
6	Твердая	79,4	10,5	1,6	0,2	8,3	35,0	35,7	29,3		1,05
7	Жидкая	85,5	12,3	0,2	1,1	0,9	80,0	15,5	4,5	Нет	0,93
8		85,8	14,0	0,06	–	0,14	85,1	14,7	0,2		0,81
9	Твердая	98,0	1,5	0,1	0,3	0,1	–	–	–	100	2,0
10		86,0	14,0	–	–	Сле-ды	95,5	4,5	Сле-ды	Нет	0,91
11		83,7	10	1,5	0,3	4,5	31,2	34,8	34,0		1,10
12		80,5	9,5	2,0	0,5	7,5	10,0	40,0	50,0	5,0	1,2
13	Вязкая	83,4	11,0		0,4	3,2	60,0	33,4	6,6	Нет	0,97
14	Твердая	85,0	14,0	0,2	0,3	0,5	100	Следы			0,91

7. ОСНОВЫ ГЕОХИМИИ ВОДОРОДА, УГЛЕРОДА И ГЕЛИЯ

Основными химическими элементами, входящими в состав нефти и природных газов, являются углерод и водород. В последние десятилетия широко стал изучаться гелий не только как промышленное сырье, но и в качестве показателя прогноза нефтегазоносности.

7.1. Водород

Водород входит в структуру молекулы воды, без которой жизнь немислима, его свойства полно описаны в любом химическом справочнике. Здесь лишь упомянем некоторые свойства водорода по отношению к неметаллам, так как это будет иметь прямое отношение к рассматриваемой теме. Неметаллы могут образовывать летучие гидриды, например:



На Земле и в ее недрах водород входит в состав воды, органических соединений, нефти и газа. Водород обладает очень высокой химической активностью, благодаря чему сорбированные породами и растворенные в водах газы далеки от термодинамического равновесия, а низкий изобарно-изотермический потенциал реакций гидрирования и гидрокрекинга различных органических веществ позволяет постоянно поддерживать эти реакции в природе, наполняя газы высшими углеводородами. Для подтверждения возможности таких реакций в природе приведем значения изобарно-изотермических потенциалов некоторых веществ, рассчитанных В. П. Исаевым (табл. 7.1).

Существенная разница стандартной энтропии $S_{298,15}^\circ$, которая служит мерой беспорядка системы, у метана равна 186,19 Дж/(моль·К), у водорода – 130,52 Дж/(моль·К), обуславливает их концентрационные противоположности.

Таблица 7.1

Изобарно-изотермический потенциал реакций гидрирования и гидрокрекинга органических веществ в газовой фазе при стандартных условиях*
(по В. П. Исаеву, 1991, с изменениями)

Вещество	Реакция	ΔS° , кДж/моль H_2
Алканы C_nH_{2n+2}	$C_2H_6 + H_2 = 2CH_4$	-69
Алкены C_nH_{2n}	$C_2H_4 + H_2 = C_2H_6$	-101
Алкины C_nH_{2n-2}	$C_2H_2 + H_2 = C_2H_4$	-141
Цикланы C_nH_{2n}	$C_3H_6 + H_2 = C_3H_8$	-128
Спирты и простые эфиры $C_nH_{2n+2}O$	$CH_3OH + H_2 = CH_4 + H_2O$	-117
Альдегиды $RHC=O$ и кетоны $R_2C=O$	$H_2CO + H_2 = CH_3OH$	-53
Алкилгалогены $C_nH_{2n+1}X$	$CH_3F + H_2 = CH_4 + HF$	-114
Меркаптаны RCH	$CH_3SH + H_2 = CH_4 + H_2S$	-74

* Атмосферное давление 101 325 Па, или 760 мм рт. ст., температура воздуха 273,15 К, или 0 °С.

В. П. Исаев показал, проведя анализ состава и типов природных газов, противоположное изменение концентраций метана и водорода в самых разных геологических обстановках [35]. Данная тенденция проявляется в том, что повышенное и высокое содержание водорода в газовых смесях обычно сопровождается пониженной или низкой концентрацией метана. Если в газах много метана, то водорода нет совсем или его очень мало. Это явление и было данным автором названо *геохимическим антагонизмом метана и водорода*.

На практике геохимический антагонизм CH_4 и водорода В. П. Исаевым (1991 г.) предложено использовать для генетической диагностики газа, и он может быть настроен на прогноз фазового состояния залежей УВ. Отношение содержания метана к водороду в газе им названо *коэффициентом зрелости* (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Величина коэффициента зрелости для различных типов газа
Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (по Исаеву, 1991, с сокращениями)

Тип газа	Объект	$K_{зр} = CH_4/H_2$
<i>Концентрированное состояние</i>		
Свободный	Газовая залежь	985
Попутный*	Нефтяная залежь	487
Водорастворенный**	Водоносный комплекс	94

Тип газа	Объект	$K_{зр} = \text{CH}_4/\text{H}_2$
<i>Рассеянное состояние</i>		
Водорастворенный	Поверхностная и приповерхностная вода (родник, ручей, озеро)	16,7
	Буровой раствор скважины	11,0
Свободный и сорбированный (термовакuumная дегазация)	Почва и грунт	0,01
	Осадочная порода	42,4
	Траппы***	0,33
Газы закрытых пор (механическая дегазация)	Грунт и порода до глубины 30 м	0,02
	Осадочная порода	1,6
	Траппы	0,4
	Гранитогайсы фундамента	0,11

* *Газ попутный* – природный газ, добываемый из газонефтяной залежи и представляющий собой смесь свободного газа газовой шапки и нефтяного газа.

** *Газ водорастворенный* – природный газ, сорбированный водами и извлекаемый из них при дегазации. Он присутствует во всех природных водах в объеме от сотых долей до $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

*** Траппы – особый тип континентального магматизма, для которого характерен огромный объем излияния базальта за короткое геологическое время на больших территориях.

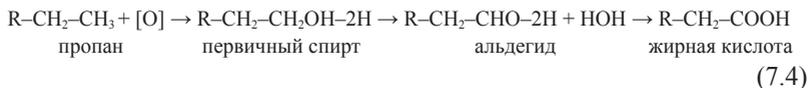
Из табл. 7.2 видно, что отличия концентрированных и рассеянных газов разительны. У газов залежей коэффициент зрелости на целый порядок выше, что может иметь поисковое и диагностическое значение.

7.2. Углерод

Углерод встречается как в свободном состоянии, так и в различных соединениях и минералах. Углерод, входящий в состав органических соединений, принято обозначать как $C_{\text{орг}}$ или $C_{\text{нк}}$ (некарбонатный).

По данным Е. В. Соболевой и А. Н. Гусевой [74], в осадочных породах отношение $C_{\text{карб}}/C_{\text{орг}} = 4,0$, т. е. углерода в карбонатах в четыре раза больше, чем в органических соединениях.

По данным Г. К. Скрыбина и Л. А. Головлевой [82], при ферментативной атаке молекулы *n*-парафина происходит окисление терминального атома углерода. Общая схема реакции выглядит следующим образом:



Согласно схеме (7.4) первыми стабильными продуктами окисления УВ являются первичные спирты. Затем происходят обычные биологические превращения спиртов в альдегиды и альдегидов в органические кислоты. Дальнейший механизм усвоения жирных кислот, возникающих при окислении УВ, протекает путем β -окисления, которое заключается в последовательном отщеплении углеродных фрагментов в виде активного ацетата $\text{C}_2\text{H}_3\text{MO}_2$, в котором М – металл, например натрий в соли уксусной кислоты, поступающий в цикл трикарбоновых кислот $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$ [82]. Описанный механизм терминального окисления не является единственным путем разложения *n*-алканов [82]. Множественность природных процессов преобразования УВ под действием процессов катагенеза (*P-T*-условия) и микроорганизмов и обуславливает существование большого разнообразия УВ в природе. Общее содержание углерода в породах и водах определяют содержаниями органического углерода $\text{C}_{\text{орг}}$. Главными формами органического углерода в мировом океане, из которого в процессе геологических превращений образуется нефть, являются растворенные в воде органические вещества (ВРОВ), а также частицы меньше 1 нм (одна миллионная часть метра), коллоидные и высокодисперсные системы, ОВ в воде, иловая вода и газовые гидраты.

Основные компоненты живой природы, образующие органический углерод, – это белки, лигнин, углеводы и липиды. По данным В. И. Ермолкина, В. Ю. Керимова [30], по составу к нефти ($\text{C} = 85\%$; $\text{H} = 13\%$) наиболее близка липидная часть живых организмов, в отличие от белков, углеводов, лигнина содержащая в составе клеток фосфор, азот и серу, что также сближает их с нефтью.

До сих пор мы рассматривали главным образом живое вещество, в то время как органическое вещество в составе биосферы включает в себя два основных компонента: живое вещество и биогенное веще-

ство – органические и органо-минеральные продукты, созданные живым веществом.

Биогенное органическое вещество включает в себя три большие группы соединений (рис. 7.1).



Рис. 7.1. Классификация биогенного ОВ биосферы

Органическое вещество в подземных водах находится во взвешенном, коллоидальном и растворенном состоянии, причем наибольшее содержание ОВ наблюдается в менее водонепроницаемых и более богатых ОВ песчано-глинистых породах (табл. 7.3), карбонатные породы занимают промежуточное положение.

Таблица 7.3

Содержание $C_{орг}$ в водах различных литологических типов водоносных пород (по М. Е. Альтовскому, 1967), мг/л

Водоносные породы	$C_{орг}$	Водоносные породы	$C_{орг}$
Песчано-глинистые	12,40	Известняки	4,4
Пески	6,50	Граниты, базальты	3,50
Песчаники	5,50		

В настоящее время в подземных водах уже определяется разнообразный круг органических соединений (рис. 7.2).

Среди органических кислот в значительном количестве содержатся *кислоты, летучие с водяным паром*. Эти кислоты относятся к одноосновным органическим кислотам предельного (жирного) ряда

с открытой углеродной цепью, с общей формулой $C_nH_{2n}O_2$ и с молекулярным весом от 46 до 314. Среди нелетучей части органических кислот находятся высокомолекулярные кислоты предельного ряда и кислоты циклического строения. Первые из них содержатся в количестве от 1 до 10 мг/л, а вторые – не более 10 мг/л.

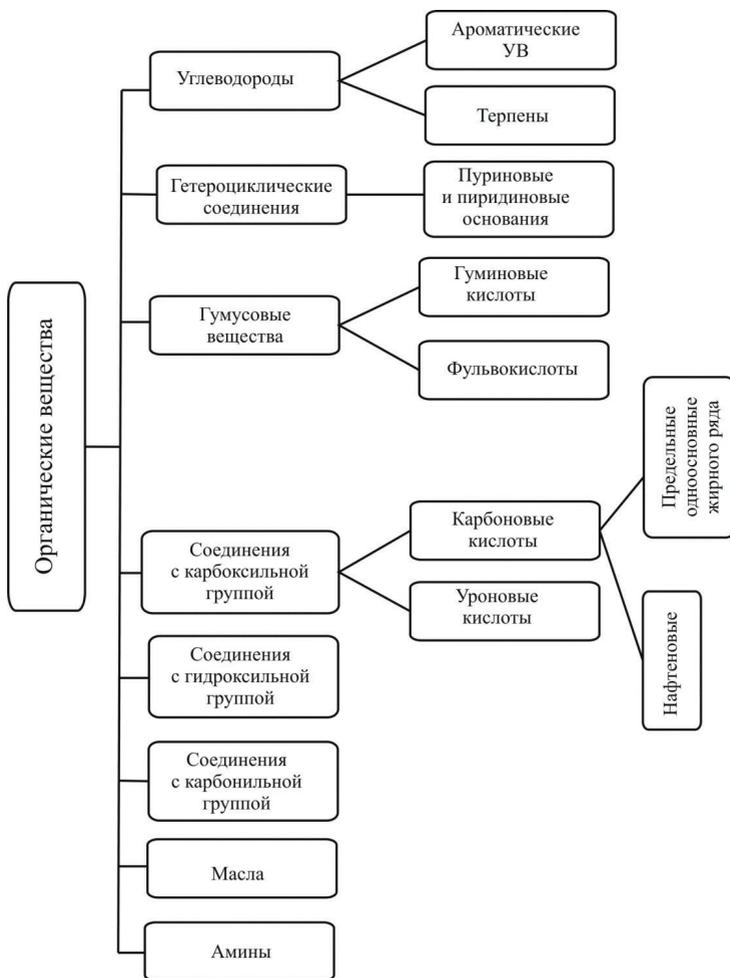


Рис. 7.2. Основные группы ОВ, определяемые в водах

Судя по молекулярному весу, в подземных водах могут быть предельные кислоты (от муравьиной CH_2O_2 до арахидиновой $\text{C}_{20}\text{H}_{32}\text{O}_2$) и даже более высокомолекулярные. Качественными реакциями в подземных водах установлено наличие муравьиной CH_2O_2 , уксусной CH_3COOH , пропионовой $\text{CH}_3\text{H}_6\text{O}_2$, масляной $\text{C}_4\text{H}_8\text{O}_2$, валериановой $\text{C}_5\text{H}_{10}\text{O}_2$ и каприловой $\text{C}_8\text{H}_{16}\text{O}_2$ кислот.

В нефтяных водах гидрокарбонатно-натриевого состава с минерализацией от 6 до 11 г/л содержится разнообразный комплекс органических кислот предельного ряда, а в хлоридных натриево-кальциевых водах с минерализацией от 50 до 150 г/л в основном встречаются низкомолекулярные кислоты со средним молекулярным весом 47–70.

Величина отношения количества органических кислот предельного ряда к минерализации воды гидрокарбонатно-натриевого типа выражается цифрами порядка 0,10–0,01, а к минерализации воды хлоридно-натриево-кальциевого типа – порядка 0,001. Абсолютное содержание органических кислот предельного ряда с увеличением минерализации воды повышается и колеблется в очень широких пределах – от 1,16 до 4 366,00 мг/л.

Следующей группой органических соединений являются *фенолы*, т. е. производные бензола, получающиеся при замене атома водорода группой OH (ароматические спирты). Эта группа наиболее полно изучена Институтом геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ). Согласно исследованиям данного института содержание фенолов в нефтяных водах колеблется от 0,20 до 13,33 мг/л.

В некоторых водных вытяжках из нефтей фенолы вообще отсутствуют. Это дает основание считать, что диффузионный градиент фенолов направлен от воды к нефти, а не наоборот. Поэтому нет ничего удивительного в том, что в нефтяных водах, находящихся в контакте с легкой несмолистой нефтью, фенолов больше, чем в водах, контактирующих с залежами тяжелой и смолистой нефти.

По исследованиям В. Б. Порфирьева и других, в подземных водах присутствуют и *нафтолы* (например, 1-нафтол $\text{C}_{10}\text{H}_8\text{O}$) – гидроксильные производные нафталина C_{10}H_8 .

Органическое вещество встречается повсюду: в подземных водах нефтеносных и не нефтеносных районов; осадочных и изверженных породах. ОВ обнаруживается как в горизонтах, содержащих нефть и газ,

так и в непродуктивных, в ловушках, не имеющих залежей нефти или газа, т. е. в «пустых» структурах.

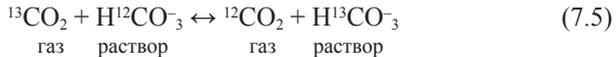
Капиллярно-люминесцентным анализом в подземных водах фиксируется наличие масел растительного происхождения, нефтяных углеводородов, нейтральных и кислых смол и гуминовых кислот.

Одноосновные кислоты предельного ряда встречаются в количестве до 100–200 мг/л и в исключительных случаях (в пересчете на уксусную кислоту) до 1 400 мг/л.

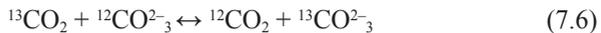
Далее перейдем к геохимии изотопов углерода. Естественный углерод Земли состоит из двух стабильных изотопов: легкого ^{12}C и тяжелого ^{13}C . Легкие радиоактивные изотопы углерода ^{10}C и ^{11}C быстро распадаются и испускают позитрон, поэтому в природе они отсутствуют. Эти короткоживущие изотопы были вытеснены более удобным в работе изотопом ^{14}C , который является β -излучателем с периодом полураспада (5 568±30) лет. Он широко применяется в качестве индикатора при исследовании биологических, биохимических процессов.

Экспериментально установлено существенное различие изотопного состава углерода разного происхождения. Разделение изотопов углерода осуществляется в процессе его круговорота в пределах биосферы. Обобщенные данные по геохимии изотопов углерода приведены в работах Э. М. Галимова (1968, 1973 гг.), В. М. Гольдшмидта и Ф. Викмана и др. По их данным, отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ в атмосфере равно 91,5 и оно близко к отношению в ископаемых углях и битумах – 92,1.

В гидросфере Земли отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 89,3$; оно приближается к значениям, найденным для известняков. Реакции изотопного обмена для углерода в морской воде происходят следующим образом:



при коэффициенте разделения $\alpha \approx 1,014$ и $t = 25^\circ\text{C}$ и



при $\alpha = 1,012$ и $t = 25^\circ\text{C}$.

Эти реакции, вероятно, определяют равновесие между атмосферной углекислотой и углекислотой моря, что приводит к некоторой концентрации ^{13}C в бикарбонатных и карбонатных ионах и обогащению ^{13}C

известняков, осаждающихся из морской воды биогенным или другим путем. Для карбонатных минералов осадочного происхождения отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 88,1\text{--}88,9$. Осадочные известняки имеют самое высокое содержание ^{13}C .

У битуминозных осадков и их аналогов отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ обычно высокое (от 90,5 до 92,4), и они имеют сходство с углеродом биогенного происхождения. Наиболее высокое отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ установлено для нефти и природных газов – от 91,0 до 94,2 и выше. Полученные до настоящего времени данные по изотопному составу углерода разного происхождения показывают, что различается углерод биогенный, небиогенный и метеоритный – промежуточный.

О. М. Дмитриева, Д. Д. Бархутова [23], изучив особенности состава ОВ микробных матов щелочных водных экосистем Байкальского региона, выявили, что состав углерода биогенного и абиогенного комплексов разительно отличается (рис. 7.3).

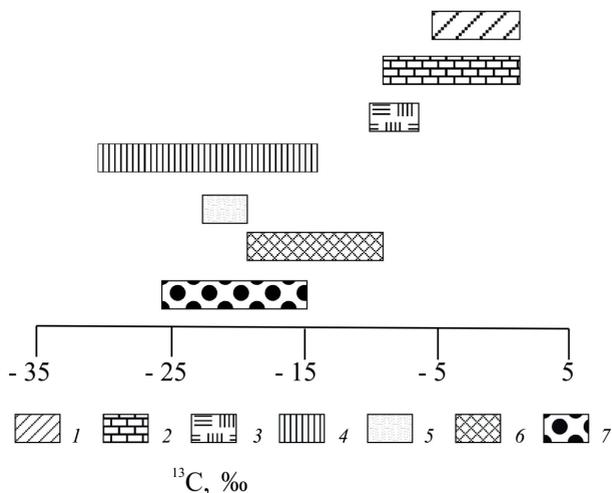


Рис. 7.3. Изотопный состав углерода биогенных и абиогенных компонентов Байкальского региона [23]: 1 – карбонаты микробных матов; 2 – осадочные карбонаты; 3 – атмосферная углекислота; 4 – биогенная углекислота; 5 – ОВ матов метанового источника; 6 – ОВ матов гидротерм; 7 – ОВ матов содовых озер

Микробные маты – автономное сообщество, где присутствуют и продукционная, и деструкционная ветви углеродного цикла. Основной вклад в образование органического вещества матов вносят цианобактерии. Циано-бактериальные маты встречаются в экстремальных водных экосистемах – содовых, содово-соленых озерах, литоральных частях морей, термальных источниках [23].

Обменные реакции между атмосферой и морем, видимо, приводят к тому, что бикарбонаты морской воды обогащаются изотопом ^{13}C (рис. 7.4), хотя при образовании карбонатных осадков органическим или неорганическим путем процесс обогащения ^{13}C не всегда проявляется отчетливо.

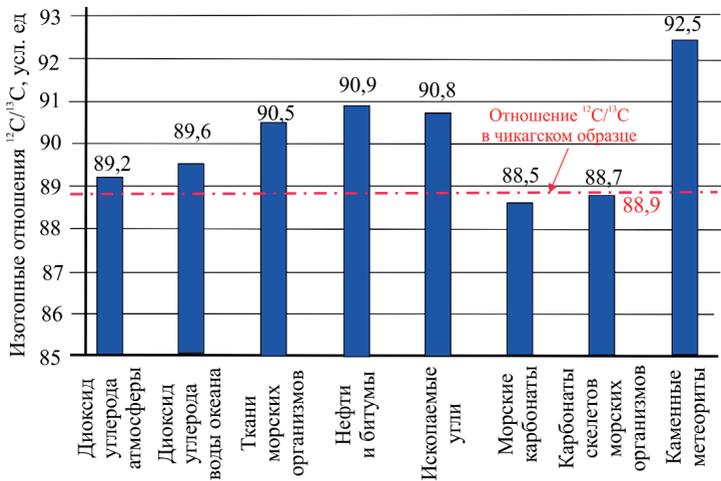


Рис. 7.4. Изотопные отношения $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ в биосфере (стандарт – изотопные соотношения углерода морских известняков) по А. П. Виноградову (1967 г.)

В растениях обычно происходит обогащение ^{12}C , которое обнаруживается в различных битуминозных осадках. Однако имеются исключения – углерод явно биогенного происхождения, а его отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ больше 90,4. Для сравнения отношение $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ в чикагском образце равно 88,99.

Изотопный состав углерода характеризуется отношением $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$, а также величиной уплотнения $\delta^{13}\text{C}$, ‰ или ‰, которая равна

$$\delta^{13}\text{C} = \left[\frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{обр}}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C})_{\text{ст}}} - 1 \right] \cdot 1000 \text{ ‰}. \quad (7.7)$$

В качестве стандарта используют отношение $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ в белемнитах мелового возраста формации Пи Ди (стандарт PDB – формация Pee Dee Belemnite). Стандартные образцы используются для верификации точности методов масс-спектропии. Из-за того что масс-спектропия получает все большее распространение, ощущается недостаток стандартных образцов, поэтому с 1994 г. применяются другие стандарты, например VPDB (Vienna PDB). Этот стандарт используется главным образом для определения возраста живого или растительного вещества.

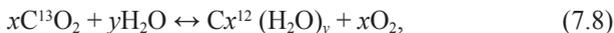
Состав углерода морских известняков $\delta^{13}\text{C}$ разного геологического возраста колеблется от $-0,05$ до $+2,62 \text{ ‰}$ (Weber, 1967 г.). Более высокие количественные значения $\delta^{13}\text{C}$ морских известняков приводят Е. В. Соболева, А. Н. Гусева [74]. По их данным, для морских характерны величины $\delta^{13}\text{C}$ от $+4,5$ до $-5,1 \text{ ‰}$. Эти же авторы показали, что «...обычный изотопный углерода живого вещества не превышает 12 ‰ , а максимального „облегчения” углерод достигает в каустобиолитах. Так изотопный состав углей колеблется от -22 до -27 ‰ , нефтей, образовавшихся из ОВ морского генезиса, $\delta^{13}\text{C} = -25 \text{ ‰}$, континентального – от -30 до -35 ‰ , природного газа – от -40 до -75 ‰ , главным образом за счет углерода... метана».

Величина $\delta^{13}\text{C}$ со знаком «плюс» соответствует избытку, а со знаком «минус» – дефициту изотопа ^{13}C в исследуемом образце по сравнению со стандартом. Точность определения $\delta^{13}\text{C}$ в настоящее время составляет $\pm 0,01-0,05 \text{ ‰}$.

За вариации $\delta^{13}\text{C}$ и разделение изотопа в природе ответственны три основных процесса: образование карбонатов, фотосинтез, микробиологическое фракционирование.

Широко известные процессы образования карбонатов $\text{CO}_2 - \text{HCO}_3^- - \text{CO}_3^{2-}$ ведут к смещению изотопного состава углерода в сторону его утяжеления.

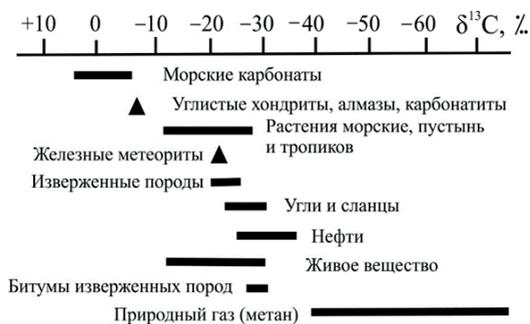
Процесс фотосинтеза, обычно выражающийся реакцией



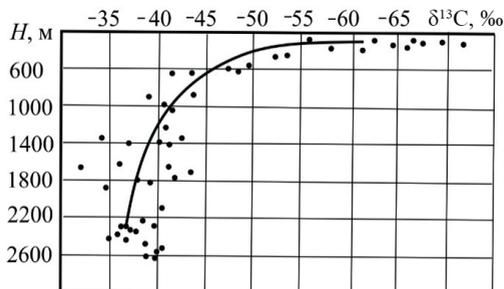
приводит к заметному обогащению органического вещества легким углеродом ^{12}C с фактором обогащения 1,024.

Компоненты нефти также различаются по изотопному составу углерода. Если для нефтей среднее значение $\delta^{13}\text{C} = -29\text{‰}$ (А. П. Виноградов, 1967 г.), то для насыщенных УВ В. В. Соболева, А. Н. Гусева [74] дают значение -31‰ , для ароматических – $(-28)\text{‰}$, для смол – $(-26)\text{‰}$. Такое распределение изотопов по группам отображает различные типы связей в молекулах компонентов нефти и состав предшественников в живом веществе [74].

На рис. 7.5, а приведено содержание изотопа $\delta^{13}\text{C}$ в компонентах органического вещества.



а



б

Рис. 7.5. Распределение изотопов углерода: а – между земными объектами и метеоритами (по данным Э. М. Галимова, 1968, 1981; С. И. Гольшева, 1979, 1980) и др.; б – зависимость изотопного состава углерода газов от глубины (по А. И. Тугаринову, 1973)

Этот рисунок свидетельствует о дальнейшем смещении изотопного состава углерода в сторону его облегчения. Минимальное содержание ^{13}C характерно для морских растений, растений пустынь и тропиков ($\delta^{13}\text{C} -28 \text{‰}$). Максимального развития этот процесс «облегчения» углерода достигает в каустобиолитах. Так, изотопный состав $\delta^{13}\text{C}$ углей изменяется от -22 до -27‰ , нефтей морского происхождения достигает -25‰ , нефтей континентальных – от -30 до -35‰ и газа – от -35 до -75‰ , главным образом за счет присутствующего в нем метана (рис. 7.5, б).

Причиной такого изотопного состава углерода метана в газах является третий процесс, широко распространенный в земной коре, это микробиологическое фракционирование изотопов углерода, метаболизм бактерий, приводящий к образованию исключительно легкого метана $\delta^{13}\text{C} = -75 \text{‰}$ (рис. 7.5, а).

С увеличением температуры в земных недрах, где присутствует большое количество метана, между метаном и углекислотой протекает обменная реакция; при этом чем выше температура, тем больше будут выравниваться содержания изотопов в обоих соединениях, т. е. тем меньше метан будет обогащаться изотопом ^{12}C . Наглядное доказательство этому дает рис. 7.5, б, где показана распространенность C^{13} в метане на различной глубине. На изотопный состав влияет также и фазовое состояние залежей (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Изотопный состав нефтей и газов месторождений Сибири [10; 33]

Месторождение	Возраст продуктивных отложений	Среднее значение $\delta^{13}\text{C}$, ‰	
		Нефть	Газ
Юрубчено-Тохомское	R	-33,1	-38,5
	V	-33,4	-
Куюмбинское	R	-	-42,4
		-33,7	-42,7
Собинское	V	-34,0	-41,1
Маччобинское		-34,4	-37,8
Среднеботуобинское	E_1	-35,2	-38,0

Месторождение	Возраст продуктивных отложений	Среднее значение $\delta^{13}\text{C}$, ‰	
		Нефть	Газ
Верхнечонское	V	-34,5	-31,3
Ковинское	$\text{E}_1\text{-V}_2$	-35,5	-
Хотого-Мурбайское	V	-	-37,3
Преображенское	E_1	-	-41,0
Южно-Тигянское	P	-29,2	-

Если в нефтях древних продуктивных комплексов значения $\delta^{13}\text{C}$ изменяются от -33,1 до -35,5 ‰, то в газах тех же отложений они уже могут достигать -42,7 ‰.

Распределение стабильных изотопов углерода в природных объектах обстоятельно изучено Э. М. Галимовым (1968 г). Он показал, что в связи со значительным отличием изотопов по массе и их физическим свойствам в природе происходит их избирательное разделение. Максимальные концентрации ^{13}C содержатся в карбонатных отложениях. Органический углерод осадочных толщ на 25 % содержит меньше изотопов ^{13}C , чем карбонатные отложения, что объяснимо процессами фотосинтеза.

Таким образом, фракционирование углерода в Земле вне зависимости от характера его первичного изотопного состава обусловлено главным образом биогенными явлениями. Механизм распределения изотопов углерода настолько тонок и неповторим, что в составе любого организма могут наблюдаться различные смеси изотопов углерода в разных его органах, которые не могут быть искажены посторонними процессами. Так, например, углерод жирных кислот в организмах оказывается на 2–5 % тяжелее углерода липидной фракции, а обе эти фракции имеют углерод более легкий, чем организм в целом.

Изотопный состав углерода разных веществ осадочной толщи варьирует в больших пределах (рис. 7.6). На общем фоне аномальным значением (-75 ‰) выделяются биохимический метан, что, видимо, связано с метаболизмом бактерий, как это было упомянуто выше.

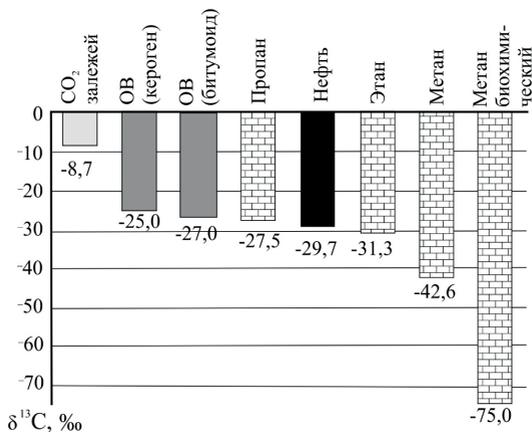


Рис. 7.6. Средние значения изотопа углерода $\delta^{13}\text{C}$ осадочной толщи

На Сибирской платформе газы всех древних продуктивных толщ (рифей – кембрий) содержат высокие концентрации 0,15–0,50 % об. гелия.

7.3. Гелий

Начало геологии гелия положено работами Х. П. Кэди и Д. Ф. Макфарленда (1905 г.), обнаруживших в низкокалорийных горючих газах Канзаса (США) до 2,0 % He. Максимальные концентрации гелия (до 10,3 % об.) в азотном газе установлены Ш. Муре и А. Лепала (1914 г.) в термальных источниках Европы.

В 1915–1920 гг. в США Д. Ш. Роджерсом проведено массовое опробование газовых скважин и выявлено несколько месторождений с концентрациями гелия в газах до 8–10 % об. В это же время найден первый гигант по запасам гелия – Амарильо (Клифсайд), позднее названный Хьюгтон-Пендхендл.

Геология гелия детально освещена в одноименном труде В. П. Якуцени (1968 г.), где приведены сведения об основных свойствах и изотопном составе гелия, методах исследований.

Исторический обзор развития гелиевой проблемы с момента зарождения до установления причин сложного пространственного распространения гелия на нашей планете и теоретические основы гелиевой съемки обобщены И. Н. Яницким (1979 г.) в книге «Гелиевая съемка».

Гелий – элемент, возглавляющий в таблице Д. И. Менделеева группу с нулевой валентностью. Его ядро состоит из двух протонов и двух (или одного) нейтронов. Известно два наиболее распространенных изотопа гелия: ${}^3\text{He}$ – легкий с атомным весом 3 и ${}^4\text{He}$ – тяжелый. Легкий гелий образуется в основном в результате ядерных реакций синтеза более тяжелых элементов из более легких.

Гелий практически инертный газ с очень высоким потенциалом ионизации. Соединения гелия возможны только при очень низких температурах в единицы или первые десятки кельвинов, так как атом гелия участвует лишь в относительно слабых дисперсионных взаимодействиях. Температура кипения гелия самая низкая среди всех известных веществ. Гелий – один из наиболее распространенных элементов во Вселенной, он занимает второе место после водорода. Также гелий является вторым по легкости (после водорода) химическим веществом.

В природе гелий может находиться в трех различных по миграционной способности формах: а) твердорастворенной, представленной ионами He^+ или α -частицами, захватившими в точке торможения по одному электрону; б) атомарной окклюзированной, включающей нейтральные атомы, находящиеся в кристаллической решетке или в закрытых порах минералов и пород; в) атомарной свободной, включающей нейтральные атомы, не связанные с внутренней структурой вещества и находящиеся с фазой-носителем в раскрытых трещинах или сообщающихся порах. Первые две формы гелия являются неподвижными.

Принято считать, что современное количество гелия в атмосфере – некоторая балансовая величина, определяемая поступлением гелия из верхней мантии и земной коры и рассеянием из атмосферы в космическое пространство.

Количество рассеиваемого гелия можно считать пропорциональным его количеству в атмосфере:

$$dQ_a = -\varepsilon Q dt, \quad (7.9)$$

где dQ_α – количество гелия, рассеиваемое в космическое пространство; ε – постоянная рассеивания (диссипации); Q – количество гелия, находящегося в атмосфере; t – время.

Известные представления А. П. Виноградова (1959, 1964 гг.) связывают образование основной массы земного гелия с распадом ядер ^{238}U , ^{235}U , ^{232}Th и их производных элементов. Вклад прочих альфа-излучателей и процессов, сопровождающихся образованием α -частиц, ничтожен.

Некоторые параметры для упомянутых выше форм миграции гелия приведены в табл. 7.5. Сравнение цифр показывает, что реальное значение для верхней термодинамической зоны имеют только активные формы переноса гелия (табл. 7.5).

Таблица 7.5

Параметры миграции различных по подвижности форм гелия
(по данным И. Н. Яницкого, 1974, 1987)

Миграционная форма гелия	Скорость перемещения фронта миграции, м/год	Время, потребное фронту пути в 1 км, лет
Неподвижная	0	∞
Диффузионная	$<10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^9$
Фильтрационная	$>0,1$	10^4

По данным И. Н. Яницкого, предполагаемая скорость восходящего потока гелиеносного флюида в центральных частях аномальных зон должна быть не менее 10 см/год. Эти цифры согласуются с величинами, полученными В. С. Голубевым с соавторами (1970 г.) при аналитических оценках реально наблюдаемых вертикальных концентрационных профилей в различных геологических условиях.

В силу высокой миграционной способности самостоятельных месторождений гелий в природе не образует, поэтому использование повышенных концентраций гелия для прямого прогноза нефтегазоносности сомнительно.

В терригенных красноцветных коллекторах венда ванаварской свиты на Собинском газоконденсатном месторождении существует корреляционная связь между концентрациями гелия и азота в растворенных газах (рис. 7.7).

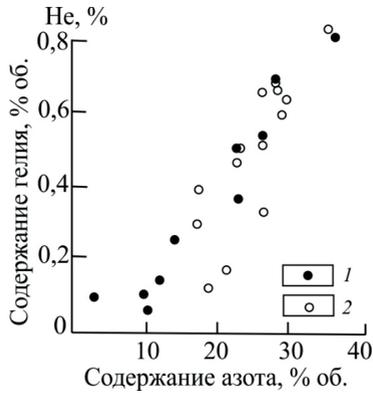


Рис. 7.7. Связь гелия и азота в свободных (2) и попутных (1) газах Собинского газоконденсатного месторождения

На данном месторождении углеводородов происходит процесс совместного концентрирования инертных газов. Об этом свидетельствует исключительное постоянство отношения He/N_2 (2,1–2,6).

Ранее эта закономерность была подмечена Д. И. Дроботом (1988 г.). Параллельное накопление гелия и азота в природных газах, по его мнению, может быть обусловлено рядом причин.

Во-первых, сходство их физико-химических свойств (инертность, близкая растворимость в различных средах) определяет одинаковую реакцию на различные процессы, воздействующие на залежь (подземное окисление или термическое разложение, растворение в водах и др.). Геологические и геохимические условия для протекания таких процессов здесь имеются. В результате их и происходит вторичное обогащение залежей гелием и азотом.

Во-вторых, большую роль в накоплении азота в природных газах месторождения, по-видимому, играли фациально-геохимические особенности осадков, а именно наличие в разрезе продуктивной толщи пестро- и красноцветных отложений венда. При их взаимодействии с залежами УВ за счет окислительно-восстановительных процессов мог продуцироваться азот.

Не исключено, что какая-то часть N_2 имеет глубинный генезис. Ведь по данным гравиразведки и аэромагнитной съемки и по карте ге-

лия (рис. 7.8) месторождение по периметру разбито серией глубинных разломов, создающих структуру типа горста. Зоны глубинных разломов прослеживаются с юга на север и с юго-запада на северо-восток.

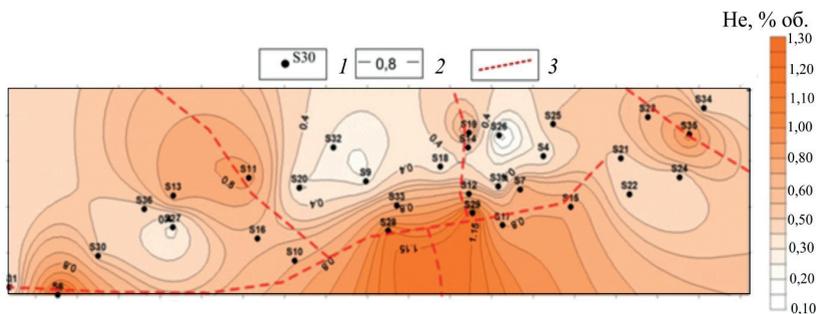


Рис. 7.8. Карта гелия в растворенных газах ванаварской свиты венда Собинского газоконденсатного месторождения: 1 – скважины и их обозначения; 2 – изоконцентрации гелия, % об.; 3 – зоны предполагаемых разрывных нарушений

В связи с этим нельзя исключать возможность проникновения в осадочную толщу в ассоциации с глубинным гелием и других газовых компонентов, таких как N_2 , H_2 , CO_2 . Принимая во внимание тесную связь гелия и азота, можно предположить, что неорганический азот являлся возможным переносчиком гелия с больших глубин.

И наконец, пополнение залежи инертными компонентами, очевидно, идет за счет подстилающих пластовых вод, содержащих в растворенном состоянии высокие концентрации азота и гелия.

Несмотря на такую зависимость, гелий, видимо, не может быть поисковым показателем, он скорее характеризует области пониженной фильтрации пластовых вод и зоны дезинтеграции и уменьшения глубины залегания гранитогнейсового фундамента (фиксируется по форме и интенсивности гравиметрической кривой Δg) платформы, на что авторами указывалось ранее (1987 г.). В этой связи на Сибирской платформе гелий может использоваться для решения задач прогноза качества покровов и картирования зон разрывных нарушений в осадочном чехле.

Б. М. Валяев, И. С. Демин, изучая изотопно-гелиевые отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ во многих нефтегазоносных бассейнах мира, установили,

что на суммарной диаграмме ${}^3\text{He} - {}^4\text{He}$ обособились две совокупности нефтегазоносных регионов. Первая – с умеренным (менее 0,1Ra) диапазоном изотопно-гелиевых отношений (ИГО) и вторая – с высоким (0,1Ra–6,5Ra) ИГО. Причем для нефтегазовых месторождений в регионах второго типа, с более высокой геодинамической активностью, при росте значений отношения ${}^3\text{He}/{}^4\text{He}$ отмечаются более высокие значения ${}^3\text{He}$, приводящие к смене соотношения газовых компонент и в конечном счете к смене CH_4 на CO_2 [13].

Таким образом, используя гелий в качестве дополнительного геохимического критерия, можно решать вопросы поиска зон дезинтеграции (зон разломов) в осадочном чехле и выявления зон улучшенных условий сохранности залежей УВ, оценивать долю гелия, образовавшегося радиогенным путем.

Долю радиогенного гелия, генерированного осадочными породами, можно рассчитать по формуле

$$Q = g \cdot t \cdot \gamma \cdot 10^3, \quad (7.10)$$

где Q – количество гелия, образовавшегося радиогенным путем, $\text{см}^3/\text{кг}$ породы; g – скорость радиогенного образования гелия породами (при кларковой радиоактивности), г/год; t – возраст отложений, продуцирующих гелий, по определениям Rb/Sr или иным изотопным методом, лет; γ – плотность гелия, г/л, $\gamma = 0,18$; 10^3 – переводной коэффициент на 1 кг породы.

По установленной доле Q радиогенного гелия и объемам продуцирующих пород можно рассчитать объем радиогенного гелия V_{He} , продуцированного этими толщами в зоне месторождения:

$$V_{\text{He}} = \frac{QS_{\text{cp}}h_{\text{cp}}}{\delta} 10^3. \quad (7.11)$$

Исследования, выполненные В. П. Якуцени (1968 г.) и И. Н. Яницким (1974, 1987 гг.), показали, что весьма эффективны при проведении поисков гелия газогеохимические методы, сопровождающиеся построением карт изменения упругостей гелия (табл. 7.6) и азота в составе газов.

Упругость гелия в природных газах для большинства месторождений природных газов меняется в пределах от 2,027 до 50,660 кПа при среднем 10,133 кПа (0,1 атм).

Таблица 7.6

Классификация природных газов по степени упругости гелия
(по В. П. Якуцени, 1968, с изменениями)

Интервалы упругостей гелия, Па*	Степень упругости гелия в составе газов	Возраст отложений
$\leq 506,625$	Весьма низкая	Кайнозойский
506,625–2 533,125	Низкая	
2 431,8–10 132,5	Пониженная	Кайнозойский и мезозойский
10 233,8–40 530,0	Средняя	Палеозойский
40 631,3–151 988,0	Повышенная	
152 088,8–506 523,7	Высокая	
$\geq 506 625,0$	Весьма высокая	

* 1 Па = 0,000 010 197 атм = 0,007 500 6 мм рт. ст. (0 °С) = 0,001 кПа.

По степени гелиеносности природные газы могут быть подразделены на газы низкой и пониженной гелиеносности – He < 0,025 % об.; средней и повышенной – He от 0,025 до 1,0 % об. и высокой гелиеносности – He \geq 1,0 % об.

По данным В. П. Якуцени (1968 г.), уникальные по концентрациям гелия (7,0–10,0 % об.) промышленные месторождения свободных газов выявлены на плато Колорадо (США). Там же обнаружена и максимальная упругость гелия – 10–16 атм.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие группы соединений включает биогенное органическое вещество? Приведите их краткие характеристики.
2. В каких видах в свободном состоянии известен углерод? Какие аллотропные модификации он образует?
3. Объясните геохимическую суть коэффициента зрелости природных газов, введенного в геохимическую практику В. П. Исаевым. Назовите вариации величин этого коэффициента в различных газах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

4. Как по изотопному составу $\delta^{13}\text{C}$ отличаются морские карбонаты, нефти и газ?

5. Объясните причины парагенезиса гелия и азота в растворенных газах Собинского газоконденсатного месторождения, находящегося в Катангской нефтегазоносной области.

Задание

Определите долю радиогенного гелия в отложениях ичерской свиты венда газоконденсатного месторождения, расположенного на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Известно, что на этом месторождении площадь газоносности парфеновских горизонтов П_1 и П_2 составляет $15,2 \cdot 10^{12} \text{ м}^2$, толщина алевролитов нижеичерской подсвиты венда – 39 м. Абсолютный возраст отложений ичерской свиты венда – $5,5 \cdot 10^8$ лет. Удельное радиогенное образование гелия аргиллитами (при кларковой радиоактивности) – $5,8 \cdot 10^{-18} \text{ г/год}$. Плотность гелия – 0,18 г/л; плотность аргиллитов и алевролитов – $2,68 \text{ г/см}^3$.

8. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО – ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ

Органическое вещество встречается на планете в разных концентрациях в породах всех возрастов и всех водах гидросферы как в растворенном, так и рассеянном состоянии. Рассеянное органическое вещество содержится почти во всех осадочных породах, поэтому наибольшее значение имеют исследования именно рассеянных органических компонентов пород.

8.1. Органическое вещество пород

Для решения задач нефтяной геохимии необходимы знания количественного распределения ОВ в породах и его качественных характеристик. Особое внимание обращается на изучение битумов, так как они наиболее близки по свойствам к нефти. Повышенный интерес представляют отдельные фракции битумов. В первую очередь это масла, смолы и асфальтены. Важную роль играет изучение качественной характеристики отдельных фракций РОВ и его нерастворимой части.

Доказано, что в РОВ органический углерод $C_{\text{орг}}$ составляет основную часть. Средние концентрации $C_{\text{орг}}$ для главных типов осадочных пород были определены Н. Б. Вассоевичем. В дальнейшем с учетом многих литературных источников эти данные уточнялись А. Б. Роновым (1978 г.). В результате по многим десяткам тысяч образцов были впервые установлены массы $C_{\text{орг}}$ и средние концентрации органического углерода в разновозрастных осадочных породах – от нижнего кембрия ((485,4±1,9) млн лет) до плейстоцена (0,126–0,761 млн лет назад). Кларк $C_{\text{орг}}$ был определен им 0,56 %, что несколько ниже, чем у Н. Б. Вассоевича (0,62 %).

Содержания органического углерода в породах различного литологического состава и возраста сильно отличаются.

Распределение $C_{\text{орг}}$ в молодых терригенных отложениях, в которых локализованы основные запасы нефти и газа Западно-Сибирской плиты, для территории Красноярского края, приведено на рис. 8.1.

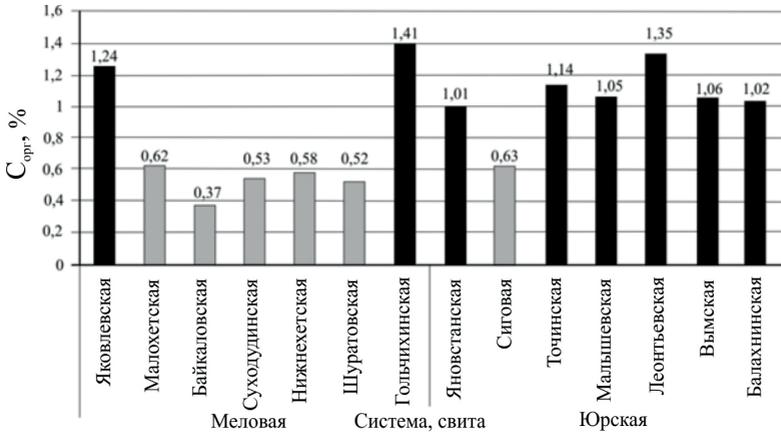


Рис. 8.1. Среднезвешенное содержание $C_{орг}$ отложений юры и мела по скважинам Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской НГО

В продуктивном разрезе Енисей-Хатангского прогиба и Большехетской структурной террасы выделяются следующие свиты с повышенным среднезвешенным содержанием $C_{орг}$ (рис. 8.1): нижняя часть яковлевской свиты в северо-восточной части Пур-Тазовской НГО, гольчихинская, яновстанская, точинская, малышевская, леонтьевская, вымская, балахнинская – в пределах Балахнинского мегавала.

Среднезвешенные содержания $C_{орг}$ в терригенно-карбонатных породах венда – рифея Сибирской платформы большей частью даже ниже кларкового значения (рис. 8.2).

Из рис. 8.2 видно, что в древних рифей-вендских толщах Катангской седловины на Сибирской платформе распределение $C_{орг}$ более равномерное и только аянская аргиллитовая толща, характеризующаяся преобладанием темно-серых до черных алевритистых и доломитистых аргиллитов, обладает более высоким содержанием $C_{орг}$.

Различие фациальных обстановок накопления рифейских отложений на Байкитской антеклизе, диагенетических условий и последующего катагенетического преобразования пород обусловило современную картину распределения органического вещества. Наиболее детально геохимия рифейских толщ исследована в Юрубчено-Тохомской зоне (ЮТЗ) нефтегазоаккумуляции (рис. 8.3).

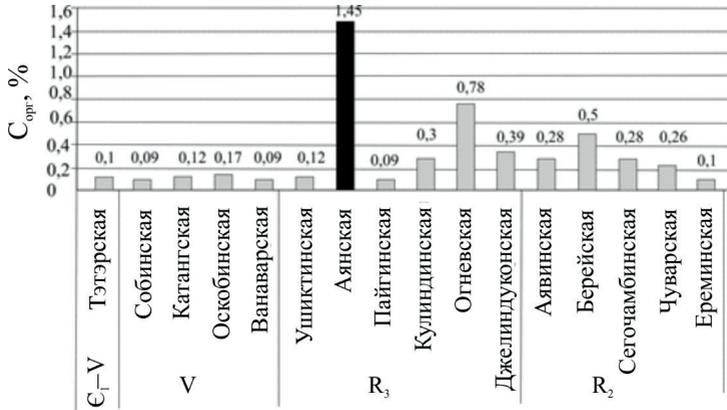


Рис. 8.2. Среднее содержание $C_{орг}$, % в венде – рифее Катангской седловины (по материалам КНИИГиМС, 1998 г.)

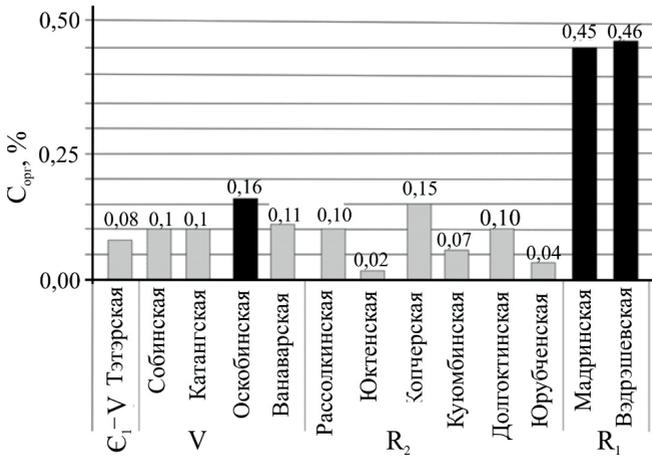


Рис. 8.3. Распределение среднего содержания органического углерода $C_{орг}$ в Юрубчено-Тохомской зоне

В разрезе ЮТЗ преобладают отложения карбонатных и терригенно-карбонатных формаций с незначительными концентрациями сингенетичного ОВ (до 0,1 %), и лишь в мадринской и вздрэшеской толщах рифея и оскобинской свите венда они повышены.

Встречающиеся повышенные концентрации ОВ обусловлены присутствием миграционных битумов [10].

В целом просматривается такая закономерность: среднее содержание РОВ в осадочных породах падает по мере уменьшения в них количества глинистых частиц при снижении роли как песчано-алевритового, так и карбонатного материала.

По данным Л. Р. Муру (1969 г.), В. А. Успенского, Н. Б. Вассоевича, К. Ф. Радионовой, С. Г. Неручева, Б. Тиссо и Д. Вельте и других [30], наиболее важными продуцентами $C_{орг}$ являются морской фитопланктон, зоопланктон, высшие наземные растения и бактерии.

При этом в растениях присутствуют углеводы (50 % и более) и лигнин (около 25 %). В бактериях и зоопланктоне преобладают белки (60–75 %).

Белки (протеины, полипептиды) – это высокомолекулярные органические вещества. Состоят из цепочек альфа-аминокислот. Множество их комбинаций создает молекулы белков с большим разнообразием свойств, поэтому они и составляют более 50 % клеточного материала живых организмов.

Углеводы – органические вещества, содержащие карбонильную группу и несколько гидроксильных групп, составляют основную массу (более 50 %) высших растений. ОВ углеводов включает целлюлозу, клетчатку, пектин, альгиновую кислоту $(C_6H_8O_6)_n$ и хитин. Альгиновая кислота (полисахарид) входит также в состав некоторых водорослей. Ее содержание в водорослях (ламинария японская) может составлять до 30 % сухого веса.

Липиды являются составной частью клеток и состоят из жировых веществ.

Все компоненты, входящие в состав живых организмов, значительно отличаются друг от друга по элементному составу, но все они содержат углерод, водород, кислород и серу и азот – основные элементы каустобиолитов нефтяного (битумного) ряда. В этой связи значительный интерес представляют не только общие интегральные характеристики ОВ, но и отдельные детали его строения. Если в исходном веществе эти химические элементы расположены более или менее равномерно по отдельным структурным звеньям, то в процессе превращений они покидают систему в виде H_2O и CO_2 , воды и углеводородов, сероводорода и аммиака.

Структурные предшественники отщепляющейся воды – это гидроксильные группы (ОН); уголекислоты – карбоксилы (СООН); сероводорода – группы SH; аммиака – группы первичного амина NH₂; углеводов – группы ≡C–CH₃. На первых этапах превращений возникают преимущественно гидроксилы и карбоксилы – структурные предшественники молекул, соответственно, воды и уголекислоты. После исчерпания возможностей макромолекул органических веществ к образованию этих соединений наступает очередь возникновения группировок C–CH₃, служащих предшественниками углеводородных молекул. А. В. Андреев и другие (1958, 1959 гг.) предполагают, что этапы образования и существования гидро- и карбоксилов сравнительно быстротечны и вскоре на смену им появляются в массовом количестве и занимают преобладающее положение структурные предшественники углеводов – группировки, содержащие метильные группы, связанные с атомами углерода, C–CH₃.

Таким образом, главным элементом в составе органического вещества является органический углерод C_{орг}.

8.2. Методы изучения компонентов органического вещества

Для определения количества содержащегося в породе ОВ кроме информации о C_{орг} необходимы сведения о содержании углерода в органическом веществе C_{ОВ}, устанавливаемое по сборным пробам той серии, к которой относится конкретный образец. Расчет содержания ОВ производится по формуле

$$ОВ = (C_{орг}/C_{ОВ}) \cdot 100. \quad (8.1)$$

Поэтому содержание органического вещества в породах определяется по наличию в них органического углерода C_{орг}.

Существуют различные аналитические методы выделения ОВ из пород и определения его состава. Наиболее распространенной и понятной является схема ВНИГРИ (рис. 8.4).

Главные компоненты, извлекаемые из органического вещества пород, – битумоиды и кероген.

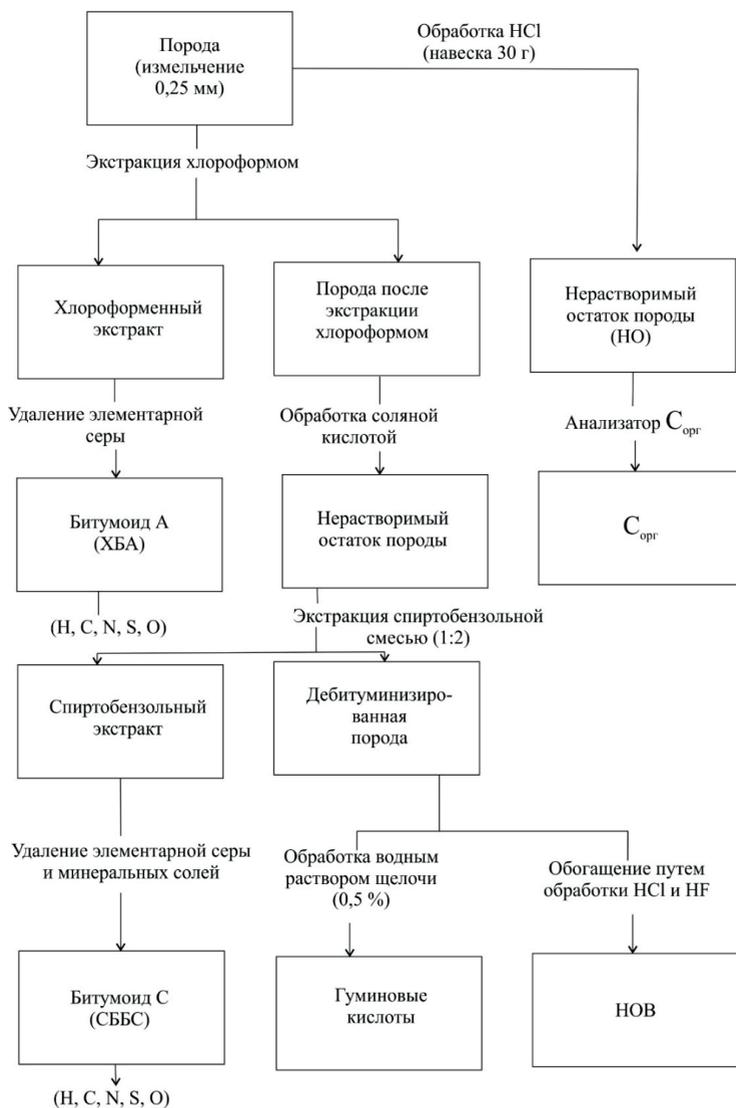


Рис. 8.4. Схема определения группового состава ОВ пород (по С. Г. Неручеву, 1998): ХБА – хлороформенный битумоид А из сразу раздробленной породы; СББС – спиртобензольный битумоид, извлекаемый из породы после ее разложения 10%-й HCl; НОВ – нерастворимое органическое вещество

Битумоиды – это вещества, растворимые в органических растворителях (хлороформ – CHCl_3 , спиртобензол – смесь бензола C_6H_6 со спиртом $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$).

Кероген – остаток органического вещества после экстракции из него битумоидов. Кероген часто называют нерастворимым органическим веществом или нерастворимым остатком (НО).

Битумоид, экстрагированный хлороформом, называют битумоидом А или ХБА; экстрагированный спиртобензолом – спиртобензольным битумоидом – С или СПБ.

Некоторыми схемами анализа предусмотрена спиртобензольная экстракция не только после кислотной обработки породы, но и до нее. Получаемая таким образом дополнительная порция спиртобензольного экстракта (ДСББ или ДСББА) при приведении к стандартной схеме приплюсовывается к битумоиду С. Обрабатывают породу соляной кислотой, так как битумоид С входит в кристаллическую решетку карбонатных пород.

Битумоид А извлекают из породы с применением метода холодной и горячей экстракции хлороформом без предварительной обработки соляной кислотой HCl .

Известно несколько коэффициентов, характеризующих органическое вещество. Это степень битуминизации органического вещества β

$$\beta = \left(\frac{\text{ХБА}}{\text{C}_{\text{орг}}} \right) \cdot 100 \% \quad (8.2)$$

или

$$\beta = \left(\text{ХБ} \frac{0,85}{\text{C}_{\text{орг}}} \right) \cdot 100 \% \quad (8.3)$$

Количество углеводородов в битумоиде и органическом веществе позволяет использовать два соотношения для решения вопроса о сингенетичности битумоидов породе, вмещающей их:

$$\mu_1 = \left(\frac{\text{УВ}_{\text{маселл}}}{\text{ХБ}} \right) \cdot 100 \% \quad (8.4)$$

или

$$\mu_2 = \left(\frac{УВ_{\text{масел}}}{C_{\text{орг}}} \right) \cdot 100 \%. \quad (8.5)$$

Повышенные относительно фона значения этих коэффициентов указывают на эпибитуминозность.

Определение степени восстановленности ОВ осуществляют с помощью отношения содержания хлороформенного битумоида к спиртбензолному (ХБ/СПБ). Чем больше это отношение, тем выше степень восстановленности органического вещества. Для этих же целей можно использовать также коэффициент восстановленности:

$$\omega = (C + H) / (O + N + S). \quad (8.6)$$

Чем больше этот коэффициент, тем выше восстановлено ОВ. Восстановленная легкая часть битумоидов наиболее близка по составу к нефти. До 1967 г. по предложению И. М. Губкина такую легкую восстановленную часть битумоидов называли диффузионно-рассеянной нефтью.

В. А. Успенским выявлена следующая закономерность: чем больше содержание битуминозных компонентов в ОВ, тем меньше его содержание в породе [30]. Объяснение данного факта заключается в том, что с увеличением дисперсности ОВ пород в нем растет доля битуминозных компонентов [30]. Эта закономерность имеет большое геохимическое значение. Она позволяет определить автохтонность (сингенетичность) или аллохтонность (эпигенетичность) битумоидов. Если $\beta < 20 \%$, битумоид является автохтонным, если $\beta > 40\text{--}50 \%$, то это указывает на наличие автохтонных битумоидов. Если β больше 20 %, то это означает, что имеются параавтохтонные битумоиды [30]. Параавтохтонные битумоиды, по Вассоевичу, Абрамсону (1963 г.), – оторвавшаяся часть синбитумоида. Это часть битумоида, претерпевшая некоторые перемещения в материнской породе и потерявшая право называться синбитумоидом, но не имеющая достаточных прав называться эпибитумоидом. У битумоидов, отдавших свою наиболее миграционную часть, очень низкие значения $\beta = 2\text{--}3 \%$.

Итак, важнейшими показателями РОВ, которые определяют возможность образования углеводородов нефтяного ряда, являются сте-

пень битуминизации ОВ, его восстановленности и термической зрелости, количество углеводородов в битумоиде и ОВ, генетический тип органического вещества.

8.3. Генетические типы органического вещества, стадии его преобразования и формирование нефти и газов

В предыдущей главе уже упоминалось, что автором первой фациально-генетической классификации органического вещества был Г. Потонье, разделивший каустобиолиты по вещественному составу на гумолиты и сапропелиты. Сапропелиты образованы из органического вещества низших растений, а гумолиты – из органического вещества высших растений.

В. А. Успенский и О. А. Радченко (1961 г.) показали двухкомпонентное строение сапропелевого ОВ, состоящего из липидной и гумоидной (углеводно-белковой) частей. Наиболее характерным для липидной части является содержание водорода, а для гумоидной части – азота. На этом основании сапропелевое ОВ ими подразделено на четыре типа: липидный, гумоидно-липидный, липидно-гумоидный, гумоидный. Имеются и другие классификации рассеянного ОВ.

Классификации ОВ Ван Д. Кревелена. В настоящее время наиболее широко распространена классификация типов ОВ на основе структурно-химических признаков с использованием диаграммы зависимости атомных отношений Н/С к О/С, разработанная известным голландским ученым Ван Д. Кревеленом. Им установлено, что ОВ в зависимости от его состава образует три типа керогена (рис. 8.5).

Маком Кирдли в основу классификации положен элементный состав и наличие мацералов. При этом он исходил из того, что в ОВ значительную долю составляют микробиальные компоненты. Это позволило выделить четыре типа керогена.

Тип I обогащен водородом. Отношение $H/C_{ат}$, по данным О. В. Седебренниковой (2008 г.), составляет 1,6; $HI > 600$ мг УВ/г $C_{орг}$. В продуктах генерации преобладают *n*-алканы, ароматических углеводородов мало, т. е. это мацеральный эквивалент альгинита (группа микрокомпонентов ископаемых углей, сформировавшихся в результате преобразования низших растений и планктона).

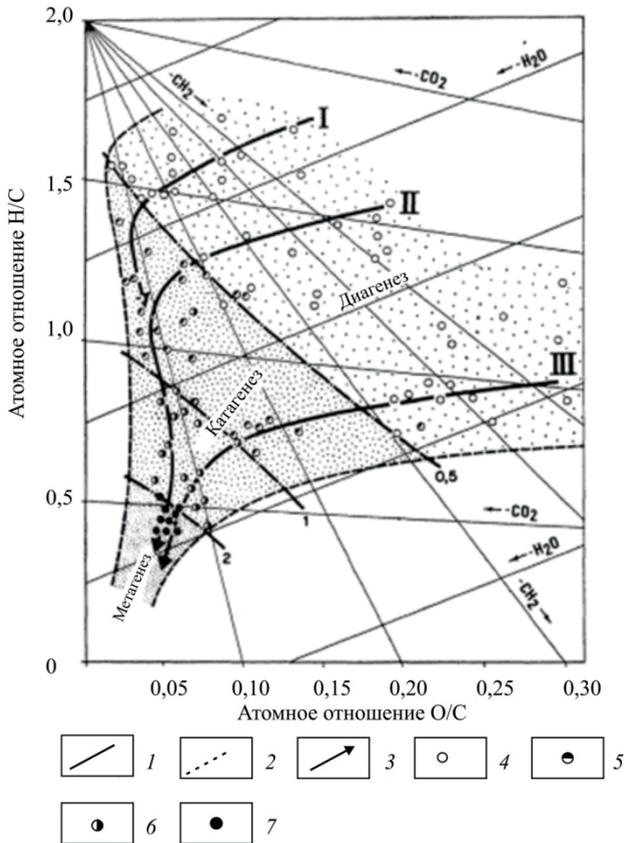


Рис. 8.5. Общая схема эволюции керогена от диагенеза до метагенеза на диаграмме Ван Д. Кравелена (Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981 г.): 1 – изолинии приблизительных значений отражательной способности витринита; 2 – границы поля керогена; 3 – эволюционные кривые главных типов керогена; 4–7 – отражательная способность витринита, град: 4 – 0–0,5; 5 – 0,5–1,0; 6 – 1,0–2,0; 7 – 2,0–4,0. На рис. 8.5 диагенез соответствует протокатагенезу по российской шкале катагенеза

Tun II – смесь обогащенного липидами сапропелевого и гумусового ОВ. Отношение $H/C_{ат}$ по данным того же автора, изменяется в интервале 1,3–1,6; $NI > 600$ мг УВ/г $C_{орг}$. Пристан преобладает над фитаном. Содержание *n*-алканов и длина их цепей меньше, чем в керогене I типа.

Тип III является гетерополиконденсатом водорослевых гуминовых веществ. По элементному составу сходен с витринитом ($H/C_{ар} = 1,3$; $HI < 300$ мг УВ/г $C_{орг}$).

Тип IV обеднен водородом, по составу близок к фюзениту ($H/C_{ар} = 0,54-0,28$).

Определение типа керогена в исследуемой породе осуществляется по данным о составе битумоида – микронепфти, которая образовалась из керогена при его термическом созревании и деструкции. Для этого исследуется состав хемофосфилий (биомаркеров) – специфических молекул, несущих в своем строении сведения об источнике и условиях диagenеза: методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) определяется состав алканов, методом спектрофотометрии – содержание в битумоиде металлопорфиринов и перилена $C_{20}H_{12}$ – полициклического ароматического углеводорода.

В морских условиях седиментации из хлорофилла образуются комплексы порфиринов с ванадилем (VO-ПФ); в континентальных – только с никелем. Никелевые порфирины (Ni-ПФ) не могут образоваться при сероводородном заражении придонных осадков. Следовательно, наличие в битумоиде ванадилпорфиринов свидетельствует о морских условиях седиментации и, наиболее вероятно, о керогене II типа; наличие в битумоиде никелевых порфиринов – об отсутствии сероводородного заражения придонных вод в бассейне седиментации, наличие перилена – о мелководности бассейна и близости береговой линии. Наиболее часто он встречается в озерных осадках. Наличие перилена может указывать на кероген I типа.

В окислительных условиях из фитола образуется преимущественно пристан (*Pr*) *изо*- C_{19} , в восстановительных – фитан (*Ph*) *изо*- C_{20} , поэтому отношение *Pr/Ph* можно использовать для оценки окислительно-восстановительного потенциала в бассейне. При отношении *Pr/Ph* $< 1,0$ резко восстановительная среда; при *Pr/Ph* $= 1,0-1,5$ – восстановительная; при *Pr/Ph* $= 1,5-2,0$ – слабовосстановительная – окислительная (субокислительная) среда; при *Pr/Ph* $> 2,0$ – окислительные условия.

Об основном источнике, поставлявшем ОБ в осадок, позволяет в определенной мере судить состав *n*-алканов, который закономерно отражается рядом алкановых коэффициентов. Фитопланктон, формирующий кероген II типа, характеризуется коэффициентом $(n-C_{15} + n-C_{17})/2C_{20}$;

высшие наземные растения, дающие кероген III типа, – коэффициентом $(n-C_{27} + n-C_{29})/2C_{20}$; прибрежные водоросли (смешанный между II и III типами керогена) – коэффициентом $(n-C_{21} + n-C_{23} + n-C_{25})/3C_{20}$. Микроорганизмы формируют ОВ с высоким содержанием пристана и дополнительными максимумами в распределении алканов, приходящимися на C_{20} и C_{26} (кероген I типа). Озерные водоросли характеризуются преобладанием высокомолекулярных гомологов аналогично высшим растениям (кероген I типа).

Таким образом, процессы, протекающие на стадии накопления осадков и находящихся в них органических веществ, приводят к их уплотнению, росту давления и температур.

Катагенез ОВ. Следующий этап геологической истории ОВ – это его длительный катагенез под действием температуры, давления и гидродинамических процессов, приводящих к миграции подвижных форм битумоидов.

Чтобы установить, какова степень метаморфизма ОВ, необходимо было иметь надежный геолого-геохимический критерий.

Такой критерий был найден петрографом А. И. Амосовым (1961 г.). Он предложил определять стадии преобразованности углей по отражательной способности витринита в воздушной среде (R^a) и кедровом масле (R^o). Дальнейшие совершенствования шкалы катагенеза по маркам углей, выполненные Н. Б. Вассоевичем, Н. В. Лопатиным, С. Г. Неручевым, позволили создать комплексную шкалу катагенеза. Эта шкала катагенеза остается актуальной и сегодня (табл. 8.1).

Естественно, как и всякая другая шкала, эта шкала не может отражать все особенности катагенеза из-за разных условий накопления ОВ в различных типах пород. Однако это не снижает ее универсальности и практической ценности и допускает использование иных подходов к оценке степени катагенеза. Например, для докембрийских отложений, лишенных углистых веществ, Г. М. Парапаровой, С. Г. Неручевым и другими (1986 г.) используется показатель преломления микрокомпонентов РОВ – коллоальгинита, коллохитинита и псевдовитринита.

На практике геологами-нефтяниками часто применяются оценки степени преобразованности ОВ на уровне качественных критериев: «незрелое» ОВ, «малозрелое», «зрелое» и т. д. Такие субъективные оценки, естественно, применимы, однако их следует дублировать количествен-

ными характеристиками. По мере роста температур и давления на стадии среднего катагенеза формируются газообразные и жидкие УВ бензиновых и керосиновых фракций нефтей. При дальнейшем погружении осадков и достижении ими температуры 80–150 °С начинается процесс десорбции УВ и их отрыв от материнской органики, т. е. интенсивное растворение жидких УВ в образующихся сжатых газе и воде. Эту стадию преобразования ОВ Н. Б. Вассоевич (1967 г.) назвал *главной фазой образования нефти*, в зарубежной литературе для ее обозначения используется выражение *нефтяное окно*. Интервалы глубин, на которых создаются оптимальные условия для возникновения главной фазы нефтеобразования, называются главной зоной нефтеобразования.

Таблица 8.1

Шкала катагенеза и углекислотности органического вещества пород [30]

Подстадии катагенеза	Градации катагенеза	Марочная шкала углей (марки углей)	Отражательная способность витринита		Ориентировочная температура, °С
			в масле R ^o	в воздухе R ^a	
Протокатагенез	ПК ₁	Б ₁ – мягкий бурый	До 0,30	5,5–6,0	25–50
	ПК ₂	Б ₂ – матовый бурый	0,30–0,40	6,0–6,5	50–75
	ПК ₃	Б ₃ – матовый бурый	0,40–0,50	6,5–7,0	75–90
Мезокатагенез	МК ₁	Д – длинно-пламенный	0,50–0,65	7,0–7,5	95–120
	МК ₂	Г – газовый	0,65–0,85	7,5–8,2	120–160
	МК ₃	Ж – жирный	0,85–1,15	8,2–9,00	160–190
	МК ₄	К – коксовый	1,15–1,55	9,0–9,8	190–215
	МК ₅	ОС – остро-спекающийся	1,55–2,00	9,8–10,7	215–235
Апокатагенез	АК ₁	Т – тощий	2,00–2,50	10,7–11,5	Более 240
	АК ₂	ПА – полу-антрацит	2,50–3,50	11,5–13,0	–
	АК ₃	А – антрацит	3,50–4,70	13,0–14,5	–
	АК ₄	–	4,70 и более	14,5 и более	–

Сравнение общепринятых методов определения зрелости породы и их корреляция с пределами генерации нефти и газа приведены на рис. 8.6 на основании сводных данных по разным авторам.

Главная зона нефтеобразования располагается в интервалах глубин осадочного чехла, которые соответствуют градациям катагенеза МК₁, МК₂ и МК₃. Как было упомянуто выше, «нефтяное окно» по разным источникам различно. На рис. 8.6 одной звездочкой * показано «нефтяное окно» по Ал. А. Петрову (1984 г.); двумя звездочками ** – по Дж. Демисону (1986 г.), с дополнениями В. В. Чахмачева; тремя звездочками *** – индекс окрашивания спор SCI (staining index) по Кен Уолгемуту (2002 г.). Кроме того, на рис. 8.6 приняты сокращения цвета спор по *TAI*: СЖ – светло-желтый; Ж – желтый; О – оранжевый; ТО – темно-оранжевый; К – коричневый; ТК – темно-коричневый; Ч – черный. Марки углей приведены по Ал. А. Петрову (1984 г.) и могут отличаться от индексов, принятых в других источниках литературы.

Таким образом, после завершения этапа физико-химического уравнивания осадка, ОБ, рассеянное в нем, генерирует различные типы углеводородных флюидов в результате воздействия факторов катагенеза. То есть ОБ реализует свой генерационный потенциал. Существует большое количество методов оценки нефтегазоматеринского потенциала, ниже будет рассмотрен только наиболее современный – пиролиз по методике Rock Eval.

8.4. Определение нефтегазоматеринского потенциала пород

Для оценки нефтегазоматеринского потенциала пород существует множество методик. Большинство из них детально охарактеризовано в Справочнике по геохимии нефти и газа (1998)*. Надежные количественные параметры оценки потенциала могут быть получены по экспериментальным данным, характеризующим изменение состава ОБ в результате происходящих процессов генерации и эмиграции углеводородов.

* Кроме того, в рамках настоящего курса такая задача не стоит, поэтому они остаются предметом самостоятельного изучения и далее не рассматриваются.

Одним из наиболее эффективных методов количественной оценки масштабов газообразования при эволюции ОВ считается методологический подход, разработанный В. А. Успенским. Этот методологический подход положен в основу создания прибора (Rock Eval), который с 1978 г. используется для решения практических проблем нефтяниками во всем мире. Прибор разработан во Французском институте нефти под руководством известного геохимика Дж. Эспитале.

Метод Rock Eval – это оценка потенциала на нефть образцов породы методом пиролиза при программируемом нагреве и пиролитическое и окислительное разложение проб породы с последующим детектированием продуктов разложения. Пиролитический нагрев проб выполняется в интервале от 30 до 650 °С. В зависимости от целей нагрев может осуществляться до 850 °С.

Скорость нагрева печи составляет от 0,2 до 5,0 °С/мин, с шагом 0,1 °С. Имеются два регистратора для определения компонентов, выделяющихся из органического вещества: пламенно-ионизационный детектор для регистрации углеводородов и инфракрасный – для определения СО и СО₂, а также блок для улавливания продуктов пиролиза и окисления. Прибор оборудован блоком автоматической подачи тиглей с образцами в пиролитическую печь.

Методика пиролиза на аппаратуре Rock Eval подробно описана во многих работах (Б. Тиссо и Д. Вельте, 1981; Н. В. Лопатин и Т. П. Емец, 1987; Е. С. Ларская и др., 1993; П. П. Муравьев и С. Н. Сидорович, 1999; М. В. Дахнова, 2007 и др.). На рынке прибор представлен новейшими модификациями Rock Eval-6 (Classic, Standard, Turbo) и отличается от предыдущих аппаратов усовершенствованной непрерывной системой подачи тиглей и независимой 2-уровневой обработкой образцов (в пламенно-ионизационном детекторе и печи окисления).

Принцип действия прибора прост. Образец керна или шлама (100 мг) помещается в печь с инертной атмосферой, создаваемой с помощью азота и гелия, где нагревается по определенной программе, контролируемой компьютером. Компьютерная система производит идентификацию всех продуктов анализа, а также записывает все параметры процесса. В ходе пиролиза фиксируются группы компонентов, которым соответствуют пики S_0 , S_1 , S_2 , S_3 , S_4 органических соединений (рис. 8.7).

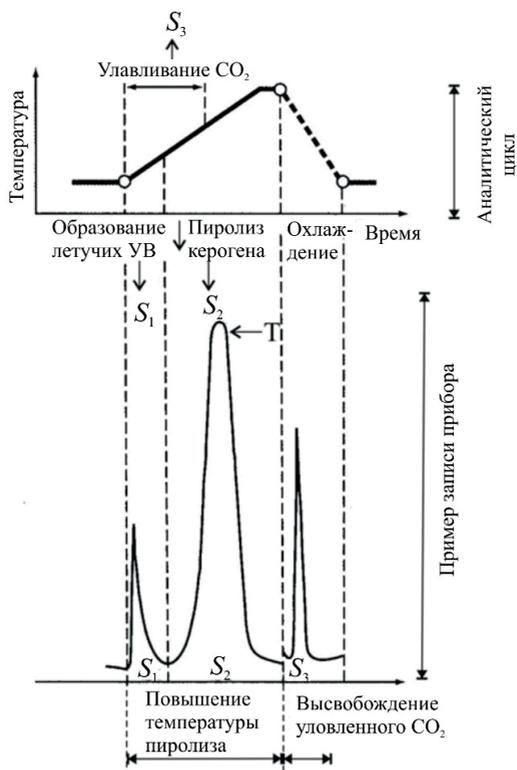


Рис. 8.7. Пример записи прибора Rock Eval (по Б. Тиссо, 1961)

Кроме этих параметров прибор фиксирует значение максимальной температуры T_{\max} . Температура, при которой отмечается наибольшая интенсивность выхода УВ в пределах пика S_2 , обозначается как T_{\max} . Установлены следующие значения максимальной температуры T_{\max} : $T_{\max} < 430\text{ }^\circ\text{C}$ – зона незрелого керогена (градация катагенеза ПК); $430\text{ }^\circ\text{C} < T_{\max} < 465\text{ }^\circ\text{C}$ – главная зона нефтеобразования («нефтяное окно», градации катагенеза МК₁–МК₃); $T_{\max} > 465\text{ }^\circ\text{C}$ – главная зона газообразования («газовое окно», градации катагенеза МК₄–АК).

Параметр S_0 фиксируется при температуре $100\text{ }^\circ\text{C}$, при которой из ОВ выделяются свободные газы C_1 – C_4 и возгоняются углеводоро-

ды C_5-C_7 в миллиграммах УВ на грамм породы (мг УВ/г породы). Это означает, что углеводороды C_5-C_7 не переходят в жидкую фазу.

Значение S_1 показывает долю исходного генетического потенциала, реализованного в УВ. При температуре 300 °С в жидкую фазу переходят УВ C_5-C_7 . Возгоняется часть смолисто-асфальтеновых веществ. Пик S_1 фиксируется в мг УВ/г породы.

Параметр S_2 фиксируется при температуре 600–850 °С. При этой температуре происходит выделение углеводородных продуктов крекинга смолисто-асфальтеновых веществ и керогена в мг УВ/г породы.

Пик S_3 соответствует количество СО и СО₂ при температуре нагрева 400 °С. Количество этих веществ фиксируется инфракрасным детектором в миллиграммах СО₂ на грамм породы (мг СО₂/г породы).

Пик S_4 отвечает количество СО и СО₂, образовавшихся в результате сжигания остаточного углерода в атмосфере кислорода или воздуха.

В печи окисления происходит программированный нагрев породы (300–850 °С) в атмосфере кислорода. *Общее содержание углерода ТОС* (Total Organic Carbon) вычисляется с учетом того, что 83 % в элементном составе УВ пиков S_1, S_2 приходится на углерод.

Качество керогена или типа ОВ характеризуют водородный индекс *ЛН*, кислородный индекс *ЛО*, индекс продуктивности *ЛР*, нефтяной генерационный индекс *ЛРР*. Эти индексы определяются расчетным путем:

$$ЛН = \frac{S_2 \cdot 100}{C_{орг}} \left[\frac{\text{мг УВ}}{\text{г } C_{орг}} \right], \quad (8.7)$$

где S_2 – углеводородные продукты пиролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ (300–600 °С), мг УВ/г породы;

$$ЛО = \frac{S_3 \cdot 100}{C_{орг}} \left[\frac{\text{мг } CO_2}{\text{г } C_{орг}} \right], \quad (8.8)$$

S_3 – количество СО и СО₂, которые выделяются из ОВ при нагреве до 400 °С, мг СО₂/г породы; $C_{орг}$ – общее содержание органического углерода в породе, % мас.;

$$IP = \frac{S_1}{S_1 + S_2}, \quad (8.9)$$

S_1 – свободные углеводороды до 300 °С, мг УВ/г породы;

$$PP = S_1 + S_2, \text{ мг УВ/г породы.} \quad (8.10)$$

Индексы IH , IO характеризуют содержание водорода и кислорода в керогене и имеют прямую зависимость от величин атомных соотношений H/C и O/C , что позволяет использовать их для определения типа материнских пород (рис. 8.8) [30].

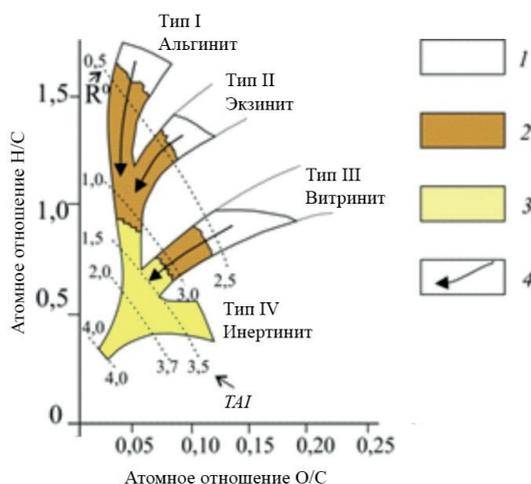


Рис. 8.8. Диаграмма Ван Д. Кревелена (Кен Уолгемут, 2002): 1 – CO_2 и H_2O ; 2 – нефть; 3 – газ; 4 – пути эволюции; R^0 – отражательная способность витринита; TAI – показатель термического изменения (цвет спор)

Кен Уолгемут (2002 г.), используя показатель термического изменения TAI , выделяет IV тип, обедненный водородом. По составу он соответствует инертниту. В. И. Ермолкин и В. Ю. Керимов [30] относят его к фюзениту ($H/C_{ат} = 0,54-0,28$).

Таким образом, используя данные Rock Eval, можно решить следующие задачи:

- определить класс нефтегазоматеринских пород;

- вычислить водородный IH и кислородный IO индексы;
- установить индекс продуктивности IP и определить генерационный потенциал PP ;
- построить геохимический разрез и выделить зоны генерации нефти и газа.

Суммарная величина $S_1 + S_2$, выраженная в килограммах на тонну породы, представляет общий генерационный потенциал OB и учитывает как количество, так и тип OB – водородный ($S_2/C_{орг}$) и кислородный индексы ($S_3/C_{орг}$), а коэффициент превращения $S_1/(S_1 + S_2)$ характеризует степень созревания OB .

Материнские породы Б. Тиссо и Д. Вельте (1981 г.) по генерационному потенциалу делят на четыре группы:

- менее 2 кг/т;
- от 2 до 6 кг/т;
- более 6 кг/т;
- 100–200 кг/т.

О. В. Серебренникова (2008 г.) показала, что высокие значения генерационного потенциала (>100 кг/т) имеет OB I и II типов и является превосходной материнской породой (если она достигла ГЗН) либо горючим сланцем, если глубина погружения была небольшой.

В 1986 г. К. Петерс эта классификация была уточнена и в ее основу были положены уже почти все параметры нефтегазового потенциала, регистрируемые приборами Rock Eval (табл. 8.2).

Таблица 8.2

Характеристики нефтематеринских пород по генерационному потенциалу
(по Б. Тиссо и Д. Вельте, 1961 и К. Петерс, 1986) [30]

Класс	$C_{орг}$, %	S_1	S_2	$PP (S_1 + S_2)$	$\frac{IH, \text{ мг УВ}}{C_{орг}}$
		$\frac{\text{мг УВ}}{\text{г породы}}$			
Очень плохие (очень бедные)	<0,2	<0,1	<0,2	0,01–0,50	<50
Плохие (бедные)	0,2–0,5	0,1–0,5	0,2–2,5	0,5–2,0	50–100
Удовлетворительные (средние)	0,5–1,0	0,5–1,0	2,5–6,0	2,0–6,0	100–300
Хорошие (богатые)	1,0–3,0	1,0–2,0	6,0–20,0	6,0–20,0	300–600
Очень хорошие (очень богатые)	>3,0	>20	>20	>20	>600

Приведенная в табл. 8.2 классификация в литературе рассматривается как оценочная, которая может быть использована на первом этапе в малоизученных регионах. Дело в том, что она не учитывает литологического состава пород, стадийности катагенеза и т. д.

Эффективным считается коэффициент, разработанный Н. Б. Васюковичем и И. Е. Лейфманом, учитывающий водород, связанный в керогене с углеродом:

$$F_1 = H - \frac{2 \cdot (O + N + S)}{C}. \quad (8.11)$$

Этот коэффициент своими высокими значениями (0,9–1,2) характеризует высокий потенциал альгинитов и экзинитов (см. рис. 8.8), I и II типы ОВ и F_1 меньше 0,8 для III и IV типов керогена.

Большое геохимическое значение имеет определение степени «истощения» генерационного потенциала по изучению параметров S_2 и T_{\max} . Как было показано выше, по мере роста значений катагенеза и T_{\max} истощаются углеводородные ресурсы керогена (см. рис. 8.8).

Пиролитический метод постоянно совершенствуется и используется в комплексе с масс-спектрометрией и экспресс-методом «пиролиз – флуоресценция». Пиролитический метод определения генетических типов ОВ, стадий его преобразования и генетического потенциала остается ведущим методом в геохимии и используется почти повсеместно, в том числе и за рубежом. При наличии данных пиролитического анализа Rock Eval можно оперативно решать многие геохимические задачи и оценивать генерационный потенциал материнских толщ.

8.5. Оперативная оценка генерационного потенциала и зрелости керогена по материалам пиролиза

Поскольку величина S_1 представляет долю исходного генетического потенциала, который был эффективно трансформирован в углеводороды, а величина S_2 характеризует остаточный нефтегазоматеринский потенциал, который не был использован в ходе генерации углеводородов, то сумма этих параметров ($S_1 + S_2$), выраженная в килограммах на тонну породы, представляет собой *генерационный потенциал*.

Генерационный потенциал горной породы оценивается в соответствии с классификацией, представленной в табл. 8.2.

Для характеристики степени эволюции ОВ используются два показателя: отношение $S_1/(S_1 + S_2)$ и температура T_{\max} , причем для получения достоверной оценки зрелости керогена необходимо рассматривать изменения значений этих параметров во взаимосвязи друг с другом, поскольку на абсолютные значения каждого из них в отдельности влияют различные факторы. Значения параметров $S_1/(S_1 + S_2)$ и T_{\max} зависят от наличия миграционных процессов УВ, типа керогена и его гипергенных преобразований.

При отсутствии миграции УВ в нефтегазоматеринской породе отношение $S_1/(S_1 + S_2)$ представляет собой индекс продуктивности PI , величина которого используется в качестве показателя зрелости органического вещества.

Оценка степени зрелости керогена по результатам пиролитического анализа осуществляется по классификации, представленной в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Критерии оценки степени преобразованности ОВ горных пород

Характеристика ОВ	Значение показателя PI	Степень преобразованности (катагенеза)
Незрелое	Менее 0,1	ПК ₁ –ПК ₂
Зона генерации нефти	От 0,1 до 0,4	МК ₁ –МК ₃
Зона жирного газа	Более 0,4	АК ₁ –АК ₂

Методика дальнейшего расчета основных органогеохимических параметров для определения ресурсной УВ-базы конкретных нефтепроизводящих толщ основана на представлениях о том, что величина S_1 отвечает количеству «свободных» УВ, заключенных в единице массы (тонне) материнской породы [4]. Остаточное содержание УВ в керогене на единицу массы породы характеризует значение S_2 . Параметр T_{\max} соответствует текущему уровню катагенеза породы.

Основываясь на данных измерения параметров, исходный *генерационный потенциал* можно рассчитать по формуле

$$P_{\text{исх}} = S_{2\text{исх}} \cdot M, \quad (8.12)$$

где $P_{исх}$ – генерационный (исходный) УВ потенциал, кг УВ/т породы;
 $S_{2\text{ исх}}$ – удельный генерационный потенциал,

$$S_{2\text{ исх}} = S_2 + S_{1\text{ total}}, \quad (8.13)$$

$S_{1\text{ total}} = S_2 TR / (1 - TR)$ – расчетный параметр, учитывающий степень преобразования ОВ; TR – коэффициент трансформации ОВ; M – масса пород, слагающих нефтематеринскую толщу.

Эмиграционный УВ потенциал определяется из выражения

$$P_{эм} = \Delta S_1 \cdot M, \quad (8.14)$$

где $P_{эм}$ – эмиграционный УВ потенциал, кг УВ/т породы; ΔS_1 – удельный эмиграционный потенциал,

$$\Delta S_1 = S_{1\text{ total}} - S_1. \quad (8.15)$$

Коэффициент трансформации ОВ TR получают статистически, и он зависит от типа ОВ. Для ОВ сапропелевого типа он в среднем равен 0,22.

Оптимально возможный объем аккумуляции в залежах от объема УВ, покинувших нефтематеринскую толщу, как правило, составляет 10 % эмиграционного потенциала (коэффициент нефтенакопления 0,1). Рассчитанный С. Г. Неручевым и Е. С. Ларской коэффициент аккумуляции для территории Волго-Уральской НГП путем сопоставления объема эмигрировавшего ХБА с геологическими запасами данной территории равен 20 %, или 0,2 от эмиграционного потенциала.

Параметр T_{\max} можно использовать и для решения геологических задач, например выделения катагенетических перерывов и расчленения разреза.

8.6. Распределение температуры максимального выхода углеводородов при пиролизе органических веществ – показатель катагенетического несогласия

В процессе литогенеза важно знание факторов преобразования вещества как энергоносителя, каковым является ОВ пород. Среди множества факторов на изменение ОВ пород влияние оказывает температура, причем она становится преобладающим фактором изменения

качественного и количественного образования продуктов катагенеза, целевыми среди которых считаются суммирующие количества выделяющихся УВ. Сумма генерируемых УВ может быть измерена через параметр T_{\max} при пиролизе керогена.

В подсоловых отложениях Байкитской антеклизы, на границе вендских и рифейских отложений, наблюдается длительный формационный перерыв в осадконакоплении. Реальность его в геологических данных может быть прослежена методом корреляции кривых геофизических исследований скважин, в геохимической информации – методом витринитовой термометрии или пиролиза пород на приборе по методике Rock Eval, позволяющего определять параметр T_{\max} . Для этой цели были обобщены данные пиролиза пород в венд-рифейском интервале (рис. 8.9).

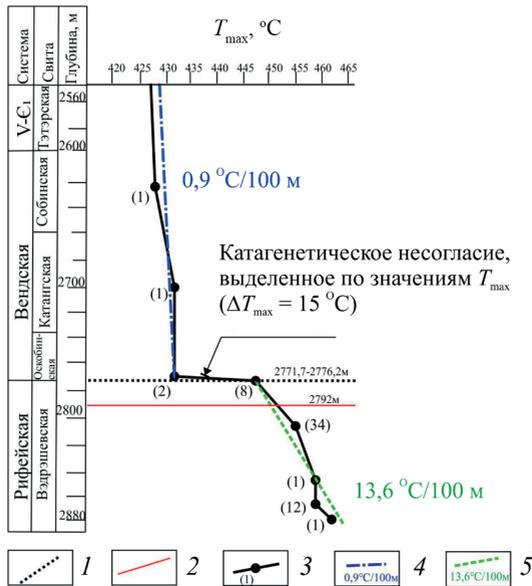


Рис. 8.9. Определение границы венд – рифей по параметру T_{\max} , °C: 1 – граница вендских и рифейских отложений по T_{\max} ; 2 – версия контакта V-R отложений по ГИС скважин; 3 – точки отбора проб на пиролиз – в скобках количество проб; 4 – линия тренда T_{\max} в венд-кембрийских отложениях и значения геотермического градиента по T_{\max} ; 5 – то же для рифейских отложений

Согласно рисунку в интервале глубин 2 752,52–2 776,23 м фиксируется катагенетический перерыв ($\Delta T_{\max} = 15^\circ\text{C}$). Следовательно, верхняя граница рифея соответствует нижнему значению данного интервала, т. е. пласт Б-IX в оскобинской свите венда должен здесь отсутствовать.

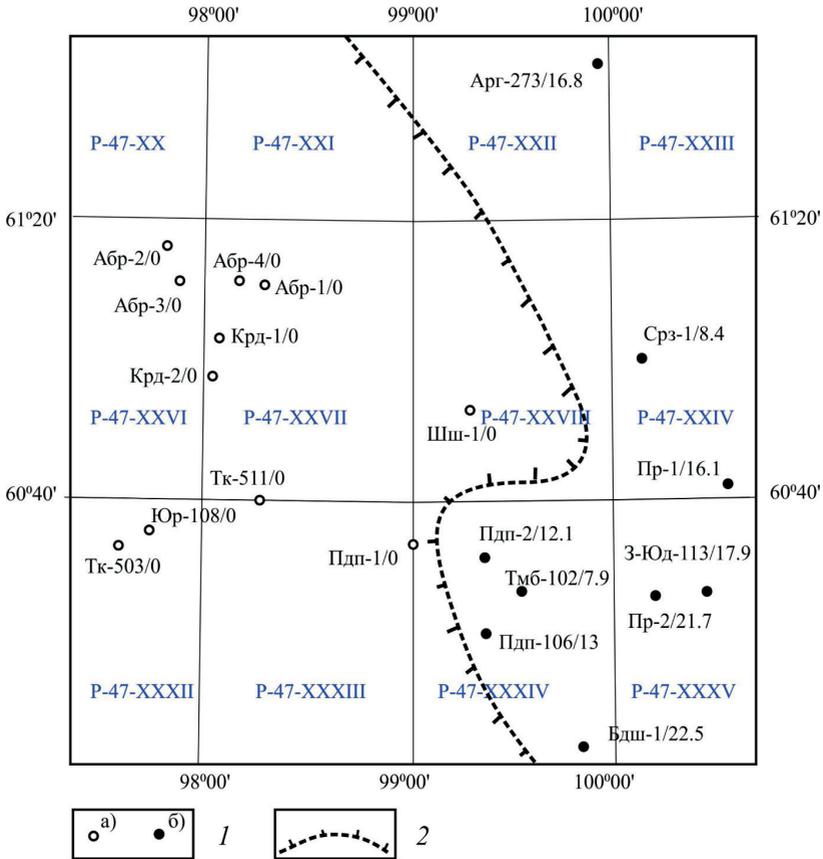


Рис. 8.10. Прогнозная схема распространения пласта Б-IX (по данным КНИИГиМС, 2016 г.): 1 – скважины: а) – в которых пласт Б-IX отсутствует; б) – с наличием пласта Б-IX, в знаменателе указана толщина пласта Б-IX; 2 – прогнозная линия отсутствия отложений пласта Б-IX. Обозначения скважин: Абр – Абракупчинская; Арг – Аргишская; Бдш – Бедошемская; 3-Юд – Западно-Юдунская; Крд – Кординская; Пдп – Подпорожная; Пр – Придутская; Срз – Сейсморазведочная; Тк – Терско-Камовская; Тмб – Таимбинская; Шш – Шушукская; Юр – Юрубченская

Корреляция по материалам ГИС целого ряда скважин, выполненная Ю. А. Жуковиным, позволила наметить прогнозную линию отсутствия вендского пласта Б-IX (рис. 8.10) и утверждать правомочность использования методов геохимии для уточнения стратиграфических перерывов.

Таким образом, метод пиролиза, дающий возможность определить параметры органического вещества и керогена, остается одним из ведущих методов геохимии для оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий, выделения нефтематеринских толщ и дальнейшего изучения нефтегазовых систем.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие задачи можно решать методами пиролиза керна и шлама горных пород? Объясните принцип действия пиролизатора Rock Eval и назовите параметры, измеряемые им.

2. Опишите методику расчета основных органогеохимических параметров для определения ресурсной УВ-базы конкретных нефтепроизводящих толщ.

3. Охарактеризуйте методы изучения компонентов органического вещества и объясните схему ВНИГНИ для определения группового состава ОВ горных пород.

4. Перечислите генетические типы органического вещества, стадии его преобразования и опишите процесс образования нефти и газов. Назовите типы керогена, выделяемые на графике Ван Кревелена.

5. Проведите сравнение общепринятых методов определения зрелости породы и объясните их корреляцию с пределами генерации нефти и газа.

Задание

По приведенным в табл. 8.4 данным оцените генерационный потенциал и зрелость керогена, а его качество – на основе результатов пиролиза керна и шлама некоторых площадей Лено-Тунгусской НГП.

Таблица 8.4

Данные для выполнения задания*

Вариант	Возраст отложений	T_{\max} , °C	S_1	S_2	S_3	PI	S_2/S_3	TOC , %	$ЛН$	$Ю$
			мг/г							
1	C_{1us}	437	0,11	0,27	0,93	0,29	0,29	0,59	45	157
	C_1-V_{it}	424	0,24	1,08	1	0,18	1,08	0,99	109	101
	V_{vn}	540	0,2	0,32	1,06	0,38	0,3	0,76	42	139
		442	2,16	5,53	1,32	0,32	4,18	2,09	264	63
		412	0,16	0,47	1,18	0,26	0,39	0,77	61	153
433		0,1	0,57	0,89	0,15	0,64	0,71	0,80	125	
2	C_{1us}	374	0,06	0,08	0,99	0,43	0,08	0,57	14	173
	C_1-V_{it}	424	0,05	0,03	1,09	0,62	0,02	0,6	5	181
		456	0,08	0,07	0,9	0,57	0,07	0,56	12	160
	V_{ktg}	365	0,02	0,02	1,12	0,5	0,01	0,63	3	177
	V_{osk}	342	0,02	0,07	1,08	0,25	0,06	0,62	11	174
	R	389	0,03	0,01	0,99	0,75	0,01	0,60	1	165
3	V_{sb}	499	0,02	0,07	0,93	0,25	0,07	0,60	11	155
	V_{ktg}	362	0,06	0,02	0,87	0,75	0,02	0,57	3	152
		376	0,08	0,06	0,89	0,57	0,06	0,54	11	164
	V_{osk}	480	0,05	0,19	0,91	0,21	0,20	0,58	32	156
		455	0,05	0,17	0,89	0,23	0,19	0,70	24	127
		438	1,47	2,25	1,05	0,4	2,14	1,22	184	86
4	C_{1us}	386	0,02	0,01	0,90	1,00	0,01	0,47	2	191
	V_{ktg}	376	0,06	0,04	1,22	0,06	0,03	0,68	5	179
	C_{1bls}	566	0,08	0,14	0,94	0,36	0,14	0,5	28	188
		573	0,02	0,19	1,16	0,1	0,16	0,62	30	187
		472	0,02	0,05	1,13	0,33	0,04	0,66	7	171
5	V_{sb}	360	0,04	0,01	1,04	1,00	0,00	0,59	1	176
	V_{osk}	436	0,58	4,64	0,91	0,11	5,09	1,64	282	55
	C_{1bls1}	432	0,31	1,39	0,96	0,18	1,44	0,87	159	110
	C_{1us}	492	0,05	0,14	0,95	0,28	0,14	0,63	22	150
	V_{sb}	421	0,08	0,07	0,91	0,57	0,07	0,56	12	162

* При отсутствии материалов по Rock Eval преподаватель сам формирует данные.

9. НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ

Нефтяные системы – это нефть и ее производные. Нефтяные системы изучаются многими естественными науками как с точки зрения развития представлений о структуре, так и строения самих систем. Они изучаются в органической и аналитической, физической и коллоидной химии, геологии и геохимии, поэтому дадим их определения с позиций каждой из перечисленных выше наук.

9.1. Общая характеристика нефтяных систем

С позиции *общих знаний* нефть – природная маслянистая горючая со специфическим запахом жидкость, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

В *органической химии* нефть – это смесь низко- и высокомолекулярных соединений, относящихся к различным гомологическим рядам. Химические продукты, выделенные из нефти, представляют собой ценное сырье для синтеза многих органических веществ. Органическая химия изучает механизм и кинетику химических взаимодействий компонентов нефти. Это одно из важнейших теоретических направлений в нефтехимии.

С позиций *аналитической химии* нефтяные системы представляют собой смеси органических соединений сложного состава. Определение их проводится с помощью современных физико-химических методов анализа (масс-спектрометрии, хромато-масс-спектрометрии, ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), инфракрасной спектрометрии и др.).

В терминах *физической химии* нефть характеризуют как многокомпонентную смесь сложного состава. Такая смесь способна в широком интервале термобарических параметров изменять агрегатное состояние и, главное, объемные свойства.

До сих пор нефтяные системы рассматриваются как *молекулярные растворы*, а технологические расчеты производятся на основе физических законов для молекулярных растворов: законы Рауля – Дальтона, Генри, Амага, Дарси и др.

В нефтяных системах возникают значительные отклонения от идеальности за счет полярности молекул, различий в структуре и строении. Это проявляется в разнице между свойствами системы и суммой свойств элементов этой системы, например: вязкости, плотности и т. д. Такое явление называется *неаддитивностью системы*. Отклонения от аддитивности характерны не только для смесей, состоящих из углеводородов различных гомологических рядов, но и для смесей, содержащих представителей одного гомологического ряда. Эти особенности нефтяных систем обусловлены склонностью образующих их компонентов к ассоциации.

С позиции *геохимии* наиболее емко понятие «нефть» сформулировал Н. Б. Вассоевич. По его мнению, нефть – это жидкие гидрофобные (не смачиваемые водой) продукты фоссилизации (преобразования погибших организмов в ископаемые) органического вещества пород, захороненного в субаквальных отложениях, т. е. отложениях, находящихся или образовавшихся в прошлом под водой.

В природе нефть может образовывать дисперсные и коллоидные системы. С позиций *коллоидной химии* нефть – это сложная многокомпонентная смесь, которая в зависимости от внешних условий проявляет свойства молекулярного раствора или дисперсной системы. В дисперсной системе УВ не образуют беспорядочную смесь, а представляют собой саморегулируемую коллоидную систему, внутри которой углеводородные соединения различных классов подчиняются строго определенным закономерностям. Главная из них состоит в том, что в свободнодисперсных коллоидных системах частицы не выпадают в осадок.

Коллоидные свойства нефти могут придавать парафины и асфальтены, содержание которых в ней зависит в основном от температуры. При достижении температуры насыщения, или кристаллизации, *парафин* выделяется из раствора в виде мельчайших частиц коллоидных размеров. Неустойчивость парафиновых УВ с большим молекулярным весом объясняется цепочным зигзагообразным строением их молекул.

На рис. 9.1 приведена схема строения молекул таких углеводородов с указанием расстояния между соседними атомами углерода и величины валентного угла α между углеродными связями $\text{CH}_2\text{—CH}_2$. Каждая три группы CH_2 образуют звено. Тогда длина молекулы парафиновых углеводородов с числом атомов углерода более семнадцати будет измеряться десятками ангстрем.

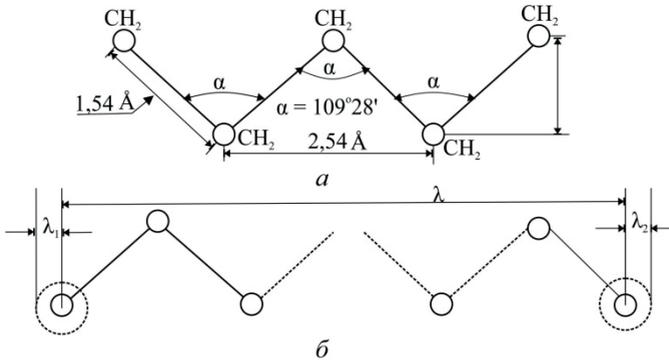


Рис. 9.1. Структура метиленовой цепи: а – деталь структуры метиленовой цепи; б – к определению понятия «длина молекулы» [65], где λ_1 и λ_2 – радиусы действия конечных групп молекул (близки к 1 Å); $\lambda = 1,27n$; n – число молекул

Начальная пластовая температура нефтяных залежей, как правило, выше температуры кристаллизации парафина. Следовательно, парафин в нефти образует истинные растворы, пока пластовая температура не понизится до температуры кристаллизации парафина.

В отличие от парафина **асфальтены** образуют коллоидные растворы в нефти при пластовой и даже более высокой температуре. Полное отсутствие асфальтенов характерно для нефтей Байкитской и Кангангской НГО в Лено-Тунгусской НГП.

Частицы асфальтенов окружены сольватными слоями – обочками из молекул растворителя, состоящими из молекул углеводов. Сольватные слои препятствуют слипанию и укрупнению частиц асфальтенов. Следовательно, нефть представляет собой **лиофильную коллоидную систему**, что означает хорошее или полное смачивание, малое межфазное натяжение, устойчивость поверхностей к взаимному слипанию.

Как было показано в терминах физической химии, нефть является углеводородной смесью сложного состава, способной изменять свое состояние. Углеводороды в ней находятся в неравновесном состоянии. При изменении внешних условий будут стремиться к образованию новой смеси, более устойчивой в новой обстановке. В этом проявляется уникальное свойство нефти – взаимодействие растворителя (легкие

углеводороды) и растворенных веществ (твердые УВ, смолы и др.). Такой раствор обладает *эмергентными* (возникновение чего-либо нового) свойствами, которых не имели исходные компоненты, такими как соллюбилизация или *сорастворимость* [30], т. е. способность вещества растворяться в данном растворителе при определенных условиях. *Соллюбилизация* – включение в состав мицелл третьего компонента, нерастворимого или слаборастворимого в дисперсной среде. Различают прямую соллюбилизацию (в водных дисперсиях поверхностно-активных веществ – ПАВ) и обратную (в углеводородных системах).

В связи с тем что нефть является предметом нашего изучения, рассмотрим, из каких компонентов она состоит и какими физико-химическими свойствами обладает.

9.2. Физико-химические свойства нефтей

На вопрос: «От чего зависят свойства нефти?» – студент ответил: «От места ее „рождения”», и он был прав, так как уже в нефтематеринской породе определяются ее химический состав, структура компонентов, их внутреннее строение, обусловленное силами межмолекулярного строения. В процессе созревания микронефти и ее миграции в ловушки окончательно формируются физические и химические свойства нефтей, которые могут быть изменены вследствие миграции углеводородных систем в геологическом пространстве на этапах разрушения и переформирования залежей.

Важнейшими нормируемыми характеристиками нефти являются: плотность, вязкость, молекулярная масса, поверхностное натяжение, сжимаемость, температура кипения, температура застывания и теплота сгорания, электрические и оптические свойства, растворимость и растворяющая способность.

Плотность нефти – одна из важнейших ее нормируемых характеристик. Поскольку основу нефти составляют углеводороды, то плотность нефти обычно меньше единицы.

Под плотностью понимают массу вещества, заключенную в единице объема [75]. Соответственно, размерность этой величины – $\text{кг}/\text{м}^3$ в метрической системе СИ, основными единицами которой являются

метр и килограмм, или г/см^3 в системе СГС (это аббревиатура от трех основных единиц системы: длины – сантиметр, массы – грамм, времени – секунда).

В поверхностных условиях плотность нефти зависит от содержания в ней относительно легких бензиновых и керосиновых фракций и тяжелых асфальтово-смолистых компонентов. В пластовых условиях плотность нефти в основном зависит от температуры, газового фактора нефти, ее состава и т. п.

Для характеристики нефти на практике используют величины относительной плотности.

Относительная плотность ρ – это безразмерная величина, численно равная отношению массы нефтепродукта m'_n при температуре определения к массе дистиллированной воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$ $m'_в$, взятой в том же объеме:

$$\rho_4^t = m'_n / m'_в. \quad (9.1)$$

Так как плотность воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$ равна единице, то численные значения абсолютной плотности и относительной совпадают. Относительная плотность нефти может колебаться в интервале $0,76\text{--}1,00\text{ г/см}^3$, но чаще находится в пределах $0,80\text{--}0,90\text{ г/см}^3$. Нефть по величине плотности подразделяется на группы от очень легкой до очень тяжелой.

Наряду с плотностью в нефтехимии существует понятие *относительного удельного веса* γ . Это отношение веса нефтепродукта при температуре определения к весу дистиллированной воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$ в том же объеме.

Совершенно очевидно, что при одной и той же температуре плотность и удельный вес численно равны друг другу.

В соответствии с ГОСТ 3900–85 в России принято определять плотность и удельный вес при температурах 15 и $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Определение плотности проводят с помощью ареометров или нефтенсиметров, а также гидростатических весов Мора – Вестфалья или пикнометрическим методом. Последний метод считается наиболее точным.

На величину плотности нефти оказывает существенное влияние наличие в ней растворенных газов, количество смолистых веществ

и фракционный состав. Плотность нефтей плавно увеличивается по фракциям.

Для углеводородов средних фракций нефти с одинаковым числом углеродных атомов плотность возрастает в следующем ряду: *n*-алканы ($0,579\text{--}0,684\text{ г/см}^3$) → изоалканы ($0,744\text{--}0,769\text{ г/см}^3$) → алкилбензолы, составляя в среднем $0,869\text{ г/см}^3$. Для бензиновых фракций плотность заметно повышается с увеличением количества бензола и его гомологов.

Вязкость (или *внутреннее трение*) нефти – это внутреннее трение, возникающее между двумя смежными слоями жидкости, которое необходимо преодолеть, чтобы началось их перемещение (рис. 9.2).

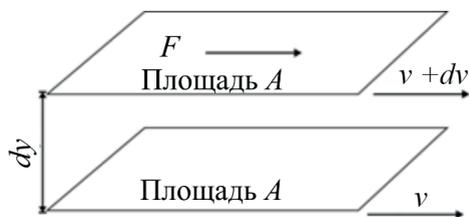


Рис. 9.2. Схема, демонстрирующая движение двух слоев жидкости относительно друг друга [30]: *A* – площадь перемещающихся слоев жидкости; *dy* – расстояние между движущимися слоями; *dv* – разность скоростей движущихся слоев; *F* – сила, необходимая для поддержания разности скоростей движения между слоями на величину *dv*

Для жидкостей различают динамическую η и кинематическую ν вязкость:

$$\nu = \eta\rho. \quad (9.2)$$

Динамическая вязкость η , или внутреннее трение, – по О. В. Крылову (2004 г.), это свойство реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Или это сила сопротивления, которую необходимо преодолеть для перемещения двух слоев жидкости относительно друг друга площадью 1 см^2 каждый на 1 см со скоростью 1 см/с^2 . В СИ единица измерения динамической вязкости – паскаль в секунду (Па·с).

В основе определения динамической вязкости лежит закон Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}. \quad (9.3)$$

Кинематическая вязкость ν – величина, равная отношению динамической вязкости η к плотности ρ нефти при той же температуре:

$$\nu = \eta/\rho. \quad (9.4)$$

Единицы ее измерения в СГС – стокс: $1 \text{ Ст} = \text{см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$; $1 \text{ сСт} = 1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. В единицах СИ – $1 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

Кинематическая вязкость нефтей различных месторождений изменяется в широких пределах (от $7,14 \cdot 10^{-6}$ до $994,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) при $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Например, кинематическая вязкость нефти пласта Нх-1 Сузунского месторождения в Красноярском крае составляет $8,10\text{--}31,94 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Вязкость нефти зависит от химического состава, давления и температуры (рис. 9.3).

На начение вязкости сильно влияет температура: с ее ростом вязкость в жидких углеводородах сильно уменьшается.

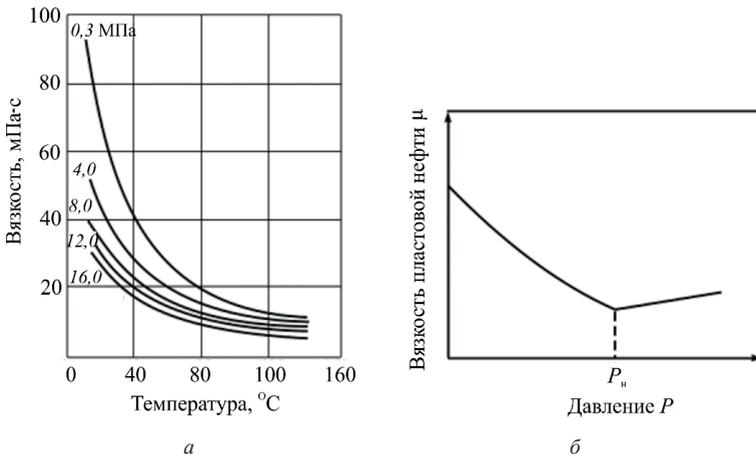


Рис. 9.3. Зависимость вязкости пластовой нефти: а – от температуры; б – от давления [30]; 0,3–16,0 МПа – шифр кривых давления

Вязкость обычно возрастает в ряду: n -алканы \rightarrow арены \rightarrow цикланы [30]. Изоалканы с одним заместителем имеют меньшую вязкость по сравнению с n -алканами, однако по мере увеличения числа изомерных групп и их длины вязкость растет.

С вязкостью нефти еще связан такой параметр, как текучесть, который характеризуется величиной, обратной вязкости.

Следующий важный параметр нефти – **поверхностное натяжение**. Единицы измерения в СИ – Дж/м² или Н/м, в системе СГС – дин/см.

Поверхностное натяжение – это характеристика поверхности раздела двух фаз, определяемая работой обратимого изотермического образования для единицы площади поверхности.

Другое распространенное определение термина «поверхностное натяжение» – это сила, с которой нефть сопротивляется изменению своей поверхности [30]. В результате чего на поверхности молекулы обладают определенной потенциальной энергией, избыток которой и приводит к образованию капли (вода) и растекающейся пленки (если это нефть), т. е. к разделу твердой (порода) и жидкой фаз (нефть, вода), или смачиваемости.

Смачиваемость – поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых твердое тело, а другие – несовмещающиеся жидкости или жидкость и газ (рис. 9.4).

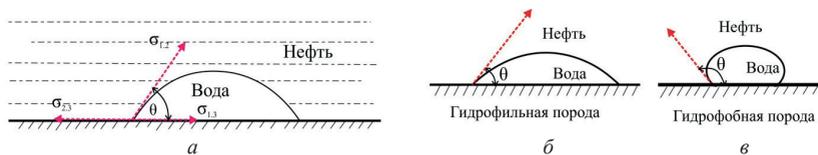


Рис. 9.4. Характеристики капли на различных границах соприкасающихся фаз (а) и форма капли на гидрофильной (б) и гидрофобной породе (в). Краевой угол измеряется в сторону более полярной фазы, в данном случае воды

Интенсивность смачиваемости характеризуется величиной краевого угла смачивания, образованного поверхностью твердого тела с касательной к поверхности жидкости из точки ее соприкосновения с поверхностью (рис. 9.4 а).

Физико-химические свойства поверхности раздела характеризуются рядом свойств: *гидрофильностью* – способностью веществ смачиваться жидкостью и *гидрофобностью* – способностью вещества не смачиваться жидкостью (рис. 9.4 б, в).

Существует большое количество методов определения смачиваемости. Для сравнения в табл. 9.1 приведены количественные критерии большинства известных методов определения смачиваемости.

Таблица 9.1

Количественные критерии различных методов определения смачиваемости [8]

Параметр	Типы пород по смачиваемости		
	Смачиваемая водой (гидрофильная)	Нейтрально смачиваемая	Смачиваемая нефтью (гидрофобная)
Краевой угол, град: а) минимальный б) максимальный	0 От 60 до 75	От 60 до 75 От 105 до 120	От 105 до 120 180
Индекс смачиваемости: USBM W водой по Аммоту σ_w нефтью по Аммоту σ_n Аммота – Гарвея I	Около 1 Положительный 0 $0,3 < I < 1,0$	Около 0 0 0 $-0,3 < I < 0,3$	Около -1 0 Положительный $-1,0 < I < -0,3$
Показатель смачиваемости: по ОСТ 39-180–85 М ЯМР, $W = \alpha (1/T_2 - 1/T_1)$	$0,6 < M < 1$ $0,45 < W^{ЯМР} < 1$	$0,4 < M < 0,6$ $0,45 < W^{ЯМР} < 0,6$	$0 < M < 0,4$ $0 < W^{ЯМР} < 0,45$
Индекс капиллярного вытеснения Б. И. Тульбовича П	$\Pi \geq 1$	–	$\Pi \leq 1$
Коэффициент микрокалориметрии β	$\beta > 1$	–	$\beta < 1$
Показатель адсорбции $K_{ф6}$	$K_{ф6} > 1$	–	$K_{ф6} < 1$
Показатель изометрической сушки Θ	$\Theta < 1$	–	$\Theta > 1$

Величина поверхностного натяжения нефти в среднем составляет 0,03, воды – 0,07 Дж/м².

Таким образом, смачиваемость пород насыщающими их флюидами является одной из основных характеристик пористых сред, влияющих на распределение флюидов в поровом пространстве.

Сжимаемость нефти также один из ее важных параметров, так как объем нефти в пластовых условиях превышает объем сепарированной нефти в связи с повышенной пластовой температурой и содержанием большого количества растворенного газа в пластовой нефти. Изменение объема характеризуется *коэффициентом сжимаемости* β или коэффициентом упругости:

$$\beta_{\text{н}} = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}. \quad (9.5)$$

Коэффициент сжимаемости зависит от многих факторов: состава нефти, давления, температуры и газосодержания. Доминирующим является содержание в нефти растворенного газа. Нефти с низким содержанием растворенного газа обладают меньшим коэффициентом сжимаемости, чем нефти с высоким газосодержанием. С ростом температуры коэффициент сжимаемости увеличивается.

Единица измерения коэффициента сжимаемости – ГПа⁻¹. Коэффициент сжимаемости используется для оценки упругих запасов нефти и газа пластовых систем и определяется лабораторным путем.

Температура кипения нефти зависит от компонентного состава нефти и ее смолистости. Легкая нефть с меньшим содержанием смол кипит при температурах до 300–350 °С, в то время как температура кипения тяжелой нефти достигает 550–600 °С. Чем больше содержится легких парафинов в нефти, тем ниже ее температура кипения. Температура начала кипения жидких углеводородов обычно >28 °С, реже ≥100 °С у тяжелой нефти. Нефти рифея Юрубчено-Тохомского месторождения имеют диапазон температуры начала кипения 41–122 °С.

Температура плавления – это температурная точка перехода вещества из твердой фазы в жидкую. В связи с тем что нефть содержит много индивидуальных компонентов, температура плавления определяется как интервал температур. Температура плавления парафинов рифейской нефти составляет от 44 до 89 °С, при среднем значении 50 °С.

Температура обратная температуре плавления называется **температурой застывания**. Это важный технологический параметр, так как нефти теряют одно из главных свойств – текучесть. У малопарафинистых нефтей, как правило, отрицательные температуры застывания. Например, малопарафинистые, малосмолистые нефти рифея – венда

Байкитской НГО имеют широкий диапазон температуры застывания – от -14 до -52 °С. Застывание нефти – процесс термический, при плавлении происходит поглощение тепла, при застывании – выделение тепла. Низкие температуры застывания восточно-сибирских нефтей позволяют перевозить их для местных нужд в автоцистернах зимой.

Теплота сгорания нефти – количество тепла, которое выделяется при сгорании 1 кг нефти. Низшая теплота сгорания нефти изменяется от 43 260 до 45 360 Дж/кг [30], увеличиваясь с уменьшением плотности. Теплота сгорания некоторых видов топлив приведена на рис. 9.5.

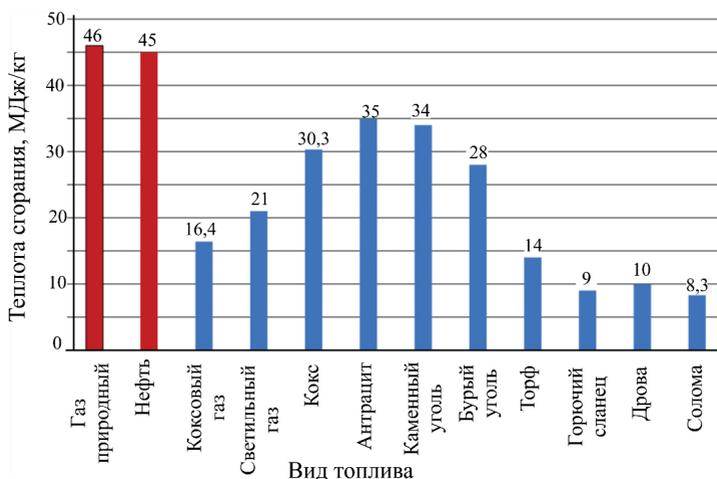


Рис. 9.5. Теплота сгорания некоторых видов топлив

Наивысшую теплоту сгорания имеют нефть и природный газ. Теплоту сгорания определяют калориметрическим методом путем сжигания в калориметрических бомбах.

Растворимость и растворяющая способность нефти являются важными параметрами для разработки геохимических критериев прогноза нефтегазоносности территорий, решения вопросов разработки месторождений. Нефть хорошо растворяет газы (газообразные алканы, оксид и диоксид углерода, сероводород и др.), а также серу, сернистые соединения, различные смолы, растительные и животные жиры.

В воде ни нефть, ни углеводороды практически нерастворимы. Из углеводородов худшая растворимость в воде у алканов, в несколько большей степени растворимы в воде ароматические углеводороды. В целом растворимость компонентов нефти в воде возрастает в ряду алканы → цикланы → арены → смолы.

Любая система «растворитель – растворяемое вещество» характеризуется критической температурой растворения, при которой и выше которой наступает полное растворение. Причем если в смеси находятся вещества, растворяющиеся в данном растворителе при разных температурах, то появляется возможность их количественного разделения.

Электрические свойства нефти характеризуются двумя параметрами: электропроводность и электрическое сопротивление.

Электропроводность – способность тела проводить электрический ток, свойство тела или среды, определяющее возникновение в них электрического тока под воздействием электрического поля.

Электрическое сопротивление – свойство вещества препятствовать распространению электрического тока.

Единица измерения удельного электрического сопротивления в СИ – Ом·м. Нефть обладает очень высоким удельным сопротивлением (10^{10} – 10^{14} Ом·м), поэтому является диэлектриком. На этих свойствах базируется электрический каротаж и электроразведка.

К **оптическим** характеристикам нефти относятся цвет, флуоресценция и оптическая активность.

Углеводороды нефти *бесцветны*. Тот или иной цвет нефти придают содержащиеся в них смолы и асфальтены, а также некоторые сернистые соединения. Чем тяжелее нефть, тем больше содержится в ней смолисто-асфальтеновых веществ и тем она темнее.

Флуоресценцией (один из видов люминесценции) называется свечение в отраженном свете. Это явление характерно для сырой нефти и нефтепродуктов. Причины флуоресценции нефти точно не известны. Не исключено, что это связано с наличием в нефти полиядерных ароматических углеводородов или примесей. Глубокая очистка нефти ликвидирует флуоресценцию.

Оптическая активность нефти и других органических соединений – это способность вращать плоскость поляризации света. Большин-

ство нефтей вращают плоскость поляризации вправо за счет присутствия в их составе правовращающих изомеров [75].

Для количественной характеристики оптических свойств нефти используют показатель преломления n_D^{20} , удельную рефракцию r , рефрактометрическую разность R_i , удельную дисперсию δ .

Величина *показателя преломления* зависит от содержания углерода и водорода в нефти и ее фракциях. В гомологических рядах показатель преломления растет от метановых углеводородов ($n = 1,3575-1,4119$) к нафтеновым и далее ароматическим ($n = 1,4200-1,5011$). Показатели преломления определяют на специальных приборах – рефрактометрах.

Рефрактометрическая разность (интерцепт рефракции) R_i также связан с плотностью и показателем преломления:

$$R_i = n_D^{20} - \rho_4^{20} / 2. \quad (9.6)$$

Константа R_i имеет постоянное значение для отдельных классов углеводородов, например: алканы – 1,0461; моноциклические углеводороды – 1,0400; полициклические – 1,0285; ароматические – 1,0627.

При облучении нефти или битумоидов ультрафиолетовыми лучами они светятся различными световыми оттенками – *люминесцируют*. Это свойство до настоящего времени используется в геохимии благодаря простоте и экспрессности метода.

Определение качественной характеристики битумоидов хлороформенного экстракта осуществляется по цвету люминесценции капиллярных вытяжек и растворов. При этом различаются пять условных групп (табл. 9.2).

Таблица 9.2

Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике и компонентному составу (по Т. Э. Барановой, А. А. Ильиной, В. Н. Флоровской, 1966)

Типы битумоидов и их люминесцентная характеристика (по В. Н. Флоровской)	Химическая характеристика выделенных типов (по С. С. Гейро)	
	n_D^{20}	Компонентный состав
I. Белесовато-голубые тона высокой интенсивности и тусклые	1,47 и ниже	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов

Типы битумоидов и их люминесцентная характеристика (по В. Н. Флоровской)	Химическая характеристика выделенных типов (по С. С. Гейро)	
	n_D^{20}	Компонентный состав
II. Белые, голубовато-желтые, беловато-желтые цвета	1,48–1,50	Нефти и битумоиды с низким содержанием смол, незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов
III. Желтые, оранжево-желтые до светло-коричневых цветов	1,50–1,53	Нефти и битумоиды, в которых содержание масел более 60 %, асфальтенов – 1–2 %
IV. Оранжево-коричневые, светло-коричневые, коричневые цвета	1,56–1,58	Битумоиды и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (от 3 до 20 %)
V. Темно-коричневые и черные цвета	1,58–1,60 и выше	Битумоиды, содержащие асфальтенов более 20 %

По данным Т. Э. Барановой и других (1966 г.), появление черных нелюминесцирующих частичек (крупинок) в нижней части полоски фильтровальной бумаги свидетельствует о присутствии углеродистых веществ высокой степени метаморфизма.

Молекулярная масса (молекулярный вес) нефти имеет лишь усредненное значение и зависит от состава и количественного соотношения компонентов смеси.

Для большинства нефтей средняя молекулярная масса находится в пределах 250–300 г/моль. По мере увеличения диапазона кипения нефтяных фракций молекулярная масса плавно увеличивается от 90 (для фракции 50–100 °С) до 480 г/моль (для 550–600 °С).

Рассмотрев физико-химические свойства нефти, можно сделать вывод, что состав нефтей является одним из важных показателей, влияющих на физико-химические параметры. Остановимся подробнее на элементарном, фракционном и групповом углеводородном составе нефтей.

9.3. Элементный, фракционный и групповой составы нефтей

Для выражения состава нефти используются следующие понятия:

- *элементный химический состав* – относительное содержание отдельных элементов: углерода, водорода, кислорода, азота, серы и др.;

- *фракционный состав* – содержание соединений нефти, выкипающих в определенных интервалах температур;
- *вещественный состав* – содержание углеводородов, гетероатомных и смолисто-асфальтеновых соединений;
- *групповой состав* – содержание соединений различных структурных типов: групповой углеводородный состав и групповой состав гетероатомных соединений;
- *структурно-групповой состав* – относительное распределение углерода по типам главных химических структур (алифатических цепей и нафтеновых и бензольных колец и др.) независимо от их сочетания в реальных молекулах: разные структуры могут находиться в одной молекуле, а разные по типу молекулы могут содержать одинаковые структуры;
- *индивидуальный состав* – концентрация соединений известного строения.

Элементный состав нефти. Этот состав характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов – С, Н, S, О и N₂ – при резком количественном преобладании первых двух. По данным В. Ю. Керимова и других [21], содержание углерода в нефтях колеблется в пределах 83–87 %, в природных газах – 42–78 %, водорода в нефтях – 11–14 %. Из других элементов чаще всего встречается сера. Ее содержание в нефтях достигает 6–8 %, кислорода в нефтях – 0,04–0,25 %, содержание N₂ не превышает 0,3 %.

Элементный состав некоторых разновозрастных нефтей приведен в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Элементный состав некоторых нефтей, % мас.

Месторождение	С	Н	О	S	N
Самотлорское	86,23	12,70	0,25	0,63	0,10
Марковское	83,60	16,12	0,23	0,04	0,00
Юрубчено-Тохомское	85,80	13,63	0,05	0,22	0,30
Ромашкинское	84,33	11,93	0,04	3,50	0,20
Усть-Балыкское	85,37	12,69	0,22	1,53	0,19

В составе нефти в очень малых количествах присутствуют и другие элементы, главным образом металлы. Содержание металлов незна-

чительное (доли процента) и определяется геологическими условиями залегания нефти.

Выполненные авторами исследования нефтей и конденсатов Моктаконского НГКМ и Собинского ГКМ атомно-адсорбционным методом показали, что в венд-кембрийских нефтях содержатся, г/т: железо – 2,0–12,3; натрий – 0,88–12,40; калий – 1,0–2,5; магний – 0,25–9,50; цинк – 0,25–2,00; стронций – 0,8–1,5; медь – 0,18–15,80. Другие микрокомпоненты – хром, кобальт, мышьяк, олово, золото, серебро и т. п. – присутствуют в малых количествах – от 0,005 до 0,250 г/т. Пониженные содержания (0,5 г/т и менее) никеля прослеживаются в термически преобразованных нефтях Моктаконского месторождения и повышенные – в нефтях Собинского (0,94 г/т и более). Это свидетельствует о расходовании никеля в качестве природного катализатора при термокаталитических природных процессах преобразования нефти [9]. В высоковязких нефтях многие микрокомпоненты содержатся в концентрациях, достаточных для их извлечения в качестве попутного сырья.

Фракционный состав нефти. Нефти выкипают в широком интервале температур. Температура начала кипения составляет, как правило, 28 °С, что соответствует температуре кипения изопентана (36,1 °С). Известны тяжелые нефти, начинающие кипеть при температуре 150–220 °С. Например, нефти сеномана – нижнего яруса верхнего мела Русского месторождения имеют температуру начала кипения 200–220 °С. Температуру конца кипения путем простой перегонки установить нельзя, так как при температуре выше 320 °С начинается термическое разложение соединений нефти. По этой причине отгон высших дистиллятов ведут под вакуумом.

Из фракций, выкипающих до 350 °С, компаундированием (смешением) получают смесевые (светлые) нефтепродукты: бензины авиационные и автомобильные; лигроины – растворители; керосины – реактивное и тракторное топливо; осветительный керосин; газойли – дизельное топливо.

В зависимости от месторождения нефти отличаются по фракционному составу, что выражается в различном выходе бензиновых, керосиновых и других фракций.

Для определения фракционного состава нефтей используют следующие методы: простую перегонку, основанную на различной

температуре кипения компонентов смеси; перегонку дефлегмацией с применением устройств для конденсации паров жидкостей; ректификацию – разделение двойных или многокомпонентных смесей за счет противоточного массо- и теплообмена между паром и жидкостью.

Групповой химический состав нефти. Наиболее широко в нефти представлены углеводороды трех групп [79]: алканы, циклоалканы и арены (табл. 9.4).

Таблица 9.4

Главные гомологические ряды соединений нефти (по М. А. Бестужеву, 1972 г.)

Группа соединений	Гомологические ряды и их общая формула
<i>Углеводороды</i>	
Алканы	C_nH_{2n+2}
Цикланы моноциклические	C_nH_{2n}
Цикланы полициклические	C_nH_{2n-p} ($p = 2; 4; 6; 8; 10$)
Арены моноциклические	C_nH_{2n-6}
Арены полициклические	C_nH_{2n-p} ($p = 12; 14; 18; 20; 24; 36$)
Гибридные углеводороды (нафтено-ароматические)	C_nH_{2n-p} ($p = 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 22$)
<i>Сернистые соединения</i>	
Насыщенные алифатические	$C_nH_{2n+2}S$
Насыщенные циклические	C_nH_{2n-p} ($p = 0; 2; 4; 6$)
Тиофеновые	$C_nH_{2n-4}S$
Циклические тиофено-циклоареновые (тиофенонафтено-ароматические)	$C_nH_{2n-p}S$ ($p = 6; 8; 10; 14; 16; 18; 22; 24; 26; 28; 30; 32$)
<i>Азотистые соединения</i>	
Насыщенные	$C_nH_{2n+2}N$
Гетероциклические (пиридины и хинолины)	$C_nH_{2n-p}N$ ($p = 5; 11$)
Циклические, нафтено-ароматические	$C_nH_{2n-p}N$ ($p = 7; 11; 13; 17$)
<i>Кислородные соединения (кислоты)</i>	
Жирные (алифатические)	$C_nH_{2n+1}COOH$
Нафтеновые	$C_nH_{2n-p}COOH$ ($p = 1; 3; 5$)
Циклические нафтено-ароматические	$C_nH_{2n-p}COOH$ ($p = 7; 9; 11; 13; 15; 17; 19; 21; 23; 25; 27; 29$)

Количество индивидуальных углеводородов, идентифицированных в нефтях этих гомологических рядов, зависит от геохимического типа нефти и меняется в пределах: алканы (метановые) – от 10 до 45; циклоалканы (нафтеновые) – от 4 до 53 и арены (ароматические) – от 7 до 57 [79].

Присутствуют также углеводороды смешанного строения. Сравнительно жесткие условия, в которых в природе находится нефть (температура до 200 °С и более), обуславливают незначительное содержание лишь в некоторых нефтях таких химически активных углеводородов, как алкены и алкины. Нефти с циклическими и полициклическими структурами приурочены к относительно молодым отложениям – юрско-меловым, а алифатические нефти более характерны для палеозойских отложений.

Из неуглеводородных компонентов нефтей известны кислородные, сернистые, азотистые соединения.

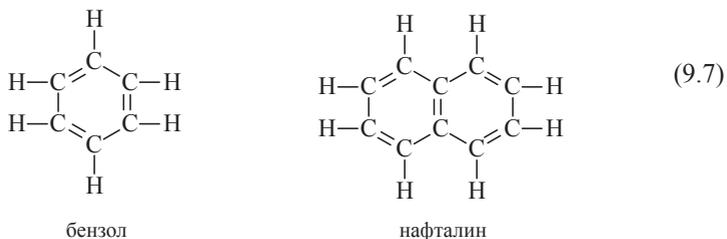
Рассмотрим *групповой углеводородный состав нефти*.

Углеводороды – наиболее простые по составу органические соединения. Их молекулы построены из атомов только двух элементов – углерода и водорода (рис. 9.6).

Общая формула углеводородов C_nH_m . Они различаются по строению углеродного скелета и характеру связей между атомами углерода.

По первому признаку их делят на *ациклические* (алифатические) углеводороды, молекулы которых построены из открытых углерод-углеродных цепочек, и *циклические* (карбоциклические) углеводороды.

Карбоциклические углеводороды, обладающие особыми свойствами («ароматический характер»), получили название ароматических, например:



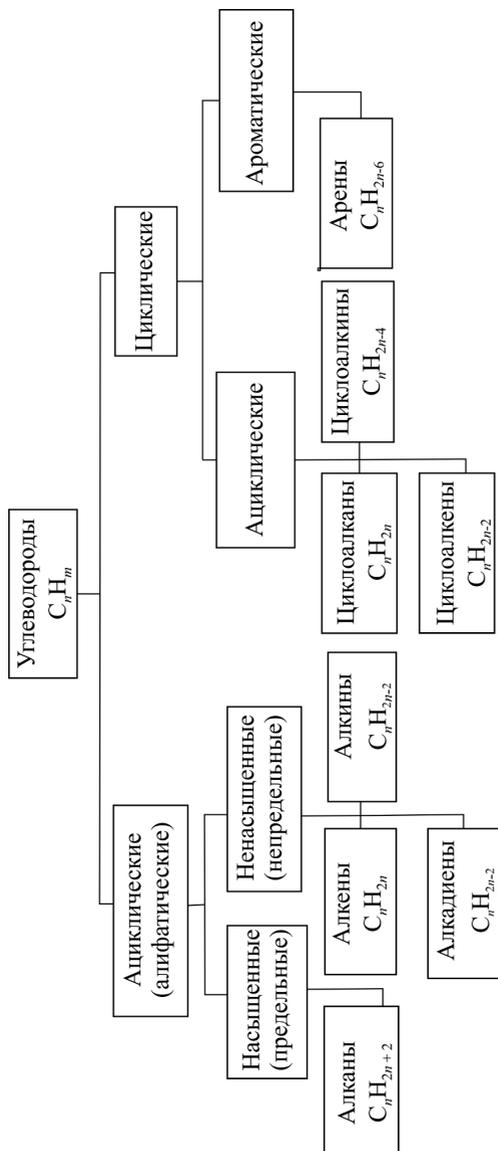
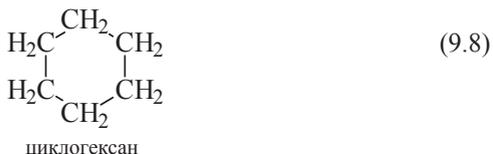


Рис. 9.6. Классификация углеводородов и формулы их классов (по А. М. Сыркину, Э. М. Мивсумзаде, 2002)

Другие карбоциклические углеводороды, например циклогексан, называются алициклическими:



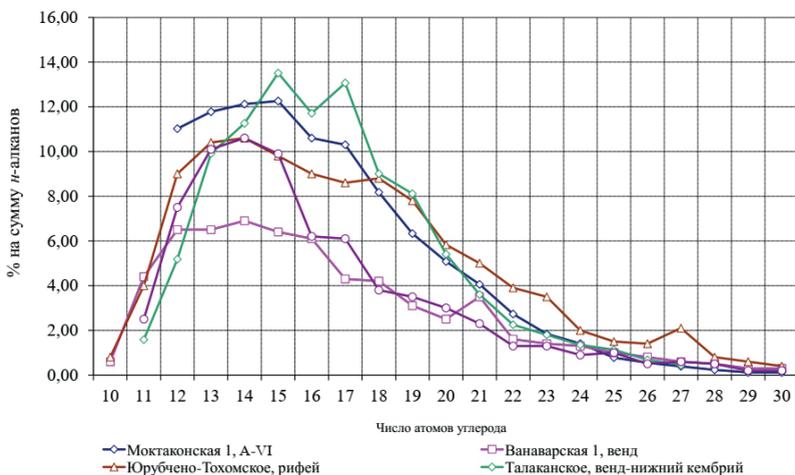
По характеру связей между углеродными атомами углеводороды могут быть насыщенными, или предельными (алканы), и ненасыщенными (непредельными).

В составе природных нефтей принято различать четыре главных класса углеводородов: 1) парафиновые (метановые, алифатические) углеводороды, или алканы; 2) нафтеновые (полиметиленовые) углеводороды, или цикланы (циклопарафины, циклоалканы); 3) ароматические УВ, или арены; 4) олефины, или алкены, этиленовые углеводороды.

Метановые углеводороды, или **алканы** (предельные, или насыщенные углеводороды, парафины), – алифатические углеводороды, в молекуле которых атомы углерода связаны между собой и с атомами водорода одинарной связью (σ -связью). Простейший представитель алканов – метан CH_4 . Общая формула соединений этого ряда $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$. Каждый последующий его представитель отличается от предыдущего на группу CH_2 (метиленовая группа). Такой ряд родственных органических соединений с однотипной структурой, близкими химическими и физическими свойствами называется *гомологическим рядом*; члены этого ряда – *гомологами*. Гомологический ряд алканов еще часто называют рядом метана. Алканы содержатся практически во всех нефтях.

Высокомолекулярные алкановые УВ в составе нефти и ОВ, так же как углеводороды бензиновой фракции нефти, изучают методом газожидкостной хроматографии с использованием капиллярной колонки. На хроматограмме выделяются две гомологические серии – *n*-алканы и регулярные изопреноиды [75].

Среди *n*-алканов в нефтях они идентифицированы до C_{51} . Основную массу составляют углеводороды до C_{35} . В нефтях древних продуктивных комплексов (C_1 -R) Сибирской платформы их спектр уже и огра-

Рис. 9.7. Распределение n -алканов в нефтях Сибирской платформы [9]

ничивается в основном C_{30} . Концентрационный максимум n -алканов приходится в древних нефтях на $C_{12}H_{26}$ – $C_{20}H_{42}$ (рис. 9.7).

Распределение n -алканов отражает генезис первичной нефти, т. е. в ее составе проявилось строение древнего ОВ [9].

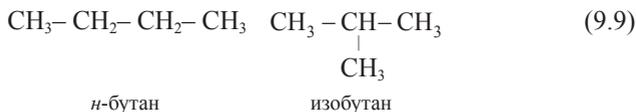
Начиная с бутана наблюдается явление *изомерии* – существование нескольких соединений с одинаковым качественным и количественным составом, с одинаковой молекулярной массой, но различными физическими и химическими свойствами. Среди изоалканов выделены индивидуальные УВ до C_{40} , в том числе УВ нерегулярного строения.

Нерегулярные структуры – кроцетан, сквалан и другие – могут образовывать два новых типа изопреноидных алканов. Если место де-струкции приходится на нерегулярное звено, то могут возникать псевдорегулярные структуры, т. е. структуры, имеющие регулярное расположение замещающих радикалов, но не могущие быть образованными из обычных регулярных источников (например, 2, 6, 10-триметилалканы состава C_{17} и C_{19}).

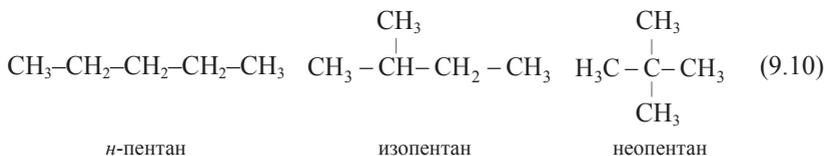
Регулярные изопреноиды построены исключительно по типу полимера изопрена «голова к хвосту», в то время как нерегулярные имеют фрагмент «хвост к хвосту» (Ал. А. Петров, 1984 г.).

Изопреноидные углеводороды (изомеры) – обширный класс природных соединений, углеродный скелет которых построен из фрагментов, имеющих структуру ненасыщенного УВ изопрена (2-метилбутадиена-1,3). Они способны в процессе преобразования рассеянного ОВ сохранять свою структуру.

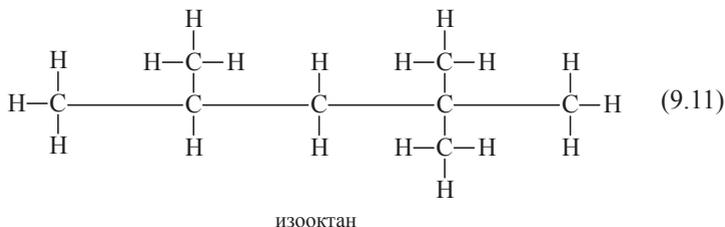
Строение бутана C_4H_{10} может быть представлено с помощью двух формул:



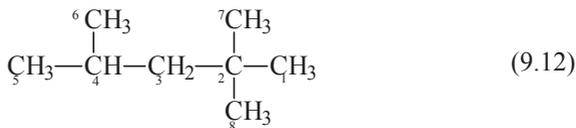
В данном случае мы видим изомерию углеродного скелета, поэтому такой вид изомерии называют *структурной изомерией*. Углеводороды с неразветвленной углеродной цепью называют углеводородами «нормального» строения (*n*-бутан). С увеличением числа углеродных атомов в молекуле алкана число изомеров быстро возрастает. Пентан C_5H_{12} имеет три изомера:



Гексан C_6 имеет уже пять изомеров; декан C_{10} – 75 изомеров. Приведенные формулы изомеров бутана и пентана называют *структурными*. Они показывают не только какие атомы и в каком количестве входят в молекулу данного соединения, но и отражают порядок и характер связей между ними. Различают полную, или развернутую, структурную формулу:



и краткую, или звеньевую:



изооктан

Цифры в формуле означают тип углеводородных атомов. Атомы 1, 5, 6, 7, 8 связаны только с одним углеродным атомом, такие атомы углерода называют первичными; атом 3 – с двумя – вторичный атом, атом 4 – с тремя – третичный углеродный атом. Углеродный атом 2 называется четвертичным. Аналогично первичными, вторичными и третичными называются связанные с ними атомы водорода.

Четыре первых представителя ряда метана C_1 – C_4 – это газообразные вещества, начиная с пентана C_5 до гексадекана C_{16} – углеводороды нормального строения – жидкости, C_{17} и выше – твердые вещества. В ряду метана для алканов нормального строения по мере роста молекулярной массы наблюдается увеличение температур кипения и плавления, а также плотности. Все алканы легче воды.

По содержанию в нефти легких алканов нормального строения (C_5H_{12} – C_9H_{20}) судят о степени ее метаморфизма.

Среди изопреноидных УВ с точки зрения геохимии наиболее информативными считаются пристан $C_{19}H_{40}$ и фитан $C_{20}H_{42}$. *Пристан* (2-, 6-, 10-, 14-тетраметилпентадекан) – изоалкан с регулярным чередованием метильных групп, один из гидрированных аналогов природных ациклических (с открытой цепью) изопреноидов. *Фитан* (2-, 6-, 10-, 14-тетраметилгексадекан) – изоалкан с регулярным чередованием метильных групп, один из гидрированных аналогов природных ациклических (с открытой цепью) изопреноидов. На рис. 9.8 приведено распределение *изо*-алканов для некоторых нефтей Сибирской платформы. Этот рисунок наглядно показывает наличие нескольких концентрационных максимумов. Д. И. Дробот (1988 г.), изучив распределение изопреноидов в нефтях и конденсатах, выделил пять типов распределения изопреноидных УВ. В первых двух концентрационные максимумы приходятся на C_{15} и C_{20} при существенном преобладании C_{20} над C_{15} . Для третьего типа

установлено значительное преобладание C_{15} над C_{19} и C_{20} , при близких содержаниях пристана и фитана. В четвертом и пятом максимум приходится на C_{15} . Особенность четвертого типа – низкое содержание пристана и фитана, а пятого – почти полное их отсутствие.

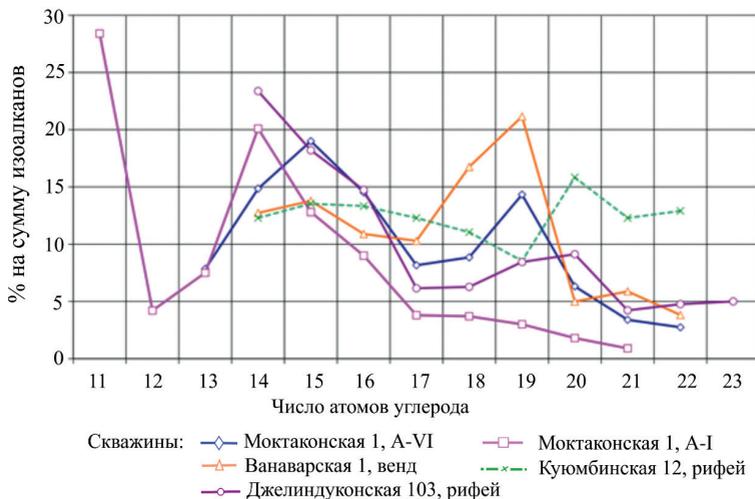


Рис. 9.8. Распределение изопреноидных УВ в нефти и конденсатах некоторых месторождений УВ [9]

В молекулах алканов, как известно, все атомы связаны между собой прочными σ -связями, а валентности углеродных атомов полностью насыщены водородом, поэтому алканы не вступают в реакции присоединения. По этой причине предельные углеводороды в свое время получили название *парафинов* (от лат. *parum affinis* – малое сродство).

В стандартных условиях алканы находятся в нефти в разных фазовых состояниях.

Жидкие алканы при фракционной разгонке попадают в бензиновый (C_5 – C_{10}) и керосиновый (C_{11} – C_{16}) дистилляты. В настоящее время в нефти найдены все возможные изомеры пентана, гексана и гептана.

В табл. 9.5 приведены данные о содержании индивидуальных алканов в бензиновых фракциях нефти древних продуктивных комплексов (E, V, R) Сибирской платформы.

Таблица 9.5

Относительное содержание алкановых углеводородов нефтей с температурой начала кипения во фракциях 85–200 °С месторождений Сибирской платформы, % на нефть

Компонент	Юрубчено-Тохомское, R		Моктаконское, C ₁	Володинское, C ₁	Собинское V
	T _{н.к} = 85 °С	T _{н.к} = 120 °С	T _{н.к} = 125–150 °С	T _{н.к} = 200 °С	T _{н.к} = 200 °С
Пропан	0,008	0,053	0,408	0,012	–
<i>n</i> -Бутан	0,320	0,318	1,85	1,841	–
<i>n</i> -Пентан	0,931	0,922	2,05	8,312	0,009
<i>n</i> -Гексан	1,310	1,491	1,45	9,635	0,408
<i>n</i> -Гептан	0,343	1,635	0,68	8,177	0,902
<i>n</i> -Октан	0,003	0,583	0,46	3,829	1,411
<i>n</i> -Нонан	–	0,023	–	–	1,514
<i>n</i> -Декан	–	–	–	–	2,506
<i>n</i> -Ундекан	–	–	–	–	1,218
<i>n</i> -Додекан	–	–	–	–	1,196
<i>n</i> -Тридекан	–	–	–	–	0,876
<i>n</i> -Тетрадекан	–	–	–	–	0,609
Итого <i>n</i> -парафинов	2,915	5,025	6,898	31,806	10,649
<i>изо</i> -Бутан	0,046	0,047	0,24	0,153	–
2,2-Диметилпропан	–	–	–	–	–
<i>изо</i> -Пентан	0,506	0,494	0,49	4,012	–
2,2-Диметилбутан	0,029	0,028	0,01	0,165	0,004
2,3-Диметилбутан	0,075	0,069	0,01	0,390	0,011
2-Метилпентан	0,524	0,545	0,19	4,354	0,092
3-Метилпентан	0,326	0,349	0,07	2,00	0,088
2,2-Диметилпентан	–	–	–	0,118	0,012
2,4-Диметилпентан	0,035	0,049	–	0,165	0,056
2,2,3-Триметилбутан	0,006	0,009	Следы	0,024	–
3,3-Диметилпентан	0,007	0,014	–	0,059	0,011
2-Метилгексан	0,193	0,459	0,06	2,059	0,372
2,3-Диметилпентан	0,028	0,064	0,02	0,478	0,120
3-Метилгексан	0,178	0,489	0,05	2,254	0,440
3-Этилпентан	0,020	0,053	–	0,100	0,024
2,2-Диметилгексан	–	–	–	0,047	0,011
2,5-Диметилгексан	0,001	0,040	Следы	0,177	0,117
2,4-Диметилгексан	–	0,048	«	0,212	0,110
2,2,3-Триметилпентан	–	–	–	0,006	0,018
3,3-Диметилгексан	–	–	–	0,053	0,006
2,3,4-Триметилпентан	–	–	Следы	0,012	0,020
2,3-Диметилгексан	–	0,029	«	0,177	0,104
2,3-Метилэтилпентан	–	0,003	«	0,083	0,013
2,3,3-Триметилпентан	–	–	«	0,083	0,015
2-Метилгептан	0,004	0,211	0,07	2,207	0,564

Компонент	Юрубчено-Тохомское, R		Моктакон- ское, ϵ_1	Володин- ское, ϵ_1	Собинское V
	$T_{н.к} = 85 \text{ }^\circ\text{C}$	$T_{н.к} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$	$T_{н.к} = 125\text{--}150 \text{ }^\circ\text{C}$		$T_{н.к} = 200 \text{ }^\circ\text{C}$
4-Метилгептан	0,001	0,087	0,01	0,002	0,136
3,4-Диметилгексан	–	0,008	Следы	0,094	0,021
3-Метилгептан	0,004	0,266	0,02	1,251	0,542
2,3-Диметилгептан	–	–	–	–	0,150
2,4-Диметилгептан	–	0,005	–	–	0,191
2,6-Диметилгептан	–	0,011	–	–	–
2,5-Диметилгептан	–	0,007	–	–	0,149
3,5-Диметилгептан	–	0,006	–	–	–
4-Метилоктан	–	0,022	–	–	–
2-Метилоктан	–	0,011	–	–	–
3-Метилоктан	–	0,011	–	–	–
3-Этилгексан	–	–	–	–	0,014
5-Метилнонан	–	–	–	–	0,149
2,6-Диметилнонан	–	–	–	–	0,209
2-Метилдекан	–	–	–	–	0,263
3-Метилдекан	–	–	–	–	0,220
4-Метилдекан	–	–	–	–	0,166
5-Метилдекан	–	–	–	–	0,120
2-Метилундекан	–	–	–	–	0,241
3-Метилундекан	–	–	–	–	0,179
4-Метилундекан	–	–	–	–	0,146
5-Метилундекан	–	–	–	–	0,136
6-Метилундекан	–	–	–	–	0,203
Итого изопарафинов	1,977	3,434	1,24	21,335	5,443

Содержание изопреноидных УВ в различных нефтях составляет до 21 % на нефть, в среднем 3–4 %. Общее содержание алканов нормального строения колеблется от 2,9 до 32,0 % на нефть и зависит от типа нефтематеринского ОВ и степени фракционирования нефти.

Изопреноидные углеводороды представляют особый интерес для геохимии нефти, поскольку обладают специфической структурой, характерной для биохимических компонентов, что свидетельствует в пользу их биогенной природы.

При изучении распределения в нефтях Сибирской платформы нормальных алканов и алканов изомерного строения Д. И. Дроботом (1988 г.) и другими исследователями обнаружены закономерности, свя-

занные с типом нефти. В нефтях метанового типа преобладают нормальные алканы (чаще до C_{30}). В нефтях нафтенового типа содержатся преимущественно изоалканы. Они могли образоваться в нефтях из *фитола* $C_{20}H_{40}O$ – ациклического алифатического спирта растительного происхождения, который является составной частью хлорофилла. Фитол относится к ненасыщенным дитерпенам, состоящим из четырех изопреновых звеньев. Общая формула $C_{20}H_{32}$, $(C_{10}H_{16})_2$. Их основу составляют остатки изопрена. *Изопрен* $CH_2=C(CH_3)-CH=CH_2$ – ненасыщенный углеводород, принадлежащий к диеновому ряду, представляющий собой бесцветную летучую жидкость. Это мономер натурального каучука, остаток его молекулы входит во множество других природных соединений.

Одним из геохимических показателей типа исходного ОБ, а также степени «зрелости» нефтей являются соотношения пристана C_{19} и фитана C_{20} и углеводородов нормального строения C_{17} и C_{18} в координатах $i-C_{19}/n-C_{17}$ (ось ординат y) и $i-C_{20}/n-C_{18}$ (ось абсцисс x) (рис. 9.9).

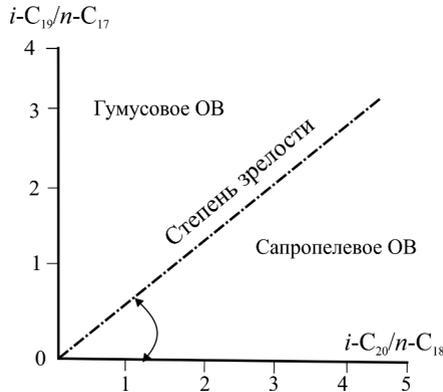


Рис. 9.9. График определения типа ОБ и степени «зрелости» нефти [28]

Если фактические данные о составе нефтей попадают выше линии раздела типа ОБ, проходящей под углом 42° к оси абсцисс, то нефти образовались из гумусового ОБ, т. е. в основном из липидов высших растений.

Точки, лежащие ниже линии раздела, указывают на происхождение нефти преимущественно из ОВ сапропелевого типа, в составе которого преобладали остатки низших растений. Смещение точек к началу координат свидетельствует об увеличении степени «зрелости» нефти [30].

Так как нефти метанового типа относятся к древним нефтям, преобладание в них алканов нормального строения объясняют протеканием реакций отщепления боковых цепей у углеводородов изомерного строения.

Преимущественное содержание изоалканов в нефтяных нефтях свидетельствует о том, что они относятся к молодым, не претерпевшим еще значительных превращений.

Твердые алканы присутствуют во всех нефтях. Твердые алканы (C_{10} и выше) делятся на две группы: парафины $C_{17}H_{36}$ – $C_{35}H_{72}$ и церезины $C_{36}H_{74}$ – $C_{55}H_{112}$. Для всех твердых алканов укрепилось техническое название *парафины*. Парафинов в нефтях содержится мало (0,1–5,0 %). Однако встречаются высокопарафинистые нефти (>6 %) с содержанием 7–27 % твердых парафинов.

Основная их масса присутствует в мазуте, при перегонке которого углеводороды с числом углеродных атомов от 17 до 35 попадают в масляные дистилляты, а C_{36} – C_{55} остаются в гудроне. По химическому составу углеводороды, выделенные из масляных фракций, составляют более 75 % нормальных алканов и небольшие количества циклоалканов и разветвленных углеводородов. Они имеют температуру плавления 45–54 °С, температуру кипения до 550 °С, плотность 0,860–0,940 г/см³ и молекулярную массу 300–500. Твердые углеводороды с числом атомов от 36 до 55 носят название *церезины*. В состав церезинов входят алканы нормального и изомерного строения, которые могут содержать в молекуле циклоалкановые и ароматические структуры. Церезины имеют температуру плавления 65–88 °С, температуру кипения выше 600 °С, молекулярную массу 500–750 г/моль. По внешнему виду похожи на печальный воск.

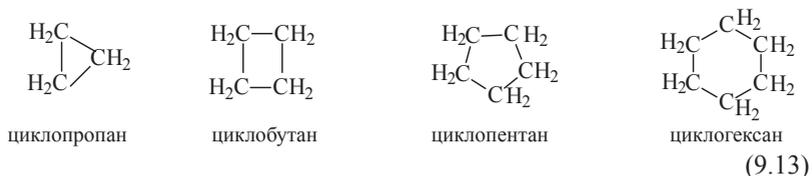
В нефти парафины находятся в растворенном и взвешенном состоянии. На холоде их растворимость в нефти и нефтяных фракциях невелика, поэтому при содержании в нефти в пределах 1,5–2,0 % парафины отлагаются в скважинах и промысловых нефтесборных трубопроводах, затрудняя эксплуатацию скважин и транспорт нефти.

Циклоалканы, или **цикланы** – углеводороды, содержащие в молекуле циклы (кольца), построенные из атомов углерода (карбоциклические соединения). Из рассмотренной ранее классификации следует, что цикланы входят в состав алициклических соединений. Общая формула циклоалканов C_nH_{2n} . Это значит, что молекулы цикланов, не имеющие заместителей, состоят из связанных между собой и замкнутых в кольца групп CH_2 (метиленовая группа); отсюда и другое их название – *полиметиленовые соединения*.

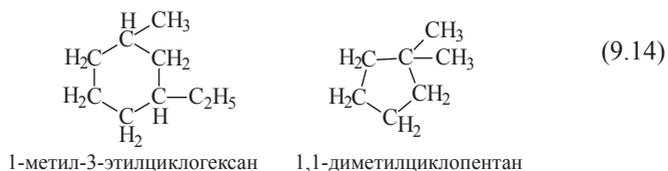
В технической литературе (в том числе и в нефтяной) циклоалканы называют *нафтенами*. Такое название им дал В. В. Марковников, открывший эти углеводороды в 1833 г. в бакинских нефтях.

Циклоалканы подразделяются на моноцикланы (общая формула C_nH_{2n}), бицикланы (C_nH_{2n-2}) и полицикланы (C_nH_{2n-4} , C_nH_{2n-6} и т. д.).

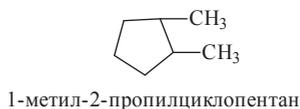
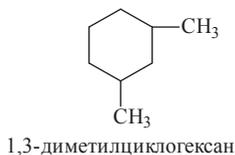
Название циклоалканов образуется путем добавления приставки *цикло-* к названию соответствующего линейного алкана с тем же числом атомов углерода:



Замещенные циклоалканы называют и нумеруют так же, как и их ациклические (нециклические) аналоги:



Для удобства циклоалканы часто изображают в виде геометрических фигур. При этом подразумевается, что во всех углах фигуры находятся атомы углерода, а все свободные валентности заняты атомами водорода:



(9.15)

Когда два цикла имеют два общих соседних атома углерода, то они образуют конденсированную систему – это бициклические алканы. Если общими для двух циклов являются несмежные атомы, возникает мостиковая система. Циклы, связанные простой связью, называют ансамблями циклов.

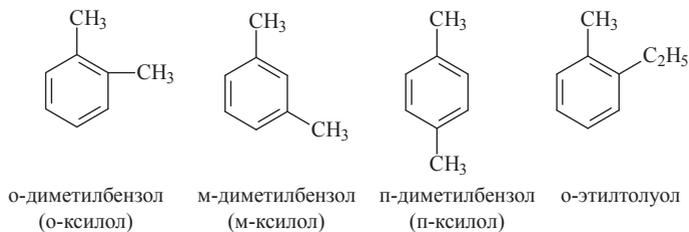
Следующим большим классом УВ являются ненасыщенные циклические УВ – *арены*, или *ароматические углеводороды*. Название углеводородов группы «ароматические соединения» случайное и сегодня потеряло свой первоначальный смысл.

Арены – соединения, содержащие в молекуле особую циклическую группировку из шести атомов углерода, которая называется *бензольной группировкой* (бензольное ядро).

Различают одноядерные (одна бензольная группировка в молекуле) и многоядерные ароматические углеводороды, содержащие две или более бензольные группировки. В молекулах аренов в качестве боковых цепей могут находиться углеводородные радикалы с неразветвленной или разветвленной углеродной цепочкой, а также содержащие двойные или тройные связи и циклические группировки: циклопентилбензол, дифенил, дифенилметан, нафталин, фенантрен и др.

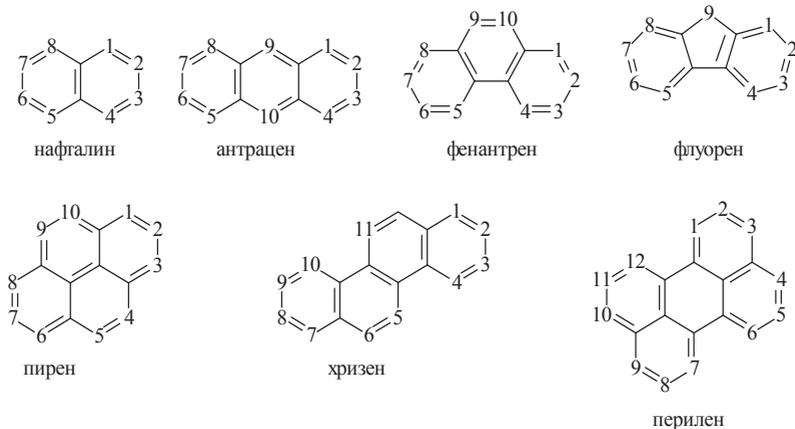
Следовательно, арены могут содержать в молекуле наряду с ароматическими ядрами разнообразные по строению алифатические цепи, а также включать в состав молекулы другие (не содержащие ядер бензола) циклические группировки.

Первый и один из наиболее важных представителей гомологического ряда одноядерных ароматических углеводородов – *бензол* C_6H_6 . Отсюда и общее название гомологического ряда – ряд бензола. Три возможных изомера дизамещенных бензолов обозначаются приставками *орто-*, *мета-*, *пара-*:



(9.16)

Для многих конденсированных аренов употребляются тривиальные названия:



(9.17)

Отличительным свойством аренов от других классов углеводородов, встречающихся в нефти, является их способность поглощать лучистую энергию в ультрафиолетовой области спектра. На этом основан аналитический метод их определения.

Кроме того, арены отличаются от других углеводородов ярко выраженной способностью избирательно растворяться в некоторых растворителях. К селективным растворителям относятся полярные жидкости (сернистый ангидрид, ацетон, фенол, фурфурол, анилин, нитробензол и др.).

Арены способны целиком количественно адсорбироваться на силикагеле и других адсорбентах. Для высших аренов десорбция раство-

рителями идет с различной скоростью, что позволяет хроматографически разделять и выделять отдельных представителей или узкие фракции ароматических углеводородов из нефтяных фракций.

Высококипящие фракции нефти состоят в основном из **углеводородов смешанного (гибридного) строения**. Это полициклические углеводороды, молекулы которых содержат циклоалкановые структуры, конденсированные с аренами.

В керосино-газойлевых фракциях содержатся простейшие гибридные бициклические углеводороды и их гомологи: индан, тетралин и др.

Ареновые циклы гибридных углеводородов имеют преимущественно короткие (метильные или этильные) заместители, циклоалкановые кольца – один или два довольно длинных алкильных заместителя. Особенно много гибридных углеводородов в масляных фракциях. Строение их изучено мало. Общее содержание аренов в нефтях составляет 10–20 % мас., а в ароматических нефтях их содержание доходит до 35 % мас.

Алкены (олефины, этиленовые углеводороды) – непредельные углеводороды, содержащие одну двойную связь углерод – углерод. Простейший алкен – *этилен* C_2H_4 . Этилен образует гомологический ряд, членами которого являются: этен C_2H_4 (тривиальное название этилен), пропен (пропилен) C_3H_6 , бутен C_4H_8 , пентен C_5H_{10} и т. д.

Непредельные углеводороды называют ненасыщенными, так как они содержат меньшее число атомов водорода, чем предельные с тем же числом атомов углерода в молекуле. По числу и характеру кратных связей непредельные углеводороды делятся на алкены, циклоалкены и алкины.

Далее рассмотрим групповой состав **гетероатомных соединений нефти**. Соединения серы, кислорода и азота с углеродом и водородом называют гетероатомными. Содержания гетероатомных соединений как в сырых нефтях, так и в ее фракциях значительно разнятся. В целом увеличение их происходит с возрастанием температуры кипения фракций нефти. Основное количество содержится в высокомолекулярной части нефти – во фракциях с температурой начала кипения выше 300 °С. В нефтях присутствуют соединения как циклического, так и ациклического строения. Содержание и соотношение их зависит от возраста и происхождения нефти.

Состав гетероатомных соединений и их количества в нефтях имеют большое значение для определения типа исходного материала неф-

ти и процессов ее преобразования в период созревания, геохимических превращений нефти под действием геологических факторов. Примером этому могут служить термически преобразованные нефти и конденсаты Таначинско-Моктаконской зоны нефтегазоаккумуляции на Бахтинском мегавыступе в отложениях кембрия [9]. Все сернистые соединения коррозивно-активны по отношению к металлу, поэтому рассмотрим их более подробно.

Из *сернистых соединений* в нефтях содержатся элементарная сера S, сероводород H_2S , тиолы $R-SH$, сульфиды $R-S-R^1$, дисульфиды $R-S-S-R^1$, полисульфиды Me_2S_n и тиофены C_4H_4S . Из них основную долю составляют сульфиды и тиофены. Существуют и смешанные серу- и кислородсодержащие соединения – сульфоны $RR'SO_2$, сульфоксиды R_1R_2SO .

Общее содержание серы в нефти колеблется от 0,02 до 7,30 %, есть несколько месторождений, содержание серы в которых достигает 10 %. Е. В. Соболева и другие считают, что если в сероорганическое соединение входит один атом серы, то каждый процент общего содержания серы дает 15 % разнообразных сернистых соединений [75].

Элементарная сера содержится в нефтях в растворенном состоянии в небольших количествах (0,08–2,30 %). Причем она отличается в нефтях, локализованных в породах-коллекторах, представленных известняками или сульфатно-доломитовыми отложениями.

При нагревании нефти (в процессе перегонки) сера частично реагирует с углеводородами:



Сера попадает в дистилляты из исходной нефти, а также образуется в них за счет термического распада сероорганических соединений.

Сероводород в пластовых условиях встречается в двух состояниях: в природных газах, в растворенном состоянии в нефтях. Количество растворенного в нефтях сероводорода может достигать до 0,01 % мас. О. Г. Верениновой (1997 г.) детально изучены сероводородсодержащие газы в Прикаспийской впадине. По ее данным, максимальные содержания сероводорода отмечаются в турне-верейском нефтегазоносном подкомплексе – до 30 % в свободном газе Астраханского месторождения,

до 20 % в попутном газе месторождения Тенгиз, а также до 7 % на месторождении Жанажол на глубине 3,3–5,1 км при пластовых температурах 80–110 °С. Более высокие концентрации сероводорода обнаруживаются только в газе, растворенном в высокосернистой нефти.

При первичной переработке нефти сероводород образуется за счет разложения нестабильных сераорганических соединений в процессе взаимодействия элементарной серы с углеводородами.

Тиолы – сернистые аналоги спиртов и фенолов, содержащих тиольную группу –SH. Общая формула тиолов R–SH. Тиолы имеют второе название – меркаптаны.

В нефти содержатся метилмеркаптан CH_3SH , этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$, бутилмеркаптан $\text{C}_4\text{H}_9\text{SH}$, изопропилмеркаптан $(\text{CH}_3)_2\text{CHSH}$ и пропилмеркаптан $\text{C}_3\text{H}_7\text{SH}$. Они могут содержаться в природном и попутном газе и конденсатах наряду с сероводородом [9]. Меркаптаны встречаются в наибольших количествах в бензиновых и керосиновых фракциях (табл. 9.6).

Содержание меркаптанов в конденсатах Оренбургского ГКМ колеблется от 0 до 85 % мас. [9].

Сульфиды R–S–R' – сернистые аналоги простых эфиров. Главным образом присутствуют алкилсульфиды, в незначительных количествах обнаружены алкилциклоалкил-, алкилфенил- и дифенилсульфиды и др.

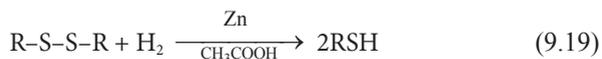
Таблица 9.6

Групповой состав сераорганических соединений нефти горизонта А-VI Моктаконского месторождения [9]

Пределы выкипания фракций, °С	Выход фракции, %	Содержание серы на фракцию, % мас. (% отн.)			
		Общая $S_{\text{общ}}$	Меркаптановая RSH	Сульфидная RSR	Остаточная $S_{\text{ост}}$
125	–	1,789	0,940 (52,3)	0,859 (47,7)	Отсутствуют
125–150	8,55	1,573	0,761 (48,1)	0,812 (51,8)	«
150–200	8,20	1,991	0,847 (42,4)	1,146 (57,6)	«
200–250	18,94	1,758	0,774(44,0)	0,895 (56,0)	«
250–300	14,22	1,573	0,696 (44,3)	0,877 (55,7)	«
>300	14,94	2,532	0,538 (21,2)	0,782 (30,9)	1,212 (47,9)
Сырая нефть	35,15	–	– (34,7)	– (44,4)	– (20,9)

Дисульфиды – R–S–S–R. В нефтях дисульфиды находятся в небольших количествах. А. М. Сыркин, Э. М. Мовсунзаде (2002) предполагают, что в пластовых нефтях дисульфиды отсутствуют, они образуются из меркаптанов в результате окисления их кислородом воздуха после добычи нефти.

По своим химическим свойствам дисульфиды подобны сульфидам. При нагревании они разлагаются с образованием меркаптанов, сульфидов и сероводорода. Дисульфиды легко восстанавливаются до меркаптанов:



В зависимости от природы нефти содержание серы в нефтях может изменяться от десятых долей до нескольких процентов. Например, содержание серы в нефтях древних продуктивных комплексов (C₁–R) Сибирской платформы имеет широкий диапазон колебаний (0,003–13,540 %), и он зависит от многих факторов, в первую очередь от литологии вмещающих пород и постдиагенетических термодинамических процессов. Нефти рифейского карбонатного комплекса практически бессернистые (0,08–0,35 %), вендского терригенного – малосернистые (0,15–0,44 %), а нижнекембрийского галогенно-карбонатного – сернистые (1,40–2,03 %). В конденсатах содержание серы значительно больше – 6,48 %, чем в нефтях [9].

Распределение сернистых соединений по фракциям нефти различно. С повышением температуры кипения фракций содержание сернистых соединений в целом увеличивается с некоторыми вариациями по фракциям (табл. 9.6).

Снижение доли меркаптановой серы с повышением температуры выкипания ведет к увеличению содержания сульфидной серы, содержание которой достигает максимума 55,7 % во фракции 250–300 °С при отсутствии остаточной серы. Это объясняется более высокой термической устойчивостью сульфидной серы.

В общем случае устойчивость сернистых соединений увеличивается в ряду меркаптаны → дисульфиды → сульфиды → тиофены [9].

Существуют различные предположения о происхождении сернистых соединений, содержащихся в нефтях. Наиболее вероятно, что

сернистые соединения образовались в природных нефтях в результате окислительно-восстановительных процессов между сульфатами и углеводородами.

Процесс осернения природных органических веществ, включая нефти, состоит из нескольких стадий. Основной стадией является реакция окисления углеводородов и других органических соединений присутствующими в подземных водах сульфатами металлов, которые при этом восстанавливаются в сульфиды и гидросульфиды:



Высокую концентрацию в нефтях сульфатно-карбонатных комплексов сульфидов на фоне отсутствия дисульфидов Д. И. Дробот и другие связывают с разрушением дисульфидов по схеме



Многие исследователи [9; 30; 74] полагают, что часть сернистых соединений унаследована от исходного органического вещества, в частности от протеинов.

Кислородные соединения в нефти представлены главным образом кетонами, органическими кислотами, фенолами и эфирами.

Органическими, или *карбоновыми, кислотами* называются производные углеводородов, которые содержат в молекуле одну или несколько карбоксильных групп:



Общая формула карбоновых кислот R—COOH. Число карбоксильных групп определяет основность кислот. Кислоты бывают одноосновные (монокрбоновые) и многоосновные (поликарбоновые). В зависимости от группы, связанной с карбоксильной группой, кислоты могут быть предельными, непредельными, ароматическими.

Первые четыре кислоты из группы монокрбоновых – муравьиная HCOOH, уксусная CH₃COOH, пропионовая CH₃—CH₂—COOH, масляная CH₃(CH₂)₂COOH – имеют низкие температуры кипения (100,7–163,8 °С), хорошую растворимость и при миграции нефти легко переходят в пла-

стовые воды. Эти свойства используют при геохимических поисках нефти и газа для обоснования геохимических критериев.

Другая группа органических гетероатомных соединений, часто используемых в качестве показателей нефтегазоносности недр, – фенолы.

Фенолами называются соединения, содержащие гидроксильную группу, непосредственно связанную с ароматическим кольцом.

В нефтях и подземных водах обнаружено шесть разновидностей фенолов, а наиболее часто встречаются в нефти о-крезол и м-крезол. Их использование в качестве показателей нефтегазоносности дискуссионно.

В нефтях в очень малых количествах обнаружены кетоны и эфиры.

Кетонами $R-CO-R'$ называются соединения, в которых карбонильная группа $>C=O$ соединена с двумя одинаковыми или разными алкильными или арильными группами. Поискового значения на современном уровне изученности кетоны не имеют.

Азотистые соединения в составе нефтей не превышают 0,3 % мас. Видимо, основные азотистые соединения (амины и амиды) унаследованы от животного и растительного вещества (протеинов и хлорофилла). Азотистые соединения в нефтях изучены недостаточно.

Смолисто-асфальтовые вещества – сложная смесь наиболее высокомолекулярных компонентов нефти. По данным А. М. Сыркина, Э. М. Мовсузаде (2002 г.), их содержание в нефти достигает 10–50 % мас., асфальтены часто отсутствуют полностью.

В концентрированном виде смолисто-асфальтовые вещества находятся в природе в виде битумов, карбенов, карбоидов и др.

9.4. Генетические типы нефтей и конденсатов

Выявление генетического типа нефтей осуществляется по данным газожидкостной хроматографии.

Хроматография – это метод разделения веществ. Хроматографическое разделение основано на различии в скоростях движения отдельных компонентов смеси: распределенной в потоке подвижной фазы (газ или жидкость) вдоль слоя неподвижной фазы (сорбент). По агрегатному

состоянию подвижной фазы хроматографии делится на газовую и жидкостную.

Суть ее заключается в различиях адсорбционной способности метановых и нефтяных углеводородов от ароматических углеводородов. Получают хроматограммы концентрационного распределения *n*-алканов и изопреноидных алканов в нефтях, причем предварительного их выделения не производится. Суждение о геохимическом типе нефти составляется на основании различий в содержании и концентрационном распределении нормальных и изопреноидных алканов. В настоящее время общепринятой является классификация нефтей Ал. А. Петрова.

Классификация нефтей Ал. А. Петрова. По хроматографическим характеристикам все существующие в природе нефти Ал. А. Петров (1984 г.) объединяет в две категории, условно названные А и Б. К категории А принадлежат нефти, на хроматограммах которых пики нормальных алканов присутствуют в аналитических количествах (рис. 9.10). На хроматограммах нефтей категории Б пики нормальных алканов отсутствуют.

Для количественной характеристики химического типа нефтей используются следующие хроматографические показатели:

- *изопреноидный коэффициент* K_i – отношение суммы высот пиков пристана и фитана к сумме высот пиков нормальных гептадекана и октадекана ($изо-C_{19} + изо-C_{20}$)/($n-C_{17} + n-C_{18}$). Выбор именно этих УВ обусловлен наилучшим соответствием их содержания среднему составу нормальных и изопреноидных алканов;

- *отношение значений и суммарных содержаний нормальных (*n*) и изопреноидных (*изо*) алканов к нефтяному фону* N_{ϕ} , измеренному от нулевой линии прибора (холостая проба) до основания пика фитана:

$$H_{\phi} = n / N_{\phi}, \quad (9.23)$$

$$I_{\phi} = изо / N_{\phi}. \quad (9.24)$$

Указанные критерии являются комплексными безразмерными величинами. Пределы значений K_i , I_{ϕ} , H_{ϕ} для каждого из выделенных типов представлены в табл. 9.7.

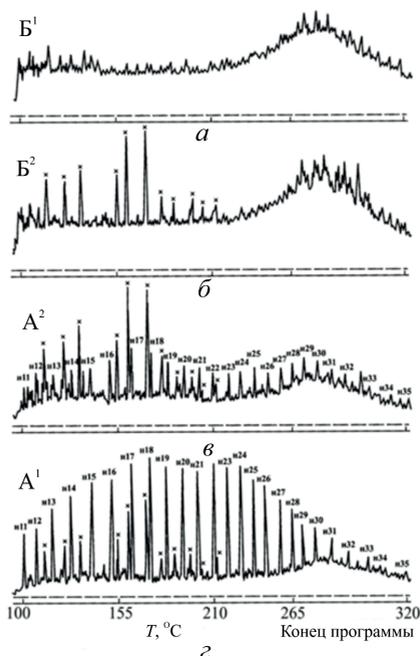


Рис. 9.10. Типичные хроматограммы нефтей
(по Ал. А. Петрову, 1984)

В зависимости от относительной концентрации нормальных и изопреноидных алканов в нефтях категории А и от наличия или отсутствия изопреноидных алканов в нефтях категории Б нефти каждой категории можно, в свою очередь, разделить на две подгруппы: А¹, А² и Б¹, Б² (табл. 9.7).

Таким образом, выделены четыре типа нефтей, каждому из которых соответствует определенная картина совокупного концентрационного распределения нормальных и изопреноидных алканов.

Другим важным хроматографическим показателем типа нефтей является хроматографически неразделяемый так называемый *нафтенный фон*, на котором отмечаются пики алканов. Нафтенным этот фон назван условно, так как, кроме нафтенных УВ, в нем содержатся ароматические и изоалкановые УВ.

Таблица 9.7

Хроматографическая характеристика нефтей
различного химического типа [30]

Тип нефти	K_i	I_Φ	H_Φ
А ¹	$\frac{0,05-2,5}{0,2-1,0}$	$\frac{0,2-20}{3-10}$	$\frac{4-70}{6-15}$
	$\frac{2,5-100}{5-50}$	$\frac{3-20}{5-10}$	$\frac{0,1-6,0}{0,5 < 0}$
Б ²	–	$\frac{0,1-15}{0,5-8,0}$	–
Б ¹	–	–	–

Примечание. В числителе указаны пределы измерения показателей, в знаменателе – наиболее часто встречающиеся значения.

Коэффициент K_i можно использовать в качестве геохимического показателя, в частности при сопоставлении превращенности нефтей под влиянием вторичных факторов. Было обнаружено, что изменение концентрационного распределения в составе алканов сопровождается закономерным изменением группового состава нефтей (табл. 9.8).

Таблица 9.8

Групповой состав нефтей различного химического типа, % мас. [30]

Тип нефти	Пределы измерения содержания УВ / наиболее часто встречающиеся значения				
	Алканы	Циклоалканы	Арены	<i>n</i> -Алканы	<i>изо</i> -Алканы
А ¹	$\frac{15-60}{25-50}$	$\frac{15-45}{20-40}$	$\frac{10-70}{20-40}$	$\frac{5-25}{8-12}$	$\frac{0,6-6,0}{0,5-3,0}$
	$\frac{10-30}{15-25}$	$\frac{20-60}{35-50}$	$\frac{15-70}{20-40}$	$\frac{0,5-5,0}{1,0-3,0}$	$\frac{1,0-6,0}{1,5-3,0}$
Б ²	$\frac{5-30}{10-25}$	$\frac{20-70}{35-55}$	$\frac{20-80}{20-45}$	–	–
Б ¹	$\frac{4-10}{6-10}$	$\frac{20-70}{50-65}$	$\frac{25-80}{25-50}$	–	–

Нефти типа A¹ самые распространенные в природе. В их составе значительную роль играют алканы (40–70 %). Для этих нефтей характерно высокое содержание алканов нормального и изопреноидного строения, причем нормальные алканы всегда преобладают над изопреноидными.

Нефти типа A² довольно редкие, хотя встречаются во всех нефтегазоносных районах России. Концентрация алканов в них, по сравнению с таковой в нефтях типа A¹, несколько ниже – 25–40 %, на порядок меньше и содержание нормальных алканов. Отличительная черта – значительное преобладание изопреноидов над алканами нормального строения.

Нефти типа B² встречаются в природе чаще, чем нефти типа A². В составе этих нефтей полностью отсутствуют нормальные алканы, а изопреноидные содержатся в значительных количествах. Распределение последних аналогично распределению изопреноидов в нефтях типов A¹ и A², т. е. в наибольших количествах присутствуют пристан и фитан.

Нефти типа B¹ довольно широко распространены в природе. Содержание нафтенов в них колеблется от 85 до 90 %. На хроматограммах нефтей данного типа полностью отсутствуют пики нормальных и изопреноидных алканов. Количество разветвленных алканов неизопреноидного строения, входящих в нафтеновый фон, составляет от 4 до 10 %.

Оказалось, что перекрываемость типов нефтей по групповому составу насыщенной фракции минимальна. Это дает возможность приблизительно оценить групповой состав насыщенных УВ анализируемой нефти, ориентируясь только на ее тип, определенный по хроматограмме. Согласно групповому составу нефти типа A¹ можно назвать метановыми, A² – нафтено-метановыми, B² – метано-нафтеновыми и B¹ – нафтеновыми.

Кроме приведенной классификации существует множество графических классификаций.

Классификация нефтей Б. Тиссо и Д. Вельте. Классификация нефтей с использованием треугольной диаграммы была предложена Б. Тиссо и Д. Вельте в 1981 г. (рис. 9.11).

В данной классификации нефтей в качестве главного параметра рассматривается *содержание насыщенных УВ*, которое отрицательно коррелируется с содержанием ароматических УВ, смол, асфальтенов и серы. Используемые данные отвечают фракции, кипящей при температуре

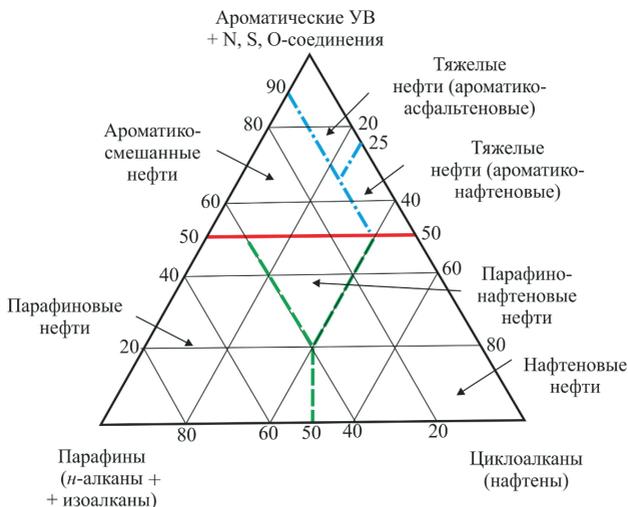


Рис. 9.11. Треугольная диаграмма шести классов нефтей (парафинового, парафино-нафтенового, нафтенового, ароматико-нафтенового, ароматико-асфальтенового, ароматико-смешанного), выделенных по групповому углеводородному составу Б. Тиссо, Д. Вельте (1981 г.)

выше 210 °С. По одной из сторон треугольника откладывают содержания алкановых (*n*-алканов и изоалканов) – Р, по второй – нафтеновых N, по третьей – ароматических УВ и гетероатомных соединений (N, S, O) – АА.

Нефти подразделяются на шесть классов: парафиновый, парафино-нафтеновый, нафтеновый ($S < 1\%$), ароматико-нафтеновый, ароматико-асфальтеновый, ароматико-смешанный ($S > 1\%$), табл. 9.9.

В соответствии с треугольной диаграммой (рис. 9.11) и табл. 9.9 к парафиновым, парафино-нафтеновым и нафтеновым относятся нефти, в которых содержание насыщенных УВ превышает 50 %. Для практических целей и возможности сопоставления с геологическими условиями устанавливаются дополнительные границы, соответствующие 40 % алканов и 40 % циклоалканов. Они отделяют парафиновые нефти от парафино-нафтеновых и парафино-нафтеновые от нафтеновых.

Нефти определяются как ароматические, если общее содержание насыщенных УВ в них меньше 50 %, а суммарное содержание ароматических УВ, смол и асфальтенов больше 50 %. Дополнительная граница раз-

деляет ароматико-смешанные нефти, содержащие более 10 % *n*-алканов и изоалканов, и тяжелые превращенные нефти, содержащие менее 10 % алканов. Последний класс объединяет два подкласса: ароматико-асфальтеновые нефти, содержащие менее 25 % нафтеннов, и ароматико-нафтенно-вые, содержащие более 25 % нафтеннов. Эта дополнительная второстепенная граница отражает также разницу в содержании серы.

Таблица 9.9

Классификация нефтей по групповому углеводородному составу и содержанию серы (по Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981)

Концентрации компонентов в нефти (фракция > 210 °С)		Класс нефти	Содержание серы, %
P + N > 50 % AA < 50 %	P > N и P > 40	Парафиновый	<1
	P ≤ 40 и N ≤ 40	Парафино-нафтенный	
	N > P и N > 40	Нафтенный	
P + N ≤ 50 % AA ≥ 50 %	P > 10	Ароматико-смешанный	>1
	N ≤ 25	Ароматико-асфальтеновый	
	P ≤ 10 и N ≥ 25	Ароматико-нафтенный	<1

Эволюция и вторичные превращения нефтей в залежи отражаются на их составе и, следовательно, влияют на их место в рассматриваемой классификации. Например, термическая эволюция парафино-нафтенной нефти может привести к преобразованию ее в парафиновую. Окислительные преобразования обуславливают в основном формирование тяжелых нефтей ароматико-нафтенного или ароматико-асфальтенового классов. Химическая и биохимическая деградация превращает парафиновые и парафино-нафтенные нефти в ароматико-нафтенные с умеренным содержанием серы. Ароматико-смешанные нефти обычно преобразуются в ароматико-асфальтеновые с высоким содержанием серы [74].

Контрольные вопросы и задания

1. Дайте определение термина «нефть» с точки зрения органической, аналитической и физической химии. Назовите общие характеристики нефтяных систем.

2. Охарактеризуйте коллоидные свойства нефти. Каковы причины и условия образования коллоидных систем в нефти?

3. Опишите физико-химические свойства нефти, перечислите их и назовите размерности в системах СИ и СГС.

4. Дайте определение понятия «смачиваемость», нарисуйте модели капли на разных границах соприкасающихся фаз для гидрофобной и гидрофильной поверхностей.

5. Назовите критерии основных методов определения смачиваемости и поясните их физический смысл.

6. Объясните классификацию битумоидов на основе люминесцентных характеристик капиллярных вытяжек по В. Н. Флоровской.

7. Раскройте понятия «элементный», «групповой» и «фракционный углеводородный состав нефти». Охарактеризуйте главные гомологические ряды соединений нефти и напишите их формулы.

8. Объясните генетическую классификацию нефтей Ал. А. Петрова.

9. Расскажите какие сернистые соединения обнаружены в нефтях и какова их геохимическая природа?

10. Перечислите геохимические показатели, используемые при определении типа исходного органического вещества, и критерии степени «зрелости» нефти.

Задания

Задание 1

По результатам анализа (табл. 9.10) сделайте вывод о типе УВ флюида по классификации Ал. А. Петрова и запишите в табл. 9.11.

Таблица 9.10

Мольная доля компонента, %

УВ	Вариант					
	1	2	3	4	5	6
C ₁₀	0,882	2,42	1,187	1,665	0,866	1,703
C ₁₁	0,59	1,33	0,997	1,571	0,687	1,262
C ₁₂	0,638	1,36	1,141	1,261	0,486	0,822

УВ	Вариант					
	1	2	3	4	5	6
C ₁₃	0,438	1,01	0,677	0,803	0,224	0,683
C ₁₄	0,368	0,58	0,482	0,417	0,133	0,652
C ₁₅	0,304	0,44	0,385	0,316	0,086	0,549
C ₁₆	0,315	0,32	0,359	0,226	0,071	0,454
C ₁₇	0,274	0,24	0,281	0,172	0,060	0,445
C ₁₈	0,216	0,20	0,202	0,126	0,049	0,321
C ₁₉	0,205	0,16	0,174	0,129	0,048	0,255
C ₂₀	0,179	0,11	0,142	0,103	0,047	0,213
C ₂₁	0,151	0,10	0,123	0,092	0,051	0,152
C ₂₂	0,129	0,07	0,099	0,075	0,044	0,132
C ₂₃	0,107	0,06	0,082	0,062	0,042	0,120
C ₂₄	0,086	0,04	0,068	0,051	0,038	0,107
C ₂₅	0,072	0,03	0,060	0,034	0,033	0,093
C ₂₆	0,052	0,02	0,050	0,038	0,036	0,077
C ₂₇	0,044	0,02	0,045	0,028	0,039	0,059
C ₂₈	0,032	0,01	0,035	0,024	0,022	0,048
C ₂₉	0,025	0,01	0,031	0,019	0,027	0,036
C ₃₀	0,017	0,01	0,024	0,014	0,020	0,021
C ₃₁	0,013	0,004	0,015	0,010	0,020	0,016
C ₃₂	0,009	0,003	0,007	0,006	0,021	0,004
C ₃₃	0,006	0,003	0,005	0,005	0,019	–
C ₃₄	0,005	0,002	0,006	0,005	–	–
<i>i</i> -C ₁₄	0,12	0,30	0,19	0,282	0,092	0,120
<i>i</i> -C ₁₅	0,06	0,14	0,08	0,122	0,084	0,085
<i>i</i> -C ₁₆	0,08	0,10	0,09	0,071	0,041	0,071
<i>i</i> -C ₁₈	0,04	0,03	0,04	0,025	0,024	0,075
<i>i</i> -C ₁₉	0,08	0,06	0,09	0,046	0,028	0,008
<i>i</i> -C ₂₀	0,04	0,02	0,04	0,021	0,018	0,037
Алканы	38,06	44,82	47,60	47,91	63,77	55,66
нормальные	18,27	23,05	24,17	23,82	34,43	33,03
изоалканы	19,79	21,77	23,43	24,09	29,34	22,63
Нафтены	15,43	14,17	15,36	15,54	16,90	16,12
Арены	6,05	4,92	4,92	5,44	5,02	4,55

Таблица 9.11

Заключение о принадлежности к одному из типов нефти по классификации Ал. А. Петрова

Расчетный тип флюида по Ал. А. Петрову	Показатель								
	$\sum n\text{-алканов}$	$\sum \text{изоалканов}$	$\frac{\sum \text{изоалканов}}{\sum n\text{-алканов}}$	$\text{Изо-C}_{19} / \text{Изо-C}_{20}$	$\frac{n\text{-(C}_{11} + C_{12} + C_{13})}{n\text{-(C}_{13} + C_{14} + C_{15})}$	$\frac{n\text{-(C}_{13} + C_{14} + C_{15})}{n\text{-(C}_{15} + C_{16} + C_{17})}$	$\frac{\text{Изо-C}_{19} + \text{Изо-C}_{20}}{n\text{-(C}_{17} + n\text{-C}_{18})}$	$K_{\text{нч}}^{17} *$	$K_{\text{нч}}^{27}$

$$* \text{ Коэффициенты нечетности } K_{\text{нч}}^{17} = \frac{n\text{-C}_{15} + C_{17} + C_{19}}{3 \cdot n\text{-C}_{18}} \text{ и } K_{\text{нч}}^{27} = \frac{n\text{-C}_{25} + C_{27} + C_{29}}{3 \cdot n\text{-C}_{18}}.$$

Задание 2

Используя данные табл. 9.12, постройте треугольную диаграмму, предложенную Б. Тиссо и Д. Вельте, и классифицируйте нефти одного из вариантов.

Таблица 9.12

Групповой и элементный состав нефти фракции более 210 °С

Вариант	Плотность, г/см ³	Содержание серы, %	Состав, %				
			Углеводороды			Смолы	Асфальтены
			Насыщенные		Ароматические		
			Парафины	Нафтены			
1	0,830	0,1	43,0	31,0	18,0	7,4	0,6
2	0,880	0,5	19,0	28,0	34,0	17,0	2,0
3	0,834	2,0	40,97	14,38	43,70	0,78	0,17
4	0,821	0,87	60,7	8,8	23,5	3,4	3,6
5	0,820	1,45	48,0	21,0	31,0	0,96	0,02
6	0,819	1,40	48,68	13,33	37,99	1,75	0,12

10. ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ СИСТЕМЫ

Газоконденсатные системы (ГКС) представлены газоконденсатами или пластовыми газами с газовым фактором менее $11\ 000\ \text{м}^3/\text{м}^3$, т. е. с содержанием конденсата $90\ \text{см}^3/\text{м}^3$. Они являются свободными жирными газами, которые в естественных условиях недр насыщены парами жидких углеводородов.

10.1. Образование и свойства газоконденсатных систем

Газоконденсаты, или жирные газы, обычно содержат метан, этан, пропан, бутаны. Как показывают исследования В. А. Чахмачева (2002 г.), содержания гомологов метана составляют 12–14 %. Чаще встречаются газы с содержанием метана 86–88 % [30], что не характерно для чисто газовых систем ($\text{CH}_4 = 92\text{--}96\ %$ и выше).

Месторождения древних (C₁–R) продуктивных комплексов Лено-Тунгусской НГП при сохранении общей тенденции изменения распределения этана и пентанов менее обогащены ими. Кроме углеводородных компонентов в газоконденсатных системах могут присутствовать неуглеводородные компоненты, среди которых наиболее распространены сероводород, углекислый газ, азот и гелий. Плотность газоконденсатов обычно не велика. Например, для газоконденсатных месторождений Непско-Ботуобинской НГО, Лено-Тунгусской НГП, по данным Б. А. Фукс (1982 г.), она варьирует в диапазоне $0,679\text{--}0,794\ \text{г}/\text{см}^3$.

Существование газоконденсатных систем связано в основном с глубиной их залегания, поскольку от нее зависит пластовое давление и температура. ГКС находятся на глубинах от 700 (Средняя Азия, Волго-Урал) до 5 000 м (Западная Туркмения, Апшерон) [30]. Конденсаты газоконденсатных систем больших глубин приближаются по своим свойствам к нефтям. Нижняя граница существования газоконденсатных систем не имеет четких пределов. Экспериментальные данные показывают, что газоконденсатные системы могут возникнуть при достижении критических давлений и температур ($P_{\text{кр}} = 100\text{--}150\ \text{атм}$, $T_{\text{кр}} = 45\text{--}60\ \text{°C}$). В этих условиях жидкие углеводороды могут растворяться в газе,

т. е. переходить в газовую фазу. Установлено, что если газоконденсаты находятся в верхних стратиграфических комплексах, а нижние горизонты содержат нефтяные залежи, «...то это, как правило, легкие фракции нефтей, растворенные в сжатых газах» [30].

Следовательно, для образования газоконденсатных систем необходимо сочетание множества факторов: достаточной глубины залегания, определяющей давления и температуру; высоких их значений, обеспечивающих ретроградные явления; достаточных объемов или массовых соотношений жидкой и газообразной фаз; определенного состава газов, содержащих необходимое количество гомологов метана.

Кроме того, по экспериментальным данным Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич (1957, 1963 гг.), Т. П. Жузе (1974 г.) и других установлено, что растворяющая способность газов зависит от их природы и углеводородного и фракционного состава нефти. Например, С. Г. Неручев (1998 г.), показал, что повышение жирности газа, присутствие диоксида углерода снижают критические давление и температуру перехода жидких УВ в газовую фазу; напротив, возрастание азота в газе повышает критические характеристики.

Образование ГКС можно объяснить малой сжимаемостью нефти и сверхсжимаемостью газов, за счет которой плотность газов при повышении давления в пластовых условиях становится идентичной или даже выше плотности отдельных компонентов нефтей.

Коэффициент сжимаемости β_n зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости, порядка $0,44-0,70 \text{ ГПа}^{-1}$. Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости ($14,0 \text{ ГПа}^{-1}$).

Таким образом, характерной особенностью газоконденсатов является их подчинение законам ретроградного испарения и конденсации. Для того чтобы понять, как происходит образование газовых конденсатов, рассмотрим фазовую диаграмму многокомпонентной смеси (рис. 10.1).

Критическая точка (точка *C*) соответствует значениям давления и температуры, при которых свойства каждой фазы становятся идентичными.

Критическая температура $T_{кр}$ – температура, соответствующая критической точке *C*.

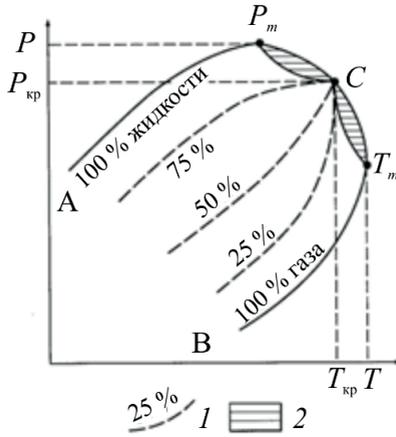


Рис. 10.1. Фазовая диаграмма, иллюстрирующая ретроградные явления [30]: 1 – линия равных содержаний жидкой фазы; 2 – область ретроградных процессов; $P_{кр}$ – критическое давление; $T_{кр}$ – критическая температура; C – критическая точка; P_m – криконденбар; T_m – крикондентерм

Крикондентерм T_m – наивысшая температура, при которой жидкость и пар могут сосуществовать в равновесии.

Криконденбар P_m – наибольшее давление, при котором жидкость и пар могут сосуществовать в равновесии.

Ретроградная область (закрашенная площадь на рис. 10.1) – любая область, в пределах которой конденсация или парообразование происходят в направлении, обратном обычным фазовым изменениям.

В пределах интервала температур между критической температурой $T_{кр}$ и крикондентермом (область C– T_m) еще сохраняется жидкая фаза, а в области давлений между критической точкой C и криконденбаром (область C– P_m) еще существует газовая фаза.

Следовательно, газоконденсатная залежь представляет собой углеводородную систему, в которой при термобарических условиях в парообразном состоянии находится часть жидких углеводородов, т. е. бензино-керосиновая фракция. При снижении пластового давления часть из них выпадает в жидкую фазу – конденсат.

10.2. Классификации газовых конденсатов

М. Г. Гуревичем в 1964 г. впервые была высказана мысль о том, что газовые конденсаты могут быть генерированы непосредственно органическим веществом [30]. Такие конденсаты называются *первичными*. Конденсаты могут быть и вторичным продуктом преобразования ОВ – легкими фракциями нефтей, растворенными в сжатых газах, т. е. *вторичными*. Такие газоконденсатные залежи могут иметь нефтяную оторочку и повышенное содержание конденсата. К данному типу авторами относятся залежи ванаварской свиты венда Собинско-Пайгинского месторождения.

В зависимости от содержания в конденсатах газообразных УВ выделяют сырые и стабильные конденсаты. *Сырые конденсаты* – это конденсаты, не прошедшие процесс дегазации и содержащие всю гамму газообразных УВ, которые были в пластовых условиях (20–30 % вес). *Стабильные*, или *сухие, конденсаты* – это конденсаты, подвергнутые процессу сепарации.

По термодинамическому и фазовому состоянию газоконденсатные залежи образуют три группы: 1) чисто газоконденсатные; 2) нефтегазоконденсатные; 3) газоконденсатно-нефтяные – это нефтяные залежи с газоконденсатными шапками.

По содержанию конденсата $C_{5+\text{выш}}$, г/м³, выделяют следующие группы газоконденсатных залежей:

- низкоконденсатные – менее 25;
- среднеконденсатные – от 25 до 100;
- высококонденсатные – от 100 до 500;
- уникальноконденсатные – более 500.

По физико-химическим свойствам и углеводородному составу газовые конденсаты существенно отличаются от нефтей. Конденсаты наряду с более низкой плотностью на 80–98 % мас. выкипают при температуре до 200 °С. Отдельные конденсаты при температуре до 300 °С выкипают полностью – 100 % мас. Такие конденсаты встречаются в отложениях венда – кембрия Непско-Ботубинской (Даниловское, Верхнечонское месторождения и др.) и венда Катангской НГО. Их конденсатногазовый фактор достигает 270 г/м³.

К настоящему времени известно несколько классификаций. Цели создания этих классификаций различны и зависят в основном от того,

в какой области науки или производства используется тот или иной тип классификации. Соответственно различаются физико-химические параметры, на которых эти классификации базируются. Геологам и геохимикам необходимо проводить идентификацию нефтей для сопоставления их с органическим веществом материнских пород, реконструкции эволюции нефтей. Среди наиболее известных можно назвать классификации И. С. Старобинца (1986 г.), Н. Г. Жузе (1988 г.), Г. Н. Горгадзе и других (2010 г.), В. С. Марчевой [46] и др.

И. С. Старобинец по групповому составу конденсатов выделил семь разных типов. На практике же используется главным образом три категории конденсатов: парафинового, нафтенового и ароматико-парафинового типов.

В. С. Марчева по аналогии с химической классификацией нефтей (по Ал. А. Петрову) газовые конденсаты делит на четыре основных химических типа: А¹, А², Б², Б¹. Тип А¹ соответствует алкановым газовым конденсатам и по своему углеводородному составу близок к соответствующим алкановым нефтям. Типы А² и Б относятся к нафтеновым конденсатам, поскольку в их составе содержится более 50 % нафтеновых углеводородов. В конденсатах типа А² количество нафтенов составляет 60–70 %, увеличиваясь до 75 % в конденсатах Б² и достигая 80–90 % в конденсатах химического типа Б¹. Более того, нафтеновые газовые конденсаты типа Б² и Б¹ подразделяются в зависимости от преобладания в них структур различных химических типов – изопреноидных, циклоалкановых, моноциклов геминального типа (со связями между двумя атомами или функциональными группами, присоединенными к одному и тому же атому) замещения, би- и трициклоалканов – соответственно, на подтипы Б² и Б²_ц, Б¹_м, Б¹_б и Б¹_т [46].

10.3. Углеводородные флюиды промежуточного типа и графическая корреляция газовых конденсатов и нефтей

Особое место среди нефтей оторочек газоконденсатных месторождений занимают так называемые конденсационные нефти, которые формируются в газоконденсатных залежах в результате выпадения части углеводородов из газовой фазы в жидкую фазу, при снижении пла-

стовых давлений. Это может происходить в результате ретроградной конденсации жидких углеводородов из мигрирующей газоконденсатной смеси при снижении пластового давления ниже критического. Нефтяные оторочки смешанного типа образуются в том случае, если в уже имеющуюся нефтяную оторочку в результате ретроградной конденсации при изменении термобарической обстановки поступает дополнительное количество жидкой фазы. По термобарическим параметрам газоконденсатные залежи можно подразделить на две группы – **насыщенные**, когда давление начала конденсации $P_{н.к}$ равно пластовому давлению ($P_{н.к} = P_{пл}$), и **ненасыщенные** («пережатые»), когда пластовое давление больше начала конденсации ($P_{пл} > P_{н.к}$) [30].

Однако впоследствии оказалось, что в природе имеется «промежуточный» тип углеводородных флюидов, занимающий место между типичными нефтями и нефтями («конденсационные» нефти), образовавшимся в результате выпадения части углеводородов в жидкую фазу при снижении пластового давления. Проблему выделения четких границ между этими генетическими группами удалось решить В. А. Чахмахчеву (1983 г.). Он построил график, на оси ординат которого нанес в логарифмическом масштабе отношение циклогексана C_6H_{12} (ЦГ) к метилциклопентану C_6H_{12} (МЦП), а на оси абсцисс – отношение метилциклогексана C_7H_{14} (МЦГ) к сумме циклопентановых углеводородов строения C_7H_{14} (Σ ДМЦП) (рис. 10.2).

Выделение различных генетических типов углеводородных флюидов, в том числе и «промежуточного» типа, чрезвычайно важно при региональных исследованиях, а также при выборе оптимальной схемы разработки скоплений углеводородов в условиях недостатка фактических данных бурения и опробования поисково-разведочных скважин.

Кроме того, он предложил использовать еще один график, на оси ординат которого в логарифмическом масштабе нанес отношение бензола C_6H_6 к гексану нормального строения C_6H_{14} , а на оси абсцисс – отношение толуола C_7H_8 к нормальному гептану C_7H_{16} (рис. 10.3).

Таким образом, появился комплекс геохимических критериев для выделения различных генетических типов углеводородных флюидов.

По распределениям индивидуальных углеводородов конденсатные системы мало отличаются от распределения углеводородов в нефтях.

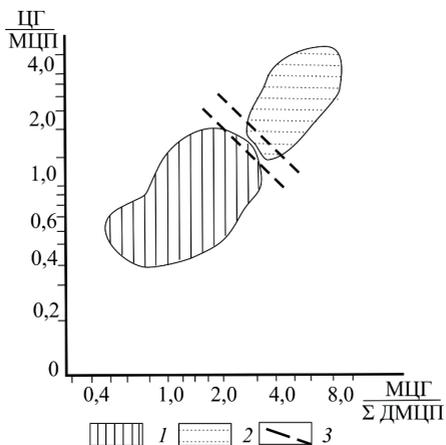


Рис. 10.2. График углеводородных соотношений, определяющий генетические типы залежей: 1 – нефтяные залежи; 2 – газоконденсатные; 3 – переходной области

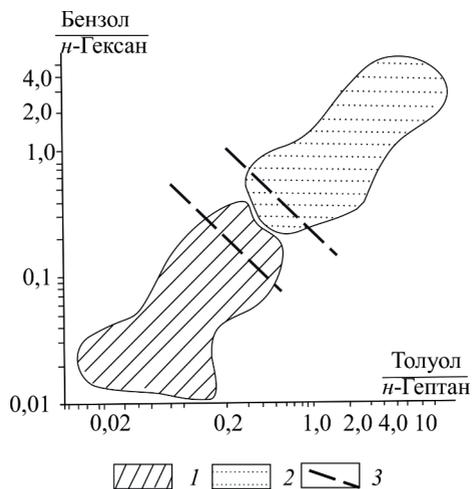


Рис. 10.3. График определения типов углеводородных залежей: 1 – газоконденсатнонефтяные и нефтяные залежи; 2 – газоконденсатные; 3 – переходной области

Для корреляции легких нефтей и газоконденсатов, выяснения генетического родства или выявления миграционных процессов используют данные углеводородного состава как отдельных компонентов узких бензиновых фракций (н. к. 125–130 °С) нефти и конденсата, так и их соотношения. Согласно данным хроматографического анализа, по И. Эрдман и Д. Моррис, можно использовать до 10 соотношений пар УВ:

- 1) изопентан / *n*-пентан;
- 2) циклопентан / 2,3-диметилбутан;
- 3) 2-метилпентан / 3-метилпентан;
- 4) *n*-гексан / (метилциклопентан + 2,2-диметилпентан);
- 5) 2-метилгексан / 2,3-диметилпентан;
- 6) 3-метилгексан / 3-метилпентан;
- 7) *m*-1,3-диметилциклопентан / *m*-1,2-диметилциклопентан;
- 8) *n*-гептан / (1,1,3-триметилциклопентан + метилциклогексан);
- 9) 2,2-диметилгексан / метилгептан;
- 10) (4-метилгептан + 3,4-диметилгексан) / 3-метилгептан.

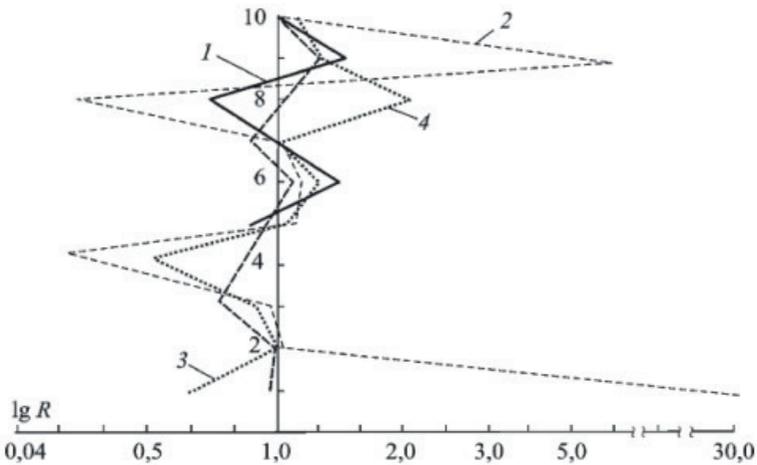


Рис. 10.4. Корреляция нефтей разных пластов Северо-Губкинского месторождения по составу индивидуальных углеводородов C_5-C_8 (по Е. В. Соболевой, А. Н. Гусевой, 1989). Эталонная (базовая) нефть (скважина 66) – пласт БС₁₁, интервал 2 430–2 440 м: 1 – скважина 57, пласт БС₁₀; 2 – скважина 66, пласт БС₉; 3 – скважина 73, пласт БС₇; 4 – скважина 73, пласт БС₅

Для каждого из этих соотношений производится расчет значения

$$R = \left(\frac{CA_a}{CA_b} \right) / \left(\frac{CB_a}{CB_b} \right), \quad (10.1)$$

где в числителе дано отношение концентраций углеводородов a и b для нефти A , а в знаменателе – отношение этих же УВ для нефти B . В случае совпадения по составу двух нефтей $R = 1$ (рис. 10.4). При сравнении нескольких конденсатов или легких нефтей разных залежей одного месторождения или конденсатов разных месторождений применяют графический метод: одну нефть или конденсат принимают за эталон и все конденсаты или нефти сравнивают с ней. На графике по оси ординат располагают отношения пар УВ от 1 до 10, по оси абсцисс – значения этих отношений в логарифмическом масштабе.

Таким образом, критериями генетического типа конденсата являются его индивидуальный углеводородный состав и геохимические параметры, рассчитанные на основе анализа углеводородного состава.

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите главную особенность газоконденсатных систем.
2. Объясните, как происходит образование газоконденсатных систем.
3. Какой тип углеводородных флюидов относится к «конденсационным» нефтям?
4. Расскажите, как образуются углеводородные флюиды промежуточного типа.
5. Охарактеризуйте основные свойства газоконденсатных систем.

Задание

Проведите сравнение углеводородного состава конденсатов, представленных в табл. 10.1, с базовым вариантом 8. Постройте график по И. Эрдману и Д. Моррису и дайте свое заключение.

Таблица 10.1

Индивидуальный состав конденсатов Лено-Тунгусской НПП (с учетом данных Д. И. Дробот и др., 1988 г.), % на конденсат

Индивидуальный состав	Вариант (месторождение, горизонт)							
	1 (Марковское, В ₃)	2 (Дулисьминское, В ₁₀₋₁₃)	3 (Ярактинское, В ₃)	4 (Среднебогуобинское, В ₃)	5 (Кююмбинское, R)	6 (Собинское, V _{vn})	7 (Сухоутунгусское, С ₁)	8 (Братское, В ₃)
<i>n</i> -Пентан	0,52	11,58	7,34	12,87	4,01	13,68	8,312	7,20
<i>n</i> -Гексан	4,37	16,56	10,16	13,86	11,25	14,21	9,635	11,39
<i>n</i> -Гептан	9,98	11,25	10,01	9,24	14,62	9,62	8,177	8,92
2-Метилбутан	—	1,45	0,40	1,82	0,65	5,31	0,153	—
2,3-Диметилбутан	0,37	0,80	1,05	0,78	0,55	1,44	0,390	1,36
2-Метилпентан	1,94	8,40	7,44	7,64	4,10	8,17	4,354	7,40
3-Метилпентан	1,87	6,15	4,54	4,29	3,10	5,63	2,000	4,84
2,2-Диметилпентан	1,14	0,08	—	—	—	0,47	0,118	1,40
2-Метилгексан	4,68	3,89	4,01	2,97	4,08	4,26	2,059	5,16
3-Метилгексан	5,09	4,90	4,54	3,30	4,46	4,89	2,254	5,48
2,2-Диметилгексан	1,04	0,13	0,67	0,91	0,65	0,31	0,047	0,86
4-Метилгептан	2,81	1,52	1,67	0,91	1,75	1,18	0,002	1,40
3,4-Диметилгексан	1,04	0,32	0,40	0,66	0,32	0,24	0,094	0,75
3-Метилгептан	7,48	2,71	4,14	1,90	4,72	2,45	1,251	3,76
Циклопентан	0,18	0,20	0,46	0,65	0,27	0,12	0,224	0,37
Метилциклопентан	0,10	1,46	1,63	2,02	1,43	0,87	0,590	0,21
1,3-Диметилциклопентан (<i>m</i>)	0,73	0,76	0,80	0,82	0,65	0,32	0,148	0,75
1,2-Диметилциклопентан (<i>m</i>)	0,83	1,18	0,80	0,82	0,52	0,42	0,260	0,65
1,1,3-Триметилциклопентан	—	—	1,27	—	—	—	0,136	0,65
Метилциклогексан	4,57	2,46	3,67	2,97	5,43	1,64	1,640	2,36

11. ГЕОХИМИЯ ГАЗОВЫХ СИСТЕМ

Газоносность недр и гидросферы – явление планетарного масштаба. Газы присутствуют в любых формах и разных количествах в породах осадочного чехла, фундамента, континентальной и океанической коры, пластовых и поверхностных водах и во всех оболочках Земли формируют газовое поле. Газоносность пород фундамента – установленный факт, в том числе и в Лено-Тунгусской НГП на Юрубчено-Тохомском месторождении, где газоносны гранитогнейсы архей-протерозойского возраста.

Формирование газового поля – это, как известно, непрерывный геологический процесс. Исследование механизма его функционирования в конкретной естественной обстановке недр позволяет достоверно решать многие вопросы практической геохимии. В основе решения вопросов прикладной геохимии лежат исследования как газового и геохимического облика Земли, так и распределения аномалий на его фоне.

Общий газовый фон формируется под воздействием множества часто не связанных между собой факторов. В составе этих факторов лежат источники образования газовых компонентов и изменения термодинамической обстановки в недрах при тектонических и сейсмических явлениях. Все это меняет геохимический облик и интенсивность газового поля в разные эпохи, поэтому наблюдаемое ныне газовое поле – это суммирующее следствие тектонической жизни литосферы.

Особенно наглядно динамичность газового поля проявляется в природных газогеохимических системах, формирующихся в осадочных породах нефтегазоносных бассейнов и приливно-отливных зонах морей.

11.1. Природные газовые геохимические системы и их свойства

Генерирующиеся газы по форме нахождения встречаются в свободном, растворенном и рассеянном состоянии. Рассеянные в осадочных породах газы можно разделить на следующие категории:

- свободный, содержащийся в сообщающихся порах и трещинах;
- свободный, заключающийся в замкнутых порах;
- растворенный в воде, содержащейся в горной породе;
- растворенный в нефти, содержащейся в горной породе;
- сорбированный породой и рассеянным в ней ОВ;
- окклюированный горной породой;
- газовый конденсат в порах и трещинах.

По составу эти газы значительно отличаются друг от друга. Наиболее полное обобщение природных газов осадочной толщи было сделано В. А. Соколовым (1971 г.). Им газы осадочных пород разделяются на шесть типов: газы нефтяных месторождений, газы газовых месторождений, угольных месторождений, болотные и торфяные, соленосных отложений, рассеянные в породах.

С генетической точки зрения находящиеся в породе газы могут быть связаны с различными источниками. Одним из главных источников является органическое вещество. Оно остается основным, но не единственным источником газов в осадочной толще. Преобразование минеральных составляющих в ряде случаев также сопровождается образованием газов. В тектонически активных зонах, областях развития современного вулканизма постоянно наблюдаются выходы спонтанных газов глубинного генезиса. Биохимическое окисление сульфатов ведет к образованию сернистых газов, выщелачивание карбонатов обуславливает образование углекислого газа. В зонах развития многолетнемерзлых пород (ММП) формируются газовые гидраты.

Экспериментально установлено, что основные масштабы генерации газов и их количественный и качественный состав обусловлены концентрацией в породе ОВ, его генетическим типом и степенью преобразованности.

Теоретически возможные масштабы генерации газов гумусовым ОВ в процессе литогенеза приведены в табл. 11.1.

Природные газы бывают горючими и не горючими. К природным **горючим газам** относятся метан CH_4 и его газообразные гомологи – этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и изобутан *изо*- C_4H_{10} . Вместе с предельными УВ в состав природных горючих газов входят и непредельные низшие олефиновые УВ: этилен C_2H_4 , пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 , а также некоторые неуглеводородные горючие газы. Это водород H_2 ,

сероводород H_2S , окись углерода CO . К *негорючим газам* относятся дву-окись углерода CO_2 , азот N_2 , а также в небольших количествах инертные газы: гелий He , аргон Ar , криптон Kr , ксенон Xe , радон Rn .

Таблица 11.1

Количество и состав газов, генерированных гумусовым ОВ в процессе литогенеза
(по А. Е. Рогозиной, С. Г. Неручеву, В. А. Успенскому, 1974)*, % об.

Начало градации	CO_2	CH_4	H_2S	NH_3
БД (ПК ₃)	49,7	27,6	6,4	16,3
Д (МК ₁)	50,2	28,2	6,1	15,5
ДГ (МК ₁ ²)	51,1	29,0	5,5	14,4
Г (МК ₂ ²)	53,4	27,8	5,1	13,7
Ж (МК ₃)	53,1	27,7	6,2	13,0
К (МК ₄)	50,8	30,5	6,4	12,3
ОС (МК ₅)	49,4	31,8	6,3	12,5
Т (АК ₁)	48,1	33,4	6,2	12,3
ПА (АК ₂)	45,4	36,8	5,9	11,9
А ₁ (АК ₃)	42,6	39,8	5,9	11,7
А ₂ (АК ₄)	39,9	43,0	5,9	11,2
Графит	34,5	48,1	6,1	11,3

* За исходный уровень расчетов принята торфяная стадия, на которой в 100 г породы содержится 1 % ОВ.

Согласно сведениям, приводимым в справочной литературе С. Г. Неручевым (1998 г.), по химическому составу газы угленосных отложений и газы газовых месторождений очень близки. Они состоят преимущественно из метана (70–98 %), углекислого газа и азота (3–20 %) и содержат примеси оксида углерода, сероводород и гелий.

Рассматривая природные горючие газы в качестве энергетического источника, уместно отметить их основные физические параметры: плотность, вязкость, теплоту сгорания, растворимость в жидкостях и сорбцию газов породами, диффузию, фильтрацию, всплывание газов и образование гидратов.

Плотность газа – это один из его важнейших параметров. Говоря о плотности газа, обычно имеют в виду его *плотность при нормальных условиях* (температура 0 °С, давление 760 мм рт. ст.). Единица плотности в СИ – кг/м³. Плотность газа зависит от его состава, давления и тем-

пературы. Плотность газа уменьшается с ростом температуры и увеличивается с повышением давления и молекулярной массы.

Кроме того, часто пользуются *относительной плотностью газа*, под которой подразумевают отношение плотности данного газа к плотности воздуха при тех же условиях. Относительная плотность газа – это безразмерная величина. Легко видеть, что относительная плотность газа не зависит от условий, в которых он находится, так как, согласно законам газового состояния, объемы всех газов меняются при изменениях давления и температуры одинаково. То есть относительная плотность углеводородных газов C_1 – C_4 будет зависеть от его состава и меняться в пределах 0,555–2,074.

Вязкость газа – свойство оказывать сопротивление течению – перемещению одного тела относительно другого под действием внешних сил. Вязкость газа растет с уменьшением молекулярной массы и увеличением температуры и давления. Единица измерения в СИ вязкости газа – Па·с. Например, вязкость метана составляет 0,01 мПа·с, что в 100 раз меньше, чем вязкость воды. Это свойство обуславливает способность метана перемещаться в пористых и трещинных породах при перепаде давления.

Существует большое количество методов оценки вязкости газов, большей частью эмпирических. Для газовых смесей в Энциклопедии газовой промышленности (1990 г.) расчет динамической вязкости смеси возможен по соотношениям Хернинга и Ципперера:

$$\mu_m^0 = \frac{\sum \chi_i \mu_i^0 \sqrt{M_i}}{\sum \chi_i \sqrt{M_i}}, \quad (11.1)$$

где χ_i – мольная доля компонента i ; M_i – молекулярная масса, г/моль.

Для природных газов используется обобщенная зависимость Lee, Starling, Dolan и Ellington в виде

$$\mu = K \exp X p^v, \quad (11.2)$$

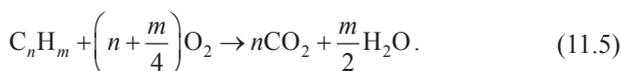
при этом

$$K = \frac{(7,77 + 0,0063M)T}{122,4 + 12,9M + T}, \quad (11.3)$$

где ρ^v – плотность, г/см³; T – абсолютная температура в градусах Ренкина,

$$T(R) = \frac{9}{5}T(K). \quad (11.4)$$

Теплота сгорания газа есть количество тепла, которое может выделить в процессе своего сгорания единичное количество газа при полном сгорании и при одинаковых условиях по температуре и давлению. К примеру, для углеводорода C_nH_m теплотворная способность определяется по теплу, выделившемуся при реакции



То есть теплота сгорания равна энтальпии реакции горения с обратным знаком и будет выражаться в джоулях на моль (Дж/моль). Теплота сгорания называется высшей или низшей, если вода, выделившаяся в ходе реакции, рассматривается в жидком или газообразном состоянии.

Растворимость газов в жидкостях зависит от состава газа и жидкости, температуры, давления и минерализации. Растворение газов в жидкостях почти всегда сопровождается выделением теплоты, поэтому растворимость газов с повышением температуры согласно принципу Ле Шателье понижается. Эту закономерность используют при термической вакуумной дегазации для удаления растворенных газов из воды нагреванием пробы.

В воде наибольшей растворимостью обладают H_2S , CO_2 . Инертные газы, азот и углеводородные газы менее растворимы. Растворимость углеводородных газов в воде при прочих равных условиях увеличивается в ряду C_1 – C_4 . С ростом минерализации пластовых вод растворимость уменьшается, а с увеличением давления растворимость растет. Пластовая температура неоднозначно влияет на растворимость УВ газов. При повышении температуры растворимость сначала уменьшается, достигая минимума при 60–100 °С, а затем резко возрастает, особенно при высоких давлениях.

Растворимость газов в нефтях выше, чем в воде, и зависит от давления и температуры, состава газа и нефти. Особо велика роль газовых углеводородов в смеси. Растворимость растет с повышением молеку-

лярной массы газовых углеводородов. Состав нефтей также оказывает свое специфическое влияние. Растворимость газовых компонентов понижается с увеличением их средней молекулярной массы и изменением состава от алкановых к ареновым и далее циклановым нефтям. Выделение растворенного газа из нефти происходит в обратном порядке.

Сорбция (поглощение) газов – это физико-химические процессы поглощения газов и жидкостей или растворенных в жидкости веществ другими жидкостями.

Десорбция – обратный процесс выделения поглощенных газообразных или жидких веществ. Процесс этот существует и в литосфере. Величина сорбции однородного газа пропорциональна его концентрации над поверхностью сорбента и обратно пропорциональна температуре. Эти процессы используются в газовой хроматографии и при проведении геохимических поисков по методу пассивной адсорбции углеводородов почвенного воздуха сорбентами на химически инертном водонепроницаемом пористом материале [61]. Адсорбируются углеводороды C_4 – C_{20} .

Диффузия и фильтрация газов – это основные процессы, обуславливающие формирование геохимических полей над залежами углеводородов, и они лежат в основе теории геохимических поисков, а гидраты расцениваются как перспективное газовое сырье будущих поколений, они будут детально описаны в последующих параграфах.

Сейчас же рассмотрим основные типы природных газов и компоненты, входящие в их состав.

11.2. Газы соленосных отложений

В соленосных породах газы имеют несколько форм нахождения: сорбированные открытой поверхностью, растворенные в кристаллической решетке; находящиеся в газово-жидких микровключениях; свободно выделяющиеся газы макровключений. Содержание сорбированных газов в солях незначительно – около $50 \text{ см}^3/\text{кг}$, так как соленосные породы обычно имеют низкую пористость (до 3,0 %), а эффективную – чаще не более 1,2 %, поэтому практической ценности как энергетический ресурс в будущем не представляют. Благодаря тому, что соли являются

качественной покрывкой, в больших масштабах концентрированные формы (залежи УВ) образуются в подсолевых осадочных породах. Залежи УВ в межсолевых осадочных породах образуются редко. Интерес с этих позиций представляет закономерность, выявленная в строении осинского горизонта усольской свиты нижнего кембрия на Сибирской платформе. Там, где его подстилают маломощные пласты и пропластки солей, в породах-коллекторах этого горизонта промышленная нефтегазоносность не обнаруживается даже при высоких фильтрационно-емкостных показателях терригенной части осинского горизонта. И наоборот, при отсутствии подсолевой пачки на Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской НГО в осинском горизонте (Б₁₋₂) открыты Талаканское, Атовское и другие месторождения. Газы и конденсаты этих месторождений на 73–78 % состоят из метана, содержание C_{2+высш} – 4,0–22,0 %. Для них характерно полное отсутствие сероводорода [59].

По генезису газы в соленосных породах образуют три самостоятельных типа (рис. 11.1).



Рис. 11.1. Классификация газов соленосных пород

Долю участия различных генетических составляющих в газах солей оценить очень сложно. По всей вероятности, в соленосных породах присутствует смесь всех газов названных типов.

В реликтовых и аутигенных газах солей преобладающим компонентом является азот (в среднем 70 %). Коэффициент ³He/⁴He резко понижен <10⁻⁸. Интересно, что в составе газов соленосных пород

не встречен мантийный гелий. Метан соленосных пород изотопно тяжел. По данным, приводимым С. Г. Неручевым (1998 г.), значение $\delta^{13}\text{C}$ метана (-24‰) почти такое, как у этана.

Считается, что атмосферные и частично биохимические (N_2 , O_2 , CO_2 , Ar, Ne и др.) захватываются соляными минералами при их кристаллизации. Эти реликтовые газы концентрируются в кристаллической решетке и в многочисленных пузырьках – будущих макро- и микровключениях. Изучение состава газов включений позволяет устанавливать возраст пород.

Под влиянием тектонических движений и благодаря высокой пластичности соли осуществляется перемещение газовых пузырьков, и газы обогащаются CO_2 , N_2 , H_2 , CH_4 и более тяжелыми углеводородами.

Отдельно следует охарактеризовать газы угленосных отложений, так как они во многом схожи с газами нефтяных месторождений и являются осложняющим фактором при интерпретации геохимических аномальных полей углеводородов над месторождениями нефти газа.

11.3. Газоносность угленосных отложений

Газоносность угленосных отложений включает в себя природную газоносность угольных пластов (объем газа, содержащегося в единице массы угля в природных условиях, $\text{м}^3/\text{т}$ горючей массы) и вмещающих пород (общий объем газов, содержащихся в единице массы или объема породы, $\text{м}^3/\text{т}$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Количество метана в угленосных отложениях, оцененное В. И. Ермаковым (1984 г.), составляет от 240 до 6 000 трлн м^3 . Несмотря на столь разные количественные оценки, очевидно, что объем метана, содержащегося в угленосных отложениях, во много раз превышает ресурсы метана в традиционных газовых месторождениях.

Известно, что природный газ угленосных отложений содержит химические компоненты как первичного, так и вторичного происхождения. Он состоит преимущественно из метана, углекислого газа и азота; в его составе в виде примесей присутствуют H_2 , H_2S , SO_2 , CO и редкие газы.

В угленосных толщах доминирует метан CH_4 , содержание которого достигает 98 %. По данным изотопных исследований большинства

авторов, он генетически связан с угольным веществом, являясь преимущественно продуктом его метаморфизма.

Газоёмкость углей контролируется законами сорбции. Сорбционная способность вмещающих пород на два порядка меньше, чем углей, поэтому содержание метана в них определяется коллекторскими свойствами, ёмкостными и фильтрационными характеристиками.

Большое значение для геохимии газов угольных месторождений имеет открытая Г. Д. Лидиным в 1930-х гг. в Донбассе **газовая зональность**, подтвержденная им позднее (1964 г.) в других угольных бассейнах. Состав газов по основным компонентам (CO_2 , N_2 и CH_4) изменяется с глубиной погружения угольных пластов в определенном порядке, образуя четыре зоны – азотно-углекислых, азотных, азотно-метановых и метановых газов (табл. 11.2).

Таблица 11.2

Пределы содержания двуокиси углерода, азота и метана в газовых зонах угольных месторождений (по Г. Д. Лидину, 1968), % об.

Зона газов	CH_4	CO_2	N_2
Азотно-углекислых	Редко не выше 10,0	20,0–80,0	20,0–80,0
Азотных	0,0–20,0	0,0–20,0	76,0–99,0
Азотно-метановых	20,0–80,0	0,0–20,0	20,0–80,0
Метановых	>80,0	–	–

В формировании этих зон большая роль принадлежит воздушным газам и газам верхних слоев биосферы. В связи с этим первые три зоны были объединены Г. Д. Лидиным в *зону газового выветривания*.

В *метановой зоне* в ряде бассейнов выделяется подзона газов с повышенным содержанием тяжелых углеводородов C_{2-4} и присутствием паров пентанов и гексанов. Зоне метановых газов всегда уделялось большое внимание как наиболее опасной при выполнении горных работ. Кроме того, при проведении газогеохимических съемок фиксируются контрастные аномалии метана и его ближайших гомологов, т. е. это мешающий фактор.

Помимо основных компонентов (CO_2 , N_2 , CH_4), в составе газов угольных месторождений установлено также присутствие гомологов метана (до гептана), водорода, сероводорода, инертных газов и окиси углерода (табл. 11.3).

Таблица 11.3

Состав газов метановой зоны угольных месторождений
(по А. С. Сивак, 1962; А. И. Кравцову, 1971), % об.

Бассейн	CH ₄	CO ₂	N ₂	H ₂	Гомологи метана
Донецкий	80,0–99,5	0,0–9,0	0,5–18,0	В отдельных пробах 0,0–11,0	0,0–2,5
Кузнецкий	80,0–99,5	0,4–5,5	0,0–18,0	0,0–18,4	0,0–12,5
Карагандинский	70,0–99,3	0,0–1,0	0,0–10,0	0,0–10,0	0,0–0,1
Норильский	70,0–99,0	0,1–4,0	0,1–24,0	0,1–14,0	Установлено присутствие

Присутствие углеводородов до гептана C₇H₁₆ сильно осложняет процедуры интерпретации геохимических полей, связанных с процессами миграции нефтяных газов.

Вопрос генезиса угольных газов достаточно сложен и до сих пор не имеет однозначного решения. Однозначно только происхождение метана. Он сопровождает процесс углефикации ОВ и образуется непосредственно в угленосных отложениях. Азот, по мнению Г. Д. Лидина (1968 г.) и других исследователей, имеет воздушное происхождение; небольшую долю в общей его массе может составлять азот, генерирующийся в процессе углефикации. Для определения доли азота используется отношение аргона к азоту в газе из углей к такому же отношению их в воздухе.

Наиболее детально гомологи метана исследованы в составе газов метановой зоны углей Донбасса. Как отмечалось выше, в составе газов углей установлены гомологи метана (от этана до гептана) с преобладанием этана и пропана. Более высокомолекулярные гомологи не являются характерными и обязательными компонентами (табл. 11.4).

Зона метановых газов охватывает несколько градаций катагенеза углей, поэтому представляет интерес связь гомологов метана с различными градациями катагенеза. Л. А. Трофимов (1972 г.) показал, что с возрастанием степени преобразованности углей доля высокомолекулярных гомологов метана уменьшается и уже в газах углей градаций АК₁–АК₂ (тощие Т – полуантрацитовые ПА) гомологи метана представлены этаном и пропаном, на градации АК₃₋₄ – антрацитовые А – только этаном, редко пропаном.

Таблица 11.4

Состав гомологов метана в угольных газах метановой зоны
(по Б. М. Косенко, М. Л. Левенштейну, 1968)

Компонент	Содержание, % к общему объему газа*	Частота встречаемости компонента, %
C_2H_6	$\frac{0,10-8,52}{1,982}$	100,0
C_3H_8	$\frac{0,05-2,90}{0,576}$	100,0
C_4H_{10}	$\frac{0,0-1,40}{0,184}$	74,6
C_5H_{12}	$\frac{0,0-0,64}{0,070}$	50,9
C_6H_{14}	$\frac{0,0-0,43}{0,020}$	5,3

* В числителе указан размах вариации, в знаменателе – среднее значение показателя.

Гомологи метана в газах суперантрацитов отсутствуют. Максимальное содержание их (% об. на сумму газа) приурочено к газам углей МК₄ (К). Максимальное содержание пропана, бутана и пентана приурочено к грациям углей МК₄ (кокосовые – К), МК₅ (остроспекающиеся – ОС) и АК₁ (тощие – Т) соответственно. Такое распределение гомологов СН₄ свидетельствует об образовании их в процессе углефикации ОБ углей (табл. 11.5).

При производстве геохимических поисков нефти и газа в породах верхней геохимической зоны с наличием угольных пластов в обязательном порядке необходимо производить оценку катагенеза углей в них, что избавит от лишних ошибок при интерпретации генетической принадлежности газовых полей.

Согласно данным Е. А. Рогозиной [67], максимальной метаноносностью характеризуются угли грации АК₂ (ПА) в зоне палеоглубин погружения 5–6 км. По этим же данным при переходе торфа в графит ОБ теряет 62,8 % массы, из них на долю метана приходится 15,8 % вес. Выделено пять этапов повышенной генерации метана: биохимический, перехода бурых углей в каменные, «углефикационного скачка», пере-

хода каменных углей в полуантрациты и в дальнейшем в антрациты. Этап повышенной генерации метана на грациях катагенеза МК₅ – начало АК₂ (ОС – начало ПА) выделен как главная фаза газобразования (ГФГ). Созданная модель не только воспроизводит общую картину генерации газов, но и является основой при подсчете прогнозных запасов газа в отложениях с преимущественно гумусовым органическим веществом и может использоваться при оценке степени безопасности работ в угольных шахтах.

Таблица 11.5

Содержание гомологов метана в газах углей различных граций катагенеза
(по Л. А. Трофимову, 1972, с сокращениями)

Градации катагенеза	Содержание				
	% к общему объему газа	% к сумме гомологов метана			
		C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂
МК ₁ (Д)	1,17	87,32	9,61	3,07	–
МК ₁ (К)	2,20	55,22	39,56	4,35	0,87
МК ₂ (ОС)	0,34	76,47	17,65	5,87	0,01
АК ₁ (Т)	0,36	86,11	8,33	2,78	2,78
АК ₂ (ПА)	0,93	89,25	9,68	1,70	–
АК ₃₋₄ (А)	0,18	83,33	16,67	–	–

Метаноносность угленосных отложений формировалась под влиянием геологических факторов, способствовавших как ее возникновению и росту, так и уменьшению за счет дегазации. Совокупное действие геологических факторов привело к значительным вариациям метаноносности углей. Несмотря на все многообразие геологических факторов, повлиявших на формирование современной метаноносности угленосных толщ, многие исследователи основными считают два главных фактора – геотектонический режим территории и возраст угленакопления. В соответствии с этим метаноносность древних угленосных бассейнов (Pz) переходной тектонической группы и бассейнов, расположенных на древних платформах, наиболее высокая (40–45 м³/т). Метаноносность бассейнов мезозойского возраста (Mz) не превышает 8–10 м³/т горючей массы. Бассейны, расположенные в пределах моло-

дых платформ и геосинклинальных областей, вне зависимости от возраста обладают низкой метаноносностью, преимущественно до $6 \text{ м}^3/\text{т}$.

По химическому составу газы угленосных отложений и газы газовых месторождений, согласно справочным данным С. Г. Неручева с соавторами (1998 г.), очень близки: и те, и другие состоят преимущественно из метана (70–98 %), углекислого газа и азота (3–20 %), а также содержат примеси CO_2 , H_2S , He и др.

11.4. Интеркалированный метан угольных месторождений

Общий характер химической структуры углей, установленный на основе химических и физико-химических исследований, рассмотрен В. И. Ермолкиным и В. Ю. Керимовым [30]. Ими на основе зарубежных литературных данных (International Handbook of Coal Petrology, 1972) показано, что исходные продукты образования метана составляют высшие растения и низшие организмы, а продуктами их преобразования являются каменные угли различной степени углефикации.

Как уже отмечалось выше, наиболее распространенная теория строения угля – теория бахромчатых «мицелл» (рис. 11.2, *a*). В ряду от длиннопламенного угля к антрациту происходит увеличение графитоподобных структур (рис. 11.2, *б*) и уменьшение «бахромы», представленной алифатическими углеводородами (рис. 11.2, *в*).

Молекулы метана, адсорбированные в межплоскостное пространство интеркалированных графитоподобных структур (рис. 11.3), не обладают свойствами газа, поэтому в метаноугольных структурах нет давления.

Если от удара метаноугольная структура разрушается, то достаточно образовавшейся микронного размера полости, чтобы из одного килограмма антрацита выделилось такое количество адсорбционного метана, превратившись при этом в газ, что давление в этой микронной полости достигнет ста тысяч атмосфер, сравнимых с внутрикристаллическим давлением. Данный процесс, видимо, и приводит к взрыву (рис. 11.4).

Следовательно, если при добыче угля на пути шахтеров попадет пласт с адсорбционным метаном, нетронутый до сих пор, то произойдет непредсказуемый взрыв.

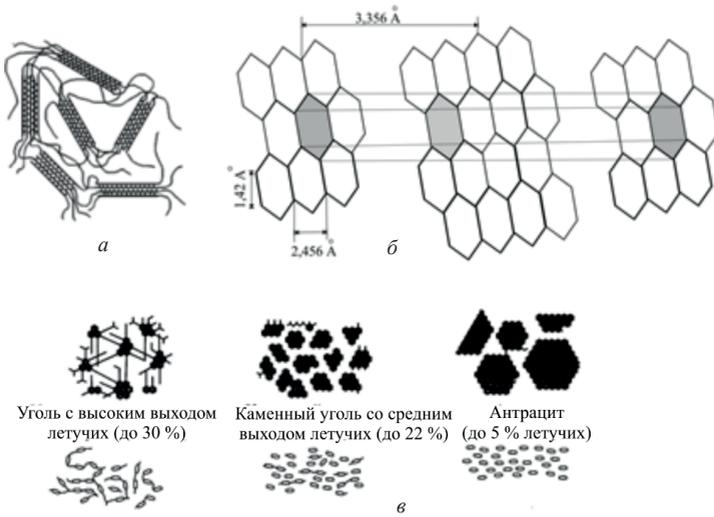


Рис. 11.2. Строение и общие химические структуры углей: *a* – бахромчатая «мицелла»; *b* – строение кристаллических зон, представленных графитоподобными системами [63]; *в* – витринит на разных этапах углефикации (по Б. Тиссо и Д. Вельте [30])

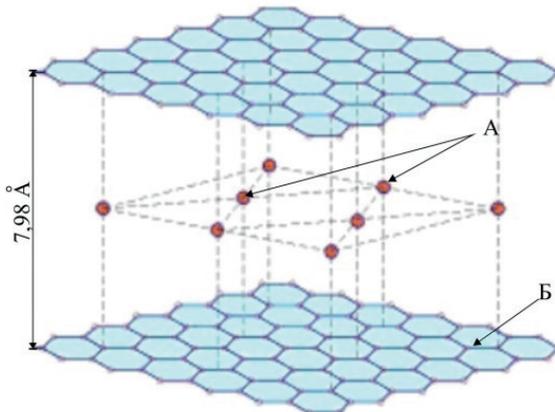


Рис. 11.3. Схема кристаллической решетки интеркалированного графита: А – молекулы зеркалирующего вещества; Б – метана

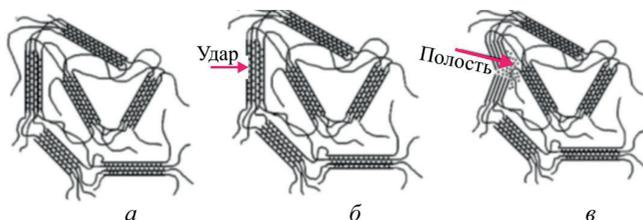


Рис. 11.4. Интеркалированный метан в графитоподобных структурах угля:
а – исходная структура; б, в – в процессе нанесения удара [63]

По мнению В. А. Полубоярова, основной механизм появления углеводородов – это их механохимический (тектонический) синтез из воды и двуокиси углерода, а также механохимическое (тектоническое) превращение метана в углеводороды (в том числе в нефть и уголь). Такой уголь метанонасыщенный, в нем молекулы метана хемосорбированы (интеркалированы) в межплоскостном пространстве графитоподобной части углей, поэтому не являются газом и не создают внутрикристаллическое давление. Дефектообразование углей вызывает преобразование метана из хемосорбированного состояния в газообразное, что создает громадные внутрикристаллические давления в угле и, как следствие, ведет к взрыву – внезапному выбросу. Этими эффектами можно объяснить внезапные катастрофы на шахтах при добыче угля. А значит, перед геологами стоит задача изучить геологические условия образования хемосорбированного метана для разработки критериев его поиска и картирования, а также выбросы метана при сейсмических явлениях.

В целом необходимо констатировать, что природа и механизм внезапных выбросов еще досконально не изучены. В настоящее время наиболее признанной является гипотеза, согласно которой внезапный выброс происходит под комплексным действием горного давления, напряженного состояния угольного массива и давления газа.

11.5. Газы, растворенные в подземных водах

В подземных водах газ находится в растворенном и диспергированном состояниях. Диспергированные газы присутствуют в пластовых

условиях в свободном фазово-обособленном состоянии, но обладают нулевой фазовой проницаемостью. Подземная гидросфера содержит огромные количества обоих видов газа. Главным компонентом газов является метан. По предварительным оценкам Л. М. Зорькина (1973 г.) и В. Н. Корценштейна (1984 г.), ресурсы метана в подземных водах земной коры составляют 10^{16} – 10^{18} м³.

Важнейшими параметрами газогеохимических характеристик подземных вод М. И. Суббота, В. Ф. Клейменов, Е. И. Стадник и другие (1980 г.) считают газонасыщенность (газовый фактор), упругость (давление насыщения) и компонентный состав водорастворенного газа.

Упругость растворенного газа, или давление насыщения, определяется давлением газа в растворе. Упругость газа изменяется в паскалях (Па). В соответствии с законом Дальтона общая упругость растворенного газа P складывается из суммы парциальных упругостей всех компонентов газовой смеси:

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n, \quad (11.6)$$

где P_1, P_2, P_3 – парциальные упругости каждого i -го компонента.

Упругость рассчитывается несколькими способами, которые подробно изложены в работах Ю. А. Намиота, М. М. Бондаревой (1963 г.) В. Н. Корценштейна (1963, 1976 гг.), поэтому здесь не рассматриваются.

Газонасыщенность подземных вод называют общее количество компонентов газа в 1 л пластовой жидкости при нормальных условиях (4 °С и 760 мм рт. ст.).

Давление насыщения вод находится в прямой зависимости от их газонасыщенности. В случае, когда вода недонасыщена газом, отношение величины давления насыщения к гидростатическому или пластовому давлению всегда меньше единицы ($P_r/P_b < 1,0$).

В пластовых условиях насыщенность подземных вод газом, или газонасыщенность, определяется рядом термобарических и физико-химических факторов, влияющих на его растворимость. Главными среди них, помимо состава самого газа, считаются температура, давление и минерализация раствора.

С ростом минерализации раствора наблюдается уменьшение растворимости газов, что отчетливо проявляется в области относительно низких значений минерализации и более выражено у метана и азота

по сравнению с менее растворимыми газами. По данным А. А. Дзюбы (1984 г.), в смешанном рассоле накопление какого-либо компонента примерно равно его средневзвешенному эквивалентному весу из исходных объемов взаимодействующих масс. Следовательно, зная влияние минерализации на растворимость газов, которое оценивается по формуле

$$\lg S_1 = \lg S - aN, \quad (11.7)$$

где S_1 – растворимость газа в минерализованной воде; S – растворимость газа в пресной воде, $\text{м}^3/\text{м}^3$; a – коэффициент, зависящий от состава газа; N – минерализация, $\text{кмоль}/\text{м}^3$; можно оценить масштабы всаливающего эффекта смешивающихся вод относительно газовых компонентов. Учитывая, что в смешанном рассоле накопление компонентов примерно равно их средневзвешенным эквивалентным весам из исходных объемов взаимодействующих масс, изменение минерализации произойдет до величины

$$N = \frac{n_1 + n_2}{m}, \quad (11.8)$$

где n_1 и n_2 – минерализация смешивающихся растворов, $\text{кмоль}/\text{м}^3$; m – пропорция смешения.

Если перепад минерализации определяется формулой (11.8), то формула (11.7) приобретает следующий вид:

$$\lg S_1 = \lg S - a \left(\frac{n_1 + n_2}{m} \right). \quad (11.9)$$

По-видимому, данный процесс – одна из причин образования предельного газонасыщения вод в межмерзлотных горизонтах и появление из-за дегазации последних микроскоплений под криогенными экранами, что неоднократно наблюдалось авторами при проведении структурно-колонкового бурения на Бахтинском мегавыступе в Красноярском крае.

Л. М. Зорькин (1984 г.) установил, что *состав газов* и *тип вод* влияют на растворимость газов. В хлоридных натриевых рассолах растворимость газа выше, чем в хлоридных кальциевых, поэтому газонасыщенность хлоридных кальциевых рассолов вне областей воздействия месторождений УВ очень маленькая. Например, А. С. Анци-

феров (1971 г.) приводит следующие данные по испытанию осинского горизонта нижнего кембрия в зоне смешанных углекисло-метаново-азотных газов в Еловской скважине 1-Р. В пробе, отобранной пробоотборником, содержание растворенного газа составляет 121,4 см³/л, парциальная упругость углеводородов всего 0,03 МПа, азота – 3,20 МПа, т. е. растворенные газы находятся в недонасыщенном состоянии.

Второй формой нахождения природного газа в подземных водах является диспергированный газ. Объем его может составлять до 20 % от пустотного пространства, первоначально заполненного водой, и зависит от условий его образования.

Основными компонентами водорастворенных газов (ВРГ) являются азот, УВ (метан и его гомологи), диоксид углерода, сероводород и водород. Л. М. Зорькин (табл. 11.6) по соотношению компонентов ВРГ подразделяет на азотные ($N_2 > 50 \%$), углеводородные ($CH_{4+высш} \geq 50 \%$), кислые ($H_2S + CO_2 \geq 50 \%$), водородные ($H_2 > 50 \%$) и смешанные (концентрация всех компонентов не превышает 50 %).

Насыщенность вод газами различного состава не одинакова и возрастает в соответствии с растворимостью от азотных газов через смешанные и углеводородные к кислым. Она изменяется как по площади, так и по разрезу бассейнов и формирует различного рода зональности.

Площадная зональность выражается изменением большинства параметров. Растворенный газ меняет состав от азотного до метанового. Газовая зональность выражается в закономерной смене по площади азотных газов через метано-азотные и азотно-метановые метановыми газами. Состав газа и его содержание зависят от соотношения газогенерации и рассеяния. В областях питания в составе водорастворенного газа преобладают компоненты атмосферного, реже биогенного происхождения. Изменяется газонасыщенность подземных вод, упругость растворенных газов и коэффициент насыщения газами. Все изменения происходят в направлении от окраин бассейнов к их внутренним наиболее погруженным частям.

Вертикальная зональность выражается также в смене с глубиной по разрезу состава ВРГ с азотного на метановый газ и на больших глубинах на кислый, сопровождающийся увеличением содержания газов подземных вод, упругости ВРГ и коэффициента газонасыщения (табл. 11.7).

Таблица 11.6

Классификация газов, растворенных в пластовых водах
(по Л. М. Зорькину, 1973)

Класс газа	Тип газа	Содержание компонентов, %
Углеводородный (метановый)	Метановый	$75 \geq C_n H_m \geq 50; N_2 \leq 25; (CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Азотно-метановый	$C_n H_m \geq 50; 50 \geq N_2 \geq 25; (CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Углекисло-метановый	$75 \geq C_n H_m \geq 50; 50 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 25; N_2 \leq 25$
Азотный ($N_2 > 50\%$)	Азотный	$N_2 \geq 75; C_n H_m \leq 25; (CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Метано-азотный	$75 \geq N_2 \geq 50; 50 > C_n H_m \geq 25; (CO_2 + H_2S) \leq 25$
	Углекисло-азотный	$75 \geq N_2 \geq 50; 50 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 25; CH_4 \leq 25$
Углекислый	Углекислый	$(CO_2 + H_2) \geq 75; CH \leq 25; N_2 \leq 25$
	Азотно-углекислый	$75 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 50; 50 \geq N_2 \geq 25; C_n H_m \leq 25$
	Метано-углекислый	$75 \geq (CO_2 + H_2S) \geq 50; 50 \geq C_n H_m \geq 25; N_2 \leq 25$
Углекисло-азотно-метановый	Углекисло-азотно-метановый	$C_n H_m \leq 50; N_2 \geq 25; (CO_2 + H_2S) \geq 25$
	Метано-углекисло-азотный	$N_2 \leq 50; (CO_2 + H_2S) \geq 25; C_n H_m \geq 25$
	Метано-азотно-углекислый	$(CO_2 + H_2S) \leq 50; C_n H_m \geq 25; N_2 \geq 25$

Таблица 11.7

Состав газов подземных вод в зоне глубин до 4 км
(по Л. М. Зорькину, 1984), % об.

Возраст пород	CO ₂	CH ₄	C _{2+высш}	O ₂	N ₂	He	Ar
K ₂	1,8	96,5	0,3	0,5	2,5	0,012	0,03
Mz	1,1	85,1	5,3	4,0	2,7	0,09	0,05
Pz	0,5	81,7	4,6	–	13,2	–	–
PR ₃ –Pz	1,3	84,3	3,1	0,6	11,1	0,199	0,16

Пример приведенной зональности носит название нормальной или прямой гидрoхимической зональности. Она характерна для большинства бассейнов в целом или для отдельных их частей. В ряде слу-

чаев она нарушается, что обусловлено особенностями геологического и гидрогеологического развития региона, и проявляется обратная (инверсионная) зональность. Примерами таких бассейнов могут служить Тимано-Печорский и др.

Древние платформы вне зон недавней тектонической активизации, к которым относится Сибирская платформа, характеризуются, как правило, широким распространением азотных ВРГ, особенно в зонах выступов фундамента и на окраинах, а в целом – нормальной газогидрохимической зональностью и относительно низкими значениями газовых факторов Γ_{ϕ} – до $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Газовые факторы вод с углеводородными газами домезозойских комплексов Сибирской платформы на глубине 3–6 км составляют около $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Повышенная насыщенность газами и состав углеводородных газов подземных вод наблюдаются в зонах прогибания осадочного чехла.

На молодых плитах значения Γ_{ϕ} достигают $2,0\text{--}4,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, поэтому большую часть Западно-Сибирской плиты занимает зона метановых газов. Газовый фактор Γ_{ϕ} сеноманского водоносного комплекса в среднем составляет $0,8\text{--}1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и только местами достигает $2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для древней Сибирской платформы в целом наблюдается прямая газогидрохимическая зональность (табл. 11.8). Причины формирования двух газогеохимических типов разрезов можно рассматривать в достаточно широком аспекте. Они могут быть отражением последовательных этапов катагенеза РОВ: нормальный газогеохимический разрез соответствует стадиям катагенеза до главной фазы нефтегазообразования, инверсионный – после нее.

Формирование двух типов газогидрохимической зональности часто объясняют также и дифференциацией состава углеводородных газов, мигрирующих с больших глубин. Влиять могут и миграционные факторы, которые проявляются по-разному в разнотипных по геологической истории развития нефтегазоносных бассейнах. Для нефтегазоносных бассейнов, таких как Тунгусский, скорость движения рассолов на глубине $1,5\text{--}2,0$ км в зоне застойного режима оценивается в $n \cdot 10^{-3}\text{--}n \cdot 10^{-4}$ м/год. Знание направленности изменения состава газов с глубиной, т. е. вертикальной геохимической зональности, позволяет более обоснованно решать вопросы прогноза углеводородной продуктивности больших глубин и возможного качества газового сырья.

Таблица 11.8
 Газогидрохимическая и гидродинамическая зональность, типы подземных вод и рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна
 (по Е. С. Сидкиной [72] с сокращениями)

Форма-ция	Комплекс	Минерализация, г/дм ³	Преобладающие химические типы	Содержание, г/дм ³			Состав водорас-творенных газов
				Br	Sr	Li	
Надсо-левая	Палеоген-четвертичный	Пресные 0,04–0,70 0,4 (27)	HCO ₃ -Ca, Ca-Na, Ca-Mg	0,001–0,020 0,005 (15)	0,0007–0,0020 0,001 (6)	0,01–0,10 0,04 (6)	O ₂ , N ₂
		Солоноватые 1,3–9,5 4,0 (17)	HCO ₃ -SO ₄ Ca, Ca-NaCl-HCO ₃ Na-Ca	0–0,1 0,02 (19)	–	–	O ₂ , N ₂ , CH ₄
	Верхнепалеозойско-триасовый, ордовикский	Соленые 10–48 26 (19)	Cl-Na, Ca-Na, Na-Ca	0–0,8 0,13 (32)	0,002–0,200 0,07 (6)	0–3 1,1 (7)	N ₂ , CH ₄
		Слабые рассолы 52–145 93 (17)	Cl-Na, Na-Ca	0,02–1,40 0,37 (15)	0,002–0,300 0,08 (5)	0,5–2,0 1,0 (5)	
Солевая	Надсолевой	Крепкие и весьма крепкие рассолы 155–376 286 (58)	Cl-Ca-Na, Ca	0,1–5,3 2,38 (63)	0,3–3,4 1,4 (12)	1,7–183,0 84 (8)	N ₂ , CH ₄ , CO ₂ + H ₂ S
		Крепкие, весьма крепкие и предельно насыщенные 91–527 341 (245)	Cl-Ca, Ca-Na	0,3–9,3 3,5 (327)	0,6–9,5 2,7 (118)	53–476 233 (79)	
	Карбонатный Территенно-сульфатно-карбонатный, терригенный Рифейский	Крепкие, реже весьма крепкие рассолы 111–432 248 (305)	Cl-Na-Ca, Ca-Na	0,2–7,0 2,7 (480)	0,3–5,7 1,3 (175)	22–287 60 (126)	CH ₄ + TX, H ₂ S

Примечание. В числителе указаны пределы значений, в знаменателе – средние, в скобках – количество проб.

11.6. Процессы гидратообразования

Газовые гидраты (гидраты метана) относят к альтернативным источникам газового топлива будущих поколений.

Гидраты газов – это твердые соединения, в которых молекулы газа заполняют пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Гидрат метана имеет формулу $(\text{CH}_4)_4(\text{H}_2\text{O})_{23}$. Сама кристаллическая решетка «хозяина» («хозяин» в данном случае молекула воды, а «гость» – молекула метана), если она не заполнена определенным минимальным количеством молекул газа, термодинамически метастабильна, т. е. в чистом виде такая решетка существовать не может. Этим она принципиально отличается от кристаллической решетки льда. По виду газовые гидраты напоминают снег или лед.

Все изученные гидраты, по данным С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макагон, В. И. Фоминой (1980 г.), кристаллизуются в одной из двух структур (рис. 11.5).

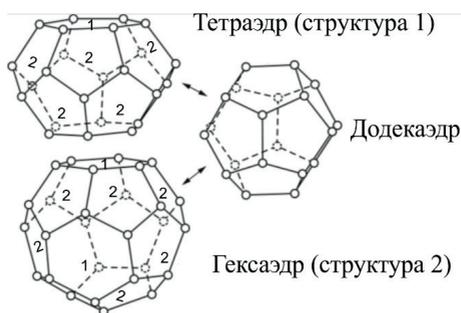


Рис. 11.5. Структуры газогидратов: структура 1 – объемно-центрированная кубическая решетка с параметром 1,2 нм; структура 2 – гранецентрированная решетка с параметром 1,75 нм (по С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макагон, В. И. Фоминой, 1980)

Физико-химические свойства некоторых гидратов можно найти в любом учебнике по геологии и геохимии нефти и газа (например, В. И. Ермолкин, В. Ю. Керимов [30], О. К. Баженова и другие [19]), поэтому нами не приводятся.

Природные газы чаще образуют смешанные гидраты второй структуры, большие полости которых заняты пропаном и бутанами, а малые – метаном, этаном, углекислотой и другими газами. Гидраты первой структуры могут образовываться при избытке метана, этана и углекислоты, когда пропан и бутаны полностью перейдут в гидраты.

В условиях низких температур и повышенных давлений газы и вода образуют твердые гидраты (клатраты). Они могут находиться в рассеянном состоянии или формировать месторождения. При изменении температуры и давления или извлечении гидратов на поверхность они снова превращаются в газ, т. е. для них необходимы равновесные условия (рис. 11.6).

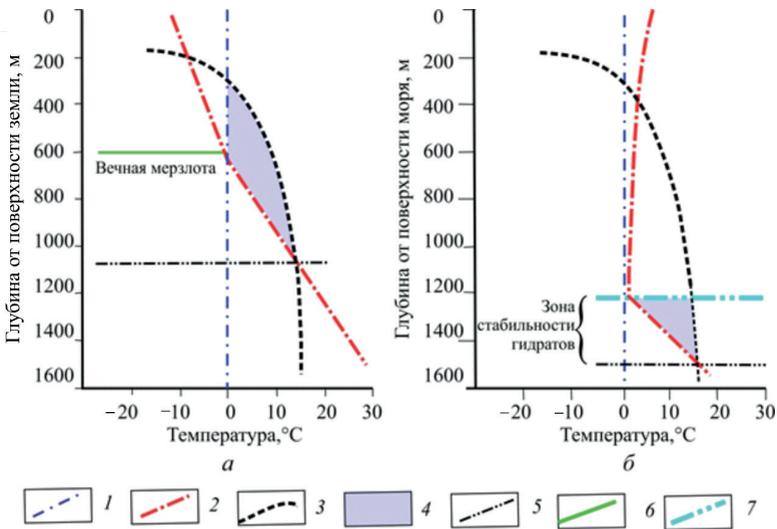


Рис. 11.6. Условия стабильности газовых гидратов: *a* – зона вечной мерзлоты; *б* – глубоководье [17]; 1 – граница нулевых температур; 2 – геотермический градиент; 3 – граница фазового равновесия; 4 – гидрат метана; 5 – нижняя граница зоны стабилизации гидрата; 6 – вечная мерзлота; 7 – морское дно

Зависимость равновесных параметров гидратообразования чаще всего представляется в виде

$$\lg P = A + BT^{(-1)}, \quad (11.10)$$

где P – равновесное давление гидратообразования, кгс/см²; T – температура гидратообразования, К.

Обычно используется метод построения равновесной кривой гидратообразования – с помощью универсальных эмпирических уравнений, предложенных Г. В. Пономаревым. Зависимости получены на основе обработки экспериментальных данных условий гидратообразования природных газов различного состава и в определенной степени учитывают влияние состава газа. Зависимость при положительных температурах имеет вид

$$\lg P = 0,0541 (T_p + B), \quad (11.11)$$

где P – равновесное давление гидратообразования, кгс/см²; T_p – равновесная температура гидратообразования, °С.

Газовые гидраты встречаются и в глубоких озерах (Байкал, Иссык-Куль и др.), морях и океанах, и в зонах многолетнемерзлых пород. Глубина залегания газогидратов на морском дне составляет 500–1 500 м, а в зонах развития ММП (как правило, арктические зоны) – от 200 до 1 000 м.

Выполненные Е. С. Баркан (1982 г.) и А. Н. Вороновым (1983 г.) расчеты показали, что в континентальных условиях площадь распространения зоны возможного гидратообразования (ЗВГО) в основном совпадает с площадью распространения ММП, глубина кровли ЗВГО колеблется от 150 до 250 м, глубина подошвы – от 500 до 1 500 м.

По данным Г. Д. Гинсбурга и других (1988 г.), в антарктических шельфовых морях газогидраты могут существовать практически повсеместно, а на арктических шельфах – примерно на 35 % их площади, причем не сплошь, а прерывисто. На остальной части Мирового океана термобарическая зона стабильности гидратов имеется повсюду, кроме шельфов и в некоторых случаях верхних частей континентальных склонов. Максимальная глубина ЗВГО достигает 1 300 м ниже дна моря.

Условия образования гидратов газа в недрах принято изображать в виде гетерогенных диаграмм фазового состояния в координатах P и T , которые показывают начальные условия образования гидратов чистых газов или их смесей (рис. 11.7).

Используя универсальные эмпирические уравнения, строят графики равновесных условий образования гидратов различных газов в зависи-

мости от температуры и давления в недрах. Равновесные кривые гидратообразования для различных газов (рис. 11.7) можно использовать для решения практических задач и при выполнении лабораторных работ.

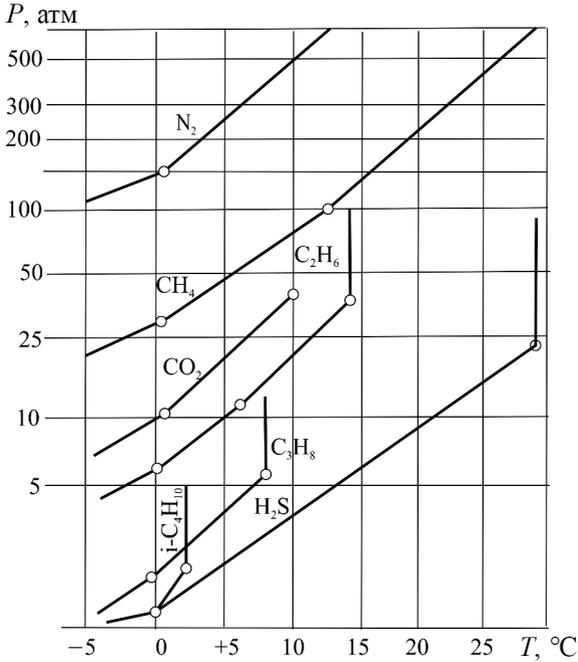


Рис. 11.7. Равновесные условия образования гидратов различных газов (по С. Ш. Бык, В. И. Фоминой, 1970)

Наиболее легко переходят в гидрат сероводород и пропан, наиболее трудно – азот, аргон.

Отдельно кратко остановимся на гелии. По данным Е. С. Баркан, В. П. Якуцени (1977 г.), гелий в гидрат не переходит и может лишь в ничтожных количествах захватываться гидратной решеткой как примесь. Это значит, что при гидратообразовании протекает фракционирование состава природного газа: гомологи метана и сероводород накапливаются в гидрате, а оставшаяся газовая фаза обогащается азотом, аргоном и гелием.

Приведенный на рис. 11.7 график построен без учета влияния минерализации воды. Г. Д. Гинсбург полагает, что ориентировочно повышение минерализации воды на каждые 10 г/л NaCl снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,5 °С.

Равновесные условия с учетом минерализации можно рассчитать по формуле, предложенной В. П. Малоковым и А. В. Смирновым:

$$\frac{\ln P}{P_0} = \frac{8160,43}{T} + 33,1101 - 128,65 x + 40,28 x^2 - \ln(1 - x), \quad (11.12)$$

где P – давление, МПа; P_0 – давление в условиях атмосферы (0,101 325 МПа); T – температура, К; x – молярная доля NaCl в растворе.

Случаи достоверного обнаружения природных газогидратов в скважинах немногочисленны. В качестве примера газогидратного месторождения России часто приводится сеноманская залежь Мессояхского месторождения, хотя на Государственный баланс эти запасы не поставлены, поскольку присутствие в этой залежи природных газогидратов, также как и в ряде других месторождений, убедительно не доказано.

На практике установлены многочисленные случаи образования гидратов на устье и в стволе скважин.

Не исключено, что техногенное газогидратообразование происходит и вблизи забоя скважин за счет эффекта дросселирования газа при его перетоках, а в залежи – за счет фильтрата холодного пресного бурового раствора. При проведении буровых работ на Байкитской антеклизе (Красноярский край) загидрачивание устья скважин протекало неоднократно. В общем виде давление гидратообразования для этой территории можно рассчитать по формуле (11.11) со значением B , равным 14,562.

Очевидно, что необходимыми условиями газогидратонакопления являются не только соответствующая термодинамическая обстановка в недрах, но и генетические предпосылки, обеспечивающие наличие достаточного количества газа. В этом случае наиболее реальным механизмом газогидратообразования считается прогрессирующее охлаждение недр в зонах распространения структур со свободными газовыми скоплениями. Процесс образования гидратов активно протекает на газодляном контакте за счет участия свободной воды.

Распространенное представление о существенном газогидратообразовании из растворенных в воде газов, по данным С. Г. Неручева (1998 г.), теоретическими расчетами не подтверждается. Обычно же в нефтегазоносном бассейне (НГБ) равновесное давление гидратообразования выше давления насыщения ВРГ, и поэтому газогидраты из него вообще не образуются.

Благоприятными для образования газогидратов являются периферийные области и континентальные склоны. Содержание $C_{орг}$ здесь в среднем составляет 0,8–1,0 %, поэтому газогенерационные процессы достаточно активны, а образование газогидратов, по мнению Г. Д. Гинсбурга и В. А. Соловьёва (1988 г.), может успешно происходить вследствие гравитационного перемещения осадков при седиментации с высвобождением значительных количеств газа и его перемещения в зону стабильности газогидратов.

Практический интерес представляют скопления, которые могут рассматриваться в качестве промышленных залежей. Оценки мировых ресурсов газогидратов с самого начала носили противоречивый и отчасти спекулятивный характер. Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2009 г. привело оценку 1 000–5 000 трлн m^3 , хотя значительный разброс сохраняется, но эти оценки остаются на порядок выше ресурсов конвенционального природного газа, т. е. запасы, которые могут эффективно разрабатываться с помощью существующих технологий, – 250 трлн m^3 . МЭА оценивает запасы конвенционального природного газа в мире 468 трлн m^3 [93].

11.7. Газы нефтяных и газовых скоплений

Большое химическое и фазовое разнообразие углеводородных пластовых систем позволяет разделить все газы на четыре категории: 1) свободный газ, т. е. газ – состояние газовых компонентов, в котором молекулы и атомы движутся свободно, равномерно заполняя в отсутствие внешних сил весь предоставленный им объем; 2) газ газоконденсатных систем; 3) газ газовых шапок; 4) растворенный в нефти газ.

Различия в составах углеводородной части газов между отдельными категориями газов достаточно четкие. При переходе от сухих газов

к газам газовых шапок и газам, растворенным в нефтях, отмечается закономерное увеличение содержания в газах тяжелых гомологов метана – от C_2 и выше по мере увеличения связи газа с нефтью (табл. 11.9), т. е. пропорционально росту молекулярных весов.

Таблица 11.9

Типовые различия в составах углеводородных газовых компонентов в пластовых углеводородных системах (в платформенных условиях)
(по С. Г. Неручеву, 1998)

УВ	Вид пластовых газопроявлений			
	Свободный газ	Газоконденсатная залежь	Газовая шапка	Растворенный в нефти газ
CH_4	93,0	88,0	75,0	70,0
C_2H_6	4,5	4,5	6,0	8,0
C_3H_8	2,0	2,5	5,0	6,0
C_4H_{10}	0,4	1,5	4,0	4,0
$C_{5+высш}$	0,1	3,5	10,0	12,0

В целом содержание гомологов метана в природных газах взаимосвязано и убывает по мере увеличения числа атомов углерода в их молекуле. Исключения из этой закономерности, безусловно, имеются. Так, в отдельных залежах сильно дегазированных нефтей и их шапках содержание пропана бывает равно или даже больше содержания этана, но это редкие случаи.

В качестве примера на рис. 11.8, *а* приведено распределение концентраций этана в газах в зависимости от его общих разведанных запасов, а на рис. 11.8, *б* – распределение относительных запасов этана, пропана и бутанов в разных видах газовых скоплений: в свободных с газоконденсатами, газовых шапках и растворенных в нефтях. При этом для снятия влияния неодинаковых абсолютных величин разведанных запасов тяжелых гомологов метана в разных видах его скоплений запасы каждого из последних приняты за 100 %.

Рисунок 11.8, *б* достаточно однозначно иллюстрирует, что наибольшие запасы этана (50 %) в основном сопровождают свободные газовые скопления, а бутанов (49 %) содержат газы, растворенные в нефтях, и газовых шапок. По материалам С. Г. Неручева (1998 г.), известно, что лишь немногим нефтегазоносным провинциям свойственно высокое

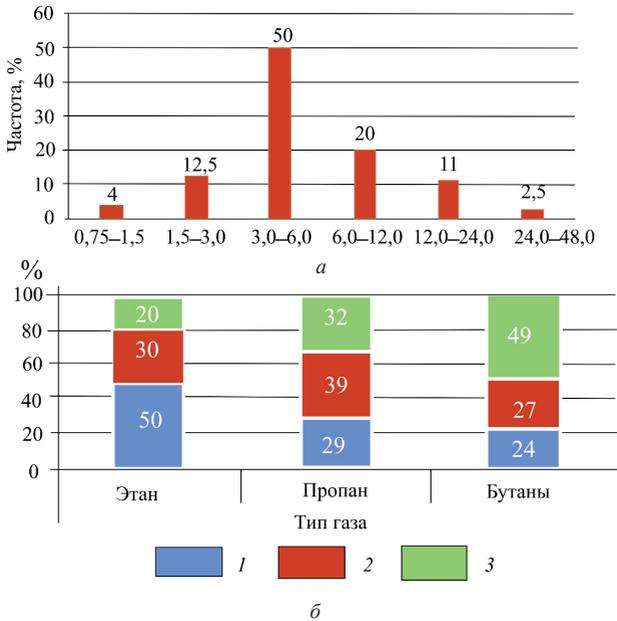


Рис. 11.8. Распределение запасов этана в газах в зависимости от его концентрации (а) и распределение относительных запасов этана, пропана и бутанов в разнофазных газовых скоплениях (б): 1 – свободный газ залежей; 2 – газ газовых шапок; 3 – газ, растворенный в нефти

(более 10 %) содержание тяжелых гомологов метана. К таким провинциям можно отнести Западно-Сибирскую, Волго-Уральскую. В качестве примера с низкими (<10 %) содержаниями приведены средние значения гомологов метана (C_2-C_4) во всех типах газов и с содержаниями (>10 %) в растворенных в нефти газах для Байкитской и Катангской НГО, расположенных в Лено-Тунгусской НГП (табл. 11.10).

Для рифейских нефтей давление насыщения их газом ниже пластового ($P_{пл} > P_{нас}$), что объясняет данную ситуацию.

Особо необходимо отметить для Лено-Тунгусской НГП влияние на запасы сопутствующих компонентов, в частности гелия, диоксида углерода и азота (табл. 11.11).

О связи гелия и азота в платформенных месторождениях свободного газа уже упомянуто ранее на примере целого ряда месторождений:

Собинского, Чайядинского, Хандинского, Ковыктинского и др. Все эти месторождения расположены на небольших глубинах (около 3 км). Диоксид углерода и сероводород также связаны со свободными газовыми скоплениями, претерпевшими физико-химические изменения в эпохи активизации траппового магматизма, как это имеет место в Южно-Тунгусской НГО (табл. 11.11).

Таблица 11.10

Усредненные данные содержаний гомологов метана по типам газов для Байкитской и Катангской НГО, % об.

Тип газа	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
Свободный	5,26	2,02	0,93
Газовых шапок	6,19	2,11	0,90
Растворенный в нефти	10,6	6,04	3,68

Таблица 11.11

Природные газы Таначинского ГКМ (по [9] с изменениями)

Компонент	Содержание компонентов, % об.				
	1*	2	3	4	5
CH ₄	41,01	46,85	76,25	90,75	67,33
C _{2+высш}	9,63	4,34	4,13	3,77	15,87
H ₂	–	0,02	0,06	0,331	–
CO ₂	47,07	32,25	13,31	1,35	6,0
H ₂ S	–	11,60	0,09	0	–
He	–	0,03	0,064	0,072	0,115
N ₂	2,29	4,90	6,01	3,80	10,68
Расчетное содержание жидкой фазы в ГК-системе, г/м ³	140,8	35,6	23,6	20,80	160,5
Тип газа	Свободный			Растворенный в воде	

* 1 – скважина 2, 1 778–1 889 м, А-I; 2 – скважина 3, 1 883–1 841 м, А-I; 3 – скважина 3, 1 842–1 844 м, А-I; 4 – скважина 5, 1 922–2 000 м, А-I; 5 – скважина 7, 3 339–3 361 м, А-VI.

Газы нижележащих горизонтов Таначинского ГКМ, как и Моктаконского НГКМ, сохраняют тенденцию к утяжелению [9], что указывает

на связь с нефтяным скоплением. В других регионах тоже известны газовые и газоконденсатные и нефтяные месторождения с высокими содержаниями и кислых, и инертных компонентов в растворенных в нефтях газах и их газовых шапках. К месторождениям с высоким содержанием сероводорода (до 17 %) относятся: Оренбургское газоконденсатное в Прикаспийской впадине, Тенгиз, Жанажол (Республика Казахстан), Шелкановское (Башкортостан), Асмари-Бандар (Иран), Нью-Хоуп (США) и ряд других месторождений в Западно-Канадском и других НГБ. В Удмуртской Республике известно месторождение Кызыл-Ключ, газовая шапка которого почти полностью состоит из азота.

11.8. Газы грязевых вулканов

Грязевой вулканизм уже более полувека привлекает внимание исследователей. В разные годы проблемой занимались И. М. Губкин и С. Ф. Федоров (1938), С. А. Ковалевский (1940), И. А. Лагунова (1974, 1975), С. Д. Гемп, И. А. Лагунова (1978), Б. М. Валяев (1985), В. Ю. Лаврушин (1996), В. Н. Холодов (2002) и др. [32]. Первоначально грязевой вулканизм связывался с проявлениями магматизма, впоследствии его стали объяснять процессами нефтегазообразования, однако мантийного происхождения УВ в грязевых вулканах достоверно установлено не было.

Грязевой вулкан – природное явление, приуроченное к областям альпийской складчатости, характеризующимся высокой тектонической активностью, широким развитием осадочных терригенных толщ мезозойско-кайнозойского возраста толщиной до 10–20 км, наличием антиклинальных структур, осложненных крупными региональными нарушениями, связанными с глубинными разломами. Грязевой вулканизм известен в Азербайджане, Краснодарском крае, Кавказе и т. д. Из более чем 600 известных в мире грязевых вулканов более трети сосредоточено на Юго-Восточном Кавказе. Грязевые вулканы развиты также на Керченском и Таманском полуостровах, в Восточной Грузии, Западной Туркмении, на о. Сахалин.

В Азербайджане имеются морские вулканы, связанные с нефтегазовыми месторождениями, например месторождение Нефтяные Кам-

ни. На участках грязевых вулканов обнаружены богатые месторождения газоконденсата и нефти Локбатан, Гарадаг и др. Грязевые вулканы в Азербайджане извергаются периодически до настоящего времени. Последнее извержение второго в мире по величине грязевого вулкана Отман-Боздага произошло 6 февраля 2017 г., а 30 марта 2018 г. на территории того же Гарадагского района Баку наблюдалось извержение грязевого вулкана Айрантокен. Оно длилось около семи минут и сопровождалось столбом пламени, примерная высота которого составляла 100–150 м. Для месторождений этой группы характерны сводовые залежи над погребенным диапировым ядром, или грязевым вулканом, и приконтактные залежи, связанные с диапировым ядром или с образованием грязевого вулкана (рис. 11.9).

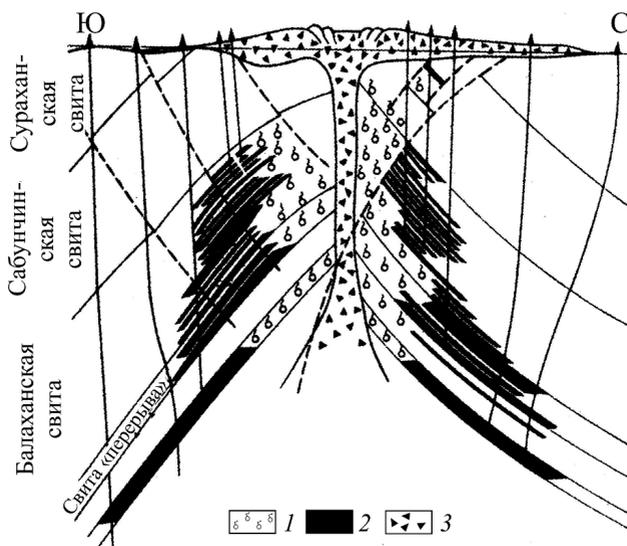


Рис. 11.9. Разрез месторождения Локбатан, осложненного открытым грязевым вулканом (по Б. К. Баба-Заде): 1 – газ; 2 – нефть; 3 – брекчия

Газы грязевых вулканов, в отличие от газов нефтяных месторождений, характеризуются очень незначительной примесью углеводородов C_{2+} высш. Кроме того, газы грязевых вулканов мира имеют очень

большие вариации всех газовых компонентов, % об.: CO_2 – 0,2–97,1; CH_4 – 8,1–99,2; $\text{C}_{2+\text{высш}}$ – 0,0–1,7; O_2 – 0,0–0,9; N_2 – 0,2–11,2; Ar – 0,004–0,054; He – 0,001–0,080.

К основным факторам, определяющим газохимические особенности грязевых вулканов, относятся геотектонический режим и мощность осадочного чехла молодых прогибов.

Важнейшим вопросом грязевого вулканизма является генетическая связь с нефтегазоносностью. Грязевой вулканизм свидетельствует об интенсивной генерации, миграции и аккумуляции углеводородных газов.

Исследования последних лет [32] грязевых вулканов Восточной Грузии показали, что в составе газов фиксируется примесь мантийного гелия ($^3\text{He}/^4\text{He}$ до $223 \cdot 10^{-8}$). На фоне высокой изменчивости значений $\delta^{13}\text{C}$ (CH_4 и CO_2) химического состава газа и воды величина $^3\text{He}/^4\text{He}$ остается постоянной во времени, т. е. изменения изотопных характеристик обусловлены процессами, происходящими в коре. Ими же отмечены необычные прямые корреляции величины отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ с концентрациями He , CH_4 и отношением $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$, существование которых авторами объясняется формированием газов в толще кайнозойских осадков Средне-Куринской впадины.

Изотопы углерода метана в газах вулканов варьируют в пределах от –35 до –61 ‰.

Газы грязевых вулканов Апшеронского полуострова характеризуются изотопным составом углерода (ИСУ) метана в пределах от –44,2, до –37 ‰ [2]. В распределении ИСУ метана А. Алиев отмечает некоторую характерную особенность. Газы крупных активных грязевых вулканов (Локбатан, Дашмардан) имеют утяжеленный изотопный состав в периоды извержений, видимо, за счет подтоков газа из отложений палеогена – миоцена.

Данные об изотопном составе нефтей грязевых вулканов Азербайджана впервые получены в результате исследований, выполненных Институтом геологии Национальной академии наук Азербайджана (НАНА) совместно с нефтяными компаниями «Бритиш Петролеум» (Великобритания) и «Статойл» (Норвегия). Нефти, вынесенные вулканами нафтено-ароматического и метанового состава, сильно биодegradированные, с ИСУ в пределах от –24,76 до –27,88 ‰ [2].

Связь грязевого вулканизма с сейсмичностью установлена неоднократно во многих регионах. Ад. А. Алиев показал, что нередки случаи, когда активизация грязевулканической деятельности происходит перед землетрясением, как бы в период его подготовки.

Таким образом, грязевые вулканы, являясь очагами периодической разгрузки глубинных флюидов, свидетельствуют об интенсивной генерации углеводородных газов на больших и сверхбольших глубинах и могут быть показателями оценки газоносности глубоких горизонтов.

Контрольные вопросы и задания

1. Охарактеризуйте природные газогеохимические системы (категории газов) и поясните их физико-химические свойства.

2. Назовите формы нахождения газов в соленосных отложениях и перечислите основные компоненты газов солей. Как формируется газовая среда соленосных пород?

3. Раскройте понятие «газонасыщенность угленосных отложений». Каковы особенности состава газов? Перечислите градации катагенеза углей.

4. Какой метан угленосных пластов относят к интеркалированному (хемосорбированному)? Опишите свойства хемосорбированного метана.

5. Расскажите о газах, растворенных в подземных водах. Назовите основные состояния нахождения в водах. Охарактеризуйте их поведение при изменении температуры, давления и минерализации.

6. Как по соотношению компонентов подразделяют газы, растворенные в водах, Л. М. Зорькин?

7. Объясните, как формируются газовые гидраты; перечислите основные факторы их образования. Какие структуры имеет кристаллическая решетка гидратов газов и в чем отличия кристаллической решетки гидратов и льда?

8. Каковы особенности состава газов грязевых вулканов и их связь с нефтегазоносностью?

Задание

Выберите из табл. 11.12 вариант и определите класс и тип газа по классификации Л. М. Зорькина.

Таблица 11.12

Состав растворенных в воде газов некоторых районов Лено-Тунгусской НГП

Вариант	He	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H _{6+высш}	N ₂
1	0,325	0,053	0	75,595	12,830	11,200
2	0,112	0,285	16,293	20,171	0,494	62,645
4	0,022	10,416	15,600	14,592	3,706	55,664
5	0,757	0,048	2,434	40,595	2,034	54,132
6	0,01	0,700	1,690	90,127	5,693	1,780
7	0,157	0,003	0,230	79,99	13,25	6,370
8	0,011	0,001	4,510	81,64	7,788	6,050
9	0,015	0	0,503	75,414	11,875	12,193
10	0,66	0	0,100	58,15	5,880	35,100
11	0,024	0,625	0	31,611	19,675	48,000
12	0,673	0	0	63,43	4,229	31,668
13	0,011	0,002	0	96,723	2,490	0,773
14	0,024	0,015	0	96,763	1,831	1,337
15	0,197	0,170	0,100	77,34	1,288	20,130
16	0,110	0	0,300	67,3	22,360	9,930
17	0,688	0	0,100	64,159	8,520	26,532
18	0,087	2,004	0	30,433	33,954	33,522
19	0,024	0,013	0,132	81,596	8,463	9,772
20	0,013	0,015	0,130	91,717	6,943	1,182

12. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

На современном этапе развития геохимические поиски нефти и газа (ГПНГ) квалифицируются как разновидность геологоразведочных работ, направленных на выявление и оценку перспектив нефтегазоносности территорий и локальных площадей на основе изучения закономерностей пространственной изменчивости полей концентраций (ПК) углеводородных химических соединений и микроорганизмов в атмосфере, гидросфере и литосфере.

Научной основой геохимических исследований при поисках месторождений нефти и газа является теория геохимических полей нефтяных и газовых месторождений.

12.1. Теоретические предпосылки.

Параметры естественного геохимического поля

В теории и практике ГПНГ получило развитие понятие «поле концентраций химических элементов и соединений углеводородных и неуглеводородных газов, компонентов нефтей и конденсатов», которые являются количественной характеристикой естественного геохимического поля. Состав компонентов геохимического поля тесно связан с количественными и качественными характеристиками рассеянных газов, компонентов нефтей, конденсатов и нафтидов нефтяного ряда, т. е. отражает ореолы их рассеяния в течение геологического времени.

Типы естественных полей. В природе существует два типа естественных полей: геохимические и геофизические.

К *естественным геофизическим полям* Земли, изучаемым при поисках нефти и газа, относятся: гравитационное, геомагнитное, температурное, электромагнитное, сейсмическое и радиационное поля. Это означает, что все естественные поля связаны с физико-химическими процессами, происходящими внутри Земли, включая скопления нефти и газа. Все перечисленные геофизические поля относятся к нематериальным, и они виртуальны, в отличие от геохимического поля (ГП),

и разница еще и в том, что геохимическое поле вещественно. Геохимическое поле можно не только измерить, но и взвесить.

Оба типа полей существуют постоянно и одновременно.

Исходя из этого, можно дать следующее определение естественного геохимического поля.

Естественное геохимическое поле – это совокупность химических элементов или их соединений, образованных естественными природными процессами, протекающими на разных уровнях геологического разреза Земной коры и перекрывающих ее оболочек. Иными словами, геохимическое поле – это пространство, которое можно охарактеризовать определенными количественными содержаниями химических элементов или их соединений.

По мнению А. В. Петухова (1977 г.), формирование геохимических полей – объективно существующий геологический процесс, в котором генерация, миграция, аккумуляция и диссипация вещества (способность открытой системы либо рассеивать все лишнее, чужое и ненужное, либо же превращать его в компоненты своего собственного содержания путем нового структурирования и трансформирования) неразрывны в целостных геологических системах.

Фундаментальные основы теории геохимического поля базируются на достижениях учения о нефтегазоносных бассейнах и теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа, в основе которой лежат научные данные о синтезе УВ из биогенного органического вещества. То есть процесс развития ГП происходит в областях устойчивого и длительного тектонического прогибания земной коры, геологическая эволюция которой обеспечивает генерацию УВ, их миграцию и аккумуляцию в промышленные скопления, а также их консервацию на длительный отрезок геологического времени. Этот процесс рассматривается как стадийный. Он образует замкнутый цикл: *a)* накопление первичного ОВ → *b)* биохимическая трансформация ОВ, заключенного в осадке → *c)* термokatалитическое преобразование ОВ нефтегазоматеринских пород на катагенетической стадии литогенеза → *d)* эмиграция УВ из пород, производящих нефть и газ, в природные резервуары → *e)* миграция нефти и газа в природных резервуарах → *f)* аккумуляция УВ в ловушках и образование их залежей → *g)* перетормирование

и разрушение залежей УВ. В представленной схеме $a \rightarrow b$ означает, что «если a верно, то b также верно» и т. д.

В отличие от других видов естественных полей, геохимическое поле позволяет определить в нем содержание химических элементов или их соединений в единице объема или массы вещества, описать физические и химические свойства как самих элементов, так и их соединений и систем элементов, образующих геохимическое пространство.

Геохимическое пространство, по правилам линейной алгебры, можно представить в виде множества из содержаний химических элементов, например метана и его гомологов.

Если множество A состоит из содержаний химических элементов или их соединений, то всякий элемент X пространства A можно представить в виде $X = \alpha a + \beta b + \dots + kg$. Такая система называется *линейной комбинацией элементов векторов* a, b, \dots, g . Система будет линейно независимой при условии $X = 0$ (0-вектор), если $a = b = \dots = g = 0$. Такие вектора называют *базисными*, т. е. они определяются координатами оси данного пространства, которое имеет три фундаментальных свойства. К ним относятся:

- аддитивность;
- изменчивость и непрерывность;
- вероятностный (случайный) характер.

Аномальное поле концентраций, возникающее на фоне нормального поля, всегда аддитивно, т. е. представляет собой сумму (суперпозицию) региональной и локальной составляющих геохимического поля (с латинского *additivus* – прибавляемый; аддитивность – это когда целое есть сумма его частей). Это *первое свойство поля*. Согласно этому свойству геохимического поля сумма концентраций всех веществ в нем равна 100 %. Например, сумма анионов и катионов в растворе каждая равна 100; элементный состав газов (неуглеводородных, углеводородных и редких) принимается за 100 % об.

В геохимии газов допускается приравнивание к 100 % суммы УВ в газе. Это позволяет избежать эффекта малых чисел в случае применения методов математической статистики при интерпретации данных.

Второе свойство геохимического поля характеризуется как изменчивостью, так и непрерывностью. Действительно, как бы ни были близки два ближайших значения какого-либо параметра геохимического

поля, при большом числе наблюдений всегда найдется такое значение, которое будет лежать между ними. По мнению А. В. Петухова (1977 г.), в макрообъеме между соседними значениями концентраций элемента не может быть резких границ, так как одна величина может быть сколько угодно близка к другой. Следовательно, «непрерывность в пространстве и во времени – одно из наиболее общих и неотъемлемых свойств поля концентраций».

Третье свойство геохимических полей связано с их случайным, вероятностным характером. Любые значения геохимических параметров в геологическом пространстве являются функцией одновременно сочетания множества случайных факторов: наличия или отсутствия залежи, типа и содержания ОВ, давления, пористости, проницаемости, плотности и т. д. Большинство этих факторов не могут быть учтены при геохимических съемках. Воздействие каждого из этих факторов на конечное значение функции также установить невозможно, поэтому множество факторов, определяющих структуру полей, порождают случайность их значений. В силу этих обстоятельств невозможно заранее точно предсказать значения параметров геохимического поля в конкретной точке геологического пространства.

Множество элементов $\cup A$ в мегапространстве образует геохимическое пространство GCS (geochemical space).

Точка S_i в пространстве множества $\cup A$ описывается равенством

$$S_i = \cap A_i \cap m_i \cap B_i, \quad (12.1)$$

где S_i означает множество элементов $A \cap B$, принадлежащих A и B .

Следовательно, геохимическое пространство GCP и есть подпространство геохимического поля, равное единице. Перемещение элементов в геохимическом пространстве GCS происходит в форме потока геохимических векторов (GV – geochemical vector):

$$GV = m + iA, \quad (12.2)$$

где i мнимое число, $i = \sqrt{-1}$.

В геохимическом поле под действием некоторого геохимического процесса ϕ (диффузионного, фильтрационного и др.) происходят различные изменения вещества.

При этом воздействие геохимического процесса φ на геохимическое поле сохраняет это поле, лишь видоизменяя его или усложняя.

В геохимическом поле воздействие геохимического процесса запишем в виде равенства

$$GCP \cdot \varphi = (A \cap m \cap B) \varphi = (A \cdot \varphi) \cap (m \cdot \varphi) \cap (B \cdot \varphi). \quad (12.3)$$

В простейшем случае возможны следующие варианты:

$A \cdot \varphi = A$, так как превращений элементов не происходит;

$B \cdot \varphi = B$, поскольку рассматривается фиксированная точка поля (например, контрольные точки повторных измерений);

$m \cdot \varphi = m^*$, при этом $m = m^*$ – отсутствие изменений содержания элемента (поле стационарно); $m > m^*$ – вынос элемента A ; $m < m^*$ – принос элемента A .

В общем случае имеем

$$GCP \cdot \varphi = (A \cdot \varphi) \cap (m \cdot \varphi) \cap (B \cdot \varphi) = A \cap m^* \cap B = GCP^*. \quad (12.4)$$

Преобразованное поле GCP^* называется *аномальным* по отношению к исходному, и оно возникает только при наличии некоторого процесса φ .

Расширение условий преобразования приводит к более общим представлениям

$$B \cdot \varphi = B^*, \quad (12.5)$$

т. е. происходит перемещение элемента из точки B в точку B^* . В общем виде это преобразование называется *миграцией* элемента; это важная форма преобразования геохимического поля.

В геологическом пространстве главными факторами миграции принято считать внутренние и внешние. К ним относятся: диффузия; фильтрация; тектогенез; геостатическое и динамическое давление, создаваемое тектоническими процессами; капиллярные силы; всплывание нефти и газа в пласте-коллекторе; изменение объема пор породы; упругие силы расширения (напряжения) флюидов и пород; гравитация; энергия газа; гидравлический фактор [30].

Наиболее общим механизмом миграции является поток J вещества геохимического вектора GV . Этот поток может быть представлен потоком флюидов и смеси газов:

$$A \cdot \varphi = A^* \quad (12.6)$$

Это означает, что в процессе преобразования вместо элемента A появился элемент A^* . Такое преобразование называется *геохимическим замещением* – другая важнейшая форма преобразования геохимического поля. Например, по данным Ф. А. Алексеева, Э. М. Галимова, «...в направлении миграции газонефтяных систем наблюдается фракционирование изотопного состава нефтей и газов, при котором они обогащаются легкими изотопами и теряют тяжелые» [30].

Специфическая форма геохимического поля – аномальное (орельное) геохимическое поле.

Аномальным, по В. П. Макарову (1983 г.), называется содержание $m = C_a$ элемента A в GCP , если содержанию химического элемента или его соединений удовлетворяет неравенство

$$C_a - C_\phi > 0, \quad (12.7)$$

где C_ϕ – некоторое замеренное положительное значение геохимического параметра в точке геохимического опробования.

Геохимическое пространство, охарактеризованное цифрами содержаний химического элемента A , обозначим C_x как функцию координат и времени, тогда содержание химического элемента или его соединений может быть отражено в виде

$$C_x = f(x, y, z, t). \quad (12.8)$$

Условие $C_x > 0$ возникает при существовании геохимических процессов (диффузия, фильтрации и др.), т. е. миграции химических элементов.

Геохимическое пространство, охарактеризованное цифровыми значениями элементов, в точках опробования одноименной геологической среды называется *геохимической выборкой*.

Для интерпретации геохимической выборки применяют статистические методы обработки результатов анализов, выполненных в лабораторных условиях или полученных непосредственно в поле с примене-

нием экспресс-методов (изучение образцов керна под люминесцентной лампой, химические анализы воды и др.). По этим данным определяют среднее содержание элемента, среднее геометрическое логарифмов содержаний, дисперсию, коэффициент вариации параметра.

Среднее содержание находят как среднее арифметическое из всех полученных значений для каждого объекта или геологической среды:

$$\bar{x} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^n x_i^2}, \quad (12.9)$$

или среднее геометрическое логарифмов этих значений в случае логарифмического распределения элементов.

Дисперсия (среднее квадратическое отклонение), или показатель неоднородности распределения химического элемента или его соединений в изучаемом объекте геологической среды:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}. \quad (12.10)$$

Другим показателем неоднородности является *коэффициент вариации*:

$$v = \frac{\sigma}{x} 100. \quad (12.11)$$

Среднее, или модальное, содержание химического элемента в пределах однородной геохимической среды (системы, участка и т. д.) называют *геохимическим фоном*.

Геохимическая аномалия – это область заметно повышенных (или пониженных) по сравнению с фоном содержаний химических элементов.

Для нормального распределения это величина, отличающаяся от среднего содержания на три среднеквадратических отклонения (аномалия первого порядка):

$$C_a \geq C_{\phi} \mp 3\sigma, \quad (12.12)$$

где C_a – аномальное содержание элемента; C_{ϕ} – фоновое содержание элемента.

В природе существуют аномалии, соответствующие и более мягким условиям:

$$C_a \geq C_{\phi} \mp 2\sigma \quad (12.13)$$

и даже

$$C_a \geq C_{\phi} \mp \sigma. \quad (12.14)$$

Как показывает анализ компонентов газовой среды, подавляющее большинство геохимических параметров носят резко асимметричный характер и не подчиняются нормальному закону распределения, поэтому большинство геохимических переменных приходится преобразовывать в логарифмическую форму (т. е. вместо переменной x_i использовать переменную $y_i = \lg x_i$). Распределения, преобразованные таким образом, становятся приблизительно симметричными (логнормальными).

Среднее и дисперсия логарифмически преобразованных переменных оцениваются обычным способом.

Однако в терминах исходной не преобразованной переменной x_i среднее y_i соответствует корню n степени из произведений x_i :

$$\bar{y} = \sqrt[n]{\prod x_i}, \quad (12.15)$$

где x_i – значение отдельной варианты; \bar{y} – среднее значение прологарифмированных x_i ; \prod – знак произведения всех x_i вариант выборки, который является уже геометрическим средним и пишется как x_{gm} (в отличие от среднеарифметической \bar{x} при обычном нормальном распределении).

Дисперсия логарифмически преобразованной переменной называется геометрической дисперсией. Другими словами, антилогарифмы от логарифмической средней и дисперсии являются *геометрической средней* и *геометрической дисперсией*.

В общем случае на завершающем этапе нужно сформировать одномодальные распределения, соответствующие визуально логнормальному закону распределения значений элемента или его соединений. Однородность выборки при этом может быть оценена с помощью таукритерия (τ-критерий), численные значения которого определяются по формулам:

$$\tau_{\max} = \frac{x_{\max} - x_{gm}}{\sigma} \quad (12.16)$$

$$\tau_{\min} = \frac{x_{gm} - x_{\min}}{\sigma}, \quad (12.17)$$

где τ_{\max} – вычисленное максимальное значение; τ_{\min} – вычисленное минимальное значение; x_{\max} – максимальное значение переменной величины (варианты); x_{\min} – минимальное значение переменной величины (варианты); x_{gm} – среднегеометрическое значение переменной; σ – среднеквадратичное (геометрическое) отклонение (стандарт).

Расчетные значения τ_{\max} и τ_{\min} сравнивают с табличными, и, в случае их превышения, варианты исключаются из интерпретации. Достигнув результата, при котором вычисленные значения τ_{\max} и τ_{\min} стали меньше $\tau_{\text{таб}}$, определяют статистические параметры (средняя, дисперсия, стандартное отклонение, медиана, мода и др.).

При необходимости для окончательной проверки нормального (логнормального) распределения вычисляют асимметрию A , эксцесс E , их стандартные отклонения σ_A , σ_E . Для подтверждения нормального (логнормального) распределения должно выполняться условие

$$A \leq 3 \sigma_A; E \leq 3 \sigma_E, \quad (12.18)$$

где σ_A – стандартное отклонение асимметрии; σ_E – стандартное отклонение эксцесса.

В сложном по литологическому составу и внутреннему строению комплексе перекрывающихся залежи нефти и газа отложений миграция элементов и их соединений, минеральных разностей является главным критерием формирования геохимического пространства.

Первичные и вторичные процессы и факторы обуславливают миграцию и аккумуляцию УВ в залежах, а третичные процессы формируют геохимическое поле. Под *третичными процессами* авторами понимается разрушение не только скоплений нефти и газа, но и процессы дегазации подземной атмосферы, угольных пластов и других природных объектов, формирующих нефтиды битумного ряда.

Основными источниками получения геохимической информации остаются геохимические методы поисков нефти и газа, включающие как полевые, так и лабораторные виды исследования вещества.

12.2. Практическое применение геохимических поисков нефти и газа

Для решения конкретных поисковых задач в геохимии применяются шесть основных методов: атмогеохимический, битуминологический, литогеохимический, гидрогеохимический, биогеохимический и изотопно-геохимический. В зависимости от определяемых показателей различают прямые и косвенные методы. *Прямые методы* базируются на изучении полей концентраций различных газов, а также битумоидов, являющихся прямыми показателями нефтегазоносности. *Косвенные* основываются на изучении ПК химических элементов и их соединений, а также минеральных новообразований и микрофлоры. Представительность и информативность этих исследований различна.

Иерархия геохимических методов построена А. В. Петуховым (1981 г.). В основу классификации им положены шесть признаков: сфера приложения, целевое назначение, глубина зондирования, вид объекта измерения, уровень организации и техника исполнения.

ГПНГ являются технологическим процессом, построенным в виде последовательности операций, каждая из которых нацелена на решение конкретной геологической задачи, а все в совокупности – на прогноз нефтегазоносности исследуемого объекта и постановку глубокого поискового бурения.

Процесс ГПНГ циклический. Каждый цикл геохимических работ характеризуется масштабом, глубинностью и спецификой поисковых исследований, разнообразием и сложностью производства, объемом информации и номенклатурой поисковых показателей.

А. В. Петуховым совместно Л. М. Зорькиным и Н. В. Лопатиным выделены четыре цикла: региональный, прогноз-рекогносцировочный, поисково-оценочный и детальный. Преемственность и завершенность результатов исследований от одного цикла к другому дали основание С. Л. Зубайраеву, С. М. Островскому, А. В. Петухову и другим (1985 г.) для обособления этих циклов в самостоятельные стадии ГПНГ, которые в совокупности образуют геотехнологический процесс региональных и поисковых работ на нефть и газ (табл. 12.1).

Из целей геохимических поисков вытекает, что ГПНГ – это разновидность геологоразведочных работ, направленных на выявление

и оценку перспектив нефтегазоносности до постановки глубокого параметрического или поискового бурения. Данный процесс способствует открытию новых месторождений со значительным сокращением материальных затрат и времени.

Таблица 12.1

Этапы и стадии ГПНГ и масштабы исследований

Этапы	Стадии и подстадии	Масштабы исследований
Региональ- ный	Стадия прогноза нефтегазоносности	1:1 000 000–1:500 000, внemasштабные по опорным глубоким и сверхглубоким скважинам. Неравномерная сеть профилей наземных пунктов опробования, отдельные глубокие скважины
	Стадия оценки зон нефтегазонакопления	1:500 000–1:200 000, внemasштабные по опорным глубоким и сверхглубоким скважинам. Неравномерная сеть профилей наземных пунктов опробования. Профили мелких (до 30 м) скважин, профили глубоких скважин
Поисковый	Стадия выявления и подготовки объектов к бурению	
	Подстадия выявления объектов (прогнозно-рекогносцировочные исследования)	1:500 000–1:200 000. Приземная атмосфера и биосфера. Равномерная прямоугольная сеть наземных пунктов опробования или мелких (до 20 м) скважин
	Подстадия подготовки объектов к бурению (поисково-оценочные исследования)	1:100 000–1:50 000. Равномерная прямоугольная сеть геохимических или структурных (до 200 м и более) скважин
	Стадия поисков месторождений (залежей) – детальные исследования	1:50 000–1:25 000 и крупнее, внemasштабные по глубоким скважинам. Отдельные глубокие поисковые скважины. Различные сети разведочных скважин. Равномерная сеть структурных или геохимических скважин

При ГПНГ изучается геохимическое пространство, структура и природа полеобразующих компонентов. Согласно Л. М. Зорькину и А. В. Петухову (1978 г.), специфичность полей накладывает определенный отпечаток на организационно-методическую и техническую базы геохимических поисков, придавая им следующие особенности: вероятностный характер и уникальность результатов исследований,

сложность, комплексность, масштабность, трудоемкость, стадийность и характер работ.

С учетом стадийности *основными задачами* ГПНГ являются:

1) выявление аномалий ПК элементов и их соединений, образующих геохимическое пространство, путем картирования ПК в геологических объектах верхней геохимической зоны;

2) подготовка площадей с аномальными характеристиками ПК к поисковому бурению посредством картирования по опорным горизонтам нижней геохимической зоны.

Это комплексные задачи. Их решение предусматривает реализацию ряда подзадач, каждая из которых имеет свое целевое назначение. А. В. Петуховым (1979 г.), по аналогии со степенью изученности и достоверностью картирования антиклинальных структур сейсморазведкой, впервые были сформулированы понятия «выявленная» и «подготовленная» аномалии, определены критерии их подготовленности.

Рациональный комплекс поисковых исследований определяется:

- наиболее эффективным в условиях данного района сочетанием поисковых методов;
- последовательностью их реализации;
- рациональной формой организации поисковых работ.

Задачей рационального комплекса является получение максимально возможного количества информации о потенциальной нефтегазоносности. Реализация такого комплекса призвана обеспечить: полноту исследования, возможность последовательных приближений с целью обнаружения объекта поисков с заданной вероятностью, равную достоверность всех элементов структуры поля концентраций, специализацию исследований, минимум затрат средств, труда и времени.

Все методы ГПНГ могут использоваться как в комплексе с геолого-геофизическими методами, так и попутно с ними, а также самостоятельно. Особенностью ГПНГ является то, что они вследствие их специфики не используются для подсчета запасов нефти и газа, потому что свойства ПК геохимических элементов не зависят от величины залежей нефти и газа, над которыми они образованы. Фиксируемые при геохимических поисках нефти и газа ПК отражают лишь процессы массопереноса вещества в геохимическое пространство в течение геологического времени.

ГПНГ проводятся последовательно на двух гипсометрических уровнях, отождествляемых Л. М. Зорькиным (1973 г.) с верхней и нижней геохимическими зонами. *Верхняя геохимическая зона* – зона разрушения и преобразования горных пород, их минерально-геохимических изменений в верхней части земной коры под воздействием совокупности факторов и агентов физического, химического и биологического характера, выветривания. Обычно это зона выше первого от поверхности горизонта грунтовых вод.

Для каждой геохимической зоны комплекс должен включать:

- 1) показатели, подлежащие массовым определениям (CH_4 , $\text{C}_2\text{H}_{6+\text{высш}}$, карбонатность пород, подвижные формы микроэлементов);
- 2) показатели, определяемые в ограниченном объеме ($\text{C}_{\text{орг}}$, ХБА с детальными характеристиками состава и строения, раздельно $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ и C_nH_{2n} , включая изомерные и нормальные формы УВ газов и $\delta^{13}\text{C}$).

В настоящее время при массовом изучении ОВ пород используются преимущественно люминесцентно-битуминологический анализ и определение $\text{C}_{\text{орг}}$. Однако ограниченная информативность этого метода не дает возможности оценить ряд необходимых показателей. Так как этап массового изучения ОВ пород в значительной степени определяет направленность и объемы последующих детальных работ, то вопрос применения новых методов является актуальным. В качестве новых методических разработок заслуживали внимание те, с помощью которых представлялось возможным получить сведения о составе ОВ, степени его преобразованности, генетической природе его битуминозных компонентов и т. д. С этой целью стали использоваться известные физические методы ядерного магнитного резонанса низкого разрешения и электронного парамагнитного резонанса (ЭПР), а также модернизированные методы инфракрасной спектроскопии.

Теоретические основы использования ЯМР и ЭПР при геохимических исследованиях ОВ изложены в работах Е. К. Завойского, Л. А. Блюменфельда, Дж. Бранда, Д. Инграма, Дж. Эмили, Э. Эндрю, О. В. Барташевич.

Массовые аналитические определения должны быть ориентированы на картирование ПК и выявление аномалий, показатели и критерии, определяемые в ограниченном объеме, – на оценку генетической природы выявляемых аномальных ПК и перспектив нефтегазоносности площади.

Ниже более детально рассмотрим геохимические показатели нефтегазоносности по отдельным методам, применяемым при ГПНГ.

Атмогеохимический метод до сих пор остается основным в комплексе ГПНГ. Он реализуется путем изучения природных (главным образом углеводородных) газов, находящихся в различных состояниях: сорбированных и окклюдированных породами и снежным покровом, растворенных в подземных водах и буровых жидкостях. Основным объектом исследования являются газы, извлеченные из горных пород (керна, шлам, породы обнажений), буровых жидкостей, поверхностных и пластовых вод, снежного покрова, которые изучаются с помощью газовой хроматографии. Измеренные хроматографически элементы состава газов (углеводородные и неуглеводородные) составляют первичный фактический материал для расчета газогеохимических критериев и показателей нефтегазоносности.

Газогеохимические показатели нефтегазоносности разделяются на прямые (количественные или основные) и косвенные. При этом к *прямым показателям* отнесены те, которые в большинстве случаев установлены над залежами в породах и водах зоны геохимических исследований.

Прямыми показателями являются концентрации метана и суммы УВ (этан + бутан), параллельное накопление углеводородных газов (УВГ) и гелия, сходство состава водорастворенных газов с газами залежей и присутствие в составе ВРГ следовых концентраций $C_{5+высш}$.

Количественные показатели пород во многом зависят от геолого-тектонических условий области геохимического зондирования, в которой формируются ловушки микроскоплений УВ. Установлено, что аномальная концентрация УВГ может быть обнаружена в сводовых и присводовых участках микроструктур, в зоне тектонических нарушений, в горизонтах с относительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Повышенная концентрация углеводородных газов в микроловушках может быть обусловлена не обязательно влиянием залежей, а миграцией газов из угленосных толщ, подземной разгрузкой насыщенных газом вод и миграцией биохимических газов из рассеянного ОВ пород.

По результатам геолого-геохимических исследований мелких геохимических и структурно-колонковых скважин авторам представилось



Рис. 12.1. Ловушки микроскоплений углеводородов зоны геохимических поисков методами ГПНГ (по А. К. Битнеру, 1987)

возможным выделить основные типы микроловушек, характерных для верхней и нижней зон геохимических поисков (рис. 12.1).

На территории Курейской синеклизы и Бахтинского мегавыступа широким распространением пользуются ловушки раздутия коллекторов, криогенные и тектонические (сводовые ловушки нарушенного тектонического строения). Первый тип ловушек обычно приурочен к рифовым массивам и геоморфологическим уступам в отложениях силура. Например, к такой ловушке приурочены микроскопления УВ в силуре на Холминской площади. Второй тип микроловушек обнаруживается в зонах таликов различного возраста. Микроскопления УВ под толщей многолетнемерзлых пород неоднократно фиксировались при проведении ГПНГ на севере Бахтинского мегавыступа. Типичным примером аномалии УВ в подобной ловушке является Неконгдаконская.

Для ловушек данного типа характерно то, что контур микроскопления (аномалии УВ) не находит никакого совпадения с контуром тектонической структуры, картируемой по этим отложениям, поэтому поиски структурно-тектонического контроля остаются безрезультатными.

Третий широко распространенный тип ловушек связан с тектоническими процессами. Активные тектонические движения осложнили антиклинали разрывами, а на отдельных участках полностью размытым оказался девонский флюидоупор, в результате чего ловушки надсолевых уровней разреза и силурийские отложения опорного геохимического горизонта оказались открытыми и наиболее миграционные УВ свободно рассеивались. Там же, где девонский флюидоупор не размыт и не нарушен, О. В. Барташевич (1984 г.) установлено, что резко возрастает газонасыщенность силура и образование микроскоплений в микроловушках.

Следующая большая группа ловушек, которая распространена в зоне геохимических поисков и планово не совпадает с положением ловушек на уровне продуктивных горизонтов, это ловушки литологического экранирования и замещения, стратиграфического прилегания и срезания. Эта группа на западе Сибирской платформы наиболее широко развита в отложениях ангарской свиты нижнего кембрия и триасовых вулканогенно-осадочных образованиях. Там, где зона геохимических поисков ограничивается соленосно-карбонатными породами ангарской свиты и сульфатно-пестроцветными отложениями эвенкийской свиты верхнего – среднего кембрия, в зависимости от экранирующих свойств солей, а также загипсованных терригенных пестроцветов и величины размыва отложений ангарской свиты отчетливо проявляют себя контрастные геохимические поля.

В соответствии с приведенными на рис. 12.1 характеристиками микроструктур и ловушек все их многообразие, по Б. А. Соколову (1985 г.), можно свести к двум типам: тупиковому и шатровому. Последний характеризуется наличием приподнятого участка, от которого слои погружаются во все стороны. Ловушками микроскоплений УВ могут быть брахиантиклинали, соляные и инъективно-магматические купола, валы, структуры облекания эрозионных останцов, выступы и рифы, расположенные в зоне геохимических поисков.

Показатели сингенетичности газов породам – это в первую очередь наличие корреляционной связи углеводородных газов с $C_{орг}$ пород.

И наоборот, *показателями наличия эпигенетических газов* являются: а) отсутствие положительной корреляционной связи между $C_{\text{орг}}$ и концентрациями углеводородных газов, неоднократно установленное О. В. Барташевич (1984 г.), И. С. Старобинцем (1985 г.) и др.; б) повышенное значение отношений $CH_4/C_{\text{орг}}$; $C_2H_{6+\text{высш}}/C_{\text{орг}}$; $CH_4/ХБА$; $C_2H_{6+\text{высш}}/ХБА$.

Информативность указанных критериев подтверждена материалами геохимических работ, выполненных в 1976–1985 гг. по различным районам Восточной Сибири.

Показатели изменения качественного и изотопного состава сингенетических УВГ под влиянием миграционных УВ детально рассмотрены И. С. Старобинцем (1986 г.). По его мнению, большое значение имеет характер разбавления УВГ по пути миграции углеводородными компонентами. Им установлено, что в зонах значительной генерации биохимического метана в породах поступление повышенного количества гомологов метана из залежей приводит к значительному снижению отношения $CH_4/C_2H_{6+\text{высш}}$ и нарушению корреляционных связей между отдельными предельными углеводородными газами.

На материалах разных регионов при появлении высокоточной хроматографической аппаратуры уже первыми исследователями Всесоюзного научно-исследовательского института ядерной геологии и геофизики (ВНИИЯГГ) установлен важный для поисковой геохимии факт: наличие лишь микроколичеств или полное отсутствие непредельных УВ в газах залежей позволило И. С. Старобинцу рекомендовать повышенные значения отношений $K_3 = CH_4/C_2H_{6+\text{высш}}$ и $K_4 = C_2H_{6+\text{высш}}/C_2H_{4+\text{высш}}$ при низкой корреляционной связи между предельными и непредельными УВГ в качестве показателя преобладания эпигенетических углеводородных газов в породах.

Аналитические данные по газам закрытых пор позволили определить коэффициент разбавления:

$$K_{\text{разб}} = (N_2 + CO_2) / \text{УВГ}. \quad (12.19)$$

Этот коэффициент относится к качественным показателям, так как зависит от многих геологических факторов и расстояния от залежей. В тех случаях, когда в составе газа содержится более 20–25 % об. азота, этот коэффициент не работает.

Проникновение глубинного термокаталитического метана в биохимическую зону приводит к снижению на аномальных участках отношения легкого изотопа углерода метана к его тяжелому изотопу $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$, т. е. возрастанию $\delta^{13}\text{C}$ (С. Г. Неручев, 1998 г.).

К показателям степени геохимического старения газов В. П. Исаев (1991 г.) относит коэффициент зрелости газов ($K_{зр} = \text{CH}_4/\text{H}_2$). В концентрированных газах он варьирует в диапазоне 94–985, в рассеянных газах – от 0,11 до 16,70.

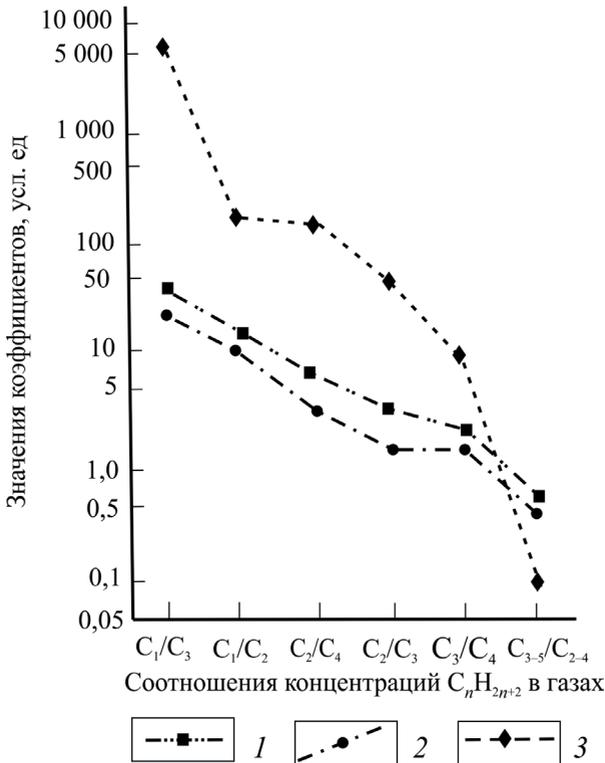


Рис. 12.2. Графики кривых соотношения углеводородных газов. Кривые миграционных рядов: 1 – растворенные газы ореолов рассеяния залежей; 2 – свободные и растворенные в нефтях газы; 3 – растворенные в водах вне зон нефтегазоаккумуляции (по А. К. Битнер, 1987)

Наличие процессов вертикальной миграции газов В. А. Соколов (1971 г.) и И. С. Старобинец (1986 г.) предлагают оценивать: а) по эффектам хроматографической и диффузионной дифференциаций в природных условиях; б) закономерным изменениям отношений $\text{CH}_4/\text{C}_{2+\text{высш}}$, $\text{C}_3/\text{C}_{4+\text{высш}}$, *изо-С₄/н-С₄* (по газам открытых и закрытых пор), N_2/CH_4 , $\text{N}_2/\text{C}_{2+\text{высш}}$ (по газам закрытых пор); в) кривым «миграционного ряда». Эти коэффициенты представляют собой ряд соотношений концентрации предельных УВ, выстроенных в определенной последовательности (рис. 12.2). В разные годы на больших массивах данных «миграционные ряды», отличающиеся соотношением газовых компонентов, были опробованы В. М. Старовойтовым (1981), И. С. Старобинцем (1986), а также автором данного пособия (1987).

К косвенным газовым критериям относятся также *показатели наличия путей миграции*, которые фиксируются аномальными концентрациями гелия или объемной активностью радона в породах на линейных участках, тектонических нарушений.

В верхней биохимической зоне к косвенным показателям относят наличие аномалий в породах и водах CO_2 , H_2S .

Существует недоказанная версия о ртутных галлоаномалиях, соответствующих контурам залежей УВ. В таких условиях важно, чтобы аномалии ртути были приурочены к зонам повышенной проницаемости.

В Сибири широко применяются атмогеохимические съемки по снежному покрову, которые имеют некоторые специфические особенности. Касается это объемной формы выражения результатов измерения газов, сорбированных снегом. На количество сорбируемого газа влияет плотность, влажность и структура снега (рис. 12.3).

Очень быстро меняется плотность снега в период весеннего таяния: от $0,35 \text{ г/см}^3$ в начале, $0,45 \text{ г/см}^3$ в разгар, до $0,5\text{--}0,6 \text{ г/см}^3$ в конце снеготаяния. Запас влаги максимален в снеге в конце февраля – начале марта, до периода интенсивного снеготаяния.

В соответствии с этим объемная форма выражения результатов измерения количества сорбированных снегом УВ менее предпочтительна, чем весовая или массовая форма отображения результатов. То есть требуется изучение весовых характеристик снега для приведения результатов исследований к единым условиям. Оптимальное время осуществления снегомерных работ – февраль – середина апреля.

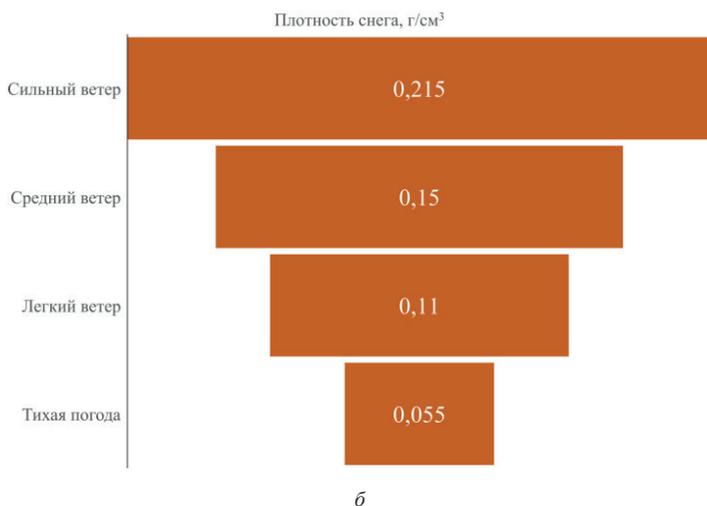
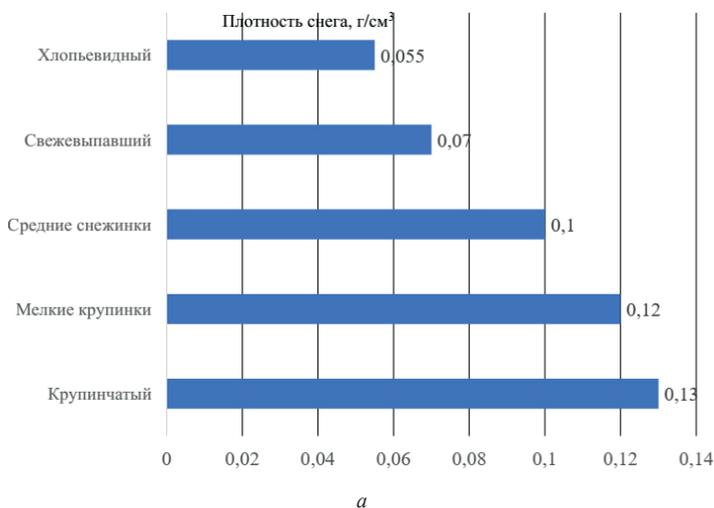


Рис. 12.3. Изменение плотности снега в зависимости от его структуры (а) и ветровой нагрузки (б)

Необходимо отметить, что газовая съемка по снегу перспективна в первую очередь для Сибири и других районов со значительной продолжительностью сохранения снежного покрова. Снегомерная съемка облада-

ет важными преимуществами перед другими видами газовой съемки: заторможенностью биохимического газообразования по сравнению с летним временем, значительной экранирующей и аккумулирующей ролью снега.

Битуминологический метод основан на выявлении ореолов рассеяния жидких УВ нефтяного ряда и пространственной локализации битумных аномалий в зонах повышенной проницаемости. Поэтому метод используется для изучения рассеянного ОВ пород и его компонентов, являющихся источником генерации УВ или продуктами аккумуляции углеводородных соединений, мигрировавших из залежи. С этой целью О. В. Барташевич (1984 г.) широко использовались методы химической битуминологии, ультрафиолетовой и инфракрасной спектрофотометрии, люминесцентной микроскопии, газожидкостной хроматографии, петрографии и ядерной физики. Битуминологические исследования осуществляются преимущественно при поисково-оценочных и детальных геохимических работах в процессе структурно-картировочного, структурного, параметрического и поискового бурения. В Восточной Сибири широко применялись в Южно-Тунгусской НГО и Турухано-Норильском СНГР.

Аномальные геохимические поля, как правило, имеют локальное распространение и чаще всего приурочены к отложениям с благоприятными коллекторскими свойствами: песчаникам, алевролитам, трещиноватым карбонатным породам. В этих типах пород обычно пониженное (до крайне низких) содержание $C_{орг}$, повышенное содержание ХБА, преобладание в его компонентном составе масляной фракции. В структуре всех компонентов ХБА, по данным О. В. Барташевич (1984 г.), доминируют функциональные группы, характерные для аналогичных фракций нефти; в маслах ХБА особенности концентрационного распределения нормальных алканов и изопреноидов соответствуют таковым для высококипящей фракции нефтей.

На основании геохимических исследований керна поисково-разведочных скважин Е. С. Ларской (1986 г.) разработан комплекс битуминологических показателей прогноза промышленных УВ скоплений. В состав комплекса показателей входят: содержание в породах миграционного битума ($ХБА_m$), плотность $ХБА_m$ (тыс. т/км² при толщине пласта, равной 10 м); состав ХБА; содержание УВ, %; содержание асфальтеновой фракции, %; отношение доли бензольных смол к доле спиртобензольных (БСМ/СБСМ); отношение доли асфальтенов к доле асфальтогенных кис-

лот (А/АК); отношение доли метанонафтеновых УВ к доле ароматических (МН/А); а также отношение масс метановых и нафтеновых УВ (М/Н); доля *n*-алканов в МН фракции, %; преобладающие углеводородные структуры в составе *n*-алканов (число атомов С), нафтенов (по числу колец) и др.

Битуминологический метод реализован в двух модификациях: в виде битуминологической съемки и битуминологического каротажа скважин в комплексе геолого-технологических исследований (ГТИ) и формально относится к промыслово-геофизическим исследованиям скважин (ПГИС). Конечной задачей битуминологического каротажа является выделение совместно с результатами газового каротажа пластов-коллекторов и прогноз характера их насыщения.

Полевые битуминологические съемки в Красноярском крае не получили широкого распространения в связи с развитием в верхней геохимической зоне на значительных пространствах угленосных отложений.

В Красноярском крае в 90-х гг. прошлого столетия метод входил в комплекс исследования керна структурно-колонковых скважин и на целом ряде площадей дал положительные результаты (Сигово-Подкаменная, Анакитская, Моктаконская и др.).

Литогеохимический метод предназначен для выявления ореолов рассеяния химических элементов, типоморфных минеральных новообразований, а также зон развития аномальных значений физико-химических параметров среды и физических свойств пород, обусловленных миграцией из залежей, с одной стороны, УВ и взаимодействием продуктов их окисления с минеральными компонентами пород надпродуктивных отложений, а с другой – химически активных неуглеводородных газов (СО, СО₂, Н₂С и др.) и флюидов, присутствующих в залежах нефти и газа или контактирующих с ними.

Для реализации метода исследуются пробы пород, почв, грунтов, которые в лабораториях анализируются методами физико-химического, ядерно-физического, спектрофотометрического и других видов анализа. В Восточной Сибири метод широкого применения не получил в силу развития в надпродуктивном разрезе большого количества разнотипных геохимических барьеров, существенно меняющих специфику миграционных потоков и геохимического пространства в целом.

А. В. Петухов, Т. И. Дорогокупец, О. В. Зверева и другие (1986 г.) выделили три класса показателей: литохимический, минералогический,

литофизический. Главные показатели, определяющие эти классы: водорастворимые формы Са, Mg; карбонатно-сорбированные формы Mn, Fe; окислительно-восстановительный потенциал – Eh; содержание водородных ионов – pH; интенсивность диффузионного отражения; магнитная восприимчивость после термической обработки пробы, остаточная намагниченность и др. Все литогеохимические показатели относятся к числу косвенных. В регионах с простым строением, неглубоким нахождением залежей УВ и интенсивной неотектоникой поисковые показатели коррелируются с параметрами геофизических полей и интенсивностью фототона аэрокосмических аномалий, отражающей спектральную яркость отложений на уровне поверхности современного эрозионного среза.

Гидрогеохимический метод основан на изучении химического состава подземных и поверхностных вод и содержания в них растворенных газов и органических веществ, аквабитумоидов, в частности аренов и монокарбоновых кислот. По мере приближения к залежи концентрация этих компонентов в водах возрастает, что позволяет сделать вывод о наличии в ловушках нефти или газа.

Метод используется для выявления зон с аномальными полями ингредиентов солевого состава и растворенного в воде ОВ, которые могут быть связаны прямо или косвенно с залежами УВ. Объектами исследований выступают поверхностные и подземные воды верхней геохимической зоны. Масштабы исследований, плотность сети опробования, набор методов, задачи определены С. Л. Зубайраевым (1985 г.), С. М. Островским, В. М. Ручновым, Е. В. Стадником (1987 г.) и опубликованы в методических материалах ВНИИгеосистем. Изучение гидрогеохимических показателей осуществляется главным образом в стационарных лабораториях. В полевых условиях применяются переносные лаборатории разных типов и экспресс-лаборатории.

В составе ГПНГ гидрогеохимический метод используется в первую очередь на региональном и прогнозно-рекогносцировочном этапах геологоразведочных работ в комплексе с газогеохимическими и геомикробиологическими исследованиями и осуществляется в виде разномасштабных гидрогазобиохимических съемок.

Гидрогеохимические нефтегазопроисковые показатели подразделяются на две группы: косвенные и прямые.

К косвенным показателям нефтегазоносности, указывающим на существование в недрах условий, благоприятных для формирования и сохранения УВ скоплений на Сибирской платформе, относятся ионно-солевой состав, повышенные содержания йода, брома, бора, повышенная минерализация (рис. 12.4), а также различные соотношения между ними.



Рис. 12.4. Комплекс газогидрохимических показателей и критериев нефтегазоносности для центральных геолого-геохимических районов (зона свободного водно-газового обмена) Лено-Тунгусской НГП (по А. К. Битнер, 1987)

Прямые гидрогеохимические критерии включают показатели ореольного рассеяния от залежей нефти и газа и показатели биохимического и физико-химического взаимодействия залежей с пластовыми водами. К показателям ореольного рассеяния относятся: сходство водорастворенных газов с газовыми залежами, соотношения общего содержания гомологов метана $C_{2+высш}$ и газообразных гомологов (C_2-C_4), предельных

углеводородов к неопределяемым и их контрастность ($>3-5$ ед.) и показатели ОВ вод (бензол C_6H_6 , толуол $C_6H_5-CH_3$ в количестве $>0,05$ мг/л). К показателям биохимического и физико-химического взаимодействия относятся содержание сероводорода и углекислого газа и пониженная сульфатность вод, а также наличие бактерий, окисляющих газообразные и жидкие УВ. Информативность показателей определяется с учетом вертикальной гидрохимической зональности.

В верхней геохимической зоне в силу разной интенсивности проявления гипергенных процессов ряд показателей для отдельных аномальных участков даже в пределах одного геохимического района неодинаков. Однако во всех случаях ведущая роль принадлежит газовым показателям и критериям и показателям растворенных в водах органических веществ. Гидрохимические показатели имеют подчиненное значение.

В нижней геохимической зоне на уровне продуктивных отложений влияние геохимических барьеров и гипергенных процессов ослабевает, геохимическая обстановка более однородна, поэтому все группы показателей становятся более надежными (рис. 12.4).

Гидрохимические показатели в нижней геохимической зоне (рис. 12.5) также обладают подчиненным значением. Поисковое значение имеют йод, бром, бор и аммоний. В непродуктивной зоне содержание этих компонентов контролируется содержанием ионов хлора в водах и их гидродинамической взаимосвязью друг с другом, а в ореолах рассеяния эта закономерность резко нарушена.

Работами последних лет установлена связь распределений бензола и толуола с нефтеносностью отложений на примере месторождений юга Западной Сибири. Предложено эффективное соотношение между бензолом и толуолом, которое имеет следующий вид:

$$B/T = \frac{C_6}{\sqrt{C_6^2 + C_T^2}}, \quad (12.20)$$

где C_6 – концентрация бензола; C_T – концентрация толуола.

Продуктивность скважин, находящихся в зонах высоких концентраций аренов и низких значений B/T в среднем из юрских отложений, составляет около 80 м³/сут [42].

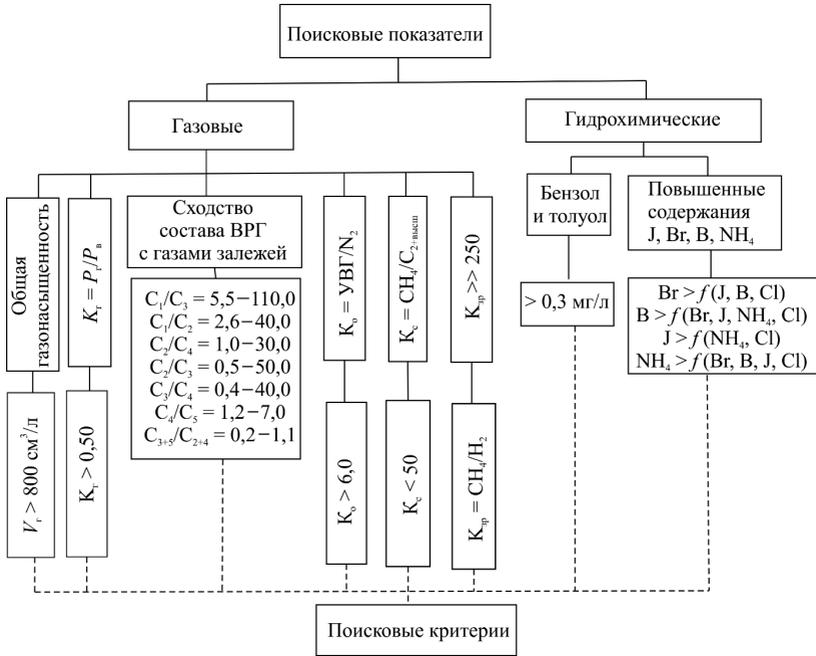


Рис. 12.5. Комплекс газогидрохимических показателей и критериев нефтегазоносности для зоны затрудненного водно-газового обмена (по А. К. Битнер, 1987)

Дифференцированное распределение бензола в зонах различного флюидного насыщения на нефтегазоконденсатных месторождениях Непско-Ботубинской НГО позволяет рекомендовать его для использования при прогнозе не только углеводородов, но и их фазового насыщения.

Высококипящие ксилолы или диметилбензолы $(\text{CH}_3)_2\text{C}_6\text{H}_4$ и этилбензол C_8H_{10} обнаружены только в рассолах, контактирующих с газонефтяными или с газоконденсатными залежами, имеющими нефтяную оторочку. Причем суммарное содержание высокомолекулярных аренов, как правило, больше, чем низкомолекулярных. Примером комплексного прогноза типа залежей является совместный анализ распределения моноядерных аренов и монокарбоновых кислот $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{COOH}$, проведенный В. И. Вожовым (1987, 1999 гг.) на Сигово-Подкаменном место-

рождении Сухотунгусской зоны нефтегазонакопления (Турухано-Норильская гряда). При этом в водах, как правило, анализируются только водорастворимые формы бензола и толуола, которые называют *акваби-тумоидами*.

Контурные воды газовых залежей не содержат ароматических углеводородов с молекулярным весом выше толуола (92,14 г/моль) и обеднены бензолом (<0,05 мг/л) и толуолом (<0,005 мг/л). Газовый тип залежей можно прогнозировать по весьма низкой концентрации бензола, значительному содержанию $C_{орг}$.

Для прогноза нефтегазосности В. И. Вожовым [14] в Южно-Тунгусской, Катангской и Ангаро-Ленской НГО были оценены фоновые концентрации кислот и спиртов. Существенное различие в содержаниях низших (C_1-C_4) и высших (C_5-C_{10}) монокарбоновых кислот установлено на ряде месторождений Непско-Ботубинской антеклизы и позволяет прогнозировать фазовое насыщение залежей УВ (табл. 12.2).

Таблица 12.2

Распределение монокарбоновых кислот по типам залежей Непско-Ботубинской антеклизы [14]

Залежь	Содержание кислот, мг/л	Соотношение кислот
Нефтегазовая	10–15	$(C_1-C_4) > (C_5-C_{10})$
Газоконденсатная	10–20	$(C_1-C_4) > (C_5-C_{10})$
Газонефтяная	<20	$(C_1-C_4) < (C_5-C_{10})$

Из данных табл. 12.2 следует, что для нефтегазовой залежи и газонефтяной отличия хорошо фиксируются как по содержаниям кислот, так и по соотношениям низших (C_1-C_4) и высших (C_5-C_{10}) монокарбоновых кислот. То есть наличие ореола рассеивания ароматических углеводородов и дифференцированное влияние состава и физических свойств нефтей и газовых конденсатов на их содержание позволяют рассматривать моноядерные арены как надежный индикатор локального прогноза залежей углеводородов и показатель их фазового состава. Во многих нефтегазосных областях на уровне продуктивных горизонтов фоновое содержание бензола составляет 0,02–0,03 мг/л [14].

Информативность показателей определяется в процессе опытно-методических работ для каждого конкретного региона.

Биогеохимический метод основан на способности некоторых групп микроорганизмов использовать для своего питания жидкие и газообразные углеводороды. Такие микроорганизмы называют углеводородоокисляющими бактериями (УВБ), и они относятся в основном к представителям рода *Pseudomonas*, *Mycobacterium* и др. Они активно окисляют газы и жидкие УВ в геохимических ореолах рассеяния залежей нефти и газа. Наиболее доступны для УВБ в порядке снижения окисляющей способности: *n*-алканы → алкилциклобензолы → алкилбензолы → стераны и терпаны → цикланы мостикового строения.

Окисление аренов (алкилбензолов) сопровождается образованием дикарбоновых кислот ($\text{HOOC}-(\text{CH}_2)_n-\text{COOH}$ – двухосновных карбоновых кислот), которые проявляют те же химические свойства, что и монокарбоновые. Эти свойства обусловлены наличием карбоксильной группы. Это способствует накоплению в водной среде геохимического пространства и пластовых водах нефтяных месторождений нафтеновых (карбоновых ациклического ряда) кислот, что косвенно указывает на развитие биодеградации нефтей в залежи.

УВБ при определенных условиях могут развиваться и на углеводородах, не имеющих отношения к ореолам рассеяния залежей, поэтому поисковые показатели являются косвенными. Метод применяется в двух модификациях:

1) *микробиологический*, основанный на изучении ареалов распространения микроорганизмов, окисляющих УВ в почвах, грунтах, породах, пластовых и поверхностных водах;

2) *фитогеохимический*, базирующийся на изучении специфики элементного состава, форм и видов растений в областях развития ореолов рассеяния УВ. Фитогеохимический метод в Восточной Сибири в силу бедного видового развития растений в зоне холодного климата и многолетнемерзлых пород широкого развития не получил.

Фитогеохимическими индикаторами на нефть и газ при изучении зольного остатка являются следующие элементы: P, B, V, Cr, Ba, Sr, Fe, Mn, Co, Cu, Ni, Zn, Pb, Ti, Al, Zr. Положительным признаком считается повышенная концентрация индикаторных элементов, а также повышенный коэффициент биологического поглощения (отношение концентраций элемента в растении и в почве).

В процессе ГПНГ биогеохимический метод применяется на региональном и поисковом этапах геологоразведочных работ на нефть и газ в комплексе с другими методами (атмогеохимическим, гидрогеохимическим, литогеохимическим и др.) в процессе проведения геохимических съемок. Для поисковых целей этот метод скорее является косвенным методом прогноза. Особую роль метод приобретает при низких концентрациях УВ в потоке рассеяния.

Геомикробиологический метод используется также для определения и локализации мест утечек газа на промысловых площадях, интенсификации добычи нефти в малодобитных скважинах и борьбы с метаном в угольных шахтах, при выявлении скрытых очагов разливов нефти и нефтепродуктов.

Область применения геомикробиологического метода ограничивается экологической зоной оптимального развития индикаторных на нефть и газ микроорганизмов. Она включает в себя следующие среды опробования: приземный воздух, снежный покров, поверхностные и подземные воды, почвы, грунты и породы. Оптимальный комплекс геомикробиологических показателей приведен в табл. 12.3.

Таблица 12.3

Оптимальный комплекс геомикробиологических показателей
(по Е. В. Стаднику, 1987)

Прямые	Косвенные	Контрольные
Бактерии, окисляющие: метан, бутан и пропан, пентан и парообразные УВ, ароматические УВ (бензол, толуол и др.)	Сульфатредуцирующие, денитрифицирующие бактерии	Бактерии, продуцирующие метан и водород, и целлюлозоразрушающие бактерии, сапрофитная микрофлора

Стандартный метод состоит в отборе в стерильную тару (пенициллиновые флакончики) пробы воды или грунта с дальнейшим высеванием в стеклянные стаканчики с минеральной средой. Далее стаканчики помещаются в вакуумные эксикаторы, заполняемые газовой смесью (метан, пропан, *n*-бутан – воздух в отношении 1:1), и проводится культивация бактерий в термостатах при температуре 30 °С в тече-

ние 7–14 сут. Определяют интенсивность развития бактерий визуально по толщине образуемой пленки или инструментально по степени помутнения среды.

Таблица 12.4

Газогеохимические и битуминологические показатели
и критерии прогноза нефтегазоносности для западной части Лено-Тунгусской НГП

Уровень геохимического зондирования	Показатели и критерии	
	Основные	Дополнительные
Подугленосные толщи	Высококонтрастные ($K^* > 20$ ед.) аномалии по CH_4 , $C_{2+высш}$ (C_2-C_4); сходство состава рассеянных газов с газами залежей, $K_{C_{2+высш}} > K_{CH_4}$; ХБА $> 0,0n$ %; метановый состав масел ХБА (содержание масел 30–60 %)	Парагенезис газовых и битумных аномалий; отсутствие корреляции УВГ с $C_{орг}$ и типом пород; закономерные изменения по разрезу концентраций CH_4 , $C_{2+высш}$; закономерные изменения по разрезу отношений: C_nH_{2n+2}/C_nH_{2n} , $i-C_4/n-C_4$, $i-C_5/n-C_5$
Надсолевые отложения	Контрастные ($K > 3,5$ ед.) аномалии по CH_4 , $C_{2+высш}$ (C_2-C_4); ХБА $> 0,0n$ %, сходство состава масел ХБА с рядом n -алканов ($C_{12}-C_{17}$ (фракция 200–300 °С)) в нефтях; $\Sigma i-C_4/\Sigma n-C_4$ (0,2–0,3); $\Sigma i-C_{19}/\Sigma i-C_{20}$ (0,8–1,2)	Закономерные изменения по разрезу CH_4/H_2 ; CH_4/He ; $\Sigma i-C_4 + i-C_5/n-C_4 + n-C_5$
Подсолевые отложения	Высококонтрастные ($K > 6-18$ ед.) аномалии по $C_{2+высш}$ (C_2-C_6), $C_{5+высш}$; преобладание в составе ХБА масел (до 80 %)	Накопление под пластами солей $C_{5+высш}$ и He; $K_{C_{5+высш}} > K_{C_{2+высш}}$; расширение спектра УВГ; повышенные значения коэффициента УВГ/ N_2 ; положительная связь Mg в породах и УВГ

* K – контрастность аномалии (отношение среднего значения аномального показателя к его фоновому значению).

Для водной среды (грунтовые и поверхностные воды, воды из скважин) в последнее время используется метод, разработанный под руководством Г. А. Могилевского, – метод флакон-инъекций, заключающийся в наполнении пенициллинового флакона с питательной средой

с помощью медицинского шприца. Для почв или грунтов также используют модификацию, где грунты подвергаются ультразвуковому воздействию, во время которого бактерии более интенсивно десорбируются из растертых грунтов в питательную среду.

Газогеохимические и битуминологические исследования, анализ опубликованных данных (В. П. Исаев, 1982; С. П. Кузьмин, 1982; Т. Н. Бабинцева, 1982; И. С. Старобинец, 1983, 1985; Б. А. Соколов, 1985; О. В. Барташевич, 1984; А. К. Битнер, 1987 и др.) позволили наметить для западной части Лено-Тунгусской провинции оптимальный комплекс газогеохимических и битуминологических показателей поиска месторождений УВ (табл. 12.4).

Изотопно-геохимический метод базируется на эмпирически установленной и подтвержденной экспериментально зависимости изотопного состава углерода метана и вторичных карбонатных новообразований от степени преобразованности ОВ и УВ. Изотопные поисковые показатели отнесены Л. М. Зорькиным (1986 г.) к числу прямых индикаторов нефтегазоносности в случае исследований метана и косвенных – в случае изучения карбонатных новообразований.

М. В. Дахнова и другие [33], Л. М. Зорькин, Т. А. Крылова, В. С. Лебедев и другие в Справочнике по геохимии нефти и газа (1968) указывают на наличие изотопной зональности процессов газообразования. По их данным, в зоне бактериального разложения ОВ образуется метан, обогащенный легким изотопом с $\delta^{13}\text{C}$ от -60 до -95 ‰. В главной зоне нефтеобразования генерируется метан с $\delta^{13}\text{C}$ от -57 до -35 ‰. В нижней зоне газообразования за счет высокотемпературных превращений ОВ образуется метан с изотопным составом от -30 до -20 ‰. Здесь же за счет высокотемпературной деструкции жидких УВ формируется зона метана со значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -40 до -50 ‰.

Л. М. Зорькиным (1986 г.) показано, что изотопное фракционирование при миграции газа несоизмеримо мало по сравнению с изотопными различиями, обусловленными первичными генетическими факторами. На этом основании изотопно-геохимический метод поисков нефти и газа Л. М. Зорькин предложил использовать для оценки генетической природы аномальных газогеохимических полей. Ввиду чего метод стал более широко внедряться при наземных геохимических поисках, главным образом для оценки природы естественных проявлений углеводо-

родных газов и карбонатной минерализации, разбравки установленных аномалий. Метод наиболее эффективен при комплексировании его с другими поисковыми методами, особенно с газеохимическим. При комплексировании информативными показателями считаются: изотопный состав углерода метана, характер связи $\delta^{13}\text{C}$ метана с относительным содержанием гомологов и содержанием метана в пробе, %.

В условиях миграции газов от залежи в верхней части разреза они по ИСУ метана отличаются от сингенетичных газов. Контрастность изотопной аномалии $\delta^{13}\text{C}_{\text{аном}}$ в поверхностных отложениях Л. М. Зорькин (1986 г.) рекомендует определять соотношением ИСУ сингенетичного $\delta^{13}\text{C}_{\text{синг}}$ и эпигенетичного $\delta^{13}\text{C}_{\text{эпиг}}$ метана:

$$\delta^{13}\text{C}_{\text{аном}} = (1 - P/100) \delta^{13}\text{C}_{\text{синг}} + (P/100) \delta^{13}\text{C}_{\text{эпиг}}, \quad (12.21)$$

где P – доля сингенетичного газа.

Если контрастность газовой аномалии по абсолютному значению $\delta^{13}\text{C}$ будет низкой, то можно прогнозировать наличие сингенетичного газа в составе ИСУ метана.

Во флюидах нефтяных и газовых месторождений и в породах продуктивного разреза присутствуют изотопы серы и азота. Изучение изотопов этих элементов и геохимических показателей в комплексе региональных и прогнозно-рекогносцировочных ГПНГ широкого распространения не получило, так как они присутствуют в малых количествах. На поисковом этапе изотопы серы применяются для определения генетической природы сероводорода, выявления источников самородной серы в нефтях и породах. По сравнению с атмосферным азотом биологически связанный азот обогащен изотопом $\delta^{15}\text{N}$, однако диапазон вариаций этого изотопа в нефтях соизмерим с интервалом значений в торфе и углях.

Радиометрический метод выполняется при поисках нефти и газа в двух модификациях: термолюминесцентные радиометрические исследования и гамма-спектрометрическая съемка.

Сущность методов заключается в том, что над нефтеносными структурами обычно наблюдаются значительные флуктуации γ -поля земной поверхности по сравнению со среднегодовыми величинами и достаточно контрастные нарушения в распределении К, Th, U фиксируются над флюидными контактами.

Впервые радиометрические съемки для поисков месторождений углеводородов были использованы Л. Н. Богоявлинским и А. А. Ломакиным в 1926 г. в Майкопском нефтеносном районе, в 1953–1956 гг. в Ставропольском крае и других территориях Институтом нефти АН СССР под руководством А. Ф. Алексеева и Г. Н. Флерова.

Несмотря на целый ряд положительных результатов, в России радиометрические методы поисков нефти и газа не получили широкого распространения. По мнению Л. П. Рихванова и других (1999 г.), это было вызвано рядом причин и в первую очередь техническим уровнем применяемой аппаратуры.

С 1997 г. И. С. Соболевым, Л. П. Рихвановым, Цин Да Ди ведутся интенсивные работы по разработке методики прогнозирования и поисков УВ-сырья методами радиогеохимии в Западной Сибири.

Теоретические предпосылки возможности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках месторождений нефти и газа сформулированы А. Ф. Алексеевым, Г. Н. Флеровым, Р. П. Готтих, А. И. Лаубенбах и др.

В настоящее время комплекс радиогеохимического картирования включает термолюминесцентную радиометрическую и гамма-спектрометрическую съемки, обеспеченные современной аппаратурой.

Термолюминесцентная радиометрическая съемка методически разработана в Институте разведочной геофизики и геохимии (КНР). В качестве измерительных элементов применяются поликристаллические термолюминесцентные дозиметры (ТЛД) на основе фторида лития LiF, дающие возможность фиксировать суммарную составляющую радиоактивности (α , β , γ) с высокой точностью. Для получения статистически достоверных результатов число дозиметров равно 10. Термолюминесцентные дозиметры в точках измерения устанавливаются на глубину 0,5–0,7 м. Время экспозиции измерительных элементов в среднем составляет 15–30 сут.

Гамма-спектрометрическая съемка проводится как в наземном, так и в аэроварианте. В наземном варианте применяются современные полевые гамма-спектрометры-концентраметры. Измерения осуществляются в точках установки ТЛД с определением содержания К, U (по ^{226}Ra), Th. Для повышения точности и достоверности измерений на каждой точке опробования производится трехкратное измерение

параметров. В качестве основных критериев при выделении прогнозных участков нефтегазоносности используются: торий-урановое отношение Th/U и интенсивность термолюминесценции.

Поля концентраций радиоактивных элементов над нефтегазовыми месторождениями, по материалам И. С. Соболева, Л. П. Рихванова и других (1999 г.), характеризуются высокой степенью дифференциации в распределении K , Th , U и имеют более сложное строение, чем за их границами.

Более четко неоднородности строения радиогеохимического поля, вызванные влиянием УВ-залежей, просматриваются по радиогеохимическому показателю – Th/U . Существование зон, характеризующихся аномальными значениями Th/U , по мнению авторов, связано с резкими изменениями физико-химических параметров среды, произошедшими в результате эпигенетического воздействия мигрирующих из залежи жидких и газообразных компонентов. Изменение окислительно-восстановительных обстановок, в свою очередь, послужило причиной перераспределения урана. Выявленные зоны высокой интенсивности перераспределения естественных радионуклидов, пространственно совпадающие с полями аномальных значений Th/U , также подтверждают существование геохимических барьеров и, очевидно, фиксируют структуры, вмещающие залежи УВ.

Таким образом, результаты приведенных немногочисленных радиогеохимических исследований свидетельствуют о целесообразности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках нефтегазовых месторождений. При этом максимальный эффект может быть достигнут, видимо, только в комплексе с сейсморазведкой. Радиометрический метод рекомендован его разработчиками для выявления перспективных объектов в новых малоизученных районах Восточной Сибири.

Геотермический метод впервые дал положительные результаты на месторождениях Прикаспийской впадины, где глубина до фундамента составляет 25 км. Температура продуктивных пластов колеблется от 30 до 160 °С, что выше, чем в тех же литолого-стратиграфических аналогах на «пустых» структурах [38].

В настоящее время общепризнанным считается наличие аномального теплового поля над нефтегазовыми месторождениями (А. С. Анци-

феров, 1984 г.; Э. Я. Ходырева, 1985 г.; И. А. Белов, 1996 г.; А. А. Оборин, 2005 г.; В. П. Исаев, 2016 г. [35] и др.). В то же время общеизвестно, что интенсивность аномалий зависит от различных экзотермических процессов, происходящих в залежах углеводородов: деструкции нефти; ее нагревания по пути миграции в результате эффекта Джоуля – Томпсона; адиабатической компрессии газов при погружении продуктивных горизонтов, термической и биологической деструкции залежей и других факторов. В приповерхностных слоях над залежами температура имеет превышение над фоном до 2 °С. Отмечено также, что газовые залежи сопровождаются более резкими положительными аномалиями, чем нефтяные [80].

Приведенные источники информации показывают, что факты аномального геотермического поля выявлены главным образом в зонах отсутствия вечной мерзлоты. В области развития вечной мерзлоты они выражаются сокращением толщины мерзлых пород, что наблюдается над месторождениями Якутии и Таймыра.

Формирующиеся над залежами УВ тепловые аномалии находят свое отражение на снимках в цвете, структуре и тональности. Тоже происходит и в акваториях. Водная среда является уникальной по однородности средой, поэтому в ней фиксируются даже малоамплитудные тепловые аномалии. Этим эффектом пользовались при выявлении газопроявлений в северной части Адриатического моря. Выделяющийся на дне газ поглощает тепло по пути вверх, обеспечивает циркуляцию вод, доставляя холодные донные воды к поверхности и формируя тем самым отрицательную температурную аномалию [78].

В Сибири обнаружение тепловых аномалий при производстве площадных геохимических съемок В. П. Исаев предлагает осуществлять при помощи беспилотников, или квадрокоптеров, в начале и конце зимы по локальному отсутствию снега [35].

В завершающей части главы остановимся на газовом каротаже скважин, хотя его и относят к геофизическим исследованиям скважин, он все-таки характеризует геохимическую газовую составляющую геологического разреза.

Газовый картаж скважин – один из видов геолого-геохимических исследований скважин, включающий изучение содержания и состава газов в промысловой жидкости и шламе. Он используется для

оперативного выделения в разрезе перспективных интервалов и прогнозной оценки характера их насыщения.

Применяются в основном три модификации газового каротажа: газовый каротаж в процессе бурения (иногда называемый просто газовым каротажем), газовый каротаж после бурения и комплексный газовый каротаж. Массовое распространение получил *газовый каротаж в процессе бурения*. В процессе бурения при вскрытии нефтегазоносного пласта газ из разбуренной породы поступает в забойную пачку бурового раствора. Обогащенная газом пачка раствора перемещается вместе со шламом от забоя до устья скважины и попадает в желоб, где с помощью дегазатора непрерывного действия извлекается газовая смесь, которая подается в хроматограф, и по результатам компонентного газового анализа определяются содержания углеводородов в газовой смеси C_{an} , % об.

Объемные содержания УВ в газовой смеси C_{an} , ранее называвшиеся абсолютными содержаниями, представляют собой выраженные в процентах объемные содержания отдельных компонентов УВ в газовой смеси C_{on} . Величины C_{on} являются в настоящее время основными исходными параметрами газового каротажа.

Относительные содержания УВ C_{on} представляют собой выраженные в процентах относительные содержания УВ в газовой смеси, исходя из суммарного содержания УВ, равного 100 %. По параметру C_{on} производится определение индекса компонентного состава газа в пласте $I_{к.г}$. Величины C_{on} рассчитываются по формуле

$$C_{on} = 102C_{an} / \sum_{n=6}^{i=1} C_{an}, \quad (12.22)$$

где C_{on} и C_{an} – в %, n – число анализируемых компонентов УВ (обычно $n = 6$).

Для разделения пластов по C_{on} используется индекс разделения пластов. Индекс компонентного состава газа в пласте $I_{к.г}$ предназначен, по О. В. Серебренниковой (2008 г.), для разделения пластов на газосодержащие (газоносные и водоносные с растворенным газом) – $I_{к.г} = 1$, нефтегазосодержащие (нефтегазоносные и водоносные с растворенным газом и остаточной нефтью) – $I_{к.г} = 2$, нефтесодержащие (нефтеносные и водоносные с остаточной нефтью) – $I_{к.г} = 3$. По индексу $I_{к.г}$ пласты,

имеющие низкие газовые факторы нефти, разделяют на непродуктивные (водоносные) – $I_{к.г} = 4$ и нефтеносные – $I_{к.г} = 5$.

Индексы $I_{к.г}$ определяют по специальным палеткам раздельного анализа газов (РАГ), на которых нанесены средние значения $C_{он}$ или зоны значений $C_{он}$, соответствующие типовым залежам данного района с известным индексом $I_{к.г}$. Нанося на эти палетки величины $C_{он}$, определенные для исследуемого пласта (по формуле (12.22)), находят индекс $I_{к.г}$, соответствующий исследуемому пласту [81].

Для прогнозирования нефтеносности пластов до их вскрытия скважинами используют флюидные коэффициенты, для оперативного выделения перспективных интервалов применяют флюидные коэффициенты, основанные на соотношениях легких компонентов газов, содержащихся в больших количествах, к тяжелым углеводородам (C_1/C_2 ; C_1/C_3 ; C_1/C_4 ; C_1/C_5) [81], присутствующим в незначительных концентрациях.

В настоящее время геохимические методы применяются в комплексе с наземными, дистанционными и глубинными геолого-геофизическими исследованиями для решения задач стадии прогноза нефтегазоносности и оценки зон на региональном этапе и подготовки объектов к поисковому бурению. Комплекс методов зависит от конкретных геолого-геохимических условий региона и решаемых задач.

Геологическая эффективность геохимических методов поисков нефти и газа в целом для территории России пока не оценена, единая методология оценки эффективности отсутствует и требует разработки. Отрывочные сведения по результатам геохимических поисков в Восточной Сибири приведены в работах А. К. Битнера (1990 г.) и В. П. Исаева [35].

Контрольные вопросы и задания

1. Расскажите теоретические предпосылки и условия формирования естественных геохимических полей.
2. Назовите параметры естественных геохимических полей и поясните их.

3. Какие геохимические поля считаются аномальными? Назовите способы их статистической оценки.

4. Перечислите и объясните факторы миграции и процессы, их обуславливающие.

5. Назовите основные методы геохимических поисков нефти и газа. Охарактеризуйте этапы и стадии ГПНГ, масштабы исследований. Объясните основные задачи ГПНГ на различных этапах и стадиях.

6. Какие задачи решает газовый каротаж? Перечислите определяемые параметры в ходе газового каротажа скважин.

7. В чем заключаются основы геотермического метода? Каковы условия, необходимые для его применения?

8. Расскажите о взаимодействии углеводородных газов с породами и водами при миграции и дайте обоснование возможности применения геохимического метода для поисков нефти и газа.

9. Перечислите комплекс газогидрохимических показателей и критериев нефтегазоносности для центральных геолого-геохимических районов (зона свободного водно-газового обмена) Лено-Тунгусской НПП.

10. Что понимают под коэффициентом газовой емкости породы и коэффициентом абсорбции? Выведите их размерности.

Задание

Задание выполняется с использованием реальных геологических данных по одной из площадей на территории Сибирской платформы.

На основе геологической и структурной карт, сводного литолого-стратиграфического разреза, краткого геологического очерка и других материалов (выдаются преподавателем) составьте геологическое задание геохимических исследований, соответствующее изученности площади геолого-геофизическими методами и бурением. Согласно реальной ситуации работы могут быть спланированы как попутно с сейсморазведкой методом общей глубинной точки (МОГТ) 2-D, так и в самостоятельном варианте, включая детальные работы.

Изучив исходные данные, приступайте к составлению программы. Кондиции планируемых работ определяются согласно требованиям табл. 12.5.

Таблица 12.5

Основные требования к планируемым геохимическим исследованиям на различных этапах (стадиях) геологоразведочных работ на нефть и газ (по С. Л. Зубайраеву, С. М. Островскому, А. В. Петухову и др., 1985, с сокращениями)

Показатели	Региональный этап (региональные исследования)		Поисковый этап		Стадия поисков месторождений (за-лежей) (детальные исследования)
	Стадия прогноза нефтегазоносности	Стадия оценки зон нефтегазонакопления	Стадия выявления объектов (прогнозно-рекогносцировочная)	Стадия выявления и подготовки объектов к бурению	
Решаемые геологические задачи	Выделение нефтегазоперспективных зон. Выбор первоочередных объектов дальнейших исследований	Выявление нефтегазоперспективных районов. Выбор и ранжирование объектов поисковых работ	Выявление нефтегазоперспективных объектов (прогнозно-рекогносцировочная)	Подготовка перспективных площадей (ловушек с геохимическими аномалиями), выбор объектов поискового бурения	Выявление нефтегазоперспективных комплексов и зонтов. Определение физико-химических свойств флюидов
	Выявление региональных аномальных геохимических полей в плане и в разрезе	Выявление зональных аномальных ГП и их разбавовка по степени перспективности нефтегазоносности	Выявление локальных аномальных ГП, оценка их генетической природы, разбавовка по степени перспектив	Выявление локальных аномальных ГП в пределах ловушек. Детализация установленных геохимических аномалий и оценка их генетической природы. Разбавовка выделенных аномальных ГП по перспективности	Выявление и детализация аномальных ГП в пределах перспективных площадей месторождений. Разбавовка по степени перспективности

Показатели	Региональный этап (региональные исследования)		Поисковый этап		Стадия поисков месторождений (залежей) (детальные исследования)
	Стадия прогноза нефтегазоносности	Стадия оценки зон нефтегазоаккумуляции	Стадия выявления объектов (прогнозно-рекогносцировочная)	Подстадия выявления объектов для подготовки объектов к бурению (поисково-оценочная)	
Объекты исследований (опробования)	Осадочные бассейны	Зоны нефтегазоаккумуляции	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Выявленные ловушки	Подготовленные ловушки
Масштаб исследований	1:1 000 000–1:500 000	1:500 000–1:200 000	Приземная атмосфера и биосфера 1:100 000–1:200 000	1:100 000–1:50 000	1:50 000–1:25 000 и крупнее
Плотность пунктов опробования на квадратный километр	0,01–0,5	0,02–1,00	0,5–2,4	1,0–3,5	2,4–5,0
Число проб в пункте наблюдения	3–5				
Интервал опробования скважин, м	10–20	5–10	3–5	1–5	0,5–5,0
Форма представления результатов ГПНГ	Опорные геохимические разрезы по скважинам. Геолого-геохимические карты	Прогнозно-геохимическая карта 1:500 000. Геолого-геохимические разрезы по профилям скважин	Прогнозно-геохимическая карта 1:200 000. Геолого-геохимические разрезы. Информационная карта	Прогнозно-геохимические карты 1:100 000 по опорным горизонтам. Паспорта аномалий	Детальные лито-геохимические и гидрогеохимические карты 1:25 000

13. ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕЙ, КОНДЕНСАТОВ И ГАЗОВ В ПРИРОДЕ

Проблеме преобразования нефтей, конденсатов и газов в природе посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных ученых и геохимиков. Основы современного научного знания о природных битумах заложили в своих работах Н. А. Орлов и В. А. Успенский (1936 г.), В. А. Успенский, О. А. Радченко (1961, 1970 гг.), А. А. Карцев (1962, 1972 гг.), В. А. Успенский (1964 г.), Р. М. Гудкова (1973 г.), Т. К. Баженова (1979, 2006 гг.), В. А. Чахмачев (1983 г.), М. М. Филиппов (2013 г.), а также И. С. Гольдберг, В. В. Иванов, Б. А. Клубов, В. Г. Мелков, О. К. Баженова, В. Ф. Пеньков, Э. М. Халимов и др.

13.1. Преобразование нефти, конденсатов и газа в недрах

Превращения углеводородов в природе могут происходить во всех средах, начиная с их нахождения в пластовых условиях, миграции с пластовыми водами, при попадании в почвы и их дальнейшем переносе грунтовыми и поверхностными водами, при диффузии и фильтрации нефтей, а также гравитационном и тектоническом перемещении к дневной поверхности.

В зоне окисления образовалась самая распространенная в природе группа нефтей, названная нафтидами. В зоне гипергенеза в результате дегазации нефтей, деятельности бактерий происходит окисление различных углеводородных компонентов нефтей, вымывание веществ, растворимых в воде, и биodeградация нефтей на границе нефть – вода. По исследованиям В. А. Чахмачева (1983 г.), независимо от типа нефтей повышается их плотность, увеличивается содержание смолисто-асфальтеновых соединений, серы и уменьшается концентрация парафиновых УВ в системе.

При этом микроорганизмы в первую очередь усваивают алканы нормального строения C_{10} – C_{20} . Вслед за ними бактериальному разложению подвергаются разветвленные алканы, что идентифицируется по закономерному уменьшению соотношений *n*-алканов к суммарно-

му содержанию их изомеров в ряду C_{10} – C_{20} , например: n - C_{10}/Σ *изо*- C_{10} , n - C_{11}/Σ *изо*- C_{11} и т. д. Отношение суммы пристана (Pr) – $C_{19}H_{40}$ и фитана (Ph) – $C_{20}H_{42}$ к суммарному содержанию n - C_{17} и n - C_{18} значительно увеличивается.

Отношение изопреноидных алканов к нормальным $K_i = (Pr + Ph) / (C_{17} + C_{18})$ изменяется в большинстве нефтей от 0,31 до 0,92. Малое содержание суммы нормальных алканов C_{17} и C_{18} на фоне повышенных концентраций Pr и Ph ($K_i = 3,12$) зафиксировано, например, в нефти из нижнемеловых отложений Северной площади Колтогорского прогиба Западно-Сибирской НПП и, по мнению Е. А. Белицкой [7], может быть следствием ее биодеградациии в залежи.

При миграции и непосредственно в залежах фактором изменения геохимического облика нефтей и конденсатов могут быть наряду с микробиологическими процессами и процессы термokatалитических преобразований. После аккумуляции УВ нефтяного ряда в залежах может происходить дальнейшее преобразование углеводородного состава благодаря продолжающемуся воздействию на УВ природных физико-химических факторов. Одним из факторов, по мнению В. А. Чахмачева (1983 г.), П. М. Ломако (1985 г.) и других, могло быть тепловое воздействие в эпоху траппового магматизма, которое привело к активизации целого ряда физико-химических процессов (осернение, термодегградация, фазовая дифференциация, химическое преобразование и другие вторичные процессы). Термодегградация нефтей и фазовая дифференциация были прослежены авторами на Таначи-Моктаконской продуктивной площади (табл. 13.1) в сравнении с нефтями разных фациально-генетических типов – А, Б, В.

При сопоставлении результатов исследований конденсатов Моктаконского НГКМ, приведенных в табл. 13.1, проявляется общая тенденция влияния вторичных процессов на их состав при сохранении черт геохимического облика первичных нефтей типа А, образовавшихся при сильно восстановительных условиях из сапропелевого ОВ. В то время как конденсаты по многим параметрам (Pr/Ph , Σ ЦГ/ Σ ЦП, генетические n -алканы, $nч/ч$ C_{23} и др.) соответствуют типу Б, который генетически связан с гумусово-сапропелевым ОВ и умеренно восстановительными условиями. Они характеризуются содержаниями серы 5,63–6,48 % (табл. 13.1).

Таблица 13.1

Сравнение генетических показателей нефти и конденсата Моктаконского НГКМ с нефтями разных фашиально-генетических типов [9]

Параметр	Генетический тип неизменных нефтей по [77]			Моктаконское НГКМ	
	А	Б	В	Нефть	Конденсат
Пристан/ фитан	≤1	1–2	2–4 и более	0,61	1,20
∑ ЦГ/∑ ЦП	<1			1,11	1,67
этилбензол/ ∑ ксилолов	0,25–0,75	0,15–0,25	0,03–0,15	–	–
$K_{изо}^*$	0,4–0,9	0,3–0,7	0,2–0,3		
$K_{мC_6}^{**}$	0,5–0,7	0,3–0,5			
Максимум генетических <i>n</i> -алканов	$C_{15}–C_{19}$	$C_{15}–C_{22}$ или $(C_{15}–C_{19}) +$ $+ (C_{22}–C_{29})$	$C_{22}–C_{29}$	$C_{15}–C_{17}$	C_{11} и C_{14}
Нч/ч C_{23}^{***}	<1	1	>1	0,92	1,0
Сера, % на нефть	≥0,5	0,2–0,5	10–20 и более	1,4–2,0	5,63–6,48
Парафин, % на нефть	≤5	5–7		1,1	–
$\delta^{13}C$, ‰	(–28)–(–35)	(–25)–(–30)	(–24)–(–28)	–31,2	(–30,8)–(–35,3)

* $K_{изо}$ – коэффициент изопреноидности, $K_{изо} = (Pr + Ph)/(n-C_{17} + n-C_{18})$.

** $K_{мC_6}$ – коэффициент метаморфизма, который равен отношению $n-C_6/(изо-C_6 +$ цикланы $C_6)$.

*** Нч/ч C_{23} – коэффициент нечетности.

Сочетание сульфатно-карбонатных коллекторов и вод, содержащих сульфат-ион, в сочетании с высокотемпературной геологической обстановкой стимулируют сложный геохимический процесс в залежах, результатом которого является общее увеличение в углеводородном балансе ароматических соединений и образование сложных углеводородных систем с серой (меркаптаны, тиофены), приводящих к повышению плотности флюида. В настоящее время сложно окончательно определить степень переформирования или разрушения залежей, но о том, что флюиды претерпели существенные изменения, свидетельствует их состав [9].

Все существенные изменения в первичной залежи с метановыми нефтями произошли, видимо, в эпоху траппового магматизма. Широкое проявление трапповых термодинамических процессов привело в первую очередь к диспропорции между алканами нормального строения с их разветвленными изомерами, которая выразилась в резком возрастании содержания *n*-алканов. Если в малоизмененных метановых нефтях карбонатных отложений рифея Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления отношение *n*-алканы/*изо*-алканы близко к единице, то в нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ оно составляет 3,1.

В. А. Чахмачев (1983 г.) на примере нефтей разных регионов показал, что при термометаморфизме залежей в легких аренах (C₆-C₉) закономерно возрастает содержание бензола, толуола и метаксилола при одновременном снижении концентрации этилбензола. Сравнительный анализ содержаний аренов в нефти и конденсатах кембрийских отложений Танаchino-Моктаконской зоны с концентрацией аренов в нефти рифея Юрубчено-Тохомской зоны свидетельствует о заметном росте концентраций бензола и толуола в нефти и особенно в конденсате первой зоны над нефтями литологически однотипных отложений последней (табл. 13.1).

Отношение толуол/бензол в целом соответствует закономерностям, установленным Д. И. Дроботом (1988 г.) для нефтей и конденсатов Сибирской платформы. Лишь в нефти скважины 5 Юрубчено-Тохомского месторождения бензола содержится больше, чем толуола. Такое отношение, по данным этого исследователя, устанавливается в основном для нефтей с аномально низкими концентрациями аренов, что можно объяснить их миграционной природой. По мнению И. С. Старобинца (1986 г.), аномально высокое содержание аренов – 8,43 % – в конденсатах (табл. 13.2) на фоне пониженных концентраций шестичленных нафтенев может служить доказательством их вторичного образования в результате дегидрирования шестичленных нафтенев серой.

Широкое внедрение на территории Бахтинского мегавыступа (Южно-Тунгусская НГО) в отложения раннего палеозоя – раннего мезозоя трапповых интрузий привело к частичному разрушению вторичной нефтегазовой залежи горизонта А-VI Моктаконского НГКМ и третичной вертикальной миграции легких и паробразных углеводородных компонентов залежи по тектоническим нарушениям и зонам трещиноватости.

Таблица 13.2

Сопоставление содержаний аренов в нефтях
и конденсатах рифея – кембрия [9]

Месторождение, номер скважины	Глубина, м	Возраст отложений, горизонт	Тип флюи- да*	Содержание аренов, %			
				Бензол	Толуол	Ксило- лы	Этилбен- зол
<i>Юрубчено-Тохомская зона</i>							
Юрубчено- Тохомское, 5	2 284–2 295	R	H	1,77	0,59	–	–
Оморинское, 2	2 427–2 435	V	K	0,35	1,0	1,16	0,16
<i>Таначино-Моктаконская зона</i>							
Моктаконское, 1	3 303–3 325	С, А-VI	H	1,69	7,90	—	–
	3 207–3 257	С, А-V	K	5,87	8,43		

* H – нефть; K – конденсат.

Следствием явилось образование многопластовых месторождений и залежей с формированием в вышележащих горизонтах А-I и А-V преимущественно газовых и газоконденсатных систем. Массоперенос УВ из залежей в эпоху траппового вулканизма имел свои очень важные особенности:

1) рассеяние УВ из нефтегазовых залежей в перекрывающие отложения происходило при значительных перепадах давления и температуры, причём эти перепады были как по разрезу, так и в плане, осуществлялись крайне неравномерно;

2) миграция УВ к поверхности происходила через отложения, которые характеризуются чередованием ангидритов и карбонатов с разной степенью глинистости.

Особенности изменения газонефтяных систем при фильтрации через карбонатно-ангидритовые породы экспериментально изучены А. Г. Милешиной и др. (1983 г.). Показано, что для карбонатных пород и ангидритов в фильтрате относительно увеличивается доля асфальтосмолистых веществ и аренов и снижается содержание метанонафтеновых УВ. Все это проявилось в нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ (табл. 13.3, 13.4).

Изменение физико-химических свойств и конденсатов Таначино-Моктаконской зоны [9]

Месторождение, номер скважины	Глубина, м	Горизонт	Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Содержание, % вес.			Выход фракции до 200 °С, %	Групповой состав УВ с $T_{н.к} = 200$ °С, %	
					Твердые парафины	Сера общая	Смолы силикагелевые		Ароматические	Нафтенновые
Моктаконское, 1	3 303–3 325	А-VI	Н	822,4	2,04	3,22	35,69	28,24	24,80	46,96
	3 292–3 314			1,1	1,75	45,0	37,69	16,51	45,80	
	3 207–3 257	A-V	К	833,6	2,00	–	–	73,20	5,36	21,44
Таначинское, 3	2 144	А-I	К	802	5,63	–	62,8	30,0	14,2	56,0
	1 883–1 842			812,3	6,48	88,0	62,8	7,45	29,8	
Таначинское, 2	1 880			834	–	–	83,0	49,3	13,9	36,8

Таблица 13.4

Соотношения между индивидуальными УВ в конденсатах и нефти различных нефтегазоконденсатных месторождений [9]

Показатель	Месторождения					
	Марковское		Моктаконское		Собинское	
	Конденсат	Нефть	Конденсат	Нефть	Конденсат	Нефть
<i>n</i> -Гексан	1,0	0,3	2,13	0,35	1,31	5,3
<i>n</i> -Гептан						
Изогексаны	1,2	0,7	0,19	0,53	1,36	0,74
<i>n</i> -Гексан						
Метилциклопентан						
Циклогексан	0,9	0,3	0,1	1,13	0,47	0,11
Изогексан						
Цикланы C ₆	5,3	1,5		0,30	4,94	0,96

В связи с тем что разрушение вторичной нефтегазовой залежи происходило в аномальной термодинамической обстановке, на путях миграции фазово-ретроградные процессы привели к быстрому выпадению жидкой фазы, поэтому при достижении легкими и парообразными углеводородами ближайшей по разрезу ловушки (горизонт А-V) в нем сформировалась конденсатная залежь с относительно тяжелыми конденсатами, аномально (73,2 %) обогащенными аренами. При миграции газоконденсатных систем углеводородная и фазовая дифференциация взаимосвязаны, поэтому в соответствии с растворимостью жидких УВ в сжатых газах от их молекулярной массы и строения отразились химические особенности конденсатов, генетически связанных с нефтью.

Для качественной оценки ретроградных явлений большинство исследователей предлагают использовать ряд соотношений между легкими УВ с разной упругостью пара.

По данным Н. Н. Абрютиной и других (1984 г.), рекомендуется ограничиваться рассмотрением отношений: *n*-гексан/*n*-гептан, изогексаны/*n*-гексан, метилциклопентан/циклогексан, изогексаны/цикланы C₆. Они должны быть ниже в нефти, чем в генетически связанном с ней конденсате. Важно подчеркнуть, что наиболее ярко эта закономерность проявляется в тех случаях, когда система «нефть – конденсат» образовалась за счет фазовых перераспределений компонентов углеводородного флюида, однократно поступившего в залежь. В пределах Бахтинского мегавыступа для венд-нижнекембрийских отложений можно наметить по крайней мере три эпохи пополнения залежей новыми порциями УВ при активизации процессов нефтегазообразования.

Первая наиболее древняя эпоха охватывает средний кембрий – ордовик, вторая приходится на силур и девон, третья эпоха имела место в перми, раннем – среднем триасе.

Поступление новых порций УВ в залежи могло привести либо к частичному оттеснению их из ловушек, либо к полному переформированию за счет вертикальной миграции (табл. 13.4). Этот процесс получил наиболее широкое развитие в пермо-триасовое время, на которое приходится основной этап гидро- и термодинамической активизации, коренным образом изменившей геохимический облик залежей и обусловившей ретроградные процессы, поэтому рассмотрим изменение

приведенных выше соотношений УВ соединений в нефтях и конденсатах с нефтями и конденсатами других районов (табл. 13.4).

Из представленных в табл. 13.4 данных видно, что для флюидов Моктаконского месторождения эта закономерность нарушена, значения всех коэффициентов, кроме отношения *n*-гексан/*n*-гептан, в нефти выше, чем в конденсате.

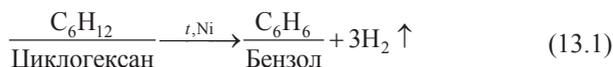
Таким образом, нефть и конденсат Марковского и Собинского месторождений генетически связаны между собой, а для конденсата горизонта А-V и нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ о признаках генетической связи можно судить только по отношению *n*-гексан/*n*-гептан. Это закономерно, так как залежи Моктаконского НГКМ испытали наряду с неоднократными воздействиями ретроградных явлений еще и наложения термохимических процессов, приведших к увеличению в конденсате аренов и снижению доли парафинов изомерного строения.

Температурное воздействие интрузий на осадочные породы разного литологического типа (карбонатные, терригенные), содержащие скопления УВ, оценивалось многими исследователями. В. В. Казаринов на основании битуминологических и углепетрографических исследований показал, что зона теплового ореола, создаваемого пластовым трапповым телом, достигает для карбонатных пород двух мощностей интрузии. Тепловое воздействие траппового тела толщиной 100 м оценили В. Г. Меламед и В. В. Ревердатто. Их расчеты свидетельствуют о том, что в зоне до 32 м от контакта с пластовой интрузией нефть метаморфизуется полностью, а на расстоянии до 60 м вмещающая толща должна быть прогрета до 200 °С. С. А. Кашенко (1988 г.) по гидротермальным минералам изучил температуры, которые могли быть созданы во вмещающих отложениях при внедрении интрузий в зависимости от их толщины. По распределению в основной массе пород таких минералов, как актинолит, брусит, волластонит, гранат, диопсид, мусковит, магнезит, пренит, сфалерит, тремолит, флогопит, эпидот и других, минимальные температуры прогрева вмещающих осадочных пород при толщине интрузии 68–211 м и расстоянии от верхней интрузии 44–360 м и 25–217 м от нижней могли составлять 200–400 °С.

В результате столь значительного прогрева осадочных толщ в среднекембрийско-ордовикских залежах активизировались ретроградные явления, а в интервалах разреза, где температурный прогрев состав-

ляет около 150–200 °С, начались термохимические процессы. И в нефтях, и в конденсатах резкие изменения концентрационного химического состава и физических свойств флюидов отразились именно во фракциях с температурой н. к. до 200 °С. В естественных условиях в температурном диапазоне 150–200 °С в присутствии природных катализаторов возможны реакции дегидрирования и присоединения (рис. 13.1).

Проявлением термокаталитических процессов и ретроградных явлений объясняется резкое снижение в УВ-флюидах трапповых районов доли *n*-гексана и *n*-гептана, пятичленных нафтенов; увеличение содержания шестичленных нафтенов, аренов; преобладание в последних толуола над бензолом, который мог образовываться при температурных процессах в присутствии природных катализаторов по схеме



В связи с этим для определения степени преобразованности залежей первостепенное значение приобретают такие показатели, как бензол/циклогексан, толуол/бензол, толуол/метилциклогексан, толуол/ЦГ (рис. 13.1).

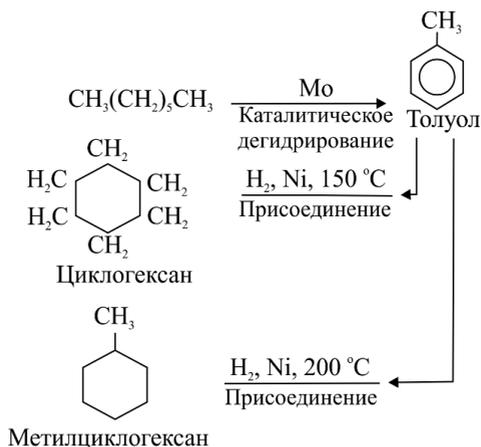


Рис. 13.1. Схема вероятной термохимической деградации нефти и конденсата Моктаконского НГКМ

Проблема генезиса нефтей на поисковом этапе и при проведении геохимических поисков на региональном этапе, особенно при оценке крупных территорий, имеет существенное значение. Обычно по немногочисленным данным на основе имеющихся физико-химических характеристик решить проблему генезиса и установить степень зрелости нефтей часто невозможно.

Для решения этих вопросов применим анализы индивидуального состава бензиновых фракций нефти, используя методику А. И. Гусевой и др. (1989 г.), табл. 13.5.

Из таблицы следует, что нефть Моктаконского НГКМ имеет следы деградации нефти, проявившейся в изменении коэффициентов: \sum циклопентанов/ \sum циклогексанов C_7, C_8 ; \sum алканов/ \sum нафтен C_6-C_8 ; этилбензол/ \sum ксилолов.

Таблица 13.5

Генетические коэффициенты нефти горизонта А-VI Моктаконского НГКМ [9]

Генетические коэффициенты нефти	Значения генетического коэффициента для нефтей из морского ОВ	Моктаконское НГКМ, пласт А-VI	Заключение о типе ОВ, генерировавшего нефть
$K_1 = \text{изо}-(C_{19} + C_{20}) / (C_{17} + C_{18})$	0,2–1,0	0,4	Морское ОВ
Этилбензол/ \sum ксилолов	$\geq 0,3$	–	Признак термодегradации нефти
\sum алканов/ \sum нафтен C_6-C_8	$\leq 1,0$	43,16	
\sum циклопентанов/ \sum циклогексанов C_7, C_8	$\geq 0,7-1,0$	0,02	
$\sum n-(C_{13}-C_{15}) / \sum n-(C_{23}-C_{25})$	$\geq 1,0$	1,6	Морское ОВ
$n-(C_{15} + C_{17}) / 2n-C_{16}$	$\geq 1,2$	2,12	

Основным процессом, приводящим к образованию сераорганических соединений, является дегидрирование шестичленных нафтен C_6 серой, что объясняет отсутствие элементарной серы в нефтях Моктаконского НГКМ. Это в первую очередь связано с термической стабильностью сераорганических соединений и серы. Порог термической стабильности, определяемый температурой кипения, для серы составляет 112,3 °С, для дисульфидов (например, диэтилсульфида) он еще меньше – 92,1 °С.

Образование сераорганических соединений в залежах УВ однозначного понимания не имеет. Исследователи, занимающиеся изуче-

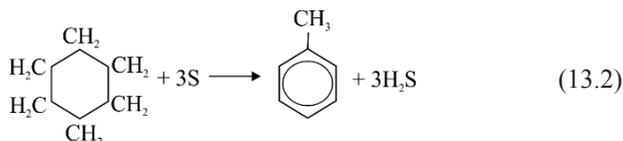
нием сераорганических соединений в нефтях юга Сибирской платформы, показали, что в зоне низкотемпературного режима недр состав сераорганических соединений нефтей карбонатных комплексов весьма разнообразен. Тем не менее выявленные специфические особенности распределения сераорганических соединений нефтей по фракциям остаются постоянными. Сернистые компоненты фракций, выкипающих до 300 °С, состоят из меркаптанов и сульфидов.

Р. Д. Оболенцев, А. Я. Байкова (1973 г.), исследовав сернистые соединения карбонатных фаций Волго-Уральской провинции, пришли к выводу, что связанные с ними нефти имеют низкий предел термической стабильности и, как правило, характеризуются присутствием значительных количеств меркаптанов и меньших – сульфидов.

В нефтях сульфатно-галогенно-карбонатного комплекса Мокшаконского месторождения основной процент сераорганических соединений составляют сульфиды, максимальное содержание которых (51,8–57,6 %) приходится на фракции 150–300 °С. Высокое их количество в нефтях и отсутствие дисульфидов Д. И. Дробот и другие (1988 г.) связывают с разрушением дисульфидов.

Образовавшаяся элементарная сера в дальнейшем была израсходована на реакции дегидрогенизации. Этими процессами можно объяснить отсутствие в нефти элементарной серы. В эпоху траппового магматизма при высоком прогреве уже существовавших залежей вследствие реакции между элементарной серой нефтью и пород с УВ произошли существенные изменения в составе первичной нефти.

Исходя из пониженного содержания нафтеновых УВ в нефтях сульфатно-галогенно-карбонатных комплексов по сравнению с нафтеновыми УВ в нефтях карбонатных комплексов, менее подверженных воздействию прогревающего эффекта в эпоху траппового магматизма, можно предположить, что в зонах высоких температур нефти и конденсаты подвергались вторичным изменениям, в частности интенсивному осернению по схеме



Наименее понятным остается процесс образования меркаптанов. По мнению А. И. Поливановой, Г. С. Акоповой, О. Ф. Тузулукова (1979 г.), образование меркаптанов может происходить в результате взаимодействия углеводородов с сероводородом. На практике такие процессы зафиксированы П. М. Ломако (1985 г.) при разработке залежей Оренбургского месторождения.

Вслед за разрушением углеводородов нормального строения интенсивность разложения образует определенный ряд: моноциклические нафтеновые углеводороды → ароматические углеводороды бензольного ряда → изопреноидные углеводороды. Именно этим процессам, по мнению О. К. Баженовой, обязано возникновение непрерывного генетического ряда веществ: мальты → асфальты → асфальтиты → оксикериты → гуминокериты.

Некоторые продукты природного изменения нефтей (матричные и высоковязкие нефти, мальты) относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ) углеводородов. Матричная нефть, по Н. А. Скибицкой [82], формируется из карбонатно-органического вещества в процессе преобразования его органической полимерной составляющей последовательно в вещество подобное керогену, асфальтены, тяжелые смолы, легкие смолы, масла. Такие запасы часто содержат целый набор сернистых соединений и ценных металлов, в том числе ванадий, никель и др. Промышленное освоение этих месторождений сопряжено со значительными затратами, связанными с применением специальных энергоемких технологий добычи, транспортировки к местам переработки, а также сложностью самой переработки.

Перспективным путем решения этой проблемы, по мнению ВНИГНИ и Всероссийского научно-исследовательского института по переработке нефти (ВНИИ НП), В. В. Грибкова и М. Д. Белонина (1989 г.), может стать территориально-технологическое совмещение добычи и переработки в едином добывающем и перерабатывающем комплексе. Для месторождений Южно-Тунгусской НГО впервые такое решение было предложено в работе [9]. В основе данного комплекса лежит процесс получения синтетических светлых нефтепродуктов и висбрекинга, включаемого в технологию термического крекинга на малых нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). Непосредственно на промысле можно будет сразу получать из нефти и конденсата бензин, дизельное мотор-

ное топливо и нефтяной кокс, содержащий попутные металлы. Для перспективных Анабаро-Хатангской и Анабарской НГО это единственный реально возможный шанс освоения битумов и окисленных нефтей, а также реальный путь обеспечения нефтепродуктами транспортных артерий Северного морского пути и поддержка амбициозного проекта «Восточно-Таймырский кластер».

Ниже рассмотрим нестандартные случаи загрязнения почв и атмосферы нефтепродуктами, газами и химические следствия их трансформации.

13.2. Загрязнение почв и атмосферы и химические следствия их трансформации

В больших количествах нефть, газ и пластовые воды попадают в почвы и атмосферу в процессе открытого (аварийного) фонтанирования скважин и при сжигании продукции скважин на факелах.

В таких ситуациях трансформация УВ в почвах и на ее поверхности имеет свои особенности, обусловленные массовым (залповым) развивающимся сбросом их на почвы и выбросами в атмосферу (рис. 13.2), а также длительным сохранением последствий, когда образуются техногенные подмерзлотные микрозалежи, как это имело место на Ванкорской площади.

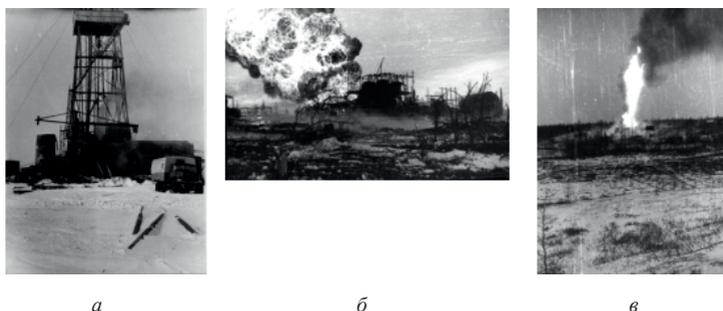


Рис. 13.2. Развитие последствий газового фонтана на скважине 11 Лодочного месторождения: *а* – начало газового фонтанирования; *б* – через 8 ч; *в* – через 15 ч неуправляемого фонтанирования скважины

Нам всегда казалось, что инженерная мысль позволяет предвидеть все. Но еще Ф. Энгельс писал: «...не будем, однако, слишком обольщаться нашими победами над природой... Каждая из этих побед имеет, правда, в первую очередь те последствия, на которые мы рассчитывали, но во вторую и третью очередь совсем другие, непредвиденные последствия, которые очень часто уничтожают значения первых...» В нашей ситуации никто не рассчитывал, что после Ванкора еще будут такие случаи, а они повторяются – человеческий фактор.

На рис. 13.3 и 13.4 приведены последствия открытого фонтанирования на Ванкорской площади. На рис. 13.3, *а* четко фиксируются контуры ореолов почв, залитых нефтепродуктами, а на рис. 13.3, *б* – сосредоточенные выходы газа из техногенных залежей под мерзлотой, которые в грозные дни горели огоньками, как у храма огнепоклонников в Кирамкинской долине на полуострове Апшерон.

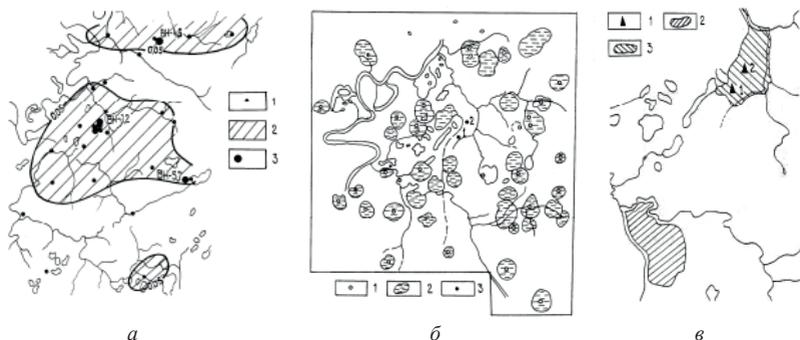


Рис. 13.3. Пример загрязнения атмосферы при нерегулируемом выбросе на Ванкорской площади: *а* – загрязнение нефтепродуктами: 1 – точки опробования; 2 – содержания нефтепродуктов выше предельно допустимых концентраций (ПДК); 3 – скважины и их номера; *б* – выходы газа в атмосферу (по В. В. Турбину, Е. М. Сергию и др., 1990): 1 – сосредоточенный выход газа; 2 – то же рассеянный; 3 – техногенные кратеры на устьях скважин 1 и 2; *в* – схема антропогенных нарушений: 1 – скважины 1 и 2; 2 – участок с выгоревшим моховым покровом; 3 – то же, покрытый песчано-глинистыми выбросами из аварийной скважины

В апреле 1990 г. площадь, в пределах которой фиксировались грифоны, составляла около 35 км². Летом разгрузка газов через грифоны активизируется и количество их растет. Замеры, проведенные приборами ШИ-3, ШИ-10 при скорости ветра 3–4 м/с, показали присутствие

углеводородов в воздухе приземной атмосферы до 4 % вблизи не горящих грифонов.

Они заполнены пластовой водой из отложений яковлевской свиты и фильтрата бурового раствора. В обоих случаях эти смеси содержат нефтепродукты.

Участки с выгоревшим моховым покровом и кратеры видны на космических снимках высокого разрешения по сей день (рис. 13.4).

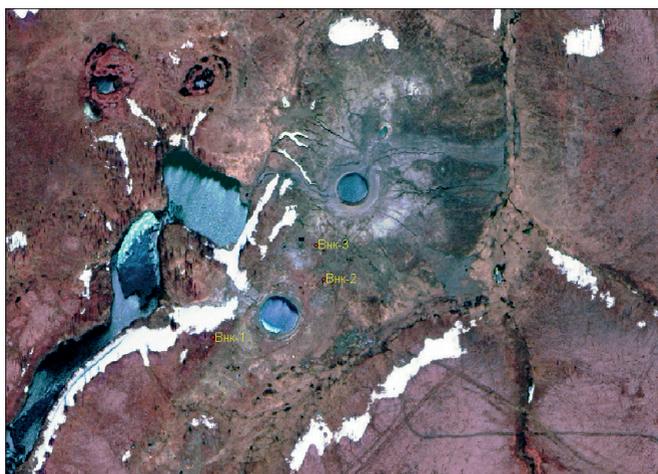


Рис. 13.4. Современный вид площади антропогенных нарушений из космоса (после аварийных выбросов в кратеры)

В результате возникает вопрос о спектре нефтепродуктов, попавших в почвы и атмосферу. Для этого на Юрубчено-Тохомском месторождении был проведен натурный эксперимент.

Натурные исследования состава и количества веществ, образующихся при сжигании продуктов испытания скважин какими-либо стандартными, сертифицированными методиками, на тот момент обеспечены не были. Наиболее эффективной и простой представляется методика, разработанная коллективом авторов В. Б. Наливайко, Л. П. Фомченков, В. А. Ярош (1991 г.) и примененная Всесоюзным ордена «Знак почета» НИИ противопожарной обороны при проведении натурных испытаний на скважине 5 Юрубчено-Тохомского месторождения. Рассмотрим дан-

ный эксперимент, так как этот подход может быть, по нашему мнению, использован в практике геологоразведочных работ при определении конкретных величин продуктов горения на факеле и их дальнейшей трансформации в различных средах (рис. 13.5, 13.6).

В линии отбора проб устанавливается тройник, на выходах которого монтируются химические определители газов. В описываемом

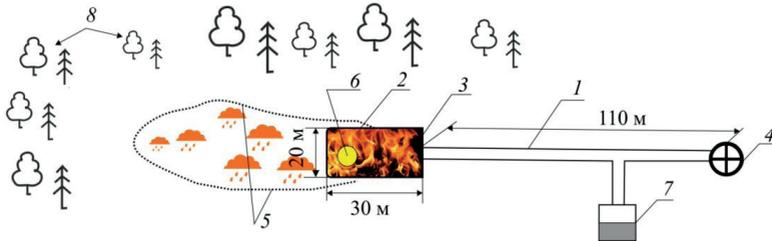


Рис. 13.5. План площадки натурального эксперимента на скважине 5 Юрубчено-Тохомского месторождения (по материалам производственного геологического объединения (ПГО) «Енисейнефтегазгеология», 1991 г.): 1 – струна; 2 – резервуар с нефтью; 3 – площадь разлива нефти (очаг горения); 4 – устье скважины; 5 – зона разлета продуктов горения нефти; 6 – точка отбора продуктов горения нефти; 7 – резервуар; 8 – граница лесного массива

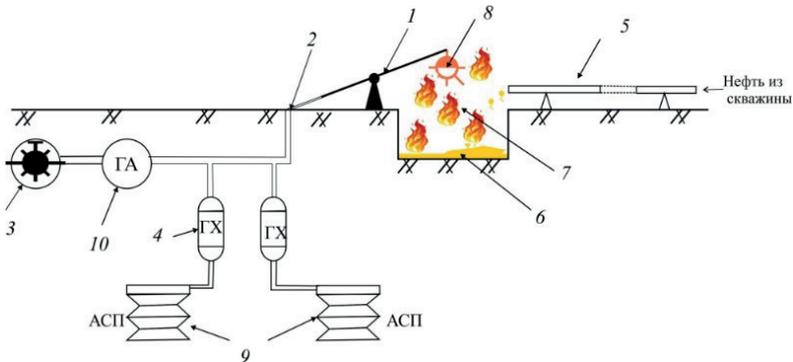


Рис. 13.6. Схема натурального эксперимента (по материалам ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1991 г.): 1 – шест; 2 – линия для отбора проб; 3 – побудитель расхода; 4 – химический определитель; 5 – струна (выкидная линия); 6 – амбар; 7 – очаг горения; 8 – зонд; 9 – аспиратор (АСП); 10 – газоанализатор углеводородов

мом конкретном случае использовались определители газов ГХ-4 или фирмы Dräger. Ими устанавливались концентрации оксида и диоксида углерода, диоксида серы, оксидов азота в отходящих продуктах горения нефти. С помощью анализатора Exwan, находящегося в линии отбора проб перед побудителем расхода, измеряли концентрации органических веществ. Кроме газообразных веществ, производили замер концентрации сажи в отходящих продуктах горения. При этом на конце зонда устанавливается фильтр, представляющий собой стеклянную трубку диаметром 6 мм с фильтрующим элементом из хлопчатобумажной ваты массой 0,1 г. Продукты горения нефти пропускали через фильтр в течение 1 мин. После этого фильтр повторно взвешивали. По разнице массы определяли количество сажи, собравшейся на фильтре. Зная расход газа через линию отбора проб, рассчитывали концентрацию сажи в отходящих продуктах горения.

Опыт проводился следующим образом. На устье скважины открывали задвижку и подавали нефть через струну в амбар, где ее поджигали. При этом начиналось горение нефти как вытекающей из трубы, так и собиравшейся в амбаре. Затем, манипулируя шестом, заводили зонд в поток отходящих продуктов горения.

При полном сгорании газа в случае достаточного доступа в зону горения кислорода из основного горючего компонента газа – метана должны были образоваться углекислый газ и вода. Натурный эксперимент по свободному сжиганию показал другие параметры. Из реального газа выделились CO_2 , CO , NO , CH , а при сжигании нефти и конденсата еще присутствовали сажа и SO_2 (табл. 13.6).

Таблица 13.6

Результаты эксперимента при сжигании УВ из отложений рифея скважины 5 Юрубчено-Тохомского месторождения (по данным ОАО «Енисейнефтегаз»)

Вид топлива	Определяемое вещество, мкг/г					
	CO_2	CO	NO	SO_2	CH	Сажа
Нефть	2 500	69	0,8	0,5	60	77
Конденсат	3 000	6,3	0,4	0,5	10	–
Газ	2 500	1,0	6,7	–	15	–

В процессе эксперимента было также замечено, что интенсивное горение нефти приводит к образованию аэрозолей из частиц топлива, которые подхватываются восходящим потоком продуктов сгорания и разносятся, оседая затем по ходу их движения.

По результатам анализа понятно, что СН и сажа содержат в своем составе летучие продукты горения, поэтому они тоже были изучены в нефти и конденсате (табл. 13.6–13.8). По количеству в нефти было обнаружено 69 летучих органических соединения (ЛОС), в конденсате – наполовину меньше и иной качественный состав, чем в нефти.

ЛОС, идентифицированные в нефти и конденсатах, имеют очень широкий спектр. В нефтях идентифицировано 69 соединений (табл. 13.8), среди которых метилбензол или толуол $C_6H_5-CH_3$, 1,2-диметилбензол $1,2-C_6H_4(CH_3)_2$ или C_8H_{10} , нонан C_9H_{20} , декан $C_{10}H_{22}$, ундекан $C_{11}H_{24}$ имеют выход более 20 мкг/г. Спектр летучих органических соединений в продуктах сгорания конденсатов уже (табл. 13.7). Доминирующими веществами в продуктах сгорания являются гептан $CH_3(CH_2)_5CH_3$, 2,3-диметилгептан $CH_3CH_2CH_2CH_2CH(CH_3)CH(CH_3)_2$ и нонан.

Таблица 13.7

Летучие органические продукты горения конденсата, мкг/г

Вещество	Концентрация	Вещество	Концентрация
2-Метилпентан	2,34	1-Этил-1-метилциклопентан	2,13
3-Метилпентан	1,17	2,5-Диметилгептан	1,0
Гексан	14,30	4-Метилоктан	13,2
Этилциклобутан	1,5	3-Метилоктан	10,0
Бензол	14,9	Не распознано	1,34
2,3-Диметилгексан	5,2	Нонан	24,2
Гептан	50,4	Пропилциклогексан	2,34
Метилциклогексан	4,18	3-Метилнонан	2,18
2-Метилгептан	10,7	2-Диметилнонан	2,0
Метилбензол	11,2	Не распознано	1,17
3-Метилгептан	8,85	2,3,4-Триметилгептан	2,67
1,3-Диметилциклогексан	3,0	2-Метилнонан	2,17
2,3-Диметилгептан	50,1	3-Метилнонан	2,0
2,6-Диметилгептан	1,5	2,4-Диметилгептан	5,0
Итого	179,34	Итого	71,40

Таблица 13.8

Летучие органические продукты горения нефти

Вещество	Выход, мкг/г	Вещество	Выход, мкг/г
Бензол	3,6	Пропилциклогексан	4,7
3-Метилгексан	0,55	2,6-Диметилотан	3,6
3,3,4-Триметилгексан	10,2	1-Этил-2,3-диметилциклогексан	1,0
Метилциклогексан	1,6	Не распознано	1,0
2-Метилгептан	4,0	Пропаннитрил, нитрил,	6,5
Метилбензол	21,7	3-фенилэтиламин	4,0
3-Метилгептан	4,3	3-Этил-2,4-диметилпентан	18,0
1,3-Диметилциклогексан	1,7	1-Этил-2-метилбензол	12,1
Октан	4,7	2-Метилнонан	8,8
2,6-Диметилгептан	0,75	1,2,4-Трибензол	8,0
2,3-Диметилгексен	4,2	1,1-Оксибисоктан	2,7
Этилбензол	8,5	1-Этил-4-метилбензол	2,4
4-Метилотан	13,3	1-Метил-3-пропилциклогексан	1,9
1,2-Диметилбензол	45,6	Не распознано	51,0
1-Этил-4-метилциклогексан, ц	2,3	1,2,4-Триметилбензол	0,65
1-Этил-4-метилциклогексан, т	1,1	2-Метилпропилбензол	0,75
1,4-Диметилбензол	15,0	1-Метилпропилбензол	1,4
Нонан	75,6	Нонакозан	1,1
1-Этил-4-метилциклогексан	0,7	2,5-Диметилнонан	6,5
3-Метилгептан	0,8	4-Метилдекан	0,65
Не распознано	0,6	1-Метил-3-(1-метилэтил)бензол	1,5
1,2,3-Триметилбензол	3,1	6-Этил-2-метилотан	3,5
Гептодекан	1,6	Октилциклогексан	0,6
2,5-Диметилундекан	2,0	Пентилциклопентан	1,0
1-Метил-3-пропилбензол	5,0	6-Метилтридекан	6,9
4-Метилдекан	6,1	5-Метилдекан	0,7
5-Бутилнонан	1,0	6-Этил-2-метилотан	2,0
2-Этил-1,4-диметилбензол	0,8	Пентилциклогексан	0,8
1-Этил-4-метилциклогексан	1,7	Тритетраотан	0,8
1-Этил-3,5-диметилбензол	0,75	2,4-Диметилундекан	5,6
1-Этил-2-метилциклогексан	1,0	7-Метилгексодекан	5,0
Ундекан	20,5	3-Метилдекан	3,6
Не распознано	0,7	Додекан	0,9
2-Метил-5-(1-метилен)циклогексанон	1,5	3-Этил-2-метилгептан	1,1
5-Метилундекан	1,1	2,6,11-Триметилдодекан	0,85
		3-Метилундекан	
Итого	267,65	Итого	171,60

Из данного эксперимента становится понятно, почему площадка и факельная зона практически чисты от органических загрязнителей, а на расстоянии 100–250 м от площадки через короткий промежуток времени наблюдается пожухлая растительность, засохшие деревья и повышенные концентрации преобразованных продуктов горения в почвенном слое.

Различные классы УВ, входящих в состав нефтей и продуктов их сгорания, в почвах подвергаются окислению в различной степени.

Л. А. Кодиной была в 1988 г. создана классификация нефтей по их способности к биодegradации, позволяющая оценить, насколько прошла биодegradация отдельных компонентов нефти. В данной классификации выделено пять групп компонентов нефтей по их устойчивости к биодegradации. Степень биодegradации компонентов по отношению к исходному содержанию меняется от 0 до 100 % (табл. 13.9).

Таблица 13.9

Классификация компонентов нефти по их способности к биодegradации
(по Л. А. Кодиной, 1988)

Группа	Отношение к воздействию микробов	Степень биодegradации по отношению к исходному содержанию, %	Компоненты нефти
I	Высокочувствительные	80–100	<i>n</i> - и <i>изо</i> -алканы
II	Чувствительные	60–80	Циклоалканы с 1, 5, 6 и двумя кольцами, моноарены, <i>s</i> -ароматика
III	Умеренно чувствительные	45–60	Циклоалканы (3 и 4 кольца), ди- и триароматические УВ
IV	Устойчивые	30–45	Тetraароматические УВ, тритетраалканы, стераны, нафтенo-ароматические УВ
V	Высокоустойчивые	0–30	Пентаароматические УВ, асфальтены, смолы

Летучие неорганические компоненты сгорания тяжелых фракций нефти Красноярского края по данным исследования микрокомпонентного состава могут содержать хром, мышьяк, цинк, никель, медь и их соединения [9]. Большинство из них (мышьяк, никель, хром и их соеди-

нения) канцерогенные. Перечисленные пять элементов и их соединения плохо перерабатываются природой и пагубно влияют на все живые организмы.

И атмосфера, и гидросфера не являются инертными системами, поэтому поступающие в них УВ реагируют не только между собой, но и с отдельными компонентами атмосферного воздуха и природных вод, образуя большое количество вторичных, нередко и более многоцикловых токсичных веществ, более опасных, чем первичные продукты. В. И. Вернадский (1971 г.) по этому поводу в своих размышлениях писал: «Старое не разрушается, но исчезает, расплывается благодаря созданию нового, и часть этого нового оказывается сущою в старом, хотя и не была в нем видна». Следовательно, нужно иметь представление о тех химических превращениях УВ, которые могут протекать в природных средах.

Эти процессы и их химизм широко освещены в современной литературе, поэтому ниже остановимся только на тех химических и биохимических превращениях углеводов, знание которых необходимо при решении наиболее распространенных экологических задач в нефтегазовой практике.

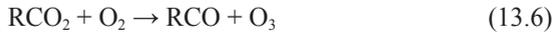
13.3. Процессы, протекающие в атмосфере

Атмосферу вследствие сложного состава и структуры воздуха можно рассматривать как огромный коротковолновый реактор, основным окислителем в котором является кислород. В фотохимических реакциях, кроме кислорода, могут участвовать окислы азота, озон, сернистый газ, аммиак, гидроксильный радикал HO_2 , органические пероксидные радикалы (ROOR'), пероксиацетилнитрат (ПАН) и др. Наиболее реакционноспособный гидроксильный радикал HO_2 , далее по активности следуют озон и ПАН, а также ион NO_3 . Источником основного окислителя озона являются атомарный кислород и фотохимические реакции. В верхних слоях атмосферы под действием солнечной ультрафиолетовой радиации молекулы кислорода распадаются на атомы, которые, взаимодействуя с молекулами O_2 , дают молекулу озона. В числе наиболее вероятных фотохимических реакций образования озона, про-

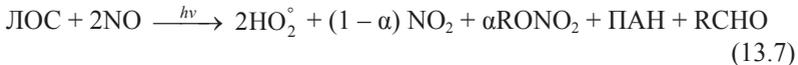
текающих в атмосфере, содержащей сернистые соединения, могут быть следующие:



В присутствии реакционноспособных углеводородов озон образуется при взаимодействии атомарного кислорода с углеводородами в реакциях свободных радикалов:

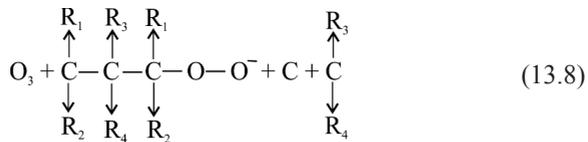


Пероксидные радикалы ROOR' и гидропероксидные радикалы HO₂ могут образовываться при наличии в атмосфере летучих органических соединений в результате взаимодействия их с гидроксильными радикалами:



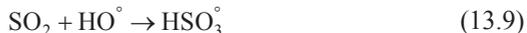
Здесь RONO₂ – органические нитраты; RCHO – альдегиды; α < 1.

Данной реакцией не исчерпывается образование вторичных альдегидов. В этом плане особый интерес представляют реакции озона с олефинами, которые приводят к образованию перекисных альдегидов:



Оба образовавшихся вещества опасны для растений и оказывают раздражающее действие на слизистую оболочку человека. Реакции данного типа могут проходить в широком диапазоне температур. В интервале температур от –50 до +50 °С они энергетически выгодны.

С участием гидроксильного иона из диоксида серы образуется радикал HSO₃[°] по схеме

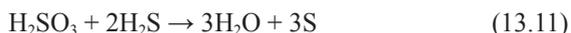


Он превращается в серную кислоту. Абсолютная скорость конверсии диоксида серы в дневное время составляет 0,5 %/ч. Реакция очень быстротечна, SO_3 превращается в серную кислоту почти мгновенно.

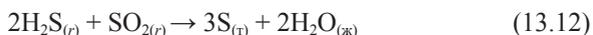
Окислы серы являются продуктами выброса в атмосферу с продуктами сжигания в факелах газообразных и в амбарах жидких углеводородов. В отдельных зонах с продуктами испытания скважин в газовой фазе может выбрасываться сероводород, который в кислых и нейтральных средах окисляется кислородом воздуха:



В продуктах сжигания сернистых газов и нефти может выбрасываться H_2SO_3 , поэтому одновременно не исключена и другая реакция:



Сероводород в газовом состоянии может окислять двуокись серы до элементарной серы и воды по реакции



Проведем термодинамический анализ реакции (13.12) и рассмотрим возможность прохождения реакции с кинетической точки зрения, так как оба компонента одновременно могут присутствовать в выбросах геологоразведочных производств. Ниже, по данным работ В. А. Рабинович (1978 г.), приведены термодинамические характеристики (стандартная энтальпия H° образования и стандартная энтропия S°) всех веществ, участвующих в рассматриваемой реакции (табл. 13.10).

Таблица 13.10

Термодинамические характеристики веществ
при стандартной температуре 298 К

Вещества	H° , кДж/моль	S° , Дж/моль
H_2S	-21	205,7
SO_2	-70,94	59,30
S	0	31,9
H_2O	285,83	70,08

Изменение энтальпии в результате реакции составляет

$$\Delta H_{298}^{\circ} = 0 - 285,3 - [21 - (-70,94)] = -235,89, \text{ Дж/моль.} \quad (13.13)$$

Изменение энтропии в реакции будет

$$\Delta S_{298}^{\circ} = 31,9 + 70,08 - (205,7 + 59,3) = -163,03 \text{ Дж/моль.} \quad (13.14)$$

Отрицательный знак изменения энтропии означает, что в результате реакции степень беспорядка в системе уменьшается.

Зависимость изобарного потенциала от температуры описывается уравнением

$$\Delta Y^{\circ} = \Delta H^{\circ} - T\Delta S^{\circ} = -235\,890 - 163,02, \text{ кДж/моль.} \quad (13.15)$$

Вычислим изобарный потенциал реакции при стандартной температуре (298 К):

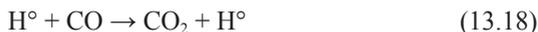
$$\Delta C_{298}^{\circ} = -235\,890 - 163,02 \cdot 298 = -187,3 \text{ кДж/моль.} \quad (13.16)$$

Отрицательное значение изобарного потенциала указывает на возможность самопроизвольного прохождения реакции в атмосфере. Одними из широко распространенных в выбросах компонентов являются непредельные углеводороды, которые могут в присутствии паров воды вступать в реакцию с двуокисью серы:



Реакции этого типа в природных условиях также энергетически выгодны вследствие отрицательных значений изобарно-изотермических потенциалов.

Наряду с окислами азота и серы в составе выбросов, как было показано выше, в атмосферу выделяются окислы углерода в форме оксида, который с участием радикала HO° в атмосфере преобразуется в диоксид углерода:



Между CO_2 атмосферы и CO_2 поверхностной гидросферы существует состояние подвижного равновесия. В случае, когда парциальное

давление CO_2 , растворенного в воде, выше, чем парциальное давление CO_2 в атмосфере, диоксид углерода выделяется в атмосферу. При обратном соотношении CO_2 поглощается водой из атмосферы.

Таблица 13.11

Термодинамические показатели процессов, могущих протекать в атмосфере
(по Г. Н. Панову, П. Ф. Петряшину, Г. Н. Лысяному, 1986, с сокращениями)

Предполагаемый процесс взаимодействия	Рассчитанные значения, кДж/моль		
	223 К (-50 °C)	273 К (0 °C)	323 К (+50 °C)
$\text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_3$	-307,1	-420,0	-480,1
$2\text{SO}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{SO}_3$	-550,0	-601,0	-770,1
$\text{SO}_2 + \text{C}_2\text{H}_6 \xrightarrow{\text{O}_2} \xrightarrow{h\nu} \text{C}_2\text{H}_5\text{SO}_3\text{H}$	+100,1	+41,7	+9,6
$\text{SO}_2 + \text{C}_2\text{H}_4 \xrightarrow{\text{H}_2\text{O}} \text{C}_2\text{H}_5\text{SO}_3\text{H}$	-635,0	-766,0	-820,0
$\text{SO}_2 + 2\text{H}_2\text{S} \rightarrow 3\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$	-855,0	-1 003,6	-1 011,4
$\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$	-383,0	-430,0	-499,8
$\text{C}_2\text{H}_4 + \text{O}_3 \rightarrow \text{CH}_2\text{O}^{*1)}$	-309,0	-550,5	-695,0
$\text{C}_2\text{H}_4 + \text{O}_3 \rightarrow \text{CH}_3\text{CHO}^{*2)}$	-236,1	-345,0	-427,0
$\text{C}_2\text{H}_4 + \text{O}_3 \rightarrow \text{HCOOH}^{*3)}$	-144,2	-282,0	-373,1
$\text{C}_2\text{H}_4 + \text{O}_3 \rightarrow \text{CH}_3\text{COOH}^{*4)}$	-96,2	-172,2	-326,0
$2\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$	-935,8	-1 007,2	-1 023,0
$2\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2\text{SO}_3 \rightarrow 3\text{H}_2\text{O} + 3\text{S}$	-687,0	-725,0	-784,1
$\text{NO} + \text{O}_3 \rightarrow \text{NO}_2 + \text{O}_2$	-687,0	-725,0	-784,1
$2\text{NO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{HNO}_3$	-144,0	-485,0	-575,1
$\text{HNO}_3 + \text{NH}_3 \rightarrow \text{NH}_4\text{NO}_3$	-650,0	-741,0	-825,0
$\text{NO} + \text{RCO}_3 \rightarrow \text{RCO}_2 + \text{NO}_2$	-535,0	-570,2	-660,5
$\text{NO} + \text{RO}_2' \rightarrow \text{NO}_2 + \text{RO}'$	-100,1	-195,2	-273,0
$\text{NO} + \text{RCO}_2 \rightarrow \text{RCO} + \text{NO}_2$	-141,9	-387,0	-443,4

*1) CH_2O – муравьиный альдегид.

*2) CH_3CHO – альдегид этанола и уксусной кислоты.

*3) HCOOH – муравьиная кислота.

*4) CH_3COOH – уксусная кислота.

На примере расчетов, выполненных Г. Е. Пановым, Л. Ф. Петряшиным, Г. Н. Лысяным (1986 г.) для выбросов Оренбургского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), приведем результаты расчетов термодинамической возможности реакций, происходящих при загрязнении атмосферы сжигаемыми газами (табл. 13.11), так как в отдельных нефтегазоперспективных районах края (Турухано-Норильский, Таначино-

Моктаконский и др.) будут в дальнейшем открыты и вовлечены в переработку газа и газовый конденсат, аналогичные Оренбургскому ГКМ. Геохимические исследования газов и конденсатов разных территорий, выполненные автором ранее (1990 г.), показали, что во всех флюидах, хоть и в небольшом количестве, все-таки присутствуют сера, меркаптаны, сероводород, углекислый газ. При переработке или утилизации аналогичных газов в процессе испытания скважин на приток и их исследованиях в составе загрязнителей можно ожидать: метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , метилмеркаптан CH_3SH , этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$, сероводород H_2S , аммиак NH_3 , моноэтиленгликоль CH_2OH , диэтаноламин $(\text{C}_2\text{H}_5\text{O})\text{NH}$, серу S , двуокись серы SO_2 , окись азота NO , двуокись азота NO_2 , двуокись углерода CO_2 , окись углерода CO и др.

Объемы и количества данных продуктов преобразования подлежат учету в каждом конкретном случае, и требуются специальные исследования процессов трансформации УВ, происходящих на тех предприятиях, где ведется переработка нефти и конденсатов на малогабаритных перерабатывающих установках, так как последние, как правило, не совершенны и изготовлены по индивидуальным заказам.

13.4. Гидросфера и процессы, протекающие в ней

Вследствие контакта поверхностных и подземных вод с горными породами и большой чувствительности системы «вода – порода» к внешним факторам в гидросфере возможен более широкий спектр химических реакций и превращений, чем в атмосфере. А. М. Никаноров (1986 г.) указывает, что на поверхности Земли не осталось практически пресноводных экосистем, не испытавших в той или иной степени антропогенного воздействия. Значительный вклад в загрязнение природных вод вносят и геологоразведочные работы на нефть и газ.

Основными источниками, поставляющими загрязняющие вещества в гидросферу при геологоразведочном процессе, являются буровые и хозяйственно-буровые сточные воды, воды талого и дождевого стока, содержащие пластовые рассолы и нефтепродукты. Нефтепродукты, поступающая в гидросферу, могут находиться главным образом либо в растворенной форме, либо в виде взвесей.

В растворенном состоянии со сточными водами при проведении геологоразведочных работ могут поступать как вещества, аналогичные входящим в состав незагрязненных вод (хлориды, сульфаты, кальций, магний и др.), так и компоненты, которые в естественных условиях в основном не встречаются (нефтепродукты, синтетические полиароматические вещества, микроэлементы).

Рассмотрим основные виды физико-химических факторов, которые приводят к обогащению природных вод нефтепродуктами геологоразведочной деятельности. Среди всех известных физико-химических факторов ведущая роль в обогащении природных вод и почв принадлежит большой гамме процессов. Главные из них растворимость нефти и газов в воде и биохимические процессы.

Имеющиеся в литературе данные достаточно ограничены. Количество углеводородов, растворяющихся в воде, в общем случае зависит от минерализации воды и определяется составом нефти и нефтепродуктов. В пресной воде при одинаковом числе атомов углерода в молекуле растворимость последовательно уменьшается в ряду ацетиленовые → олефиновые → парафиновые УВ. Замыкание кольца и увеличение ненасыщенных связей сопровождается повышением растворимости УВ в воде.

Растворимость возрастает от циклоолефиновых к циклодиолефиновым и ароматическим УВ. Для ароматических УВ (бензол и толуол) характерное значение растворимости определено Г. Е. Пановым (1986 г.) и составляет $1,5 \cdot 10^{-6}$ г/г.

Биохимические процессы – один из наиважнейших и широко распространенных факторов антропогенных изменений природной среды при участии бактерий.

По способам добывания энергии и по характеру обмена веществ (метаболизма) выделяется четыре группы бактерий: 1) фотосинтетики автотрофы, 2) хемосинтетики автотрофы, 3) фотосинтетики гетеротрофы, 4) миксотрофы.

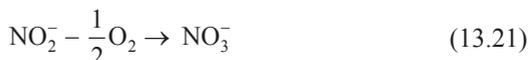
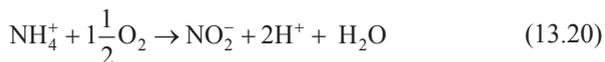
По отношению к воздуху микроорганизмы разделяются на две резко различные группы: 1) строгие аэробы, 2) облигатные анаэробы. Первые живут и развиваются только при наличии свободного кислорода, поэтому они характерны главным образом для речных, озерных, болотных природных и прудовых антропогенных водоемов. В поверхностных водах природных и искусственных водоемов обнаружены раз-

нообразные группы бактерий: аммонификаторы, нитрификаторы, тионовые, водородокисляющие, метанокисляющие и окисляющие высшие нефтяные углеводороды. *Аммонификаторы* – бактерии, которые разлагают белки и переводят органический азот в минеральный:



Распад белка сопровождается образованием аминокислот, которые подвергаются дальнейшему дезаминированию (отщеплению аминогруппы), в результате чего отделяются аммиак и органические кислоты. В аэробных условиях образуются органические кислоты, которые могут подвергнуться полному окислению и в конечном счете превратиться в CO_2 и H_2O .

Нитрификаторы – бактерии, превращающие аммиак в нитрат:

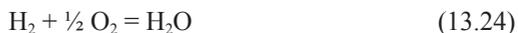


Нитрифицирующие бактерии, видимо, в природе играют значительную роль. Перевод катиона в анион вызывает подкисление вод и почв. Это обуславливает повышение растворимости солей калия, магния, кальция и фосфорной кислоты, входящих в состав фильтратов буровых растворов.

Тионовые бактерии, или *серобактерии*, представляют единую в морфологическом и биохимическом отношении группу. Все они способны использовать энергию окисления восстановленных соединений серы в серную кислоту. В поверхностных водах серобактерии могут окислять H_2S до S_2 :



Водородокисляющие бактерии – это микроорганизмы, растущие за счет энергии реакции окисления молекулярного водорода кислородом:



В отличие от метанобразующих бактерий, водородоокисляющие бактерии не образуют углекислоты, основной продукт их обмена – вода.

Метанобразующие бактерии включают в себя большое количество различных микроорганизмов, которые окисляют метан до углекислого газа и воды:



По данным К. Е. Зотелл (1950 г.), жизнедеятельность этих бактерий имеет крайне важное значение для сохранения углерода в почвах. Энергичное выделение метана другими бактериями быстро привело бы к обогащению атмосферы метаном, если бы не деятельность метаноокисляющих бактерий. Бактерии, окисляющие высшие нефтяные углеводороды, относятся главным образом к группе *Pseudomonas*. Бактерии этой группы, более чем бактерии других групп, приспособлены к использованию жидких легкокипящих нормальных алканов (C₅–C₁₀) и ароматических углеводородов.

13.5. Самоочищение атмосферы и поверхностной гидросферы

Воздух и вода в природе обладают очень ценным свойством – способностью самоочищаться благодаря естественным физико-химическим и биологическим процессам, протекающим в природной среде.

Одним из наименее изученных и наиболее опасных ингредиентов-загрязнителем в составе природных газов месторождений является сероводород. На отдельных месторождениях Южно-Тунгусской нефтегазоносной области содержания сероводорода и меркаптанов в свободном газе могут достигать 11,6 % об. (скважина 3 Таначинского НГКМ, интервал 1 842–1 844 м, горизонт А-I). Окисление сероводорода при разных температурах и влажности воздуха изучено Г. Е. Пановым и др. (1986 г.). На основе обработки экспериментальных данных им получена формула, позволяющая рассчитать константу скорости, мин⁻¹, при заданных температуре t и влажности воздуха W :

$$R = 10^4 \cdot \left(e^{-1,00381 - 0,01917W + 0,12439t - 0,0000W^2 - 0,00002t^2} \right). \quad (13.26)$$

По найденной из формулы (13.26) величине скорости и начальной концентрации можно определить время трансформации (окисления) в атмосфере:

$$T = \frac{1}{R} \ln \frac{\alpha}{x}, \quad (13.27)$$

где x – число молей, прореагировавших к моменту времени T ; α – исходная концентрация сероводорода. Время полного окисления зависит от начальной концентрации сероводорода. Для удобства оценки процесса окисления в атмосфере рассчитывают период полуокисления вредного вещества:

$$\tau = \ln 2 / R = 0,693 / R. \quad (13.28)$$

По данным этой формулы период полуокисления сероводорода для разных метеорологических условий изменяется от 9 до 6 сут, влияние окисления будет сказываться далеко за пределами источника загрязнения.

В гидрохимии процесс самоочищения принято характеризовать коэффициентом распада. *Коэффициент распада* – это константа скорости уменьшения в воде концентрации загрязняющего вещества. Коэффициенты скорости превращения некоторых ПАВ, широко применяемых в бурении, определены на моделях водоемов (табл. 13.12).

Таблица 13.12

Коэффициенты скорости превращения органических веществ
в природной воде при 20 °С (по В. Т. Каплину, 1973)

Вещество	К, сут	Вещество	К, сут
Сульфанол НП-3	0,12	Дисольван 4411	0,02
Сульфанол ДС РАС	0,02	Препарат ОП-7	0,007
Сульфанол НП-1	0,12	Препарат ОП-10	0,006

Для установления скорости превращения веществ, не вошедших в данную таблицу, необходимо проводить специальные наблюдения на водоемах или водотоках.

Лабораторные испытания по окислению нефти, выполненные Е. А. Рогозиной, Г. М. Калимуллиной [68], показывают, что нефть в це-

лом окисляется на 40 %. Компоненты нефти окислялись максимально: на масла – 70,6 %, углеводороды – 95,8 %.

Таким образом, на основе приведенных материалов можно констатировать, что углеводороды, попадающие в почвы, при использовании биопрепаратов могут иметь степень биodeградации компонентов нефти от 0 до 100 % по отношению к исходному веществу. В первую очередь деградируют углеводороды группы алканов. Устойчивы к разложению ароматические углеводороды, смолы и асфальтены.

В зоне гипергенеза в результате дегазации нефтей, деятельности бактерий происходит окисление различных углеводородных компонентов нефтей, вымывание веществ, растворимых в воде, и биodeградация нефтей на границе нефть – вода.

В пресной воде при одинаковом числе атомов углерода в молекуле растворимость последовательно уменьшается в ряду ацетиленовые → олефиновые → парафиновые УВ. Замыкание кольца и увеличение ненасыщенных связей сопровождается повышением растворимости УВ в воде.

При сжигании нефти в открытом пламени образуются в очаге горения и в факеле рассеяния 54–56 индивидуальных углеводородов различной структуры. Трансформация углеводородов происходит во всех средах: в недрах, почвах, гидросфере и атмосфере. Скорость трансформации, или самоочистки природы, зависит от различных факторов и в первую очередь от состава исходных веществ и параметров среды.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие группы углеводородов усваивают (окисляют) микроорганизмы в зоне гипергенеза в первую очередь? Какая группа нефтей образовалась в зоне окисления?
2. Под действием каких процессов происходит трансформация нефтей в зонах гипергенеза и катагенеза?
3. Назовите геохимические показатели состава нефтей и конденсатов, указывающие на факты их термической деструкции.
4. Какие изменения в составе нефти происходят при ее миграции через сульфатно-карбонатные толщи? Приведите пример.

5. Объясните влияние гидродинамической активности подземных вод на сохранность залежей нефти и газа.

6. Назовите основные источники загрязняющих веществ, поступающих в гидросферу при бурении скважин, и перечислите физико-химические и геохимические факторы, которым принадлежит ведущая роль в загрязнении гидросферы.

7. Охарактеризуйте процессы самоочищения атмосферы и поверхностной гидросферы и их роль в геохимии.

8. Какие основные геолого-геохимические и физико-химические процессы приводят к образованию сернистых углеводородных флюидов в Южно-Тунгусской НГО?

9. Какие вещества преобладают в продуктах горения (более 10 мкг/г) нефти и конденсата на факеле и почему?

10. Перечислите основные геохимические показатели, используемые в классификации С. Г. Неручева для выделения генетических типов геохимически неизменных нефтей.

14. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ТИПЫ, СОРТА И КАЧЕСТВО ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОЙ НЕФТИ

Нефть и газ в ряду горючих полезных ископаемых являются самыми энергетически выгодными полезными ископаемыми благодаря их высокой теплотворной способности и химической ценности.

По объемам переработки нефти Россия занимает третье место в мире – 272 млн т. В то же время по структуре нефтепродуктов и глубине переработки нефти Россия отстает от мировых производителей нефтепродуктов. По данным Московского нефтегазового центра ЕУ, ожидается, что при модернизации российских нефтеперерабатывающих заводов глубина переработки нефти увеличится к 2020 г. с текущих 72 до 85 %. Модернизация возможна за счет широкого внедрения процессов изомеризации, коксования нефтяных остатков, каталитического реформинга и висбрекинга. *Висбрекинг* – наиболее мягкая форма термического крекинга, она представляет собой процесс неглубокого разложения нефтяных остатков (мазутов и гудронов) в относительно мягких условиях (под давлением до 5 МПа и при температуре 430–490 °С) с целью снижения вязкости остатков для получения из них товарного котельного топлива.

14.1. Краткая характеристика современных процессов нефтепереработки

Современная нефтепереработка – это сложный комплекс производственных процессов, направленный на получение нефтепродуктов, а также сырья для нефтехимии, органического и микробиологического синтеза.

Нефть и попутный нефтяной газ на месторождении проходят долгий путь, прежде чем из них будут выделены важные и ценные компоненты нефти в результате переработки на заводах. Процесс переработки нефти – это многоступенчатый процесс физической и химической обработки сырой нефти, конечной целью которого является получение большого спектра нефтепродуктов.

Нефть на НПЗ поступает в первично подготовленном для транспортировки виде. На заводе она подвергается дополнительной очистке от попутного нефтяного газа (C_1-C_4), механических примесей и воды. Далее нефть поступает на первичную переработку.

Первичные процессы – это физическое разделение нефти на фракции без химических изменений. Первичное разделение на фракции проводится при атмосферном давлении в специальных ректификационных колоннах, в которых нефть разделяется: на бензиновую (углеводороды C_5-C_{10}), керосиновую (углеводороды $C_{11}-C_{12}$) и дизельную фракции (легкий газойль – углеводороды $C_{13}-C_{17}$) и остаток атмосферной перегонки – мазут ($C_{18}-C_{38}$); кубовый остаток – асфальт, гудрон. Выход фракций зависит от качества первичной нефти и ее химического состава (табл. 14.1).

Таблица 14.1

Материальный баланс нефтей различного химического состава* и возраста

Пределы выкипания, °С	Выход фракций, % мас., нефти различных месторождений		
	Юрубчено-Тохомское, R	Собинское, V _{vn}	Русское, K _{2s}
Газ	1,1	0,19	–
<i>Бензиновые фракции</i>			
<62	2,8	2,0	–
62–85	2,7	1,43	–
85–120	5,1	2,42	–
120–140	3,4	2,22	–
140–180	7,8	5,07	0,7**
<i>Керосиновые фракции</i>			
180–240	12,8	10,26	6,0
<i>Дизельное топливо</i>			
240–350	20,1	25,29	23,5
<i>Мазут</i>			
350–400	44,8	48,44	33,6
>400 (остаток)	0,5	1,90	36,2

* Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения является нефтено-метановой, Собинского – метановой, Русского – нефтеновой.

** Начало кипения этой нефти 220 °С.

Для сравнения в табл. 14.1 приведена нефть сеноманских отложений (K_{2s}) Русского месторождения в Западной Сибири. По важнейшему параметру – содержанию фракций, выкипающих до 200, 250, 300 °С и выше – нефти Русского месторождения принципиально отличны от нефтей других районов Западной Сибири. Начало кипения нефти не опускается в основном ниже 200 °С (только в отдельных пробах оно достигает, соответственно, 125 и 166 °С). Содержание фракции до 200 °С в единичных пробах составляет 0,5–2,2 % (среднее 1,5 %); до 250 °С – 0,6–8,3 % (среднее 2,2 %); до 300 °С – 5,0–21,0 % (среднее 12,0 %); остаток после 300 °С составляет в среднем 88,0 % (колебания от 79,0 до 95 %).

Целый ряд специфических свойств нефтей Русского месторождения предопределяется главным параметром их состава и свойств – групповым углеводородным составом. Характерная черта этих нефтей – существенное преобладание нафтеновых углеводородов.

На современном производстве перегонка нефти происходит не в одной, а последовательно в нескольких ректификационных колоннах. На этапе первичной переработки обычно в первой колонне получают легкий бензин. Широкое использование бензина вызывает справедливый вопрос: что же представляет собой легкий бензин? Его основными компонентами являются углеводороды от C_5 до C_{12} . Однако состав бензина сильно различается в зависимости от марки – способности к детонации, т. е. к самопроизвольному взрыву при сжатии. Возникает вопрос о том, чем отличаются разные марки бензина и что означают числа, которые используются при его маркировке. Для этой цели разработана *октановая шкала*, по которой характеризуется каждый вид бензина. За ноль принята способность к детонации нормального гептана:



Октановое число устойчивого к детонации 2,2,4-триметилпентана, известного под названием изооктан C_8H_{18} , принято за 100 ед. Именно октановое число указывают в марке бензина. Октановое число бензиновой фракции, получаемой непосредственно перегонкой нефти, не превышает 65–70. По этой шкале бензин с октановым числом 92 имеет такие же детонационные свойства, как смесь 92 % (по объему) изооктана и 8 % гептана.

На переработку в НПЗ поступают нефти самого различного состава, чаще их смеси, обладающие коррозионными свойствами, поэтому ниже кратко рассмотрим компоненты нефти, обладающие коррозионными свойствами, и некоторые наиболее известные геохимические классификации природных нефтей и их смесей.

14.2. Коррозионные компоненты нефти

Наиболее коррозионно-активными являются неуглеводородные компоненты нефти. Д. Н. Левченко (1981 г.), А. И. Богомолова (1995 г.), П. Г. Баннова (2000 г.), П. И. Стархова (2002 г.) и другие по растворимости в нефти коррозионно-активные компоненты разделяют на олеофобные и олеофильные. К *олеофобным* относятся вещества, нерастворимые в нефти и диспергированные в ней. Это вода и растворенные в ней главным образом хлористые соли, которые попадают в нефть вместе с эмульгированной водой, механические примеси (песок и др.). В обезвоженной нефти согласно ГОСТ 9965–76 содержание воды не должно превышать 0,1 %, хлористых солей – 40 мг/л.

Олеофильные компоненты нефти – растворимые в углеводородах органические соединения, содержащие азот, серу, кислород, галогены, комплексные соединения металлов, а также некислотные соединения (смолы, фенолы) и нефтяные карбоновые кислоты. Наибольшей коррозионной активностью обладают хлористые соли. Подошвенные воды месторождений нефти докембрия Сибирской платформы представлены хлоридными крепкими и сверхкрепкими (150–200 г/л и более) рассолами, т. е. они очень коррозионно-активны по отношению как к металлу, так и цементам. Для менее минерализованных (4,60–12,97 г/л) вод Западно-Сибирской плиты, добываемых с нефтью из отложений нижнего мела, коррозионная активность значительно ниже. Например, подошвенные воды пластов Нх-I и Нх-III–IV (K_{Inch}) Сузунского газонефтяного месторождения Пур-Тазовской НГО имеют скорость коррозии по отношению к стали 35ГЛ в интервале 0,67–0,69 г/($\text{м}^2 \cdot \text{ч}$), что соответствует износу труб 0,7 мм/год. В присутствии абразива (песка) коррозионная активность резко увеличивается и составляет 0,94 г/($\text{м}^2 \cdot \text{ч}$) или 0,94 мм/год. В пластах Сд-IV–VII суходудинской свиты (K_{Isd}) коррози-

онная активность более высокая – $0,985 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ или $1,034 \text{ мм}/\text{год}$, что в 3 раза выше, чем для пресной речной воды.

Кроме того, в нефти присутствуют хлорорганические соединения, используемые, по данным С. Н. Азаровой (2002 г.), в технологических целях и имеющие природное происхождение [60]. Это такие хлорорганические вещества, как четыреххлористый углерод (тетрахлорацетат CCl_4), треххлорэтилен C_2HCl_3 , тетрахлорэтилен C_2Cl_4 , хлороформ CHCl_3 и другие, аварийноопасные для мощностей риформинга.

14.3. Классификации нефтей, поступающих на переработку

Существует большое разнообразие классификаций нефтей, использующих физико-химические свойства и состав нефти. По этим признакам известны химические, геохимические и генетические, технологические классификации, классификация по ГОСТ Р 51858–2002 и маркерные сорта нефти. Во многих случаях классификации разработаны на использовании только геохимических критериев и применять их при характеристике промышленного типа нефти не эффективно. Для решения вопросов генезиса нефти такой подход является объективным и оправданным. В этой главе нас же интересуют критерии определения качества нефти для промышленной переработки, поэтому ниже рассмотрим универсальные классификации, которые позволяют решать отдельные вопросы геохимии нефти и определять ее промышленную ценность как сырья для перерабатывающей промышленности.

Самая первая классификация нефти различала всего два класса: нефти парафинового основания и нефти асфальтового основания.

Позже были обнаружены нефти, которые при охлаждении парафин не выделяли, при этом некоторые содержали асфальтовые соединения. В ходе развития нефтяной промышленности была предложена упрощенная классификация, разделяющая нефть на парафиновую, нафтеновую, ароматическую и асфальтовую. На практике нефти постепенно стали подразделять по относительному содержанию в них низкокипящих фракций на легкие и тяжелые.

Деление на легкие и тяжелые нефти уже представляло собой реальную ценность для нефтяной промышленности, так как это указывало

и на природу нефти, и на необходимые методы ее переработки. Однако по мере дальнейшего развития науки возникла необходимость замены качественной классификации на количественную, в которой критериями разделения на классы служили бы химические или физические константы.

Классификация нефтей по плотности. На ранних этапах развития нефтяной промышленности одним из самых основных показателей качества нефтей служила плотность. Е. В. Соболев и А. Н. Гусева (1988 г.) по плотности, г/см^3 , стали выделять несколько типов нефтей:

- очень легкие ($\rho < 0,800$);
- легкие ($\rho = 0,800\text{--}0,850$);
- средние ($\rho = 0,850\text{--}0,870$);
- тяжелые ($\rho = 0,870\text{--}0,910$);
- очень тяжелые ($\rho > 0,910$).

Легкие нефти имеют высокие содержания бензиновых фракций и малые количества смол и серы. Основным применением таких нефтей было производство смазочных масел высокого качества. Тяжелые нефти содержат большое количество смол, поэтому для получения масел необходимо обрабатывать нефть растворителями, адсорбентами и другими веществами. Тем не менее тяжелая нефть широко и успешно применялась и применяется в производстве битумов.



Рис. 14.1. Древнейший в Азербайджане в районе с. Бинагади нефтяной колодец (а) и ручной способ добычи нефти (б) – фото Национального музея истории Азербайджана [31]

До настоящего времени в Азербайджане местное население в районе с. Бинагади (7 км севернее г. Баку) прямо из колодцев добывает та-

кую нефть (рис. 14.1), которую после выдержки на солнце используют для гидроизоляции крыш. В чем автору посчастливилось в 1969 г. убедиться воочию.

Основным недостатком разделения нефтей по плотности является то, что классификация приближительна и зависит от температурной фракции нефти.

Классификация нефтей по относительной плотности. В 1921 г. Американским институтом нефти была разработана классификация разделения нефтей на легкие и тяжелые по относительной плотности нефти, т. е. по отношению к плотности воды при той же температуре (плотность в градусах API). Если величина градусов API менее 10 – нефть будет тонуть в воде, если больше 10 – будет плавать на ее поверхности. Данная классификация используется и сейчас. Плотность в градусах API и относительная плотность, кг/м^3 , при базовой температуре 60 °F (15,6 °C) могут быть легко преобразованы друг в друга, так как они связаны четким линейным уравнением (14.2) с величиной аппроксимации $R^2 = 0,9933$:

$$y = -5,3844x + 1\,045,5, \quad (14.2)$$

где y – плотность, кг/м^3 ; x – градусы API.

Классификации, отражающие непосредственно химический состав нефти. Согласно классификации Грозненского нефтяного научно-исследовательского института (ГрозНИИ), различают нефти шести типов: 1) парафиновые, 2) парафино-нафтеновые, 3) нафтеновые, 4) парафино-нафтено-ароматические, 5) нафтено-ароматические, 6) ароматические. Как видно, в ее основу было положено преимущественное содержание какого-либо класса углеводородов в составе нефти (табл. 14.2).

Классификация ГрозНИИ базируется на *групповом составе* фракции с н. к. 300 °C. Если содержание одного класса УВ более 50 %, то название дается по преобладающей группе УВ.

Если содержание одного класса УВ более 25 % и не превышает 50 %, то нефти относятся к нефтям смешанного типа. По данному признаку выделяются метаново-нафтеновые, нафтено-метановые, ароматико-нафтеновые и нафтено-ароматические нефти и др. При близком содержании групп УВ название дается в порядке убывания.

Таблица 14.2

Классификация нефтей по групповому углеводородному составу ГрозНИИ
(с изменениями и сокращениями по [30])

Класс нефтей	Основные признаки выделения
Метановый	Содержание метановых УВ в бензиновых фракциях составляет более 50 %, в масляных – более 30 %. Невысокие концентрации смолисто-асфальтовых компонентов
Метано-нафтеновый	Близкие содержания метановых и нафтеновых УВ. Содержание ароматических фракций составляет не более 10 %. Невысокие концентрации смолисто-асфальтовых компонентов
Нафтеновый	Содержание нафтеновых УВ во всех фракциях достигает около 60 % и более. Невысокое содержание метановых УВ и смолисто-асфальтовых компонентов
Нафтеново-метаново-ароматический	Содержание метановых, нафтеновых и ароматических УВ примерно равное. Количество смол и асфальтенов – до 10 %
Нафтено-ароматический	Метановые УВ отмечаются в небольших концентрациях только в легких фракциях. В основном преобладают нафтеновые и ароматические УВ. Содержание смолисто-асфальтовых компонентов составляет до 15–20 %
Ароматический	Этот класс характерен для тяжелых нефтей. Во всех фракциях преобладают ароматические УВ

Благодаря появлению новых аналитических методов М. А. Бес-тужевым (1972 г.) была создана классификация, учитывающая *индивидуальный состав УВ*. Наряду с упомянутыми классификациями в России используются и генетические классификации, базирующиеся на индивидуальном составе отдельных групп УВ нефти и физико-химических ее свойствах. Это классификации А. Э. Конторовича и О. Ф. Стасовой (1978 г.), Б. Тиссо и Д. Вельте (1981 г.), Ал. А. Петрова (1984 г.), Л. А. Кодиной (1988) и др. Необходимо отметить, что А. Э. Конторович и О. Ф. Стасова одними из первых акцентировали внимание на генетической связи нефтей циклано-алканового типа (тип С) с формациями доманикового типа, широко развитыми во многих богатых нефтью нефтегазоносных провинциях.

Как уже было показано, наиболее распространенной является классификация Ал. А. Петрова, в которой он выделил четыре группы нефтей А¹, А², Б¹ и Б², отличающиеся по групповому и индивидуальному составу углеводородов (табл. 14.3).

Таблица 14.3

Основные отличия в групповом и индивидуальном составе углеводородов различных типов нефтей (по Ал. А. Петрову, сокращениями) [30]

Тип нефти	Массовое содержание, %			$(Pr + Ph) / (n-C_{17} + n-C_{18})$	Примечание
	Алканы	Цикланы	Арены		
A ¹	25–50	20–40	20–40	0,2–1,0	Нефти парафинового и нафтенового основания. Широко распространены в природе. По содержанию <i>n</i> -алканы значительно преобладают над изоалканами
A ²	15–25	35–55		5,0–50	Нафтено-парафиновые нефти. Изопреноидные УВ по содержанию значительно преобладают над алканами нормального строения
B ²	10–25		20–45	–	Нефти парафино-нафтенового основания. Практически отсутствуют <i>n</i> -алканы при небольшом присутствии изопренанов
B ¹	6–10	50–65	15–50		Нефти нафтенового или нафтено-ароматического типа. Интенсивно разрушены процессами гипергенеза в залежах. Алканы отсутствуют полностью

Отметим, что выделенные типы нефтей образуют зональность, проявляющуюся по глубине и по возрасту вмещающих пород. Максимальное количество залежей, содержащих нефти типов A², B² и B¹, приурочено к глубинам 500–1 000 м. Нефти типа A¹ характерны для глубин более 2 000 м. В целом, независимо от возраста вмещающих отложений, с увеличением глубины намечается постепенный переход от нефтей типа B¹ к нефтям типа A¹. Это обусловлено как особенностями генезиса нефти, так и характером ее дальнейших преобразований, что отразилось на нефтях рифея – венда западной части Сибирской платформы.

14.4. Товарная индексация нефти

Промысловую нефть по степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов согласно ГОСТ Р 51858–2002 подразде-

ляют на классы, типы, группы и виды. По содержанию серы выделяют четыре класса нефти (табл. 14.4).

Индекс рифейской нефти Юрубчено-Тохомского месторождения согласно этой классификации записывается пятизначным числом с точками, например: 1.1.1.2.1 – малосернистая (<0,61 %); легкая (>55 %); с высоким содержанием базовых масел (>25 % на нефть); маловязкая (90–95); малопарафинистая (1,5 %). По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов выделяют два вида нефти (табл. 14.5).

Таблица 14.4

Технологическая классификация нефтей

Класс, тип, группа, вид нефти	Наименование	Содержание компонентов, % мас.			
		Нефть	Бензин (н. к. – 180 °С)	Авиацион- ный керосин (120–240 °С)	Дизтопливо (240–350 °С)
<i>Класс</i>	<i>Содержание серы, % мас.</i>				
1	Малосернистая	≤0,61	≤0,1	≤0,1	≤0,2
2	Сернистая	0,61–1,81	≤0,1	≤0,25	≤1,0
3	Высокосернистая	1,81–3,50	>0,1	>0,25	>1,0
4	Особо высоко- сернистая	>3,50	–	–	–
<i>Тип нефти</i>	<i>Содержание фракций с н. к. до 350 °С, % мас.</i>				
1	Легкая	≥55,0	–	–	–
2	Средняя	45,0–54,9	–	–	–
3	Тяжелая	<45,0	–	–	–
<i>Группа</i>	<i>Потенциальное содержание базовых масел, % мас.</i>				
1	–	>25	> 45	–	–
2	–	15,0–24,9	45	–	–
3	–	15,0–24,9	30–44,9	–	–
4	–	<15	< 30	–	–
<i>Подгруппа</i>	<i>Индекс вязкости</i>				
1	–	>95	–	–	–
2	–	90–95	–	–	–
3	–	85–90	–	–	–
4	–	<80	–	–	–

Окончание табл. 14.4

Класс, тип, группа, вид нефти	Наименование	Содержание компонентов, % мас.			
		Нефть	Бензин (н. к. – 180 °С)	Авиационный керосин (120–240 °С)	Дизтопливо (240–350 °С)
Вид	Содержание парафина, % мас.	Требования по депарафинизации			
		Не требуется	Требуется	–	
1	Малопарафинистая	≤1,5	Для получения реактивного и дизельного топлив и дистиллятных базовых масел	–	–
2	Парафинистая	1,51–6,0	Для получения реактивного и летнего дизельного топлива	Для получения зимнего дизельного топлива, дистиллятных базовых масел	–
3	Высокопарафинистая	>6,0	–		–

Таблица 14.5

Виды нефти по доле сероводорода и легких меркаптанов, млн⁻¹ (ррт)

Вещества	Норма для нефти вида	
	1	2
Сероводород	<20	<100
Метил и этилмеркаптаны в сумме	<40	<100

Для экспортной нефти устанавливаются специальные маркировки сорта нефти и осуществляется разделение на легкие и тяжелые сорта.

Сорт нефти – это разделение добываемой нефти по составу, качеству и однородности. В России основными маркерными сортами нефти являются Urals, Siberian light и ESPO. В Великобритании – Brent, в США – WTI (Light Sweet), в ОАЭ – Dubai Crude (табл. 14.6).

После 2000 г. в связи с истощением запасов традиционной нефти внимание стали привлекать трудноизвлекаемые запасы, что потребовало разработки определенных критериев качества таких нефтей.

Таблица 14.6

Основные характеристики маркерных сортов нефти

Характеристика	Сорт нефти					
	Brent	WTI	Dubai Crude	Urals	Siberian light	ESPO*
Плотность, °API	38	40	30	31	36,5	34,8
Содержание серы, %	0,37	0,24	2,13	1,3	0,57	0,6

* ESPO – марка сибирской нефти, поставляемая по трубопроводу Восточная Сибирь – Тихий океан. Цена нефти ESPO сейчас имеет привязку к сорту Dubai Crude.

В 1997 г. В. Н. Дегтяревым был предложен комплексный показатель качества нефти K , рассчитанный по регрессионному уравнению:

$$K = 0,04S + 0,00054C + 1,74\rho \cdot 0,008\Phi_{200} - 0,0056\Phi_{300} - 0,0049\Phi_{350}, \quad (14.3)$$

где S – содержание общей серы в нефти, %; C – концентрация хлористых солей, мл/л; ρ – плотность нефти, г/см³; Φ_{200} , Φ_{300} , Φ_{350} – содержание фракций, %, с температурой н. к. 200, 300 и 350 °C соответственно.

Принцип отнесения нефти к ТРИЗ был предложен Э. М. Халимовым (1987 г.), на основе которого позднее Н. Н. Лисовским и Э. М. Халимовым [44] были сформулированы основные принципы и критерии отнесения запасов к ТРИЗ.

Для анализа качества И. Г. Яценко, Ю. М. Полишук [92] введен индекс качества Q , определенный в виде величины, обратной показателю K :

$$K = 1 / Q. \quad (14.4)$$

Этот коэффициент оказался очень удобным для сравнения нефтей. Увеличение индекса качества Q соответствует повышению качества нефти, в то же время его уменьшение ведет к снижению качества. В результате И. Г. Яценко с соавторами получена следующая классификация по качеству:

- класс 1 – нефть высокого качества ($Q > 1,3$);
- класс 2 – нефть среднего качества ($0,9 < Q < 1,3$);
- класс 3 – нефть низкого качества ($Q \leq 0,9$).

Предложенная данными авторами классификация полезна для решения технологических проблем транспорта, нефтехимии и нефтепереработки.

Контрольные вопросы и задания

1. Объясните суть классификаций нефтей, поступающих на переработку (по ГОСТ, Е. В. Соболеву, ГрозНИИ).
2. Назовите основные отличия в групповом и индивидуальном составе различных типов нефтей по Ал. А. Петрову.
3. Как производится товарная классификация нефти, какие основные маркерные сорта нефти существуют в мире?
4. Что понимается под термином «индекс качества нефти»? Какие классы выделяет И. Г. Яценко? Каковы численные значения индекса в каждом классе?
5. Какие компоненты нефти влияют на ее коррозионную активность? Назовите вещества, которые относятся к олеофобным.
6. Нефти какого типа по классификации Ал. А. Петрова характерны для глубин 500–1 500 и более 2 000 м?
7. Назовите классы нефтей по содержанию серы и их пределы в каждом классе.
8. За счет внедрения каких современных процессов нефтехимии возможна модернизация заводов и достижение глубины переработки нефти 85 %?
9. Чем отличаются разные марки бензина? Что означают числа, которые используются при маркировке бензина?
10. На какие фракции разделяется нефть при атмосферной перегонке? Назовите температурные пределы кипения фракций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии систематизированы актуальные аспекты теории и практики по геологии и геохимии нефти и газа. В отличие от опубликованных учебных материалов, данное пособие дополнено территориальными особенностями геологии и геохимии конкретных месторождений и резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. Это позволяет дать студентам определенные знания о районах прохождения будущих практик по закреплению профессиональных умений, получению производственных навыков в целенаправленном сборе материалов для курсовых и дипломных работ.

Кроме того, пособие содержит после каждой главы контрольные вопросы, а отдельные главы и практические задания. Все практические задания базируются на конкретных производственных данных, что позволяет, оперируя фондовыми материалами, осуществлять самоконтроль выполненного задания и творчески подходить к решению практических задач и лабораторных работ.

Такой подход к написанию данного учебного пособия вызван многолетними производственными контактами с выпускниками геологических специальностей разных вузов России. Предлагаемые задания не содержат конкретных ответов и рекомендаций пошагового их выполнения, что должно настраивать на процесс научного творчества.

Вместо стандартного введения авторы сочли полезным более детально охарактеризовать состояние нефтегазовой отрасли в Красноярском крае, показав перспективы нетрадиционных природных источников энергии, включая возобновляемые, и рассмотрели ресурсную базу углеводородов.

Надеемся, что будут полезными приведенная схема месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской, Лено-Вилюйской и Западно-Сибирской (в пределах Красноярского края) нефтегазоносных провинций; характеристика распределения запасов нефти и газа по главным месторождениям Красноярского края и сведения о содержаниях полезных компонентов в пластовом газе месторождений древних продуктивных комплексов Сибирской платформы как потенциального сырьевого источника развития нефтехимии в Восточной Сибири.

В пособие включены некоторые дискуссионные темы – интеркалированный метан, перспективы использования гидратов газов, проблемы происхождения нефти. Их цель – подчеркнуть существующие научные неопределенности и привлечь студентов к исследованиям и самостоятельной работе с источниками данных, внедрение элементов проблемного обучения – «От идеи к практике».

Естественно, пособие не охватывает всех вопросов геологии и геохимии нефти и газа.

Нерассмотренными остались геохимические особенности сланцевой и матричной нефти, вопросы районирования территории по содержанию ароматических углеводородов в докембрийских нефтях и конденсатах, являющихся ценным сырьем для нефтехимии; проблемы определения возраста углеводородных систем по геохимическим данным; методы установления степени метаморфизма нефти при возрастании доли *n*-алканов с увеличением температуры; способы расчета степени зрелости нефти на основе анализа содержаний в ней углеводородов с шестью и семью атомами углерода в молекуле и другим углеводородам бензиновой фракции.

Геохимическая оценка степени зрелости органического вещества и нефти особо важна при выходе с параметрическим и поисковым бурением в малоизученные районы Северо- и Южно-Тунгусской нефтегазоносных областей, где продуктивные отложения рифея – кембрия залегают на глубинах около 4 000–4 500 м и более.

Затронутые проблемы могут быть самостоятельными темами курсовых и выпускных квалификационных работ студентов, предметом научных исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ

1. Алексеев В. И. Петрография пород-коллекторов нефти и газа / Санкт-Петербург. техн. ун-т. – СПб., 2010. – 71 с.
2. Алиев Ад. А. Грязевой вулканизм Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – Баку : Ин-т геологии НАНА, 2002. – С. 35–51. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/v/gryazevoy-vulkanizm-yuzhno-kaspiyskogo-neftegazonosnogo-basseyna>.
3. Анализ компонентного состава матричной нефти западной части Оренбургского НГКМ / Б. А. Григорьев, А. Е. Рыжов, Н. М. Парфенова [и др.] // Вести газовой науки. – 2012. – № 13(11). – С. 46–60.
4. Ананьев В. В., Смелков В. М., Пронин Н. В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 32–38. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=11723981>.
5. Багринцева К. И., Дмитриевский А. Н., Бочко Р. А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / под ред. К. И. Багринцевой. – М., 2003. – 264 с.
6. Баженова Т. К., Кушмар И. А. Основные черты геологии и геохимии природных битумов домезозойского мегабассейна Сибирской платформы // Природные битумы и тяжелые нефти / ред. М. Д. Белонин. – СПб. : Недра, 2006. – С. 132–145.
7. Бакай Е. А. Нефтематеринские рифей-кембрийские отложения Туруханского поднятия : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2012. – 142 с.
8. Белицкая Е. А., Серебренникова О. В. Углеводородный состав нефтей Колтогорского прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело : электрон. науч. журн. – 2008. – № 1. – С. 16. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Belitskaja/Belitskaja_1.pdf.
9. Битнер А. К. Особенности геологии и геохимии триады «нефть – конденсат – газ» залежей Южно-Тунгусской нефтегазонос-

ной области и перспективы их комплексного использования. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2010. – 113 с.

10. Битнер А. К., Поздняков В. А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий : монография. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2017. – 324 с.

11. Битнер А. К., Прокатень Е. В. Методы исследования пород-коллекторов и флюидов : учеб. пособие. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2018. – 224 с.

12. Бурханова И. О. Разработка методики выявления и оценки запасов высокомолекулярных компонентов залежей углеводородов по комплексу геолого-геофизических данных : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2012. – 21 с.

13. Валяев Б. М., Дремин И. С. Изотопно-гелиевые показатели геодинамических обстановок процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции [Электронный ресурс]. – СПб., 2015. – 15 с. – URL: http://www.oilgasjournal.ru/issue_15/valyaev.pdf.

14. Вожов В. И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2006. – 209 с.

15. Воробьев А. Е., Джимиева Р. Б. Особенности и перспективы рационального и комплексного освоения месторождений горючих сланцев // Рациональное освоение недр. – 2013. – № 3–4. – С. 36–45.

16. Гаврилов Ю. О. Отражение сейсмических палеособытий в мезозойско-кайнозойских терригенных толщах Северного Кавказа [Электронный ресурс] // Литология и полезные ископаемые. – М. : Наука, 2017. – Т. 52, № 1. – С. 1–19. – URL: <https://elibrary.ru/contents.asp?issueid=1845253>.

17. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки. Информационная справка [Электронный ресурс]. – М. : НИУ «Высш. шк. экономики» при Правительстве РФ, 2013. – 22 с. – URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/1437.pdf>.

18. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов / О. В. Серебрянникова, Ву Ван Хай, Ю. В. Савиных [и др.] // Изв. ТПУ. – 2012. – Т. 320, № 1. – С. 134–137.

19. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин ; под ред. Б. А. Соколова. – М. : Изд-во Моск. гос. ун-та, 2000. – 384 с.
20. Геология и геохимия нефти и газа : учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин ; под ред. Б. А. Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Изд-во Моск. гос. ун-та : Академия, 2004. – 415 с.
21. Геология нефти и газа : учебник для студентов учреждений высш. образования / В. Ю. Керимов, В. И. Ермолкин, А. С. Гажи-Касумов, А. В. Осипов. – М. : Академия, 2015. – 288 с.
22. Гладков Е. А. Вероятные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири // Газовая пром-сть. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. Спецвып. – 2012. – № 676. – С. 51–55.
23. Дмитриева О. М., Бархутова Д. Д. Особенности состава органического вещества микробных матов щелочных водных экосистем Байкальского региона [Электронный ресурс] // Соврем. пробл. науки и образования. – 2017. – № 3. – URL: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=26534>.
24. Дмитриевский А. Н. Полигенез нефти и газа // Докл. Акад. наук. – 2008. – Т. 419, № 3. – С. 373–377.
25. Дмитриевский А. Н. Судьбоносные загадки нефтегазовой отрасли (интервью) // Вестн. РАН. – 2008. – Т. 78, № 8. – С. 704–711.
26. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А. Битумоиды Оренбургского месторождения – нетрадиционный источник углеводородного сырья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005. – № 6. – С. 33–36.
27. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А. Матричная нефть – новый вид углеводородного сырья // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 5. – С. 15–17.
28. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А. Матричная нефть: перспективы освоения нового пласта знаний / Oil&Gas J. Russia. – 2011. – № 9. – С. 70–74.
29. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А., Яковлева О. П. Матричная нефть – дополнительный сырьевой ресурс нефтегазоконденсатных месторождений // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты : тез. докл. Всерос. конф. – М. : ГЕОС, 2007. – С. 80–82.

30. Ермолкин В. И., Керимов В. Ю. Геология и геохимия нефти и газа : учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 2012. – 460 с.

31. Зейналова М. Нефтедобыча в Азербайджане в древности и Средневековье [Электронный ресурс] // Черное золото Азербайджана. – 2014. – № 1(67) – 2014. – С. 32–37. – URL: <http://irs-az.com/new/pdf/201405/1399990194340149467.pdf>.

32. Изотопно-геохимические особенности газов грязевых вулканов Восточной Грузии [Электронный ресурс] / В. Ю. Лаврушин, Б. Г. Поляк, В. Г. Покровский [и др.] // Литология и полезные ископаемые. – 2009. – № 2. – С. 1–16. – URL: http://geotherm.ginras.ru/Pdf/LavPol%20et%20al%202009%20247_LMRrus.pdf.

33. Изотопные критерии прогноза фазового состава углеводородов в рифейских и венд-кембрийских отложениях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / М. В. Дахнова, Т. К. Баженова, В. С. Лебедев [и др.] // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1199–1209.

34. Изучение компонентного состава битумоидов по комплексу петрофизических, геофизических и геохимических данных в карбонатном разрезе / Н. А. Скибицкая, И. О. Бурханова, Б. А. Никулин [и др.] // НТВ «Каротажник». – Тверь, 2011. – № 7(205). – С. 73–83.

35. Исаев В. П. Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа : учеб. пособие. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2016. – 191 с.

36. Каламкаргов Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М. : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 570 с.

37. Ковешников А. Е. Геология нефти и газа : учеб. пособие. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2011. – 168 с.

38. Кравченко Л. С. Теоретические и методические основы геохимического прогноза и поисков скоплений углеводородов в осадочной толще Западного Прикаспия и его обрамления : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1993. – 36 с.

39. Краюшкин В. А. Истинное происхождение, структура, размер и размещение нефтегазового потенциала // Георесурсы. – 2012. – № 5(47). – С. 19–23.

40. Крейнин Е. В. Нетрадиционные углеводородные источники: новые технологии их разработки : монография. – М. : Проспект, 2016. – 208 с.
41. Кузнецов А. А. «Гипергорячая» природа Земли и геологические следствия (проблемы нефтидорудовитагенеза). – СПб. : Наука, 2014. – 456 с.
42. Курчиков А. Р., Плавник А. Г., Курчиков Д. А. Проявления активной флюидодинамической связи юрского и палеозойского комплексов Западной Сибири // Подземная гидросфера : материалы Всерос. совещ. по подземным водам востока России (Юбил. XX совещ. по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Тюмень, 2012. – Т. 2. – С. 102–106.
43. Кучеров В. Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа [Электронный ресурс] // Вести газовой науки. – 2013. – № 1(12) – С. 86–91. – URL: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/86-91_vgn-plasty-2013-v66.pdf.
44. Лисовский Н. Н., Халимов Э. М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестн. ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
45. Лоджевская М. И. Количественная оценка нефтегазоносности с позиций глубинного происхождения углеводородов // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 52–61.
46. Марчева В. С., Серебряков О. И. Геохимическая классификация газовых конденсатов [Электронный ресурс] // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 2(49). – С. 47–60. – URL: <http://geo.asu.edu.ru/files/2%2849%29/47-60.pdf>.
47. Матричная нефть Оренбургского НГКМ – перспективы развития Оренбургского ГХК / Н. А. Гафаров, А. Н. Дмитриевский, В. И. Днистрянский [и др.] // Газовая пром-сть. – 2012. – № 9(679). – С. 56–60.
48. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (российский сектор Арктики) / В. А. Каширцев, А. Э. Конторович, В. Л. Иванов [и др.] // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 1. – С. 93–105.
49. Милосердова Л. В. Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа [Электронный ресурс] : конспект лекций по программе «Нефтегазовое дело» / под ред. Мартынова. – М., 2003. – 179 с. – URL: <http://www.geokniga.org/books/2650>.

50. Муслимов Р. Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? [Электронный ресурс] // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 2. – С. 80–87. – URL: https://geors.ru/media/pdf/01_Muslimov_s.pdf.

51. Навроцкий О. К., Скибицкая Н. А. Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – № 4(35). – С. 6–8.

52. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым Баккеном? / Г. Выгон, А. Рубцов, С. Клубов [и др.] / Энергет. центр Моск. шк. управления СКОЛКОВО. – М., 2013. – 70 с.

53. Нефтегазовая энциклопедия / ред. Ю. В. Вадецкий. – М. : Моск. отд. Нефть и газ МАИ : ВНИИОЭНГ, 2003. – 380 с.

54. Нефтегазовое дело : в 6 т. : учеб. пособие / под ред. проф. А. М. Шаммазова. – Т. 1. Геология нефтяных и газовых месторождений / Ю. А. Котенев, А. П. Чижов. – СПб. : Недра, 2011. – 304 с.

55. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куломбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления [Электронный ресурс] / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин, В. А. Зеренинов [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf.

56. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке : материалы Междунар. конф. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 2001. – Ч. I, II. – 535 с.

57. Орлов В. П. Геология и минерально-сырьевая база в экономике России (2007–2014). Российское геологическое общество. – М. : Геоинформарк, 2015. – 418 с.

58. Осипов В. И., Соколов В. Н., Еремеев В. В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Наука, 2001. – 238 с.

59. Основные виды источников нетрадиционных ресурсов УВС и перспективы их освоения [Электронный ресурс] / А. И. Варламов, А. П. Афанасенков, В. И. Пырьев [и др.] // Всерос. совещ. «Методические проблемы геологоразведочных и научно-исследовательских работ в нефтегазовой отрасли», посвящ. 60-летию образования ФГУП «ВНИГНИ». – 2013. – 36 с. – URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2566.pdf>.

60. Охлопков А. С. Свойства товарной сырой нефти, позволяющие идентифицировать источник нефтяного загрязнения окружающей

природной среды : дис. ... канд. хим. наук: 03.02.08. – Н. Новгород, 2015. – 130 с.

61. Пат. № 2499285 Российская Федерация, МПК G 01 V 9/00. Способ поиска залежи углеводородов на основе принципа пассивной адсорбции [Электронный ресурс] / Хисамов Р. С., Войтович С. Е., Чернышова М. Г. [и др.] ; заявитель и патентообладатель ООО «Татнефть» им. В. Д. Шашина. – № 2012146386/28 ; заявл. 10.31.2012 ; опубл. 20.11.2013, Бюл. № 32. – 13 с. – URL: <http://www.freepatent.ru/images/patents/496/2499285/patent-2499285.pdf>.

62. Пиковский Ю. И. Первая в XXI веке Всероссийская научная конференция по происхождению нефти и газа // Отеч. геология. – 2004. – № 2. – С. 91–98.

63. Полубояров В. А. Природа образования газа в метанонасыщенных углях // Углекимия и экология Кузбасса. – Кемерово, 2012. – С. 53.

64. Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Е. Ю. Горюнов, П. А. Игнатов, Д. Н. Климентьева [и др.] // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 62–69.

65. Реология углеводородов : учеб.-метод. пособие для студентов заочной формы обучения специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – Уфа : Изд-во Уфим. гос. нефт. техн. ун-та, 2004. – 62 с.

66. Ресурсная база полезных компонентов свободных и попутных газов месторождений Восточной Сибири / А. Б. Фукс, Н. П. Мельников, Ф. А. Мигурский [и др.] // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 45–49.

67. Рогозина Е. А. Состав, зональность и масштабы генерации газов при катагенезе органического вещества гумусовых углей [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – 20 с. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/38_2008.pdf.

68. Рогозина Е. А., Калимуллина Г. М. Балансовая сторона утилизации нефтяного загрязнения почвы биопрепаратами серии «Нафтос» / Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/7/19_2009.pdf.

69. Роуз П. Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М.; Ижевск : РХД : Ижев. ин-т компьютерных исслед., 2011. – 304 с.

70. Севостьянов К. М. Происхождение нефти и газа в промышленных масштабах в земной коре. – 2-е изд. – М. : Лика, 2004. – 254 с.
71. Семенов Е. О. Особенности формирования и оценка коллекторских и экранирующих свойств терригенных пород при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2010. – 23 с.
72. Сидкина Е. С. Геохимия подземных рассолов западной части Тунгусского бассейна : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск. 2013. – 159 с.
73. Скибицкая Н. А., Яковлева О. П. Перспективы освоения ресурсов матричной нефти // Бурение и нефть. – 2011. – № 6. – С. 11–13.
74. Соболева Е. В., Гусева А. Н. Химия горючих ископаемых : учебник. – М. : Изд-во Моск. ун-та, 2010. – 312 с.
75. Сорбция бутана, пропана, этана, метана и диоксида углерода на асфальтене / А. Н. Дмитриевский, А. А. Прибылов, Н. А. Скибицкая [и др.] // Журн. физ. химии. – 2006. – Т. 80, № 7. – С. 1250–1256.
76. Сорбция метана и этана в высокотемпературных смолах при сверхкритических температурах в области закона Генри / А. Н. Дмитриевский, А. А. Скибицкая, А. Н. Вульфсон [и др.] // Журн. физ. химии. – 2007. – Т. 81, № 5. – С. 1–7.
77. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб. : Недра, 1998. – 576 с.
78. Сударников В. Н., Калинина О. Н. Основы аэрофотосъемки [Электронный ресурс] / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург, 2013. – URL: <https://books.google.ru/books?id>.
79. Супруненко О. И., Тугарова М. А. Геохимия нафтидов : учеб. пособие. – СПб. : Изд-во С.-Петербург. ун-та, 2002.
80. Тараненко Е. И., Безбородов Р. С., Хакимов М. Ю. Тепловой эффект формирования залежей нефти и газа [Электронный ресурс] // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 56–58. – URL: <http://hydropetroleum.ru/node/153>.
81. Тарасова Е. В. Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу [Электронный ресурс] // Каротажник. – 2011. – № 10(208). – URL: <http://www.petroviser.ru/articles/a14>.
82. Тимергазина И. Ф., Переходова Л. С. К проблеме биологического окисления нефти и нефтепродуктов углеводородокисляющими бак-

териями [Электронный ресурс] / Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/7/16_2012.pdf.

83. Томилов А. А. Исследование влияния тектонического фактора на формирование, поиски и разработку месторождений нефти и газа : дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Тюмень, 2017. – 142 с.

84. Требования к геохимической основе Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 (новая редакция). – М. : ИМГРЭ, 2005. – 40 с.

85. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Скибицкая, О. П. Яковлева [и др.] // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России. – М. : ГЕОС, 2007. – С. 360–377.

86. Филиппов М. М. Антракосолиты. – СПб. : ВНИГРИ, 2013. – 296 с.

87. Формация Баккен : геология, нефтегазоносность и история разработки / О. М. Прищепа, О. Ю. Аверьянова, В. И. Высоцкий, Д. Морариу // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 2. – 28 с. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf.

88. Химия нефти и газа : метод. указания / сост.: Т. А. Овчарова, М. С. Юза, И. А. Маракова. – Ухта : УГТУ, 2013. – 29 с.

89. Чернова О. С. Основы геологии нефти и газа : учеб. пособие. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2008. – 372 с.

90. Шахновский И. М. Происхождение нефтяных углеводородов. – М. : ГЕОС, 2001. – 72 с.

91. Шустер В. Л., Левянт В. Б., Элланский М. М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М. : Техника : ТУМА ГРУПП, 2003. – 176 с.

92. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Сравнительный анализ качества трудноизвлекаемых нефтей [Электронный ресурс] // Газовая пром-сть. – 2015. – № 5(722). – С. 18–23. – URL: <http://www.sibsiu.ru/downloads/public/vestnik-raen-zso/20.pdf>.

93. Resources to Reserves 2013 – Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future // IEA. – 2013. – P. 110.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анализ компонентного состава матричной нефти западной части Оренбургского НГКМ [Электронный ресурс] / Б. А. Григорьев, А. Е. Рыжов, Н. М. Парфенова [и др.] // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – Режим доступа: <http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/046-060-sbornik-plasty-v53.pdf>.

2. Геология нефти и газа [Электронный ресурс] : лаб. практикум / В. А. Гридин, Е. Ю. Туманова, А. А. Рожнова [и др.]. – Ставрополь : СКФУ, 2015. – 91 с. – Режим доступа: <https://book.ru/book/928763>.

3. Дмитриев, Д. А. Геология и геохимия нефти и газа : учеб.-метод. пособие / Д. А. Дмитриев, А. Н. Плаксенко. – Воронеж : Изд-во ВГУ, 2005. – 31 с.

4. Нефтегазовое дело : учеб. пособие : в 6 т. / под ред. А. М. Шаммазова, Т. И. Геология нефтяных и газовых месторождений / Ю. А. Котенёв, А. П. Чижов. – СПб : Недра, 2011. – 304 с.

5. Свиридова, Л. П. Сланцевый газ и сланцевая нефть. Получение и экологический ущерб [Электронный ресурс] / Л. П. Свиридова, Е. Е. Султанбекова, Е. Е. Стригунова. Ч. I. Сланцевый газ; Ч. II. Сланцевая нефть. – Екатеринбург : Урал. федер. ун-т, 2016. – 173 с. – Режим доступа: <https://urfu.ru/ru/>.

6. Хант, Дж. М. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. М. Хант. – М. : Мир, 1982. – 704 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Определение, размерность и обозначения основных параметров горных пород

Параметр	Определение	Единица измерения	
		СГС	СИ
Плотность ρ	Физическая характеристика тела, вещества, горных пород, численно равная массе единицы объема тела, т. е. отношение массы твердой, жидкой и газовой фаз к его объему	г/см ³	кг/м ³
Минеральная плотность δ	Отношение массы твердой фазы горной породы (минерала) к объему твердой фазы	г/см ³	кг/м ³
Удельный вес γ	Параметр, определяющий притяжение горных пород и характер создаваемого ими аномального гравитационного поля. Отношение веса горной породы (минерала) к объему породы (минерала)	дин/см ³	Н/м ³
Пористость:			
общая	Совокупность всех сообщающихся и изолированных пустот в минеральном скелете породы	%	%
открытая	Совокупность пустот в минеральном скелете породы, сообщающихся между собой и с атмосферой	%	%
эффективная	Часть порового пространства, заполненнаядвигающимися по нему флюидом	%	%
Коэффициент пористости K_p	Отношение объема пор к объему породы	–	–
Проницаемость	Способность пород пропускать через себя жидкости и газ. Физический смысл размерности (м ²) заключается в том, что проницаемость как бы характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация	мД (миллидарси)	$1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Остаточная вода $K_{o.v}$	Содержание рыхлосвязанной и крепко связанной воды, занимающей часть полезного объема открытой пористости. Содержание остаточной воды выражают в долях или процентах от объема пор, выраженных в процентах	% к объему	%
Внутренняя удельная поверхность $S_{уд}$	Отношение суммарной поверхности всех пор и каналов к единице общего объема или массы породы	см ² /см ³	м ² /м ³

Приложение 2

Размерности, используемые при определении проницаемости

Измеряемая величина	Обозначения	Единицы	
		применяемые на практике при определении проницаемости*	системы СИ
Проницаемость	$k_{пр}$	1 Д (дарси)	$0,9869 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$ (микрометр квадратный)
		1 мД (миллидарси)	10^{-3} мкм^2
Расход	Q	1 см ³ /с	1 см ³ /с = $10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$
Площадь	F	1 см ²	1 см ² = 10^{-4} м^2
Длина	L	1 см	1 см = 10^{-2} м
Давление*	P	1 атм. физ.	$1,013 25 \cdot 10^5 \text{ МПа} \approx 10^{-1} \text{ МПа}$ (мегапаскаль)
Вязкость: динамическая	μ	1 П (пуаз)	$10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ дПа} \cdot \text{с}$ (деципаскаль-секунда)
		1 сП (сантипуаз)	$10^{-1} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (миллипаскаль-секунда)
кинематическая	ν	1 Ст (стокс)	1 Ст = $\text{см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$

*На практике давление измеряют пружинными, ртутными или водяными манометрами. Для перевода в физические атмосферы пользуются следующими соотношениями:

1 кгс/см² = 0,967 841 атм (физическая),

1 мм рт. ст. = $13,157 9 \cdot 10^{-4}$ атм (физическая),

1 мм вод. ст. = $0,967 841 \cdot 10^{-4}$ атм (физическая).

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Азотистые соединения 266

Альбихол 177

Б

Белки 206

Биогенное ОВ 185, 186

Битумоиды 209

В

Висбрекинг 393

Витринит 176

Внутренний контур нефтеносности 115

Водородокисляющие бактерии 388

Вязкость 235–237, 289

 динамическая 235

 кинематическая 236

Г

Газ:

 водорастворенный 182, 304

 попутный 182

Газовая емкость 95

Газонасыщенность 92, 93, 301

Газосодержание 93

Гелиенасыщенность газов 133

Генерационный потенциал 223

Геологический профиль 143, 144

Геологический риск 134

Геотермическая ступень 78

Геотермический градиент 78

Геохимический антагонизм 181

Геохимическое поле 322

Гетероатомные соединения 261
Гидравлический фактор 93
Гидраты 307
Гидрофильность 238
Гидрофобность 238
Горючий сланец 175
Гравитационный фактор 93
Групповой состав 244–247

Д

Давление:
 аномальное 70
 гидростатическое 70
 забойное 76
 избыточное 73
 пластовое 69
 абсолютное 75, 85
 динамическое 70, 91
 статическое 70
Депрессия 77
Десорбция 291
Диффузия 94
 концентрационная 94
 термическая 94

З

Залежь 113
Запасы 127–131
 извлекаемые 130
Зона нефтегазонакопления 154–156

И

Индекс окрашивания пор 217
Индивидуальный состав 244
Ихтиол 177

К

Карбин 183

Карта 139

Каустобиолиты 166–169

Кероген 209, 211

Кислородные соединения 265

Контакт:

 водонефтяной 115

 газонефтяной 115

Коэффициент:

 зрелости 181, 182

 открытой пористости 42

Криконденбар 278

Криконденсерм 278

Критическая точка 277

Кровля 114

Л

Липиды 206

Липоидинит 177

Липтобиолиты 167, 168

Литологический экран 116

Ловушка 79–82

М

Межблоковое пространство 49

Месторождение 120–127

Метод Rock Eval 218

Миграция:

 внутрипластовая 89

 вторичная 88

 комбинированная 89

 межпластовая 89

 первичная 87

 фазовая 89

Микробные маты 189
Молекулярная масса 243

Н

Натрий-ихтиол 177
Нафтиды 175
Неаддитивность системы 231
Неопределенность 134
Нефтегазоносная область 154
Нефтегазоносная провинция 153
Нефтегазоносная система 102
Нефтегазоносный пояс 153
Нефтегазоносный район 158
Нефтегеологическое районирование 151
Нефть 171
 матричная 172
 сланцевая 174
Нефтяная система 230
«Нефтяное окно» 215, 216

О

Объемное сжатие 93
Оптическая активность 241
Осмоз 99
Относительный удельный вес 234
Оценка:
 вероятностная 136, 137
 детерминированная 135

П

Пластичность 55
Плей 102
Плотность 233, 288
 относительная 234, 289
Подошва 114
Показатели сингенетичности газов 336

- Покрышка 62, 66
- Поликумулен 183
- Пористость:
 - вторичная 49
 - динамическая 43
 - каверновая 49
 - общая 42
 - открытая 42, 61
 - первичная 49
 - трещинная 49
 - эффективная 57–60
- Породы:
 - нефтематеринские 29
 - обломочные 46
 - органогенные 47
 - осадочные 45
 - породы-коллекторы 40
 - нетрадиционные 50–52
 - хемогенные 47
- Природный резервуар 66, 67
- Пристан 213, 252
- Проницаемость 43, 55, 57–59
 - абсолютная 44, 61
 - относительная 44
 - профильная 45
 - фазовая 45
 - эффективная 45, 56

Р

- Растворимость нефти 240
- Ресурсы 127, 131
- Ретроградная область 278
- Рефрактометрическая разность 242

С

- Самостоятельный нефтегазоносный район 158, 159

Смачиваемость 237
нефти 239
Сольвент 177
Сорбция газов 291
Стратиграфический экран 116
Структурно-групповой состав 244

Т

Тектонический экран 116
Температура:
кипения нефти 239
критическая 277
плавления 239
пластовая 78
Теплота сгорания 240, 290

У

Углеводороды 246
ароматические 259
метановые 249
Удельная поверхность 51
Упругость 301

Ф

Фильтрация 97
газа 108
Фитан 213, 252
Фихтелит 168
Флюидоупор 62, 64, 65
Флюоресценция 241
Фуллерен 183
Фюзенит 177

Х

Хемофоссилии 27
Хроматография 266

Ц

Цикланы 258

Э

Эвапориты 47

Электрические свойства 241

Элементный состав 243, 244

Учебное издание

Битнер Александр Карлович
Прокатень Елена Вячеславовна

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Редактор *Л. Г. Семухина*
Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*

Подписано в печать 23.12.2019. Печать плоская. Формат 60×84/16
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 26,75. Тираж 100 экз. Заказ № 9090

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru