

ПЕРМСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

Е. Е. Кожевникова

# ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА



Пермь 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное  
Образовательное учреждение высшего образования  
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е. Е. Кожевникова

# ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

*Допущено методическим советом  
Пермского государственного национального  
исследовательского университета в качестве  
учебного пособия для студентов, обучающихся  
по направлению подготовки бакалавров «Геология»  
и магистров по профилю «Геология и геохимия нефти и газа»*



Пермь 2020

УДК 553.98(075.8)  
ББК 26.343.1я73  
К583

**Кожевникова Е. Е.**

К583 Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс] : учебное пособие / Е. Е. Кожевникова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2020. – 2,25 Мб ; 90 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoximiya-nefti-i-gaza.pdf>. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-3483-5

Учебное пособие посвящено разделу «Геология и геохимия нефти и газа», которое является частью курса «Геология и геохимия горючих ископаемых». Представленное пособие детально освещает теоретические основы, описывающие процессы формирования, захоронения и преобразования органического вещества горных пород, которые приводят к генерации нефти и газа. Кроме подробной теоретической части пособие содержит данные для практических работ и рекомендации по их выполнению.

Данное пособие рекомендовано для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Геология» и магистров по профилю «Геология и геохимия нефти и газа».

**УДК 553.98(075.8)**  
**ББК 26.343.1я73**

*Издается по решению ученого совета геологического факультета  
Пермского государственного национального исследовательского университета*

*Рецензенты:* департамент по недропользованию по Приволжскому федеральному округу (зам. начальника департамента, канд. геол.-минерал. наук **А. В. Белоконь**);

ученый секретарь АО «КамНИИКИГС», канд. геол.-минерал. наук **С. Е. Башкова**

ISBN 978-5-7944-3483-5

© ПГНИУ, 2020

© Кожевникова Е. Е., 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Характеристика нефти, газа и битумов.....	5
1.1. Значение нефти и газа в жизни человечества.....	8
1.2. Нефть.....	9
1.3. Природный газ.....	15
2. Рассеянное органическое вещество горных пород.....	22
2.1. Распространение органического вещества в горных породах.....	23
2.2. Органическое вещество, состав, разновидности.....	27
3. Преобразование органического вещества на стадиях литогенеза.....	32
3.1. Источники органического вещества в седиментогенезе.....	33
3.2. Преобразование органического вещества на стадии диагенеза...	38
3.3. Трансформация органического вещества на стадии катагенеза..	43
4. Нефтяные системы.....	51
4.1. Нефтегазоматеринские свиты и породы.....	54
4.2. Оценка генерационного потенциала горных пород.....	57
4.3. Биомаркеры – процессы образования, значение, применение....	61
5. Формирование залежей нефти и газа.....	66
5.1. Виды миграции углеводородов.....	67
5.2. Процессы аккумуляции углеводородов.....	73
5.3. Месторождения нефти и газа .....	76
6. Практическая часть.....	80
6.1. Выделение потенциальных нефтегазоматеринских пород.....	81
6.2. Выделение нефтегазоматеринских свит и очагов генерации.....	84
Заключение.....	87
Список использованной литературы.....	88

## ВВЕДЕНИЕ

Проблемам геологии и геохимии нефти и газа постоянно уделяется особое внимание, так как существование человечества на сегодняшнее время и в ближайшее столетие будет обеспечиваться энергией в основном за счет горючих ископаемых и, прежде всего нефти и газа, при гораздо меньшей роли других источников.

Учебное пособие подробно знакомит студентов с актуальными проблемами нефтегазовой геологии и геохимии. Основные процессы формирования нефтегазоносности осадочных бассейнов рассматриваются с позиции осадочно-миграционной теории происхождения нефти. В связи с этим поэтапно описано образование и преобразование органического вещества от отмирания живых организмов до генерации углеводородов. Кроме процесса образования углеводородов представлена информация о способах и видах миграции нефти и газа из нефтегазоматеринских свит и закономерности при их аккумуляции. При подготовке данного учебного пособия использованы материалы учебника О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов и др. «Геология и геохимия нефти и газа», а также других отечественных и зарубежных авторов.

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ, ГАЗА И БИТУМОВ

Нефти, газ и битумы относятся к каустобиолитам – горючим полезным ископаемым, содержащим большое количество углерода, органического происхождения. Они представляют собой продукты преобразования остатков растительных, реже животных, организмов под воздействием геологических факторов. В наиболее распространенной классификации углеводороды (УВ) входят в нефтяной ряд каустобиолитов.

Нефтяной ряд образуют нафтиды и нафтоиды. В.Н. Муратов ввел термин *нафтиды*, который включает в себя нефть, природные горючие газы, газоконденсаты, а также природные производные нефти (мальты, асфальты, асфальтиты, оксикериты, гуминокериты, кериты, антраксолиты, озокериты и др). Особой ветвью природных битумов, которые генетически не связаны с нефтью, а являются продуктами природного термического распада органического вещества пород, называют *нафтоидами*, т. е. нефтеподобными. Термин нафтоиды введен российскими учеными Н.А. Орловым и В.А. Успенским в 1936 г. (Успенский, 1970). Наряду с этим существует понятие *природных битумов*, в него включены все продукты природного преобразования нефтей, но сама нефть и природный газ не входят. Взаимосвязь описанных терминов представлена на рис. 1.

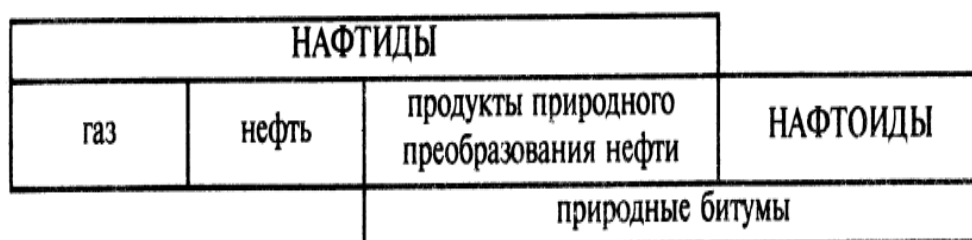


Рис. 1. Схема природного битумогенеза

На сегодняшний день общепризнано образование УВ из органического вещества горных пород на основе осадочно-миграционной теории. В конце 60-х гг. в решении проблемы генезиса нефтей произошел качественный скачок: была создана концепция об нефте- и газообразовании. Н.Б. Вассоевич предложил называть концепцию осадочно-миграционной теорией, а не органической или биогенной (Вассоевич, 1967), поскольку УВ образуются абиогенным путем, но их источником является органическое вещество (ОВ), захороненное в процессе осадконакопления. Так как традиционная залежь УВ формируется только в процессе миграции углеводородов, то в название теории о происхождении углеводородов было предложено внести слово "миграционная", как необходимое для выражения всего процесса образования углеводородов.

Основные аргументы для становления и развития осадочно-миграционной теории заключаются в следующем.

1. Все растения и животные организмы на Земле состоят в основном из углерода и водорода, т. е. в истории развития Земли имелся обширный органический материал, вполне обеспечивающий образование всех известных запасов нефти и газа.

2. В нефтях найдены металлопорфирины, образованные в основном в результате преобразования молекул хлорофиллов. Наличие металлопорфиринов указывает на связь нефтей с живыми организмами, имеющими в своем составе порфирины, переходящие на стадии диагенеза в металлопорфирины. Наличие металлопорфиринов также свидетельствует о том, что эти нефти не попадали в температурные режимы более 120 °С, так как, начиная с этой температуры металлопорфирины разрушаются. С учетом этого свойства их еще называют «термическими метками».

3. Любое живое вещество содержит азот, во всех нефтях также присутствует азот (0,1–0,3 %).

4. Важное общее свойство: все биологические вещества и все нефти оптически активны (могут вращать плоскость поляризации луча).

Основные положения осадочно-миграционной теории имеют следующие формулировки.

1. Нефть и газ образуются абиогенным путем, но из органического вещества горных пород, захороненного в процессе осадконакопления.

2. Потенциал нефтегазоматеринской породы (НГМП) закладывается в живом веществе, формируется в диагенезе, а реализуется в катагенезе.

3. Ход процесса нефтегазообразования определяется как особенностями ОВ, так и внешними факторами (температурой, давлением, продолжительностью нахождения толщи в необходимых термобарических условиях).

4. Миграция – это необходимая составляющая образования залежей УВ, так как обычно аккумуляция происходит за пределами НГМП в породах-коллекторах.



## **1.1. Значение нефти и газа в жизни человечества**

С интенсивным развитием индустрии в последнее столетие роль нефти и газа в топливно-энергетическом комплексе всех стран мира занимает ведущее место.

Нефть на сегодняшний день, без всякого сомнения, является важнейшим полезным ископаемым для человека, при этом не только как источник топлива. Мы не мыслим жизнь без этого уникального сырья, поскольку практически каждый шаг человека связан с использованием материалов, полученных с участием нефтепродуктов. Из нефтей производят свыше 700 видов нефтепродуктов, используемых в быту и в самых разнообразных отраслях промышленности, включая пищевую, медицинскую. Строительные материалы, лаки, краски, многие напольные покрытия содержат нефтяные масла, производные нефтей входят в состав одежды. Нефтепродукты также являются составной частью пластмасс, искусственного каучука и этот список можно продолжать.

Природный газ, который является не менее значимым для жизни современного человека, относится к группе активно используемых энергоносителей и экологически чистым ресурсам энергии. Россия занимает ведущее место в мире по добыче, запасам и ресурсам природного газа. Кроме того, именно Россия обеспечивает более пятой части всего газового производства в мире и примерно четверть всех поставок в другие регионы мира.

На сегодняшнее время, российская экономика является самой газоориентированной экономикой в мире. В отличие от других стран газ в России расходуется в основном предприятиями электроэнергетики, металлургической и химической промышленности. Крупными потребителями в стране являются энергетические компании, на долю которых приходится около 37 % всего потребления природного газа.

## 1.2. Нефть

В литературных источниках существует много определений нефти, например *нефть* – это природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений. Определение с привязкой к генезису дал Н.Б. Вассоевич: *нефть* – это жидкие гидрофобные продукты процесса fossilization органического вещества пород, захороненного в субаквальных отложениях.

### Физические свойства нефтей

Наиболее часто определяемыми физическими свойствами нефтей являются: цвет, запах, плотность, вязкость, оптические свойства, люминесценция, температура застывания, температура вспышки и др.

*Плотность* – это отношение массы к объему. Единицы измерения в системе СИ – кг/м<sup>3</sup>, в системе СГС – г/см<sup>3</sup>. Относительной плотностью нефти считается отношение плотности при давлении 0,1 Мпа и температуре 20 °С к плотности воды при 4 °С. Обычно относительная плотность нефтей имеет значения от 0,77 до 1,0 г/см<sup>3</sup>. Величина плотности нефти зависит от содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, природы веществ, составляющих массу нефти и от присутствия растворенного газа. Плотность нефти зависит не только от состава, но и от давления и температуры. В пластовых условиях плотность нефти меньше, чем на земной поверхности. Так как в пластовых условиях нефти содержат растворимые газы.

*Вязкость* – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкости. На практике часто используют динамическую вязкость.

*Динамическая вязкость* – сила сопротивления перемещению слоя жидкости площадью в 1 см<sup>2</sup> на 1 см со скоростью 1 см/с. Единица измерения

в системе СИ – паскаль на секунд ( $\text{Па}\cdot\text{с}$ ), в системе СГС динамическая вязкость измеряется в паузах (П, или  $\text{г}/\text{см}\cdot\text{с}$ ). Динамическая вязкость воды равна  $1\text{мПа}\cdot\text{с}$  (милипаскаль-секунда), или 1,0 сП (сантипуаз). Вязкость нефти зависит от ее состава и температуры. Среди углеводородов наименьшей вязкостью обладают алканы, наибольшей – циклоалканы.

*Оптические свойства нефтей.* Нефти оптически активны, обладают свойством вращать плоскость поляризации света, преломлять проходящие световые лучи. Способность вращать плоскость поляризации – неоспоримое доказательство происхождения нефтей из органических веществ, так как установлено, что вещества, синтезируемые неорганическим путем, не обладают оптической активностью.

Под *люминесценцией* понимают свечение, вызванное различными причинами и испускаемое холодным веществом. По способу возбуждения различают фотолюминесценцию, т.е. возникающие при воздействии на образец ультрафиолетовым светом и др. По длительности свечения выделяют флуоресценцию, т.е. наблюдаемую только пока длится воздействие на образец и фосфоресценцию, т.е. свечение продолжающееся и после прекращения воздействия на объект исследования. Нефти светятся в ультрафиолетовом свете, это свойства нефтей и их производных сохраняются и после их растворения в большинстве органических растворителей, на этом основан люминесцентно-битуминологический анализ.

*Температурой застывания* нефтей – температура, при которой охлаждаемая проба нефти в пробирке не изменяет уровня при наклоне пробирки на  $45^\circ$ . У разных нефтей эта температура меняется в широких пределах от  $-35$  до  $+30^\circ\text{C}$  (последняя температура установлена для Узеньского месторождения на Мангышлаке, а  $-35^\circ\text{C}$  это температура застывания для Среднеботуобинского месторождения в Якутии).

Парафинистые нефти имеют более высокую температуру застывания, беспарафинистые – более низкую.

*Температура вспышки* – минимальная температура, при которой пары нефти или нефтепродукты образуют с воздухом смесь, способную к кратковременному образованию пламени при внесении в нее источника воспламенения.

*Электропроводность.* Нефти являются диэлектриками, т. е. не проводят электрический ток и обладают высоким удельным сопротивлением ( $10^{10} - 10^{14}$  Ом\*м).

### Химический состав нефтей

Все нефтяные углеводороды, входящие в состав нефти, разделены на три группы:

- ✓ Алканы (метановая группа) с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . Эта группа представляет собой насыщенные углеводороды, поскольку все их валентные связи задействованы. С химической точки зрения они – самые инертные, другими словами, они неспособны вступать в реакции с другими химическими соединениями. Структура алканов может быть и линейной (нормальные алканы) или разветвленной (изоалканы).
- ✓ Цикланы (нафтеновая группа) с общей формулой  $C_nH_{2n}$ . Их главный признак – пяти- или шестичленное кольцо, состоящее из атомов углерода. Другими словами, цикланы, в отличие от алканов, имеют замкнутую в цепь циклическую структуру. Эта группа тоже представляет предельные (насыщенные) соединения и в реакции с другими химическими элементами они также почти не вступают.
- ✓ Арены (ароматическая группа) с общей формулой  $C_nH_{2n-6}$ . Их структура – шестичленные циклы, в основе которых лежит ароматическое бензольное ядро ( $C_6H_6$ ). Их отличает наличие между атомами двойных связей. Арены бывают моноциклическими (одно

бензольное кольцо), бициклическими (сдвоенные кольца бензола) и полициклическими (кольца соединены по принципу пчелиных сот).

### Элементный состав нефтей

Несмотря на огромное разнообразие индивидуальных соединений и соответственно, сложный химический состав, элементный состав нефтей довольно прост. Под *элементным составом* понимают элементы, входящие в состав нефтей, обычно они распределены в следующих пропорциях:

- ✓ углерод (83–87 %);
- ✓ водород (11–14 %);
- ✓ сера;
- ✓ кислород;
- ✓ азот;
- ✓ микроэлементы (металлы и неметаллы).

Сера, азот и кислород массовое содержание этих трех элементов в нефтях в среднем не превышает 3–4 % и зависит от возраста и происхождения залежей. Гетеро-атомные органические соединения нефтей представлены следующими группами:

- ✓ сернистые соединения;
- ✓ кислородные соединения;
- ✓ азотосодержащие соединения;
- ✓ смолисто-асфальтеновые вещества;
- ✓ другие соединения.

В табл. 1 указаны микроэлементы, входящие в состав нефтей.

**Микроэлементы нефтей**

Группа элементов	Элемент
Щелочные металлы	Li, Na, K
Щелочноземельные металлы	Ba, Ca, Mg
Металлы подгруппы меди	Cu, Ag, Au
Металлы подгруппы цинка	Zn, Cd, Hg
Металлы подгруппы бора	B, Al, Ga, In, Tl
Металлы подгруппы ванадия	V, Nb, Ta
Металлы переменной валентности	Ni, Fe, Mo, Co, W, Cr, Mn, Sn
Неметаллы	Si, P, As, Cl, Br, I

Нефть может содержать до 15 кг/т минеральных солей. Как правило, основные минеральные соли представлены хлоридами, гидрокарбонатами, йодидами, бромидами, преимущественно, щелочных и щелочноземельных металлов. В результате гидролиза таких солей образуется HCl, которая является причиной, вызывающей коррозию аппаратуры. Механические примеси нефти представляют собой взвешенные частицы песка, известняка и глины.

*Фракционный состав* является важным показателем качества нефти. В процессе перегонки на нефтеперерабатывающих заводах при постепенно повышающейся температуре из нефтей отгоняют части – фракции, отличающиеся друг от друга пределами выкипания.

При атмосферной перегонке получают следующие фракции, выкипающие до 350 °С, которые принято называть светлыми дистиллятами:

- ✓ до 100 °С – петролейная фракция;
- ✓ до 140 °С – бензиновая фракция;
- ✓ 140–180 °С – лигроиновая фракция;
- ✓ 180–220 °С – керосиновая фракция;
- ✓ 220–350 °С – дизельная фракция.

Фракции, выкипающие до 200 °С, называют легкими, или бензиновыми, от 200 до 300 °С – средними, или керосиновыми, выше 300 °С – тяжелыми или масляными. Остаток после отбора светлых дистиллятов, проходящий при температурах более 350 °С, называется мазутом. Ректификация мазута при атмосферном давлении крайне затруднена, поэтому, разгоняя его под вакуумом, получают следующие фракции в зависимости от переработки:

- ✓ для получения топлива (350–500 °С) – вакуумный газойль (вакуумный дистиллят);
- ✓ более 500 °С – вакуумный остаток (гудрон).

### 1.3. Природный газ

Существует множество определений природного газа, определения, наиболее полно раскрывающие генезис и состав представлены ниже.

*Природный газ* – полезное ископаемое, представляющее собой смесь газообразных углеводородов природного происхождения, состоящую главным образом из метана и примесей других алканов. Иногда в составе также присутствует некоторое количество углекислого газа, азота, сероводорода и гелия.

*Природный газ* – это смесь газов (органической природы), образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ.

Основным компонентом природного газа является метан ( $\text{CH}_4$ ) – его содержание варьируется в диапазоне 70–98 %. Кроме него в состав могут входить более тяжелые насыщенные углеводороды – гомологи метана, такие как этан, пропан и бутан. Помимо углеводородной составляющей природный газ может содержать неорганические газообразные соединения:

- ✓ водород;
- ✓ сероводород;
- ✓ углекислый газ;
- ✓ азот;
- ✓ инертные газы (преимущественно гелий).

*Физические свойства природного газа.* Из-за преобладания метана в составе, природный газ горюч, смесь с воздухом в диапазоне концентраций от 4,4 до 17 % взрывоопасна. Природный газ бесцветен и не имеет запаха, за исключением случаев повышенного содержания в его составе сероводорода. С целью установления утечки газа при его бытовом применении в газопроводы добавляют специальные одоранты – вещества с резким



неприятным запахом. Физические характеристики газа зависят от его состава, ниже приведены основные усредненные параметры:

- ✓ плотность газа – масса 1 м<sup>3</sup> газа при температуре 0 °С и давлении 0,1 Мпа (760 мм рт. ст.), имеет значения 0,55–1 г/см<sup>3</sup>;
- ✓ температура самовозгорания – 650 °С;
- ✓ температура конденсации-испарения – 161,5 °С;
- ✓ удельная теплота сгорания: 28–46 МДж/м<sup>3</sup>;
- ✓ легче воздуха в 1,8 раза, при утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.

Самая простая и широко распространённая классификация подразделяет газ на сухой и жирный. *Сухой газ* – природный газ, в составе которого более 90 % метана, низкое содержание этана и пропана (менее 10 %), содержание пентана менее 10 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. *Жирный газ*, как правило, является попутным для нефтяных залежей, содержание метана до 70–80 %, содержит этан, пропан, бутаны (до 30 %), содержание конденсата от 30–90 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

*Газогидраты.* В науке долгое время считалось, что скопления углеводородов с молекулярным весом более 60 пребывают в земной коре в жидком состоянии, а более лёгкие – в газообразном. Однако во второй половине XX в. группа сотрудников Московского института нефти и газа А.А. Трофимук, Н.В. Черский, Ф.А. Требин, Ю.Ф. Макогон, В.Г. Васильев установили, что природный газ в определённых термодинамических условиях может переходить в земной коре в твёрдое состояние и образовывать газогидратные залежи. Позже выяснилось, что запасы природного газа в этом состоянии значительны. Газогидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из молекул воды и метана. Также их иногда называют «клатраты», этот термин дан Пауэллом в 1948 г. Гидраты газа относятся к нестехиометрическим соединениям, т. е. к соединениям

переменного состава. Газогидраты метана могут возникнуть при нулевой температуре и давлении не менее 25 атмосфер, например, в море на глубине не менее 250 м. На вид газогидраты похожи на грязноватый снег. Желтовато-кремовые кристаллы газогидратов при подъеме на поверхность очень быстро испаряются. Если их поджечь, они горят жарким пламенем. При падении давления разрушаются стремительно, выделяя огромный объем газа, из одного литра газогидрата получается почти 180 л метана.

С проблемой образования твердых гидратов природного газа нефтегазовая индустрия впервые столкнулась в 1930-х гг. Газогидраты образовывались в трубопроводах, расположенных в окружающей среде с отрицательными температурами. В 1940-е гг. советские учёные И. Стрижов и М. Мохнаткин высказали гипотезу о том, что залежи газовых гидратов могут находиться в природных условиях, в зоне вечной мерзлоты. В 1960-е гг. обнаружены первые месторождения газогидратов на севере страны. Газогидраты встречаются в самых разных, порой, довольно неожиданных местах нашей планеты. Так сотрудники ВНИИГАЗа А. Ефремова и Б. Жижченко при донном отборе проб в глубоководной части Черного моря в 1972 г. установили вкрапления газогидратов в поднятом со дна грунте. Спустя несколько лет газогидраты были найдены и в Атлантическом океане при глубоководном бурении.

Первый случай успешной добычи газогидратов зафиксирован в 1967 г. на Мессояхском газово-гидратном месторождении в Сибири, где, как считают, впервые удалось, причем чисто случайно, извлечь природный газ непосредственно из гидратов.

Однако долгое время газогидраты рассматривались не как полезный потенциальный ресурс, а как опасная помеха при добыче и транспортировке газа. Их и изучать стали с целью поисков средств борьбы с ними. Известно, что газогидраты в присутствии паров воды образуются на стенках скважин, в трубопроводах и вентилях, затрудняя их нормальную работу. Если в

скважине или трубопроводе возник режим гидратообразования, то образуется гидратная пробка, которая блокирует движение УВ и приводит к аварии. В 2010 г. американские нефтяники, ликвидировавшие разлив нефти после гибели платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе, столкнулись с нежелательным образованием газогидратов на стенках защитного купола, который был установлен над устьем аварийной скважины. 100-тонный стальной купол, который должен был закрыть поврежденное при взрыве оборудование и предотвратить дальнейшее попадание нефти в воду, был спущен на глубину полтора километра и с помощью подводных роботов установлен на скважине. Однако на его стенках началось образование газогидратов, а поскольку наледь газогидратов примерно на 10 % легче воды, то образовавшиеся гидраты приподняли огромную конструкцию стального купола, который пришлось заменить на другой.

Запасы газовых гидратов в земной коре огромны и превышают запасы других видов топлива, включая уголь, причем они весьма плотно упакованы. В гидрате метана, например, соотношение между газом и водой примерно 1 к 6, но при этом в 1 м<sup>3</sup> гидрата – примерно 164 м<sup>3</sup> газа. Некоторые исследователи предполагают, что основной объём природного газа в литосфере сосредоточен в природных газовых гидратах. Значительная часть этих газовых ресурсов расположена в арктических широтах, так как именно наличие мощного (более 300 м) слоя вечной мерзлоты создаёт необходимые условия для гидратообразования, а в океане холодная вода позволяет образовываться газогидратам уже с глубины 250–300 м.

Газогидраты, расположенные внутри вечной мерзлоты крайне опасны при проходке скважин, так как они начинают разлагаться и генерировать мощные выбросы газа. Поэтому многие геологи крайне осторожны в своих прогнозах по поводу перспектив разработки метаногидратов.

В связи со своими особенностями стоимость промышленной разработки месторождений газогидратов на сегодняшний день существенно дороже других известных источников природного газа. Но временное отсутствие экономически выгодных методов добычи не является сдерживающим фактором. Как показывает опыт развития сланцевой энергетики, сама возможность получения практически неограниченного энергоресурса становится самым мощным стимулом развития необходимых технологий. Это означает, что через несколько лет себестоимость добычи газогидратов начнет снижаться, приближая стоимость добытого из них газа к стоимости классического голубого топлива.

Месторождения газогидратов находятся практически по всему миру: на шельфе России, США, Канады, Коста-Рики, Гватемалы, Мексики, Японии, Южной Кореи, Индии и Китая, а также в Средиземном, Черном, Каспийском и Южно-Китайском морях. Сегодня в промышленных масштабах добыча ведется в Японии, Индии и др. странах.

*Газовый конденсат* представляет собой бесцветную или слабоокрашенную жидкость. В литературе встречаются разные трактовки определения: *газоконденсат* – смесь жидких углеводородов ( $C_5H_{12}$  + высшие), выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давлений и температуры. *Газовый конденсат* – природная смесь легко кипящих нефтяных углеводородов, находящихся в недрах в газообразном состоянии, а при охлаждении и снижении давления до атмосферного (в условиях дневной поверхности) распадающаяся на жидкую (конденсат) и газовую составляющие (Политехнический словарь, 1989). В зависимости от наличия/отсутствия в продукте газов различают *нестабильный газоконденсат (сырой газоконденсат)*, который содержит в своём составе растворённые газы, и *стабильный газоконденсат*, получаемый путём дегазации нестабильного (в основном методом ректификации).

*Газоконденсат* – природный газ, в котором растворены жидкие углеводороды. Залежи и месторождения газоконденсата широко распространены, разведаны и разрабатываются.

Еще одним нешироко распространенным источником природного газа является *метан угольных пластов*. Он представляет собой форму природного газа, содержащегося в пластах угля. О наличии газа в угольных залежах известно давно. Это один из существенных факторов риска в процессе эксплуатации шахт. Как правило, содержание метана растет с увеличением глубины залегания пластов угля. Именно поэтому риск аварий, связанных со взрывами на шахтах, нарастает по мере выработки пластов угля и перехода на нижележащие горизонты.

Метан может находиться в угольных пластах как в свободном, так и сорбированном или растворённом видах. При соприкосновении с воздухом и угольной пылью метан имеет свойства образовывать взрывоопасные смеси. Поэтому газ угольных пластов до недавнего времени считался вредоносным и опасным попутчиком каменных углей, добываемых закрытым (подземным, шахтным) способом. При этом важнейшей проблемой при добыче угля была его дегазация, т. е. устранение газа из горных выработок. На сегодня существуют два принципиально разных способа добычи угольного метана: шахтный (на полях действующих шахт) и скважинный.

Шахтный способ является неотъемлемой частью технологии подземной добычи угля – дегазации. Объемы получаемого метана при этом невелики, и газ используется в основном для собственных нужд угледобывающих предприятий непосредственно в районе угледобычи. Скважинный способ добычи является промышленным. Метан при этом рассматривается уже не как попутный продукт при добыче угля, а как самостоятельное полезное ископаемое. Разработка метанугольных месторождений с добычей метана в промышленных масштабах производится с применением специальных технологий интенсификации газоотдачи

пластов (самые распространенные варианты – это гидроразрыв пласта, закачка через скважину воздушной смеси).

Прогнозные ресурсы метана в основных угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн м<sup>3</sup>, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. Особое место среди угольных бассейнов России принадлежит Кузбассу, который по праву можно считать крупнейшим из наиболее изученных метаноугольных бассейнов мира.

## 2. РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ГОРНЫХ ПОРОД

Органическое вещество (ОВ) представляет собой комплекс органических соединений, возникших прямо или косвенно из живого вещества или продуктов его жизнедеятельности. Присутствует в атмосфере, природных водах, осадках, почвах и в горных породах в твердом, жидком состоянии. Органическое вещество – обычный компонент осадочных пород, находящийся в них в виде отдельных включений (детрита); в сорбционной связи с частицами пород; в химической связи с минеральными веществами (соли, рассолы или в виде растворов). Содержание ОВ в подавляющей массе осадочных пород  $\leq 1-2\%$ , особенно широко распространены породы с концентрацией  $\sim 0,01\%$ . Доля осадочных пород с содержанием  $\geq 10\%$  ОВ очень мала.

В рамках органической теории исходным продуктом для генерации углеводов является именно органическое вещество или еще называют рассеянное органическое вещество (РОВ), главным компонентом ОВ, не зависимо от его формы является углерод.

Следует отметить, что в литературных источниках кроме понятия ОВ употребляют термин *кероген*, при этом значение термина в отечественной и зарубежной литературе существенно отличается. Так, в России ОВ горных пород принято разделять на растворимую в органических растворителях часть (битумоид) и не растворимую часть – кероген. В зарубежных источниках под керогеном понимают все ОВ горных пород, к такому варианту трактовки этого термина постепенно переходят и российские исследователи. В данном курсе под керогеном понимается все органическое вещество горной породы и растворимая и нерастворимая часть.

## 2.1. Распространение органического вещества в горных породах

Количество органического вещества в породах определяют через содержание органического углерода (Сорг), т. е. некарбонатного углерода. Среднее содержание органического углерода для осадочных пород составляет около 0,55–0,60 %, что соответствует 13–15 кг Сорг на 1 м<sup>3</sup>. Средние величины содержания элементов (кларковые значения или кларки, для отдельных типов пород – субкларки) иногда отличаются у разных исследователей. Так, Ф. Кларк определил содержание Сорг для осадочных пород равным 0,65 %, субкларк для глинистых пород составил 0,80 %. По данным А.Б. Ронова и А.А. Мигдисова (1970), на примере Русской платформы показано возрастание содержания Сорг от протерозойских пород к кайнозойским как для всех типов пород: PR – 0,18 %, PZ – 0,34 %, (MZ+KZ) – 0,64 %, так и для отдельных литолипов: глины PR – 0,35 %; PZ – 0,7 %; (MZ+KZ) – 0,94 %; пески-алевролиты – 0,08–0,36 %; карбонаты – 0,06–0,47 %. На основе обобщения всех опубликованных данных Н.Б. Вассоевич принял следующие субкларки: глинистые породы – 0,9 %, алевролитовые – 0,45 %, песчаные и карбонатные – 0,20 %, для всех типов пород кларк – 0,58 %. Рассчитаны и кларковые значения Сорг для всех пород стратисферы континентов – 0,50 % и для океанов – 0,51 %.

Распределение ОВ в осадочных породах крайне неравномерно. В табл. 2 приведена классификация осадочных пород по содержанию Сорг. В ней прежде всего выделяются две основные группы: рассеянное ОВ и концентрированное органическое вещество (КОВ). Граница между ними проведена условно по содержанию Сорг = 2,5 %; это значение в четыре раза выше кларка. В следующих графах нижний предел концентраций Сорг в каждом случае в четыре раза больше значений в предыдущей графе. Породы первой подгруппы резко преобладают среди отложений различных



возрастных диапазонов. Породы 5-й и частично 4-й подгрупп, характеризующиеся высоким содержанием Сорг (более 20 %), относятся к каустобиолитам, на долю которых, по расчетам Н.Б. Вассоевича, приходится всего 2 % общей массы органического вещества континентального сектора стратисферы. Другие авторы оценивают их долю еще меньшими цифрами. Своеобразной группой пород являются глинисто-карбонатные, иногда глинисто-карбонатно-кремнистые породы, содержащие Сорг в количестве, на порядок превышающий кларк. Они получили название доманикиты по их широкому распространению в доманиковом горизонте (D<sub>3</sub>) на северо-востоке Русской плиты. По аналогии с доманикитами выделяют баженовиты (J<sub>3</sub> Западной Сибири), хадумиты (P<sub>3</sub>, хадумский горизонт Предкавказья). В настоящее время к доманикитам относятся породы глинисто-карбонатные или глинисто-кремнистые с содержанием Сорг > 5 %; породы сходного литологического состава, но содержащие Сорг в количестве от 0,5 до 5 %, называются доманикоиды. Нижняя граница концентрации Сорг в горючих сланцах, по данным разных авторов, колеблется в пределах 15–25 %. Горючие сланцы разного состава и возраста также имеют собственные названия, например кукерситы, торбаниты, тасманиты, куронгиты и др.

**Классификация осадочных пород по содержанию ОВ (Сорг)**

Группа	Под-группа	Содержание Сорг, %	Характеристика		Преобладающий тип ОВ
Рассеянное ОВ	1	<0,61 (кларк 0,6)	Сильно рассеянное ОВ		Сапропелевый
	2	0,62–2,5	Умеренно рассеянное ОВ		
Концентрированное ОВ	3	2,51–10	Слабоконцентрированное ОВ	Доманикиты Баженовиты Каустобиолиты	Гумусовый
	4	10,01–40	Умеренно концентрированное ОВ		
	5	>40	Значительно концентрированное ОВ		

Обогащенные Сорг прослои (доманикиты и доманикоиды) присутствуют практически во всех системах фанерозоя, отмечаются они и в докембрии. Отложения, обогащенные РОВ, прослеживаются на одних стратиграфических уровнях на разных континентах, они не совпадают с эпохами угленакопления; по стратиграфическому разрезу фанерозоя органическое вещество распространено крайне неравномерно.

Форма нахождения и морфология ОВ в осадочных породах также различны. Выделяются следующие формы: 1) морфологически оформленный растительный детрит; 2) бесструктурные включения гидрофобного ОВ в виде капель или комочков; 3) сорбированные на поверхности минеральных частиц породы; 4) растворенные, содержащие ОВ в форме солей; 5) ОВ, входящее в состав кристаллической решетки минералов.

При наблюдении ОВ под поляризационным микроскопом в петрографических шлифах отчетливо выделяются три группы включений (Ларская, 1983). I тип – дисперсное ОВ, размер частиц не более 0,005 мм, оно практически все находится в сорбированном состоянии, в отдельных

случаях выделяются колломорфные макровключения капельной формы, нечетко отграниченные от минеральной матрицы. Обычно такая форма ОВ наблюдается в доманикитах и отличается повышенной концентрацией. II тип – детритное ОВ, размер частиц более 0,005 мм, ОВ четко отделено от вмещающей породы. Этот тип объединяет углистый споро-пыльцевой и водорослевый детриты. Включения ОВ I и II типа тесно связаны со структурой и петрографическим типом пород. В III тип объединяются изотропные включения ОВ, форма и размер которых определяются характеристиками межзернового пространства и не зависят от генезиса и структуры породы, т.е. это эпигенетичное ОВ. Две первые группы имеют связь ОВ с матрицей вмещающих пород. Прочность и форма связи ОВ с минеральной матрицей породы зависят от генетического типа ОВ. Наиболее распространенная форма нахождения ОВ – сорбированная, при этом, чем больше поверхность минеральных зерен, тем больше ОВ сорбируется. Именно поэтому глины наиболее обогащены ОВ по сравнению с другими литотипами.

## 2.2. Органическое вещество, состав, разновидности

При исследовании органического вещества осадочных пород и осадков в нем выделяют различные аналитические группы: растворимые компоненты, включающие гуминовые вещества и битумоиды, а также нерастворимые компоненты. *Гуминовые вещества* – это прежде всего гуминовые кислоты – фракция ОВ, извлекаемая водным раствором щелочи из осадков, почв, углей и осаждаемая минеральными кислотами.

*Битумоиды* – компоненты ОВ, извлекаемые из ОВ породы органическими растворителями, такими как хлороформ, бензол, петролейный эфир, ацетон, спиртобензол и др. Битумоиды, извлекаемые различными растворителями, количественно и качественно отличаются друг от друга, поэтому необходимо указывать вид растворителя. В практике геохимических исследований и нефтепоисковых работ обычно используется хлороформ, экстрагирующий наиболее нейтральные, близкие к нефти по составу фракции ОВ, и спиртобензол, извлекающий более кислые компоненты – смолы, кислоты. В таком случае выделяют соответственно хлороформенный битумоид (ХБ) и спиртобензоловый битумоид (СББ). Элементный состав битумоидов изменяется в зависимости от степени катагенетического преобразования ОВ пород и генетического типа ОВ. По сравнению с нефтью ХБ беднее углеродом и водородом и богаче гетероэлементами:  $C = 73-82 \%$ ,  $H = 8-11 \%$ ,  $\sum(O+N+S) = 7-20 \%$ . В компонентном составе битумоидов выделяются те же фракции, что и в нефтях: масла, смолы и асфальтены. *Масла* – это наиболее легкая фракция битумоида, растворимая в петролейном эфире и не адсорбирующаяся из этого раствора силикагелем или другим адсорбентом. *Смолы* – фракция битумоидов, растворимая в петролейном эфире и адсорбируемая из этого раствора силикагелем и другими адсорбентами. Смолы отличаются от других компонентов битумоида повышенной концентрацией гетероэлементов и прежде всего кислорода. *Асфальтены* – наиболее

высокомолекулярная фракция битумоидов, нерастворимая в петролейном эфире.

По степени связи битуминозных компонентов с породой выделяются разные аналитические типы битумоидов: 1) битумоид «А», извлекаемый из породы методом холодной и горячей экстракции без предварительной обработки соляной кислотой; 2) битумоид «С» более прочносвязанный, входящий в кристаллическую решетку карбонатных минералов; этот битумоид извлекается последовательно после битумоида «А» и обработки породы соляной кислотой; 3) выделяют также битумоид «В», который извлекается обычно из углей в условиях высокого давления после удаления битумоида «А».

В практике геохимических исследований обычно рассчитывается битумоидный коэффициент как выраженное в процентах отношение битумоида к Сорг, которое рассчитывается по формуле:

$$\beta = (\text{ХБА}/\text{Сорг}) \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где ХБА – хлороформенный битумоид «А», %; Сорг – органический углерод, %.

Битумоидный коэффициент позволяет разделить битумоиды на *сингенетичные (автохтонные)* и *эпигенетичные (аллохтонности)*. К сингенетичным относят битумоиды, образованные во вмещающей породе и не мигрировавшие из нее, для них значение битумоидного коэффициента не превышает 20–25 %. К эпигенетичным относят битумоды более подвижные, мигрировавшие, они характеризуются большей восстановленностью, значительным преобладанием масел, более высоким содержанием водорода, т.е. их состав значительно ближе к нефти, битумоидный коэффициент равен 40–50 %. Выделяют еще так называемые *параавтохтонные* битумоиды, представляющие собой битуминозные компоненты, перемещенные внутри одной толщи, т.е. утратившие связь с исходным ОВ, но не покинувшие толщи в целом, т.е. это автохтонный битумоид + миграционная часть

битумоида соседнего участка толщи. Такие битумоиды характеризуются также повышенной концентрацией масел,  $\beta > 20\%$ . *Остаточные* битумоиды, отдавшие свою миграционную часть, характеризуются низкими значениями  $\beta = 2-3\%$ . Микстобитумоиды, или смешанные, образуются при смешении син- и эпибитумоидов, обладают промежуточными характеристиками.

Определение генетических типов битумоидов в исследуемых породах и толщах – важный и необходимый этап при нефтепоисковых работах. Для этого помимо химико-битуминологических широко используются люминисцентно-битуминологические методы. Битумоиды как и нефти обладают способностью люминесцировать, поэтому люминесцентная микроскопия и спектроскопия широко используются для их диагностики.

Обычный люминоскоп позволяет проводить наблюдения над битуминозными веществами без дробления породы, не нарушая их взаимоотношений с минеральной матрицей. Характер распределения битуминозных веществ в породе, или так называемые битуминозные текстуры, – это первый шаг на пути определения генетического типа битумоидов. Равномерная битуминозная текстура свойственна автохтонным битумоидам. Неравномерное распределение – селективно-насыщенная текстура обычно типична для параавтохтонных битумоидов, трещинные и поровые текстуры – для аллохтонных и миграционных битумоидов.

Кроме состава ОВ необходимо детально рассмотреть генетические типы ОВ. Автором первой классификации рассеянного органического вещества является Г. Потонье, который предложил выделять два основных фациально-генетических типа ОВ – сапропелевое и гумусовое, понимая под этими типами соответственно ОВ низших и высших растений. Далее эти значения немного изменились. Так под *сапропелевым* РОВ понимают продукты распада планктона, который накапливался в морских илах в восстановительной или слабовосстановительной обстановке. *Гумусовое* РОВ

– продукты распада растительных организмов без доступа кислорода. Ранее считали, что в условиях генерации сапротелевое РОВ является исходным продуктом для образования преимущественно жидких углеводов, а гумусовое РОВ является исходным продуктом для газообразных углеводов. На сегодня эту закономерность опровергли, образование жидких или газообразных УВ в большей степени зависит от стадии катагенетической преобразованности ОВ, а не от его типа. Дополнительно выделился *смешанный* тип РОВ – сапротелево-гумусовый или гумусово-сапротелевый.

Сапротелевый и гумусовый типы долгое время считались «фациальными антиподами». В связи с совершенствованием методов исследования стало очевидно, что понятия о «гумусовом» и «сапротелевом» веществе – общие и неконкретные. Зачастую «гумусовое», т.е. вещество высших растений, по химическому составу и составу генерированных продуктов более отвечает «сапротелевому» и наоборот.

Классификации претерпевали уточнение, изменения и на сегодняшний день существует несколько вариантов, самая распространённая из них представлена в табл. 3.

## Характеристика различных типов керогена по Б. Тиссо, Д. Вельте

Тип керогена	Характерные признаки	Образование	Примечание
I	Высокое содержание водорода и низкое углерода (начальное атомное отношение $H/C_{ат}$ высокое – более 1,5). Кислород находится главным образом в сложноэфирных связях. В керогене преобладают алифатические структуры. Содержание полиароматических ядер и гетерогенных связей не велико	Сформировался в основном за счет водорослевых и микробных липидов. Источником является сапропелевое органическое вещество, но пресных водоемов, встречается крайне редко	Характерен для некоторых типов горючих сланцев: тасманитов, торбантитов, купгонитов, горючих сланцев «Грин Ривер». Встречаются довольно редко. Генерируют преимущественно жидкие УВ
II	Содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в I типе, а кислорода – более высокое. В составе полиароматические ядра, гетероатомные группы кетонов, карбоксильные группы кислот и сложноэфирные связи. В гетероциклах обычно присутствует сера	Формируется в результате отложения и накопления морских организмов: фито- и зоопланктона, бактерий с участием привнесенного в бассейн седиментации ОВ высших растений	Основная масса керогена в шлифах определяется как микстинит с примесью альгинита и витринита. Петрографический тип – лейптинит. Является источником УВ для большинства месторождений, в том числе и уникальных. Генерирует жидкие и газообразные УВ
III	Содержание водорода незначительное ( $H/C_{ат} < 1$ , $O/C_{ат} = 0,2-0,3$ ). В составе преимущественно конденсированные полиароматические ядра и кислородсодержащие функциональные группы при отсутствии сложноэфирных группировок. Характерные алифатические цепочки, унаследованные от восков высших растений	Образовался в основном из растительных осадков. Состоит практически на 100 % из гумусового ОВ	Характерен для континентальных окраин и дельтовых толщ. Генерирует преимущественно газообразные углеводороды



### 3. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА СТАДИЯХ ЛИТОГЕНЕЗА

Рассеянное органическое вещество, изучаемое геохимиками при решении проблем нефти и газа, в процессе формирования и преобразования проходит вместе с горной породой основные стадии литогенеза.

Понятие литогенез впервые ввел в 1893–1894 гг. немецкий учёный Й. Вальтер, который выделил в процессе образования осадочных пород пять основных фаз: выветривание горных пород; денудацию (включая перенос исходного материала осадков); отложение; диагенез и метаморфизм. Сегодня под термином литогенез принято понимать совокупность природных процессов образования и последующих изменений осадочных горных пород.

В цикле литогенеза выделяют пять стадий:

1) образование и мобилизация исходного вещества осадков в процессе физического и химического разрушения исходных пород и его перенос к месту захоронения – *поверхностный гипергенез*;

2) поступление осадков в водоёмы и окончательное осаждение – *седиментогенез*;

3) физико-химическое уравнивание насыщенного водой осадка, завершающееся преобразованием его в осадочную породу – *диагенез*;

4) дальнейшие изменения породы по мере увеличения глубины её погружения под влиянием возрастающих температуры и давления – *катагенез*;

5) последующее преобразование состава пород, особенно глинистых, при дальнейшем их погружении – *метагенез, или собственно метаморфизм*.

Захоронение ОВ горных пород начинается на стадии седиментогенеза, далее происходят преобразование в диагенезе и максимальная трансформация при катагенезе, эти стадии наиболее детально рассмотрены в данной главе.

### 3.1. Источники органического вещества в седиментогенезе

Основную массу ОВ поставляют продуценты, которые являются основой пищевой цепи. Следующая наиболее многочисленная группа пищевой цепи представлена копеподами и т.д. В пищевой цепи при переходе от продуцента к следующему звену масса ОВ сокращается на порядок. В ряду фитопланктон → копеподы → рыбы → хищники, масса ОВ сокращается в 1000 раз. Таким образом, основная масса ОВ, создаваемая в бассейне седиментации, представлена, прежде всего, фитопланктоном. При малых размерах основных представителей фитопланктона (микропланктон и наннопланктон) и ничтожной массе он отличается чрезвычайно высокой продуктивностью.

В додевонское время основными поставщиками ОВ были синезеленые и прочие водоросли и бактерии, наземная растительность отсутствовала, в связи с этим в отложениях додевонского времени пыльца, кутикула, витринит, растительные воски не наблюдаются. Начиная с девонского времени происходят «выход» растений на сушу и постепенный расцвет разнообразия видов, усложнение строения, появление источников гумусового ОВ.

Ряд ученых проводили работы по изучению ОВ различных геологических эпох. Сравнивая химический состав ОВ, далеко не всегда удавалось определить «возрастные» отличия или специфику исходного органического вещества, поскольку все планктоногенное ОВ в отложениях различного возраста сформировано за счет фитопланктона и бактерий, не претерпевших существенных видовых изменений и сейчас. Заметные отличия в химическом составе ОВ фиксируются только для двух крайних типов: 1) планктоногенного, образованного за счет жизнедеятельности фитопланктона и бактерий, чисто сапропелевого; 2) органического вещества

наземного происхождения, образованного за счет высших растений, гумусового ОВ

Захоронение ОВ начинается на стадии седиментогенеза и тесно связано с образованием минеральных частиц осадка. Седиментация, или осадконакопление, – сложный процесс взаимодействия геосфер Земли, происходящий с участием различных организмов. Годовая продукция Сорг в Мировом океане, по разным источникам, колеблется от 35 до  $75 \cdot 10^9$  т, при этом величина терригенного сноса за год составляет  $25 \cdot 10^9$  т, т. е. ниже биопродукции, и содержание Сорг в осадках обычно не превышает 1 %. Такое соотношение минеральной и органической составляющих осадка связано с тем, что подавляющая часть биопродукции не доходит до дна. Биологическую продуктивность в морских обстановках контролируют различные факторы: свет, температура, минеральные вещества, течения, газовый режим, высота водной толщи и др.

Между количеством ОВ, находящимся в бассейне седиментации, и концентрацией ОВ в осадках существует прямая, но не всегда четко выраженная взаимосвязь. Наибольшие концентрации ОВ в осадках отмечены для зон с высокой первичной продуктивностью, однако процессы аккумуляции и консервации ОВ в осадках в значительной мере определяются и рядом других факторов: скоростью накопления минеральных частиц, их размером; составом; окислительно-восстановительной обстановкой в осадке; высотой столба воды и др.

Наиболее высокой биопродуктивностью в Мировом океане характеризуются зоны глобальных апвеллингов, площадь которых около 1 млн км<sup>2</sup>, наиболее благоприятны глубины 100–300 м, скорость подъема вод 1 м/сут. Эти зоны отличаются и самыми высокими концентрациями Сорг – до 12 %, (24,6 % в апвеллинге Уолфиш-Бей). Кроме зон апвеллингов наиболее благоприятными областями для накопления ОВ являются участки шельфа, особенно впадины на шельфе со спокойным

гидродинамическим режимом, лагуны, эстуарии, впадины на континентальном склоне, особенно если они отделены поднятием, задерживающим континентальный снос (например, Карибское море, северный шельф Канады, северный шельф России).

Важным фактором, в значительной степени определяющим концентрацию ОВ в породах, является скорость накопления осадков. В условиях относительно постоянной скорости поступления ОВ в осадок его содержание обратно пропорционально скорости накопления минеральной составляющей осадка. Данный факт наиболее хорошо проявляется в периферических частях бассейна седиментации, где фиксируется наибольшее поступление органического материала. Однако эта зависимость проявляется далеко не всегда. Высокая скорость седиментации минеральных частиц препятствует действию аэробных бактерий, т.е. способствует сохранению ОВ и увеличению его концентрации в осадке. П.И. Мюллером и Е. Суэсом сделана попытка учесть влияние скорости осадконакопления на сохранность ОВ. На основании анализа содержания ОВ в донных осадках различных частей океана ими установлена «универсальная» связь степени сохранности  $C_{орг}$  со скоростью осадконакопления. В соответствии с расчетами при низкой скорости осадконакопления (2–6 мм за 1000 лет) сохраняется менее 0,01 %  $C_{орг}$ , при умеренной (2–13 см за 1000 лет) – от 0,1 до 2 % и при высокой (66–140 см за 1000 лет) – от 11 до 18 %. П.И. Мюллер и Е. Суэс предложили уравнение:

$$C_{орг} = \frac{0,003 \times R \times S^{0,3}}{\rho_n(1-\Phi)} \%, \quad (2)$$

где  $R$  – первичное содержание углерода в осадке;  $S$  – скорость осадконакопления;  $\rho_n$  – плотность;  $\Phi$  – пористость.

Уравнение показывает, что при десятикратном увеличении скорости осадконакопления степень сохранения органического углерода в осадке удваивается.

Размер осаждающихся минеральных частиц и их состав также влияют на концентрацию ОВ. На ряде толщ современных и ископаемых осадков установлена обратная зависимость между гранулометрией и концентрацией ОВ. На примере современных отложений некоторых акваторий установлено, что высокое содержание ОВ коррелируется с высокими концентрациями частиц субколлоидного размера (1 мкм) и с распространением иллита и монтмориллонита. Фиксируется высокая адсорбционная способность этих глинистых минералов, которая обеспечивает повышенные концентрации Сорг в толщах разного возраста многих осадочных бассейнов.

На сохранность ОВ также влияет время пребывания частицы ОВ в столбе воды. Большая скорость осаждения и малая глубина способствуют его сохранности, поэтому в мелководных участках бассейна сохранность ОВ лучше, чем в глубоководных, за счет меньшего пребывания в столбе воды и менее интенсивного воздействия аэробного окисления. Помимо высоты столба воды важна насыщенность вод кислородом, поскольку недостаток кислорода (застойные воды) способствует сохранности ОВ. Считается, что наиболее благоприятными являются условия сероводородного заражения водной толщи, как условия современного Черного моря. Подобные бассейны с заражением практически всей водной колонны сероводородом в настоящее время крайне редки.

Первичное преобразование ОВ отмерших организмов начинается уже в эуфотическом слое (т.е. освещаемой солнцем верхней толще воды водоёма). Устойчивость различных компонентов ОВ к биохимическому разложению следующая: белки → целлюлоза → лигнин → кутин → воски → смолы. Первыми разлагаются белки и углеводы с образованием аминокислот, сахаров, фенолов и их производных; в ОВ взвеси уже фиксируются

гуминовые и фульвокислоты, т.е. идет процесс гумификации ОВ. Большая же часть углеводов и белков переходит в водно-растворимые соединения и гидролизуется.

Образование ОВ начинается на стадии седиментогенеза, основным источником во всех геологических эпохах являются продуценты. Существует ряд факторов, необходимых и благоприятно влияющих на захоронение ОВ:

- ✓ наличие зон высокой биопродуктивности;
- ✓ быстрая скорость осадконакопления;
- ✓ спокойный гидродинамический режим бассейна;
- ✓ высокая концентрация субколлоидных частиц в осадке;
- ✓ короткое пребывание частиц ОВ в столбе воды;
- ✓ недостаток кислорода и заражение вод сероводородом благоприятно сказываются на сохранности ОВ.

### 3.2. Преобразование органического вещества на стадии диагенеза

Последующий этап преобразования осадка в горную породу и изменение органического вещества называется диагенезом. По Н.М. Страхову, диагенез – совокупность природных процессов преобразования рыхлых осадков в породу или процессы физико-химического уравнивания первичных компонентов осадка в термодинамических условиях поверхности Земли. В поверхностном слое осадка можно выделить четыре компонента: минеральная часть, костное органическое вещество (остатки отмерших животных и растений), поровые воды и живые организмы бентоса. При всем разнообразии наиболее активной группой являются микроорганизмы, которые широко распространены.

Деятельность микроорганизмов определяет практически все протекающие в раннем диагенезе процессы, поэтому его называют микробиальной стадией осадка; в позднем диагенезе ОВ также испытывает преобразования, связанные с микробиальной деятельностью, поэтому в целом диагенез – это биогенная стадия преобразования осадка.

Н.М. Страхов выделил следующие этапы диагенеза. Самый ранний протекает в верхнем слое осадка, находящемся в окислительной или нейтральной обстановке. В бассейнах с нормальным кислородным режимом толщина этого слоя 10–15 см, но может достигать и 0,5 м. В бассейнах с дефицитом кислорода этот слой не превышает нескольких сантиметров или вообще отсутствует. В течение этого этапа образуются железомарганцевые конкреции, фосфориты, некоторые цеолиты; продолжительность его от нескольких дней до тысячелетий. Второй этап раннего диагенеза протекает в современных осадках до глубин 10 м и характеризуется восстановлением сульфатов, железа и марганца. Для третьего этапа характерно прекращение бактериальной деятельности. В это время происходят перераспределение новообразованных минералов, формирование конкреций, локальная

цементация и перекристаллизация ранее образовавшихся минералов. На четвертом этапе начинается уплотнение рыхлого осадка в крепкую компактную породу (литификация); отжим поровых вод протекает до глубин 300 м. Осуществляется дегидратация водных минералов и частичная перекристаллизация глин.

Процесс разложения ОВ протекает по-разному в зависимости от окислительно-восстановительных условий в осадке. В окислительных обстановках на стадии диагенеза разрушение органического вещества проводится бактериями, которые используют молекулярный кислород и окисляют органическое вещество до  $\text{CO}_2$  и воды. Процессы разложения ОВ интенсивны в том случае, когда до полного сгорания существуют окислительные и резко окислительные условия диагенеза.

В случае, когда поступающий извне кислород потребляется микроорганизмами быстрее, чем он может диффундировать в осадок, или весь свободный кислород израсходован полностью, т.е. при отсутствии кислорода в осадке, устанавливается восстановительная обстановка (рис. 2).

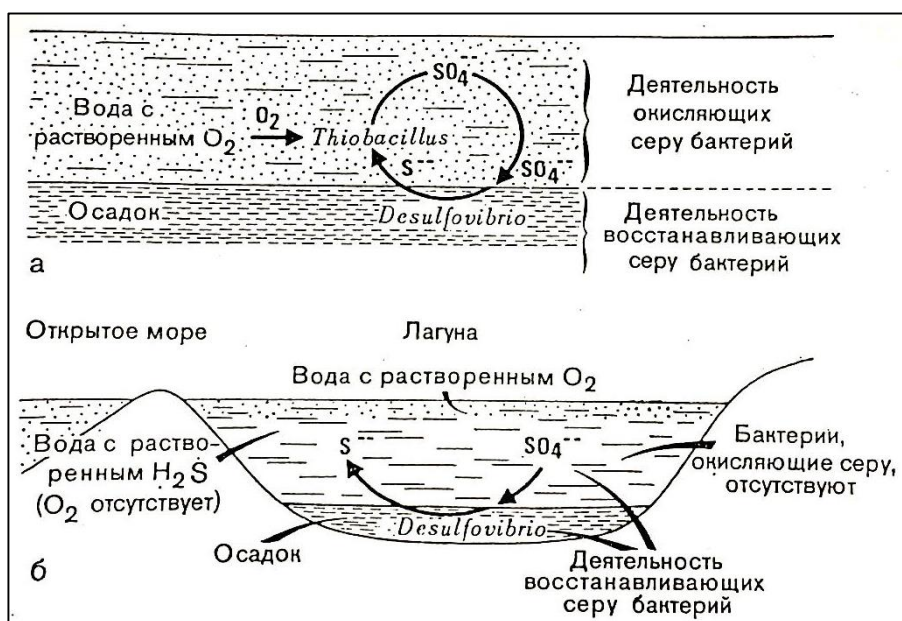


Рис. 2. Образование и разрушение сероводорода в осадках и природных водах (по данным Б. Тиссо и Д. Вельте)



Необходимая для сохранения ОВ восстановительная обстановка существенно легче возникает в тонкозернистых осадках: глинах, алевролитах, тонких карбонатных илах, поскольку поровое пространство вскоре становится замкнутым и поровые воды разобщаются с покрывающей морской и озерной водой и содержат больше ОВ (рис.3).

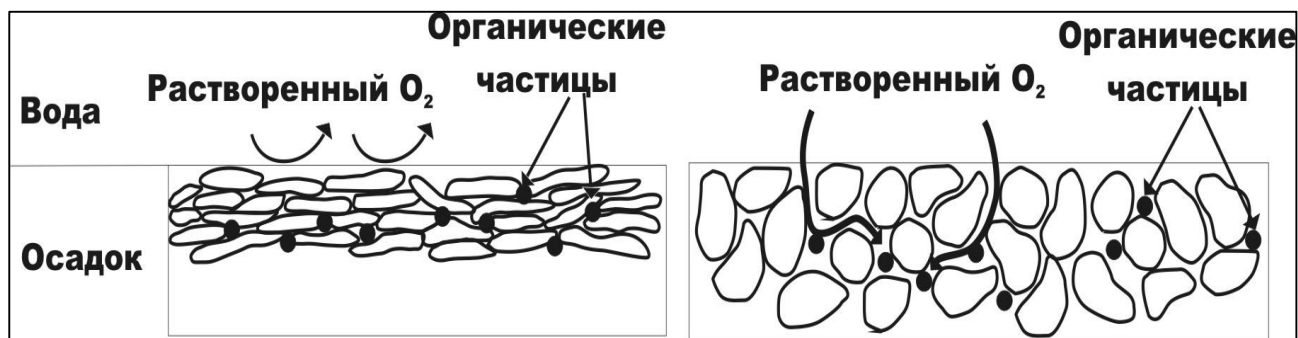


Рис. 3. Условия, обеспечивающие сохранение органического вещества при формировании осадка

Окислительно-восстановительные условия в осадке определяют содержание органического вещества. Возникновению восстановительных обстановок способствуют высокая биопродуктивность, повышенная скорость осадконакопления, в результате которой ОВ быстрее выводится из зоны аэрации. Показателем окислительно-восстановительной обстановки, господствующей в осадке, является характерный комплекс сингенетических минеральных образований серы, железа, марганца, в основном соединения серы и железа (аутигенно-минералогических форм железа). По их соотношению выделяют геохимические фации. Это понятие было введено Л.В. Пустоваловым, затем расширено и дополнено Н.М. Страховым, Л.В. Гуляевой, Г.И. Теодоровичем и др. Геохимические фации выделяются как для современных, так и ископаемых остатков. Большинство исследователей под термином «*геохимическая фация*» понимается комплекс отложений, характеризующийся одинаковыми изначальными геохимическими показателями или сходными условиями образования ОВ.

Ряд авторов применяют разные названия геохимических фаций. Так, Н.М. Страхов использовал преобладающий состав минералов железа выделял гидроокисную, сидеритовую, пиритовую. Каждая характеризуется определенным содержанием ОВ и окислительно-восстановительным потенциалом.

Л.А. Гуляева предложила выделять окислительно-восстановительные обстановки по количеству серы сульфидной ( $S_{ид}$ ): (окислительная) – восстановление сульфатов не происходит ( $S_{ид}$  – отсутствует); II – субокислительная – на глубине происходит восстановление сульфатов ( $S_{ид}$  до 0,5 %); III – восстановительная (подразделяется на  $S_{ид} \sim 0,5$  % – слабо восстановительную, 1–0,5 % – восстановительную,  $S_{ид} > 1$  % – резко восстановительную); IV – сероводородная, процесс восстановления сульфатов захватывает весь осадок, выделяющийся сероводород связывает все железо, а избыток его выходит в придонную воду.

Биохимическая трансформация ОВ сопровождается интенсивным газообразованием. По расчетам В.А. Успенского, до 26,5 % ОВ осадков теряется в виде газа (Успенский, 1970). Биохимически в приповерхностных осадках образуются  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $H_2S$ ,  $CH_4$ ,  $NH_3$  и  $N_2$ . Главный компонент свободных газов осадков – метан, который генерируется анаэробными бактериями. Масштабы микробиального метанообразования огромны. Ежегодная его биогенерация, по данным Г.А. Заварзина, составляет  $2,7 \cdot 10^{14}$  т.

В процессе преобразования ОВ в диагенезе происходит генерация некоторого количества жидких УВ – микронефти. Так, при обработке материалов глубоководного бурения процессы новообразования УВ нефтяного ряда, как тяжелых, так и легких, фиксировались в осадках различного состава в разных районах Мирового океана. На возможность протекания процесса новообразования жидких УВ в небольших количествах

в осадке ранее указывали О.К. Бордовский, К.Ф. Родионова, Е.П. Шишенина, Д.М. Хант и др.

На завершающей стадии диагенеза при микробном и анаэробном окислении формируется органическое вещество в виде полимеров, образование метана в результате работы метанредуцирующих бактерий и незначительно количество соединений нефтяного ряда. Таким образом, диагенетический этап преобразования ОВ определяется микробиологическими процессами, который является важным моментом геохимической истории органического вещества, существенно определяющим его состав, его нефтематеринский потенциал.

### **3.3. Трансформация органического вещества на стадии катагенеза**

Наиболее важной стадией литогенеза для процесса генерации УВ является катагенез. Катагенетические изменения пород и заключенного в них ОВ проходят под действием ряда взаимосвязанных факторов, главным из которых является температура. При этом катагенетические изменения зависят и от длительности воздействия факторов; конкретные значения температуры и давления, их изменения весьма индивидуальны и определяются особенностями геологического развития региона.

Главный источник тепла в недрах – эндогенное тепло Земли, при этом значения тепловых потоков, как и геотермических градиентов, не постоянны, а меняются во времени и в пространстве. Давление обычно действует в непрерывной связи с температурным фактором. Большинство исследователей считают, что давление в пределах температур, обычных для осадочного чехла, не оказывает существенного влияния на процессы преобразования ОВ, а значительно влияет на минеральную часть пород, прежде всего, на физические свойства пород (плотность, пористость и др.). Известно, что увеличение давления за счет замедленного оттока образовавшихся газообразных продуктов способно затормозить процессы преобразования ОВ.

Геологическое время играет важную роль в ходе катагенетических процессов – оно в той или иной степени компенсирует температуру, необходимую для превращения ОВ. Влияние литологического состава пород на ход катагенетического преобразования содержащегося в них ОВ неоднократно обсуждалось в литературе, но единого мнения так и нет.

В начале и особенно в середине 60-х гг. XX в. появились многочисленные статьи о процессе нефтеобразования, которые позволили Н.Б. Вассоевичу сформулировать понятие о главной зоне нефтеобразования. Новообразование углеводородов на этапах раннего

катагенеза идет путем слабого термолиза или термокатализа. Этот процесс развивается сначала медленно, но в начале стадии среднего катагенеза быстро усиливается. В результате термолиза и мягкого термокатализа образуется много УВ, главным образом тех, которые входят в состав керосина и бензина. С этапами катагенеза, которые протекают при мощности покрывающих отложений в 2–4 км и  $t = 80–150^{\circ}\text{C}$ , связана главная зона нефтеобразования (ГЗН). Она характеризуется тем, что одновременно с новообразованием УВ, значительным увеличением содержания в породах микронефти и ее созреванием также широко развиваются процессы десорбции микронефти, ее отрыва от материнского вещества, от минеральных компонентов породы и интенсивной миграции путем усиленного растворения в воде или в сжатых газах (Вассоевич, 1967). В зарубежной литературе часто используется термин «нефтяное окно», отвечающий этапу рождения и существования нефти. Главная зона нефтеобразования располагается в подзоне мезокатагенеза, в интервале трех градаций МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>. Процесс интенсивного новообразования жидких УВ в бассейнах разных типов и возрастов отмечается при разных температурах и на различных глубинах. Так, в девонских и силурийских отложениях Восточной Сахары верхняя граница ГЗН фиксируется при температуре 50 °С, в нижнеюрских породах Парижского бассейна – 60 °С, в верхнемеловых и палеогеновых породах Западной Африки – 70 °С, в неогеновых отложениях бассейна Лос-Анджелес – 115 °С. При различиях температур и глубин ГЗН, которые варьируют в пределах кровли (60–100 °С, 1,5–3,5 км) и подошвы (150–210 °С, 3,1–8 км), интервалы ГЗН соответствуют значениям отражательной способности витринита ( $R^{\circ}$ ) = 0,5–1,15 %, и максимальной температуре пиролиза ( $T_{\text{max}}$ ) в интервале 435–460 °С.

Стоит отметить, что преобразование сапропелевого и гумусового органического веществ отличается. Так, для сапропелевого ОВ (II типа) преобразование происходит по следующим этапам.

I этап – (МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>) при палеотемпературах от 80 до 160–180 °С, что соответствует ГЗН, происходит принципиальная перестройка молекулярной структуры керогена с интенсивным новообразованием преимущественно жидких УВ и их эмиграция. На первой стадии преобразований на этом этапе (не выше МК<sub>2</sub>) генерация УВ протекает с максимальной активностью и не компенсируется первично-миграционными потерями ( $\beta^{ХБ} = 12\text{--}15\%$ ). В элементном составе битумоидов увеличивается углерод: в ХБ(А) = до 85–86 %, в СББ(А) = до 78–80 %; количество низкокипящих УВ растет до 2,9–4 %, в групповом составе содержание метановых УВ возрастает до 54 %. При дальнейшем погружении осадков от (МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub>) первичная миграция начинает преобладать над новообразованием, что выражается в снижении ( $\beta^{ХБ} < 6\text{--}7\%$ ,  $\beta^{СББ} < 4,5\text{--}5\%$ ). В элементном составе остаточных синбитумоидов как в ХБ(А), так и СББ(А) понижается содержание углерода и водорода, значительно повышается доля гетероэлементов. Уменьшение содержания углерода и водорода в ГЗН является результатом деструкции керогена.

II этап пространственно отвечает нижней части зоны мезокатагенеза (МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>) и верхам зоны апокатагенеза АК<sub>1</sub>, в керогене идет дальнейшее уплотнение углеродной молекулярной структуры, это связано с потерей гетероэлементов, особенно водорода (до 2 %), содержание углерода достигает 85–86 %. Удаление водорода из керогена происходит в основном в виде метана. На этом этапе С.Г. Неручев и Е.А. Рогозина выделяют главную зону газообразования (ГЗГ). Количество битумоидных компонентов в ОВ резко снижается:  $\beta^{ХБ} < 2\text{--}4\%$ ,  $\beta^{СББ} < 2\text{--}2,5\%$  (Неручев и др, 1986).

III этап отвечает зоне апокатагенеза (АК<sub>2</sub>–АК<sub>4</sub>). На этом этапе битумообразование полностью прекращается, генерация метана резко снижается, происходит образование кислых газов: СО<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>С. Данный этап выделяется не всеми учеными и является дискуссионным.

Характер изменения гумусового ОВ (III типа) в процессе катагенеза прослежен на примере каменноугольных аргиллитов Донбасса. Исследователями образцы глинистых пород с ОВ отбирались из морских отложений, расположенных между угленосными пачками с известной степенью углефикации в широком диапазоне – от «Д» длиннопламенных до «А» –антрацитов (диапазон палеоглубин 2–6,4 км). Это позволило точно определить степень соответствия катагенетической преобразованности ОВ и углей и проследить ход превращения ОВ в зоне мезо- и апокатагенеза. В процессе катагенеза структура ОВ меняется: содержание углерода увеличивается с 72 до 89 %, почти в два раза уменьшается количество гетероэлементов, водорода с 5,2 до 2,9 %. Изменение данных параметров показывает, что происходит отделение периферийных групп от основной макромолекулы ОВ, увеличивается роль конденсированности структуры. В ходе катагенеза ОВ отмечается ряд переломных моментов, свидетельствующих о неравномерности этого процесса

I уровень (границы МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub>) характеризуется быстрым возрастанием углерода и снижением водорода; содержание битумоидных компонентов максимальное и составляет 4–4,5 %, т.е. I уровень можно сопоставить с ГЗН; в битумоидах доминируют кислые компоненты, УВ составляют около 40 %, причем низкокипящие УВ отсутствуют. С ростом глубины погружения отложений фиксируется уменьшение битуминозных компонентов; уже на 4 км  $\beta^{XB} < 1,5 \%$ ; на глубине 5–6 км  $\beta^{XB} = 0,5–0,3 \%$ ; содержание УВ также несколько сокращается (на глубине 4,5 км до 26 %); концентрация смол увеличивается, асфальтенов падает. В групповом составе ХБ(А) снижается содержание углерода и увеличивается содержание гетероэлементов и водорода, что является результатом уменьшения в нем концентрации асфальтенов, которые, конденсируясь, переходят в нерастворимую часть РОВ. Резкое обеднение РОВ битумоидом прежде всего обусловлено потерей

растворимости смол и асфальтенов и переходом их в нерастворимое состояние и только частично эмиграцией.

II уровень – переломный момент отмечается на МК<sub>4</sub> (палеоглубины около 4 км). Генерация битумоидных компонентов затухает, однако концентрация гомологов метана, в меньшей степени самого метана, достигает максимума.

III уровень перестройки структуры ОВ фиксируется на переходе углей тощих- полуантрацитов (Т-ПА) к антрацитам подстадии стадии (АК<sub>1</sub>-АК<sub>2</sub>), глубина 4,9–5,0 км. Ему соответствует смена состава газовых компонентов ОВ, концентрация углекислоты достигает максимума, а метана и его гомологов снижается до нуля.

IV уровень изменения состава отмечается на этапе АК<sub>2</sub> при погружении осадков до глубин 5,6–5,8 км. В элементном составе ОВ происходят сильное обуглероживание и потеря водорода, сопровождаемые интенсивным метанообразованием.

Эксперименты Е.А. Глебовской, проводимые по термокатализу олененских богхедов, представляющих чисто сапропелевое ОВ, и углей, показали, что при нагревании до 300 °С и давлении 150 атм выход битумоида увеличился в 300 раз, что, видимо, соответствует ГЗН, а из углей – всего в 1,5 раза. В связи с этим были сделаны выводы о том, что деструкция гумусового ОВ требует более жестких термобарических условий.

*Газообразование* – процесс генерации газов с разной интенсивностью имеет место от диагенеза до метагенеза. Процесс образования УВ-газов предшествует, сопутствует и завершает нефтеобразование. Главная зона газообразования (ГЗГ) – глубинная катагенетическая зона, в которой происходит основная генерация газа, соответствует подстадиям МК<sub>4</sub>-АК, глубина 3–9 км. Соотношение главной зоны нефте- и газообразования представлено на рис. 4. Наряду с этим стоит отметить, что кроме выделения катагенетических границ генерации УВ существуют определения: главная



фаза нефтеобразования и газообразования. Они отражают то геологическое время, при котором толща, богатая ОВ, вступила в необходимые для генерации УВ термобарические условия.

*Методы определения степени катагенетической преобразованности органического веществ.*

Первые критерии интенсивности катагенеза, шкалы углефикации (карбонизации) разработанные для углей еще в конце XIX в., основаны на последовательных рядах марок углей. Позднее для определения степени «метаморфизма» углистых включений стали использовать оптические свойства мацералов, прежде всего отражательную способность (ОС) витринита в воздухе ( $R^a$ ) и/или в масле ( $R^o$ ).

По мере накопления информации о степени преобразованности рассеянного ОВ стало понятно, что для обозначения уровня преобразования ОВ использование «углемарочной» шкалы некорректно. Стадии углефикации: Б<sub>1-3</sub> – бурогольная; Д – длиннопламенный; Г – газовый; Ж – жирный; К – коксовый; ОС – отощенно-спекающийся; Т – тощий; ПА – полуантрацит; А – антрацит. Н.Б. Вассоевичем была составлена, а затем опубликована шкала катагенеза, в которой она сопоставляется с углемарочными, но были предложены иные наименования стадий (рис.4). Для наименования ранней, средней и поздней подстадий катагенеза рекомендовалось использовать древнегреческие префиксы «прото», «мезо» и «апо». При подразделении прото- мезо- и апокатагенеза на градации достаточно ограничиться аббревиатурами с соответствующими индексами: для протокатагенеза – ПК<sub>1</sub>, ПК<sub>2</sub>, ПК<sub>3</sub>, для мезокатагенеза – МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>, МК<sub>4</sub>, МК<sub>5</sub>; для апокатагенеза – АК<sub>1</sub>, АК<sub>2</sub>, АК<sub>3</sub>, АК<sub>4</sub>. Число градаций в каждой подстадии определялось средним числом классов гумусовых углей, выделяемых по степени их «метаморфизма», а также по выявленным изменениям свойств – естественным переломам (скачкам углефикации).

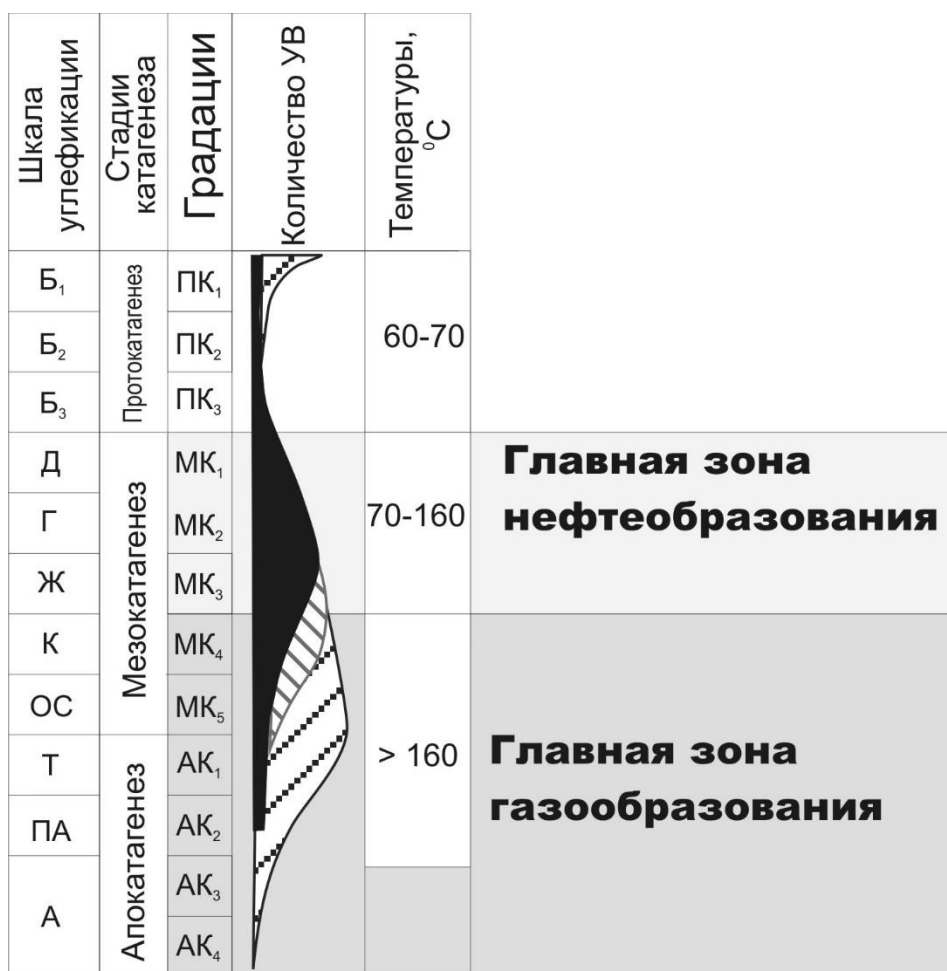


Рис. 4. Общая схема образования углеводородов в катагенезе

Для установления степени преобразованности ОВ главным образом используются две группы методов: оптические и геохимические.

Рассмотрим оптические методы. Наиболее точным и надежным методом является определение отражательной способности витринита углистого детрита. В лишенных витринита толщах, прежде всего в докембрийских и нижнепалеозойских отложениях, используется показатель преломления микрокомпонентов ОВ – коллохитинита, коллоальгинита, псевдовитринита. По цвету спор в проходящем свете была разработана 10-балльная цветовая шкала, для определения стадии катагенеза и названа «Показатель цвета спор» – SCI, которая считается достаточно точной.

Свойство конодонтов изменять окраску в зависимости от степени превращенности вмещающих их пород также используется для определения уровня катагенеза. Выделяются девять градаций окраски конодонтов (ОК) (или индексов окраски конодонтов — ИОК); конодонты с ростом катагенеза меняют окраску от бледно-желтой через черную до молочно-белой, ИОК хорошо коррелируется с отражательной способностью витринита. Этот метод успешно используется прежде всего при изучении нижнепалеозойских образований, лишенных витринита. Но бывает, что в породах отсутствуют и споры и витринит, в этом случае оптические методы не применимы.

К геохимическим и физико-химическим методам определения уровня катагенетической преобразованности ОВ относят следующие показатели: элементный состав керогена, выход битумоидных компонентов, их состав, состав УВ фракций, соотношение разных групп УВ, зрелость, определенная по хемофоссилиям. В целом геохимические методы не позволяют установить точные подразделения градаций катагенеза, но дают возможность определить преобразованность ОВ на уровне: незрелое, малозрелое, зрелое, высоkozрелое (перезрелое). Степень катагенеза часто определяется методом пиролиза Rock-Eval по максимальной температуре ( $T_{max}$ ) выхода жидких УВ, которая коррелируется с определениями отражательной способности витринита.

## 4. НЕФТЯНЫЕ СИСТЕМЫ

Все работы по поискам на нефть и газ направлены на открытие залежей углеводородов. На сегодняшний день в «старых» нефтедобывающих регионах, к которым относится Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, как правило, бурение в рамках поисков ведется на структурах вблизи уже открытых и разрабатываемых месторождений. Данный подход приносит свои результаты, удается открыть новые залежи, но и процент «пустых» структур высок. Такой вариант не дает возможности составить общее представление о процессе нефтегазообразования и заполнения ловушек УВ. Наиболее результативным является комплексный подход, позволяющий выделить «нефтяные системы» в регионе исследования. По современным представлениям «нефтяная система» – это комплекс отложений определенной области развития нефтегазоносного бассейна, связанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности (Magoon, 2012). Она включает нефтегазоматеринские свиты, пути миграции углеводородов, породы-коллекторы, флюидоупоры и ловушки, а также контролируется благоприятным сочетанием их появления в геологическом времени и пространстве. Выделение нефтяных систем является примером комплексирования геологических, геохимических и геофизических исследований при нефтегазогеологическом районировании и поисковых работах.

Для идентификации нефтяной системы необходимо обнаружение углеводородов. Наличие даже небольшого количества нефти или газа может указывать на наличие такой системы. Нефтяные системы имеют ограничения в геологическом времени и пространстве. Во времени отмечаются четыре основных аспекта: геологическое время развития системы и образования ловушек, «критический момент» и время сохранности залежей. Геологическое время развития – это время, необходимое для проявления процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. При этом

важно, чтобы образование ловушек проходило до или в период проявления процессов генерации и миграции УВ. «Критический момент» фактически соответствует геологическому времени начала основной генерации углеводородов в материнских свитах. Геологическое время сохранности залежей соответствует периоду от начала их формирования до наших дней. При этом процессы аккумуляции могут сопровождаться разрушением залежей, возобновлением миграции углеводородов в зависимости от особенностей геологических условий. Каждая нефтяная система имеет ограничения в региональном плане и по стратиграфии. В первом случае ограничения определяются распространением материнских свит, испытавших «критический момент» генерации углеводородов, и направлениями миграции углеводородов. Ограничения по стратиграфическому разрезу контролируются положением материнских свит и степенью вертикальной миграции углеводородов.

В пределах нефтяных систем могут сосуществовать уже открытые залежи и месторождения и неоткрытые, прогноз которых имеет важное значение. Нефтяные системы обычно получают названия по одному из ключевых географических терминов либо по стратиграфическому комплексу, в котором развиты нефтегазоматеринские свиты.

Выявление нефтяных систем позволяет снизить риски нефтяных компаний при поисково-разведочных работах на нефть и газ. В соответствии со стадийностью нефтегазообразования и нефтегазонакопления обычно процесс выделения нефтяных систем включает в себя следующие основные этапы работ:

- ✓ изучение истории формирования и современного строения отложений региона;
- ✓ выделение нефтегазоматеринских пород, свит и оценка их нефтегазоматеринского потенциала;

- ✓ бассейновое моделирование для идентификации геологического времени процессов генерации, эмиграции и аккумуляции УВ;
- ✓ геохимические и генетические корреляции нефть-нефть, газ-газ и нефть-ОВ пород;
- ✓ выделение и оценка коллекторов, покрышек, ловушек и направлений миграции углеводородов;
- ✓ качественная и количественная оценка эффективности генерационно-аккумуляционных процессов формирования залежей УВ и прогноз развития новых залежей на путях миграции УВ.

Нефтяные системы могут быть глобальными, в которых зоны генерации в основном связаны с едиными генерирующими комплексами пород, а также региональными и зональными.

## 4.1. Нефтегазоматеринские свиты и породы

Необходимо обратить особое внимание на применение в литературных источниках нескольких терминов, близких по произношению, но имеющих принципиальную разницу, поскольку в разных источниках один и тот же термин имеет различное значение.

Естественным телом, где осуществлялись (и при соответствующих условиях осуществляются и ныне) процессы нефтегазогенерации, является *нефтегазоматеринская свита* (НГМС). Это понятие введено в науку около 70 лет назад. Тогда методы органической геохимии только зарождались, и объекты, соответствующие этому понятию, выделялись чисто геологическими методами, а главными их признаками были литологический состав и цвет. Такой первоначальный подход оказался верным, так как содержал в себе и геологическую, и геохимическую информацию, поскольку именно цвет является главной внешней геохимической характеристикой любой осадочной породы и определяется, за редким исключением, соотношением концентрации ОВ и форм железа.

Пространственная совокупность НГМС, находящихся в ГЗН, образует очаг нефтегазообразования (ОНГО), а пространственная совокупность нефтегазосодержащих горизонтов (залежей, месторождений) – зону нефтегазонакопления (ЗНГН).

О.К. Баженова формулирует определение НГМС так: «НГМС – парагенетическая ассоциация обогащенных автохтонным ОВ пород, рождающая в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к аккумуляции». Наряду с термином «нефтегазоматеринская свита» встречается термин «нефтематеринская свита». При этом имеется в виду, что данная свита может генерировать не только жидкие, но и газообразные УВ. Иногда используется термин «газоматеринская свита», когда толщи, обладающие возможностью генерировать, преимущественно газообразные УВ. В некоторых текстах используют более общее понятие

«потенциально нефтегазоматеринская свита», «нефтегазопроизводящая свита», «нефтегазопроизводившая свита». Иногда они употребляются как синонимы, а иногда как альтернативные друг другу. На самом же деле эти термины выражают понятия, характеризующие последовательные этапы эволюции рассматриваемого природного объекта нефтегазоматеринской свиты. Термин «потенциально нефтегазоматеринская свита» отвечает этапу начального существования объекта от седиментогенеза до раннего протокатагенеза включительно, когда генерационные свойства объекта только сложились и готовы к реализации. Термин «нефтегазопроизводящая свита» характеризует этап реализации потенциала (от конца протокатагенеза до начала апокатагенеза), при этом форма термина свидетельствует о том, что генерация УВ происходит и в настоящее время. Это, как правило, имеет место в областях современного погружения на континентальных окраинах и в некоторых молодых кайнозойских бассейнах континентов, где НГМС находятся в зоне максимальных за их историю температур (майкопская свита олигоцена-миоцена некоторых районов Предкавказья, формация Монтерей верхнего миоцена Калифорнии). Термин «нефтегазопроизводившая свита» предполагает генерацию УВ только в геологическом прошлом, но этот термин имеет двойное значение. Во-первых, он может означать прекращение генерации УВ на каком-то этапе эволюции НГМС (вследствие восходящих движений, снижения теплового потока и др.), когда генерационный потенциал еще не исчерпан. Примером таких объектов могут служить доманиковая формация Русской плиты, НГМС венда Непско-Ботуобинской антеклизы и куонамская свита нижнего-среднего кембрия Анабарской антеклизы Сибирской платформы. Второе значение рассматриваемого термина – практически полная реализация НГМС своего потенциала (глубокий апокатагенез вплоть до метагенеза). Примером таких объектов является НГМС силура и девона Предуральяского прогиба (прежде



всего его складчатого борта), а также НГМС рифея-венда и нижнего кембрия северо-запада Сибирской платформы.

Наибольшая путаница возникает между понятиями нефтегазоматеринская порода (НГМП) и нефтегазоматеринская свита. Если обратимся к словарю по геологии нефти и газа (Словарь, 1984), разница очевидна. НГМП – осадочная порода, содержащая органическое вещество, которое способно при вступлении в главную зону нефтеобразования генерировать нефть. Из данного определения к НГМП можно отнести любую осадочную толщу, содержащую ОВ. В определении НГМС идет детализация по составу, количеству ОВ. Так НГМС – литологически однородная свита осадочных пород, преимущественно глинистого состава, с повышенной концентрацией ОВ при заметном количестве в нем сапропелевых микрокомпонентов. По эмпирическим данным промышленная нефтеносность связана с НГМС, в которых количество ОВ составляет более 1 млн т/км<sup>2</sup>. Таким образом, можно подытожить, что термин НГМП имеет более широкое применение. При оценке генерационного потенциала тощи, т.е. определения возможности генерации УВ в масштабах достаточных для формирования промышленных залежей, необходимо проводить расчет плотности содержания ОВ и на участках, где данный параметр превышает значение 1 млн т/км<sup>2</sup>, переходить к понятию НГМС.

## 4.2. Оценка генерационного потенциала горных пород

Одним из вариантов реконструкции процессов формирования осадочных отложений и проявления процессов нефтегазообразования является бассейновое моделирование 1D, которое часто проводят в программном комплексе «PetroMod». Технология бассейнового моделирования основывается на органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, стадийности процессов образования залежей углеводородов, учении об осадочных бассейнах как основных генераторах углеводородов, эмпирических закономерностях формирования нефтегазоносности и результатах лабораторного моделирования процессов генерации, эмиграции, миграции и аккумуляции углеводородов, приведенных в работах Ю.И. Галушкина Дж. Эспиталье, П. Унгерер и др. (Ungerer P, 1993; Галушкин, 2007).

Программа «PetroMod» имеет богатую библиотеку параметров по умолчанию и возможность настроек единиц ввода-вывода информации. В ней используется процедура бэкстриппинг-анализа («backstripping» – последовательное разуплотнение слоев в порядке, обратном геохронологическому). В результате введения наиболее полной базы данных по геолого-геохимическому изучению разреза программа строит модели палео- и современного строения, позволяет численно восстанавливать изменение температуры, степени катагенеза органического вещества (рассчитываются данные по отражательной способности витринита) и реализации углеводородного потенциала генерации материнскими свитами в процессе их погружения.

Для моделирования используют данные, полученные из непосредственных скважинных измерений. Они включают следующие параметры: мощности различных слоев осадков, определения пористости в уплотненных породах, пластовое давление; фактическая температура;

степень зрелости органического вещества отложений по витриниту и другие, геохимические характеристики, отражающие генерацию углеводородов (данные пиролиза и т. д.). В базу данных по моделированию входят также измерения теплопроводности, пористости и теплогенерации пород осадочного разреза, которые при отсутствии фактических определений реконструируются в основном по литологическим данным. Результатом моделирования являются численные данные в виде базы данных и ряда графиков, описывающих геологическую историю и современное состояние разреза, а также этапы генерации УВ в нефтематеринских свитах. Важным результатом моделирования является выделение «критического момента», соответствующего времени начала основной генерации углеводородов.

Некоторые неопределенности при моделировании разреза, затрудняющие калибровку результатов, иногда возникают в связи с недостаточным количеством данных по литологическому составу отложений, определению современной температуры, отражательной способности витринита, неоднозначностью представлений о современном и палео-тепловом потоке в регионе и др. В таких случаях используется максимальное количество литературных данных по районам, прилегающим к моделируемому.

Качественная и количественная оценка эффективности генерационно-аккумуляционных процессов углеводородов может осуществляться различными методами. За рубежом наиболее распространен расчет генерации и аккумуляции нефти по данным Рок Эвал. В частности, методика К. Петерса (Peters, 2005) позволяет определить долю органического вещества, преобразованного в нефть. Расчет проводится по формуле:

$$f = 1 - \frac{(HI^x * (1200 - (HI^0 / (1 - PI^0))))}{(HI^0 * (1200 - (HI^x / (1 - PI^x))))}, \quad (3)$$

где  $HI^x$  – водородный индекс, фактические определения, мг/г Сорг;  $HI^0$  – водородный индекс для исследуемого типа органического вещества до нефтеобразования, мг/г Сорг;  $PI^0$  и  $PI^x$  – исходный до нефтеобразования и фактический индексы нефтеобразования, мг/г породы.

В действующих российских методических материалах по оценке генерационного потенциала рекомендовано использовать последнюю модификацию объемно-генетического метода оценки ресурсов УВ (Методическое руководство, 2000).

Первым этапом для оценки генерационного потенциала является изучение разреза. Так, уже на стадии описания и изучения керна выделяются НГМП, т.е. глинистые породы, содержащие органическое вещество. Следующим этапом является оценка количества органического вещества в НГМП. С этой целью проводится расчет плотности современного содержания ОВ в НГМП по формуле:

$$Q_{ов} = Сорг * H * d * 10^7, \quad (4)$$

где Сорг – среднее содержание углерода в породах, %; H – мощность глинистой НГМП, км; d – плотность горных пород, г/см<sup>3</sup>.

В случае выявления районов, где рассчитанная плотность ОВ превышает значение 1000 000 т/км<sup>2</sup>, выделяют зоны распространения нефтегазоматеринских свит. Следующим этапом является оценка плотности генерации.

Плотность генерации нефти ( $Q_{ген}$ ) материнскими свитами оценивается по формуле:

$$Q_{ген} = Сорг * \rho_{mn} * h_{mn} * K_{ген} * 10^6 / C^r * M_{ост}, \quad (5)$$

где  $C_{орг}$  – концентрация органического углерода в материнских породах, %;  $\rho_{mn}$  – плотность материнских пород т/м<sup>3</sup>;  $h_{mn}$  – мощность материнских пород, м;  $K_{ген\ n}^{ген}$  – коэффициент генерации нефти, % от исходной массы органического вещества;  $C^r$  – концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %;  $M_{ост}$  – остаточная масса ОВ, % от исходной массы.

Руководство содержит табличные данные всех необходимых для расчёта коэффициентов. Коэффициенты рассчитаны для типичного сапропелевого, гумусового органического вещества, а так же для их смешанных разностей. Необходимо не только установить количество генерированных УВ, но и понять, какая их часть покинула НГМС. В связи с этим рассчитывают плотность эмиграции нефти по формуле:

$$Q_{эм} = Q_{ген} * K_{н}^{эм}, \quad (6)$$

где  $Q_{ген}$  – плотность генерации нефти материнскими свитами, т/км<sup>2</sup>;  $K_{н}^{эм}$  – коэффициент эмиграции нефти.

Расчет указанных параметров позволяет оценить генерационный потенциал изучаемого объекта.

### 4.3. Биомаркеры – процессы образования, значение, применение

В литературных источниках по выделению нефтяных систем в изучаемом регионе важным этапом является установление генетической связи между залежами УВ и ОВ вмещающих пород. Эти работы позволяют установить тип исходного органического вещества для выявленных залежей нефти и газа и понять, где находятся НГМС, в которых прошла их генерация с последующей эмиграцией и миграцией.

Геохимические корреляции проводят по данным изучения физико-химических свойств, состава нефтей и попутных газов. Для нефтей чаще используются такие параметры, как плотность, вязкость, содержание смол, асфальтенов, серы. В отношении газов учитываются газовый фактор и углеводородный состав. Поскольку сходство свойств и состава нефтей предполагает общность тех или иных элементов их геохимической истории, то применение геохимических корреляций, основанных на генетических параметрах, позволяет дать более достоверную информацию.

Собственно генетические корреляции нефть – нефть и нефть – ОВ пород обычно проводят по таким генетическим параметрам, как изотопный состав углерода и состав биомаркеров (хемофоссилий), продуктов преобразования исходных биомолекул органического вещества пород. В практике наиболее часто для изучения генетического сходства нефтей и ОВ пород из биомаркеров используют концентрацию металлопорфиринов, соотношение изопреноидов пристан/фитан.

Углерод имеет два стабильных изотопа,  $C^{12}$  и  $C^{13}$ , что позволяет использовать их соотношение при решении геологических задач, связанных с генезисом ОВ пород и нефтей (Баженова и др, 2012). Нефти, генерированные ОВ сапропелевого типа, как правило, относительно легкие по изотопному составу в отличие от нефтей, имеющих источник обогащенной гумусовым ОВ. В результате наиболее изотопно легкие нефти

встречаются только в протерозойских отложениях. Изотопный состав углерода нефтей – довольно устойчивый параметр и не изменяется при миграционных процессах.

Металлопорфирины в нефтях являются продуктами преобразования хлорофиллов и гемина, имеют особое значение среди нефтяных гетероатомных биомаркеров несмотря на их относительно низкую долю в составе как исходной биомассы, так и нафтидов. Многие параметры металлопорфиринов ископаемого ОВ и нефтей контролируются в основном генетическим типом ОВ, условиями диагенеза, катагенеза, а также отчасти процессами первичной и вторичной миграции.

Металлопорфирины аналитически и как биологические метки впервые открыты в нефтях немецким ученым Трейбсом в 1934 г., что позволило получить еще один весомый аргумент в пользу органической теории происхождения нефти. Неорганический синтез таких сложных соединений в условиях недр оказался невозможным. В условиях седиментогенеза и диагенеза осадков происходит замена в молекулах порфиринов на ионы ванадила с образованием ванадиловых (VOp) или никеля с образованием никелевых порфиринов (Nip). За счет боковой фитильной цепи образуются изопреноидные алканы – пристан и фитан. Схематически образование геопорфиринов показано на рис. 5.

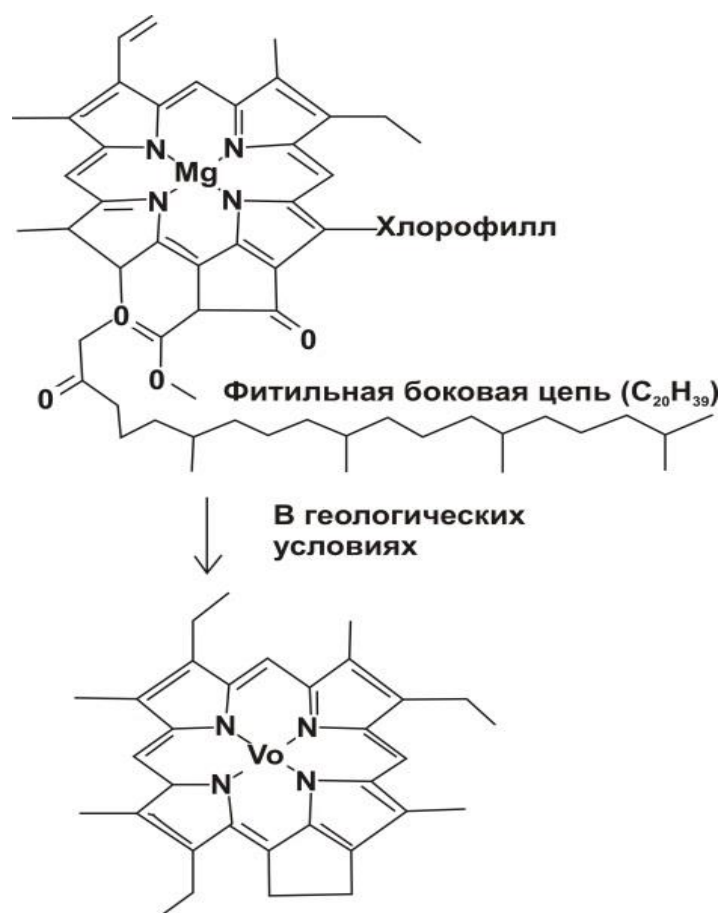


Рис. 5. Обобщенная схема преобразования хлорофиллов в ванадилпорфирины

К настоящему времени металлопорфирины обнаружены практически во всех геологических объектах, содержащих органические соединения, а именно, в нефтях, угле, горючих сланцах, экстрактах из горных пород, торфе и т. д. В нефтях, как и в ОВ пород, металлопорфирины присутствуют в основном в форме комплексов – ванадилового и никелевого.

Максимальное содержание ванадилпорфиринов в битумоидах пород (до нескольких тысяч мг/100 г породы) зафиксировано для морских относительно глубоководных фаций. При переходе от морских мелководных к прибрежно-морским условиям их содержание понижается. Известно, что содержание ванадилпорфиринов уменьшается в битумоидах гумусового ОВ по сравнению с сапропелевым. Обычно содержание металлопорфиринов в нефтях на порядок и более меньше, чем в битумоидах пород. Процессы биодegradации существенно не изменяют первоначальный состав металлопорфиринов и, во всяком случае, не приводят к их новообразованию,



что позволяет отнести их к достаточно корректным генетическим показателям. Воздействие высоких температур вызывает разрушение порфиринов, при температурах  $>130\text{ }^{\circ}\text{C}$  происходит практически полное разрушение, что позволяет помимо генезиса оценить условия катагенеза, при которых происходит генерация нефтей; в связи с этим иногда металлопорфирины называют «геотермометрами». Нефти, генерированные на заключительной стадии главной зоны нефтеобразования МК<sub>3</sub>, обычно вообще не содержат металлопорфиринов.

Изопреноиды не являются продуктами непосредственного синтеза растениями, они образуются одновременно с металлопорфиринами из хлорофиллов растений и бактериальных клеток. Фитильный радикал при этом переходит в спирт фитол, восстановление которого в резко восстановительных условиях приводит к появлению фитана ( $\text{C}_{20}\text{H}_{42}$ ). В более окислительной обстановке образуется пристан ( $\text{C}_{19}\text{H}_{40}$ ). В первом приближении соотношение пристана и фитана (п/ф) является отражением специфики исходного материала и условий осадконакопления. Наиболее типичные природные каустобиолиты характеризуются следующими вариациями соотношений пристана и фитана: ОВ современных осадков = 0,2–1,2; сланцы = 0,2–1,4; собственно сапропелиты = 1,0–1,4; бурые угли = 1,0–3,0. Постоянно высокими соотношениями п/ф характеризуются каменные угли. Установлено, что нефти (за редким исключением) сохраняют генетически сложившееся соотношение пристана и фитана в своем составе.

По значению параметра п/ф все многообразие нефтей отчетливо дифференцируется на 3 основные генетические группы. Нефти, источником которых послужило морское ОВ (преимущественно сапропелевое ОВ, сильно восстановительные условия), характеризуются преобладанием фитана над пристаном (п/ф < 1,2). Нефти, в исходном ОВ которых преобладали гумусовые компоненты (умеренно восстановительные условия), характеризуются более высокими показателями п/ф – в основном от 1,2 до

2,0. Нефти существенно гумусовой природы исходного ОВ (лагунно-дельтовые и озерно-континентальные фации) характеризуются значительным преобладанием пристана над фитаном ( $p/f=2\div 4$ ). Вследствие такой дифференциации нефтей данный показатель используется при установлении генезиса нефтей.

Применение биомаркеров позволяет определить генетическую связь между УВ и органическим веществом вмещающих толщ. Установление генетической связи между залежами УВ, как по разрезу, так и в пределах территории, позволяет проследить пути миграции, что важно при выделении нефтяных систем.

## 5. ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Важным аспектом в геологии и геохимии нефти и газа, требующим внимания для изучения и понимания, является вопрос о процессе формирования залежей. На сегодняшний день понятно, что геологические, физические условия, химический состав для каждого региона весьма уникален и нет единого механизма, описывающего формирование всех залежей. Существует несколько представлений о том, что является толчком для начала движения молекул жидких и газообразных молекул в нефтегазоматеринской свите. Также описано несколько механизмов миграции углеводородов, но ни один не обоснован как играющий большую роль в процессе аккумуляции залежей.

По определению скорости миграции УВ проведены исследования, получены значения, но все это очень индивидуально для каждого региона.

Сам процесс аккумуляции также не «лишен белых пятен», до сих пор не установлены критерии для флюидоупоров, гарантирующие сохранность залежей.

Итак, можно утверждать, что процесс формирования залежей, включающий в себя первичную, вторичную миграцию углеводородов и непосредственно аккумуляцию в ловушках, является сложным и многофакторным.

## 5.1. Виды миграции углеводородов

Наиболее сложным для понимания и изучения является процесс первичной миграции: что же является толчком для начала движения, в каком виде происходит транспортировка углеводородов. Эти вопросы рассмотрим в данном разделе.

*Миграция* – процесс перемещения флюидов (углеводородов и пластовых вод) в земной коре. В литературе (Баженова и др., 2012) различают три вида миграции: первичную, эмиграцию и вторичную. Все виды миграции визуализированы на рис. 6.

Под *первичной миграцией* понимают перемещение микронефти и газа внутри нефтегазоматеринской свиты и выход из нее в породу-коллектор. Иногда в самостоятельный этап выделяют выход углеводородов из нефтегазоматеринской свиты в породу-коллектор и называют *эмиграцией*. В рамках данного курса понятие эмиграция входит в первичную миграцию и не выделяется в самостоятельный процесс.

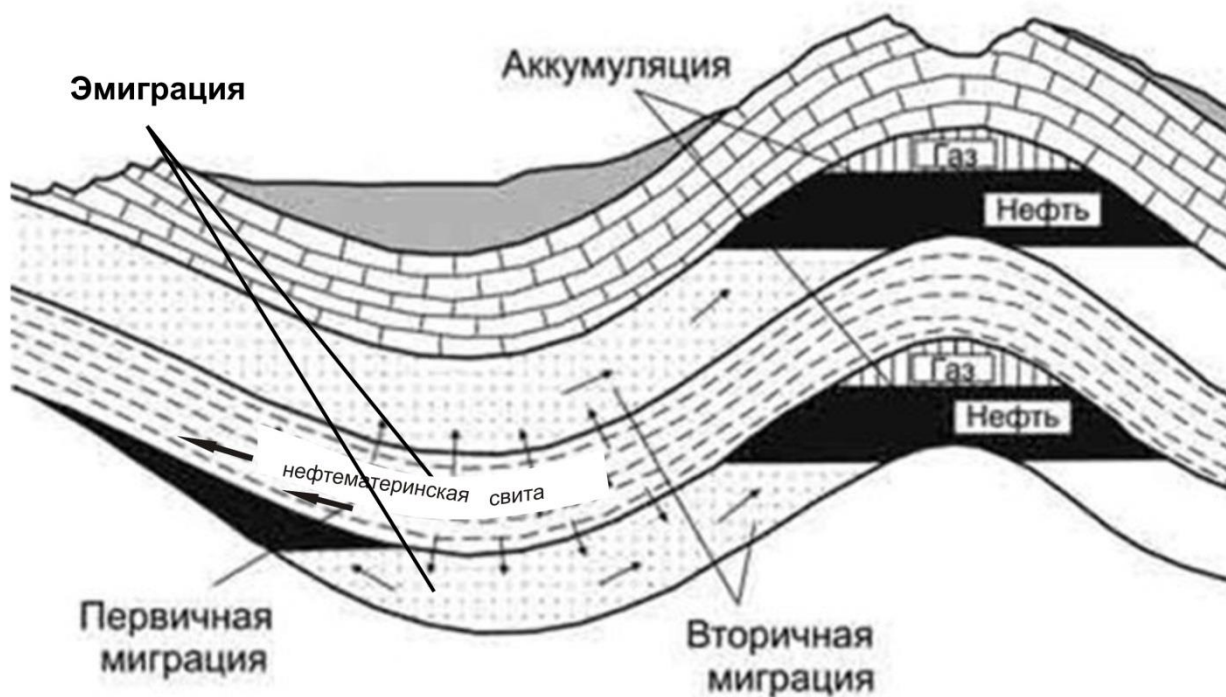


Рис. 6. Схема вариантов миграции

Возникновение первичной миграции совпадает с началом генерации УВ, когда идёт массовое образование микроневфти, сопровождаемое генерацией значительного количества газообразных продуктов, ростом давления вокруг частиц рассеянного органического вещества и пульсационными выбросами новообразованных продуктов. Это даёт начало передвижению микроневфти внутри нефтематеринской свиты.

Необходимо уделить внимание растворимости углеводородов. Известно, что при поверхностных условиях давления и температуры 20–25 °С жидкие углеводороды слабо растворяются в воде, наилучшей растворимостью обладают арены, а наименьшей – алканы. А.Н. Гусева, Л. Прайс и другие ученые занимались исследованием молекулярной растворимости нефтей и газов в воде при различных температурах и давлениях. В результате они установили, что при росте температуры растворимость алканов в воде возрастает, особенно в интервале 130–150 °С, при этом возрастающее давление немного уменьшает растворимость.

Концентрация солей в воде также влияет на растворимость УВ: при повышении минерализации растворимость падает. Следует отметить, что и насыщение воды газом оказывает влияние на растворимость УВ, но имеет значение степень насыщения и состава газа. При температурах 150–180 °С насыщение воды газом оказывает отрицательное влияние на растворение жидких углеводородов и увеличивается в ряду: азот – метан – этан – углекислый газ – пропан. При температурах более 180 °С насыщение воды газом является положительным для растворения жидких УВ.

Важным свойством для миграции УВ является хорошее растворение жидких углеводородов в газах. В результате экспериментов, при температуре от 100 °С и давлении 80 Мпа все компоненты нефти способны растворяться в воде.

Наиболее изучен процесс первичной миграции в глинистых породах. Формирование осадков на стадии седиментогенеза осуществляется в воде, далее на стадии диагенеза происходит отжимание основного количества воды, при этом из одних осадков этот процесс идет быстро, из других

(глинистых) очень медленно. К началу катагенеза из пород обычно удалено около 80 % водной фазы. Оставшаяся связанная вода удерживается на поверхности минеральных частиц с разной степенью прочности, при этом в дисперсных средах и тонких капиллярах вода приобретает аномальные свойства. Прочносвязанная вода становится чрезвычайно активной, возрастает ее растворяющая способность по отношению к жидким УВ. Высокую растворяющую способность связанной воды подтвердил В.Ф. Симоненко. Отбирая пробы воды последовательно при увеличении давления, он зафиксировал увеличение концентрации ОВ, объяснив это увеличением растворяющей способности воды.

Связанная вода глинистых минералов нефтегазоматеринских свит высвобождается в процессе катагенеза. В это же время начинается генерация УВ, происходит увеличение пластового давления в НГМС, возникновение перепада давления является толчком для начала движения. Так как освободившаяся связанная вода обладает большой растворяющей способностью, она способна выносить с собой молекулы углеводородов в виде водных молекулярных растворов.

Другим вариантом первичной миграции является миграция жидких УВ в виде растворов в газах, примером таких растворов являются газоконденсатные залежи. Данный вид миграции, вероятно, преобладает на больших глубинах, при поздних стадиях катагенеза, когда объем связанной воды в породах исчерпан, при этом увеличивается образование газовых углеводородов. Еще существует мнение о возможности перемещения нефти в виде пленки на поверхности пузырьков газа, этот механизм обосновал Н.М. Кругликов. Так, при прохождении через жидкую фазу пузырек газа захватывает пленку нефти.

Среди ученых рассматривается и вариант первичной миграции в виде самостоятельной жидкой фазы. В случае высокой концентрации сапропелевого ОВ движение потоков микронефти облегчено наличием прожилок и трещин, заполненных керогеном. Этот механизм разработан Мак-Олиффом и получил название «принцип фитиля», так как УВ

поднимаются по керогену, как керосин по фитилю. Такой вариант возможен при равномерном распределении ОВ сапропелевого типа, его высокой концентрации (3–20 %) и при отсутствии воды.

Кроме перечисленных вариантов, особое внимание заслуживает диффузионный перенос углеводородов в осадочных породах. Диффузия стремится выровнять концентрацию УВ между НГМС, богатой микронепфтью и природным резервуаром, изначально не имеющем нефти. Диффузия в породах протекает постоянно, но медленно, при этом в масштабах геологического времени является работающим фактором первичной миграции углеводородов. Л.М. Зорькин предположил, что 65–70 % газа из глинистых толщ мигрируют в водоносные горизонты путем диффузии, однако многие ученые считают масштабы данного процесса значительно меньше.

Вероятно в недрах присутствуют разные формы первичной миграции, а преобладание той или иной будет зависеть от состава минеральной матрицы, концентрации, типа ОВ и стадии катагенеза.

В некоторых случаях сами материнские (доманикиты, бажениты) породы в результате литогенетических процессов приобретают достаточно высокие фильтрационно-емкостные свойства, что позволяет им содержать нефть, газ и отдавать их при разработке. В этом случае вторичная миграция не проходит, УВ ограничиваются минимальным перемещением в пределах НГМС, так формируются залежи в нетрадиционных коллекторах. Но в большинстве случаев УВ покидают НГМС, при переходе из НГМС в породу-коллектор завершается первичная миграция.

Вторичная миграция обусловлена гравитационным, гидравлическим и другими факторами. Движение нефти, газа и воды может происходить как в виде отдельных фаз, так и в виде газонасыщенной водонефтяной эмульсии. Попадая в коллектор, заполненный водой, капли нефти и пузырьки газа всплывают в ней к кровле пласта. При наклонном положении пласта всплывание происходит вверх по его восстанию, движение возможно даже при незначительном наклоне пласта, если размеры пустот не слишком малы.

Пути миграции является вся масса проницаемых пород (пород-коллекторов) и локализованные каналы, такие как разломы, трещины, зоны повышенной трещиноватости, плоскости напластования, несогласного залегания пород и т. д. В связи с неоднородностью слоёв вторичная миграция может быть рассеянной (особенно в плохопроницаемых породах), потоковой (в проницаемом пласте), плоскоструйной (по разлому) и узкоструйной (в осевых частях антиклинальных зон и валов).

По направлению движения различают вертикальную и латеральную вторичную миграции. Вертикальная может быть как внутривыщелочной (происходит в пределах мощного пласта или в рифовом массиве), так и межвыщелочной в случае тектонического нарушения структур. Латеральная миграция – это движение по пласту-коллектору до ближайшей ловушки. В. Гассоу и С.П. Максимов разработали схемы заполнения ловушек УВ (рис. 7).

Если пластовое давление ниже давления насыщения, то в ловушку, самую близкую к очагу генерации, первым поступает газ и заполняет ее полностью, если же нефть и газ приходят совместно, то газ вытесняет нефть в более высоко расположенную ловушку. По мере прихода газа нефтяная залежь становится нефтяной с газовой шапкой, а вытесненная нефть переходит в структуру выше (рис. 7, I). Так возникает аномальное распределение, когда газовая залежь находится на более глубоких уровнях, чем нефтяные. При пластовом давлении выше давления насыщения газ растворяется в нефти, и возникают сначала нефтяные залежи с высоким газонасыщением (рис. 7, II). В ходе миграции углеводородов в более приподнятые структуры, пластовое давление уменьшается и становится ниже давления насыщения, далее газ выделяется из нефти и заполнение ловушек происходит по ранее описанной схеме.



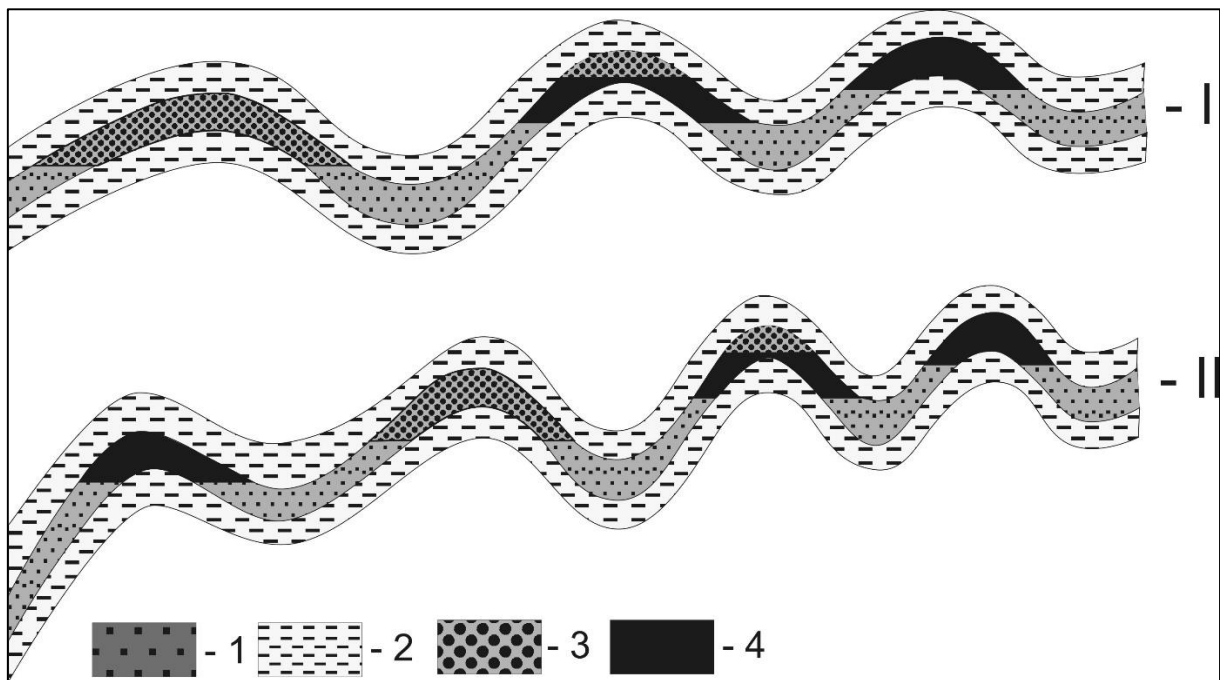


Рис. 7. Схема дифференциального улавливания нефти и газа.  
 Условные обозначения: 1 – водяной коллектор; 2 – флюидоупор;  
 3 – газонасыщенный коллектор; 4 – водонасыщенный коллектор.

Относительно процесса вторичной миграции вопрос о скоростях миграции до сих пор не решен. В геологических условиях, по-видимому, скорости существенно изменяются в зависимости от тектонических, литологических, гидрогеологических условий, уклона и перепада давления. При лабораторных исследованиях скорость вертикальной миграции нефти в водонасыщенном песке составила 100–4300 м в год. По расчётам С.Г. Неручева, в зависимости от наклона и проницаемости пород скорости миграции в платформенных областях составляли от 0,34 до 490 км в 1 млн лет при наклонах в первые градусы, а в складчатых областях – от 0,7 до 2750 км в 1 млн лет при наклонах более 10°.

Независимо от скорости миграции выявлен критический радиус (15–20 км), в котором происходит заполнение ловушек и формирование залежей УВ промышленного значения, далее идет рассеивание УВ, и открытие залежей маловероятно.

## 5.2. Процессы аккумуляции углеводородов

Аккумуляция нефти и газа – конечный этап сложного процесса миграции нефти и газа из зон образования в зонах накопления. Согласно гравитационной теории, основной причиной аккумуляции нефти и газа является плавучесть (всплывание в воде углеводородов). Аккумуляция происходит там, где нефть и газ не могут подняться выше вследствие того, что достигнут свод антиклинали или коллектор выклинился вверх по восстанию пластов.

Вместилищем УВ и воды в земной коре служат породы-коллекторы, которые заключены в плохо проницаемые породы; такую совокупность И.О. Брод предложил назвать *природным резервуаром*. По соотношению коллектора с ограничивающими плохо проницаемыми породами он выделил три основных вида природных резервуаров (см. рис.8): пластовый *а*, массивный *б* и литологически ограниченный со всех сторон *в*.

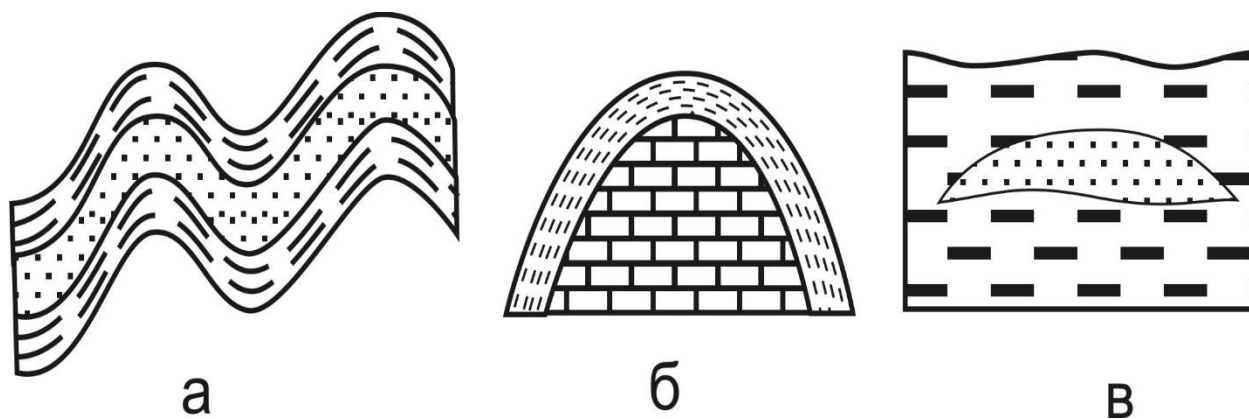


Рис. 8. Классификация природных резервуаров по И.О. Броду:  
а – пластовый; б – массивный; в – литологически ограниченный со всех сторон

Породами коллекторами являются горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке. Соответственно коллекторы обладают емкостью (которая обеспечивается системой пустот), что характеризуется коэффициентом пористости и проницаемостью (которая обеспечивается системой сообщающегося

пустотного пространства). Независимо от литологического типа коллекторы характеризуются рядом основных свойств: 1) пористостью; 2) проницаемостью; 3) гранулометрическим составом и т. д., которые называются *фильтрационно-емкостные* (ФЕС). На пористость пород оказывает влияние ряд факторов: гранулометрический состав пород; форма и окатанность частиц; сортированность и система укладки обломочного материала; количество и состав цемента; равномерность расположения пор и т. д. Проницаемость пород в большей степени зависит: от наличия трещин; минерального состава, от присутствия глинистых минералов.

Большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются как терригенные (песчаники, алевролиты, алевролиты, некоторые глинистые породы), так и карбонатные (известняки, доломиты), а также смешанные породы. Кроме осадочного происхождения в редких случаях коллекторы могут быть представлены вулканогенными породами (пример, осадочно-туфогенный вулканогенный комплекс в Восточной Грузии и Западном Азербайджане; формация «зеленых туфов» палеогенового возраста в Японии). А также коллекторами могут быть метаморфические и интрузивные породы (например, коры выветривания гранитно-метаморфических пород в Шаимском районе Западной Сибири; крупное месторождение Белый Тигр связано с гранитогнейсовыми породами на шельфе Вьетнама). К нетрадиционным, редко встречающимся, породам-коллекторам относят глинистые и биогенные кремнистые толщи (это, как правило, нефтегазоматеринские свиты, генерировавшие УВ, но образовавшиеся УВ не покинули НГМС). Пример: резервуары в баженовской карбонатно-кремнисто-глинистой толще верхнеюрского возраста в Западной Сибири (Салымское месторождение и др.), в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение).

Для формирования скоплений нефти или газа необходимо не только наличие пород-коллекторов, но и обязательно присутствие плохо

проницаемых для флюидов пород, так называемых флюидоупоров или пород-покрышек. Необходимыми экранирующими свойствами обладают глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки, гипсы, ангидриты и соли. Однако до сих пор не разработаны четкие критерии, относящие толщу к флюидоупорам, но выявлены общие закономерности. Так, для формирования и сохранности залежей наиболее подвижных газообразных углеводородов требуются покрышки большей мощностью и обладающие лучшими экранирующими свойствами по сравнению с покрышками, перекрывающими нефтяную залежь. Наилучшими флюидоупорами, не теряющими свои экранирующие свойства на больших глубинах, являются соли.

### 5.3. Месторождения нефти и газа

Понятие «ловушка» использовали многие отечественные и зарубежные ученые (А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.Г. Вильсон, Н.А. Еремеко, М.К. Калинин, А.И. Леворсен, К.К. Лэйнс и др.). По И.О. Броду, под *ловушкой* понимается часть природного резервуара, в которой создаются условия для улавливания флюидов и формирования нефтегазового скопления, и устанавливается относительное равновесие подвижных веществ. Наличие ловушки – одно из условий формирования залежи. В случае, если в ловушке произошло накопление УВ, ее называют залежью. *Залежь* – это скопление углеводородов в ловушке, все части которого гидродинамически связаны. По происхождению выделяют следующие классы залежей (см. рис. 9).

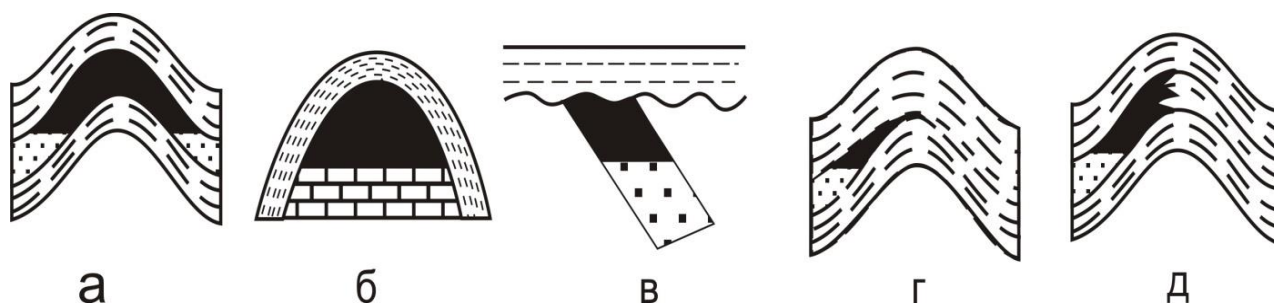


Рис. 9. Виды залежей углеводородов: а – структурные (антиклинальные); б – рифогенные; в – стратиграфически экранированные; г – литологически экранированные с выклиниванием пласта-коллектора; д – литологически экранированные с замещением коллектора не проницаемыми породами

Существует и более детальная классификация залежей, разработанная А.А. Бакировым. Он выделил 4 класса, каждый класс подразделил на группы (от одной до трех), группы, в свою очередь, дифференцируются на подгруппы (табл.4).

Кроме классификаций залежей по типу ловушек широко распространена классификация залежей по фазовому составу углеводородов (см. рис.10), так выделяют газовые (а); нефтяные с газовой шапкой (б);

нефтегазовые (в); газовые с нефтяной оторочкой (з); нефтяные (д); газоконденсатные (е).

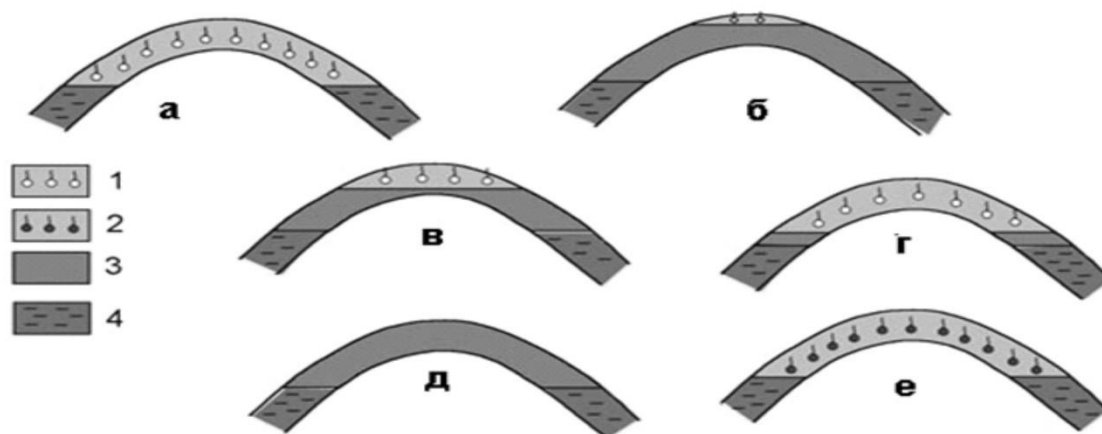


Рис. 10. Классификация залежей по фазовому составу углеводородов  
Условные обозначения: 1 – газ, 2 – газовый конденсат, 3 – нефть, 4 – вода.

Таблица 4

## Классификация залежей нефти и газа по А.А. Бакирову

Класс	Группа	Подгруппа
Структурные	Залежи антиклинальных структур	Сводовые
		Тектонически экранированные
		Приконтактные
		Висячие
	Залежи моноклинальных структур	Экранированные разрывными нарушениями
		Связанные с флексурными образованиями
Связанные со структурными носами		
Залежи синклинальных структур		
Рифогенные	Связанные с рифовыми массивами	
Литологические	Литологически экранированные	Приуроченные к участкам выклинивания коллекторов
		Приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми
		Экранированные асфальтом или битумом
	Литологически ограниченные	Приуроченные к песчаным образованиям русел палеорек
		Приуроченные к прибрежно-песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров
		Линзовидные
Стратиграфические	Залежи в коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых непроницаемыми породами	Связанные со стратиграфическими несогласиями на тектонических структурах
		Связанные со стратиграфическими несогласиями, приуроченными к эродированной поверхности погребенных останцев палеорельефа или выступов кристаллического фундамента

Основной характеристикой любой залежи являются запасы УВ, т. е. тот объем углеводородов, который находится в пределах залежи. В

зависимости от рентабельности разработки залежи подразделяются на *промышленные* и *непромышленные*.

Наиболее крупной единицей скопления углеводородов в недрах земли является месторождение углеводородов. По И.О.Броду, *месторождение* – это совокупность залежей, контролируемая единым структурным элементом и заключенная в недрах одной и той же площади.

Наиболее широко используется классификация месторождений по сложности геологического строения:

- ✓ простое строение – однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами; продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
- ✓ сложное строение – одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений;
- ✓ очень сложное строение – одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Часто применяется классификация месторождений по величине извлекаемых запасов УВ:

- ✓ уникальные – более 300 млн т нефти или 300 млрд м<sup>3</sup> газа;
- ✓ крупные – от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м<sup>3</sup> газа;
- ✓ средние – от 5 до 30 млн т нефти или от 5 до 30 млрд м<sup>3</sup> газа;
- ✓ мелкие – от 1 до 5 млн т нефти или от 1 до 5 млрд м<sup>3</sup> газа;
- ✓ очень мелкие – менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд м<sup>3</sup> газа.



## 6. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Очень важно для студента уметь применять полученные знания для решения конкретных практических задач. Конечный результат в геологии и геохимии нефти и газа связан с открытием новых залежей или месторождений УВ. Установление нефтегазоматеринской свиты в разрезе осадочного чехла изучаемого района и очага генерации на исследуемой территории – неотъемлемый этап при поисках залежей. Выделение очага генерации и путей миграции существенно снижает риски при поисках залежей, так как для бурения в первую очередь, выбирают структуры, расположенные на путях миграции они с большей вероятностью заполненные УВ.

## **6.1. Выделение потенциальных нефтегазоматеринских пород**

С целью выделения нефтегазоматеринских пород, т. е. пород с повышенным содержанием ОВ, первым этапом является внимательное изучение макроскопического описания керна. Не имея лабораторных исследований керна, только макроописание даст возможность выделить толщи, потенциально богатые органическим веществом.

Задание включает в себя изучение описания керна (табл. 5), и выделение потенциально нефтегазоматеринских толщи. Для успешного выполнения рекомендуется просмотреть особенности захоронения органического вещества на стадии диагенеза.

Далее следует проанализировать тенденцию в изменении битумоидного коэффициента (рис. 11), описать закономерность и пояснить, с чем это связано.

В результате изучения описания керна и изменения битумоидного коэффициента выделить в разрезе интервал залегания пород, потенциально являющихся источником генерации УВ на исследуемой территории.

Описание керна по разрезу скважины 15

№ образца	Интервал отбора, м	Проходка с отбором керна, %	Описание керна
	0–1500	0	Без отбора керна
1	1500–1550	2	Песчаник светлый, мелкозернистый, водонасыщенный
2	1550–1600	1	Песчаник кварцевый коричневый, пористый
3	1600–1650	10	Алевролит темно-серый, слюдистый. В верху слоя 10-см прослой с ходами илоедных червей
4	1650–1700	5	Известняк серый, неравномерно глинистый
5	1700–1750	5	Известняк от серого до темно-серого. В 0,5 м от начала интервала наблюдается 5-см прослой известняка глинистого
6	1750–1800	8	Доломит коричневатого-серый с кавернами, выполненными кристаллическим кальцитом
7	1800–1850	2	Аргиллит почти черный, тонкослоистый, равномерно зернистый с редкими включениями пирита
8	1850–1900	5	Глины темные, содержат черное тонко рассеянное органическое вещество
9	1900–1950	1	Аргиллит темно-серый до черного, с мелкими выпотами нефти
10	1950–2000	1	Аргиллит, темно-серый, тонкоплитчатый
11	2000–2050	10	Тонкое переслаивание аргиллита, алевролита и песчаника.
12	2050–2100	8	Алевролит с тонкими до 0,8 см прослойками песчаника
13	2100–2150	6	Песчаник серый, мелкозернистый
14	2150–2200	2	Переслаивание известняков и аргиллитов
15	2200–2450	0	Без отбора керна
16	2450–2500	7	Известняк светло-серый, участками неравномерно пористо-кавернозный с единичными выпотами (по кавернам) густой окисленной нефти
17	2500–2550	1	Доломит светло-серый, пористо-кавернозный

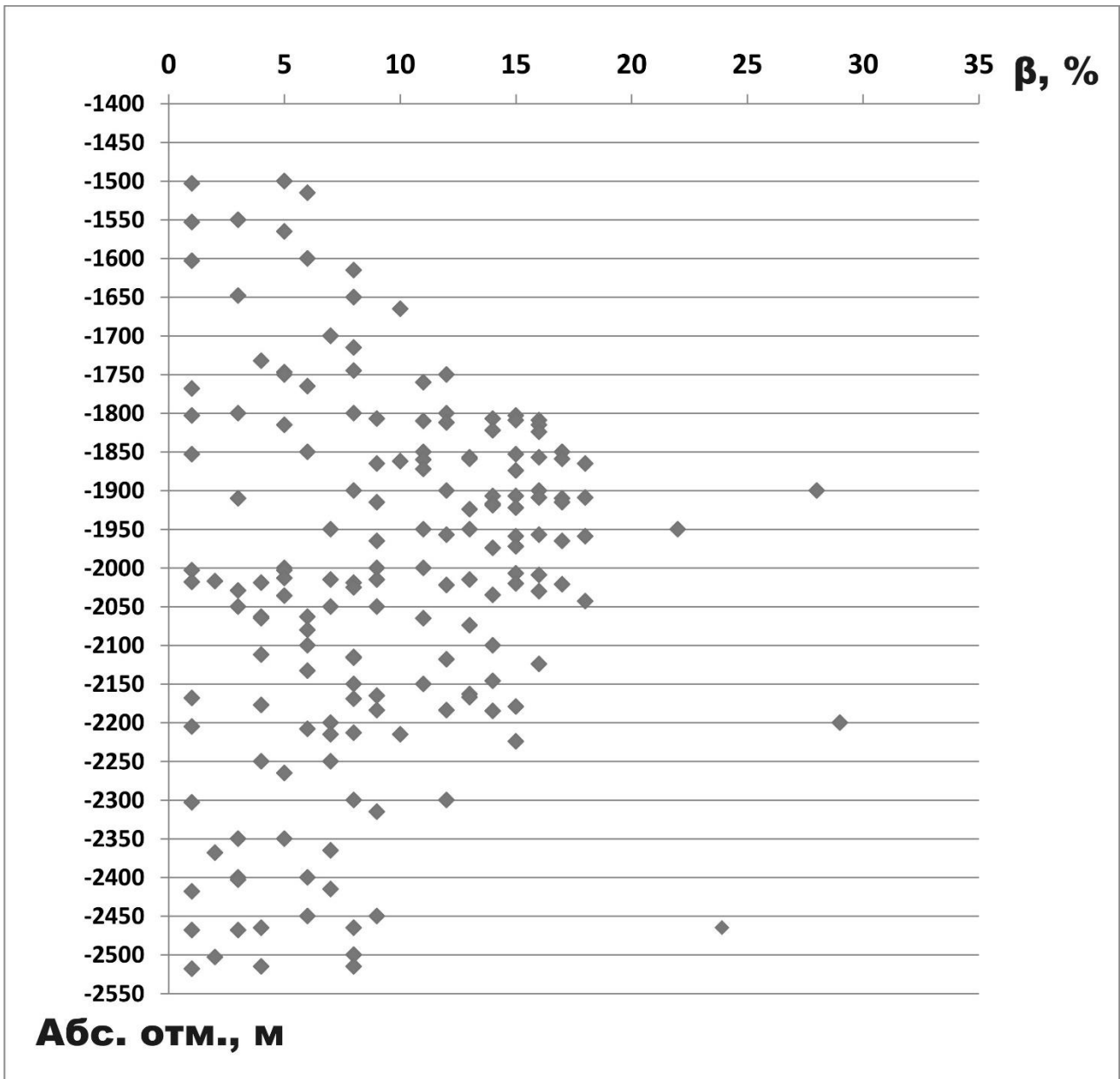


Рис. 11. График изменения битумоидного коэффициента по разрезу

## 6.2. Выделение нефтегазоматеринских свит и очагов генерации

Выделение нефтегазоносной свиты, толщи, содержащей ОВ в количестве достаточном для генерации УВ в масштабах до образования залежей промышленного значения, при поступлении в главную зону нефтегазообразования позволит оценить перспективность проведения работ по поискам УВ, ранжировать территории по степени вероятности заполнения ловушек углеводородами.

Задание заключается в расчёте плотности современного содержания органического вещества горных пород по формуле:

**Q**

где  $S_{орг}$  – современное содержание органического углерода в образце породы, %;  $H$  – мощность исследуемой толщи, км;  $d$  – плотность глинистых пород до начала катагенеза, г/см<sup>3</sup>.

о  
р  
г

Таблица 6

Фактический материал по исследуемой территории		
№ скв.	$S_{орг}$ , %	$H$ , м
1	1,5	48
3	0,6	66
15	0,8	74
18	0,7	20
24	0,1	83
74	1,2	48
77	0,1	79
79	0,2	36
101	1,4	40
135	0,6	60

По полученным расчетам следует построить карту распространения плотности современного содержания органического вещества, с использованием схемы расположения скважин (рис.12). Построенную карту сопоставить с картой катагенетической зональности (рис. 13), сделать выводы о наличии или отсутствии очагов генерации.

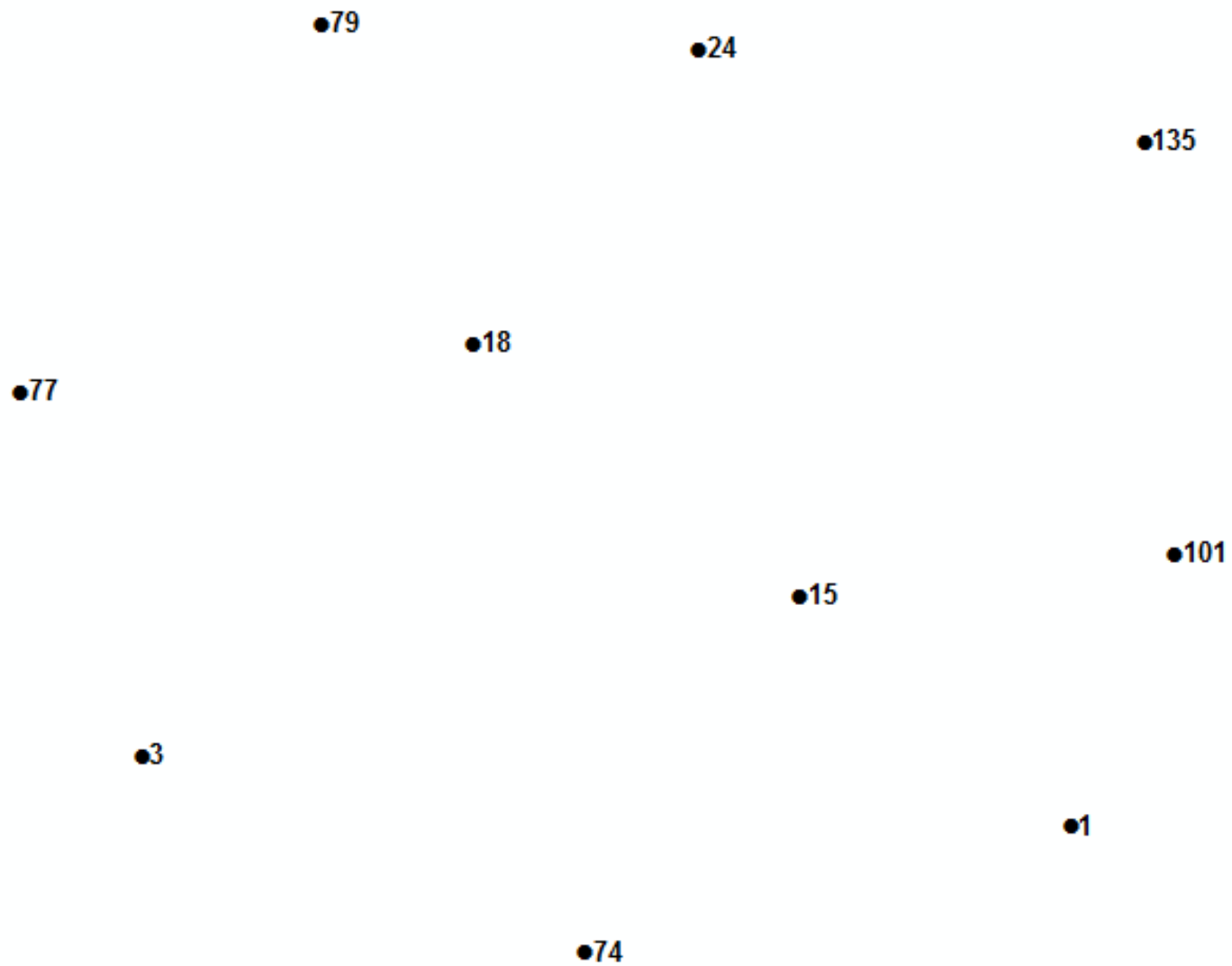


Рис. 12. Схема расположения скважин на исследуемой территории

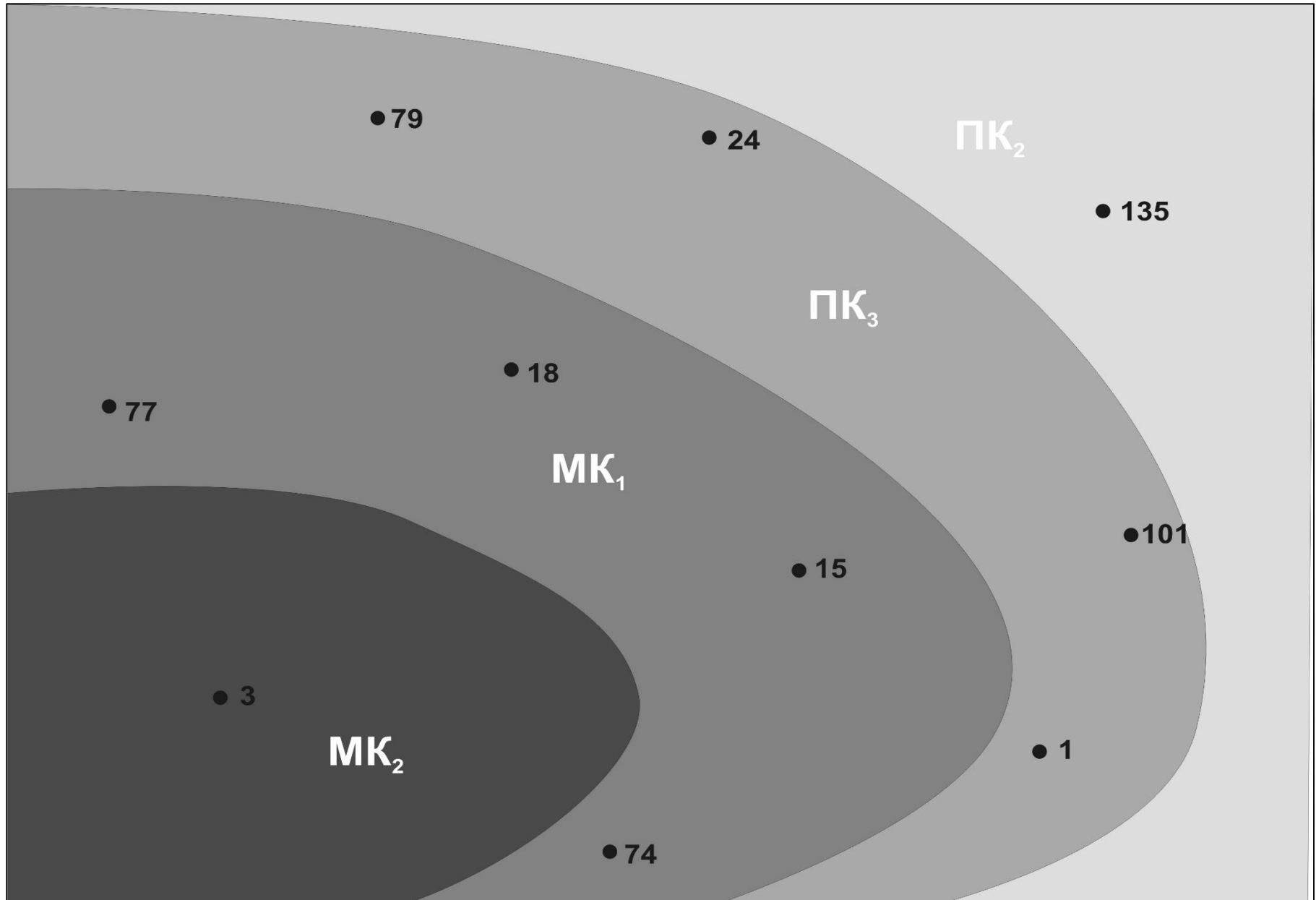


Рис. 13. Карта катагенетической зональности территории

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Качество и комфорт жизни современного человечества и перспективы его развития всецело зависят от количества добываемых углеводородов. При этом люди максимально сосредоточены на поисках и разработке месторождений нефти и газа, однако до сих пор нет четкого понимания процесса генерации углеводородов. Накопленный опыт позволил выявить некоторые закономерности в распространении залежей, но они не всегда четко выявляются. Только доскональное понимание сути формирования скоплений углеводородов может привести к наиболее рациональному комплексному использованию этих полезных ископаемых.

Раздел «Геология и геохимия нефти и газа», который рассматривает фундаментальные проблемы естествознания, стоящие на стыке различных наук, является наиболее важным для геологов, обучающихся по специальности «Геология и геохимия горючих ископаемых». В данном пособии детально отражены ключевые этапы генерации углеводородов и формирования их залежей.

Необходимо отметить, что «Геология и геохимия нефти и газа» постоянно развивающаяся наука, что привело не только к открытию новых месторождений нефти и газа, но и к открытию нетрадиционных источников, все это обеспечивает рост добычи углеводородов.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1957. 480 с.
2. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. М.: Изв. АН СССР. Сер.геол., № 1, 1967. С. 137–142.
3. *Галушкин Ю.И.* Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.
4. *Баженова О.К. и др.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 2012. 460 с.
5. *Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е.* Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазоносности. Монография. Пермь.: Перм. гос. нац. исслед. ун-т., 2019. 144 с.
6. *Кожевникова Е.Е.* Специфика процессов генерации и аккумуляции нефти в отложениях терригенного девона Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. №4. С. 64–70.
7. *Ларская Е.С.* Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 1983 . 200 с.
8. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 с.
9. *Неручев С.Т., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М. и др.* Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / под ред. С.Г. Неручева. М.: Недра, 1986. 247 с.
10. Политехнический словарь. М.: Советская энциклопедия, 1989. С.105.
11. Словарь по геологии нефти и газа / под ред. К.А. Черникова. Л.: Недра, 1988. 679 с.

12. *Tusso B., Вельте Д.* Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир, 1981. 501 с.
13. *Успенский В.А.* Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970. 309 с.
14. *Magoon L. B., Dow W. G.* The petroleum system – from source to trap//AAPG memoir 60, 2012, 312p.
15. *Ungerer P.* Modelling of petroleum generation and expulsion – an update to recent reviews. In: A.G. Dore et al. (Editors), Basin Modelling: Advances and Applications. NPF Special Publications 3; Elsevier – Amsterdam.1993 –243p.
16. *Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M.* The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History. Cambridge: University Press, 2005. Vol. 2. 1155 p.

*Учебное издание*

**Кожевникова Елена Евгеньевна**

## **Геология и геохимия нефти и газа**

Учебное пособие

Редактор *Н. И. Стрекаловская*

Корректор *А. В. Цветкова*

Компьютерная вёрстка: *Е. Е. Кожевникова*

---

Объем данных 2,25 Мб

Подписано к использованию 02.07.2020

---

Размещено в открытом доступе

на сайте [www.psu.ru](http://www.psu.ru)

в разделе НАУКА / Электронные публикации  
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Издательский центр

Пермского государственного

национального исследовательского университета

614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15