

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

В.И. Галкин, О.Е. Кочнева

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Второе издание, дополненное и исправленное

Утверждено

*Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебно-методического пособия*

Издательство

Пермского национального исследовательского
политехнического университета

2017

УДК 553.981/982.061.12/.17(075.8)

ББК 26.343.1я73

Г16

Рецензенты:

канд. геол.-мин. наук, профессор *И.А.Козлова*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);

д-р геол.-мин. наук, профессор *Т.В. Карасева*
(Пермский государственный национальный
исследовательский университет)

Галкин, В.И.

Г16 Геология и геохимия нефти и газа: учеб.-метод. пособие /
В.И. Галкин, О.Е. Кочнева. – 2-е изд., доп. и испр. – Пермь:
Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. – 181 с.

ISBN 978-5-398-01884-4

Теоретический курс знакомит студентов с геологическими процессами, в результате которых в недрах Земли образуются скопления нефти и газа; в нем рассматриваются гипотезы происхождения углеводородов, физико-химические свойства нефти и газа, условия формирования залежей и закономерностей их размещения в земной коре.

Для более полного усвоения лекционного материала студентам предложены к выполнению четыре практические работы (для студентов очного отделения) и одна контрольная работа (для студентов заочного отделения). Даны методические рекомендации к их выполнению и оформлению пояснительной записки.

Предназначено для студентов очного и заочного отделений специальности 21.05.02 «Прикладная геология», специализация программы специалитета «Геология нефти и газа».

УДК 553.981/982.061.12/.17(075.8)

ББК 26.343.1я73

ISBN 978-5-398-01884-4

© ПНИПУ, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
I. Теоретическая часть	9
1. Каустобиолиты. Нефть и газ в ряду каустобиолитов.....	9
2. Химические свойства нефтей.....	10
3. Физические свойства нефтей	13
4. Физико-химические свойства газов.....	16
5. Газоконденсаты	18
6. Газогидраты	19
7. Горные породы как вместилища нефти и газа.	
Породы-коллекторы.....	20
7.1. Пористость	21
7.2. Проницаемость.....	22
8. Структура пустот в породах.....	24
9. Классификация терригенных коллекторов	28
10. Классификация карбонатных коллекторов.....	32
11. Трещинные коллекторы.....	39
12. Нетрадиционные коллекторы.....	42
13. Определение коллекторских свойств горных пород.....	47
14. Изменение коллекторских свойств с глубиной	48
15. Породы-покрышки (флюидоупоры).....	48
16. Нефтенасыщенность	60
17. Давление.....	63
18. Понятие о природных резервуарах и ловушках	65
18.1. Пластовый резервуар.....	65
18.2. Массивный резервуар.....	67
18.3. Литологически ограниченные резервуары.....	68
18.4. Природные ловушки нефти и газа	69
18.5. Структурные ловушки.....	70
18.6. Сводовые ловушки	73
18.7. Сводовые тектонически экранированные ловушки.....	73
18.8. Массивные ловушки.....	74

18.9. Литологически ограниченные ловушки	74
19. Залежи нефти и газа	75
20. Распределение газа, нефти и воды в нефтяном пласте	77
21. Высота залежи	87
22. Разрушение и перераспределение нефтяных и газовых залежей	94
23. Месторождения нефти и газа	96
24. Геологические закономерности размещения месторождений нефти.....	98
25. Геологические закономерности размещения месторождения газа.....	101
26. Гипотезы происхождения нефти и газа.....	102
26.1. Гипотезы неорганического происхождения нефти и газа.....	102
26.2. Теория органического происхождения нефти и газа.....	104
26.3. Рассеянное органическое вещество в земной коре	105
27. Геохимия дисперсных органических веществ в стратиффере.....	106
27.1. Количественное распределение органического вещества в стратиффере	107
27.2. Битумоиды.....	107
27.3. Гуминовые кислоты.....	110
27.4. Нерастворимое остаточное вещество	110
27.5. Стадии преобразования рассеянного органического вещества.....	110
27.6. Закономерности изменения органического вещества в катагенезе	114
28. Понятие о нефтегазоматеринских отложениях	116
29. Миграция нефти и газа	125
29.1. Факторы первичной миграции	126
29.2. Факторы вторичной миграции.....	126
29.3. Масштабы миграции	128
29.4. Определение направления миграции	128

30. Возможные механизмы формирования скоплений нефти и газа.....	129
30.1. Первичные залежи	130
30.2. Вторичные залежи	130
30.3. Условия формирования залежей нефти и газа	133
Заключение	149
II. Практическая часть.....	150
Практическая работа № 1	150
Практическая работа № 2	162
Контрольная работа № 1	162
Практическая работа № 3	165
Практическая работа № 4	170
Контрольные вопросы по курсу «Геология и геохимия нефти и газа»	173
Список литературы.....	175
Приложение 1	177
Приложение 2	178
Приложение 3	179
Приложение 4	180

ВВЕДЕНИЕ

Геология и геохимия нефти и газа – это прикладная наука, занимающаяся изучением физико-химических свойств нефтей и газов, геологического строения залежей нефти и газа, строения месторождений, характеристик пластов коллекторов, покрышек, вопросов геохимии органического вещества. Изучение данного курса связано с исследованием современных представлений о процессах миграции и аккумуляции углеводородов, изучением основных закономерностей размещения месторождений нефти и газа.

Начиная с VII в.н.э., византийцы активно использовали так называемый греческий огонь, представляющий собой смесь нефти с негашеной известью, которая воспламенялась при увлажнении. Состав смеси держался в секрете как государственная тайна. Она применялась византийцами против вражеских кораблей, по которым выпускали стрелы со смазанными этой смесью наконечниками или которые забрасывали начиненными ею примитивными гранатами. В течение многих столетий эта смесь считалась более грозным орудием, чем порох.

Использование нефти имеет древнюю и богатую историю на Ближнем Востоке. Остается загадкой, почему сведения о способах применения нефти остается неведомы Западу на протяжении многих веков. Возможно, это связано с тем, что все известные основные запасы битума находились за пределами Римской империи, что препятствовало распространению сведений о его использовании на Западе.

В Европе – в частности, в Баварии, на Сицилии и в других местах – люди наблюдали выход нефти на земную поверхность. Способы переработки нефти дошли до Европы благодаря арабам, хотя её применение по рецептам, разработанным монахами и первыми врачами, ограничивалось лишь медициной.

В 1854 г. в Галиции (входивший в состав то Польши, то Австрии, то России), а затем в Румынии местные крестьяне вруч-

ную выкапывали в земле колодцы, где скапливалась сырая нефть, из которой получали керосин. Уже тогда было ясно, что вручную копать колодцы для сбора нефти – занятие бесперспективное. Нужно было искать альтернативное решение.

Более 1500 лет назад китайцы умели бурить в земле соляные скважины. В начале 1830-х гг. китайский метод бурения стал известен в Европе, а затем добрался и до Северной Америки.

27 августа 1859 г. американский предприниматель Эдвин Дрейк пробурил в штате Пенсильвания **первую** скважину глубиной 21 м. Скважина имела дебит 4,8 т в сутки. Это официальная дата рождения нефтяной промышленности.

Было доказано, что бурение для добычи нефти может быть успешным. Количество первоначально добытой нефти было невелико по сравнению с современными дебитами скважин, но это доказало всему миру, что бурение – самый эффективный способ получения нефти. С того времени геологов интересовал главный вопрос: где бурить скважины?

Было предложено много разнообразных теорий для условий формирования нефтяных залежей с целью составления прогнозов таких условий и обнаружения нефти. Антиклинальная теория привлекла наиболее пристальное внимание. Отметим, что данная теория зародилась еще до бурения скважин. Антиклинальная теория и сейчас также справедлива, как и в то время, когда её выдвинули впервые.

Впервые зависимость между залеганием нефти и антиклинальной складчатостью отмечена, когда в устье реки Св. Лаврентия в восточной Канаде были описаны в 1844 г. выходы, приуроченные к антиклиналям. Наибольший вклад в антиклинальную теорию внес геолог И.С. Уайт, предложивший бурить скважины на нефть и газ в Западной Виргинии и Пенсильвании на антиклиналях. В 1934 г. МакКойл и Кейт обосновали возможности обнаружения нефти и в неантиклиналях. В 1934 г. МакКойлом был введён термин «ловушка». Под ним следует понимать объём породы вне зависимости от её формы и условий возникновения.

В России, на Кубани, Никольским в 1864 г. была пробурена **первая скважина** глубиной 70 м. Скважина имела дебит 36 т в сутки.

В Пермском крае **первое нефтяное месторождение** было открыто скважиной № 20 П.И. Преображенским 16 апреля 1929 г. в районе Верхне-Чусовских городков. Скважина имела дебит 40 т в сутки.

В нашей стране 30-е гг. XX в. были периодом создания мощной сырьевой базы и развития добычи нефти и газа на Кавказе, Бакинский и Грозненский районы, и на Кубани. Были изысканы и выделены средства на геологоразведочные работы в Тимано-Печорском крае и Предуралье.

В послевоенные годы были созданы новые крупные базы добычи нефти и газа в Западной Сибири, Средней Азии, Предкавказье, Казахстане, Украине и Белоруссии. Начиная с 70-х гг. основными регионами по добыче нефти и газа в стране является Западная Сибирь и Волго-Урал.

Учебно-методическое пособие состоит из двух частей. I часть пособия – теоретическая, включает вопросы, посвященные геологическим процессам, физико-химическим свойствам нефти и газа, формированию залежей и их размещению. II часть – практическая, включает практические работы по геологии нефти и газа, которые выполняют студенты очного отделения, и контрольную работу по геологии нефти и газа, которую выполняют студенты заочного отделения.

I. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. КАУСТОБИОЛИТЫ. НЕФТЬ И ГАЗ В РЯДУ КАУСТОБИОЛИТОВ

Горючие ископаемые нефтяного ряда, к которым относятся нефти и их производные, а также горючие газы, называются каустобиолитами.

Слово «каустобиолит» происходит от нескольких греческих слов: «каустос» – горючий, «литос» – камень, «биос» – жизнь, т.е. горючий камень биогенного генезиса. Автор термина «**каустобиолиты**» – немецкий ученый Г. Потонье (1908 г.).

Возникли каустобиолиты в результате преобразований органического вещества, первоисточником которого являлись остатки живых организмов. Общая направленность этих преобразований следующая:

1. Преобразование органического вещества на земной поверхности или на дне водоёмов.

2. Накопление отмерших организмов.

3. Погружение в недра земной коры.

4. Обогащение органического вещества углеродом.

Все горючие полезные ископаемые делятся:

1) на каустобиолиты **нефтяного**, или битумного, ряда; к ним относятся нефти, горючие углеводородные газы, асфальты, озокериты и др.;

2) каустобиолиты **угольного**, или гумусового, ряда; к ним относятся сингенетичные породы и минералы (торфы, угли, антрациты и др.);

3) **липтобиолиты**; к ним относятся некоторые органические соединения растительного происхождения (ископаемые смолы, воски, янтарь и др.).

Основное химическое различие членов нефтяного и угольного ряда состоит в соотношении углерода и водорода C/H, которое в нефтях варьируется незначительно – от 5,5 до 11,5, а в горючих ископаемых угольного ряда вариации значительно выше – от 9,4 до 45.

2. ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Слово «нефть» происходит от арабского «нафата», что означает «извергать».

Нефть представляет собой вязкую жидкость тёмно-коричневого, чаще чёрного цвета, иногда почти бесцветную, жирную на ощупь. Нефть состоит из смеси различных углеводородных соединений. В природе нефти очень разнообразны по консистенции – от жидких до густых, смолообразных.

Основные химические элементы, из которых состоит нефть, – углерод и водород. Содержание углерода в нефти (C) – 82–87 % и водорода (H) – 11–14 %. Кроме того, в нефти присутствуют гетероэлементы – кислород (O) – 0,2–0,7 % (возможно содержание до 4 %), азот (N) – 0,1–0,3 % (до 2 %), сера (S) – 0,09–0,5 % (до 2 %), в небольших количествах встречаются фосфор, ванадий, никель, железо, алюминий и др.

В нефтях присутствуют три основные группы углеводородов (УВ):

- метановые или парафиновые;
- нафтеновые;
- ароматические.

Метановые углеводороды

Общая формула C_nH_{2n+2} .

Метановые углеводороды – это органические соединения цепочечной структуры, в молекулах которых атомы углерода соединены между собой одинарными ковалентными связями (рис. 1).

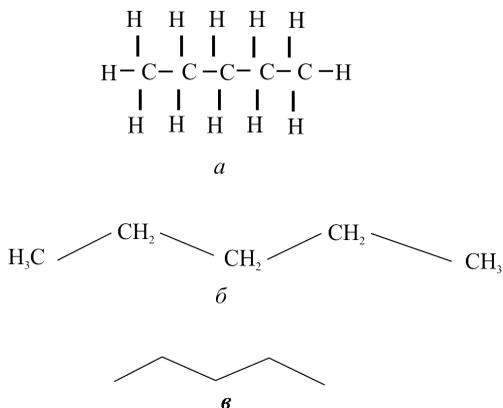


Рис. 1. Варианты изображения строения молекул пентана:
a – структурная формула с указанием всех валентных связей;
б – структурная формула связи между атомами углерода;
в – упрощенная формула

$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_3\text{H}_8, \text{C}_4\text{H}_{10}$ – газообразные УВ;
 $\text{C}_5\text{H}_{12}, \text{C}_6\text{H}_{14}, \text{C}_7\text{H}_{16}, \text{C}_8\text{H}_{18}, \text{C}_9\text{H}_{20}, \text{C}_{10}\text{H}_{22} \dots \text{C}_{16}\text{H}_{34}$ – жидкие УВ;
 $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ и выше – это твёрдые вещества.

Нафтеновые углеводороды

Общая формула C_nH_{2n} .

Для этих углеводородов характерно циклическое строение. Они состоят из нескольких групп – CH_2 –, соединённых в замкнутую систему. Для нефтей характерны нафтены, состоящие из пяти или шести групп – CH_2 –. Это циклопентаны (рис. 2) и циклогексаны (рис. 3).

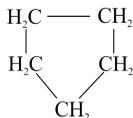


Рис. 2. Циклопентан

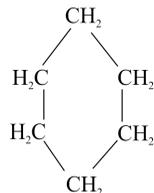


Рис. 3. Циклогексан

Ароматические углеводороды

Общая формула C_nH_{2n-6} .

Эти углеводороды имеют циклическое строение, но при этом углеродные атомы связаны друг с другом двойными и простыми связями.

Простейший представитель – **бензол** (рис. 4).

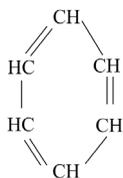


Рис. 4. Бензол

Групповой состав нефти определяет её химические и физические свойства. Ряд параметров используется при подсчёте запасов нефти и газа и проектировании систем разработки, транспортировки по нефтепроводам и т.д. Закономерности изменения состава и физических свойств

нефтей и газов в разрезе и площади ряда месторождений позволяют решить многие вопросы геологического развития территории, например определить направление миграции углеводородов, дальность миграции.

Классификация нефтей

Существует несколько классификаций нефтей: И.П. Чоловского, Н.А. Еременко, В.И. Ермолкина и других авторов. В данном учебно-методическом пособии рассмотрены классификации по А.А. Бакирову.

По содержанию **смол** нефти классифицируются следующим образом:

- 1) малосмолистые (с содержанием до 10 %);
- 2) смолистые (10–20 %);
- 3) высокосмолистые (20–40 %).

По содержанию **серы** нефти делятся:

- 1) на малосернистые (до 0,5 %);
- 2) сернистые (0,5–2 %);
- 3) высокосернистые (более 2 %).

По содержанию **парафина** нефти делятся:

- 1) на беспарафинистые (парафина менее 1 %);
- 2) слабопарафинистые (1–2 %);
- 3) парафинистые (более 2 %).

3. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

1. Плотность нефти – это отношение массы к объёму.

Единицы измерения в системе СИ – $\text{кг}/\text{м}^3$, в системе СГС – $\text{г}/\text{см}^3$. Изменяется плотность в пределах от 0,70–1,04 $\text{г}/\text{см}^3$. Обычно плотность нефти меньше 1 и колеблется в пределах 0,82–0,92 $\text{г}/\text{см}^3$.

По плотности нефти классифицируются следующим образом:

- 1) лёгкие (до 0,81 $\text{г}/\text{см}^3$);
- 2) средние (0,81–0,87 $\text{г}/\text{см}^3$);
- 3) тяжёлые (0,87–0,90 $\text{г}/\text{см}^3$);
- 4) очень тяжёлые (0,90–1,04 $\text{г}/\text{см}^3$).

На практике пользуются физической величиной, называемой **относительной плотностью**, которая представляет собой отношение плотности нефти при температуре $-20\text{ }^\circ\text{C}$ к плотности воды при температуре $4\text{ }^\circ\text{C}$.

В пластовых условиях плотность нефти меньше, чем на земной поверхности, так как в пластовых условиях нефти содержат растворимые газы (в 1 м^3 нефти может растворяться до 650 м^3 газа).

Плотность нефти зависит от содержания в ней асфальто-смолистых веществ.

2. Вязкость нефти – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению её частиц при движении.

Параметр вязкости имеет большое значение:

- а) для установления характера и масштабов миграции;
- б) при разработке залежи и добычи нефти.

Различают вязкость: динамическую, кинематическую и относительную.

Динамическая вязкость – сила сопротивления перемещению слоя жидкости площадью в 1 см^2 на 1 см со скоростью $1\text{ см}/\text{с}$.

$$\mu = P/F = S/v,$$

где P – сила; F – поверхность соприкосновения двух слоев; S – расстояние между двумя слоями; v – приращение скорости движения первого слоя относительно второго.

Динамическая вязкость в системе СИ измеряется в паскалях на секунду (Па·с) – это сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении относительно друг друга двух слоёв, площадью 1 м^2 каждый, находящихся на расстоянии 1 м со скоростью 1 м/с под действием приложенной силы 1 Н.

В системе СГС динамическая вязкость измеряется в пуазах (П, или г/см·с). Динамическая вязкость воды 1,05 мПа·с (миллипаскаль-секунда), или 1,05 сП (сантипуаз).

По динамической вязкости расчетным путём определяют значения рациональных дебитов скважин.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к плотности жидкости.

$$\gamma = \mu/\rho,$$

где μ – динамическая вязкость; ρ – плотность жидкости.

В системе СИ измеряется в квадратных метрах на секунду ($\text{м}^2/\text{с}$), в системе СГС – в стоксах ($\text{Ст} = \text{см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$).

Данные кинематической вязкости используются в технологических расчётах.

Относительная вязкость – отношение вязкости нефти к вязкости воды при одной и той же температуре.

$$H = \mu_n / \mu_v.$$

Приборы для определения вязкости называются **вискозиметрами**.

Вязкость нефти меняется в широких пределах – в основном от 0,1 до 2000 мПа·с, но бывает и выше (природные битумы).

Выводы

1. Чем тяжелее нефть, тем она менее подвижная.
2. Вязкость нефти растёт с увеличением в ней асфальтосмолистых веществ.
3. С повышением температуры вязкость уменьшается.
4. С повышением давления вязкость увеличивается.
5. Группа нафтеновых углеводородов характеризуется большей вязкостью, чем группы ароматических и метановых.

Рассмотренные свойства (плотность и вязкость) определяются лабораторным путём по поверхностным пробам.

3. Газонасыщенность (газосодержание) нефти – определяется количеством газа, растворённого в нефти в условиях залежи.

$$\Gamma = V_{\text{г}}/V_{\text{пл.ус.}}$$

Единицы измерения $\text{м}^3/\text{м}^3$ (от 30–500).

Газонасыщенность определяется по глубинным пробам, которые отбирают при забойной части ствола скважин глубинными пробоотборниками.

4. Оптическая активность нефти. Нефти способны вращать плоскость поляризации светового луча. В большинстве нефти вращают плоскость поляризованного луча вправо, но известны и левовращающие нефти. Установлено, что чем моложе нефти, тем больше угол поворота поляризованного луча.

5. Люминесценция – это свечение под действием внешнего облучения. Это неотъемлемое свойство всех нефтей и природных продуктов их преобразования.

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

7. Температура кипения углеводородов. Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения.

У нафтеновых и ароматических УВ, у которых атомы углерода соединены в циклы (кольца), температура кипения выше, чем у метановых.

Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур – от 30 до 600 °С.

Фракции нефтей, выкипающие при температуре 60 °С, называются петролейным эфиром; до 200 °С – бензином; от 200 до 300 °С – керосином; от 300 до 400 °С – газойлями; от 400 до 500 °С – смазочными маслами; свыше 500 °С – асфальтами.

8. Температура застывания и плавления различных нефтей неодинаковая. Температура застывания нефти зависит от её состава. Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше температура застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние.

4. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Углеводородные газы – постоянный спутник нефти. В природе можно встретить чисто газовые залежи, но чисто нефтяных залежей нет.

В земной коре газ может находиться в следующих видах:

1. В свободном состоянии (газы газовых шапок).
2. В растворённом состоянии (газы, растворённые в нефти и в воде).
3. В твёрдом состоянии (при определённых температурах и давлении молекулы газа, проникая в кристаллическую решётку воды, образуют гидраты).
4. Содержится в пустотах горных пород.
5. В газовых струях (вулканические, тектонические).

Природный газ представляет собой смесь предельных углеводородов: метан, этан, пропан, бутан, среди которых всегда преобладает метан (CH_4) – до 98 %. В небольших количествах могут присутствовать другие газы.

Различают чистые и попутные газы.

Чистые (сухие) газы представлены в основном метаном (98 %) и небольшим количеством его гомологов.

Попутные (жирные) – это газы, растворённые в нефтях, отличаются от «сухих» значительным содержанием этана, пропана и бутана (до 50 %).

Рассмотрим физические свойства газов.

1. Плотность газа – масса 1 м^3 газа при температуре $0 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$ (760 мм рт. ст.). Плотность газа зависит от давления и температуры, изменяется в пределах $0,55\text{--}1 \text{ г/см}^3$.

Обычно используется **относительная плотность** по воздуху (безразмерная величина – отношение плотности газа к плотности воздуха; при нормальных условиях плотность воздуха $1,293 \text{ кг/м}^3$).

2. Вязкость газов – внутреннее трение газов, возникающее при его движении. Вязкость газов очень мала – $1 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Столь низкая вязкость газов обеспечивает их высокую подвижность по трещинам и порам.

3. Растворимость газов – одно из важнейших свойств. Растворимость газов в нефти или в воде при давлении не более 5 МПа подчиняется **закону Генри**, т.е. количество растворённого газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости:

$$V_i = k_i P.$$

При более высоких давлениях растворимость газа определяется уже целым рядом показателей: температурой, химическим составом, минерализацией подземных вод и др. Растворимость углеводородных газов в нефтях в 10 раз больше, чем в воде. Жирный газ лучше растворяется в нефти, чем сухой. Более лёгкая нефть растворяет больше газа, чем тяжёлая.

4. Критическая температура газа. Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние, как бы не было велико давление, т.е. критическая t (для CH_4 $t_{\text{кр}} = -82,1 \text{ }^\circ\text{C}$). Гомологи метана могут находиться в жидком состоянии (для C_2H_6 $t_{\text{кр}} = 32,2 \text{ }^\circ\text{C}$, для C_3H_8 $t_{\text{кр}} = 97,0 \text{ }^\circ\text{C}$).

5. Диффузия – это самопроизвольное перемещение газов на молекулярном уровне по направлению уменьшения концентраций. Диффузия вещества подчиняется закону Фика. Коэффициент диффузии ($\text{см}^2/\text{с}$) показывает количество вещества, проходящего в единицу времени через 1 см^2 поверхности при градиенте концентрации $dC/dx = 1$. Коэффициент диффузии D устанавливается на основе первого закона Фика:

$$dQ = -DS \frac{dC}{dx} dt,$$

где Q – количество вещества, диффузирующего за время dt ; S – площадь поверхности, через которую проходит диффузия.

Знак минус в уравнении означает, что перемещение вещества происходит в направлении убывания концентраций.

Второй закон Фика отражает зависимость концентрации вещества от времени для данной точки (при условии независимости D и C):

$$\frac{dC}{dt} = D \frac{d^2C}{dx^2}.$$

Коэффициент диффузии связан со среднеарифметической скоростью молекул газа и средней длиной их пути следующим соотношением:

$$D = \frac{v\lambda}{3},$$

где v – средняя скорость молекул; λ – средняя длина свободного пути.

Процессы диффузии важны как при формировании залежей углеводородов, так и при их разрушении.

6. Объёмный коэффициент пластового газа – это отношение объёма газа в пластовых условиях к объёму того же газа в стандартных условиях ($T = 0^\circ$ и $P = 0,1$ МПа).

$$V_r = V_{г. пл} / V_{г. ст.}$$

Объём газа в пласте в 100 раз меньше, чем в стандартных условиях, так как газ обладает сверхсжимаемостью.

5. ГАЗОКОНДЕНСАТЫ

Не только газ способен растворяться в нефти, но и нефть может растворяться в газе. Это происходит при определённых условиях, а именно:

- 1) объём газа больше объёма нефти;
- 2) давление 20–25 МПа;
- 3) температура 90–95 °С.

При этих условиях жидкие углеводороды начинают растворяться в газе. Постепенно смесь полностью превращается в газовую. Это явление называется **ретроградным испарением**. При изменении одного из условий, например при понижении давления залежи в процессе разработки, из этой смеси начинает выделяться конденсат в виде жидких углеводородов. Его состав: C_5H_{12} (пентан) и выше. Это явление называется **ретроградной конденсацией**.

Газоконденсат – жидкая часть газоконденсатных скоплений. Газоконденсаты называют светлыми нефтями, так как они не содержат асфальто-смолистых веществ. Плотность газоконденсата $0,65-0,71 \text{ г/см}^3$. Плотность газоконденсатов увеличивается с глубиной, также она меняется (обычно увеличивается) в процессе разработки.

Различают сырой конденсат и стабильный.

Сырой представляет собой извлеченную на поверхность жидкую фазу, в которой растворены газообразные компоненты. Сырой конденсат получают непосредственно в промышленных сепараторах при давлениях и температурах сепарации. *Стабильный* газоконденсат получают из сырого путем его дегазации, он состоит из жидких углеводородов (пентана) и высших.

6. ГАЗОГИДРАТЫ

Большинство газов образуют с водой кристаллогидраты – твёрдые вещества. Эти вещества называются газогидратами и образуются при низких температурах, высоких давлениях и на небольших глубинах. По своему виду напоминают рыхлый лёд или снег. Залежи такого типа обнаружены в районах вечной мерзлоты Западной и Восточной Сибири и в акваториях северных морей.

Проблема использования газогидратов пока в достаточной степени не разработана. Все вопросы добычи газогидратов сводятся к созданию в пласте таких условий, при которых бы газогидраты разложились на газ и воду. Для этого необходимо:

- 1) снижение давления в пласте;
- 2) повышение температуры;
- 3) добавка специальных реагентов.

7. ГОРНЫЕ ПОРОДЫ КАК ВМЕСТИЛИЩА НЕФТИ И ГАЗА. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ

Горные породы, обладающие способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать при разработке, называются **коллекторами**.

Большинство пород-коллекторов имеют осадочное происхождение. Коллекторами нефти и газа являются как **терригенные** (пески, песчаники и алевролиты), так и **карбонатные** (известняки, доломиты, мел) породы.

По типу порового пространства выделяют три группы коллекторов нефти и газа:

1. Поровые (гранулярные) – они характерны для обломочных пород.
2. Трещинные – характерны для любых горных пород.
3. Кавернозные – характерны для карбонатных пород.

В природе часто развиты смешанные типы коллекторов. Способность породы быть коллектором обусловлена её фильтрационно-ёмкостными свойствами: **пористостью и проницаемостью**.

7.1. Пористость

Пористость горной породы – это свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, микро- и макротрещин).

Различают общую, открытую, эффективную и закрытую пористость.

Общая пористость – это объём всех пор в породе. Коэффициент общей пористости представляет собой отношение объёма всех пор к общему объёму породы:

$$K_{\text{п}} = V_{\text{п}}/V_0.$$

Открытая пористость – это объём сообщающихся между собой пор, каверн, трещин. Коэффициент открытой пористости равен отношению объёма открытых пор к объёму образца породы:

$$K_{\text{оп}} = V_{\text{оп}} / V_0.$$

Коэффициент открытой пористости отражает способность породы заполняться флюидом через сообщающиеся поры. Экспериментально он определяется насыщением керосином образца горной породы и находится по соотношению объёма вошедшего в сухой образец керосина и объёма образца. Считается, что керосин заполняет только сообщающиеся поры.

Эффективная пористость – это объём тех пор и соединяющих их каналов, по которым возможно перемещение флюидов и извлечение их при разработке. Коэффициент эффективной пористости равен отношению объёма пор, через которые возможно движение нефти, воды и газа при определённых температурах и градиентах давления к объёму образца породы:

$$K_{\text{эп}} = V_{\text{эп}} / V_0.$$

Коэффициент эффективной пористости экспериментально находится путем заполнения образца искусственно приготовленной смесью нефтяного флюида, моделирующей его свойства.

Под **закрытой** пористостью подразумевается объём изолированных пор, не имеющих связи с другими пустотами.

Пористость измеряется в процентах. Величина коэффициента пористости горных пород может достигать 40 %.

По размерам все пустоты, или поры, классифицируются следующим образом:

1. **Сверхкапиллярные** (крупнее 0,5 мм). Движение флюидов подчинено законам гидравлики (нефть и газ перемещаются под действием гравитационных сил).

2. **Капиллярные** (размеры 0,5–0,0002 мм). Движение жидкости затруднено вследствие сил молекулярного сцепления.

3. **Субкапиллярные** (размеры менее 0,0002 мм). Фильтрация воды по таким порам невозможна. Возможен процесс **диффу-**

зии – это самопроизвольное перемещение веществ на молекулярном уровне по направлению уменьшения концентрации. Субкапиллярные поры характерны для глинистых пород.

7.2. Проницаемость

Проницаемость – способность горных пород пропускать через себя жидкость или газы при наличии перепада давления. Очень часто породы, обладая довольно большой пористостью (например, глины, пористость которых достигает 40 %), практически непроницаемы, вследствие чего они не могут отдавать содержащиеся в их порах нефть и газ. Поэтому для оценки **практической** значимости коллекторов необходимо иметь сведения и о пористости, и о проницаемости.

Различают следующие виды проницаемости: абсолютная, эффективная (фазовой) и относительная.

1. Абсолютная проницаемость – это проницаемость, измеренная при прохождении через породу какого-либо флюида в условиях полного насыщения пор породы этим флюидом.

2. Эффективная (фазовая) проницаемость – это проницаемость, определённая по какому-либо флюиду в присутствии в породе другого флюида.

3. Относительная проницаемость определяется отношением эффективной проницаемости к абсолютной. Выражается безразмерной величиной меньше 1.

Проницаемость является одним из важнейших факторов миграции нефтегазовых флюидов. Она подчиняется закону Дарси, согласно которому скорость линейной фильтрации и расход жидкости, прошедшего через пористую среду площадью F при струйном ламинарном потоке, прямо пропорциональны перепаду давлений и обратно пропорциональны его динамической вязкости:

$$V = Q/F = k_{\text{пр}}\Delta P/\mu L,$$

где V – скорость линейной фильтрации флюида (м/с); Q – расход жидкости (м³/с); F – площадь поперечного сечения (м²); $k_{\text{пр}}$ –

коэффициент проницаемости (m^2); ΔP – перепад давления (Па); μ – динамическая вязкость (Па·с); L – длина образца (м).

Коэффициент проницаемости пропорционален расходу жидкости, его вязкости и длине образца и обратно пропорционален ее площади и перепаду давлений:

$$K_{пр} = Q \mu L / F \Delta P.$$

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в метрах квадратных. Проницаемость в $1 m^2$ – это очень большая величина. В природе таких высокопроницаемых пород не существует, поэтому проницаемость горных пород оценивается в микрометрах квадратных: $1 \text{ мкм}^2 = 1 \cdot 10^{-6} m^2$.

До введения системы СИ в системе СГС в качестве единицы измерения проницаемости использовалась величина Дарси (Д). В настоящее время за единицу проницаемости принимается 1 мкм^2 – это такая проницаемость, при которой через поперечное сечение в 1 см^2 при перепаде давления в $0,1 \text{ МПа}$ за 1 с проходит 1 см^3 жидкости вязкостью в $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$:

$$1 \text{ Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} m^2 = 1 \text{ мкм}^2;$$

$$1 \text{ мД} = 0,001 \text{ мкм}^2.$$

По величине коэффициента проницаемости породы-коллектора делятся на 5 классов:

- I – очень хорошо проницаемые – более 1 мкм^2 ;
- II – хорошо проницаемые – $0,1$ – 1 мкм^2 ;
- III – среднепроницаемые – $0,01$ – $0,1 \text{ мкм}^2$;
- IV – слабопроницаемые – $0,001$ – $0,01 \text{ мкм}^2$;
- V – непроницаемые – менее $0,001 \text{ мкм}^2$.

Практическое значение с точки зрения нефтенакпления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трёх классов, а для газов также и четвёртый класс.

Проницаемость пород-коллекторов зависит от следующих показателей: плотности укладки и взаимного расположения зерен (рис. 5); степени отсортированности, цементации и трещиноватости; взаимосообщаемости пор, каверн и трещин.

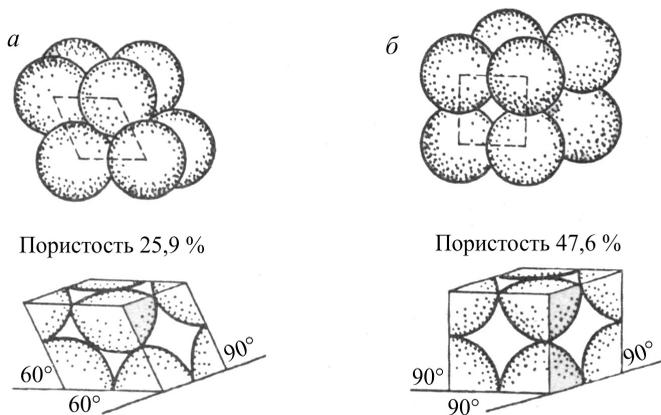


Рис. 5. Схема укладки сферических зёрен одного размера при ромбоэдрической (а) и кубической (б) упаковках

8. СТРУКТУРА ПУСТОТ В ПОРОДАХ

Зерна и агрегаты в реальной породе могут иметь различные формы, размеры и соотношения друг с другом. Трещиноватость и процессы растворения могут образовывать различные системы пустот. В зависимости от этого породы будут обладать различной структурой пустотного пространства. В ряде случаев для описания коллекторских свойств недостаточно знать значения коэффициентов пористости и проницаемости. Порода может быть высокопористой, но поры будут мелкие, а каналы извилистые и фильтрационные свойства окажутся низкими. Лучше отсортированные породы, состоящие из хорошо окатанного материала, обычно обладают лучшими ёмкостными и фильтрационными свойствами. Для того чтобы понять, что структура пустотного пространства действительно сложна, можно использовать статистический анализ. Для этого на различных участках шлифа подсчитывают частоту встречаемости пор того или иного размера. Г.И. Теодорович различает собственно поры – расширения – и соединяющие их каналы – узкие вытянутые пустоты.

Поры обуславливают главным образом глубину ёмкости пород, а размер (сечение) каналов – её фильтрационные способности. По замерам, полученным по шлифам, строят гистограммы пор и каналов по размерам. Взаимное расположение гистограмм позволяет оценить взаимосвязь пористости и проницаемости. Если каналов мало и они мелкие, то проницаемость низкая, и наоборот. По гистограммам можно определить преобладающие размеры пор и каналов. Анализ гистограмм показывает, что при одинаковой пористости большую проницаемость будет иметь та порода, в которой на каналы приходится большая часть свободного пространства. Количественно это можно оценить по формуле В.А. Регуша:

$$K_{\text{ПРОН}} = \frac{P_{\text{П}} \cdot m \cdot d_{\text{эфф}}}{32},$$

где $K_{\text{ПРОН}}$ – коэффициент проницаемости, дарси; $P_{\text{П}}$ – доля порового пространства, приходящаяся на каналы, %; m – открытая пористость, %; $d_{\text{эфф}}$ – эффективный диаметр, мк.

Для практического использования формулы строятся гистограммы пор и каналов сечений пор, по которым определяют долю каналов в общем объеме порового пространства, а по соотношению гистограмм определяют $d_{\text{эфф}}$, как абсциссу точки пересечения гистограмм.

При изучении порового пространства используют различные числовые характеристики. Например, определяют число зёрен в строении пор. Для этого изучают 300–500 пор и подсчитывают количество зёрен, участвующих в образовании каждой

поры – n_3 . Выполненный анализ показывает: при $\frac{n_3}{n_{\text{П}}} = 3$ основ-

ная масса пор имеет треугольную форму, при $\frac{n_3}{n_{\text{П}}} = 4$ – четырёх-

угольную и т.д. Определено, что чем выше значение отношения, тем больше пористость породы. Также изучают контакты между зёрнами. О.А. Черников ввел понятие удельной протяженности

контактов между зернами породы – Σl_k . Данная величина показывает суммарную протяженность контактов, приходящуюся на единицу площади. Между величинами Σl_k и m существует статистически значимая обратная корреляционная связь. Пористость обломочных пород представляет собой функцию её петрографических характеристик: 1) зерна – их размеры, морфология, сортировка, химический и минералогический составы; 2) основная масса, относительное содержание в ней различных минералов, характер их распределения, минералогический и химический составы; 3) растворение и переотложение; 4) содержание доломита; 5) перекристаллизация; 6) содержание глинистого материала; 7) плоскости наслоения. Количество изолированных пор средней породы-коллектора огромно, поскольку средний диаметр частиц в обломочных коллекторах очень мал, а число пор в 1 м^3 измеряется миллионами. В большинстве песчаных коллекторов радиусы пор изменяются от 20 до 200 мк.

Удельная поверхность минеральной части породы, слагающей стенки пор, резко возрастает по мере уменьшения размеров частиц. Большая величина удельной поверхности минеральных частиц в мелкозернистых породах имеет важное значение для понимания таких физических явлений в пласте, как смачиваемость, адсорбция, капиллярность, растворимость. Пористость большинства коллекторов изменяется от 5 до 30 %, а чаще всего бывает в пределах 10–20 %. Карбонатные породы-коллекторы обладают обычно несколько меньшей пористостью, чем песчаные, но проницаемость их может быть очень высокой. Большое значение при изучении пустотности имеет удельная поверхность минеральной части пород, слагающей стенки пустот, т.е. это та поверхность, которая отделяет твердую фазу пород от всех остальных. Поскольку удельная поверхность резко возрастает по мере уменьшения размеров частиц, разные породы имеют разную удельную поверхность порового пространства. Различают удельные поверхности объемные (S_V) и массовые (S_m). Первая ограничивает пустотное пространство единицы объема, а вторая – единицы массы породы.

$$S_V = \frac{S_V}{V_{\Pi}}; \quad S_m = \frac{S_m}{m_c},$$

где S_V , S_m – поверхность пустотного пространства в объеме V_{Π} и массе m_c породы. Удельная поверхность S_V измеряется в $\text{м}^2/\text{м}^3$ (м^{-1}), S_m – в $\text{м}^2/\text{кг}$.

Удельная поверхность зависит от минерального и гранулометрического составов, формы зерен, содержания и типа цемента. Она уменьшается с увеличением среднего диаметра зерен и снижением содержания глинистого цемента. Для обломочных пород удельная S в основном определяется глинистостью. Наибольшую удельную S имеют глины (природный адсорбент). Для них S_V изменяется от 10 до $400 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$. Для хорошо отсортированных, окатанных, слабо сцементированных средне- и крупнообломочных пород величина S_V варьируется от 0,5 до $2 \cdot 10^3 \text{ м}^2/\text{кг}$.

Удельная поверхность песчаных коллекторов может быть оценена по формуле:

$$S_{уд} = \frac{6\rho}{Pd} \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{D_i},$$

где ρ – объемный вес (плотность), $\text{г}/\text{см}^3$; d – минералогическая плотность зерен, $\text{г}/\text{см}^3$; P – вес породы, г; P_i – вес фракции породы, г; D_i – диаметр зерен фракции, см.

Часто используется метод **адсорбции**, основанный на измерении величины физической адсорбции инертного газа (N_2 , Ar) на поверхности твердого тела при низких температурах и постоянной температуре, близкой к температуре снижения газа. Согласно теории изотермической адсорбции можно определить количество газа (а следовательно, и число молекул), которое необходимо для того, чтобы покрыть твердую фазу слоем толщиной в одну молекулу. Зная площадь, занимаемую одной молекулой, можно рассчитать поверхность твердого тела. В случае пористой породы это будет удельная поверхность. Она определяется по формуле

$$S_{\text{уд}} = V_m N \omega_0,$$

где V_m – количество адсорбированного газа, отвечающего образованию мономолекулярного слоя в молях; N – число Авогадро (число молекул в 1 моле, равное $6,023 \cdot 10^{23}$); ω_0 – площадь, занятая одной молекулой. Для Ag при $t = 195,8$ °C она равна $12,8 \cdot 10^{-16}$ см².

Метод адсорбции является достаточно точным.

К статистическим (вероятностным) методам относится метод изучения микрофотографий. Здесь изучается случайная линия, которая пересекает контуры пор и зерен. Например, при многократном (m раз) бросании иголки длиной l на увеличенную в n раз фотографию шлифа подсчитывается число случаев h попадания иголки внутрь контура зерен и число c случаев пересечения границ пор. Удельная поверхность, исходя из теории вероятности, подсчитывается по формуле $S_{\text{уд}} = \frac{4mc}{lh} n$.

Кроме этого, величину $S_{\text{уд}}$ можно определить по формуле Козени:

$$S_{\text{уд}} = C \sqrt{\frac{K_{\text{П}}^3}{K_{\text{ПР}}}},$$

где $K_{\text{П}}$ – пористость, %; $K_{\text{ПР}}$ – проницаемость, мД; C – коэффициент пропорциональности.

9. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Вопрос классификации коллекторов имеет большое практическое значение при разведке месторождений. Поскольку факторов, определяющих коллекторские свойства, слишком много, создать удовлетворительную классификацию очень трудно. Почти все существующие классификации достаточно формаль-

ны. Группы и классы коллекторов выделяются в них в основном по величинам пористости и проницаемости. Но для оценки качества коллекторов пород совершенно необходимой является и литологическая характеристика.

В общем виде породы-коллекторы подразделяются на *промышленные* нефтеносные, из которых возможно получение достаточных по величине притоков, и *непромышленные*, из которых получение таких притоков на данном этапе невозможно. Для газа в связи с его подвижностью категория промышленных коллекторов расширяется.

Основная масса терригенных коллекторов характеризуется межзерновым (поровым) пространством – это межзерновые или гранулярные коллекторы. Однако среди терригенных пород встречаются и коллекторы со смешанным характером пустотного пространства. Выделяются трещинно-поровые и даже кавернозно-поровые разности.

Одна из первых классификаций в нашей стране была создана П.П. Авдусиным и М.А. Цветковой. В качестве основного критерия была предложена величина эффективной пористости. Всего было выделено пять классов: А – с эффективной пористостью более 20 %; В – 15–20 %; С – 10–15 %; D – 5–10 %; Е – менее 5 %.

Каждый из классов разделяется по степени сложности строения порового пространства, находящей отражение в **гидравлической характеристике Φ** . По своей величине эта характеристика равна отношению периметра P эквивалентной (воображаемой) поры, равной по площади сумме площадей всех пор в данном сечении, к сумме периметров этих пор $\sum p$. Тогда $\Phi = P/\sum p$. Периметр пор, заполненных окрашенной смолой (бакелитом), можно подсчитать на фотографии при помощи курвиметра, а планиметром (специальной сеточкой) – суммарную площадь пор. По таблице можно найти длину окружности (периметр P) круга, по площади равного суммарной площади пор.

По величинам Φ коллекторы подразделяется на три группы:

- 1 – $\Phi > 0,25$, хорошо проницаемые коллекторы, допускающие значительные скорости фильтрации;
- 2 – $\Phi = 0,1 \dots 0,25$, среднепроницаемые коллекторы, со средней скоростью фильтрации;
- 3 – $\Phi < 0,1$, слабопроницаемые коллекторы с незначительной скоростью фильтрации.

Чем более изометричные очертания у сечений поровых каналов, тем ближе значение гидравлической характеристики Φ приближается к 1. П.П. Авдусин и М.А. Цветкова выделили классы без указания типов пород; в классификации также не приводятся величины проницаемости.

В настоящее время наиболее широко применяется классификация А.А. Ханина. Анализ большого фактического материала позволил А.А. Ханину установить зависимость между величинами полезной емкости и проницаемости для отдельных групп коллекторов, выделяемых по гранулометрическому составу (среднезернистые, мелкозернистые песчаники, алевролиты с преобладанием крупно- и мелкоалевритовой фракции).

На основе анализа построения кривых было выделено шесть классов коллекторов (I, II, III, IV, V, VI) с проницаемостью соответственно свыше 1000 мД, 1000–500, 500–100, 100–10, 10–1 мД и менее.

Каждому типу песчано-алевритовых пород в пределах того или иного класса соответствует своя величина эффективной пористости. Породы, относящиеся к VI классу, с проницаемостью менее 1 мД, в естественных условиях обычно содержат 90 % и более остаточной воды и не являются коллекторами промышленного значения. С учетом гранулометрического состава пород классификация терригенных коллекторов, по А.А. Ханину, представлена в табл. 1. В рамках одной классификации трудно учесть все свойства. Можно идти по пути создания особых классификаций для отдельных типов пород.

Таблица 1

Классификация терригенных коллекторов (по А.А. Ханину)

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	> 16,5	> 1000	очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	> 20	то же	то же
	Алевролит среднезернистый	> 23,5	«	«
	Алевролит мелкозернистый	> 29	«	«
II	Песчаник среднезернистый	15–16,5	500–1000	высокая
	Песчаник мелкозернистый	18–20	то же	то же
III	Алевролит среднезернистый	21,5–23,5	500–1000	то же
	Алевролит мелкозернистый	26,5–29	то же	«
	Песчаник среднезернистый	11–15	100–500	средняя
	Песчаник мелкозернистый	14–18	то же	то же
	Алевролит среднезернистый	16,8–21,5	«	«
	Алевролит мелкозернистый	20,5–26,5	«	«
IV	Песчаник среднезернистый	5,8–11	1–100	пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8–14	то же	то же
	Алевролит среднезернистый	10–16,8	«	«
	Алевролит мелкозернистый	12–20,5	«	«
V	Песчаник среднезернистый	0,5–5,8	1–10	низкая

Класс коллектора	Породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
V	Песчаник мелкозернистый	2–8	то же	то же
	Алевролит среднезернистый	3,3–10	«	«
	Алевролит мелкозернистый	3,6–12	«	«
VI	Песчаник среднезернистый	< 0,5	< 1	весьма низкая
	Песчаник мелкозернистый	< 2	то же	обычно не имеет практического значения
	Алевролит среднезернистый	< 3,3	«	
	Алевролит мелкозернистый	< 3,6	«	

10. КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Карбонатные породы как коллекторы нефти и газа уверенно конкурируют с терригенными образованиями. По различным данным, от 50 до 60 % современных мировых запасов углеводородов приурочено к карбонатным образованиям. Среди них выделяются наилучшие по качеству коллекторы – карбонатные породы рифовых сооружений. Добыча нефти и газа, большая по объему, производится из известняков и доломитов, в том числе из палеозоя и докембрия; наиболее крупные месторождения открыты в мезозойских и палеозойских породах, прежде всего в странах Ближнего Востока. Крупные скопления в рифовых сооружениях мезозойского возраста открыты в бассейне Мексиканского залива (Золотой пояс, Кампече и др.). Из рифовых известняков были получены и рекордные дебиты (десятки тысяч тонн в сутки). Можно отметить некоторую связь между развитием

карбонатных коллекторов и усилением карбонатакопления в геологической истории, что связано с общей цикличностью геотектонического развития и периодичностью осадкообразования.

Карбонатные коллекторы характеризуются ***специфическими особенностями***:

1. В первую очередь следует отметить крайнюю *невыдержанность*, значительную изменчивость свойств, что затрудняет их сопоставление.

2. В них относительно легко происходят разнообразные диагенетические и катагенетические изменения.

3. Фациальный облик известняков в большей мере, чем в обломочных породах, влияет на формирование коллекторских свойств.

4. В минеральном отношении карбонатные породы менее разнообразны, чем обломочные, но по структурно-текстурным характеристикам имеют гораздо больше разновидностей.

5. В процессе изучения коллекторских свойств карбонатных толщ решающую роль играют генезис отложений и гидродинамика среды для формирования структуры пустотного пространства, которая может быть более или менее благоприятна для формирования коллекторов и определяет характер последующих преобразований.

6. Карбонатные породы легко подвергаются вторичным изменениям. Это связано с их повышенной растворимостью. Особенно велико влияние вторичных преобразований в породах с первично неоднородной структурой порового пространства.

7. По характеру постседиментационных преобразований карбонатные породы отличаются от терригенных. Прежде всего это касается уплотнения. Остатки биогермов с самого начала представляют практически твердые образования, и далее уплотнение идет уже медленно.

8. Карбонатный ил также может быстро литифицироваться, при этом в нем возникают своеобразные фенестровые пустоты за счет выделения пузырьков газа. Мелкообломочные, комковато-водорослевые карбонатные осадки также быстро литифици-

руются. Пористость несколько сокращается, но вместе с тем значительный объем порового пространства «консервируется».

В карбонатных породах отмечаются все виды пустот. В зависимости от времени возникновения они могут быть **первичными** (седиментационными и диагенетическими) и **вторичными** (постдиагенетическими).

В органогенных карбонатных породах к **первичным** относятся пустоты внутрираковинные, в том числе внутри рифовых построек, а также межраковинные. Некоторые карбонатные породы могут быть хемогенного или биохемогенного происхождения, они образуют резервуары пластового типа. К ним относятся прежде всего оолитовые, а также известняки с меж- или внутриоолитовой пустотностью. Слоистым или массивным известнякам свойственны пелитоморфные или скрытокристаллические, а также кристаллические структуры. В кристаллических, особенно в доломитизированных, породах развита межкристаллическая (межзерновая) пористость.

Карбонатные породы в большей мере, чем другие, подвержены **вторичным** преобразованиям (перекристаллизация, выщелачивание, стилолитобразование и др.), которые полностью меняют их физические свойства, а иногда и состав (процессы доломитизации и раздоломичивания). В этом состоит сложность выделения природных резервуаров, так как одна и та же порода в одних условиях может рассматриваться как коллектор с очень высокими свойствами, а в других, если нет трещин, может являться крышкой. Созданию вторичных пустот способствуют процессы растворения (выщелачивания), перекристаллизации, в основном доломитизации и раздоломичивания или стилолитизации.

Те или иные процессы сказываются по-разному в зависимости от генетического типа породы.

Цементация может начаться очень рано и происходить быстро, как это хорошо видно на примере бичроков. Кальцитовый цемент выкристаллизовывается за счет выпаривания морской воды, заливающей пляж, и частичного растворения нестойких

минералов. Пляжный карбонатный песок может отвердевать за несколько дней. Подобная, почти мгновенная литификация происходила и в прошлые времена. Дальнейшая судьба оставшихся в каркасе такого «литификата» пустот может быть различна.

При перекристаллизации происходит существенное изменение структуры и текстуры пород. В целом этот процесс направлен в сторону увеличения размера кристаллов. Если при перекристаллизации часть вещества выносится, пористость возрастает. Наибольшей вторичной пористостью обладают неравномерно перекристаллизованные породы. Рост крупных кристаллов способствует образованию микротрещин.

Наиболее эффективное влияние на формирование вторичной пустотности оказывает **выщелачивание и метасоматоз** (в основном доломитизация). Растворение при выщелачивании проявляется по-разному в зависимости от большей или меньшей дисперсности слагающих породу частиц. Тонкодисперсные компоненты сильнее подвержены этому процессу. Растворимость следующим образом зависит от состава минералов и вод: арагонит растворяется лучше, чем кальцит, сульфатные воды более активно растворяют доломит и т.д. Анализ изменения фильтрационно-емкостных параметров, определяемых в том числе выщелачиванием, устанавливает их весьма отчетливую связь со структурно-генетическими типами пород.

Доломитизация является одним из ведущих факторов при формировании коллекторов. На образование доломита влияет соотношение в воде магния и кальция и общая величина солёности. При более высокой концентрации солей требуется и большее количество растворенного магния. В процессе диагенеза доломит возникает за счет своих предшественников, таких как магнезиальный кальцит.

Первичная диагенетическая доломитизация не имеет существенного значения для формирования коллекторских свойств. Метасоматическая доломитизация в катагенезе более важна для преобразования коллекторов. Для доломитообразования необходимо поступление магния. Источники его могут быть различ-

ны. При катагенетических процессах в условиях повышенных температур растворы теряют магний, обменивая его на кальций вмещающих пород. На примере Припятского прогиба видно, что между составом рассолов и интенсивностью вторичной доломитизации устанавливается отчетливая зависимость. В тех стратиграфических зонах, где девонские карбонатные породы наиболее сильно доломитизированы, содержание магния в рассолах резко падает, он используется для образования доломита.

При метагенетической доломитизации особенно заметно увеличение пористости, так как процесс идет в породе с жестким скелетом, которая трудно поддается уплотнению. Общий объем породы сохраняется, пустотность в ней за счет доломитизации повышается.

Обратный процесс **раздоломичивания** (дедоломитизация) особенно распространен в приповерхностных условиях. Наиболее активно он проходит в разрезах, где доломиты содержат прослойки сульфатов. При просачивании вод магний доломитов в растворах соединяется с радикалом SO_4^{2-} и выносится в виде легкорастворимого MgSO_4 . Происходит увеличение пористости пород. Но перенос сульфатов водами нередко приводит и к противоположным результатам с точки зрения качества коллекторов. Легкорастворимый CaSO_4 также легко выпадает в осадок и запечатывает поры. Вместе с тем может влиять и **кальцитизация**, которая часто выражается в наращивании регенерационных каемок и сужении порового пространства.

Заканчивая рассмотрение карбонатных коллекторов, необходимо еще раз подчеркнуть, что по сравнению с обломочными породами структура их порового пространства чрезвычайно разнообразна. Ненарушенная матрица имеет характеристики, которые определяются прежде всего первичной структурой, кавернозность сильно изменяет эти характеристики, а трещиноватость создает как бы две наложенные друг на друга системы пустот.

Все это и определяет необходимость особой классификации коллекторов. Такая оценочно-генетическая классификация коллекторов была предложена К.И. Багринцевой (табл. 2).

Таблица 2

Оценочно-генетическая классификация карбонатных пород-коллекторов

Группа	Класс	Абсолютная проницаемость, Д	Открытая пористость, %	Полезная емкость и фильтрационные свойства	Тип коллектора	Текстурно-структурная характеристика
А	I	0,1–0,5	25–35	Высокие	Кавернозно-поровый	Биоморфные органогенно-детритовые, комковатые
	II	0,5–0,3	16–35			
Б	III	0,3–0,1	12–28	Средние	Поровый, трещино-поровый	Органогенно-детритовые, реликтовые
	IV	0,1–0,55	12–25			
	V	0,05–0,01	12–25			Органогенно-сгустково-детритовые
В	VI	0,0–0,001	6–10	Низкие	Порово-трещинный, трещинный, каверново-трещинный	Пелитомофномикрозернистые, сгустководетритовые
	VII	0,001–0,0001 0,300–0,02	1–5 1–4,5			

Определяющим параметром предлагаемой классификации является проницаемость, предельные значения которой взяты из анализов коллекторских свойств пород различного генезиса и структурных особенностей. Минимальные и максимальные значения оценочных показателей (пористости, газонефтенасыщенности и др.) получены из корреляционных зависимостей между проницаемостью, пористостью и остаточной водой. Наиболее характерна связь остаточной водонасыщенности с абсолютной проницаемостью.

В породах по мере улучшения фильтрационных свойств количество остаточной воды уменьшается. Пористость может быть различной, при этом даже высокие (более 15 %) значения

открытой пористости бывают в породах с низкими фильтрационными свойствами. Между открытой пористостью и остаточной водонасыщенностью связь неопределенная.

Низкопористые породы всегда отличаются большим содержанием воды, а высокопористые имеют двойственную характеристику: хорошо проницаемые заключают небольшое количество воды, а плохо проницаемые – значительное (более 50 %). В классификационной схеме все коллекторы подразделяются на три большие группы: А, Б, В, внутри которых, в свою очередь, выделяются классы, характеризующиеся разными оценочными параметрами, литологическими и структурными особенностями. Группы А и Б представлены в основном коллекторами порового и каверново-порового типов, В – трещинного и смешанного типов. В породах группы А преобладают первичные пустоты, размеры которых увеличены в процессах последующего выщелачивания.

В породах группы Б развиты седиментационные поровые каналы; меньшую роль играют пустоты выщелачивания. Строение пустотного пространства в породах группы А значительно проще, чем в группе Б, а наиболее сложно оно в группе В. Здесь преобладают мелкие извилистые, плохо сообщающиеся каналы. Коллекторы I и II классов в группе А обладают в основном унаследованными высокими фильтрационными и емкостными параметрами. В III, IV и V классы попадают породы обломочно-органогенные и биохемогенные с низкими первичными коллекторскими свойствами. Вторичное минералообразование, перекристаллизация, доломитизация, раздоломичивание, особенно сопровождающиеся выщелачиванием и выносом материала, улучшают их свойства. В VI и VII классах выделены породы таких хемогенных и биохемогенных разновидностей, петрофизические характеристики которых никогда не достигают высоких значений. Но здесь в большей степени, чем в породах высших классов, проявляется другой фактор – *трещиноватость*.

11. ТРЕЩИННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

По формированию пустотного пространства трещинные коллекторы отличаются от других типов. Для определения трещинной пустотности и проницаемости существуют особые способы. Как уже упоминалось, существуют макро- и микротрещины раскрытием соответственно более или менее 0,1 мм. Макротрещины обычно изучаются, описываются и измеряются в поле обнажения, а микротрещины – под микроскопом в шлифах часто увеличенного размера. Необходимым элементом при исследовании трещин является определение их ориентации как в пространстве (вертикальные, горизонтальные, наклонные), так и по отношению к пласту (по слоистости, поперек слоистости, диагональные) и к структурным формам (продольные, поперечные, радиальные и др.).

В генетическом отношении выделяются литогенетические и тектонические трещины (табл. 3).

Т а б л и ц а 3

Основные виды трещин в осадочных горных породах

Литогенетические			Тектоногенетические (тектонические)		
Диагенетические	Катагенетические	Гипергенетические			
Возникшие при			Возникшие при		
уплотнения, кристаллизации, обезвоживании и др.	перекристаллизации, выделения межслоевых вод в глинах, кристаллизационных вод и др.	выветривании, поверхностном трещинообразовании и др.	колебательных движениях (эпейроклазы)	складкообразовательных движениях (параклазы)	дизъюнктивных нарушениях (диаклазы)

Литогенетические трещины по приуроченности к определенным стадиям подразделяются на диагенетические, катагенетические, гипергенетические. Тектонические трещины различаются по причинам, их вызывающим: колебательные движения,

складчатые и разрывные дислокации. Одни виды трещин могут переходить в другие, но в принципе опытный геолог всегда отличит литологическую трещиноватость от тектонической. Как правило, литологическая трещиноватость приспособляется к структурно-текстурным особенностям породы. Трещины ветвятся, огибают отдельные зерна, в целом расположение их хаотично. Поверхность стенок трещин неровная.

Тектонические трещины более прямолинейны, они меньше считаются со структурно-текстурными особенностями пород, поверхность их стенок более гладкая и переходит иногда в зеркала скольжения.

Различные породы в разной степени подвержены трещиноватости. Наибольшей способностью к растрескиванию обладают мергели и пелитоморфные известняки, затем следуют кремнистые породы, сланцы, песчаники. Наименее трещиноваты соли. Подмечено, что существует определенная зависимость между толщиной пластов и интенсивностью трещиноватости – при одном и том же составе в более мощных пластах расстояния между трещинами больше.

Наблюдения из космоса, материалы аэрофотосъемок, описания обнажений показывают, что существуют трещины и трещинные зоны разных масштабов. Выделяются элементы очень крупной планетарной системы трещиноватости, приуроченные, возможно, к сочленениям крупных тектонических блоков земной коры. Эти трещиноватые зоны являются основой так называемых линеаментов на поверхности Земли. Одна из крупных линеаментных зон прослеживается от Урала, через Среднюю Азию уходит в район Персидского залива и далее в Оман (Урало-Оманский линеамент). Другие, меньшие по размерам линеаменты, отражающие зоны повышенной трещиноватости, известны в Восточном Предкавказье. Выделение и картирование таких зон является первостепенной задачей, особенно в практическом отношении.

Важным является вопрос о выполнении трещин. Они могут быть свободными и частично или полностью выполнены какими-либо веществами, высадившимися из циркулирующих в них рас-

творов. Чаще всего трещины заполнены карбонатными минералами, кварцем, сульфатами, глинистым материалом (часто пропитанным битуминозным веществом) и остаточными продуктами преобразования углеводородов (черно-битумные трещины). На стенках трещин нередко встречается и капельно-жидкая нефть.

Основными элементами трещин при замерах являются их ориентировка (в пространстве, по отношению к пластам и др.), их протяженность и раскрытость. Кроме того, можно говорить о густоте и плотности трещин. При определении густоты учитывается количество трещин одной системы на единицу длины перпендикуляру к этой системе трещин. Для макротрещин за единицу длины берется 1 м, для микротрещин (определяется в шлифах) – 1 мм. Под плотностью трещин принимается общее количество всех систем в единице объема или на единице площади (поверхность обнажения, площадь шлифа).

Пустотное пространство трещинных коллекторов подразделяется на две категории. С одной стороны, это поры и другие пустоты в матрице породы (в ненарушенных трещинами блоках), с другой стороны – объем самих трещин, связанных с ними каверн и т.д. Свойство пород блоков (матрицы) определяется обычным способом. Объем трещин, как правило, невелик, но вследствие сравнительной простоты структуры, преобладающей прямолинейности трещин фильтрация через них может быть весьма эффективна.

Трещинная пустотность – это отношение объема трещин к объему породы:

$$m_{\text{т}} = b \cdot l/S,$$

где b – раскрытость трещин (среднестатистическое расстояние между стенками трещин); l – общая их протяженность в образце; S – площадь изучения.

Зависимость проницаемости трещин от раскрытости и трещинной пустотности выражается соотношением

$$K_{\text{т}} = 85\,000\, b^3 m_{\text{т}},$$

где b – раскрытость трещин, мм; $m_{\text{т}}$ – трещинная пустотность, доли единицы; $K_{\text{т}}$ – трещинная проницаемость, мкм².

Приведенное соотношение справедливо для тех случаев, когда поверхности стенок трещин перпендикулярны к поверхности фильтрации. При наличии нескольких систем трещин и их различной ориентированности по отношению к потоку фильтрации следует применять различные числовые коэффициенты.

Кроме изучения в образцах (макротрещиноватость) и в шлифах (микротрещиноватость) трещиноватость изучают также геофизическими и гидродинамическими методами, фотографированием стенок скважин, но каждый из этих методов имеет свои погрешности.

Степень трещиноватости пород и, следовательно, выделение соответствующих зон в разрезе могут быть произведены на основе данных акустического каротажа (АК).

12. НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

К породам, роль которых в нефтегазоносности пока еще невелика по сравнению с вышеописанными, относятся толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими породами и др. Их можно разделить на две группы. В одних нефтегазоносность обычно сингенетична, в других она связана с приходом углеводородов из соседних толщ.

1. В глинистых породах природные резервуары возникают в процессе катагенеза. Само возникновение пустот связано с генерацией нефтяных и газовых углеводородов и перестройкой структурно-текстурных особенностей минеральной матрицы породы. Одним из характерных примеров является толща глин баженовской свиты в Западной Сибири. От подстилающих и перекрывающих пород отложения баженовской свиты отличаются повышенным содержанием органического вещества (от 5 до 20 % и более) и повышенным содержанием кремнезема. Породы обладают пониженной плотностью ($2,23-2,4 \text{ г/см}^3$) по сравнению с ниже- и вышележащими толщами. По мнению Т.Т. Клубовой,

в седиментогенезе происходило образование микроблоков, покрытых пленкой сорбированного органического вещества. Колломорфный кремнезем, обволакивая агрегаты глинистых минералов, создает на их поверхности сложные комплексы с участием органического вещества и кремнезема (возникают так называемые кремнеорганические «рубашки»). Процессы трансформации глинистых минералов и выделения связанной воды приводят к образованию мелких послойных трещин. На определенной глубине зон возникают разуплотнения. Какие-то участки породы вследствие роста внутреннего давления пронизываются системой трещин вдоль поверхности «рубашек». При вскрытии пород баженовской свиты, как правило, отмечаются разуплотнение и аномально высокое пластовое давление.

В результате возникают зоны с повышенными коллекторскими свойствами, ограниченные со всех сторон менее измененными и проницаемыми породами. Зачастую эти участки никак не связаны со структурно-тектоническими особенностями региона. Так, видимо, образовались резервуары в баженовской карбонатно-кремнисто-глинистой толще верхней юры в Западной Сибири (Салымское месторождение и др.). Сходным образом могли формироваться коллекторы в майкопской глинистой серии Ставрополя (Журавское месторождение и др.).

Можно сделать вывод о том, что в этих коллекторах совпадает во времени формирование коллекторских свойств и генераций нефтяных углеводородов. Повышению растресканности породы способствуют и некоторые тектонические процессы. При отборе нефти из таких пород трещины смыкаются, таким образом, баженины и другие сходные породы являются коллекторами как бы «одноразового использования». В них нельзя закачать газ или нефть, как это делают при строительстве подземных хранилищ других типов пород.

2. По-другому протекают процессы **в кремнистых толщах** биогенного происхождения. На первых этапах осадкообразования начальных этапов диагенеза формируется «ажурная» органогенная структура из раковин кремнеотрающих организмов. В дальней-

шем преобразование органогенной структуры тесно связано с преобразованием аморфных форм кремнезема (опал) в кристаллические формы. При переходе опала А в опал КТ появляется глобулярная микротекстура и формируется межглобулярный тип коллектора. При повышенном содержании сапропелевого органического вещества (ОВ) повышенной каталитической роли поверхностно-активного кремнезема начинаются процессы генерации углеводородов. Коллекторы для них уже подготовлены в этих же толщах, значения их параметров высоки (пористость достигает 40 %). Нефти в биогенно-кремнистых толщах считаются нефтями раннего созревания. При дальнейшем усилении катагенеза происходят обезвоживание, переход кремнезема в другие минеральные формы – халцедон, а затем кварц. В породах развивается трещиноватость, связанная система трещин способствует образованию резервуара пластового или массивного типа с коллектором трещинного типа. На шельфе Калифорнии находится несколько месторождений, где кремнистые породы формации Монтерей миоцена промышленно нефтеносны. Самым крупным является месторождение Пойнт-Аргуэльо. На Сахалине в таких толщах также открыто два месторождения. Сходным образом возникают резервуары в кремнисто-глинисто-карбонатных, богатых органическим веществом (ОВ), так называемых доманикоидных толщах.

3. Коллекторы в породах магматического и метаморфического происхождения известны давно. В частности, нефть обнаружена в вулканитах, во вторично измененных пористых лавах и туфах в Мексике, Японии и в других местах. Нефть и газ в туфах, лавах и других разностях связаны с пустотами, которые образовались при выходе газа из лавового материала или со вторичным выщелачиванием. Нефтеносность этих пород всегда вторична.

4. В вулканических породах в Западном Азербайджане открыто месторождение Мурадханлы. Залежи нефти в породах вулканогенного комплекса эоценового возраста открыты в Восточной Грузии. Известны скопления нефти в метаморфизованных породах фундамента в Алжире, в измененных серпентини-

тах на Кубе и т.д. Притоки нефти получены из коры выветривания гранитно-метаморфических пород, залегающих в ядрах мезозойских поднятий в Шаимском районе Западной Сибири. На площади Оймаша на Южном Мангышлаке получена нефть из зоны вторично измененных гранитов.

5. Однако подлинный бум вызвало открытие нефти в гранито-гнейсовых породах на шельфе Вьетнама (месторождение Белый Тигр и др.). Эти породы участвуют в строении месторождений, массивы их облекаются третичными осадочными породами, гранитные тела внедряются в осадочные породы. Возникновение коллекторских свойств в них связано с **метасоматозом** и выщелачиванием в результате гидротермальной деятельности, с явлениями контракции (усадкой) при остывании, с дроблением по зонам тектонических нарушений. В результате действия растворов, выщелачивания полевых шпатов в породах образуются крупные каверны.

В результате воздействия перечисленных процессов возникли субгоризонтальная и субвертикальная зональности в распределении проницаемых участков и сложились три типа пустотности: трещинная, трещинно-каверновая и поровая. Основной объем пустот в магматическом коллекторе принадлежит микротрещинам и микрокавернам. Основное пустотное пространство тектонического происхождения связано с трещиноватостью, катаклазированием и милонитизацией, в результате чего породы раздроблены в щебенку. Контракционная усадка при остывании привела к созданию контракционной пустотности. Пористость пород в большинстве случаев не превышает 10–11 %. Проницаемость матрицы невысока, но в результате развития кавернозности и трещиноватости в целом проницаемость достигает сотен миллиардов. Зоны улучшенных коллекторов обеспечивают притоки нефти в сотни тонн.

Учитывая необходимость сопоставления основных параметров двух ведущих групп коллекторов – обломочных (гранулярных) и карбонатных, – авторы [1] предлагают общую классификацию этих коллекторов (табл. 4). Она основана на сопоставле-

нии исходных классификаций, в ней учтены как структурные признаки породы, так, отчасти, и их состав.

Выделение классов производится в основном по величине открытой пористости, при этом ее границы, а также проницаемость в классах очень широкие (соответственно 10–20 %, 100–1000 мД). Этот недостаток может быть ликвидирован введением подклассов в зависимости от развития конкретных разновидностей пород в том или ином районе со свойственными им вещественно-структурными характеристиками и параметрами.

Т а б л и ц а 4

Общая классификация коллекторов

Тип коллекторов	Классы по емкости и фильтрационным свойствам
<i>Гранулярные</i> в хорошо отсортированных обломочных породах. <i>Кавернозные</i> в карбонатных и выщелоченных магматических и метаморфических породах	1-й класс открытая пористость до 40 % проницаемость до 1000 мД
<i>Гранулярные</i> отсортированные с малым количеством цемента, оолитовые известняки. <i>Биопустотные</i> рифовые и другие биогенные карбонатные породы	2-й класс открытая пористость более 20 % проницаемость 100–1000 мД
<i>Гранулярные</i> олигомиктового и аркозового состава. <i>Карбонатные</i> органогенно-детритусовые	3-й класс открытая пористость 15–20 % проницаемость 10–100 мД
<i>Гранулярные</i> полимиктового состава <i>Карбонатные</i> пелитоморфные, мелкозернистые, комковатые	4-й класс открытая пористость 10–15 % проницаемость 1–50 мД
<i>Трещинные</i> тектонические	5-й класс трещинная пустотность 2–3 % проницаемость до 1000 мД
<i>Литогенетические</i>	6-й класс трещинная пустотность 5–10 % проницаемость 10–100 мД

Например, в классе 2 можно выделять подкласс 2а с хорошо отсортированными малоцементными песчаниками и подкласс 2б – с песчаниками, содержащими повышенное количество цемента и соответственно со сниженной емкостью и особенно проницаемостью. В классе 4 слабо измененные пелитоморфные и мелкозернистые известняки имеют удовлетворительную емкость, но низкую проницаемость. Сюда же могут быть отнесены комковатые выщелоченные известняки или строматолитовые, обладающие повышенными свойствами. Укрупненные классы полезны для выявления общих тенденций изменения свойств на значительных площадях частях разреза.

13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Коллекторские свойства горных пород (пористость и проницаемость) можно определить:

1. Лабораторным путём при наличии образцов из скважин (керн) или из естественных обнажений. Имеются специальные установки для анализа плотных и рыхлых пород.

Открытую пористость пород-коллекторов в лабораторных условиях чаще определяют методом Преображенского путем заполнения пустот очищенным керосином и взвешивания предварительно экстрагированного и высушенного образца в воздухе и керосине. Применяется также метод нагнетания ртути под высоким давлением в образцы породы после предварительной откачки воздуха.

2. По промысловым данным (по производительности эксплуатационных скважин).

3. По комплексным данным геофизических исследований скважин (ГИС).

В результате определяются коэффициенты пористости и нефте- и газонасыщенности, которые используются при подсчёте запасов углеводородов, и коэффициент проницаемости, необходимый при проектировании разработки месторождения.

14. ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ С ГЛУБИНОЙ

В связи с необходимостью освоения больших глубин в настоящее время особое внимание уделяется изучению закономерностей изменения коллекторских свойств горных пород на глубинах более 5 км.

С увеличением глубины залегания пород-коллекторов под влиянием геостатического давления растёт их плотность, следовательно, уменьшается пористость и ухудшаются ёмкостно-фильтрационные свойства. Однако в отдельных интервалах глубин коллекторские свойства сохраняются, а иногда даже улучшаются.

Под влиянием тектонических напряжений у **карбонатных пород** с глубиной наблюдается улучшение коллекторских свойств вследствие образования вторичной пористости (благодаря растворению карбонатного цемента, растрескиванию т.д.).

Увеличение трещиноватости карбонатных отложений происходит в приразломных структурах и при гидроразрыве.

В терригенных породах вторичная пористость на больших глубинах и при высоких температурах возникает в результате выщелачивания и растворения карбонатного или карбонатно-глинистого цемента при воздействии горячих вод, насыщенных углекислым газом.

Таким образом, уменьшение ёмкости пород-коллекторов на больших глубинах компенсируется появлением трещиноватости и вторичных пор-каверн.

15. ПОРОДЫ-ПОКРЫШКИ (ФЛЮИДОУПОРЫ)

Породы, содержащие нефть, газ и воду, находятся в неразрывной связи с ограничивающими их слабопроницаемыми породами, называемыми общим термином «**флюидоупоры**», через которые фильтрация идет очень слабо, и поэтому в ловушках

возможно накопление и сохранение в течение более или менее длительного времени (миллионы лет) залежей углеводородов. Флюидоупоры, перекрывающие залежь, называют покрывками. Они могут быть эффективны для сохранности залежей в определенных пределах при давлениях, которые создались при формировании залежи. Минимальное перемещение (хотя бы диффузия) через покрывку, конечно, происходит, но при сохранении стабильных условий существования залежи масштабы этого перемещения очень малы.

Обычно скорость фильтрации (пропускная способность) через надзалежные покрывки значительно меньше скорости накопления углеводородов. Скорость может быть недостаточной для рассеивания образовавшихся скоплений углеводородов на протяжении многих миллионов лет при неизменной или слабо меняющейся общегеологической обстановке. Когда же условия (тектонические, литологические и др.) начинают существенно изменяться, покрывка становится неэффективной и залежь разрушается.

Лучшими покрывками считаются соленосные толщи; **наиболее распространенными** являются глины. Кроме глинистых пород и соленосных толщ покрывками могут служить и другие разновидности осадочных (гипсы, ангидриты, плотные известняки, аргиллиты) и даже магматических пород. Если экранирующие свойства глинистых и соляных пород объясняются (до определенных пределов давления и температуры) их повышенной пластичностью, то другие разновидности пород обладают изолирующей способностью вследствие своей плотности (прочности, крепости) и рассматриваются как плотностные покрывки (флюидоупоры).

Экранирующие свойства глин зависят от их состава, мощности и выдержанности, песчаности или алевритистости, вторичных изменений, трещиноватости. Большое значение для экранирующих свойств глин имеют находящиеся в них вода и органическое вещество.

Природные глины являются высокодисперсионными системами и представлены различными минерально-структурным

разновидностями. Глинистые породы как флюидоупоры эффективны в определенном интервале глубин, давлений и механических свойств (главным образом пластичности). Многое зависит, конечно, от минерального состава и от возраста глинистых пород. Глины представлены различными минерально-структурными разновидностями. В основном встречаются гидрослюдистые (иллитовые), разбухающие или смектитовые глины, прежде всего монтмориллонитовые и каолинитовые. С увеличением глубины может возрастать роль хлоритов, встречаются магнезиальные разновидности глинистых минералов.

Структурно-текстурные особенности глинистых илов складываются при осаждении. Преобразования происходят и далее в диагенезе, а особо существенные – в катагенезе уже в глинистых породах.

Большое значение имеет характер среды. Например, чешуйки каолинита в слабокислой среде коагулируют очень быстро, а в слабощелочной среде образуют устойчивую суспензию. Вследствие коагуляции образуются микроагрегаты чешуек, сочетание которых образует различные пространственные структуры. В тех условиях, когда глинистые частицы находятся в достаточно стабилизированном состоянии, в спокойных условиях среды они образуют осадок с однородной ориентацией частиц на дне бассейна. В результате осадкообразования возникает очень рыхлая гелеобразная высокопористая масса. Осадки характеризуются высокой обводненностью, в них возникают микроагрегаты глинистых частиц со структурами различных типов. Сочетание частиц внутри них различное не только по типу базис–базис, но и по типу базис–скол или скол–скол. Если стабилизация боковых сколов по сравнению с базисными поверхностями низкая (заряды не сбалансированы), происходит образование сетчатой структуры типа «карточного домика».

Большое значение для изменения свойств глин в катагенезе имеет явление трансформации вида воды, переход связанной воды в свободную, при росте температур и повышении энергетического уровня в породной системе происходит ослабление связей диполей

воды с поверхностью кристаллической решетки минералов, увеличение объема свободной воды связывают со второй стадией дегидратации. Она начинается с 1,2 км или несколько глубже и продолжается до глубины 3–4 км, ее связывают с гидрослюдизацией разбухающих глинистых минералов (например, монтмориллонита). Начало и темп дегидратации различны. Многие авторы считают, что начало выделения связанной межслоевой воды происходит при температурах +65...110 °С (по М. Барсту и Ч. Уиверу). Глубины при этом могут быть разные в зависимости от темпов погружения, геотермического режима и интенсивности осадконакопления. В течение второй стадии дегидратации увеличение объема воды в связи с переходом из связанного в свободное состояние будет противодействовать фильтрации каких-либо веществ через породу и таким образом будет улучшать свойства пород как покрышек. Если уход дополнительных объемов воды затруднен (в разрезе отсутствуют пористые породы, которые могли бы поглощать эту воду), то в глинах возникает аномально высокое пластовое давление (АВПД), превышающее гидростатическое. До определенных пределов АВПД будет способствовать повышению экранирующих свойств глинистых пород. Затем может наступить момент превышения прочности породы, чрезмерно возросшее давление вызовет образование множественных гидроразрывов, будет активно развиваться трещиноватость, а глина будет терять свои экранирующие свойства.

Постепенно в породах происходит рост прочности структурных связей. Повышение давления и температуры приводит к уменьшению толщины гидратной пленки между агрегатами, а затем к ее прорыву и образованию более прочных контактов частиц породы. При этом происходят снижение и потеря пластичности. Однако на этом этапе породы еще способны гидратироваться, набухать при увлажнении в отсутствие противодействующему этому процессу, прилагаемому извне давлению. Экранирующие свойства сохраняются.

При дальнейшем увеличении глубин погружения происходит образование наиболее прочных контактов, в основе возникновения которых лежат силы ионно-электростатической и хи-

мической природы. Породы, обладающие такими контактами, постепенно теряют способность к упругим деформациям под влиянием внешних нагрузок и разрушаются при нагрузке, превышающей предельную прочность. Подобными породами фиксируется рубеж, после которого глинистые породы теряют свои экранизирующие свойства. Микроагрегаты постепенно преобразуются в крупные вытянутые блоки, а затем – в поликристаллические сростки толщиной в несколько микрон. В дальнейшем на их основе развивается серицитизация, постепенно изменяется структура породы.

Определенную роль в изменении свойств глинистых покрышек играет геологическое время, что было показано А.А. Ханиным и другими исследователями. При сравнении однотипных, но разновозрастных глин девона, глин Волго-Урала и мезозойских глин Предкавказья, залегающих на одних и тех же глубинах, оказалось, что геологическое время действия нагрузки имеет большое значение. Глины среднего-верхнего девона в разрезе Мухановского месторождения в Волго-Уральской нефтеносной области на глубине около 3 км имеют плотность примерно $2,69 \text{ г/см}^3$, в то время как глинистые породы нижнего мела в Восточном Предкавказье (Прикумская зона поднятий), залегающие в таких же спокойных условиях на таких же глубинах, характеризуются плотностью $2,46 \text{ г/см}^3$. Глины девона за прошедшее время уплотнились больше мезозойских. В спокойных условиях залегания мезозойские глины далеки от предела уплотнения и поэтому на больших глубинах могут быть еще удовлетворительными.

Большое значение для изолирующих свойств имеют примеси в глинах и характер воды в них. Уплотнение глин, содержащих примесь карбонатного материала, происходит более интенсивно по сравнению с некарбонатными на глубинах примерно до 3 км. По-видимому, большее содержание связанной воды в некарбонатных глинах сказалось на относительно более высоком противодействии уплотнению, чем у глин карбонатных, характеризующихся меньшим количеством и меньшей толщиной

слоя прочно связанной воды. Ниже 3 км возрастающие температура и давление нивелируют эти различия, за исключением отдельных случаев.

Даже небольшая примесь алевритового материала резко изменяет структуру глин. Более чистые разности глин по сравнению с алевритистыми уплотняются более интенсивно и характеризуются преимущественно тонкими сечениями поровых каналов (0,001 мкм и менее). При добавлении даже 9–10 % алевритовых зерен однородность нарушается, размеры пор изменяются в широких пределах – от 0,001 до 0,5 мкм и даже десятков микрон.

Вопрос о минимальной мощности глинистой покрывки не имеет однозначного решения. Эта величина зависит от состава структурно-текстурных особенностей глин, а также от глубин, на которых образуются скопления углеводородов, их гидродинамического режима и т.д. Обычно считается, что пятиметровый слой глины достаточен для того, чтобы удержать самостоятельную залежь. Можно считать установленным, что при однородном составе высота залежи находится в прямой зависимости от мощности глинистой покрывки, т.е. чем более мощная покрывка, тем более ловушка заполнена углеводородами, залежь является более крупной. Газовая залежь высотой 215 м в нижнемеловых песчаниках месторождения Газли в Узбекистане удерживается покрывкой мощностью 104 м. В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне не установлена четкая статистическая зависимость между мощностью покрывки и высотой залежи, что объясняется различными причинами (различными составом глин, молодым возрастом залежей и др.). В Уренгойском месторождении почти 200-метровая газовая залежь перекрывается 600-метровой покрывкой.

Во всех случаях при различном составе и степени измененности глин повышенная мощность покрывки благоприятна для сохранения залежи, так как даже в толще достаточно сильно уплотненных глин обеспечивает большую вероятность существования слоев, не нарушенных сквозными трещинами.

Эффективность глинистой покрышки различна в отношении нефти и газа. Покрышка, способная удерживать нефть, может оказаться неэффективной в отношении газа. Сечение поровых каналов в глине, недоступных для нефтяных углеводородов, может быть достаточным для диффузии молекул метана, особенно если она происходит в течение длительного геологического времени. Именно поэтому залежи газа под глинами распространены больше всего в молодых мезокайнозойских отложениях, в то время как древних палеозойских толщах под глинистыми покрышками содержится лишь незначительная доля общих запасов газа палеозоя (всего 12 %).

На основе изучения свойств А.А. Ханин разделил глины экранирующей способности на пять групп (табл. 5).

Таблица 5

Классификация глин по А.А. Ханину

Группа	Максимальная величина диаметра пор, мкм	Проницаемость абсолютная по газу, мД	Давление прорыва через насыщенную керосином породу, атм	Экранирующая способность
А	0,01	10^{-6}	120	Весьма высокая
В	0,05	10^{-5}	80	Высокая
С	0,3	10^{-4}	56	Средняя
Д	2	10^{-3}	30	Пониженная
Е	10	10^{-2}	5	Низкая

Приведенная таблица помогает оценивать экранирующие способности по объективным параметрам, характеризующим фильтрующие свойства пород.

В.И. Осиповым, В.Н. Соколовым и В.В. Еремеевым была предложена иная классификация глинистых покрышек в зависимости от условий их образования и структурно-текстурных особенностей.

1. Лучшие покрышки формируются в отдаленных от суши участках шельфа и на прилегающей части континентального склона на глубинах 300–500 м в условиях спокойного гидроди-

намического режима. Они характеризуются однородным строением, преобладанием смектитов (монтмориллонита при условии его образования на континенте и сносе в бассейн осадконакопления), содержание алевритовых частиц и карбонатов низкое, примесь органического вещества в основном планктонного (сапропелевого) типа. В обменном комплексе соотношение натрия к кальцию изменяется от 6 до 12. В процессе погружения этих глин до 5 км они сохраняют пластичность, способность к трещинообразованию слабая. Проницаемость покровных, сложенных такими глинами, составляет 10^{-5} мД. Подобные глинистые отложения формируют лучшие покровы 1-го класса.

Другим качеством обладают покровы, сложенные отложениями, накопившимися также в условиях спокойного гидродинамического режима, в составе которых преобладают иллит-монтмориллонитовые компоненты с частицами размером 0,1–0,2 мкм. Содержание песчано-алевритового материала в этих отложениях не превышает 10–20 %, карбонатов – около 1 %, органическое вещество преимущественно того же типа, что и в предыдущей группе. Проницаемость таких глин по газу составляет 10^{-5} мД. Глинистые породы такого генезиса образуют покровы 2-го класса с весьма высокими изолирующими свойствами.

2. Если отложения накапливаются на шельфе в основном на глубинах до 200 м в условиях относительно спокойного гидродинамического режима и образуют преимущественно однородные глинистые пласты, а в глинистой фракции преобладают смешанно-слоистые (иллит-монтмориллонитовые) образования и иллит с размером чешуек не менее 3 мкм, экранирующие свойства характеризуются следующими показателями: проницаемость по газу 10^{-4} мД, содержание песчано-алевритового материала 20–30 %, карбонатов – 1–2 %, органическое вещество смешанного состава. Соотношение обменных катионов натрия и кальция составляет 3–5. При усилении категенетических изменений проявляется микротрещиноватость. Эти породы представляют хорошую покровную для нефти и несколько худшую для газа при отсутствии трещин.

3. Отложения, накапливающиеся на глубинах до 100 м в условиях слабого влияния возмущающих потоков, например в периферических частях авандельта, отнесены авторами к покрышкам 4-го класса. Глинистая фракция представлена в основном иллитом и смешанно-слойными образованиями с размерами чешуек от 1 до 3 мкм. Глины могут быть обогащены алевритовыми прослоями, алевритовые зерна присутствуют и в глинах в виде примеси, содержание карбонатов составляет около 20 %. Соотношение обменных катионов натрия и кальция 2–4. В процессе литогенеза развивается трещиноватость. Проницаемость образованных этими породами покрышек составляет по газу 10^{-3} мД. Породы, отнесенные к 4-му классу, диффузно проницаемы для газа и практически непроницаемы для нефти.

4. Покрышки, породы которых образуются в шельфовых условиях на глубинах 50–70 м в условиях относительно активной гидродинамики, наряду с глинами содержат прослои алевро-песчаного материала. Глины имеют полиминеральный состав с преобладанием в глинистой фракции ненабухающих минералов (иллит, каолинит, хлорит) с размером чешуек 0,5–3 мкм. Содержание песчано-алевритовой фракции достигает 40–50 %, карбонатов – до 5 %, в породах содержится преимущественно органика гумусового типа. В ходе литогенеза породы приобретают микротрещиноватость. Покрышки, сложенные такими породами, характеризуются проницаемостью по газу 10^{-2} мД. Они проницаемы для газа и слабопроницаемы для нефти. Их относят к 5-му классу.

5. Среди отложений подвижного прибрежного мелководья на глубинах 30–50 м образуются толщи переслаивания, в которых глинистые прослои сильно опесчанены. Содержание алевро-песчаного материала в них достигает предельных значений, содержание карбонатов – до 5 % и более, примесь органического вещества преимущественно гумусового типа незначительна. Глинистая фракция характеризуется полиминеральным составом (преобладают иллит, хлорит, каолинит), размеры чешуек – до 3 мкм. Содержание обменных катионов натрия и кальция не пре-

вышает 1–3. Проницаемость пород по газу 10^{-2} мД, характерна значительная литогенетическая микротрещиноватость. Породы такого облика практически не могут быть покрывками, авторы рассматриваемой классификации относят их к 6-му классу.

С учетом местных условий образования фациальный принцип может быть хорошей основой для классификации глинистых покрывок и прогнозирования их экранирующих свойств.

Крупные запасы углеводородов сосредоточены под соляными (эвапоритовыми) покрывками. **Группа эвапоритов** (соли, гипсы и ангидриты) является, по-видимому, наилучшими покрывками, хотя сквозь их толщу проходит медленный, но постоянный поток углеводородов. Выделяются крупные пояса и ареалы соленакопления, некоторые из них охватывают несколько бассейнов. Кембрийские соли служат хорошей покрывкой для месторождений Восточной Сибири, таких крупных, как Ковыктинское газоконденсатное, Талаканское нефтяное и другие на Непско-Ботубинской антеклизе. Широко известны флюидоупоры нижнепермские соли кунгурского яруса в Прикаспии и в Волго-Уральской области, формация цехштейн позднепермского возраста на севере Центральной Европы – в Германии, Голландии и в Северном море. Эти покрывки обеспечивают существование очень крупных скоплений газа и нефти: месторождения Гронинген в Голландии, Вуктыльское и Оренбургское в Предуралье, Карачаганак и Астраханское в Прикаспии, нефтяные месторождения Тенгиз и Кашаган (последнее в Северном Каспии). Под триасовыми солями находится много месторождений в Алжире, в том числе крупнейшие нефтяное Хасси Мессауд и газовое Хасси Р'Мейл. Под солями юрского возраста находятся месторождения в Предкавказье, Средней Азии, очень крупные – в Мексиканском заливе в бассейне Кампус. Вдоль атлантических побережий Южной Америки и Африки – целый ряд бассейнов, в которых нефтеносные толщи связаны с солями аптского возраста. Крупный Средиземноморский пояс галогенеза связан с миоценовыми солями в основном позднемиоценового возраста (мессинский ярус). В этом

поясе неогеновые соли служат покрывками в месторождениях Румынии, Предкарпатья и в других местах.

Их образование и распространение связаны с особыми условиями развития той или иной области, часто они отражают завершение определенного тектонического цикла, например конец ранней перми на обширных пространствах Восточно-Европейской платформы, когда после замыкания солеродных бассейнов возникали континентальные условия. Сульфаты и каменная соль уплотняются уже при погружении на первые сотни метров и служат хорошими флюидоупорами, вплоть до растворения на больших глубинах. Вследствие пластичности эвапориты участвуют в образовании более сложных структур, чем глины, и образуют разные варианты экранирования. Пластичные свойства каменной соли более высоки, чем у ангидритов и гипсов, но она быстрее растворяется. Несмотря на высокие экранирующие свойства, через соли могут также перемещаться флюиды, прежде всего по трещинам и вдоль разломов. При растворении в солях образуются каверны и в них могут скапливаться нефть и газ, в результате чего образуются залежи. Кроме того, постоянный поток в солях идет в виде пузырьков, заполненных рассолами, в которых видны капельки нефти. При погружении давление в газе, находящемся в пузырьках, возрастает, под влиянием этого образуются микротрещины, по которым флюиды могут перемещаться. Таким образом может происходить перемещение углеводородов через соли. Тем не менее качество этих покрывок очень высокое. Практически всегда, если в осадочном бассейне есть соли, в нем присутствуют скопления углеводородов.

Покрывки, относящиеся к разряду плотностных, обычно образуются толщами однородных монолитных, лишенных трещин, тонкокристаллических известняков, реже – доломитов, мергелей и аргиллитов. Карбонатные покрывки характерны для нефтяных залежей платформенных областей в условиях пологого залегания пород. Карбонатные покрывки часто ассоциируются с карбонатными коллекторами, границы между ними имеют сложную поверхность. Карбонатные покрывки быстрее приобретают изоли-

рующую способность (в связи с быстрой литификацией карбонатного осадка). Для них большое значение имеет мощность, увеличивающая в целом крепость пород. Плотностные покрышки теряют герметичность на больших глубинах из-за разрушения в зонах больших напряжений и в разрывных зонах.

Своеобразные **криогенные флюидоупоры** связаны с многолетнемерзлыми породами. Они развиты в приполярных северных и южных широтах в Гренландии, на севере Сибири, США и Канады и в Антарктиде. Как было упомянуто выше, они одновременно могут являться и коллекторами. Мощность промерзших пород может достигать 700–800 м. В периоды потепления климата толщина этих флюидоупоров постепенно уменьшается до полного исчезновения. Внутреннее строение многолетнемерзлых пород неоднородно, влажность и льдистость распределяются неравномерно. Наряду со льдом присутствует и незамерзшая вода даже при отрицательных температурах, поскольку минерализация ее может быть повышенной. Криогенные покрышки могут содержать газовые включения (метан, этан, пропан, изобутан, двуокись углерода), в том числе в форме клатратных соединений водой газогидратов. Как только при данных термобарических условиях (главным образом при повышении давления и низких температурах) концентрация конкретного газа становится досточной, образуются газогидраты. Наиболее широко распространены газогидраты метана. Толщи, содержащие газогидраты, развиты на обширных площадях и под дном морей и океанов в различных климатических зонах; газогидраты представляют собой крупные ресурсы газа.

Криогенные флюидоупоры обладают высокими изолирующими свойствами, с ними связан ряд газовых месторождений на севере Западной Сибири. Но их свойства могут изменяться при изменении температуры и давления. После снижения давления часть гидратов разлагается на газ и воду. В верхней части разреза Бованенковского газоконденсатного месторождения на Ямале располагается зона метастабильности газогидратов мощностью до 250 м. В этой зоне часто фиксируются газопроявления, которые существенно осложняют буровые работы и эксплуатацию

газодобывающих скважин. В Мессояхском газовом месторождении на северо-востоке Западной Сибири в неглубоко залегающих залежах при низких пластовых температурах происходит обильное гидратообразование. Являясь частью залежи, они в то же время могут рассматриваться и как экраны для газонасыщенных частей пласта.

На экранирующую способность покрышек влияют распространённость (протяжённость), мощность, состав, однородность, тектоническая нарушенность, глубина залегания и т.п.

Э.А. Бакиров предложил классификацию флюидоупоров по масштабу распространённости.

1. Региональные покрышки – это непроницаемые толщи пород, распространённые на всей территории нефтегазоносной провинции (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция).

2. Субрегиональные покрышки – это непроницаемые толщи пород, к которым приурочены нефтегазоносные области (туронские глины в Западно-Сибирской провинции).

3. Зональные покрышки – это непроницаемые толщи пород, распространение которых ограничивается зоной нефтегазонакопления (кунгурские отложения в Прикаспийской впадине)

4. Локальные покрышки – это непроницаемые толщи пород, которые контролируют локальную структуру (майкопские глины Журавского месторождения).

По литологическому составу породы-покрышки делятся:

1) на **однородные** покрышки, состоящие из пород одного литологического состава (глинистые).

2) **неоднородные** покрышки, состоящие из пород различного литологического состава (глинисто-соляные).

16. НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ

В нефтяной и газовой залежах не весь объём пор заполнен нефтью (газом), часть его занята связанной (остаточной) водой. Связанная вода находится в коллекторе как в виде пленок, по-

крывающих тонким слоем частицы пород, так и в тонких капиллярах. Она не принимает участие в движении жидкости в пористой среде при обычных методах разработки. Количество связанной воды определяется характером породы и размерами пор. Содержание нефти в коллекторе оценивается коэффициентом нефтенасыщенности, показывающим, какая часть пор из общего объема занята нефтью и какая – связанной водой.

Если объем всех открытых пор равен V_o , то это объем можно представить как сумму пор, занятых нефтью (V_n), и пор, занятых водой (V_B):

$$V_o = V_n + V_B.$$

Тогда

$$K_n = \frac{V_n}{V_o},$$

$$K_B = \frac{V_B}{V_o},$$

где K_n – коэффициент нефтенасыщенности, K_B – коэффициент водонасыщенности.

Из этих соотношений очевидно, что $K_n + K_B = 1$. Содержание связанной воды в нефтенасыщенных породах колеблется от 0,06 до 0,70. В случае гидрофобности частиц породы количество связанной воды может быть значительно ниже (0,03–0,08).

Пески и песчаники содержат больше связанной воды, чем карбонатные породы. Мелкозернистые песчаники, имеющие низкую проницаемость, характеризуются высоким содержанием связанной воды.

Коэффициент начальной нефтенасыщенности определяется:

1. По содержанию связанной воды в кернах, отобранных на безводном растворе.
2. По моделированию связанной воды в образцах пород в лабораторных условиях.
3. По данным промыслово-геофизических исследований скважин.

Наиболее достоверные результаты получают в 1-м и 3-м случаях.

Моделирование вытеснения пластовой воды из кернов пластовой нефтью дает менее достоверные значения начальной нефтенасыщенности, потому что при подъеме кернов на поверхность нарушаются пластовые соотношения нефти и связанной воды. Лабораторные определения нефтенасыщенности дают лишь величину остаточной нефтенасыщенности пород. Данная характеристика позволяет определить коэффициент вытеснения:

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{н}} - K_{\text{но}}}{K_{\text{н}}},$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения; $K_{\text{н}}$ и $K_{\text{но}}$ – соответственно коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности, приведенные к пластовым условиям.

Средние значения коэффициента начальной нефтенасыщенности в каждой скважине определяются взвешиванием по толщине соответствующего интервала.

Значение коэффициента нефтенасыщенности в залежи не является постоянным как по разрезу, так и по площади. В центральной части залежи коэффициент нефтенасыщенности повышенный и постепенно уменьшается к подошве залежи (0,6–0,8). В подошве залежи коэффициент нефтенасыщенности снижается до критического, ниже которого из коллектора может быть получена нефть с водой. Обычно среднее значение коэффициента нефтенасыщенности определяется из значений, взвешенных по объему.

Для всех нефтяных залежей характерно уменьшение нефтенасыщенности по мере приближения к водонефтяному контакту, поэтому необходимо определить её хотя бы в двух зонах:

- зоне полной нефтенасыщенности пласта;
- зоне, приближенной к поверхности водонефтяного контакта.

Определение нефтенасыщенности в нескольких скважинах обычно дает достаточно надежный средний результат.

17. ДАВЛЕНИЕ

Давление – один из факторов, действующих в недрах осадочных бассейнов. Оно определяется силой тяжести пород, лежащих над точкой замера, и насыщающих их жидкостей и газов. Общая формула давления:

$$P = \rho gh,$$

где P – давление столба пород или жидкости; ρ – плотность пород или жидкостей; h – высота; g – ускорение силы тяжести.

Для практических расчетов пользуются формулой

$$P = \rho g/C,$$

где C – коэффициент, равный 102 при измерении давления в МПа.

Различают два вида давлений в земной коре:

- горное;
- гидростатическое.

Горное давление создается суммарным действием на породы геостатического и геотектонического давлений.

Геостатическим называется давление вышележащих горных пород (от поверхности земли до точки замера). Оно определяется по формуле

$$P_{\text{ГСТ}} = \rho_{\text{п}} h / C,$$

где $P_{\text{ГСТ}}$ – геостатическое давление, МПа и Н/м^2 ; $\rho_{\text{п}}$ – плотность пород, слагающих разрез выше точки замера, г/см^3 ; h – расстояние от точки замера до данной поверхности.

Геотектоническое давление – отражение напряжений, создаваемых в земной коре различными непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами. Его величина и вектор в каждой точке не поддаются замеру.

Горное давление ($P_{\text{Гор}}$) – давление в жестком каркасе пород, их матрице. Оно передается и жидкости (газам), заполняющей пустотное пространство пород.

Гидростатическим называют давление столба воды, уступающего в скважине. Высота, над которой может под-

няться вода над точкой замера, называется пьезометрической высотой.

Пластовое давление – давление жидкости (газа) в пустотном пространстве коллектора, которое является геометрической суммой горного давления и разгрузки его при выходе жидкости из гидравлической природной системы по пластам, трещинам, скважинам и другим очагам разгрузки.

В случае, если коллектор свободно сообщается с поверхностью, где находится источник питания, в нем устанавливается гидростатическое давление

$$P_{ГСТ} = P_{Пл} = \rho_{ж}h/C,$$

где $P_{Пл}$ – пластовое давление; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, г/см³; h – превышение области питания над точкой замера, м.

Если их связь с поверхностью отсутствует, т.е. невозможна или затруднена разгрузка геостатического давления, пластовое давление будет выше гидростатического (например, в мощных глинистых пластах, разгрузка по которым затруднительна) и в зависимости от степени замкнутости коллектора находится в пределах $P_{ГСТ} < P_{Пл} > P_{Гор}$.

$$h = P_{Пл} C/\rho_{ж}.$$

Величина пластового давления может быть определена прямым замером с помощью глубинного манометра или по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении равновесия в системе «пласт–скважина». В последнем случае

$$P_{Пл} = h \rho_{ж}/C,$$

где h – высота столба жидкости в скважине, м.

Если скважина заполнена водой, нефтью и газом, давление столба будет равно сумме давлений, создаваемой каждой частью:

$$P = P_{В} + P_{Н} + P_{Г},$$

$$\text{или } P = (h_{В} \rho_{В} + h_{Н} \rho_{Н} + h_{Г} \rho_{Г})/C,$$

где P – давление столба жидкости, состоящей из воды, нефти и газа; P_B, P_H, P_G – давление столбов воды, нефти и газа; МПа, Н/м²; h_B, h_H, h_G – высота столбов воды, нефти и газа; ρ_B, ρ_H, ρ_G – плотность воды, нефти и газа (в условиях скважины на соответствующей глубине).

18. ПОНЯТИЕ О ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВАРАХ И ЛОВУШКАХ

Природные резервуары и ловушки являются неразрывно связанными понятиями, так как ловушки являются частями резервуаров.

Природные резервуары

Природный резервуар – это естественноеместилище нефти и газа, внутри которого возможна циркуляция флюидов. Флюид – это нефть, газ, вода в горных породах. Морфология природного резервуара определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов с вмещающими их слабопроницаемыми породами.

Среди природных резервуаров выделяют три основных типа: пластовые, массивные и литологически ограниченные.

18.1. Пластовый резервуар

Пластовый резервуар представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных в кровле и подошве непроницаемыми породами. Пластовые резервуары характеризуются терригенными и карбонатными породами. Они хорошо выдержаны по литологии и мощности на значительных площадях нефтегазоносных областей. Породы-коллекторы характеризуются небольшими мощностями (до десятков метров). Такой природный резервуар приведен на рис. 7, а. Для количественной оценки отнесения конкретного природного резервуара к пластовому типу можно воспользоваться методами математической статистики.

Для этого обозначим кровлю природного резервуара H^k , подошу пласта $H^п$. Пусть имеется две геологические площадки, где по достаточно равномерной сетке пробурено по 20 скважин. Значения H^k и $H^п$ по этим площадям приведены в табл. 6.

Таблица 6

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуаров

№ скважины	H^k , м	$H^п$, м	№ скважины	H^k , м	$H^п$, м
1	-1250,3	-1283,1	1	-1247,8	-1301,3
2	-1252,5	-1278,3	2	-1291,3	-1296,9
3	-1262,8	-1286,9	3	-1279,5	-1310,8
4	-1270,5	-1295,3	4	-1287,7	-1320,3
5	-1275,3	-1306,5	5	-1252,8	-1331,4
6	-1280,1	-1305,4	6	-1225,5	-1269,9
7	-1266,9	-1300,8	7	-1237,8	-1269,8
8	-1283,5	-1304,2	8	-1266,4	-1431,9
9	-1281,4	-1313,6	9	-1292,2	-1382,2
10	-1291,1	-1316,4	10	-1226,7	-1411,7
11	-1263,4	-1294,0	11	-1225,6	-1284,1
12	-1286,6	-1305,1	12	-1214,7	-1282,7
13	-1254,0	-1283,6	13	-1224,4	-1284,3
14	-1280,3	-1301,4	14	-1229,1	-1292,1
15	-1267,3	-1296,6	15	-1137,8	-1313,6
16	-1263,7	-1291,5	16	-1252,1	-1315,6
17	-1290,2	-1309,8	17	-1269,4	-1296,6
18	-1267,5	-1298,7	18	-1192,8	-1293,7
19	-1266,9	-1297,8	19	-1235,1	-1270,5
20	-1269,3	-1293,1	20	-1234,2	-1314,9

По этим данным построены корреляционные поля между H^k и $H^п$, приведенные на рис. 6.

Отсюда видно, что значения H^k и $H^п$ для первой площади коррелируются между собой, тогда как для второй нет. Это показывает что толщины между кровлей и подошвой природного резервуара изменяются незначительно, т.е. кровля и подошва контролируют распространение пласта коллектора. Коэффициент корреляции r между H^k и $H^п$ для 1 площади равен 0,92 и является статистически значимым $p < 0,05$. Уравнение регрессии

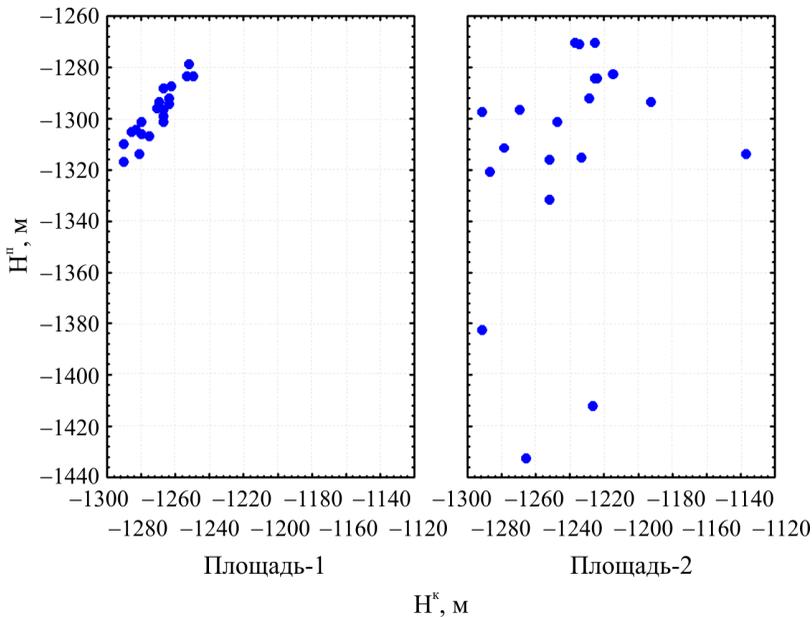


Рис. 6. Поля корреляции между $H^к$ и $H^п$

в данном случае имеет следующий вид: $H^п = -281,350 + 0,799H^к$. Для второй площади значение $r = 0,26$, $p = 0,266$, т.е. является статистически не значимым. Выполненный статистический анализ показывает, что в первом случае природный резервуар является пластовым, во втором нет. Поэтому, когда по имеющимся геологическим данным трудно тот или иной природный резервуар отнести к классу пластовых необходимо использовать корреляционный анализ. В случае, когда наблюдается тесная корреляционная связь между кровлей и подошвой природного резервуара его нужно относить к классу пластовых природных резервуаров.

18.2. Массивный резервуар

Массивный резервуар представляет собой совокупность проницаемых пород-коллекторов, ограниченных в отличие от пластовых резервуаров непроницаемыми породами только у кровли. Массивные резервуары имеют мощную толщу (несколько сот метров).

По литологии делятся:

– на **однородно-массивные** – они встречаются в карбонатных отложениях (известняках и доломитах) (рис. 7, б);

– **неоднородно-массивные** – они сложены карбонатными и терригенными породами (рис. 7, в).

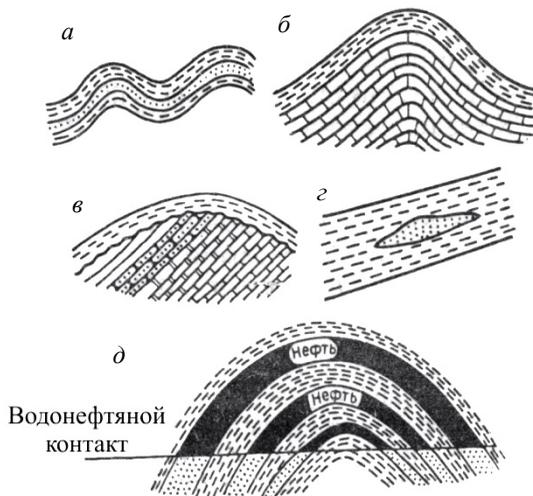


Рис. 7. Виды резервуаров: а – пластовый резервуар; б – однородно-массивный резервуар; в – неоднородно-массивный резервуар; г – литологически ограниченный резервуар; д – пластово-массивный резервуар

18.3. Литологически ограниченные резервуары

К ним относятся проницаемые породы-коллекторы, окружённые со всех сторон слабопроницаемыми породами (рис. 7, г); например, песчаные тела – линзы.

В природе довольно часто встречаются резервуары, которые могут быть отнесены и к пластовым, и к массивным (рис. 7, д). Такого рода резервуары (пластово-массивные) на отдельных участках разреза имеют характер пластовых, хотя в целом выступают как массивные, т.е. представляют собой **единую гид-**

родинамическую систему, вследствие чего водонефтяной контакт (ВНК) и газонефтяной контакт (ГНК) находятся на одной гипсометрической отметке. В таких резервуарах залежи нефти и газа значительной высоты.

18.4. Природные ловушки нефти и газа

Под **ловушкой** понимается часть природного резервуара, в которой возникают условия, способствующие образованию и сохранению скоплений (залежей) нефти и газа. Ловушка чаще всего характеризуется застойными гидродинамическими условиями. Гравитационный фактор определяет распределение в ловушке газа, нефти и воды по их удельным весам. Н.Б. Вассоевич предлагает делить все ловушки на три основных типа: замкнутые, полузамкнутые и незамкнутые. Первые два типа связаны с разного рода выклиниванием пластов коллекторов. В незамкнутых ловушках углеводороды удерживаются благодаря антиклинальному перегибу слоев или существованию выступов – это структурный тип ловушек. Нефть и газ в таких ловушках как бы «плавают» на воде. В общем плане выделяются две группы ловушек: структурные и неструктурные (неантиклинальные). К структурным относятся те ловушки, которые образовались в результате изгиба слоев природных резервуаров пластового и массивного типов.

Очень большим разнообразием форм и генезиса характеризуются ловушки неструктурного типа. Среди них различают:

- а) ловушки стратиграфических несогласий, обусловленные экранированием пласта коллектора по поверхности несогласия;
- б) ловушки литологические, обусловленные выклиниванием или литологическим замещением пород коллекторов;
- в) палеогеоморфологические ловушки, обусловленные различными факторами формирования древнего рельефа.

Для образования ловушек экранирования (стратиграфического, литологического, тектонического экранирования) необходимо, чтобы в плане изогипсы кровли резервуара замыкались на линию экрана, образуя с ним замкнутый контур. Это возмож-

но тогда, когда кровля практически моноклиналильного залегания резервуара испытывает поперечные структурные осложнения типа структурных носов (рис. 8, б) либо экран образует нелинейную поверхность.

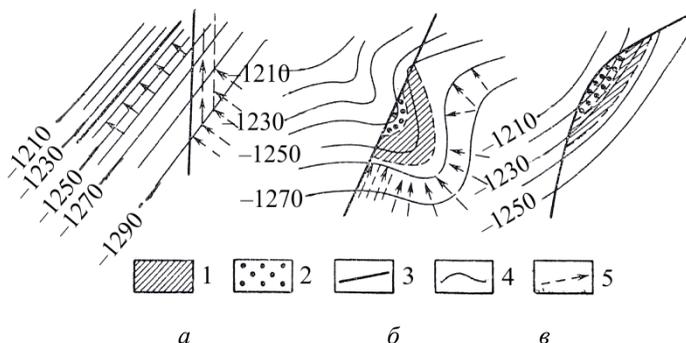


Рис. 8. Условия образования залежей нефти и газа, связанных с экранированием (по Н.А. Еременко): а – залежи не образуются; б, в – образование залежей возможно; 1 – нефть; 2 – газ; 3 – линии экранов; 4 – изогипсы пласта; 5 – направление миграции.

Следует отметить, что названия основных групп ловушек отражают преимущественную, но не исключительную роль того или иного фактора. Ловушки образуются, как правило, при совместном участии ряда факторов и рассматриваются как комбинированные.

В зависимости от причин, обуславливающих возникновения ловушек, различают следующие их типы:

- 1) структурные,
- 2) массивные,
- 3) литологически ограниченные.

18.5. Структурные ловушки

Чтобы понять, что такое структурные ловушки, необходимо различать два понятия: «структурная амплитуда» и «структурный рельеф» (рис. 9).

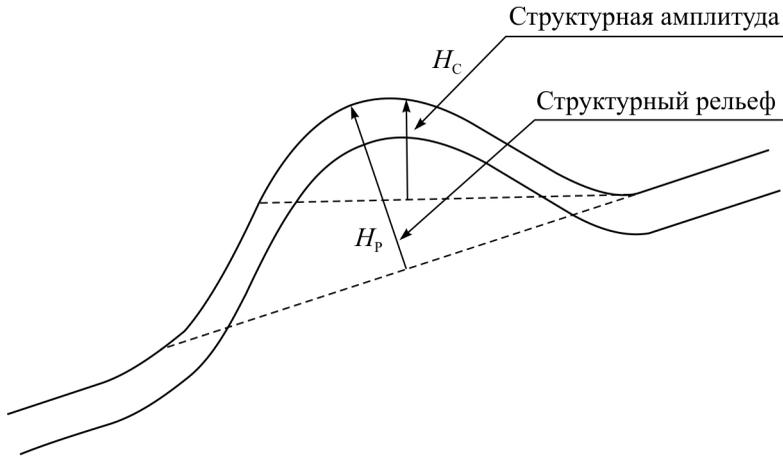


Рис. 9. Структурная амплитуда и структурный рельеф

Структурная амплитуда (замкнутая высота) определяется как превышение гипсометрически наиболее высокой точки над самой низкой замкнутой изогипсой.

Под структурным рельефом складки, обычно превышающим ее структурную амплитуду, понимается высота, на которую смятый в антиклинальную складку пласт возвышается над региональным наклоном (тренд). Он измеряется длиной перпендикуляра, опущенного из наивысшей точки складки на поверхность регионального наклона пласта.

При определении структурной амплитуды за горизонтальную опорную поверхность принимается уровень моря. Величина структурной амплитуды при регионально наклонном пласте не равна структурному рельефу: $H_p > H_c$.

Рассмотрим, как складка одинакового объема может иметь различную структурную амплитуду, величина которой изменяется при изменении регионального наклона (рис. 10, а, б, в, г).

Отсюда видно, что при одинаковом угле наклона крыла структуры наличие замкнутой амплитуды зависит от регионального наклона. На рис. 10, а, б, в, г наглядно видно, как влияет величина α на значения структурной амплитуды. Отметим, что

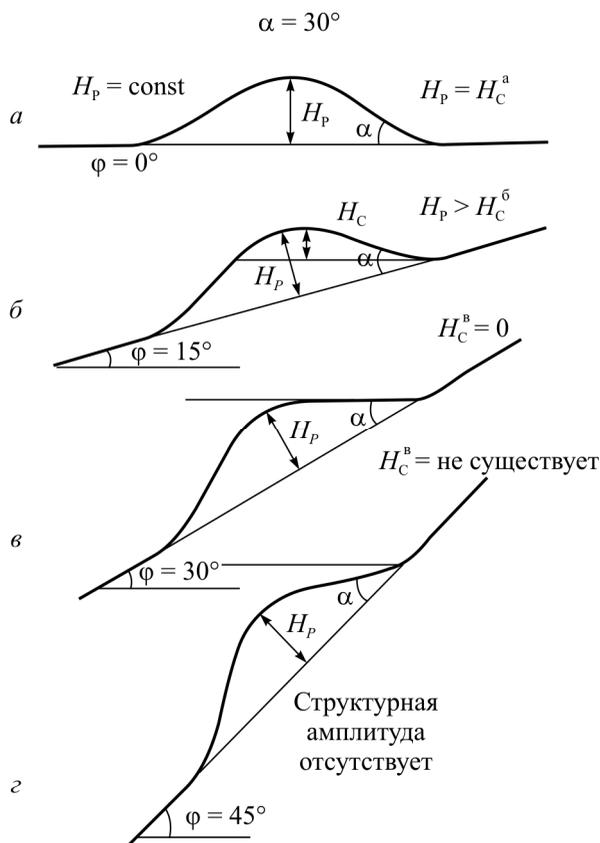


Рис. 10. Примеры изменения величины структурной амплитуды

наглядности данного процесса как углы наклона крыльев складки, так и углы региональных наклонов условно имеют те значения которые приведены на рис. 9. Для реальных складок, особенно в платформенных условиях эти углы значительно меньше. При увеличении α от 0 до 45° величина $H_C^в$ закономерно уменьшается. Кроме этого необходимо отметить, что заполнение ловушек углеводородами также зависит от регионального уклона. При минимальных значениях регионального уклона разрушение сформировавшейся залежи нефти(газа) минимальна. При увеличении регионального уклона вероятность сублатеральной

миграции УВ из ловушки возрастает. Имеется достаточно много примеров, когда уже сформировавшиеся залежи УВ за счет миграции по региональному уклону разрушились.

Из ловушек структурного типа обычно различают:

- 1) сводовые;
- 2) сводовые тектонически экранированные.

18.6. Сводовые ловушки

Углеводороды, мигрируя в коллекторах по восстанию слоёв или перпендикулярно к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушку, т.е. в своды антиклинальных структур, где и формируют промышленные скопления нефти и газа (рис. 10, *а*).

Нередко сводовые ловушки называют антиклинальными, все остальные – неантиклинальными.

18.7. Сводовые тектонически экранированные ловушки

Эти ловушки встречаются в складчатых областях и в районах развития соляных куполов (рис. 11, *б*).

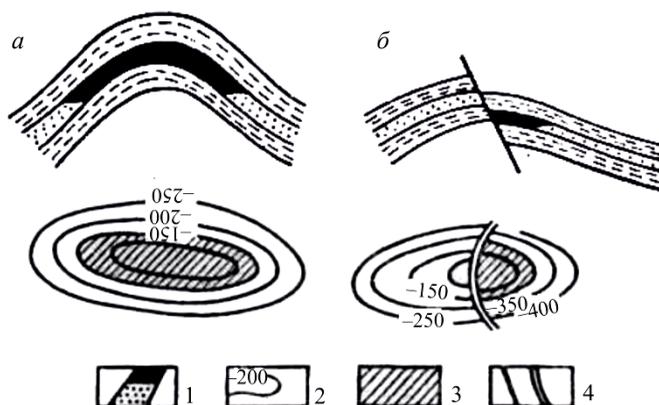


Рис. 11. Разрез и план: *а* – сводовой; *б* – тектонически экранированной ловушки в пластовом резервуаре

18.8. Массивные ловушки

Ловушки массивного типа приурочены к мощной толще пород, перекрытых сверху и с боков непроницаемыми горными породами (гипсами, ангидритами и др.) (рис. 12).

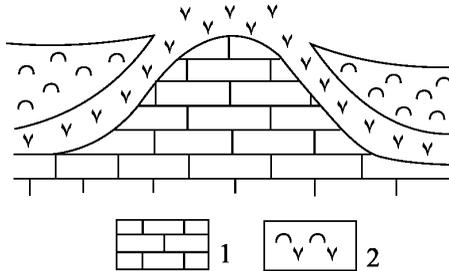


Рис. 12. Ловушка, приуроченная к рифовому массиву

18.9. Литологически ограниченные ловушки

Формирование ловушек литологического типа обусловлено:

1. Литологической изменчивостью пород-коллекторов.
2. Выклиниванием песков и песчаников по восстанию пластов (рис. 13).

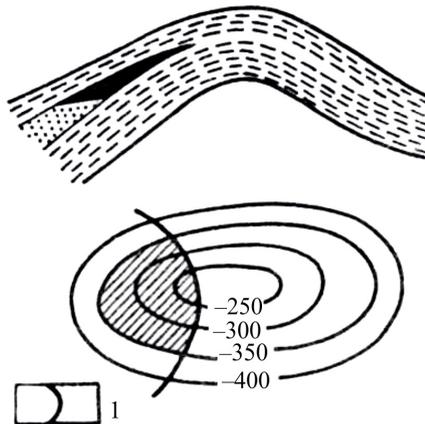


Рис. 13. Литологически экранированная ловушка:

1 – линия выклинивания

3. Изменением пористости и проницаемости коллекторов.

4. Трещиноватостью горных пород.

Среди ловушек широко развиты комбинированные, или сложные, т.е. такие, образование которых обязано различным факторам.

19. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

Залежью называют естественное локальное скопление нефти или газа, занимающее часть (ловушку) природного резервуара. Если разработка залежи рентабельна, она называется промышленной залежью.

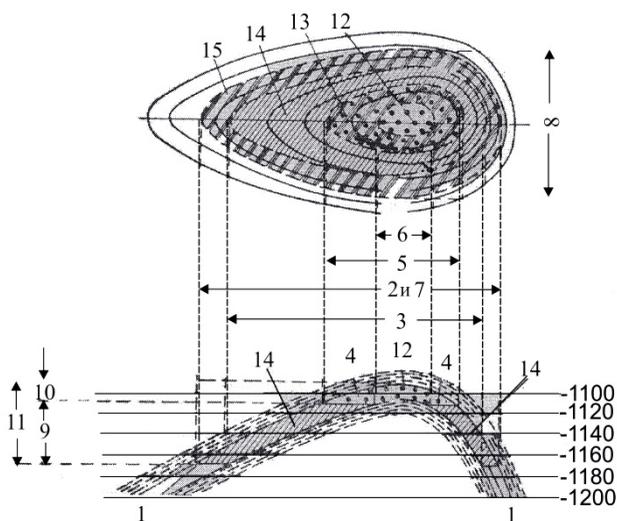


Рис. 14. Принципиальная схема пластово-сводовая газонефтяной залежи: 1 – подошва нефтяной залежи; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – поверхность газонефтяного раздела; 5 – внешний контур газоносности; 6 – внутренний контур газоносности; 7 – длина залежи; 8 – ширина залежи; 9 – высота нефтяной залежи; 10 – высота газовой шапки; 11 – общая высота газонефтяной залежи; 12 – газовая часть залежи; 13 – газонефтяная часть залежи; 14 – нефтяная часть залежи; 15 – водонефтяная часть залежи

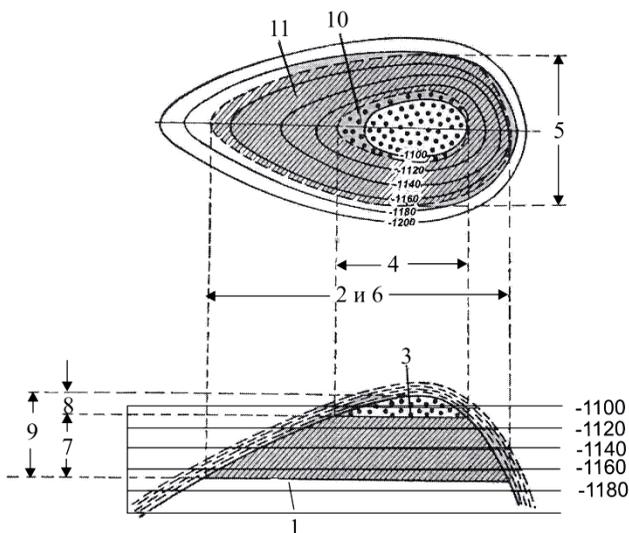


Рис. 15. Схема массивной нефтегазовой залежи: 1 – подошва нефтяной залежи; 2 – внешний контур нефтеносности; 3 – поверхность газонефтяного раздела; 4 – внешний контур газоносности; 5 – ширина залежи; 6 – длина залежи; 7 – высота нефтяной залежи; 8 – высота газовой шапки; 9 – общая высота газонефтяной залежи; 10 – газонефтяная часть залежи; 11 – водонефтяная часть залежи

В большинстве случаев формирование залежей нефти и газа происходит по *антиклинально-гравитационной модели*, описанной в 1859 г. М. Дрейком в США. Согласно этой модели нефть и газ, как менее плотные, вытесняются из газонефтеводяного флюида в верхние части резервуаров и локализуются в ловушках, которые обычно находятся в выступах верхних частей резервуаров (рис. 14, 15).

В залежи, сформировавшейся по этой модели, большое значение имеют размеры и формы ловушек. Приведем несколько примеров того, что это действительно так. Для этого будем использовать характеристики ловушек и залежей. Чтобы найти данные величины, необходимо дать несколько определений.

Поверхность, разделяющая нефть и воду, называется подошвой нефтяной залежи или поверхностью водонефтяного раздела (контакта) – ВНК. Аналогично поверхность, разделяющая газ и воду, – поверхностью газовой контакта – ГВК. Поверхность, разделяющая газ и нефть, – поверхностью газонефтяного контакта – ГНК. Для пластового резервуара линия перелома этих разделов с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности (газоносности). У залежей массивного типа внутренние контуры нефтеносности и газоносности всегда отсутствуют.

20. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗА, НЕФТИ И ВОДЫ В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ

В нефтяном пласте распределение газа, нефти и воды базируется на взаимодействии следующих факторов: относительной плотности пластовых жидкостей, относительного насыщения порового пространства каждой из них, капиллярного давления и давления вытеснения, гидродинамических условий в пласте, пористости, проницаемости и состава коллектора. В ловушках, где встречаются газ, нефть и вода, пластовые жидкости приближенно распределяются по удельным весам, т.е. слоями. Газ, будучи наиболее легким, заполняет пустоты в повышенной части нефтяного пласта; под газом располагается слой коллектора, в котором пустоты заполнены в основном нефтью, а еще ниже располагается вода. В газовой залежи при отсутствии нефти газ залегает непосредственно над водой.

Все сказанное выше применимо к специфической жидкости в каждом пласте. На рис. 16 изображена схема распределения нефти, газа и воды в нефтяном пласте. Предполагается, что пластовые жидкости состоят из воды, свободного газа, нефти с растворенным в ней газом. Встречаются некоторые исключения из обычно однородного залегания слоев жидко-

сти в нефтяном пласте. Эти отклонения можно объяснить нарушениями пористости, проницаемости, местными сбросами, линзообразованием и другим и аномальными условиями, которые нельзя обычно обнаружить, исходя из обычных сведений о пласте.

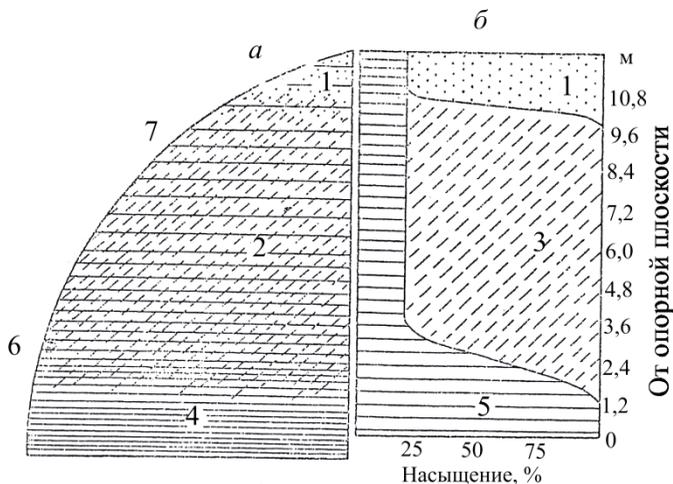


Рис. 16. Схематический разрез обычного нефтяного пласта с относительным распределением газа, нефти и воды (по А.И. Леворсену): а – поперечный разрез структуры; б – насыщение пористой среды жидкостями; 1 – газ; 2 – нефть (среднее содержание 80 % нефти и 20 % воды); 3 – нефть; 4 – вода (100 %); 5 – вода; б – переходная зона от нефти к воде; 7 – переходная зона от газа к нефти

Иногда по характеру водонефтяного раздела в залежи можно выяснить некоторые данные о ловушке, ее геологическом развитии и взаимосвязи с аккумуляцией нефти и газа.

Наиболее удачные примеры строения месторождений приведены в работах А.И. Леворсена. Приведем эти месторождения. Так, например, на рис. 17 приведен геологический разрез месторождения Конрой (Техас), из которого видно, что несколько продуктивных песчаников Кокфилд, члена группы Клеборн (зо-

цен), переслоены сланцами и пропластками песчаника и низкой проницаемостью.

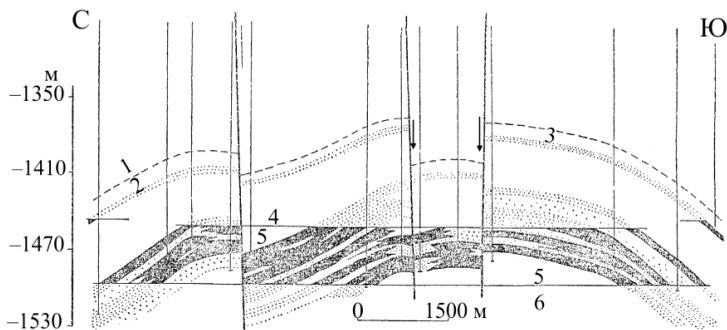


Рис. 17. Геологический разрез продуктивного горизонта месторождения Конрой (округ Монтгомери, Техас). Общий водонефтяной и газонефтяной контакты показывают гидродинамическую связь между различными продуктивными песками в свите Кокфило, члена группы Клеборн (эоцен) (по А.И. Леворсену)

Несмотря на всю сложность геологического строения, водонефтяной раздел располагается на одинаковой гипсометрической отметке – 1500 м. Газонефтяной раздел находится в пределах 1485–1488 м, изредка доходя до 1480,5 м ниже уровня моря. Равномерность глубины залегания этих разделов жидкостей указывает, что между всеми песчаниками существует гидродинамическая связь. На рис. 18 приведен разрез по структуре месторождения Тен-Секшн (Калифорния), из которой видно, что каждый из пяти пластов песчаника, приуроченных к зоне Стивенс (миоцен), представляет собой изолированный нефтяной пласт, не сообщающийся с другими. В каждом песчанике имеется свой водонефтяной контакт; из этих песчаных пластов три имели первоначально газонефтяные контакты. Каждый из этих пластов имел шапку свободного газа в приподнятой части складки. Из трех верхних песчаников добывают свободный газ и нефть, а из нижних

двух песчаников – исключительно ненасыщенную нефть. Различные уровни водонефтяного контакта, а также различная нефте- и газонасыщенность в каждом из отдельных песчаников показывают, что они являются изолированными подземными коллекторами нефти, не имеющими между собою гидродинамической связи (по А.И. Леворсену).

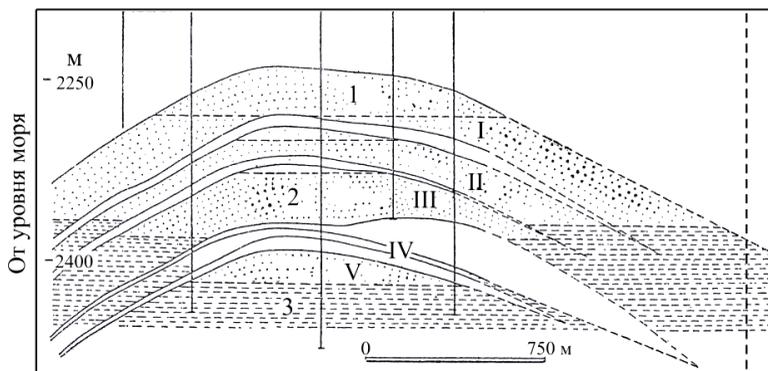


Рис. 18. Разрез месторождения Тен-Секшн (округ Керн) с указанием зоны Стивенса (миоцен), из пяти песчаных пластов которой добывают нефть и газ

Особенно нагляден геологический разрез месторождения Ван, Восточный Техас (рис. 19).

Водонефтяной контакт находится на одном и том же уровне во всех сбросовых блоках, на которые разбита основная структура, представляющая собой куполообразное поднятие, перекрывающее глубоко залегающий соляной сток. Когда была вскрыта залежь, в нижнем блоке, обозначенном на рисунке буквой А, оказалась шапка свободного газа. Это приводит к мысли, что аккумуляция нефти и газа произошла до процесса сбросообразования. При этом наивысшая часть ловушки (блок А) была сброшена относительно остальной части купола.

Гидравлическая связь, существующая внутри нефтяной зоны между различными сбросовыми блоками, дала возмож-

ность установиться водонефтяному зеркалу на общем уровне по всей залежи. В то же самое время газонефтяной контакт в нижнем сбросовом блоке был защищен покрывкой, запечатанной подстилающей нефтью, и поэтому остался нетронутым.

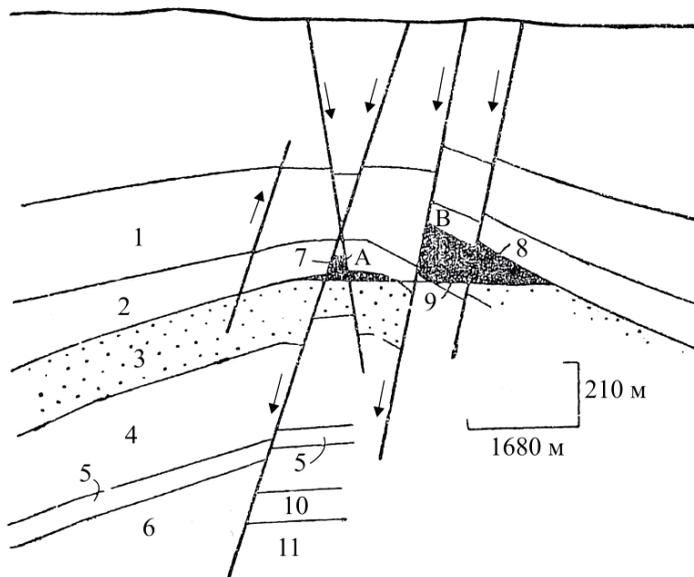
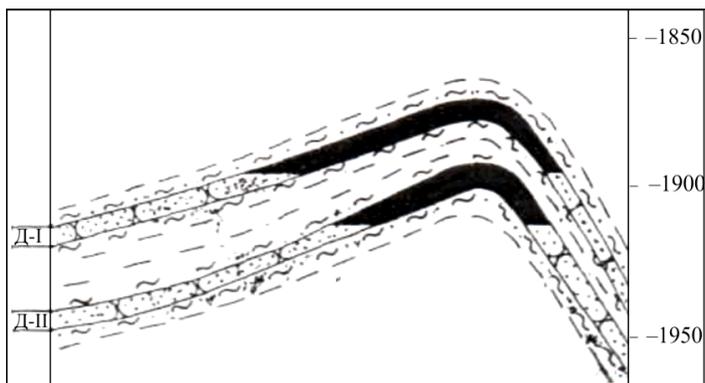


Рис. 19. Геологический разрез месторождения Ван (округ Ван-Зандт, Техас) с указанием общего водонефтяного контакта, характеризующего, несмотря на расчлененность месторождения некоторым количеством сброшенных блоков, связь формирования складки с глубоко захороненной интрузией соли (по А.И. Леворсену): 1 – интервал Пекан; 2 – мел Остин; 3 – песчаник Вудбайн; 4 – свита Команч; 5 – Пэлокси; 6 – верхний Глен-Роуз; 7 – первоначальная газовая шапка; 8 – нефть и газ; 9 – водонефтяной контакт; 10 – ангидрит Глен-Роуз; 11 – нижний Глен-Роуз

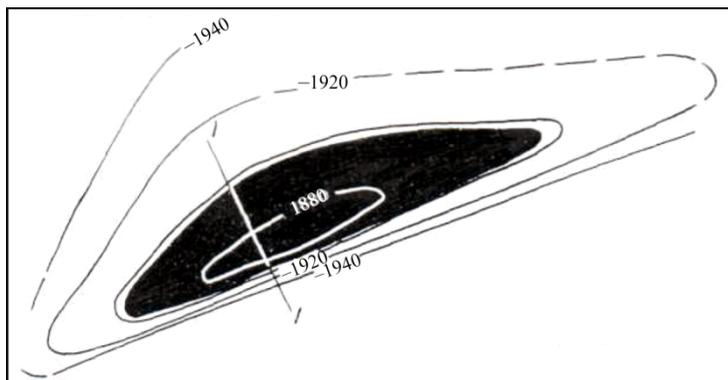
На рис. 20, 21, 22, 23 и 24 приведены примеры месторождений с различными типами залежей.

Залежи пашийских отложений
Схематический разрез по линии I-I



a

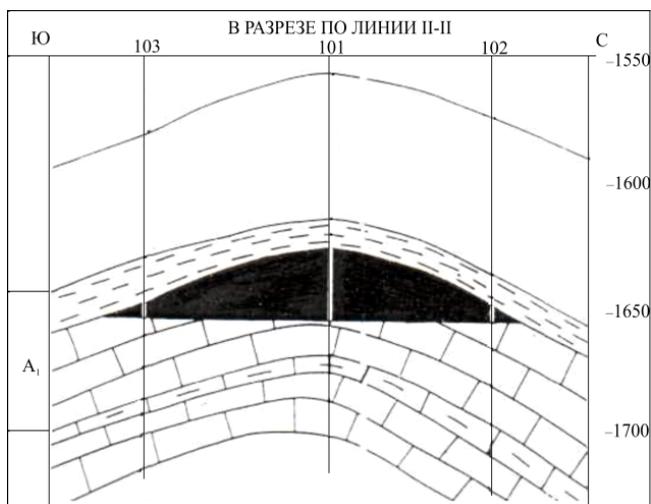
Нефтяная залежь пласта Д-I пашийских отложений



б

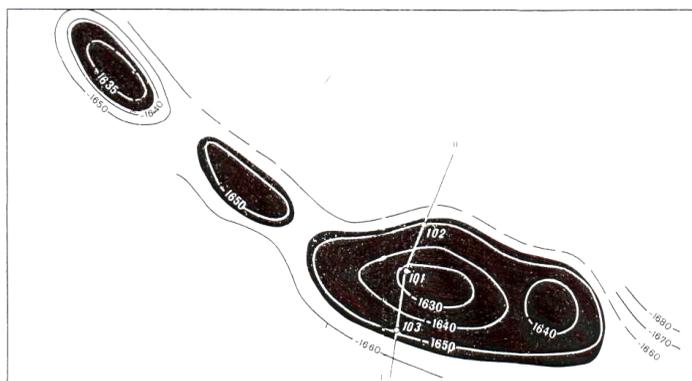
Рис. 20. Пластово-сводовая залежь
Радаевского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной
провинции (по В.И. Калинину): *a* – геологический профиль;
б – структурная карта

Нефтяная залежь башкирских отложений



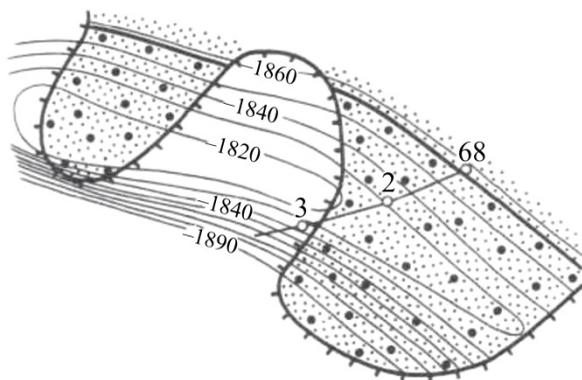
a

Нефтяные залежи башкирских отложений

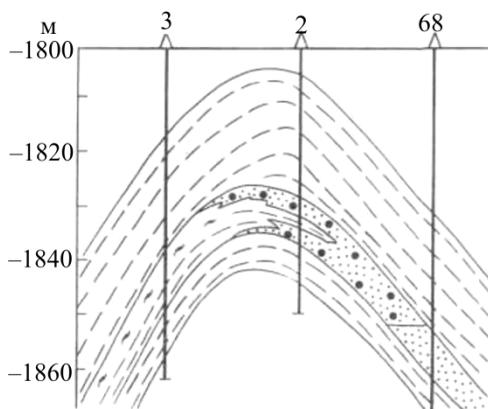


b

Рис. 21. Массивная залежь Могутовского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (по В.П. Багданову и В.Ф. Крымову): *a* – геологический профиль; *b* – структурная карта

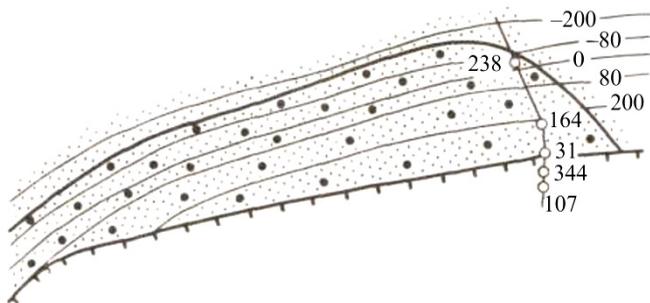


a

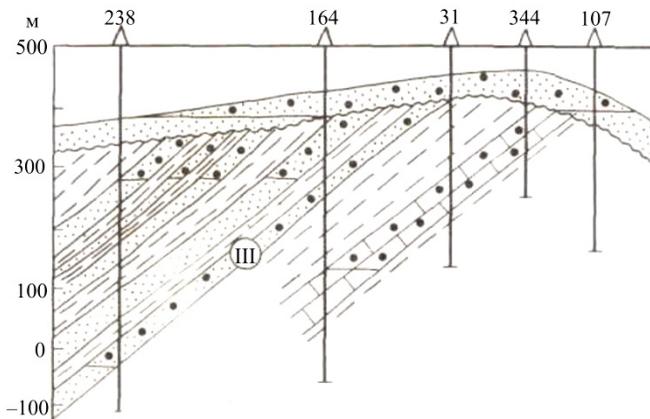


б

Рис. 22. Литологически экранированная залежь
 Гожанского месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной
 провинции (по Н.С. Шик): *a* – структурная карта;
б – геологический профиль

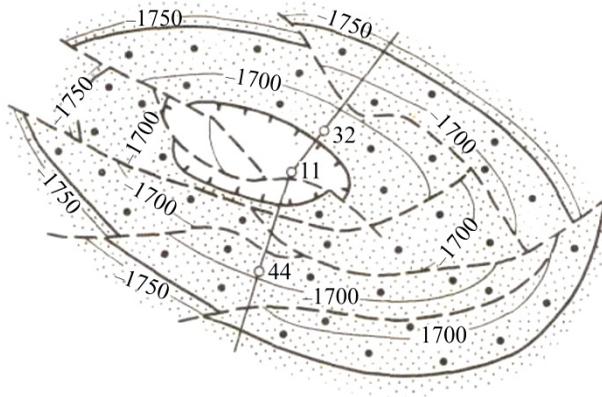


a

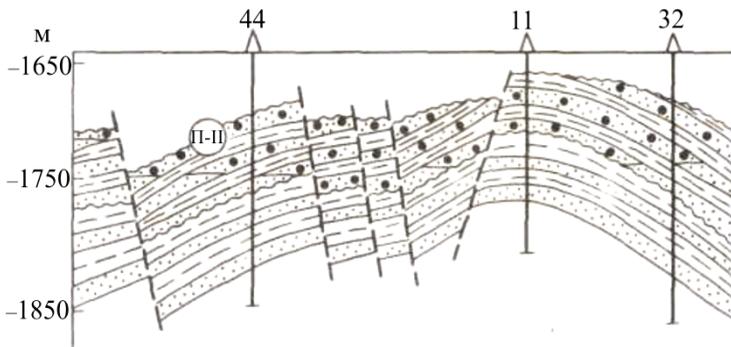


б

Рис. 23. Стратиграфическая залежь. Месторождение Южный Амчышик. Ферганская нефтегазоносная область (по П.К. Азимову): *a* – структурная карта; *б* – геологический профиль



a



б

Рис. 24. Пластово-сводовая тектонически экранированная залежь Глинско-Розбышевского месторождения Днепровско-Припятской газонефтеносной провинции (по П.Т. Павленко, Л.С. Палец): *a* – структурная карта; *б* – геологический профиль

21. ВЫСОТА ЗАЛЕЖИ

Высотой залежи (или высотой нефтяной части, газовой шапки) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей оценки. Достаточно часто на практике используют понятие коэффициента заполнения ловушки – K_3 . Величина K_3 определяется как отношение объема, занятого нефтью (газом), к объему всей ловушки:

$$K_3 = \frac{V_3}{V_{\text{л}}}$$

Часто величину K_3 определяют как отношение амплитуды залежи (A_3) к амплитуде ловушки ($A_{\text{л}}$). Показатели площади ловушки – S , амплитуды ловушки – A , а также интенсивность ловушки – $\frac{A}{\sqrt{S}}$ используют при оценке нефтегазоносности локальных структур. Приведем пример использования A , S и $\frac{A}{\sqrt{S}}$

для оценки нефтегазоносности ловушек Соликамской депрессии. Данные характеристики использованы по следующим геологическим поверхностям:

– подошва визейского терригенного комплекса: $A(C_{\text{VII}})$,
 $S(C_{\text{VII}})$, $\frac{A(C_{\text{VII}})}{\sqrt{S(C_{\text{VII}})}}$;

– кровля визейского терригенного комплекса: $A(C_{\text{VK}})$,
 $S(C_{\text{VK}})$, $\frac{A(C_{\text{VK}})}{\sqrt{S(C_{\text{VK}})}}$;

– кровля башкирских отложений: $A(C_{2B})$, $S(C_{2B})$, $\frac{A(C_{2B})}{\sqrt{S(C_{2B})}}$;

- кровля верейских отложений: $A(C_{2VR}), S(C_{2VR}), \frac{A(C_{2VR})}{\sqrt{S}(C_{2VR})}$;
- кровля нижнепермских отложений: $A(P_1), S(P_1), \frac{A(P_1)}{\sqrt{S}(P_1)}$.

По характеристикам $A, S, \frac{A}{\sqrt{S}}$ были вычислены средние значения, среднеквадратичные отклонения и с помощью критерия t выполнена оценка степени их влияния на нефтегазоносность (табл. 1). Из таблицы видно, что по критерию t практически все морфологические характеристики являются информативными. Статистически неразличны средние значения для нефтяных и пустых структур только по $A(C_{VK}), S(C_{2B}), S(C_{2VR}), \frac{A(C_{2VR})}{\sqrt{S}(C_{2VR})}, S(P_1)$.

Таблица 7

Статистические характеристики амплитуды (A), площади (S), интенсивности (A/\sqrt{S}), размеров осей (L) для нефтяных и пустых структур

Показатель	Статистические характеристики показателей		Критерии t – числитель, p – знаменатель
	Нефтяные стр.	Пустые стр.	
$A(C_{VII}), \text{ м}$	$\frac{81,7 \pm 38,9}{0,631 \pm 0,179}$	$\frac{33,4 \pm 22,7}{0,391 \pm 0,111}$	$\frac{6,471239}{0,000000}$
$S(C_{VII}), \text{ км}^2$	$\frac{17,3 \pm 17,0}{0,539 \pm 0,127}$	$\frac{9,6 \pm 9,1}{0,474 \pm 0,072}$	$\frac{2,431913}{0,017253}$
$\frac{A(C_{VII})}{\sqrt{S}(C_{VII})}, \text{ м/км}$	$\frac{23,4 \pm 12,9}{0,568 \pm 0,151}$	$\frac{12,9 \pm 9,4}{0,449 \pm 0,116}$	$\frac{4,002304}{0,000141}$
$A(C_{VK}), \text{ м}$	$\frac{77,6 \pm 38,9}{0,607 \pm 0,187}$	$\frac{34,2 \pm 22,7}{0,405 \pm 0,115}$	$\frac{5,816201}{0,000000}$
$S(C_{VK}), \text{ км}^2$	$\frac{18,5 \pm 28,8}{0,510 \pm 0,058}$	$\frac{9,5 \pm 9,1}{0,492 \pm 0,019}$	$\frac{1,762809}{0,081800}$

Показатель	Статистические характеристики показателей		Критерии t – числитель, p – знаменатель
	Нефтяные стр.	Пустые стр.	
$\frac{A(C_{1VK})}{\sqrt{S(C_{1VK})}}$, м/км	$\frac{23,0 \pm 12,6}{0,573 \pm 0,152}$	$\frac{13,5 \pm 9,2}{0,454 \pm 0,111}$	$\frac{3,795591}{0,000285}$
$A(C_{2B})$, м	$\frac{61,9 \pm 31,6}{0,583 \pm 0,221}$	$\frac{27,6 \pm 20,1}{0,344 \pm 0,142}$	$\frac{5,529932}{0,000000}$
$S(C_{2B})$, км ²	$\frac{17,9 \pm 27,9}{0,512 \pm 0,068}$	$\frac{8,6 \pm 8,9}{0,490 \pm 0,022}$	$\frac{1,883114}{0,063413}$
$\frac{A(C_{2B})}{\sqrt{S(C_{2B})}}$, м	$\frac{18,3 \pm 10,1}{0,515 \pm 0,029}$	$\frac{10,9 \pm 7,1}{0,493 \pm 0,021}$	$\frac{3,668301}{0,000444}$
$A(C_{2VR})$, м	$\frac{49,0 \pm 26,2}{0,564 \pm 0,122}$	$\frac{25,3 \pm 21,1}{0,458 \pm 0,104}$	$\frac{4,290050}{0,000051}$
$S(C_{2VR})$, км ²	$\frac{16,3 \pm 26,9}{0,512 \pm 0,061}$	$\frac{7,7 \pm 8,6}{0,492 \pm 0,021}$	$\frac{1,775375}{0,079787}$
$\frac{A(C_{2VR})}{\sqrt{S(C_{2VR})}}$, м/км	$\frac{15,5 \pm 8,3}{0,515 \pm 0,07}$	$\frac{11,3 \pm 10,7}{0,482 \pm 0,094}$	$\frac{1,958248}{0,053823}$
$A(P_1)$, м	$\frac{34,7 \pm 23,9}{0,507 \pm 0,062}$	$\frac{22,2 \pm 21,5}{0,490 \pm 0,050}$	$\frac{2,080596}{0,041822}$
$S(P_1)$, км ²	$\frac{11,0 \pm 10,5}{0,502 \pm 0,053}$	$\frac{7,8 \pm 9,3}{0,493 \pm 0,046}$	$\frac{1,237570}{0,220778}$
$\frac{A(P_1)}{\sqrt{S(P_1)}}$, м/км	$\frac{4,2 \pm 2,9}{0,505 \pm 0,014}$	$\frac{2,7 \pm 2,6}{0,497 \pm 0,012}$	$\frac{2,080596}{0,041822}$

Кроме этого, выполненный анализ средних значений A , S , $\frac{A}{\sqrt{S}}$ показал, что они для нефтяных и пустых структур вверх по разрезу изменяются достаточно закономерно. Если подошве визейского терригенного комплекса присвоить индекс 1, а остальным верх по разрезу – соответственно 2, 3, 4, 5, и эти величины сопоставить со средними значениями для пустых структур ($A_{П}$, $S_{П}$, $\frac{A_{П}}{\sqrt{S_{П}}}$), то количественно можно будет оценить изменение этих показателей по разрезу. Для этого были вычислены коэф-

коэффициенты корреляции r : между поверхностями – N (1,2,3,4,5) и этими средними значениями показателей для нефтяных и пустых структур. Наличие значимых корреляционных связей между A_H , A_{II} и N позволяет оценить количественно на сколько метров уменьшаются амплитуды структур по разрезу от C_{1II} до P_1 . Вычисления показали, что для нефтяных структур это 49,1 м, для пустых структур – только 12,9 м. По величинам S и $\frac{A}{\sqrt{S}}$ эти

расчеты выполнить нельзя, так как связи S_H с N и $\frac{A_{II}}{\sqrt{S_{II}}}$ являются

статистически незначимыми, но на качественном уровне можно отметить, что они также меняются для нефтяных и пустых структур по различным закономерностям.

Анализ, выполненный по территории Соликамской депрессии, показывает, что существование залежей углеводородов действительно зависит от A , S и $\frac{A}{\sqrt{S}}$.

Интересные данные получены по информативности морфологических параметров локальных структур по Днепровско-Донецкой впадине, согласно которым для продуктивных структур амплитуда составляет 265 м, а средняя амплитуда пустых структур равна 226 м.

Средняя интенсивность для продуктивных структур равна $15,5 \text{ м/км}^2$, а для пустых – $12,7 \text{ м/км}^2$. Еще сильнее различаются морфологические характеристики продуктивных и пустых структур в зависимости от возраста отложений. Так, для среднекаменноугольных продуктивных структур средняя амплитуда и интенсивность соответственно равны: $A = 250 \text{ м}$ и $A/\sqrt{S} = 14,4 \text{ м/км}^2$, а для пустых структур этого же возраста средняя амплитуда и интенсивность равны 120 м и $8,5 \text{ м/км}^2$. Для нижнепермских и верхнедевонских продуктивных структур $A = 640 \text{ м}$, $A/\sqrt{S} = 12,8 \text{ м/км}^2$, для пустых структур $A = 322 \text{ м}$, $A/\sqrt{S} = 8 \text{ м/км}^2$.

Информативны при прогнозе нефтегазоносности локальных поднятий морфологические характеристики и для других территорий. Например, для Западно-Сибирской НГП, по данным А.Н. Ласточкина, амплитуда продуктивных поднятий по кровле фундамента составляет 97 м, пустых – 77 м, по кровле сеномана соответственно 101 и 21 м. Структуры в пределах юрских отложений Надым-Пур-Тазовского междуречья имеют средние значения амплитуд нефтегазоносных структур в 1,5 – 2,8 раза выше, чем пустых, при высоком значении t и достаточно близких среднеквадратичных отклонениях и коэффициентах вариации. Для Амударьинской синеклизы средняя амплитуда продуктивных структур составляет 116 м, пустых – 10 м, при площадях соответственно 127 и 82 км². Для Волго-Уральской НГП средняя амплитуда нефтегазоносных структур составляет 50 м, для пустых структур – 20 м, при средних площадях структур, равных соответственно 70 и 35 км². Причем для Волго-Уральской НГП геологические запасы достаточно тесно коррелируются с площадью структур ($r = 0,83$ при количестве рассматриваемых структур, равном 603).

Для территории Пермской области средняя амплитуда структур по второму отражающему горизонту A_{II} для нефтегазоносных структур составляет $39,5 \pm 33,2$ м, при размахе значений от 7 до 169 м, пустых – $28,5 \pm 21,4$ м и изменяется от 4 до 200 м. Связь между A_{II} и $P(W_1/A_{II})$ является статистически значимой. Вышеприведенная зависимость показывает, что чем выше амплитуда, тем контрастнее выражен локальный объект, тем больше возможность ловушки аккумулировать и в дальнейшем сохранять мигрирующие массы УВ (табл. 8).

Показатель площади структуры имеет значительно меньшую информативность, чем амплитуда структур

Показатель интенсивности структур представляет отношение амплитуд поднятий к их площади. Этот показатель характеризует как возможности миграции УВ, так и условия их аккумуляции. Чем выше интенсивность структуры, тем большими возможностями аккумуляции она обладает. Интенсивность в определенной степени отражает нарушенность пород чехла на участке структуры, что влияет на вероятные масштабы миграции

УВ, обуславливая более широкое ее распространение, увеличивая этаж нефтегазоносности в разрезе. В качестве попытки разностороннего рассмотрения залежей следует рассматривать классификацию залежей углеводородов по следующим признакам: запасы, строение коллектора в ловушке, тип коллектора, тип экрана в ловушке, величина рабочих дебитов. Как показывает практика, наиболее важной, с точки зрения экономики и методики ведения поисково-разведочных работ, является классификация залежей по их **фазовому состоянию**. В табл. 9 приведен пример подобной классификации.

Т а б л и ц а 8

Оценка индивидуальной информативности

Показатель	Среднее значение, среднееквадратичное отклонение, коэффициент вариации: % – числитель, размах – знаменатель	
	Нефтегазоносные структуры	Пустые структуры
Амплитуда структуры – A_{II} , м	$\frac{39,5 \pm 33,2; 84,0}{7-169}$	$\frac{28,5 \pm 21,4; 75,1}{4-200}$
Амплитуда структуры – A_{III} , м	$\frac{40,9 \pm 40,4; 98,7}{8-150}$	$\frac{32,4 \pm 32,5; 100,3}{6-200}$
Амплитуда структуры – A_{IV} , м	$\frac{25,4 \pm 22,6; 88,9}{1-83}$	$\frac{19,6 \pm 12,1; 61,7}{1-60}$
Площадь структуры – S , км ²	$\frac{19,3 \pm 28,1; 183,6}{0,7-176}$	$\frac{9,63 \pm 15,5; 160,9}{0,5-152}$
Интенсивность поднятий A/S , м/км ²	$\frac{8,9 \pm 8,2; 92,1}{1,3-42}$	$\frac{5,4 \pm 4,4; 81,5}{0,3-22}$

Наиболее широкое распространение получила классификация залежей И.О. Брода, в которой в качестве главного признака используется тип природного резервуара. В соответствии с тремя типами природных резервуаров в ней выделяются три основные группы залежей (рис. 25):

- 1) пластовые;
- 2) массивные;
- 3) залежи, литологически ограниченные со всех сторон.

Таблица 9

Классификация и номенклатура залежей УВ
по фазовому состоянию и количественному
соотношению газа, нефти и конденсата

Предлагаемое наименование залежей (обозначение)	Основные особенности залежей
Однофазовые залежи	
Газовые (Г)	Состоят в основном из CH_4 с содержанием пентана и более тяжелых УВ не более 0,2 % объема залежи
Газоконденсатно-газовые (ГКГ)	Газовые залежи с содержанием C_5 + высш. в пределах 0,2–0,6 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата до $30 \text{ м}^3/\text{м}^3$
Газоконденсатные (ГК)	Газовые залежи с содержанием C_5 + высш. в пределах 0,6–4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата $30\text{--}250 \text{ м}^3/\text{м}^3$
Конденсатные (К)	Газовые залежи с содержанием C_5 + высш. более 4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата более $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$
Залежи переходного состояния (ЗПС)	Залежи УВ, которые по своим физическим свойствам (вязкости, плотности) в пластовых условиях близки к критическому состоянию, занимая промежуточное положение между жидкостью и газом
Нефтяные (Н)	Залежи нефти с различным содержанием растворенного газа (обычно менее $200\text{--}250 \text{ м}^3/\text{т}$)
Двухфазовые залежи	
Нефтегазовые (НГ)	Газовые залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа больше геологических запасов нефти
Газонефтяные (ГН)	Залежи нефти с газовой шапкой; геологические запасы нефти превышают запасы газа
Нефтегазо-конденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа и конденсата превышают запасы нефти
Газоконденсатно-нефтяные (ГКН)	Нефтяные залежи с газоконденсатными шапками; геологические запасы нефти превышают запасы газа и конденсата

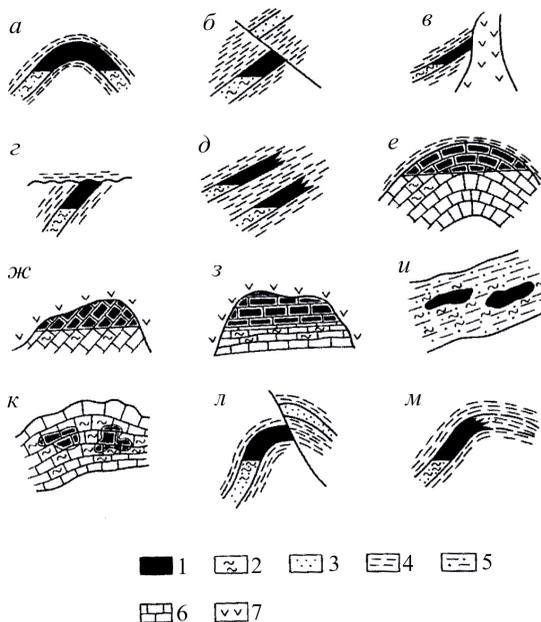


Рис. 25. Залежи нефти и газа (по И.О. Броду): **пластовые**: а – сводовая; б, в – тектонически экранированные; г – стратиграфически экранированная; д – литологически экранированная; **массивные**: е – в сводовом выступе; ж – в эрозионном выступе; з – в рифогенном выступе; **литологически ограниченные со всех сторон**: и – в песчаных линзах среди плохо проницаемых пород; к – в зонах повышенной проницаемости в известняках и доломитах; **комбинированные**: л – пластово-сводовая тектонически экранированная, м – пластово-сводовая литологически экранированная; 1 – нефть и (или) газ; 2 – вода; 3 – песчаные породы; 4 – глины; 5 – песчаные глины; 6 – известняки и доломиты; 7 – соли, гипсы, ангидриты

22. РАЗРУШЕНИЕ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Разрушение и перераспределение залежей нефти и газа практически обуславливаются теми же процессами, что и их образование.

К числу основных из них относятся тектонические, геохимические, гидродинамические и др.

1. **Тектонический фактор** проявляется в виде дифференцированных подвижек, способствующих раскрытию ловушек, разрушению их разрывными нарушениями, осложнению структуры месторождений из-за проявления соляного и глинистого диапиризма, внедрения магматических интрузий и т.д.

При восходящих тектонических движениях, когда залежи выводятся на глубины, близкие к земной поверхности, они могут быть разрушены эрозионными процессами. Характер и степень проявления тектонического фактора зависят от тектонического положения месторождений.

2. **Диффузия** приводит к образованию и расформированию залежей.

3. **Геохимические** процессы, протекающие в зоне водонепрямого или газовой контакта, также приводят к окислению и разрушению УВ и восстановлению растворенных в подземных водах сульфатов при участии сульфатредуцирующих бактерий. Сероводород, получающийся при окислении углеводов, образуется над разрушенными залежами нефти и газа скопления свободной серы. По данным А.С. Соколова, в большинстве случаев месторождения серы располагаются в разрезах выше залежей нефти и газа.

4. Причиной разрушения является **гидродинамическая активность** подземных вод, вымывающих УВ из малоамплитудных и слабовыраженных ловушек. По данным А.А. Карцева, условием для сохранения залежей от механического разрушения водой является неравенство $Q < \alpha$, где Q – угол наклона ВНК или ГНК, α – угол падения пласта на крыле ловушки (рис. 26).

5. **Процесс метаморфизма** пород оказывает разрушающее действие на породы-коллекторы. При погружении толщ на большие глубины (с увеличением P и T^0) происходит уплотнение пород, деструкция нефтей и переход их в газ (метан) и твердые вещества. При дальнейшем погружении газообразные углеводороды разлагаются на углерод и водород.

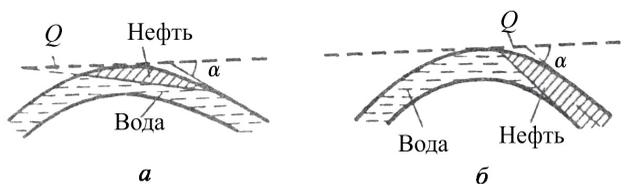


Рис. 26. Схема условий сохранения (а) и разрушения (б) нефтяной залежи при механическом действии вод в ловушке сводового типа

Результатами разрушения залежей нефти и газа являются разнообразные нефтегазобитумопроявления и залежи серы.

23. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Месторождение нефти и газа представляет собой одну или несколько залежей, приуроченных к ограниченной площади, генетически связанных между собой и обязанных происхождением общим геологическим факторам. Понятия «месторождение» и «залежь» взаимосвязаны. Как известно, различают одно- и мнгозалежные месторождения. В первом случае месторождение и залежь являются синонимами.

Месторождения различаются по фазовому и вещественному составу.

И.А. Еременко (1961) указывает, что «тектонические характеристики того или иного структурного элемента, контролирующего образование месторождения, прежде всего зависят от того, с каким крупным геоструктурным элементом земной коры связано формирование этого элемента», в связи с этим им выделяются два основных класса месторождений:

1. Месторождения платформ.
2. Месторождения складчатых областей.

Основные признаки месторождений платформ

1. Угол падения крыльев структур измеряется единицами градусов и минутами.

2. Приуроченность к пологим антиклинальным формам.
3. Широкое развитие карбонатных комплексов и связанных с ними рифовых зон.
4. Наличие зон соляного диапиризма.
5. Широкое распространение литологического и стратиграфического экранирования.
6. Обширные площади нефтегазовых и водонефтяных контактов.
7. Незначительные дизъюнктивные нарушения.
8. Ненарушенность покрышек и благоприятные условия сохранения залежей.
9. Площадь крупных поднятий до сотни квадратных километров.
10. Широкое распространение газовых залежей.

Платформенные месторождения содержат 96 % запасов нефти и 99 % газа. На платформах во всём мире (Восточно-Европейская, Северо-Американская, Африканская и другие) сосредоточено большинство гигантских месторождений.

Основные признаки месторождений складчатых областей:

1. Угол падения крыльев измеряется десятками градусов.
2. Крутые, резко выраженные структуры, крылья которых осложнены дизъюнктивными нарушениями.
3. Преимущественно терригенный разрез.
4. Небольшие по размерам тектонически экранированные и сводово-пластовые залежи.
5. Низкая герметичность покрышек, обусловленная наличием тектонических нарушений.
6. Широкое распространение нефтяных залежей.

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов выделяют следующие месторождения:

1. **Простые**, связанные с ненарушенными структурами. Продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и по разрезу. По разрезу наблюдается совпадение структурных планов продуктивных горизонтов.

2. Сложные. Продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и по разрезу, а также литологическими замещениями или тектоническими нарушениями.

3. Очень сложные. Продуктивные пласты характеризуются литолого-фациальным замещением коллекторов непроницаемыми породами, многочисленными тектоническими нарушениями, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств.

По количеству запасов нефти (млн т) и газа (млрд м³) месторождения делятся:

- на уникальные – более 300 млн т или более 500 млрд м³;
- крупные – 30–300 млн т или 30–500 млрд м³;
- средние – 10–30 млн т или 10–30 млрд м³;
- мелкие – менее 10 млн т или менее 10 млрд м³.

24. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Мировые запасы нефти по возрасту нефтесодержащих пород распределяются следующим образом:

- породы верхнего палеозоя – около 20 %;
- породы мезозоя – около 60 %;
- породы кайнозоя – около 20 %.

Месторождения палеозойских толщ. Нефтеносные бассейны, месторождения которых сосредоточены в палеозойских отложениях, располагаются главным образом в осадочном чехле древних платформ с докембрийским фундаментом, чаще на их окраинах, граничащих с фанерозойскими аккреционно-складчатými системами.

На американском континенте в осадочных породах верхнего палеозоя (девонских, каменноугольных, пермских) сосредоточено около половины запасов нефти США и Канады. В США наиболее крупными являются Пермский (штаты Техас, Нью-Мексико, Оклахома) и Западный Внутренний (штаты Оклахома,

Техас, Канзас, Айова, Небраска, Миссури) нефтегазоносные бассейны. В Пермском бассейне основные запасы нефти приурочены к пермским подсолевым отложениям, а в Западном Внутреннем – к терригенно-карбонатным породам каменноугольного и пермского возраста. В Канаде крупнейшим является Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн, где более половины запасов приурочено к рифогенным породам девона.

Крупные месторождения нефти в песчаниках девона и карбона располагаются на севере Африки, в Алжире и Ливии (Сахаро-Восточно-Средиземноморский мегабассейн).

Крупнейшее в Казахстане Тенгизское месторождение (Прикаспийский бассейн, Гурьевская область) приурочено к рифовому массиву нижнего-среднего карбона площадью 400 км². Высота залежи месторождения составляет более 1140 м.

В России в породах палеозоя месторождения нефти распространены в европейской части, где располагаются месторождения Волго-Уральского (Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское, Осинское и др.) и Тимано-Печорского (Ухтинское, Ярегское и др.) нефтеносных бассейнов. Наиболее крупные месторождения приурочены к девонским толщам и чаще – к их пашийским терригенным слоям. Часть месторождений локализована в породах каменноугольного возраста, преимущественно в тульских и бобриковских слоях, а также в породах пермского возраста.

Месторождения мезозойских толщ. Нефтяные бассейны, месторождения которых сосредоточены в горных породах мезозойского возраста, обычно расположены в осадочном чехле молодых эпигерцинских платформ, называемых также плитами (бассейны Мексиканского залива, Западно-Сибирский), а также на окраинах платформ, примыкающих к альпийским складчатым системам (бассейн Персидского залива).

Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива расположен во впадине одноименного залива на территории США, Мексики, Кубы, Гватемалы и Белиза.

Бассейн Персидского залива приурочен к восточной окраине Аравийской плиты на территории Ирака, Кувейта, Саудов-

ской Аравии, ОАЭ, Ирана, Сирии, Катара и других стран. Крупнейшие месторождения бассейна залегают преимущественно среди толщ органогенных известняков и песков верхней юры и отличаются большими запасами и высоким дебитом скважин. Так, наиболее известное газонефтяное месторождение Саудовской Аравии – Гавар – приурочено к валообразному поднятию длиной 230 и шириной 16–25 км и находится в интервале глубин 2042–2576 м. Мощность продуктивного горизонта составляет 40–45 м. Все скважины месторождения фонтанируют, начальный дебит скважин составлял от 750 до 1500 т нефти в сутки, первоначальные извлекаемые запасы нефти месторождения оценивались в 10 млрд т, а газа – в 1 трлн м³.

Крупные месторождения нефти находятся в Урало-Эмбинской области Казахстана (Прикаспийский бассейн) среди терригенных мезокайнозойских отложений солянокупольных структур.

В России в мезозойских отложениях сосредоточены крупнейшие месторождения Западно-Сибирского бассейна, в том числе Самотлорское, приуроченное к шести локальным поднятиям в южной части Тарховского вала Нижнеартовского свода. Мощность осадочного чехла в районе месторождения составляет 2700–2900 м. Семь залежей нефти располагаются в интервале глубин 1610–2230 м. Они приурочены к песчаным коллекторам порового типа нижнемеловых отложений. С мезокайнозойскими отложениями связаны также месторождения Терско-Каспийского (Терско-Дагестанского) бассейна в районе г. Грозного.

Месторождения кайнозойских толщ. Месторождения нефти, сосредоточенные в кайнозойских отложениях, тяготеют к областям альпийской складчатости. Прежде всего это крупнейшие месторождения Ирана и Ирака в Месопотамской впадине (бассейн Персидского залива), США – в Примексиканской впадине (бассейн Мексиканского залива), а также месторождения Венесуэлы (Маракаибский бассейн).

Крупные месторождения нефти находятся в Азербайджане, например Биби Эйбат (Южно-Каспийский бассейн).

Российские месторождения в кайнозойских отложениях известны на Северном Кавказе (Терско-Каспийский бассейн), в Предкавказье (Северо-Черноморский бассейн), на острове Сахалин и в его акватории (Сахалино-Охотский бассейн).

25. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗА

Мировые запасы газа по возрасту газосодержащих горных пород распределяются примерно так же, как и запасы нефти:

- отложения палеозоя – около 15 %;
- отложения мезозоя – около 75 %;
- отложения кайнозоя – около 10 %.

Месторождения палеозойских толщ. За рубежом в палеозойских отложениях сконцентрированы газовые месторождения Центрально-Европейского нефтегазоносного бассейна, расположенного на севере Европы: на шельфе и побережьях Балтийского и Северного морей. В пределах бассейна находится крупнейшее месторождение газа Западной Европы – Гронинген (Слохтерен), которое приурочено к песчаникам цехштейна (верхняя пермь) и красноцветным отложениям нижней перми в северной части Нидерландов.

В России к карбонатно-галогенным отложениям среднего карбона – нижней перми приурочены Оренбургское и Астраханское газоконденсатные месторождения Прикаспийского бассейна. Оренбургское месторождение представляет собой массивную залежь высотой до 700 м с первоначальными запасами газа порядка 1650 млрд м³, расположенную на глубине 1600–1750 м и протягивающуюся в длину на 100 км при ширине 22 км вдоль валообразного поднятия. Коллекторами являются сульфатно-карбонатные породы, а экраном – соли. Газ содержит 81,5–88,0 % метана, 3,1–5,4 % этана, 1,9–9,2 % бутана и более тяжелых углеводородных газов, 2,5–8,8 % азота, 1,3–4,5 % сероводорода и 60–75 см³/м³ конденсата.

Месторождения мезозойских толщ. За рубежом с мезокайнозойскими отложениями связаны крупные газовые месторождения Туркменистана (Газли) (Каракумский бассейн), месторождения Саудовской Аравии (бассейн Персидского залива) и др.

С мезозойскими терригенными отложениями верхнего мела связаны уникальные и крупнейшие по запасам месторождения России, расположенные на севере Тюменской области: Уренгойское, Заполярное, Ямбургское и Медвежье.

Уренгойское месторождение приурочено к структуре длиной 140 и шириной 50 км, в своде которой на глубине 1080 м залегает основной продуктивный горизонт мощностью до 218 м. На глубине 3015–3030 м расположен второй продуктивный горизонт. Абсолютный свободный дебит газа на месторождении составлял 800 тыс. м³ в сутки, газоконденсатный фактор – 200 см³/м³.

Месторождения кайнозойских отложений. Газовые месторождения, локализованные в кайнозойских отложениях, расположены в основном в тех же провинциях, что и рассмотренные выше нефтяные месторождения отложений указанного возраста.

26. ГИПОТЕЗЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Происхождение нефти и газа стали изучать еще до возникновения нефтяной промышленности. Выяснение генезиса нефти и газа имеет не только теоретическое, но и важное практическое значение.

О генезисе нефти и газа нет единого мнения. Общепринятой является теория органического происхождения нефти, но существуют гипотезы и о неорганическом генезисе нефти.

26.1. Гипотезы неорганического происхождения нефти и газа

1. **Д.И. Менделеев** в 1886 г. сформулировал **карбидную гипотезу**, которая явилась первой гипотезой неорганического происхождения.

Основные положения этой гипотезы:

а) выходы нефти на поверхность свидетельствуют о том, что место её образования расположено глубоко в мантии, а нефть совершает восходящее движение;

б) химическая реакция, обеспечивающая образование соединений углерода и водорода:



Углеводороды в газообразном состоянии поднимаются в верхние холодные зоны Земли, где конденсируются и скапливаются в трещинах, пустотах и порах, образуя залежи.

Возражения против этой гипотезы:

а) существование расплавленных масс углеродистых металлов не доказано;

б) отсутствие путей миграции для воды в толще расплавленных пород в глубине земли;

в) углеводороды, полученные в результате этой химической реакции лабораторным путём, оптически не активны, а природные нефти обладают этим свойством;

г) гипотеза не объясняет существование нефтей различного состава.

2. В.Д. Соколов в 1892 г. выдвинул **космическую гипотезу**.

Причиной возникновения этой гипотезы послужили находки углеводородов в метеоритах.

По этой гипотезе углеводороды содержались в газовой оболочке Земли в огненно-жидком состоянии. По мере остывания Земли углеводорода поглощались остывающим субстратом и, наконец, конденсировались в верхних, наиболее остывших слоях – в земной коре.

Исходя из современных представлений, Земля образовалась в результате сгущения космической **холодной газопылевой материи**. Вполне очевидно, что нефть при таких температурах сгорела бы.

3. Н.А. Кудрявцев в 1966 г. предположил **вулканическую гипотезу**.

По этой гипотезе углеводороды и их радикалы образуются в магматических глубинных очагах, где господствуют высокие давления и температуры. В результате обогащения водородом глубинного происхождения образуются более сложные углеводороды, которые мигрируют в осадочную оболочку Земли.

Необоснованность этой гипотезы доказана И.М. Губкиным:

а) отсутствует достоверный механизм реакции образования углеводородов;

б) отсутствие нефтяных скоплений в центральных частях горных сооружений, где вулканическая деятельность была наиболее активной;

в) остаётся вопрос о путях, по которым углеводороды проникают в верхние слои.

26.2. Теория органического происхождения нефти и газа

Начало целенаправленной разработки идеи об органическом происхождении нефти было положено более двухсот лет назад М.В. Ломоносовым. Большой вклад в развитие этой теории внесли И.М. Губкин, В.И. Вернадский, Н.Д. Зелинский и др.

Основные аргументы в пользу органической гипотезы

1. Все растения и животные организмы на Земле состоят из углерода и водорода, т.е. на Земле имеется обширный органический материал, вполне обеспечивающий накопление нефти и газа.

2. Во многих нефтях найдены вещества – порфирины (производные хлорофилла). Они окрашивают кровь в красный цвет, а растения – в зелёный. Присутствие в нефтях порфиринов свидетельствуют о том, что температура в этих нефтях не превышала 200 °С (выше этой температуры они начинают разрушаться).

3. Любое живое вещество содержит азот. Во всех нефтях также присутствует азот.

4. Все биологические вещества и все нефти оптически активны.

26.3. Рассеянное органическое вещество в земной коре

Все сторонники органической теории считают исходным продуктом для образования нефти рассеянное органическое вещество (РОВ). Существует несколько типов РОВ.

1. Сапропелевое РОВ – продукты распада планктона, который накапливался в морских илах в восстановительной или слабовосстановительной обстановке. Сапропелевое РОВ является исходным продуктом для образования жидких углеводородов.

2. Гумусовое РОВ – продукты распада растительных организмов без доступа кислорода. Гумусовые РОВ являются исходным продуктом для газообразных углеводородов.

3. Смешанного типа РОВ – сапропелевого-гумусового или гумусового-сапропелевого.

Накопление РОВ происходит с начала жизни на Земле, т.е. 3–3,5 млрд лет назад. Процесс преобразования РОВ в нефть и газ происходит постепенно и носит многоступенчатый характер. Стадийность процесса нефтегазообразования происходит в литосфере в следующем порядке:

1. Накопление исходного нефтематеринского рассеянного органического вещества в осадочных отложениях.

2. В ходе преобразования рассеянного органического вещества образуются нефтяные и газообразные углеводороды.

3. Перемещение нефтяных и газообразных углеводородов из нефтематеринских свит в породы-коллекторы.

4. Миграция углеводородов по пласту-коллектору.

5. Аккумуляция нефти и газа при наличии благоприятных условий (структур, литологии и др.).

6. Образование залежей нефти и газа.

7. Перераспределение и разрушение залежей нефти и газа.

27. ГЕОХИМИЯ ДИСПЕРСНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ В СТРАТИСФЕРЕ

Органические вещества (ОВ) присутствуют во всех осадочных образованиях: от только что отложившихся осадков до древних, высоко метаморфизированных сланцев.

Органические компоненты делят:

– на сингенетические, отложившиеся вместе с вмещающими слоями;

– эпигенетические, проникшие в эти слои извне после их образования.

Различают органические вещества:

– автохтонные т.е. вещества, находящиеся в первичном залегании;

– аллохтонные т.е., переместившиеся из места своего первоначального нахождения. Среди них могут быть как сингенетические, так и эпигенетические.

Нефти и их производные относятся к аллохтонным образованиям. Органические вещества в осадочных образованиях находятся как в дисперсной (рассеянной), так и в концентрированной формах, между которыми есть переходы. Дисперсное органическое вещество содержится почти во всех осадочных породах. Концентрированные формы **автохтонного** органического вещества представлены углями и горючими сланцами, **аллохтонного** – залежами нефтей и скоплениями продуктов превращения последних (асфальтами и др.).

Угли и другие концентрированные формы автохтонных органических веществ представляют значительный интерес для геохимии нефти, тем более что между концентрированной и дисперсной формами имеются переходы.

Дисперсные автохтонные и аллохтонные органические компоненты пород, возникающие в результате дифференциации сингенетического органического вещества на неподвижную и подвижную части и эмиграции второй; они-то и образуют связующее звено между сингенетичным осадочным веществом и нефтью.

27.1. Количественное распределение органического вещества в стратифере

Общая масса органических веществ в осадочных отложениях по различным оценкам составляет $n10^{15}$ – $n10^{16}т$. Подавляющая часть этой массы представлена дисперсным органическим веществом, в основном сингенетичным и автохтонным.

Средние содержания органического углерода для различных типов пород, по Н.Б. Вассоевичу (1973), составляет (%):

- для глинистых пород – 0,9;
- для песчаных – 0,2;
- для алевритовых – 0,45.

В целом устанавливается следующая зависимость: содержание органического вещества в осадочных породах падает по мере уменьшения в них количества глинистых частиц и увеличения как песчано-алевритового, так и карбонатного материала.

Состав дисперсных органических веществ в стратифере

Дисперсные органические вещества присутствуют в осадочных образованиях в виде микропрослоев, линзочек, вкраплений, детрита, прожилок и т.п. Состав дисперсных органических веществ изучается путём разделения их на следующие фракции:

1. Битумоиды, растворимые в нейтральных органических растворителях.

2. Гуминовые кислоты, извлекаемые после кислотной обработки водной щёлочью.

3. Нерастворимое остаточное вещество.

Рассмотрим более подробно каждую фракцию.

27.2. Битумоиды

Битумоидами называют части органического вещества, извлекаемые нейтральными органическими растворителями.

В число растворителей, извлекающих битумоиды, входят петролейный эфир, бензол, хлороформ, ацетон, этиловый эфир, спиртобензол, четырёххлористый углерод, сероуглерод и др.

Для того чтобы вещество относилось к битумоидам, достаточно его растворимости в какой-либо одной из этих жидкостей.

Битумоиды, извлекаемые одним растворителем, количественно и качественно отличаются от битумоидов, извлекаемых другими растворителями. Кроме того, имеет значение температура, при которой проводится экстракция: результаты экстракции при температуре кипения растворителя могут значительно отличаться от результатов экстракции на холоде.

Формы нахождения битумоидов в органическом веществе могут быть различны:

1. Битумоиды могут составлять всю массу органического вещества. Этот случай будет иметь место при наличии в породе только аллохтонного органического вещества – битумоида миграционного происхождения.

2. Битумоиды составляют долю органического вещества и способны образовывать внутри него пространственно обособленную часть. Чаще всего такие соотношения соответствуют зачаточной форме аллохтонного сингенетического (паравтохтонного) битумоида.

3. Битумоиды могут быть тонко диспергированы среди остальной органической массы. Типичный случай нахождения сингенетических автохтонных битумоидов.

4. Возможно выделение растворителем из сложной системы полимер-гомологов, образующей всю органическую массу, отдельных звеньев, которые и составляют битумоиды.

Таким образом, природные формы битумоидов органического вещества сложны и разнообразны. Н.Б. Вассович сформулировал некоторые закономерности:

1. Выход битумоидов из пород увеличивается с повышением содержания в породе ОВ.

2. Битумоидный коэффициент уменьшается с увеличением содержания в породе ОВ, тонких глинистых фракций и карбонатного материала.

Эти указанные закономерности связаны с процессами седиментации.

Чем интенсивнее седиментация, тем больше принос обломочного материала и, следовательно, терригенного органического вещества, бедного битумоидной фракцией. Битумоиды, возникающие за счёт преимущественно морского биоса, ассоциируются со спокойным медленным накоплением карбонатных и тонкодисперсных глинистых осадков.

Характеристика качества битумоидов проводится путём разделения их на фракции.

Выделяются следующие главные фракции битумоидов:

1. Масла – фракция битумоидов, растворимая в петролейном эфире и не адсорбируемая силикагелем. Состоят в основной части из углеводородов, содержат нейтральные органические соединения и жирные кислоты.

2. Смолы – часть битумоидов, растворимая в петролейном эфире и адсорбируемая силикагелем. Состоят в основном из соединений, содержащих, кроме углерода и водорода, кислород, серу и азот. Молекулярная масса варьируется от 600 до 2000.

3. Асфальтены – часть битумоидов, нерастворимая в петролейном эфире, но растворяющаяся в хлороформе. По составу асфальтены сходны со смолами, но отличаются от них большей молекулярной массой. Молекулярная масса асфальтенов изменяется от 1500 до 10 000.

4. Карбены – часть битумоидов, растворимая только в сероуглероде. Состоят из наиболее высокомолекулярных соединений.

В ряду **масла – смолы – асфальтены – карбены** увеличиваются молекулярная масса и величина С/Н. Химическая природа этих компонентов до конца не изучена. Установлено, что чем тяжелее нефть, тем больше она содержит смол и асфальтенов.

Большой интерес представляет диагностика автохтонных, паравтохтонных и аллохтонных битумоидов в породах. Дисперсные битумоиды миграционного происхождения (паравтохтонные и аллохтонные) можно рассматривать как следы процессов нефтеобразования, миграции нефти, а также разрушения нефтяных залежей. Следует различать битумоиды:

1. *Сингенетические* вмещающим отложениям – результат первичной миграции (паравтохтонные); это представляет собой недоразвившуюся нефть («микронепфть», «микропротонепфть»). **Микронепфть, или микропротонепфть**, – это ещё не настоящая нефть со всеми своими особенностями, а вещество, из которого нефть впоследствии образуется. Вместе с тем она уже обладает основным свойством, отличающим нефть от других природных органических тел, – подвижностью.

2. *Эпигенетические*, проникшие в данные породы из других пластов.

Дисперсные углеводороды

Содержание углеводородов в битумоидах варьируется в среднем от 30 до 45 %, а во всём органическом веществе – от 1 до 5 %.

В общем содержание углеводородов в отложениях тем больше, чем они богаче органическим веществом в целом и чем выше выход битумоидной фракции.

27.3. Гуминовые кислоты

В составе этой фракции органических веществ осадков и пород могут быть компоненты, образующиеся сразу после распада исходных биогенных продуктов. Сюда же входят компоненты, возникающие в результате вторичного окисления органического вещества при выветривании пород.

27.4. Нерастворимое остаточное вещество

Изучение этой фракции затруднено её основным свойством – нерастворимостью. Нерастворимое органическое вещество может быть выделено из породы плавиковой кислотой, которая разрушает всю минеральную часть и практически не действует на ОВ.

27.5. Стадии преобразования рассеянного органического вещества

Процесс образования и изменения осадочных пород называется литогенезом. Литогенез делится на несколько этапов.

1. **Седиментогенез** – накопление, перемещение и окончательное осаждение органических компонентов.

2. **Диагенез** – превращение осадка в осадочную породу.

3. **Эпигенез** – изменение осадочных пород в процессе погружения до их превращения в метаморфическую горную породу.

4. **Катагенез** – процессы изменения отдельных составных частей осадочной горной породы (минералов, флюидов) при её эпигенезе.

5. **Гипергенез** – это разрушение горных пород при поднятии.

Отметим, что накопление и преобразование органического вещества тесно связано со всеми этапами изменения осадка, горной породы и находящегося в них ОВ. Согласно определению академика Н.М. Страхова, диагенез – совокупность природных процессов преобразования рыхлых осадков в породу или процессы физико-химического уравнивания первичных компонентов осадка в термодинамических условиях поверхности Земли. В данном осадке обычно выделяют 4 составляющих: минеральная часть, костное органическое вещество (остатки отмерших животных и растений), поровые виды и живые организмы бентоса. Наиболее широко здесь распространены микроорганизмы.

Отметим, что деятельность микроорганизмов определяет все процессы, протекающие в диагенезе, поэтому в целом диагенез – это биогенная стадия преобразования осадка. Н.М. Стразов выделил 4 этапа диагенеза. На *первом* этапе в верхнем слое осадка, находящемся в окислительной или нейтральной обстановке (толщина слоя – 10–50 см), образуются железно-марганцовые конкреции, фосфориты. Продолжительность этапа – от нескольких дней до тысячелетий. *Второй* этап протекает в современных осадках до глубин 10 м и характеризуется восстановлением сульфатов, Fe и Mn. На *третьем* этапе, вероятно, наблюдается прекращение бактериальной деятельности. На *четвертом* этапе происходит превращение рыхлого осадка в крепкую компактную породу (литификация), отжим поровых вод протекает до глубин 300 м. Происходит дегидратация водных минералов и частичная перекристаллизация глин.

В жизни ОВ в диагенезе выделяются три стадии биохимического разложения и формирования керогена. Биохимическое разложение ОВ начинается сразу после отмирания организмов и наиболее интенсивно протекает в поверхностном слое осадка. Белки и углеводы подвергались расщеплению в водной толще. В результате в осадках присутствуют аминокислоты и сахара, содержание их в основном до 10 % и быстро сокращается с глубиной. В ничтожных количествах аминокислоты и сахара встречаются и в древних породах.

Характерной особенностью распределения микроорганизмов в осадках является резкое уменьшение их с глубиной, что видно из табл. 10.

Таблица 10

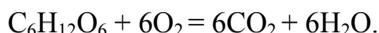
Концентрации бактерий в современных осадках залива Сан-Диего (Калифорния)

Глубина, см	Анаэробные бактерии на 1 т осадка	Аэробные бактерии на 1 т осадка	Отношение анаэробных бактерий к аэробным
0–3	1 160 000	74 000 000	63,79
4–6	14 000	314 000	22,40
14–16	8 900	56 000	6,29
24–26	3 100	10 400	3,35
44–46	5 700	28 100	4,92
66–68	2 300	4 200	1 82

Также из табл. 10 видно, что наблюдается резкое преобладание анаэробов над аэробами, которое также уменьшается с глубиной, практически по логарифмической закономерности. Отметим, что количество анаэробов и аэробов сильно коррелирует друг с другом.

Процесс разложения ОВ протекает по-разному в зависимости от окислительно-восстановительных условий в осадке, которое зависит от прямого доступа кислорода и деятельности микрофлоры.

В окислительной обстановке разрушение ОВ описывается следующим схематическим уравнением:



Бактерии, используя кислород, окисляют ОВ до CO_2 и воды. В условиях продолжающегося доступа кислорода ОВ может израсходоваться полностью. Это видно на примере хорошо аэрируемых пилево-глинистых осадков, в которых практически отсутствует $C_{орг}$.

Если кислород отсутствует, устанавливается восстановительная обстановка, которая может возникнуть в тонкозернистых осадках: глинах, алевролитах, тонких карбонатных илах, благодаря тому, что поровое пространство становится замкнутым и поровые воды разобщаются с покрывающей морской и озерной водой и содержат больше ОВ.

Высокая биопродуктивность ОВ способствует появлению обстановок, характеризующихся дефицитом кислорода, при этом скорость деструкции ОВ резко снижается, разрушение ОВ идет за счет анаэробных гетеротрофных бактерий, в осадке создаются восстановительные условия. Процессы разложения ОВ интенсивны, когда до полного сгорания существуют окислительные условия диагенеза.

В анаэробном разрушении ОВ выделяются две стадии. На первой стадии (гетеротрофия) первичные анаэробы (группа анаэробных бактерий) подвергают воздействию ОВ (белки, липиды, полисахариды) с образованием низших жирных кислот, спиртов, альдегидов, кетонов, CO_2 , H_2O . На второй стадии действуют сульфатредуцирующие и метанобразующие бактерии. Они потребляют низкомолекулярные простые вещества (кислоты, спирты, альдегиды, кетоны и др.).

Биохимическая трансформация ОВ сопровождается интенсивным газообразованием. По расчетам В.А. Успенского, более 25 % ОВ осадков теряется в виде газа. В приповерхностных осадках образуются CO_2 , H_2 , H_2S , CH_4 , NH_3 и N_2 . Главный компонент свободных газов – CH_4 .

По данным Г.А. Заварзина, микробный метан образуется в огромных масштабах ($2,7 \cdot 10^{14}$). По данным Г.А. Могилевского, биохимическое метанообразование может происходить на глубинах до 1–2 км, могут образовываться залежи сухого газа. Скопления биохимического метана, находящегося в водно-растворенном состоянии, разрабатываются в Японии. Значительная часть биохимического газа осадков переходит в гидратное состояние.

Во многих осадках помимо CH_4 обнаружены его гомологи (C_2 – C_5), также биохимического происхождения.

В процессе преобразования ОВ в диагенезе происходит генерация некоторого количества жидких УВ – микронепти. Доля диагенетических тяжелых УВ в общем количестве УВ, образующихся за всю лигенетическую историю ОВ, в целом невелика. Диагенетический этап преобразования ОВ определяет ход дальнейших преобразований и в конечном счете определяет его нефтематеринский потенциал. Для ОВ все генетические фации являются окислительными. Увеличение интенсивности биохимического окисления ОВ приводит к сокращению $C_{\text{орг}}$ в осадке, уменьшению количества липоидных композитов в керогене, снижению битумоидной фракции и ухудшению начального нефтематеринского потенциала ОВ. К началу катагенеза в ОВ в малых количествах присутствуют УВ двух генераций:

- унаследованные от живого вещества;
- новообразованные в диагенезе.

В диагенезе формируется нерастворимая часть ОВ – кероген, основной поставщик УВ в катагенезе.

27.6. Закономерности изменения органического вещества в катагенезе

Катагенез – направленный по действию комплекс постдиагенетических процессов, протекающих в осадочных породах вплоть до превращения в метаморфические. Катагенетические изменения пород и заключенных в них ОВ обусловлены в ос-

новном действии температур (t) и давлений (p). В то же время катагенетические изменения зависят от длительности воздействия этих факторов, а конкретные значения t и p , их изменения зависят от геологических особенностей развития территории.

Главный источник тепла в недрах – эндогенное тепло Земли. Характер распределения температур в недрах зависит как от величины теплового потока, так и от теплофизических свойств различных типов пород, тектонического развития, мощности земной коры, динамики подземных вод, геохимической обстановки, магматической активности, наличия вечной мерзлоты и др.

Вопрос о роли геологического времени в катагенетических процессах наиболее полно исследовался Н.В. Лопатиным. При этом последние исследования показали, что связь степени катагенеза и времени воздействия температуры проявляется, но не является прямой.

Обычно влияние литологического состава изучается в ряду уголь–аргиллит–песчаник, здесь наблюдается уменьшение катагенной превращенности. Казалось бы, такой порядок превращенности и должен быть, поскольку геотермический градиент обратно пропорционален теплопроводности пород. Наибольшей теплопроводностью обладают соли, затем – песчаники, наименьшей – угли. Однако в природе очень редко встречаются мощные разрезы одного литологического состава, поэтому четкого влияния литологического состава на зональность РОВ не наблюдается.

Первые критерии интенсивности катагенеза (метаморфизма) были разработаны для углей и в дальнейшем были связаны с оптическими свойствами углистых включений: отражательная способность витринита в воздухе – R^A или в масле – R^O . В табл. 11 приведены данные по маркам угля, R^O и палеотемпературам.

В 1967 г. шкала катагенеза была скорректирована Вассоевичем, Коноховым, Лопатиным. Для наименования ранней, средней и поздней подстадий катагенеза использовались – прото, мезо и апо – ПК₁, ПК₂, ПК₃ (прото), МК₁, МК₂, МК₃, МК₄, МК₅ (мезо), АК₁, АК₂, АК₃, АК₄ (апо). Число градаций в каждой под-

стадии определялось средним числом классов гумусовых углей, выделяемых по степени их метаморфизма, а также по выявленным изменениям свойств – естественным переломам (скачкам углефикации).

Т а б л и ц а 11

Марки угля по палеотемпературам

Марка угля	ОС витринита, $10R^o$	Палеотемпература
Б	71	95
Д	72–77	100–130
Г	78–84	135–165
Ж	85–95	170–205
К–ОС	96–110	210–230
Т	до 115	230–250
ПА–А	более 115	более 250

Для установления степени преобразованности РОВ используют два метода: оптический и геохимический. Наиболее точным и подлинным является определение ОС витринита углисто-го детрита. Отметим, что с изменением преобразованности РОВ изменяется окраска керогена (НОВ) в проходящем свете.

28. ПОНЯТИЕ О НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Зарождение нефти происходит в так называемых **нефтематеринских толщах** (НМТ). Нефтематеринские толщи – это карбонатно-глинистые породы, обогащённые рассеянным органическим веществом (РОВ), которые накапливались в областях длительного прогибания в слабовосстановительных или восстановительных условиях.

Не всегда отложения, содержащие органические вещества, реализуют свои возможности генерировать нефть и газ. Поэтому различают нефтематеринские толщи **потенциальные** и **производящие**.

Дискуссионным является вопрос о том, на какой стадии литогенеза потенциально нефтематеринские толщи становятся нефтегенерирующими. Учёные считают, что именно в процессе катагенеза и происходит преобразование рассеянного органического вещества в нефть. Это происходит не равномерно, а с четко выраженными максимумами, которые называют **главной фазой нефтеобразования** и **главной фазой газообразования** (термокаталитические процессы) (рис. 27).

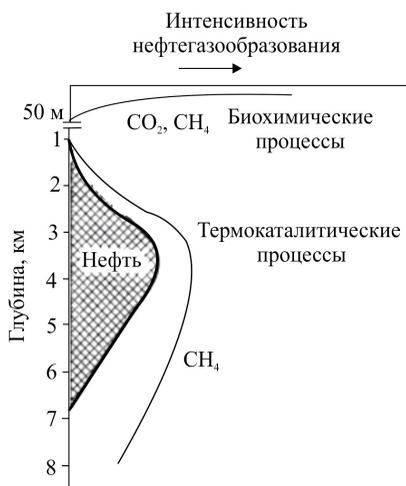


Рис. 27. Интенсивность нефтегазообразования в осадочных породах

Установлено, что процесс преобразования РОВ пород идет неравномерно по разрезу. Академик И.М. Губкин наметил основные этапы нефтеобразования: «Вслед за относительно кратковременным периодом биохимических процессов переработки ОВ наступает неизмеримо более длительный геохимический период регионального метаморфизма, протекающего синхронно с метаморфизмом окружающих пород».

Основными факторами в этом метаморфизме являются:

- 1) давление вышележащих масс и жидкостей, газов; 2) темпера-

тура. Впервые вертикальная зональность нефтеобразования была установлена профессором В.А. Соколовым. Он показал, что физико-химические условия, определяющие интенсивность и направленность процессов образования газа и нефти, изменяются по разрезу осадочных пород (см. рис. 26).

В верхней части разреза В.А. Соколов выделил биохимическую зону, где наиболее интенсивно идут биохимические процессы. По мере погружения биохимическая зона переходит в термокаталитическую через некоторую переходную зону, где биохимические процессы затухают, а термокаталитические процессы развиваются ещё очень медленно. Здесь находится минимум интенсивности нефтеобразования. Термокаталитическая зона (основной производитель нефти) охватывает всю часть разреза глубже 1 км и подразделяется на верхнюю и нижнюю (или метановую) подзоны. Глубина этих зон, постепенно переходящих одна в другую, во многом определяется геотермическим градиентом, исходным органическим веществом. Наиболее активно биохимические процессы идут в верхних слоях отложений. Бактерии и их ферменты перерабатывают здесь все вещества, на которые они способны воздействовать. Остаются лишь те органические соединения, которые бактериями не усваиваются. По мере погружения и перехода в термокаталитическую зону осадочных пород развиваются и с постоянно растущей скоростью идут химические процессы преобразования РОВ с продуцированием углеводородных и других газов. На разных частях термокаталитической зоны характер реакций и масштабы образования УВ неодинаковы в связи с изменением температуры (t) и давления (P) по разрезу. С увеличением t и P происходит более полный распад углистых и других ОБ, а также УВ и гетероциклических соединений нефти. Накапливаются С, СН₄ и наиболее устойчивые полициклические соединения.

Профессор Н.Б. Вассоевич предложил несколько отличающуюся схему зональности процессов нефтеобразования: в зоне катагенеза по мере погружения вначале формируются скопления газа, затем нефти, а в позднем катагенезе – газоконденсата.

В 1967 г. Н.Б. Вассоевичем было обосновано понятие о главной фазе нефтеобразования – этапе в геологической истории погружающейся осадочной толщи, находящейся в условиях t и P , при которых происходит наиболее интенсивное новообразование битумоидов, в том числе УВ.

Главная фаза нефтеобразования (ГФН) происходит на стадии среднего катагенеза, где наблюдаются следующие особенности:

1. Повышается значение битумоидного коэффициента (β) при $t > 60\text{--}80$ °С.

2. Наблюдается рост содержания высококипящих жидких УВ в составе РОВ.

3. Наблюдается появление жидких низкокипящих УВ в составе РОВ ($C_5\text{--}C_8$).

4. Происходят изменения в составе высших парафинов: исчезает разница в количестве нечетных и четных атомов С в молекуле в диапазоне $C_{23}\text{--}C_{34}$. Данный показатель Дж. Купер называет коэффициентом нечетности и понимает под ним отношение суммы парафинов в данном интервале к соответствующей сумме с четным числом атомов С ($C_{24}\text{--}C_{34}$). Для современных осадков данные отношения находятся в пределах от 3 до 8, для древних пород – от 1,1 до 2, для нефтей – близко к 1.

5. Наблюдается рост содержания тяжелых углеводородных газов в составе свободных и водорастворённых газов.

Главная фаза нефтеобразования для РОВ сапролевого типа находится на стадии метаморфизма – МК, для гумусового – на стадии МК₂₋₃, что связано с алифатическими структурами для сапролевого типа РОВ и полициклическими структурами – для гумусового РОВ.

Рассмотрим пример использования геохимических показателей для оценки перспектив нефтегазоносности по территории Соликамской депрессии (СолД). Данный тектонический элемент в настоящее время является наиболее перспективным на территории для прироста ресурсов и запасов во вновь открываемых или вводимых в разработку месторождений. В качестве примера

для оценки перспектив нефтегазоносности были привлечены и проанализированы геологические и геохимические параметры по 90 локальным объектам. Представленные геологические параметры – суммарные мощности (m , м) нефтесодержащих пластов (горизонтов), где находятся промышленные залежи углеводородов, – описывают установленную промышленную нефтегазоносность разреза. Геохимические параметры учитывают генерационный потенциал нефтематеринских толщ. Среди них были учтены: содержание в породе рассеянного органического вещества (РОВ, %), содержание органического углерода ($C_{орг}$, %) в РОВ, концентрации хлороформенных битумоидов ($B_{хл}$, %), битумоидный коэффициент (β). Условия накопления и преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) изучены по отложениям: франского – D_3fr , фаменского – D_3fm , турнейского – C_1t и визейского – C_1v ярусов, а также окско-башкирского комплекса – C_2o-b и московского яруса – C_2m . Выполнен статистический анализ по следующим характеристикам: мощность отложений m , м; количество в породе рассеянного органического вещества ОВ, %; содержание органического углерода $C_{орг}$, %; концентрация хлороформенных битумов $B_{хл}$, %, и величина битумоидного коэффициента β , %. Статистические характеристики органического вещества приведены в табл. 12.

Прежде всего, отметим, что отложения франского яруса на данной территории накапливались в условиях относительно глубоководных фаций, благоприятных для формирования доманиковых отложений и их небитумоидных аналогов с высоким содержанием органического вещества. Из табл. 11 видно, что среднее значение РОВ в породе равно 0,71 %, при максимальных значениях до 1,45 %, которые характерны для северо-востока и востока СД. Содержание органического углерода в составе РОВ пород франского яруса в среднем составляет 0,53 %. Битуминозность (содержание в РОВ хлороформенных битумоидов) пород франского века повышенная, при среднем значении, равном 0,15 %. Это все указывает на то, что РОВ франской толщи подвергнулось существенному изменению

с образованием углеводородов (УВ) нефтяного ряда. Среднее значение битумоидного коэффициента составляет 22 %, что свидетельствует о присутствии в данной толще значительного количества миграционных битумоидов. Породы франской толщи по классификации К.Ф. Родионовой можно отнести к «очень хорошим» и «благоприятным» материнским, за исключением крайних северо-западных районов.

Таблица 12

Статистические характеристики
геолого-геохимических показателей

	<i>m</i> , м	<i>C</i> _{ОРГ} , %	ОВ, %	Бхл, %	β, %
<i>D_{3fr}</i>	<u>157,40±100,91</u>	<u>0,53±0,39</u>	<u>0,71±0,53</u>	<u>0,15±0,11</u>	<u>21,78±11,35</u>
	101,0–335,0	0,09–1,09	0,13–1,45	0,02–0,31	9,77–40,47
<i>D_{3fm}</i>	<u>167,0±51,49</u>	<u>2,14±1,81</u>	<u>2,88±2,44</u>	<u>0,23±0,25</u>	<u>12,48±8,35</u>
	100,0–239,0	0,01–4,06	0,02–5,41	0,05–0,63	1,60–25,00
<i>C_{1t}</i>	<u>26,6±22,14</u>	<u>3,01±3,18</u>	<u>4,01±4,24</u>	<u>0,18±0,20</u>	<u>10,87±5,67</u>
	0,0–55,0	0,17–5,77	0,23–7,69	0,04–0,47	6,10–17,30
<i>C_{1v}</i>	<u>51,0±30,60</u>	<u>1,20±1,13</u>	<u>1,61±1,51</u>	<u>0,04±0,05</u>	<u>3,60±5,99</u>
	23,0–88,0	0,06–2,48	0,10–3,31	0,01–0,12	0,60–14,32
<i>C_{2o-b}</i>	<u>301,80±47,57</u>	<u>0,34±0,28</u>	<u>0,59±0,59</u>	<u>0,07±0,11</u>	<u>2,87±1,83</u>
	252,0–358,0	0,07–0,69	0,09–1,46	0,0003–0,26	0,80–4,50
<i>C_{2m}</i>	<u>205,40±32,65</u>	<u>0,18±0,11</u>	<u>0,25±0,14</u>	<u>0,02±0,02</u>	<u>4,16±6,96</u>
	169,0–236,0	0,08–0,36	0,11–0,48	0,001–0,05	0,30–16,53

Примечание: * в числителе – среднее значение параметра и стандартное отклонение, в знаменателе – размах значений

В фаменское время осадки продолжали накапливаться в относительно глубоководной обстановке с повышенным содержанием ОВ. Для фаменской толщи среднее значение РОВ составляет 2,88 %, а *C*_{ОРГ} – 2,14 % (см. табл. 12). Битуминозность пород фаменского яруса характеризуется высокими концентрациями нейтрального битума, в среднем 0,23 %. Среднее значение β для данных отложений < 12,5 %. Степень преобразованности РОВ в данной толще относительно невысока.

На исследуемой территории выделяются области развития нефтематеринских толщ как с «очень хорошими», так и с «бла-

гоприятными» условиями нефтегенерации. В целом степень преобразованности РОВ фаменской толщи несколько меньше, чем РОВ франского возраста. В турнейское время площадь распространения отложений значительно сократилась, а мощность не превысила 55 м. Претерпели изменения и литолого-фациальные условия накопления осадков, что выразилось в преобладающем развитии относительно глубоководных фациальных обстановок. Отметим, что отдельные участки территории СД были заняты зонами мелководных фаций. Среднее содержание РОВ в породах турнейского возраста высокое и составляет 4,01 % (см. табл. 11). Фоновая битуминозность пород турнейского яруса достаточно высокая и близка аналогичному показателю для франского яруса (0,18 %). Такое содержание битумоидов ($> 0,1$ %) говорит о высокой степени восстановленности битумоидов и их нефтяном характере. Степень преобразованности ОВ в этой толще свидетельствует о существовании достаточно благоприятных условий для преобразования УВ нефтяного ряда.

Все вышеизложенное показывает, что в турнейское время, вследствие существенного обмеления бассейна и сокращения областей глубоководного и мелководного шельфов, геохимические условия накопления осадков были хуже, чем для нижележащих отложений. По классификации К.Ф. Родионовой, толщи турнейского яруса на территории их присутствия можно отнести к разряду «благоприятных».

В течение визейского века для территории Соликамской депрессии было характерным развитие нормально-морских мелководных обстановок. Породы визейского яруса характеризуются повышенным содержанием РОВ, среднее значение которого составляет 1,61 %, при концентрации $C_{ОРГ}$ 1,2 % (см. табл. 11).

Отложения визейского яруса характеризуются относительно высокой фоновой битуминозностью (среднее значение составляет 0,04 %), обусловленной повышенным содержанием органического вещества. В разрезах СД преобладают битумоиды с высокой степенью восстановленности, часто нефтяного харак-

тера. Несмотря на высокое содержание РОВ в данных отложениях, среднее значение β составляет 3,6 %.

В целом визейским отложениям свойственны повышенные концентрации гумусового ОБ. Процессы генерации УВ из сингенетичного ОБ происходили в данной толще, поэтому ее можно отнести к категории «благоприятных» для нефтеобразования. Отложения окско-башкирского комплекса распространены по исследуемой территории повсеместно. Средние концентрации РОВ ($C_{ОРГ}$) в отложениях данного комплекса составляют 0,59 % и 0,34 % соответственно. Фоновая битуминозность пород окско-башкирского комплекса невысока – 0,07 %. Величина битумоидного коэффициента имеет среднее значение 2,87 %.

Все это указывает на то, что окско-башкирскую нефтематеринскую толщу можно охарактеризовать как «бедную» с точки зрения потенциальной возможности для нефтеобразования.

Палеоструктурный план московского века на исследуемой территории в основном унаследовал черты башкирского времени. На основной части территории СД существовали условия мелководно-морских фаций. Среднее содержание органического вещества в отложениях московского яруса составляет 0,25 % (см. табл. 11). Концентрация нейтральных битумов (наиболее миграционно способных и преобразованных частей ОБ) составляет только 0,02 %. Степень преобразованности РОВ в отложениях московского яруса высокая, что свидетельствует о значительной доле нейтральных (более подвижных и преобразованных) битумов в составе ОБ. Среднее значение β составляет 4,16 %. Толща московского возраста оценивается в основном как «бедная» в отношении нефтепроизводящего потенциала.

Проведенный статистический анализ геолого-геохимических данных показывает, что геохимические обстановки осадконакопления на протяжении рассматриваемого периода геологического времени оставались благоприятными для процессов образования УВ нефтяного ряда. Степень преобразованности РОВ уменьшается вверх по разрезу от франских до московских отложений, что свидетельствует о более широком развитии про-

цессов преобразования ОВ в нижних толщах. Наибольшее количество нефтяных эпибитумоидов установлено в породах франского и фаменского ярусов. Таким образом, рассматриваемые толщи обладают различными потенциальными возможностями процессов преобразования РОВ. Интенсивным и наиболее широким развитием процессов преобразования РОВ характеризуются франские и фаменские толщи. Для толщ турнейского и визейского ярусов отмечается снижение интенсивности преобразования РОВ. Башкирская и московская толщи пород характеризуются еще более ограниченными масштабами преобразования РОВ.

Поскольку только франско-фаменско-турнейская толща является наиболее перспективной в отношении реализации своего углеводородного потенциала на территории СолД, для дальнейшего анализа была привлечена только она. В качестве дополнительных геохимических параметров были использованы также концентрации петролейных битумов – $B_{ПЭ}$, %, концентрации спиртобензольных битумов – B , %, а также их отношения. Для выяснения информативности рассматриваемых геохимических показателей по площадям, где открыты залежи нефти (первый класс), и по площадям, где глубокое бурение проведено, но залежи нефти не открыты (второй класс), вычислены средние значения, среднеквадратичные отклонения и с помощью критерия t выполнена оценка степени их влияния на нефтегазоносность. Будем считать, что чем больше по критерию t разделяются средние значения, тем более сильно они контролируют нефтегазоносность структур.

Выполненный анализ значений t и p показал, что характеристики $S_{ОРГ}$, ОВ, $B_{ХЛ}$, $B_{СБ}$ являются информативными, так как средние значения вероятностей в 1-м и 2-м классах статистически различаются. По $B_{ПЭ}$, $B_{ХЛ}/B_{СБ}$, β значение $p > 0,05$.

Приведенный пример показывает, что геохимические показатели контролируют нефтегазоносность разреза Соликамской депрессии.

29. МИГРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Нефть и газ в начальной стадии своего образования находятся в рассеянном состоянии в глинистых и карбонатных породах. В процессе диагенеза и катагенеза вода из уплотняющихся пород отжимается, захватывая с собой нефть и газ. Рассеянные в породах нефть и газ находятся в этой воде во взвешенном состоянии в виде микроскопических частиц или растворены в ней. Далее для последующего движения нефти и газа необходимо действие внешних геологических сил.

Миграция нефти и газа – перемещение нефти и газа в земной коре в различном агрегатном состоянии. Основными факторами миграции нефти и газа являются сила тяжести, градиенты давления, температура и концентрация углеводородов.

Роль и сила воздействия перечисленных факторов определяется конкретными свойствами геологического пространства и длительности их воздействия. Различают первичную и вторичную миграции.

Первичная миграция – это процесс перемещения углеводородов из нефтематеринских толщ в породы-коллекторы.

Вторичная миграция – это внутри- и межформационное перемещение углеводородов по породам-коллекторам: разрывным нарушениям, трещинам, поверхностям стратиграфического несогласия и т.д. (рис. 28).

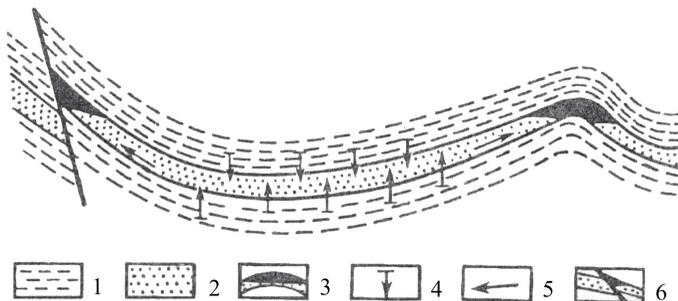


Рис. 28. Схема формирования скоплений нефти и газа: 1 – глинистые породы; 2 – коллектор; 3 – залежь нефти; направление миграции углеводородов: 4 – первичной, 5 – вторичной; 6 – тектонический экран

Углеводороды могут перемещаться:

- 1) вместе с водой в водорастворенном состоянии;
- 2) в фазово-обособленном, свободном состоянии путем диффузии;
- 3) в состоянии газоконденсатных растворов.

29.1. Факторы первичной миграции

Современное представление о факторах первичной миграции и состоянии мигрирующих углеводородов:

1. Образовавшиеся в стадию диагенеза углеводороды выжимаются вместе с водой из осадков при их уплотнении. С погружением пород углеводороды все более нагреваются. Повышение температуры обуславливает увеличение объема нефти и газа и тем самым способствует их перемещению.

2. Движение углеводородов может активизироваться в результате увеличения давления вследствие образования больших объемов новых веществ. При погружении пород на большие глубины усиливается генерация газа, и первичная нефть выносятся ими из материнских пород в виде газового раствора. Эмиграция нефтяных углеводородов в виде газового раствора доказана экспериментально.

3. Явление диффузии (переноса) – реальный фактор первичной миграции. Под диффузией подразумевается взаимное проникновение молекул одного вещества в другое вследствие разности концентрации и стремления выравнять их.

29.2. Факторы вторичной миграции

1. Гравитационный фактор. Благодаря гравитационному фактору возможно накопление нефти и газа в ловушках.

2. Гидравлический фактор – активная гидродинамическая обстановка, которая возникает при движении подземных вод, не только облегчая всплывание нефти и газа, но и способствуя перемещению УВ.

Поскольку главный фактор миграции – это сила тяжести, то в основном миграция является восходящей, т.е. **субвертикальной**. При надежной изоляции покрывки миграция происходит по проницаемым породам. Такой характер миграции называют **сублатеральный (боковой)**. Обычно миграция носит смешанный характер, когда зоны латеральной и вертикальной миграции чередуются. Для газа, способного перемещаться по менее проницаемым породам и имеющего меньший удельный вес, вертикальная составляющая в процессе миграции будет больше, чем для нефти.

Существует еще один вид миграции – более редкий, но всё же встречающийся – **нисходящая миграция**: нефть в фазово-обособленном и газоконденсатном состоянии мигрирует вниз по разрезу. Это происходит, когда в каком-либо интервале разреза возникает повышенное пластовое давление, а изолированность пород сверху лучше, чем снизу, где залегают проницаемые горизонты с меньшим давлением.

Главным свойством геологической среды, обеспечивающим протекание процессов миграции, является её неоднородность по пористости, проницаемости и структурно-тектоническим признакам.

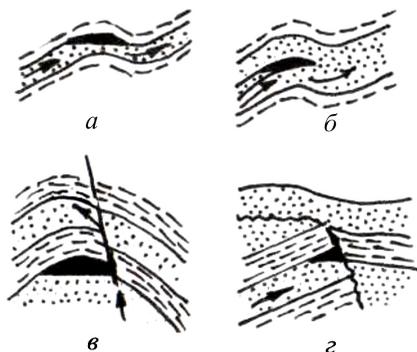


Рис. 29. Внутрирезервуарная (а, б) и межрезервуарная (в, г) миграция (стрелка показывает направление миграции)

Миграция происходит по зонам наименьшего фильтрационного сопротивления, т.е. по направлению восстания проницаемого пласта в его кровельной части по породам с наибольшей проницаемостью до тектонического или литологического экрана. Такая миграция называется *внутрирезервуарной или латеральной* (осуществляется по породам и трещинам). Миграция, протекающая по разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям, называется *межрезервуарной или вертикальной* (рис. 29).

29.3. Масштабы миграции

1. Локальная миграция – это миграция, которая контролируется размерами локальной структуры.

2. Зональная миграция – это миграция, которая контролируется зоной нефтегазонакопления.

3. Региональная миграция – это миграция, которая соответствует структуре 1-го и более высокого порядка.

Дальность латеральной миграции в платформенных условиях составляет десятки – первые сотни километров, а в геосинклинальных областях – не превышает десятки метров.

Диапазон вертикальной миграции ограничивается мощностью осадочного бассейна. Расстояние, направление и скорость УВ зависят: от геологической обстановки формирования залежи и физических свойств нефти.

29.4. Определение направления миграции

Направление миграции определяется тектоническим строением района, так как нефть при движении выбирает пути наименьшего сопротивления и мигрирует в этом направлении. Это предполагаемое направление миграции углеводородов устанавливается с учетом следующих факторов:

1. Соотношение коэффициентов заполнения ловушек. Постепенное уменьшение степени заполнения ловушек по мере удаления от источника генерации вверх по восстанию пластов.

2. Изотопный состав нефти и газа и элементов, входящих в них.

3. Размещение продуктивных и «пустых» структур.

4. В направлении миграции происходит постепенное облегчение нефтей (уменьшение ее плотности, обогащение легкими фракциями и снижение содержания асфальтовых смолистых веществ).

5. В направлении миграции уменьшается содержание ароматических УВ. Ароматические углеводороды меньше мигрируют по сравнению с метановыми и нафтеновыми группами.

6. Состав УВ газов в направлении миграции меняется: обеднение процентного содержания гомологов метана (CH_4).

Миграция нефти и газа сопровождается неизбежными потерями, которые для нефти, мигрирующей сквозь поровый коллектор, составляют как минимум 20 %. Потери нефти в любых условиях всегда в 1,5–2 раза больше, чем потери газа.

30. ВОЗМОЖНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В результате миграции углеводороды перемещаются по пласту-коллектору до тех пор, пока не встретят на своем пути ловушку, в которой и происходит аккумуляция нефти и газа.

Процесс аккумуляции – это этап процесса миграции, при котором интенсивность рассеивания углеводородов из объема горных пород меньше интенсивности их поступления в этот объем.

Нефтяные углеводороды всегда аккумулируют вместе с некоторым количеством растворенных в них углеводородных газов.

Газообразные углеводороды могут накапливаться обособленно или с растворенными в них жидкостями (конденсат).

По отношению к нефтематеринским толщам И.М. Губкин предлагает выделить первичные и вторичные залежи углеводородов.

30.1. Первичные залежи

Первичная миграция завершилась, и углеводороды отжаты из пелитовых пород в породы-коллекторы. Дно седиментационного бассейна не всегда строго горизонтальное, а имеет определенный первичный уклон, который в некоторых случаях обуславливает миграцию углеводородов по региональному восстанию слоев. Некоторые исследователи допускают возможность внутрирезервуарной миграции углеводородов даже при наклоне 1–2 м на 1 км.

В зависимости от мощности пелитовых пород-генераторов и пород-коллекторов, от интенсивностей генераций углеводородов, термобарических условий и других факторов углеводороды могут находиться в свободном состоянии или растворенными в воде.

Важное замечание при формировании залежей нефти и газа может иметь струйная миграция углеводородов в свободном состоянии. Капли нефти и пузырьки газа объединяются и в силу своей плавучести стремятся занять наиболее гипсометрические приподнятые части природного резервуара.

Ловушкой на пути углеводородов могут стать:

- локальная антиклинальная структура;
- тектонически экранированная часть пласта;
- зоны литологического выклинивания коллекторов;
- участки стратиграфического несогласия.

30.2. Вторичные залежи

Если при формировании первичных залежей основную роль играет внутрирезервуарная миграция, то вторичные залежи образуются в результате межрезервуарной миграции углеводородов из нефтематеринских свит главным образом в нефтегазодержащие другого стратиграфического комплекса. Переток углеводородов происходит по микро- и макротрещинам и по поверхностям стратиграфических несогласий.

В природе залежи формируются в результате сочетания различных видов миграции. Залежи могут формироваться ступенчато, при сочетании горизонтальной и вертикальной миграции (рис. 30).

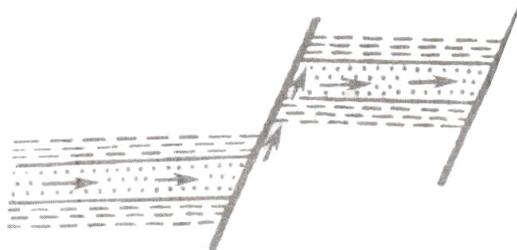


Рис. 30. Схема ступенчатой миграции углеводородов

В платформенных условиях (Волго-Уральская и Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции), где разрывные нарушения практически отсутствуют, залежи образуются за счет латеральной миграции углеводородов.

В геосинклиналях и передовых прогибах (Западно-Уральская зона складчатости), где широко развиты дизъюнктивные нарушения, дислоцированность слоев, залежи образуются преимущественно в результате вертикальной миграции.

Образованные первичные и вторичные залежи в природных геологических условиях часто имеют закономерное распределение. Российские ученые С.П. Максимов, А.Л. Козлов и канадский ученый У. Гассоу, исследуя эту закономерность, пришли к выводу, что при ступенчатом распределении структурных ловушек по восстанию пластов залежи нефти и газа располагаются согласно **принципу дифференциального улавливания углеводородов**, т.е. газовые залежи по мере повышения гипсометрических отметок ловушек сменяются газонефтяными, еще выше – нефтяными (рис. 31).

Залежи нефти и газа размещаются согласно принципу дифференциального улавливания только в том случае, если углеводороды мигрируют **в свободном состоянии в виде струй неф-**

ти и газа. Струя газа, обладая большей миграционной способностью, опережает в своем движении струю нефти и занимает наиболее погруженную, первую на пути миграции ловушку. Эта ловушка, наполнившись газом, уже не сможет принимать нефть, и поэтому следующая по восстанию ловушка будет аккумулировать газ и нефть, и затем, когда газовая струя «иссякнет», – только нефть. Если углеводородов окажется недостаточно для заполнения ловушек, расположенных гипсометрически еще выше, то они могут оказаться пустыми (водоносными).



Рис. 31. Схема размещения залежей нефти и газа согласно принципу дифференциального улавливания углеводородов

Совершенно иная картина наблюдается **при миграции углеводородов в растворенном состоянии.** При движении растворов по региональному восстанию слоев снижение давления и температуры будет способствовать выделению из них нефти и газа в свободное состояние. Поскольку жидкие углеводороды растворяются хуже, чем газообразные, первой из раствора должна выделиться нефть, которая и заполнит первую, гипсометрическую, самую нижнюю ловушку. В дальнейшем по мере миграции раствора вверх по восстанию слоев и снижения пластовых давлений и температур наряду с жидкими углеводородами будут выделяться и газообразные, и поэтому в следующих ловушках будут аккумулироваться нефть и газ, а еще выше – только газ. Такая дифференциация углеводородов соответствует **принципу гравитационного разделения флюидов.**

Авторы теории дифференциального улавливания рассматривают его как универсальный закон формирования залежи

нефти и газа. Однако с критикой этой теории выступили И.О. Брод, А.А. Бакиров, И.В. Высоцкий, которые считают, что описанное явление является частным случаем общей закономерности и не объясняет всего многообразия условий формирования залежей нефти и газа в земной коре.

В действительности процесс аккумуляции УВ протекает в более сложных условиях, которые зависят от конкретной геологической обстановки и ее изменений во времени.

30.3. Условия формирования залежей нефти и газа

Выявление условий и времени формирования месторождений углеводородов имеет не только теоретическое, но и практическое значение. Процессы формирования определяются тектоническими, литологическими, гидрогеологическими и другими факторами, основными из которых являются: характер структур, интенсивность тектонических движений, присутствие нефтематеринских толщ, свойства пород-коллекторов и флюидоупоров, наличие путей миграции и др.

Время начала образования скопления УВ определяется моментом формирования ловушки при условии, что к тому времени в бассейне уже начались процессы интенсивной генерации углеводородов.

Ряд исследователей считают, что залежи формируются сразу после отложения вмещающих пород. В.Б. Порфирьев предполагает, что формирование всех известных залежей на земном шаре происходило от начала миоцена до четвертичного периода. К.Б. Аширов считает, что формирование месторождений на Русской платформе относится к позднему кайнозою (неогену).

Вопрос о времени и длительности формирования залежей, протекании миграционных процессов по перемещению углеводородов необходимо решать путем детального изучения геологического строения, истории его развития в конкретных условиях. Приведем следующий пример такого изучения по террито-

рии Соликамской впадины. Коллективом авторов: В.Л. Воеводкиным, В.И. Галкиным, И.А. Козловой, С.Н. Кривошековым – в 2010 г. была разработана модель формирования залежей углеводородов для данной территории. Для Соликамской депрессии Предуральяского прогиба, по исследованиям В.А. Чахмахчева (1983), а также по данным работ этих авторов, считается, что в основном формирование залежей УВ происходило за счёт своего нефтематеринского потенциала. Для более детального понимания процесса формирования залежей УВ и его количественной оценки авторы использовали геохимические показатели, которые, по их мнению, учитывают генерационный потенциал нефтегазоматеринских толщ: содержание в породе рассеянного органического вещества (РОВ, %), содержание органического углерода ($C_{орг}$, %) в РОВ, концентрации хлороформенных битумоидов ($B_{хл}$, %), битумоидный коэффициент (β). Условия накопления и преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) в данной работе комплексно используются по отложениям основных нефтегазоматеринских толщ, развитых в разрезе СолД: франского – D_3f , фаменского – D_3fm , турнейского – C_1t ярусов. Анализ был выполнен по данным 90 площадей, 55 из которых содержат промышленные скопления углеводородов.

Чтобы уйти от различной размерности используемых геохимических показателей и перейти к количественным вероятностным оценкам, были построены статистические линейные модели для определения вероятности принадлежности объектов к нефтяным структурам. Вероятностные модели представлены в табл. 12.

По вышеприведенным уравнениям регрессии были вычислены вероятности нефтегазоносности по всем исследуемым 90 структурам. Для выяснения информативности построенных вероятностных моделей по геохимическим показателям по двум классам структур вычислим средние значения, среднеквадратичные отклонения и с помощью критериев t и χ^2 выполним оценку степени их влияния на нефтегазоносность. Авторы данной разработки считают, что чем больше по критерию t разде-

ляются средние значения и чем больше по критерию χ^2 отличаются плотности распределения для нефтяных и пустых структур по исследуемым показателям, тем более сильно они контролируют нефтегазонасность структур. Средние значения вероятностей для исследуемых показателей в рассматриваемых классах приведены в табл. 13.

Выполненный анализ значений t и χ^2 показал, что вероятности $P(C_{\text{орг}})$, $P(\text{ОВ})$, $P(\text{Б}_{\text{ХЛ}})$, $P(\text{Б}_{\text{СВ}})$ являются информативными, так как средние значения вероятностей и их распределения в 1-м и 2-м классах статистически различаются. По $P(\text{Б}_{\text{ПЭ}})$, $P(\text{Б}_{\text{ХЛ}}/\text{Б}_{\text{СВ}})$, $P(\beta)$ статистического различия не получено как по критерию t , так и по критерию χ^2 .

Все это указывает на то, что необходимо исследовать совокупности показателей при различных m для вычисления условных комплексных вероятностей ($P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$).

При вычислении $P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей $P_{\text{УКВ}}$ наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении m . Выбранные таким образом сочетания вероятностей, вычисленные по геохимическим показателям от $m = 2$ до $m = 7$, приведены в табл. 13. Из табл. 13 видно, что при $m = 2$ значения для $\bar{P}_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ значительно различаются как по средним значениям (критерий t), так и по плотностям распределения (критерий χ^2).

При повышении m от 2 до 4 среднее значение $P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ для нефтяных структур закономерно растет от 0,608 до 0,633, затем уменьшается и при $m > 5$ остается постоянным. Для пустых структур наблюдается тенденция уменьшения значений $P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ при повышении m . Верность распознавания по вероятностям, вычисленным по геохимическим данным, составляет 66–67 %. Для анализа возможных масштабов миграции используется значение $P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$, определенное при $m = 7$. Для этого построена карта изменения $P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$ для территории Соликамской депрессии (рис. 32).

Вероятностные модели

Вероятность принадлежности к классу нефтяных структур – верхняя строка, диапазон изменения вероятностей – нижняя строка	Статистические характеристики вероятностей		Критерии	
	Нефтяные структуры	Пустые структуры	t – числитель, p – знаменатель	χ^2 – числитель, p – знаменатель
$P(C_{\text{орт}}) = 0,634 - 0,0901 C_{\text{орт}}$ $0,201 - 0,632$	$0,525 \pm 0,103$	$0,460 \pm 0,140$	$\frac{-2,54410}{0,012701}$	$\frac{7,664548}{0,021660}$
$P(OB) = 0,667 - 0,0793OB$ $0,167 - 0,665$	$0,535 \pm 0,121$	$0,449 \pm 0,175$	$\frac{-2,72972}{0,007655}$	$\frac{7,254767}{0,016591}$
$P(B_{\text{лгз}}) = 0,456 + 14,980 B_{\text{лгз}}$ $0,456 - 0,996$	$0,506 \pm 0,089$	$0,491 \pm 0,038$	$\frac{0,998100}{0,320968}$	$\frac{2,262928}{0,322561}$
$P(B_{\text{хл}}) = 0,780 - 1,386 B_{\text{хл}}$ $0,059 - 0,779$	$0,567 \pm 0,205$	$0,394 \pm 0,202$	$\frac{-3,92435}{0,000172}$	$\frac{19,63029}{0,000055}$
$P(B_{\text{сб}}) = 0,835 - 0,8555 B_{\text{сб}}$ $0,143 - 0,834$	$0,561 \pm 0,264$	$0,403 \pm 0,171$	$\frac{-3,14610}{0,002258}$	$\frac{14,00499}{0,000910}$
$P(B_{\text{хл/сб}}) = 0,270 + 0,3356 B_{\text{хл/сб}}$ $0,290 - 0,941$	$0,516 \pm 0,161$	$0,475 \pm 0,098$	$\frac{1,362483}{0,176523}$	$\frac{4,173215}{0,124107}$
$P(\beta) = 0,417 + 0,00475\beta$ $0,421 - 0,648$	$0,503 \pm 0,048$	$0,497 \pm 0,043$	$\frac{0,613921}{0,540851}$	$\frac{1,639635}{0,440512}$
$P(L_{\text{гдох}}) = 0,753 - 0,0078 L_{\text{гдох}}$ $0,036 - 0,731$	$0,543 \pm 0,147$	$0,432 \pm 0,175$	$\frac{-3,23245}{0,001728}$	$\frac{9,842537}{0,007290}$
$P(L_{\text{разл}}) = 0,697 - 0,0449 L_{\text{разл}}$ $0,148 - 0,690$	$0,520 \pm 0,129$	$0,468 \pm 0,135$	$\frac{-1,80264}{0,074868}$	$\frac{3,442440}{0,178848}$
$P(L_{\text{мигр}}) = 0,714 - 0,0066 L_{\text{мигр}}$ $0,148 - 0,690$	$0,533 \pm 0,140$	$0,447 \pm 0,166$	$\frac{-2,91601}{0,004497}$	$\frac{8,086429}{0,017541}$

Таблица 14

Сочетание показателей при разных значениях m
по геохимическим критериям

Показатель	$m = 2$	$m = 3$	$m = 4$	$m = 5$	$m = 6$	$m = 7$
$P(C_{ОРГ}), \%$			+	+	+	+
$P(OB), \%$		+	+	+	+	+
$P(B_{ПЭ}), \%$					+	+
$P(B_{ХЛ}), \%$	+	+	+	+	+	+
$P(B_{СБ}), \%$	+	+	+	+	+	+
$P(B_{ХЛ}/B_{СБ})$				+	+	+
$P(\beta)$						+
Средние значения: верхняя строка – нефтя- ные структуры, нижняя – пустые	<u>0,608</u> 0,315	<u>0,624</u> 0,300	<u>0,633</u> 0,310	<u>0,615</u> 0,276	<u>0,614</u> 0,277	<u>0,614</u> 0,283
$\bar{t}_{н-п}$	<u>4,682</u>	<u>4,6400,</u>	<u>4,384</u>	<u>4,403</u>	<u>4,347</u>	<u>4,203</u>
$P_{н-п}$	0,000	000	0,000	0,000	0,000	0,000
$\chi^2_{н-п}$	<u>19,357</u>	<u>19,257</u>	<u>17,599</u>	<u>17,820</u>	<u>17,476</u>	<u>16,688</u>
$P_{н-п}$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Правильность распознавания, %						
нефтяные структуры	65,45	74,5,	76,4	65,45	65,4	62,3
пустые структуры	68,6	68,6	65,7	68,6	71,4	68,6
Среднее значение	66,7	72,2	72,2	66,7	67,7	67,7

Отсюда видно, что в пределах Соликамской депрессии выделяются три зоны с повышенными значениями $P_{УКВ_{ГХ}}$, т.е. с условиями, которые, по нашему мнению, являются благоприятными для генерации УВ в фамен-турне-визейской нефтематеринской толще. Наличие этих зон позволяет выдвинуть гипотезу о том, что из этих зон происходят процессы массопереноса УВ для заполнения ловушек ими. При прочих равных условиях чем дальше от источника образования УВ до ловушки нефти и газа как по латерали, так и по вертикали, тем меньше вероятность, что ловушка будет заполнена. Для оценки этих процессов количественно в пределах каждой из 3 зон ($P_{УКВ_{ГХ}} > 0,75$) вычислим геометрические центры и определим минимальное расстояние

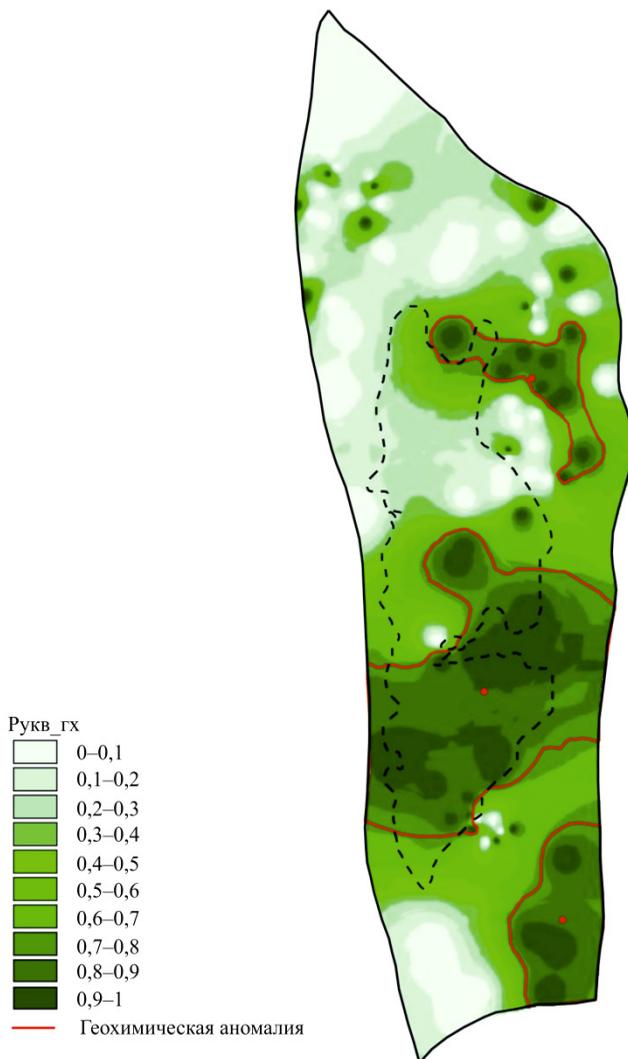


Рис. 32. Карта распределения условных комплексных вероятностей $P_{УКВ_{ГХ}}$

от них до центра всех локальных структур ($L_{\text{ГЕОХ}}$) и определим расстояние до $L_{\text{РАЗЛ}}$ ближайших разломов (рис. 32). Выдвинем гипотезу о том, что величина $L_{\text{ГЕОХ}}$ отвечает за латеральный массоперенос УВ, а $L_{\text{РАЗЛ}}$ – за вертикальный. Среднее значение $L_{\text{ГЕОХ}}$ для нефтяных структур равно $26,8 \pm 18,9$ км, для пустых структур оно равно $41,1 \pm 22,58$ км, т.е. полученные цифры в определенной мере подтверждают нашу гипотезу. По критерию t средние значения статистически различаются, по критерию χ^2 плотности распределений также отличаются. Все это показывает, что положение структур относительно выделенных зон благоприятной генерации УВ влияет на заполнение структур углеводородами при прочих равных условиях.

Отметим, что во многих работах масштабы субвертикальной миграции связывают с положением структур относительно региональных разломов. Среднее значение $L_{\text{РАЗЛ}}$ для нефтяных структур равно $3,9 \pm 2,9$ км, для пустых – $5,1 \pm 3,0$ км. По критерию t средние значения по $L_{\text{РАЗЛ}}$ являются статистически различными, плотности распределения также отличаются. Полученные статистические оценки показывают, что нефтегазоносность действительно контролируется величинами $L_{\text{ГЕОХ}}$ и $L_{\text{РАЗЛ}}$.

Модели для определения вероятности принадлежности к нефтяным структурам по $L_{\text{ГЕОХ}}$ и $L_{\text{РАЗЛ}}$ приведены в табл. 12. По этим моделям вычислены значения вероятностей по всем структурам и определены средние значения для нефтяных и пустых структур. Средние значения $P(L_{\text{ГЕОХ}})$, $P(L_{\text{РАЗЛ}})$ для нефтяных структур в обоих случаях выше 0,5, для пустых – ниже 0,5, и по критерию t они статистически различаются.

Также статистические различия получены по распределениям по критерию χ^2 . Для комплексной оценки влияния $L_{\text{ГЕОХ}}$ и $L_{\text{РАЗЛ}}$ на нефтегазоносность Соликамской депрессии нами предлагается использовать соотношение, которое, по нашему мнению, будет оценивать дальность субвертикальной миграции УВ:

$$L_{\text{МИГР}} = \sqrt{L_{\text{ГЕОХ}}^2 + L_{\text{РАЗЛ}}^2}.$$

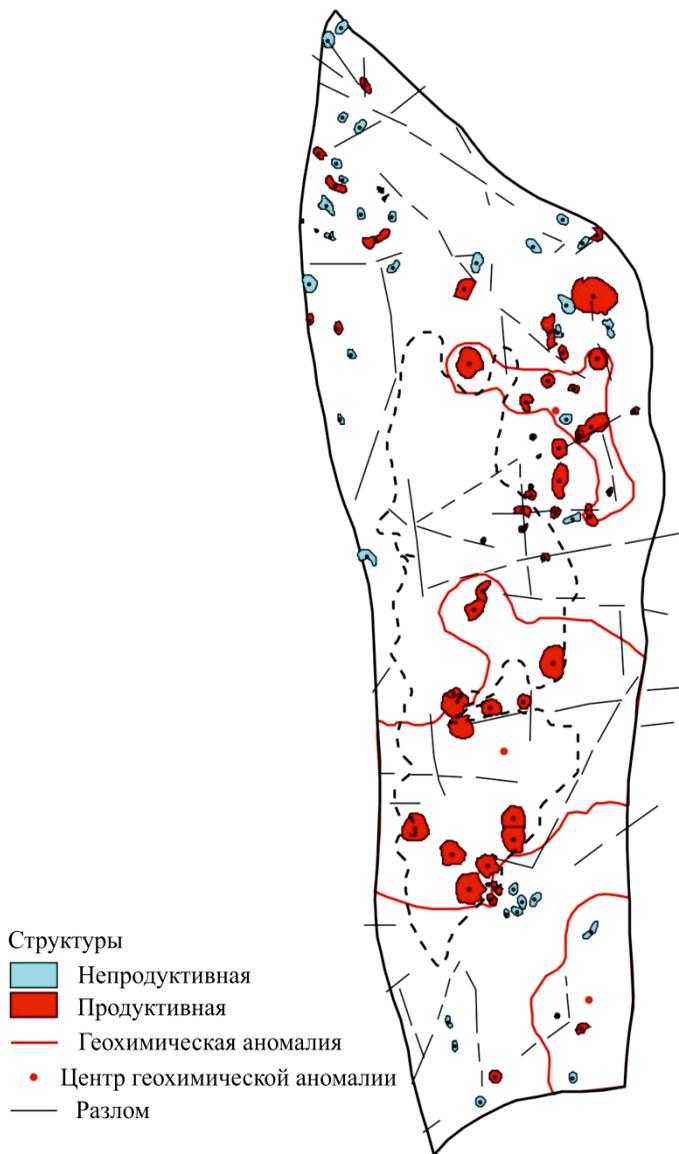


Рис. 33. Схема расположения структур, геохимических аномалий и разломов

Среднее значение $L_{\text{МИГР}}$ для нефтяных структур равно 27,4 км, для пустых – 40,3 км, по критериям t и χ^2 данный показатель является информативным. Уравнение регрессии зависимости вероятности принадлежности к нефтяным структурам в зависимости от $L_{\text{МИГР}}$ приведено в табл. 12. По данному уравнению вычислены значения $P(L_{\text{МИГР}})$ для нефтяных структур выше 0,5, для пустых – ниже 0,5 (см. табл. 12).

По значениям $P(L_{\text{ГЕОХ}})$, $P(L_{\text{РАЗЛ}})$ и $P(L_{\text{МИГР}})$ построим комплексную модель прогноза нефтегазоносности Соликамской депрессии. Модель прогноза нефтегазоносности построим с помощью использования пошагового дискриминантного анализа (ПЛДА). В результате реализации на ПЭВМ получены следующие дискриминантные функции:

$$Z_1 = 59,71P(L_{\text{МИГР}}) + 26,3035P(L_{\text{РАЗЛ}}) - \\ - 29,1372P(L_{\text{ГЕОХ}}) - 15,3316;$$

$$Z_2 = 65,9188P(L_{\text{МИГР}}) + 23,5222P(L_{\text{РАЗЛ}}) - \\ - 38,466P(L_{\text{ГЕОХ}}) - 12,9043.$$

Соотношение между дискриминантным индексом Z и вероятностью принадлежности к нефтяным структурам имеет следующий вид:

$$P(Z) = -0,007Z^3 - 0,015Z^2 + 0,187Z + 0,552.$$

Выполненный анализ соотношений $P(Z)$ и Z показывает, что при увеличении значений Z от отрицательных ($-3,3785$) к положительным ($1,540581$) значения $P(Z)$ закономерно увеличиваются от 0,024 до 0,779 (рис. 33). Среднее значение $P(Z)$ для нефтяных структур равно $0,595 \pm 0,168$, для пустых – $0,457 \pm 0,190$; $t = 3,590136$, при $p = 0,000543$, $\chi^2 = 11,94466$, при $p = 0,002548$.

Все это показывает, что разработанный критерий $P(Z)$, построенный по характеристикам, которые, по нашему мнению, описывают процессы субвертикальной миграции УВ, достаточно хорошо отображает нефтегазоносность Соликамской депрессии. Поэтому для перехода непосредственно к количественным

оценкам масштабов миграции исследуем значения коэффициентов r между $P(Z)$ и величинами $L_{\text{ГЕОХ}}$, $L_{\text{РАЗЛ}}$ и $L_{\text{МИГР}}$ в трех вариантах: первый вариант – для всех структур (верхняя строка), второй вариант – для нефтяных структур (средняя строка) и третий вариант – для пустых структур (нижняя строка) (табл. 15).

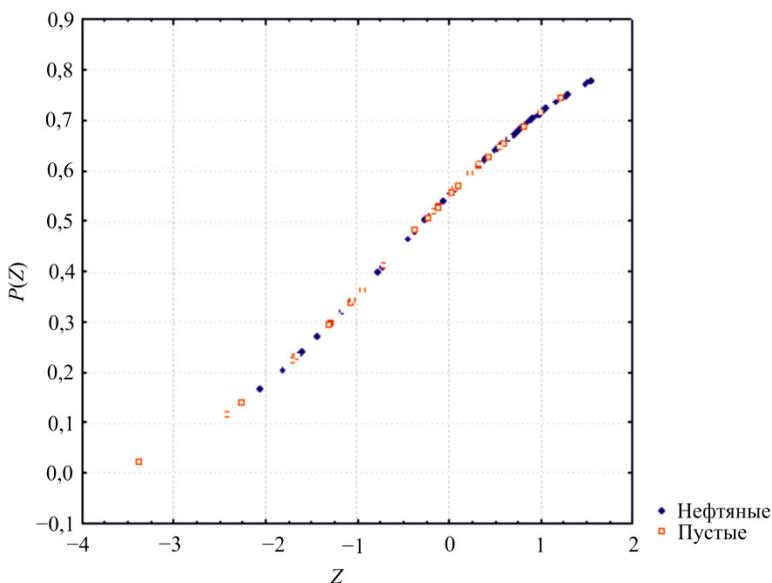


Рис. 34. График зависимости $P(Z)$ от Z

Отсюда видно, что на $P(Z)$ максимальное влияние оказывает $P(L_{\text{ГЕОХ}})$, также статистически значимые связи получены по $P(L_{\text{МИГР}})$ и $P(L_{\text{РАЗЛ}})$. Здесь необходимо прокомментировать ослабление связи между $P(Z)$ и $P(L_{\text{РАЗЛ}})$ для пустых структур (рис. 35).

По нашему мнению, это связано с тем, что при отсутствии интенсивного потока УВ из нефтематеринских толщ роль разломов в формировании залежей УВ резко сокращается. Кроме того, необходимо отметить, что величины $P(L_{\text{ГЕОХ}})$ и $P(L_{\text{РАЗЛ}})$ между собой не коррелируют, также наблюдаются слабые связи между

$P(L_{\text{МИГР}})$ и $P(L_{\text{РАЗЛ}})$. Все это свидетельствует о том, что латеральный массоперенос УВ является определяющим.

Таблица 15

Корреляционная матрица

	$P(Z)$	$P(L_{\text{ГЕОХ}})$	$P(L_{\text{РАЗЛ}})$	$P(L_{\text{МИГР}})$
$P(Z)$	1,00	0,87*	0,52*	0,83*
	1,00	0,92*	0,61*	0,91*
	1,00	0,68*	0,29	0,85*
$P(L_{\text{ГЕОХ}})$		1,00	0,12	0,97*
		1,00	0,26	0,99*
		1,00	-0,10	0,93*
$P(L_{\text{РАЗЛ}})$			1,00	0,12
			1,00	0,23
			1,00	-0,14
$P(L_{\text{МИГР}})$				1,00
				1,00
				1,00

Примечание: 0,87* – значимые коэффициенты корреляции при $p = 0,05$.

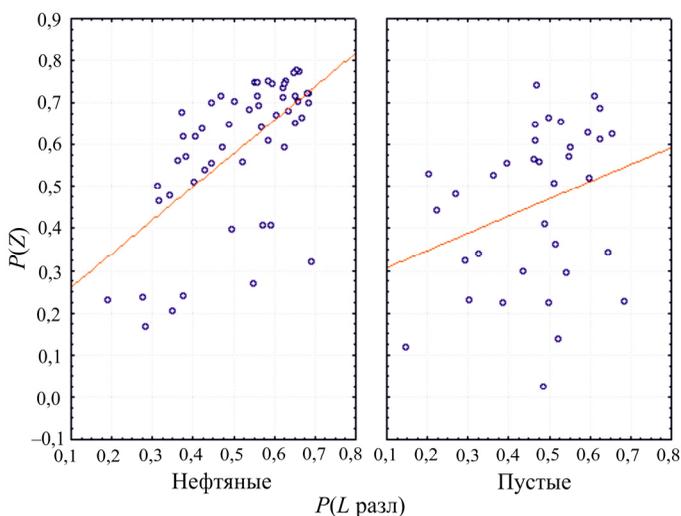


Рис. 35. Корреляционные поля $P(Z)$ от $P(L_{\text{РАЗЛ}})$

Вероятно, используя наличие тесных корреляционных связей между $P(Z)$ и $L_{\text{ГЕОХ}}$, $L_{\text{РАЗЛ}}$, $L_{\text{МИГР}}$, без деления структур на нефтяные и пустые, можно определить «модельный» масштаб перемещения УВ. Для этого построим уравнение регрессии зависимостей $L_{\text{МИГР}}$, $L_{\text{ГЕОХ}}$, $L_{\text{РАЗЛ}}$ от $P(Z)$. Вид этих зависимостей приведен в табл. 15. Выполним анализ значений $L_{\text{ГЕОХ}}$, $L_{\text{МИГР}}$, $L_{\text{РАЗЛ}}$ при различных значениях $P(Z)$ (см. табл. 15). Отсюда видно, что в пределах Соликамской депрессии наблюдается максимальный латеральный массоперенос из зон генерации УВ.

Определенный с его помощью условный критерий «дальность латеральной миграции» можно оценить в 85,3 км. Вертикальный массоперенос, вероятно, значительно меньше.

Для практических целей определения вероятностного критерия миграции $P_{\text{КМ}}$ можно воспользоваться следующей формулой:

$$P_{\text{КМ}} = 0,882 + 0,007261 L_{\text{МИГР}} - \\ - 0,014267 L_{\text{ГЕОХ}} - 0,0266665 L_{\text{РАЗЛ}}, \\ R = 0,99, F_p/F_t = 1588,5, p < 0,0000.$$

С помощью картографического калькулятора по данному уравнению была построена схема распределения вероятностного критерия миграции $P_{\text{КМ}}$ по всей территории Соликамской депрессии без привязки к точкам изучаемых 90 структур (рис. 36).

Как видно из схемы, основные зоны повышенных $P_{\text{КМ}}$ выделяются в центральной и северо-восточной частях Соликамской депрессии, а также небольшая зона на юге. Нефтяные структуры преимущественно располагаются в зонах высоких значений $P_{\text{КМ}}$, тогда как пустые – в более низких, при большей удаленности от разломов и геохимических аномалий.

Главный очаг нефтеобразования (центральная геохимическая аномалия) расположен в центральной части Соликамской депрессии, его площадь составляет 2400 км² (20 % территории депрессии). Здесь нефтегазоносными оказались все 12 структур, введенные в бурение. От него предполагается миграция нефти по разломам преимущественно в северном направлении,

Таблица 16

Анализ значений расстояний $L_{\text{МИГР}}$, $L_{\text{ГЕОХ}}$ и $L_{\text{РАЗЛ}}$
в зависимости от $P(Z)$

Уравнение регрессии	Значения L , км, при различных значениях $P(Z)$										
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$L_{\text{МИГР}} = 82,285 - 92,36P(Z)$	82,295	73,059	63,823	54,587	45,351	36,115	26,879	17,643	8,407	-0,829	-10,065
$L_{\text{ГЕОХ}} = 86,363 - 99,83P(Z)$	86,363	76,38	66,397	56,414	46,431	36,448	26,465	16,482	6,499	-3,484	-13,467
$L_{\text{РАЗЛ}} = 9,174 - 8,757P(Z)$	9,174	8,298	7,422	6,547	5,671	4,795	3,919	3,044	2,168	1,292	0,417

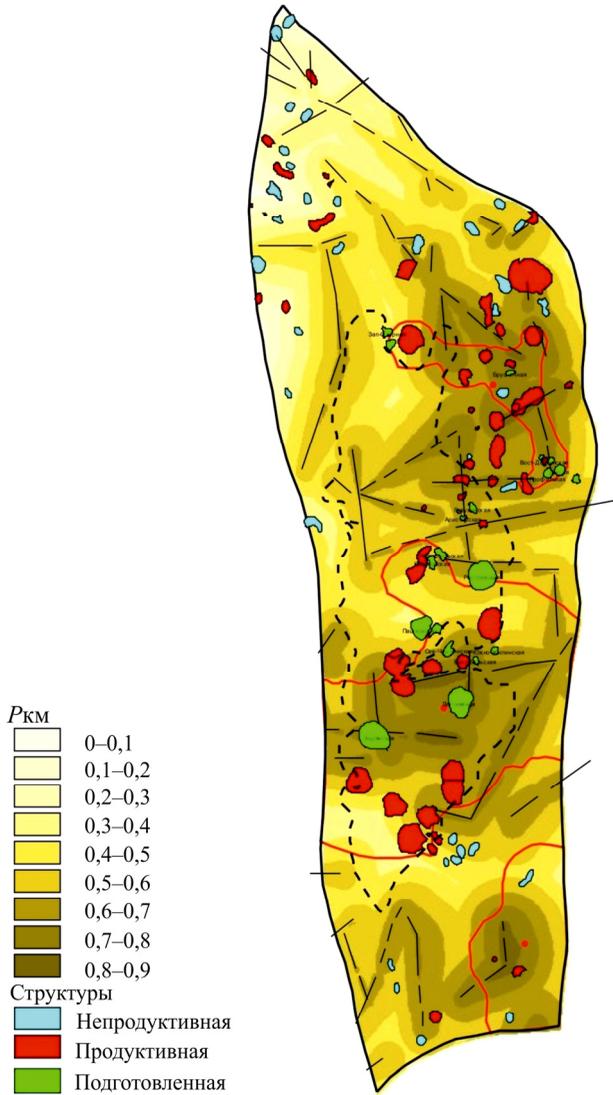


Рис. 36. Карта распределения вероятностного критерия миграции P_{KM}

поскольку с северо-запада на юго-восток отмечается погружение осадочного чехла. Заполняются Осокинская, Восточно-Боровицкая, Тарховская, Пичуйская структуры.

Северо-восточная геохимическая аномалия занимает площадь в 660 км². В ее пределах нефтегазоносными являются все структуры, за исключением Западно-Маговской. Здесь миграция нефти возможна в южном, западном и северном направлениях. От данного очага оказались нефтегазоносными Язьвинская, Кисловская, Гежская и Федерцовская структуры.

Южная аномалия занимает площадь в 480 км². Здесь нефтегазоносны оказались лишь две структуры, расположенные в непосредственной близости от разлома – Высокомысская и Крутовская. Две структуры, удаленные от разломов, оказались пустыми.

По приведенной выше формуле были вычислены значения $P_{\text{КМ}}$ по всем 90 исследуемым структурам. Среднее значение $P_{\text{КМ}}$ для нефтяных структур равно $0,592 \pm 0,167$, для пустых – $0,452 \pm 0,183$. По критерию t средние значения статистически различны ($t = 3,726441$, $p = 0,000343$), по критерию χ^2 – также различны ($\chi^2 = 12,90317$, $p = 0,001659$). Значение коэффициента r между $P(Z)$ и $P_{\text{КМ}}$ равно 0,94, $t_p > t_i$. Оценка нефтегазоносности подготовленных к бурению структур приведена в табл. 17.

Таблица 17

Прогнозная оценка подготовленных к бурению структур

Название прогнозных структур	$P_{\text{УКВ}}_{\text{МОРФ}}$	$P_{\text{УКВ}}_{\text{ГХ}}$	$P(L_{\text{ГЕОХ}})$	$P(L_{\text{РАЗЛ}})$	$P(L_{\text{МИГР}})$	$P(Z)$	$P_{\text{КМ}}$
Легчимская	0,99	0,93	0,72	0,60	0,68	0,77	0,77
Брусничная	0,36	0,92	0,71	0,48	0,67	0,73	0,73
Ю-Жилинская	0,83	0,94	0,62	0,51	0,59	0,66	0,66
Новологовская	0,32	0,80	0,48	0,64	0,49	0,63	0,63
В-Бельская	0,17	0,98	0,65	0,64	0,63	0,74	0,74
Клестовская	0,05	0,92	0,50	0,59	0,50	0,61	0,61
Ю-Юрчукская	0,99	0,93	0,66	0,55	0,63	0,71	0,71
Ростовицкая	0,99	0,73	0,51	0,58	0,51	0,62	0,62

Название прогнозных структур	$P_{\text{УКВ}_{\text{МОРФ}}}$	$P_{\text{УКВ}_{\text{ГХ}}}$	$P(L_{\text{ГЕОХ}})$	$P(L_{\text{РАЗЛ}})$	$P(L_{\text{МИГР}})$	$P(Z)$	$P_{\text{КМ}}$
Пашковская	0,96	0,70	0,60	0,19	0,57	0,48	0,48
Голухинская	0,43	0,30	0,53	0,61	0,53	0,65	0,65
В-Пашковская	0,44	0,80	0,61	0,30	0,58	0,55	0,55
С-Чашкинская	0,51	0,93	0,65	0,48	0,62	0,68	0,68
Большесимская	0,99	0,66	0,53	0,42	0,52	0,54	0,54
З-Долгинская	0,99	0,95	0,60	0,62	0,58	0,71	0,71
В-Долгинская	0,99	0,93	0,58	0,67	0,57	0,72	0,72
Долгая	0,99	0,78	0,56	0,60	0,55	0,67	0,67
Профильная	0,99	0,84	0,57	0,65	0,56	0,70	0,70
З-Озерная	0,14	0,74	0,55	0,22	0,53	0,44	0,44
Аристовская	0,11	0,35	0,52	0,67	0,51	0,67	0,67
Зырянская	0,99	0,89	0,63	0,63	0,61	0,73	0,73

Из табл. 16 видно, что практически все структуры обладают потенциальными возможностями быть заполненными углеводородами. Ранее были выполнены расчеты нефтегазоносности с учетом амплитуд, площадей, интенсивности. Эти характеристики приведены ранее в данной работе.

В качестве комплексного показателя использовалась условная комплексная вероятность по морфологическим характеристикам – $P_{\text{УКВ}_{\text{МОРФ}}}$. Максимальными значениями $P_{\text{УКВ}_{\text{МОРФ}}}$ обладают Пашковская, Ростовицкая, Легчимская, Зырянская структуры (см. табл. 17). С точки зрения рассмотренных миграционных процессов данные структуры также являются перспективными. Во всех 7 случаях для Легчимской, Ростовицкой, Зырянской структур эти вероятности больше 0,5, следовательно, указанные структуры являются первоочередными для постановки на них глубокого поискового бурения. Кроме этого, эти структуры обладают максимальными ресурсами категории C_3 . Как видно из данного примера, действительно, при прогнозе нефтегазоносности необходимо использовать комплексный подход. Только при таком подходе можно сократить те геологические риски, которые присущи всем процессам, связанным с поисками и разведкой месторождений нефти и газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные экономисты и политики, рассматривая перспективы развития человечества в XXI в. и далее, к сожалению, не всегда оценивают реальные нефтегазовые ресурсы Земли. Интенсивное развитие нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса, постоянно увеличивающийся спрос на сырье обусловили интенсивное глубинное геологическое изучение недр для прогноза, поисков и разведки нефтегазовых месторождений. Накопился громадный геологический материал по исследованию недоступных с поверхности толщ осадочных горных пород отдельных месторождений и целых бассейнов. Геология и геохимия нефти и газа вступит в стадию регионального обобщения сведений по литологии и нефтегазоносности стратисферы, что имеет фундаментальное научное значение для геологии в целом, а также важное прикладное значение для обеспечения целенаправленного регионального и локального прогнозирования месторождений нефти и газа.

Следует отметить, что практически все или во всяком случае большинство осадочных бассейнов уже известны геологам, оценены их перспективы с точки зрения нефтегазоносности. Количество бассейнов на Земле ограничено, что в условиях увеличения спроса ведет к постоянному росту цен на эти виды полезных ископаемых. Повышение цен, с одной стороны, будет способствовать разработке месторождений со все более сложными горно-геологическими и географо-экономическими условиями, а с другой стороны – обусловит снижение потребления нефтегазовых ресурсов в результате совершенствования технологий производства и вовлечения в энергетику новых источников.

II. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТ № 1

(для студентов очного отделения)

Изучение соотношения структурных планов по различным геологическим границам месторождений нефти и газа и перспективных локальных структур

Цель работы: анализ соотношения структурных планов.

Исходные данные

1. Схема расположения скважин.
2. Таблица, в которой для 22 скважин маркирующего горизонта (м.г.) и 12 скважин 1-го и 2-го продуктивных горизонтов даны: альтитуда ротора (А.Р.), глубина залегания кровли пласта (H), толщина пласта (h), данные о пористости пластов.

Основные понятия

На исследуемой территории имеются данные по структурному бурению для выявления перспективных площадей, характеризующихся наличием локальных структур и ловушек. При изучении структур и ловушек с целью их детального картирования структурные скважины бурят до маркирующих горизонтов на глубину до 1000–1200 м.

Маркирующий горизонт (реперный или опорный горизонт) – это выдержанный по площади пласт, резко отличающийся по своим литологическим особенностям, окраске, структуре, текстуре и другим характеристикам от вмещающих пород. Маркирующий горизонт может быть легко установлен в разрезах основного количества скважин, что позволяет использовать его для сопоставления разрезов, построения карт. Например, марки-

рующие горизонты для территории северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

1. По кровле тиманского терригенного горизонта (III).
2. По подошве терригенных отложений визейского яруса (II^п).
3. По кровле терригенных отложений визейского яруса (II^к).
4. По кровле отложений башкирского яруса (I^п).
5. По кровле карбонатных отложений артинского яруса (A^к).
6. По кровле терригенных отложений артинского яруса (A^т).
7. По подошве соляной толщи кунгурского яруса (C^п).

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Используя значения исходной таблицы, вычислить абсолютные отметки кровли (А.О.К.) маркирующего горизонта, абсолютные отметки кровли (А.О.К.) и подошвы (А.О.П.) 1-го и 2-го продуктивных горизонтов по формуле:

$$A.O.K. = A.P. - H,$$

где А.О.К. – абсолютная отметка кровли пласта; А.Р. – альтиту-да ротора (рис. 37); H – глубина залегания кровли пласта.

Альтитуда ротора – высота (м) над уровнем моря какой-либо точки земной поверхности (устья скважины).

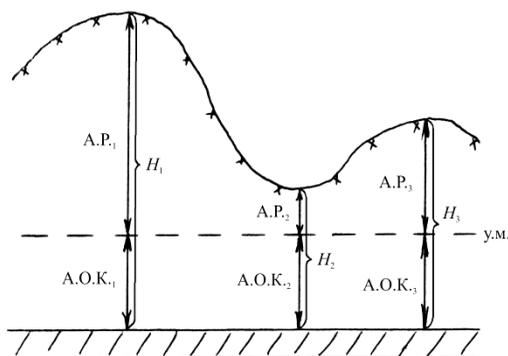


Рис. 37. Определение абсолютных отметок кровли пласта

$$A.O.P. = A.O.K. - h,$$

где A.O.P. – абсолютная отметка подошвы пласта; h – толщина пласта.

Так определяются абсолютные отметки кровли маркирующего горизонта (для 22 скважин), абсолютные отметки кровли и подошвы 1-го и 2-го горизонтов (для первых 12 скважин). Полученные данные сводят в таблицу в соответствующий столбец и наносят на схему расположения скважин.

2. По вычисленным абсолютным отметкам построить пять структурных карт:

- структурную карту по кровле маркирующего горизонта;
- структурную карту по кровле 1-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по подошве 1-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по кровле 2-го продуктивного горизонта;
- структурную карту по подошве 2-го продуктивного горизонта.

Структурная карта – это графическое изображение распределения по площади значений абсолютных отметок какой-либо поверхности (кровли или подошвы пласта).

В данной работе структурные карты строят по *методу равносторонних треугольников*, для этого необходимо установить положение *сводово́й части структуры*.

Свод – это наиболее высокая часть антиклинальной складки.

При удлинённом характере структуры (брахиформный или линейный) по простираанию предполагаемого свода следует карандашом провести линию, которая не должна пересекаться сторонами треугольников. В противном случае при интерполяции высотных отметок между двумя точками, расположенными на разных крыльях структуры, неизбежно произойдет искажение ее действительной морфологии.

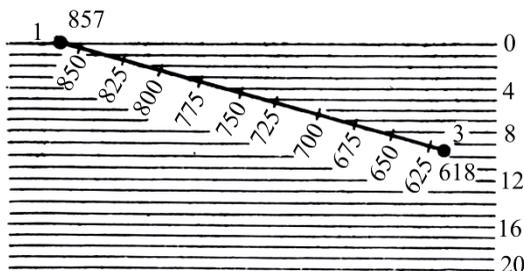


Рис. 39. Схема интерполяции приведённых глубин между скважинами с помощью палетки

Интерполяция высотных отметок между скважинами производится таким образом, чтобы отметки изогипс были кратными выбранному сечению. Полученные одноимённые отметки соединяют плавными линиями, которые называются изогипсами.

Аналогично горизонталям, отражающим характер рельефа на топографических картах, *изогипсы* представляют собой линии пересечения кровли или подошвы пласта условными горизонтальными плоскостями, равноудалёнными друг от друга.

Высотные отметки изогипс подписываются в разрывах линий таким образом, чтобы «голова» каждой цифры была расположена в сторону изогипсы с большей абсолютной отметкой.

Карты строятся на листах формата А4. Название карты и выбранное сечение подписываются внизу. Например: структурная карта кровли маркирующего горизонта, сечение изогипс 10 м.

3. Провести геологический анализ полученных структурных карт.

3.1. Установить, сколько замкнутых структур выявлено на исследуемой площади. Указать районы скважин и стороны света.

3.2. Определить размеры замкнутых структур: длину – a , ширину – b и амплитуду ловушки – A . Масштаб на структурных картах М1:5000.

По соотношению длины (a) и ширины (b) складки делятся:
– на *линейные* (антиклинальные и синклинальные, $a/b > 3$);

- брахиформные (брахиантиклинали и брахисинклинали; $a/b = 1,5 \dots 3$);
- куполовидные (купол и мульда, $a/b = 1 \dots 1,5$) (рис. 40).

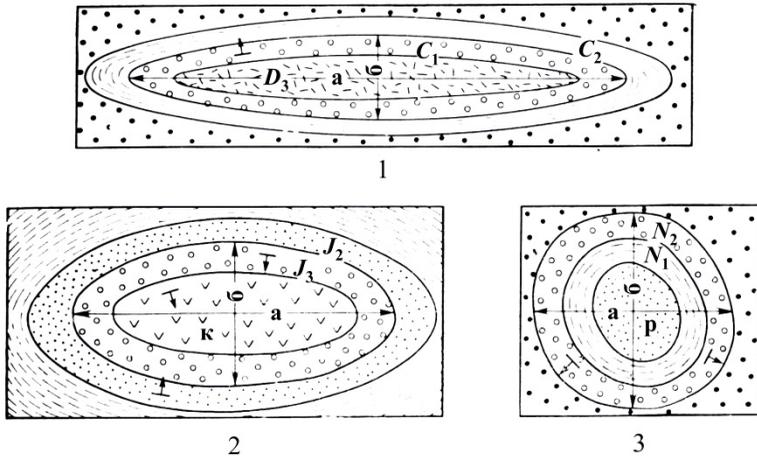


Рис. 40. Деление складок в плане по соотношению длины a и ширины b : 1 – линейные ($a/b > 3$); 2 – брахиформные ($a/b = 1,5 \dots 3$); 3 – куполовидные ($a/b = 1,0 \dots 1,5$)

Антиклинальной называется складка, направленная своим перегибом вверх, в центральных частях которой располагаются наиболее древние породы относительно их краевых периферических частей. Синклинальной называется складка, обращённая своим перегибом вниз, причем в центральной части перегиба находятся наиболее молодые породы. Окончания (замыкания) брахиантиклинальных складок называются периклинальными окончаниями, или периклиналями, а окончания брахисинклиналей – центриклиналями.

Амплитуда ловушки – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до последней замкнутой изогипсы.

3.3. Указать максимальные и минимальные замкнутые изогипсы структуры.

3.4. Установить местоположение свода положительных структур (какой скважиной вскрыт свод);

3.5. Отметить смещение сводов структур (если есть) по 1-му и 2-му продуктивным горизонтам.

3.6. Описать незамкнутые структуры (структурные носы, структурные впадины, структурные террасы, моноклинали и т.д.) (рис. 41) и указать, в районе каких скважин они расположены.

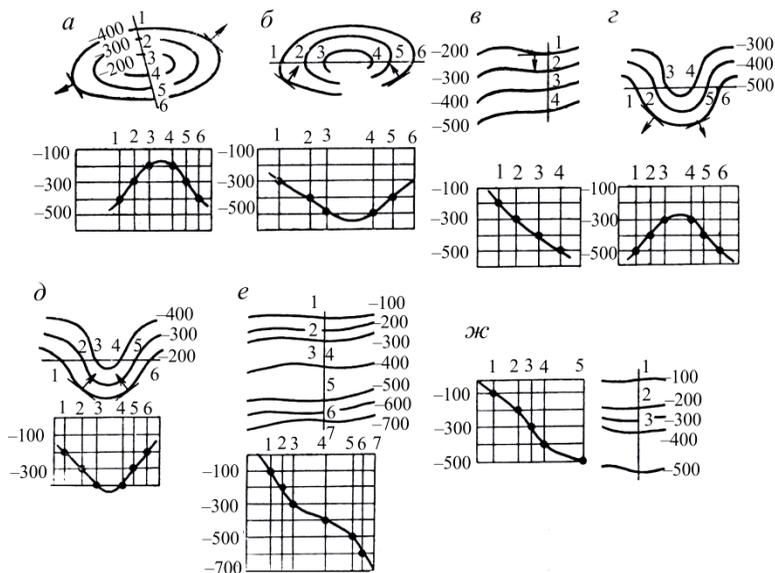


Рис. 41. Изображение простейших структур с помощью структурной карты и профильных изображений: *а* – антиклиналь; *б* – синклиналь; *в* – моноклинали; *г* – структурный нос (выступ); *д* – структурная впадина; *е* – структурная терраса; *ж* – флексурный изгиб

Структурный нос – незамкнутая, мелкая, положительная структура, расположенная на фоне моноклинали и вытянутая по направлению её падения.

Структурная впадина – незамкнутая, мелкая, отрицательная структура, расположенная на фоне моноклинали и вытянутая по направлению её поднятия.

Структурная терраса – выровненная площадка на склоне, на которой на соседних скважинах перепад абсолютных отметок не превышает 7 м.

Моноклиналь – структура, в которой слои наклонены в одну сторону.

4. Построить две карты толщин для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов. Значения толщин берутся из таблицы исходных данных.

Карта толщин – графическое изображение распределения значений толщин по площади.

5. Построить две карты пористости для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов. Значения пористости берутся из таблицы исходных данных.

Карта пористости – графическое изображение распределения значений пористости по площади.

При построении карт толщин и карт пористости пользуются тем же способом, что и при построении структурных карт, т.е. методом равносторонних треугольников. На схеме размещения скважин указывается в числителе её номер, а в знаменателе – толщина (или пористость) пород в метрах (в процентах). Проводят интерполяцию толщины (или пористости) между скважинами согласно выбранному сечению изопахит (или изолиний). Изопахиты – это линии равных толщин. Изолинии – это линии равных значений пористости. Изопахиты и изолинии соединяют плавными линиями и получают карты толщин и карты пористости.

6. Провести анализ карт толщин и карт пористости.

6.1. Установить максимальные и минимальные значения толщины и пористости (указать районы скважин и стороны света).

6.2. Указать закономерность распределения толщины и пористости по площади.

6.3. Выявить и описать связь (прямая или обратная) между толщиной и пористостью для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов.

7. Построить по абсолютным отметкам кровли и подошвы маркирующего, 1-го и 2-го продуктивного горизонтов два схематических геологических профиля.

Геологическим профилем называется графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении. Профиль даёт наглядное представление об особенностях изучаемой структуры, характере изменения литологического состава и мощностей различных горизонтов, положении в разрезе продуктивных горизонтов, характере их насыщения нефтью, газом и водой.

Линии профилей выбираются на структурной карте маркирующего горизонта (см. рис. 40). Профили должны проходить через свод положительной структуры по простиранию (общее количество скважин на профиле 4 или 5) и вкрест простирания (общее количество скважин на профиле 4 или 5). Линии геологических профилей выбираются только в пределах западной части исследуемой территории, где расположены скважины с 1-й по 12-ю и вычерчиваются на листах миллиметровой бумаги формата А4. Масштаб горизонтальный 1:5 000, вертикальный 1:10 000. Профили вычерчивают в определённой последовательности в отношении сторон света, располагая слева направо: юг–север, юго–запад – северо–восток, запад–восток, северо–запад – юго–восток.

8. Провести анализ геологических профилей. По полученным профилям необходимо качественно оценить сходимость структурных планов поверхностей маркирующего горизонта, 1-го и 2-го продуктивных горизонтов.

9. Провести корреляционный анализ.

Количественно степень сходимости структурных планов определяется по корреляционной зависимости или по величине коэффициента корреляции между абсолютными отметками маркирующего и 1-го продуктивного горизонта и абсолютными отметками маркирующего и 2-го продуктивного горизонта.

Корреляционная зависимость – это зависимость между двумя величинами, когда при изменении одной величины изменяется соответствующая ей другая величина. В общем случае эта функциональная зависимость выражается уравнением типа $y = f(x)$.

Коэффициент корреляции r характеризует силу и направление этой зависимости (связи) и вычисляется по формуле

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{12} [(h_i - \bar{h})(H_i - \bar{H})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{12} (h_i - \bar{h})^2 \sum_{i=1}^{12} (H_i - \bar{H})^2}},$$

где h_i – абсолютная отметка кровли маркирующего горизонта; \bar{h} – среднее арифметическое значение абсолютной отметки кровли маркирующего горизонта; H_i – абсолютная отметка кровли продуктивного горизонта (1-го или 2-го); \bar{H} – средне-арифметическое значение абсолютной отметки кровли для соответствующего продуктивного горизонта.

Величина коэффициента корреляции может принимать значения от -1 до $+1$. Если $r > 0$, то говорят о положительной (прямой) связи между параметрами; если $r < 0$, то связь обратная, отрицательная; если $r = 1(-1)$, говорят о функциональной зависимости, и если $r = 0$ – связь между параметрами отсутствует.

При ограниченном размере выборки для оценки значимости полученного коэффициента корреляции рассчитывают коэффициент Стьюдента.

$$t_p = \frac{|r|}{\sqrt{1 - r^2}} \sqrt{n - 2},$$

где r – вычисленный коэффициент корреляции; n – размер обработанной выборки (в данном случае равный 12).

Теснота связи оценивается сравнением расчетного (t_p) и теоретического (t_t) значений коэффициента Стьюдента. Теоретическое значение коэффициента Стьюдента берется из таблицы распределения Стьюдента для количества степеней свободы $n - 2 = 10$.

Теоретический коэффициент Стьюдента равен 1,813.

Сравнение проводится по следующим критериям:

а) если $t_p > t_t$ – связь статистически значимая, требуются дальнейшие вычисления;

б) если $t_p < t_t$ – связь не существенна, дальнейшие вычисления не требуются.

Если после вычисления и проверки коэффициента корреляции оказывается, что связь между переменными существенная, то по приведенным ниже уравнениям определяются коэффициенты для уравнений регрессии и рассчитываются абсолютные отметки кровли 1-го и 2-го продуктивных горизонтов в восточной (прогнозной) части изучаемой территории.

Уравнение регрессии:

$$H = ah + b,$$

где a и b – расчетные коэффициенты регрессии, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^{12} (h_i \cdot H_i) - \sum_{i=1}^{12} h_i \cdot \sum_{i=1}^{12} H_i}{n \sum_{i=1}^{12} h_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{12} h_i \right)^2},$$

$$b = \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^{12} H_i - a \sum_{i=1}^{12} h_i \right).$$

Эти коэффициенты подставляют в уравнения регрессии и для 1-го и 2-го продуктивных горизонтов находят абсолютные отметки кровли в скважинах с 13 по 22. По полученным данным достраивают структурные карты в пределах восточной (прогнозной) части исследуемой территории. Прогнозные изолинии наносят пунктиром.

По окончании работы делается анализ построенных структурных карт и вывод об эффективности структурного бурения в данных условиях как о методе выявления локальных структур.

Если после расчета и оценки коэффициент корреляции оказался отрицательным или несущественным, то дальнейшее вы-

числение абсолютных отметок для скважин в прогнозной части площади не производится и на основании построенных и проанализированных карт и профилей делается вывод об обратной или низкой сходимости структурных планов и, следовательно, неэффективности выявления локальных структур на исследуемой площади.

10. Построить на миллиметровой бумаге формата А4 поля корреляции:

а) между абсолютными отметками кровли маркирующего горизонта и абсолютными отметками кровли 1-го продуктивного горизонта;

б) между абсолютными отметками кровли маркирующего горизонта и абсолютными отметками кровли 2-го продуктивного горизонта;

в) между абсолютными отметками кровли 1-го продуктивного горизонта и абсолютными отметками кровли 2-го продуктивного горизонта.

Масштабы графиков выбираются произвольно.

11. В пояснительной записке, в которой излагается цель работы, совместный геологический анализ структурных карт, карт толщин и пористости, анализ геологических профилей, делается общий вывод об эффективности применения структурного бурения и о результатах исследований соотношения структурных планов.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 1.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2

(для очного отделения)

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА № 1

(для заочного отделения)

Анализ геологического строения и условий формирования месторождений в различных геотектонических условиях

Для выполнения работы каждому студенту выдаётся фактический геологический материал по месторождению.

Необходимые графические приложения к работе:

1. Сводный стратиграфический разрез.
2. Структурные карты продуктивных горизонтов.
3. Геологические профили продуктивных горизонтов.

На основании полученных данных оформить пояснительную записку следующего содержания:

1. **Местоположение** изучаемого месторождения (нефтегазоносная провинция, нефтегазоносная область, зона нефтегазонакопления).

2. Тип месторождения:

а) по тектоническому признаку (месторождения платформ или складчатых областей), обосновать свой выбор (указать характерные черты строения месторождений платформ или складчатых областей);

б) по сложности геологического строения (простое, сложное или очень сложное), обосновать свой выбор;

в) по фазовому состоянию флюидов (газовое, газонефтяное, нефтяное).

При написании этой главы обратитесь к разделу «Месторождения нефти и газа» в данном учебно-методическом пособии.

3. Стратиграфия.

Глава описывается по сводному стратиграфическому (или геолого-геофизическому) разрезу.

Написание данной главы начинают с самых древних отложений представленного разреза (снизу вверх).

а) в главе даётся подробное описание следующих вопросов: какой системой, отделом, ярусом, горизонтом представлен сводный разрез месторождения;

б) в характеристике каждого стратиграфического подразделения указываются, как залегают: согласно или несогласно, с угловым несогласием; что выпадает из разреза; на какой глубине залегают;

в) литологическое описание каждого стратиграфического подразделения с указанием мощности.

Правила написания главы «Стратиграфия»

а) все стратиграфические единицы (система, отдел, ярус, горизонт) пишутся по центру страницы друг под другом;

б) названия стратиграфических подразделений должны быть выделены в соответствии с их рангом шрифтами, подчёркиванием и с указанием индекса;

в) в тексте все названия стратиграфических единиц пишутся с маленькой буквы;

г) нельзя писать: отложения системы, яруса, горизонта, а нужно: палеозойские, девонские, живецкие отложения.

Примеры:

Палеозойская группа – PZ

Палеозойские отложения ложатся с угловым несогласием и глубоким перерывом в осадконакоплении на отложения рифей-вендского возраста. В связи с этим разрез палеозойских отложений является неполным: из разреза выпадает кембрийская, ордовикская и силурийская системы. Остальная часть палеозойской группы подразделяется на системы: девонскую, каменноугольную и пермскую. Мощность палеозойских отложений изменяется от 1000 до 1500 м.

Девонская система – D

Породы девонского возраста распространены повсеместно. На востоке они выходят на поверхность, участвуя в строении складок на западе залегают на глубинах 1500–2000 м. Повсюду они ложатся с глубоким размывом и угловым несогласием на подстилающих рифей-вендских отложениях из разреза выпадает нижний отдел. Мощность девонской системы колеблется около 500 м.

Средний отдел – D₂

Среднедевонские отложения широко развиты в пределах изученной территории: на востоке они выходят на поверхность, на западе залегают на глубинах 2300–2800 м. Повсеместно они ложатся с угловым несогласием и стратиграфическим перерывом на подстилающие породы рифей-вендского возраста и подразделяются на эйфельский и живетский ярусы. Мощность среднего отдела колеблется в пределах 150–180 м.

Живетский ярус – D₂ zv

Живетский ярус, как и вся девонская система, распространен повсеместно, выходя на поверхность на востоке и находясь на глубинах 1900–2400 м на западе. Живетские отложения залегают согласно на бийских известняках эйфельского возраста и подразделяется на афонинский и страоскольский горизонты.

Афонинский горизонт – D₂ af

Афонинские отложения залегают согласно на бийских отложениях. Афонинские отложения сложены преимущественно известняками. Известняки, частью доломитизированные, иногда глинистые. Мощность 15–25 м. Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 2.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3

(для очного отделения)

По данным выполненных исследований в практической работе №2 в данной работе детально описываются структурные карты и геологические профили.

Производится перечисление основных нефтегазоносных горизонтов (снизу вверх) и указать глубину их залегания. Глубина залегания берётся с масштабной шкалы геологического профиля по кровле пласта.

1. Дать подробное *литологическое описание* пород-коллекторов и пород-покрышек.

2. Для всех представленных в плане и разрезе продуктивных горизонтов определяется *тип залежи* по классификации И.О. Брода (см. рис. 24), и приуроченность его к типу природного резервуара. Для определения типа природного резервуара к которому приурочена залежь нефти рекомендуется воспользоваться методами математической статистики. Для этого необходимо иметь данные по абсолютным отметкам кровли природного резервуара – H^k , и подошвы пласта H^n . По этим данным строится корреляционное поле, вычисляется коэффициент корреляции r , строится уравнение регрессии. Пример отнесения природного резервуара к классу пластовых определим по данным таблиц 18, 19.

Т а б л и ц а 1 8

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скважины	H^k , м	H^n , м	№ скважины	H^k , м	H^n , м
1	-1230,3	-1253,1	26	-1205,5	-1239,9
2	-1232,5	-1248,3	27	-1217,8	-1239,8
3	-1242,8	-1256,9	28	-1205,6	-1234,1
4	-1250,5	-1265,3	29	-1194,7	-1232,7
5	-1255,3	-1276,5	30	-1204,4	-1224,3
6	-1260,1	-1275,4	31	-1209,1	-1222,1
7	-1246,9	-1270,8	32	-1194,7	-1232,7
8	-1263,5	-1274,2	33	-1204,4	-1224,3
9	-1261,4	-1283,6	34	-1209,1	-1222,1

Окончание табл. 18

№ скважины	H^k , м	$H^п$, м	№ скважины	H^k , м	$H^п$, м
10	-1271,1	-1286,4	35	-1232,1	-1245,6
11	-1243,4	-1264,0	36	-1249,4	-1266,6
12	-1266,6	-1275,1	37	-1172,8	-1193,7
13	-1234,0	-1253,6	38	-1215,1	-1240,5
14	-1260,3	-1271,4	39	-1214,2	-1234,9
15	-1247,3	-1266,6	40	-1199,7	-1222,7
16	-1243,7	-1261,5	41	-1237,1	-1315,6
17	-1270,2	-1279,8	42	-1254,4	-1276,6
18	-1247,5	-1268,7	43	-1177,8	-1193,7
19	-1246,9	-1267,8	44	-1220,1	-1240,5
20	-1249,3	-1263,1	45	-1219,2	-1234,9
21	-1227,8	-1241,3	46	-1214,1	-1232,1
22	-1271,3	-1286,4	47	-1177,8	-1203,7
23	-1259,5	-1280,8	48	-1220,1	-1240,5
24	-1267,7	-1290,3	49	-1219,2	-1234,9
25	-1232,8	-1251,4	50	-1214,1	-1232,1

По данным табл.18 построено корреляционное поле между H^k и $H^п$ приведенное на рис. 42.

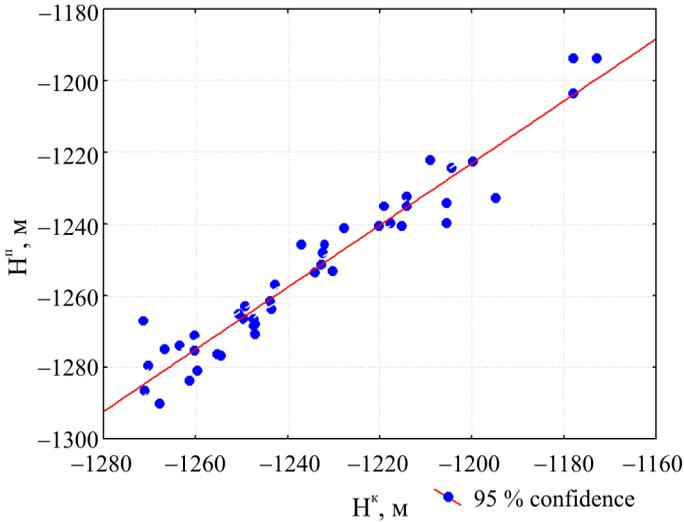


Рис. 42. Поле корреляции между H^k и $H^п$

Отсюда видно, что значения H^k и H^n коррелируются между собой. Это показывает что толшины между кровлей и подошвой природного резервуара изменяются незначительно, т.е. кровля и подошва контролируют распространение пласта коллектора. Коэффициент корреляции – r между H^k и H^n по данным табл. 18 равен 0,97 и является статистически значимым- $p < 0,05$. Уравнение регрессии в данном случае имеет следующий вид: $H^n = -154,623 + 0,889H^k$. Выполненный корреляционный анализ показывает, что в данном случае изучаемый природный резервуар относится к пластовому типу.

Таблица 19

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скважины	H^k , м	H^n , м	№ скважины	H^k , м	H^n , м
1	-1347,7	-1482,0	26	-1359,3	-1471,1
2	-1242,2	-1588,0	27	-1362,9	-1448,9
3	-1332,3	-1409,1	28	-1291,4	-1513,4
4	-1389,7	-1365,1	29	-1347,1	-1379,7
5	-1354,4	-1471,1	30	-1366,9	-1475,7
6	-1328,1	-1361,4	31	-1360,3	-1490,0
7	-1266,9	-1322,8	32	-1314,1	-1339,1
8	-1293,5	-1521,6	33	-1386,6	-1491,2
9	-1380,2	-1569,3	34	-1357,3	-1487,0
10	-1266,9	-1565,6	35	-1391,3	-1463,8
11	-1263,6	-1584,5	36	-1305,7	-1444,2
12	-1377,4	-1429,2	37	-1382,8	-1490,7
13	-1367,8	-1456,0	38	-1320,5	-1473,4
14	-1319,1	-1414,5	39	-1359,5	-1456,2
15	-1324,6	-1425,2,0	40	-1320,2	-1322,8
16	-1382,8	-1403,2	41	-1325,5	-1448,9
17	-1375,1	-1573,1	42	-1374,7	-1433,1
18	-1337,8	-1445,5	43	-1314,1	-1395,4
19	-1235,1	-1399,7	44	-1357,8	-1470,9
20	-1384,7	-1420,9	45	-1317,2	-1347,2
21	-1391,1	-1521,3	46	-1291,8	-1511,2
22	-1391,2	-1412,5	47	-1397,8	-1465,1
23	-1314,5	-1416,5	48	-1280,2	-1485,2
24	-1334,2	-1383,5	49	-1363,5	-1485,8
25	-1349,4	-1407,5	50	-1263,6	-1491,2

По этим данным построено корреляционное поле между H^k и $H^п$ приведенное на рис. 43.

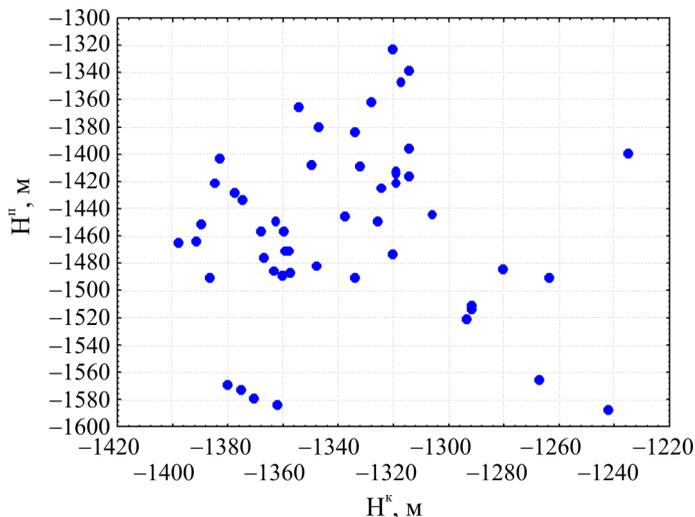


Рис. 43. Поле корреляции между H^k и $H^п$

Отсюда видно, что значения H^k и $H^п$ не коррелируются между собой. Коэффициент корреляции $-r$ между H^k и $H^п$ по данным табл. 19 равен 0,003 и является статистически не значимым. Это показывает, что данный природный резервуар нельзя отнести к пластовому типу. Каждому студенту выдается свой вариант по которому выполняется анализ для определения типа природного резервуара по данным H^k и $H^п$ с помощью корреляционного анализа.

Для всех типов залежей определить амплитуду залежи, амплитуду ловушки и коэффициент заполнения ловушки (рис. 44).

Контакты: ГНК – газонефтяной контакт – условная поверхность, отделяющая в нефтегазовой части залежи нефть от газа; ВНК – водонефтяной контакт – условная поверхность, отделяющая в нефтяной залежи зону, насыщенную нефтью, от переходной, насыщенной нефтью с водой

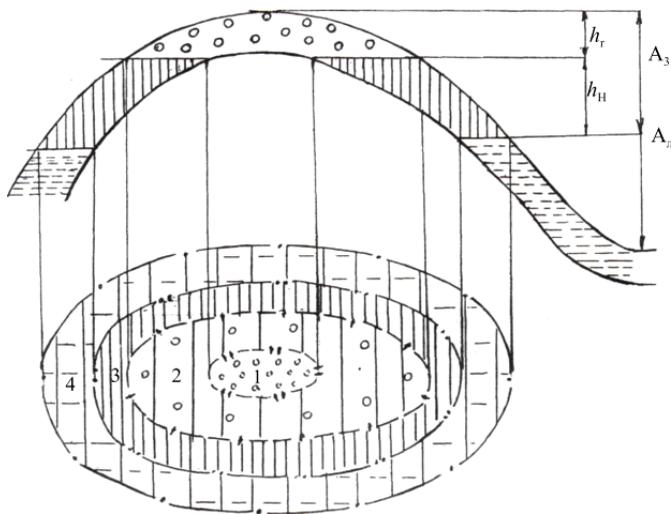


Рис. 44. Схема пластово-сводовая нефтяной залежи с газовой шапкой. Условные обозначения: Части пласта: 1 – газовая; 2 – нефтегазовая; 3 – нефтяная; 4 – водная.

Амплитуда залежи ($A_з$) – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до водонефтяного контакта для газо-нефтяной или нефтяной залежи (и до газовой контакта для газовой залежи).

Амплитуда ловушки ($A_л$) – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) до последней замкнутой изогипсы.

Коэффициент заполнения ловушки ($K_{з.л.}$) равен отношению амплитуды залежи к амплитуде ловушки.

$$K_{з.л.} = A_з / A_л$$

где $K_{з.л.}$ – коэффициент заполнения ловушки, $K_{з.л.} = A_з / A_л$; $A_з$ – амплитуда залежи – это вертикальное расстояние от наивысшей точки до водонефтяного контакта; $A_л$ – амплитуда ловушки – это вертикальное расстояние от наивысшей точки до последней замкнутой изогипсы; h_n – высота нефтяной части залежи; h_r – высота газовой шапки.

$K_{з.л.}$ изменяется от 0 до 1.

3. Для всех продуктивных залежей определить гипсометрическое положение контактов (ГВК – газовой, ГНК – газонефтяной, ВНК – водонефтяной).

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 3.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4

(для очного отделения)

Для выполнения работы каждому студенту выдаётся фактический материал по характеристикам, приведенным в табл. 20.

Пример одного из вариантов приведен в табл. 20. По этим данным необходимо выполнить анализ изменения свойств нефтей (плотности нефтей в пластовых условиях – ρ , г/см³, вязкости нефти – μ , мПа·с) и характеристик пласта (коэффициента пористости – K_p , отн. ед, коэффициента проницаемости – $K_{пр}$, мкм², коэффициента нефтенасыщенности – $K_{ин}$, отн. ед) в зависимости от гипсометрических отметок кровли пласта H^k .

Таблица 20

Значения абсолютных отметок кровли и подошвы резервуара

№ скв.	H^k , м	ρ , г/см ³	μ , мПа·с	K_p , отн. ед	$K_{пр}$, мкм ²	$K_{ин}$, отн. ед
1	-1347,7	0,819	4,24	0,10	0,012	0,71
2	-1397,8	0,819	4,04	0,10	0,015	0,73
3	-1391,3	0,818	4,11	0,11	0,027	0,72
4	-1391,2	0,819	4,06	0,11	0,014	0,74
5	-1391,1	0,818	4,16	0,11	0,012	0,73
6	-1389,7	0,819	4,08	0,12	0,015	0,72
7	-1286,9	0,817	4,12	0,12	0,027	0,75
8	-1384,5	0,818	4,09	0,13	0,014	0,73
9	-1382,2	0,818	4,12	0,14	0,012	0,73
10	-1382,9	0,819	4,06	0,11	0,015	0,74
11	-1380,2	0,818	4,24	0,12	0,027	0,74
12	-1377,4	0,819	4,04	0,12	0,014	0,74
13	-1375,1	0,819	4,08	0,13	0,014	0,73
14	-1374,7	0,818	3,94	0,14	0,016	0,74

Окончание табл. 20

№ скв.	H^k , м	ρ , г/см ³	μ , мПа·с	$K_{п}$, отн. ед	$K_{пр}$, мкм ²	$K_{нн}$, отн. ед
15	-1367,8	0,819	3,84	0,11	0,021	0,74
16	-1366,9	0,818	4,01	0,11	0,014	0,73
17	-1363,5	0,817	4,05	0,13	0,026	0,74
18	-1362,9	0,819	4,24	0,11	0,023	0,74
19	-1260,3	0,819	4,16	0,11	0,026	0,74
20	-1359,5	0,818	3,56	0,11	0,028	0,74
21	-1359,1	0,819	4,06	0,11	0,021	0,74
22	-1357,8	0,818	4,08	0,15	0,035	0,74
23	-1357,5	0,819	3,94	0,11	0,023	0,73
24	-1354,2	0,819	3,84	0,13	0,035	0,72
25	-1349,4	0,819	4,06	0,12	0,023	0,74
26	-1347,1	0,819	4,05	0,12	0,021	0,74
27	-1337,8	0,818	4,24	0,15	0,032	0,76
28	-1334,4	0,819	4,08	0,13	0,023	0,76
29	-1332,3	0,818	4,06	0,13	0,021	0,75
30	-1328,1	0,818	3,92	0,13	0,032	0,76
31	-1325,5	0,818	3,79	0,13	0,023	0,76
32	-1324,1	0,818	4,01	0,14	0,028	0,76
33	-1320,6	0,818	4,15	0,15	0,026	0,76
34	-1320,3	0,817	4,24	0,14	0,021	0,73
35	-1319,3	0,817	4,14	0,14	0,022	0,74
36	-1317,7	0,818	4,03	0,15	0,036	0,72
37	-1382,8	0,818	3,83	0,15	0,035	0,73
38	-1314,5	0,817	3,96	0,14	0,032	0,75
39	-1314,1	0,817	3,84	0,14	0,036	0,77
40	-1305,2	0,817	3,91	0,16	0,035	0,79
41	-1293,5	0,817	3,96	0,17	0,053	0,75
42	-1291,7	0,817	3,81	0,18	0,063	0,79
43	-1291,1	0,817	3,56	0,19	0,073	0,79
44	-1281,1	0,817	3,16	0,18	0,083	0,81
45	-1266,1	0,816	3,21	0,14	0,041	0,79
46	-1266,9	0,814	2,72	0,17	0,069	0,81
47	-1263,6	0,815	2,73	0,17	0,059	0,81
48	-1262,4	0,816	2,98	0,17	0,055	0,81
49	-1263,6	0,814	2,73	0,16	0,061	0,81
50	-1255,1	0,814	2,61	0,17	0,058	0,81

Построить корреляционные поля между всеми показателями приведенными в табл. 20. Выяснить как изменяются показате-

тели в зависимости от величины H^k . В качестве примера построим поле корреляции между значениями ρ и μ (рис. 45).

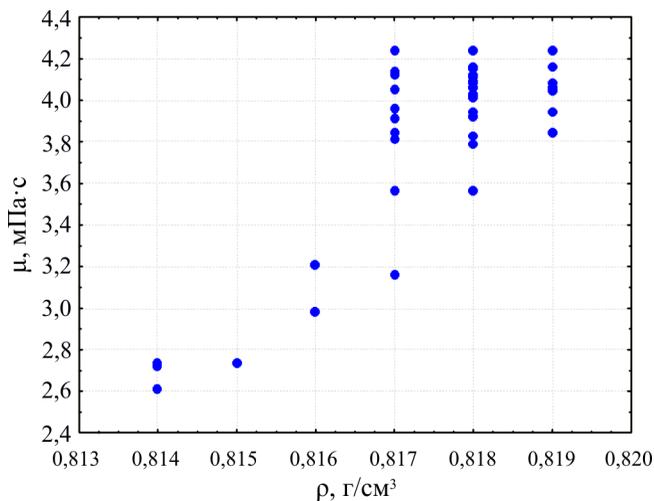


Рис. 45. Поле корреляции между ρ и μ

Из рис. 45 видно, что между значениями ρ и μ наблюдается достаточно сложная корреляция в разных частях корреляционного поля. При $\rho < 0,817$ г/см³ наблюдается линейная корреляция между ρ и μ , далее она значительно ослабевает.

Титульный лист работы оформляется в соответствии с приложением 4.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПО КУРСУ «ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. Что входит в понятие «каустобиолит»?
2. Элементный, групповой и изотопный состав нефти.
3. Физические свойства нефти.
4. Классификация нефтей по содержанию смол, серы, асфальтенов.
5. Основные агрегатные состояния газа в земной коре, его состав.
6. Физико-химические свойства природных газов.
7. Что входит в понятия «газоконденсат» и «газогидрат»?
8. Нефтенасыщенность.
9. Распределение газа, нефти и воды в нефтяном пласте.
10. Высота залежи.
11. Породы-коллекторы. Литологические типы коллекторов.
12. Основные коллекторские свойства горных пород.
13. Пористость. Размеры и формы пустот. Типы пористости. Коэффициенты пористости.
14. Проницаемость. Виды проницаемости. Коэффициент проницаемости.
15. Классификация коллекторов по пористости и по проницаемости.
16. Породы-покрышки, их назначения и типы.
17. Классификации пород-покрышек.
18. Природные резервуары и их типы (рисунки).
19. Природные ловушки и их типы (рисунки).
20. Определение понятия «залежь». Элементы пластово-сводовой и массивной залежей.
21. Классификация залежей по фазовому состоянию.
22. Морфологическая классификация залежей по Броду.
23. Месторождения нефти и газа и их основные классификации.

24. Основные признаки месторождений платформ.
25. Основные признаки месторождений геосинклинальных областей.
26. Основные закономерности распределения нефти в земной коре.
27. Основные закономерности распределения газа в земной коре.
28. Неорганические гипотезы происхождения нефти и газа.
29. Органическая гипотеза происхождения нефти и газа.
30. Геохимия дисперсных органических веществ в стратиферу.
31. Состав дисперсных органических веществ.
32. Стадии преобразования рассеянного органического вещества.
33. Закономерности изменения органического вещества в катагенезе.
34. Понятие о нефтегазоматеринских толщах.
35. Миграция нефти и газа и её виды.
36. Основные факторы, способствующие миграции.
37. Основные процессы, способствующие образованию и формированию залежей нефти и газа.
38. Принцип дифференциального улавливания флюидов.
39. Принцип гравитационного разделения флюидов.
40. Основные факторы, способствующие разрушению залежей нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова [и др.]. – М.: Изд-во МГУ, 2012. – 430 с.
2. Геология и геохимия нефти и газа / В.И. Ермолкин [и др.]. – М.: Недра, 2012. – 460 с.
3. Геология нефти и газа / В.Ю. Керимов оглы [и др.]. – М.: Академия, 2015. – 280 с.
4. Геология и геохимия нефти и газа / В.И. Галкин, О.Е. Кочнева. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 176 с.

Дополнительная литература

5. О масштабах миграции углеводородов в пределах Соликамской депрессии Предуральяского прогиба и возможностях её использования для прогноза нефтегазоносности / В.Л. Воеводкин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12.
6. Габриэлянц Г.А Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 285 с.
7. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург, 1992. – 108 с.
8. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристике локальных структур / В.И. Галкин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 7. – С. 12–17.
9. Галкин В.И., Расстегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 2001. – 277 с.
10. Ибламинов Р.Г. Основы геологии и геохимии нефти и газа / Перм. ун-т.– Пермь, 2007. – 256 с.

11. Кабышев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлокогеновых областях. – Л.: Недра, 1987. – 186 с.
12. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
13. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. – Л.: Недра, 1974. – Вып. 327. – 68 с.
14. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. – М.: Мир. – 638 с.
15. Мстиславская Л.П., Филиппов В.П. Геология, поиски и разведка нефти и газа: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2005. – 199 с.
16. Словарь по геологии и геохимии нефти и газа / под ред. К.А. Черникова. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Практическое занятие № 1 (для очного отделения)

**Изучение соотношения структурных планов
по различным границам месторождений нефти и газа
и перспективных локальных структур**

Вариант №

Выполнил студент гр. _____

Проверил _____

Пермь 2017

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Практическое занятие № 2

(для очного отделения)

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА № 1

(для заочного отделения)

**Анализ геологического строения и условий
формирования месторождений нефти и газа
в различных геотектонических условиях**

Выполнил студент гр. _____

Проверил _____

Пермь 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Практическое занятие № 3
(для очного отделения)

**Построение моделей строения месторождений
нефти и газа различных типов**

Выполнил студент гр. _____
Проверил _____

Пермь 2017

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Практическое занятие № 4

(для очного отделения)

**Анализ состава нефтей,
углеводородных газов, битумоидов**

Выполнил студент гр. _____

Проверил _____

Пермь 2017

Учебное издание

ГАЛКИН Владислав Игнатьевич,
КОЧНЕВА Ольга Евгеньевна

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Второе издание, дополненное и исправленное

Учебно-методическое пособие

Редактор и корректор *И.Н. Жеганина*

Подписано в печать 30.10.2017. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 11,5. Тираж 100 экз. Заказ № 265/2017.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.