

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
**ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**Е. М. Максимов**

# **НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛИТОЛОГИЯ**

Тюмень  
ТИУ  
2016

УДК 553.98  
ББК 26.343  
М 171

**Рецензенты:**

Доктор геолого-минералогических наук, профессор В.Н. Бородкин  
Доктор геолого-минералогических наук, профессор И.П. Попов

**Максимов Е.М.** Нефтегазовая литология: монография /  
М 171 Е. М. Максимов. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 353 с.  
ISBN 978-5-9961-1326-2

В монографии дано изложение основных методов и направлений литологического анализа нефтегазосодержащих горных пород, пластов-коллекторов и ловушек литологически и стратиграфически ограниченных типов. При его составлении были использованы опубликованные работы отечественных и зарубежных геологов. Работа хорошо иллюстрирована рисунками и классификационными таблицами. Даны примеры построения литолого-фациальных карт. Отдельная глава посвящена характеристике природных резервуаров нефти и газа Западно-Сибирского осадочного бассейна. Дополнено заданиями для выполнения лабораторных работ и тестовыми заданиями.

Предназначена для студентов, магистрантов и аспирантов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям 21.05.02 «Прикладная геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

УДК 553.98  
ББК 26.343

ISBN 978-5-9961-1326-2

© Федеральное государственное  
бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Тюменский индустриальный  
университет», 2016

## Оглавление

### Часть I. Теория и методология

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>1. ПОРОДЫ – КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТЕРРИГЕННОГО ТИПА</b> .....	7
1.1. Состав, структура и текстура терригенных пород.....	7
1.2. Литотипы терригенных пород.....	20
1.3. Выделение литотипов по данным геофизических исследований скважин (ГИС).....	26
1.4. Классификация песчаных пород по происхождению.....	29
1.5. Общая характеристика и классификация пород – коллекторов терригенного типа.....	30
1.6. Общая характеристика и классификация природных резервуаров нефти и газа.....	40
<b>2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ КАРБОНАТНОГО ТИПА</b> .....	50
2.1. Литотипы карбонатных пород.....	50
2.2. Общая характеристика пород-коллекторов и природных резервуаров карбонатного типа.....	54
<b>3. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТРЕЩИННОГО И ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПОВ</b> .....	62
3.1. Типы трещин.....	63
3.2. Методы изучения трещин.....	67
3.3. Трещинные коллекторы и природные резервуары.....	69
<b>4. ЭПИГЕНЕТИЧЕСКОЕ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЕ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД</b> .....	73
4.1. Эпигенез в карбонатных породах.....	74
4.2. Диагенез и эпигенез в терригенных породах.....	75
<b>5. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ</b> .....	78
5.1. Типы пород-флюидоупоров.....	80
5.2. Экранирующие качества пластов-покрышек.....	85
<b>6. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ БОЛЬШИХ ГЛУБИН</b> .....	88
6.1. Общие сведения.....	88
6.2. Типы пород-коллекторов и резервуаров больших глубин.....	90
<b>7. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫХ ТИПОВ</b> .....	99
7.1 История исследований.....	99

7.2. Классификация природных резервуаров и ловушек литологически и стратиграфически ограниченных типов.....	102
7.3. Природные резервуары и ловушки литологически ограниченного типа.....	106
7.4. Природные резервуары и ловушки стратиграфически ограниченного типа.....	131
<b>8. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА.....</b>	<b>146</b>
8.1. Полевые методы исследования природных резервуаров нефти и газа.....	149
8.2. Лабораторные методы исследования керна.....	153
8.3. Геологическая интерпретация сейсмических материалов.....	162
8.4. Литологическая интерпретация каротажных диаграмм.....	180
8.5. Создание базы данных. Обработка и научный анализ фактического материала. Построение общей модели пластового резервуара.....	196
8.6. Палеогеологические методы.....	201
<b>9. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА.....</b>	<b>259</b>
9.1. Нефтегазоносные комплексы и пласты-резервуары Западно-Сибирского осадочного бассейна.....	259
9.2. Нефтегазоносные формации Западно-Сибирского бассейна.....	270
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>307</b>
Перечень вопросов для устной аттестации.....	308
Перечень вопросов для электронного тестирования по предмету «Нефтегазовая литология».....	310
<b>Литература.....</b>	<b>320</b>

## **Часть II. Лабораторные работы**

1. Работа с керном.....	326
2. Обработка результатов гранулометрического анализа керна.....	328
3. Микроскопические исследования образцов керна.....	330
4. Работа с каротажными диаграммами.....	333
5. Построение карт природных резервуаров.....	335
6. Построение профильных разрезов пластов-резервуаров.....	339
<b>Задания для выполнения лабораторных работ по предмету «Нефтегазовая литология» .....</b>	<b>341</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Литология - это наука о составе, структурах, текстурах и генезисе осадочных горных пород. За рубежом она называется седиментологией.

Нефтегазовая литология – это прикладная литология, обслуживающая нефтегазовую отрасль, это – учение о породах-коллекторах, породах флюидоупорах, о природных резервуарах и ловушках нефти и газа различных типов.

Геологи работают с фактами, которые они получают различными методами: геологическими, геофизическими, геохимическими, наземными, аэро- и космической фотосъемкой, бурением скважин и др. Геологи-литологи работают с каменным материалом, извлекают из этого материала информацию, пригодную для решения основных задач практического характера: прогноз новых залежей и месторождений, построение детальной модели геологического строения каждой залежи, каждого продуктивного пласта и месторождения в целом. Геолог-нефтяник строит погоризонтные карты пористости и проницаемости пород-коллекторов, карты эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, карты коэффициентов нефте- и газонасыщенности и других параметров пластов. Строит профильные разрезы и трехмерные модели месторождений, нефтегазоносных районов и областей. Вся эта работа выполняется на компьютере и постоянно пополняется по мере поступления новых данных. Этому можно и нужно научиться, вначале теоретически, а потом и на практике.

В Западной Сибири актуальность этой темы особо возрастает при освоении слабо изученных нижних горизонтов платформенного чехла ранне-среднеюрского возраста, отличающихся высокой степенью неоднородности строения в плане и по вертикали.

Монография составлена в формате учебного пособия, ориентирована на подготовку специалистов геологов - литологов нефтегазового профиля через систему вузов, магистратуры и аспирантуры.

**ЧАСТЬ I.  
ТЕОРИЯ И МЕТОДОЛОГИЯ**

- 1. ПОРОДЫ – КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТЕРРИГЕННОГО ТИПА**
- 2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ КАРБОНАТНОГО ТИПА**
- 3. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТРЕЩИННОГО И ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПОВ**
- 4. ЭПИГЕНЕТИЧЕСКОЕ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЕ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.**
- 5. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ.**
- 6. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ БОЛЬШИХ ГЛУБИН**
- 7. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫХ ТИПОВ**
- 8. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА**
- 9. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА**

# 1. ПОРОДЫ – КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТЕРРИГЕННОГО ТИПА

## 1.1. Состав, структура и текстура терригенных пород

Характеристика структуры, текстуры и минералогического состава терригенных горных пород дана в учебниках по литологии и петрографии осадочных пород, составленных М.С.Швецовым (1958), Н.В.Логвиненко (1984), Б.К.Прошляковым, В.Г.Кузнецовым (1991), В.Н.Швановым (1969, 1987).

К терригенным относятся горные породы, состоящие из обломков, в той или иной степени окатанных при транспортировке в водной или воздушной среде и выпавших в осадок при процессах седиментации. Как и любая горная порода, они имеют бесчисленное множество свойств (классификационных признаков): структура, текстура, гранулометрический состав, минералогический состав, количество и состав цементирующего материала, тип цементирования зерен, пористость, проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность, неоднородность, возраст и др.

Структура терригенных пород определяется по размеру обломков. Названия терригенным породам даны также по размерам обломков (*таблица 1*). Классификации разных авторов несколько отличаются друг от друга. К примеру, на шкале размеров зерен по Р. Унругу (1980) фракции

1-1,68 мм названы грубозернистой песчаной, а к пелитовой отнесена фракция с размерами частиц  $<0,002$  мм.

Как правило, терригенная порода состоит из обломков (фракций) различной размерности. Название породе дается по преобладанию той или иной фракции. Заметное присутствие примеси других фракций может быть учтено в названии породы добавлением приставок. Например, алевропелитом называется порода, состоящая наполовину из алевритовой и пелитовой фракций. Уточнение названия породы может быть выполнено методом гранулометрического анализа - просеиванием песка через набор сит с отверстиями различной размерности и взвешиванием полученных при этом фракций. Затем определяется процентное содержание песчаной, алевритовой, пелитовой фракций. Результаты определений наносятся на треугольную диаграмму. Каждая проба на этой диаграмме изображается одной точкой и в зависимости от того, в какую часть треугольника попадает эта точка, будет определяться название (литотип) породы: алевритовый песчаник, глинистый песчаник и др. (*рис.1*).

Моделирование породы-коллектора гранулярного типа выполняется исходя из концепции четырехкомпонентной системы по Р.К. Селли (1981), согласно которой (*рис.2*) песчаная порода состоит из: 1) обломков - песчаных зерен; 2) матрикса - мелких зерен (алевоитовой примеси);

Таблица 1

**Классификация терригенных пород по размеру обломков  
(по Б.К.Прошлякову, 1991г.)**

Группы пород		Размер обломков (фракций), мм	Название обломков (фракций)	Название пород
Рыхлые	Сцементированные			
Валунник		> 1000	Глыба	Глыбовый валунник
Галечник	Конгломерат	100-1000	Валун	Валунник
		10-100	Галька	Галечник Конгломерат
			Неокатанные-щебень	Брекчия
		50-100	Крупный	Крупногалечный
		25-50	Средний	Среднегалечный
		10-25	Мелкий	Мелкогалечный
Гравийник	Гравелит	1-10	Гравий	Гравийник, гравелит
			Неокатанные-дресва	Дресвяник, дресвит
		5-10	Крупный	Крупнообломочный
		2,5-5	Средний	Среднеобломочный
		1-2,5	Мелкий	Мелкообломочный
Песок	Песчаник	0,1-1	Песчинки	Песок Песчаник
		0,5-1	Крупные	Крупнозернистый
		0,25-0,5	Средние	Среднезернистый
		0,1-0,25	Мелкие	Мелкозернистый
Алеврит	Алевролит	0,01-0,1	Пылинки, пыль	Алеврит Алевролит
		0,05-0,1	Крупный	Крупнозернистый
		0,025-0,05	Средний	Среднезернистый
		0,01-0,025	Мелкий	Мелкозернистый
Глина	Аргиллит	< 0,01	Пелит	Глина, аргиллит

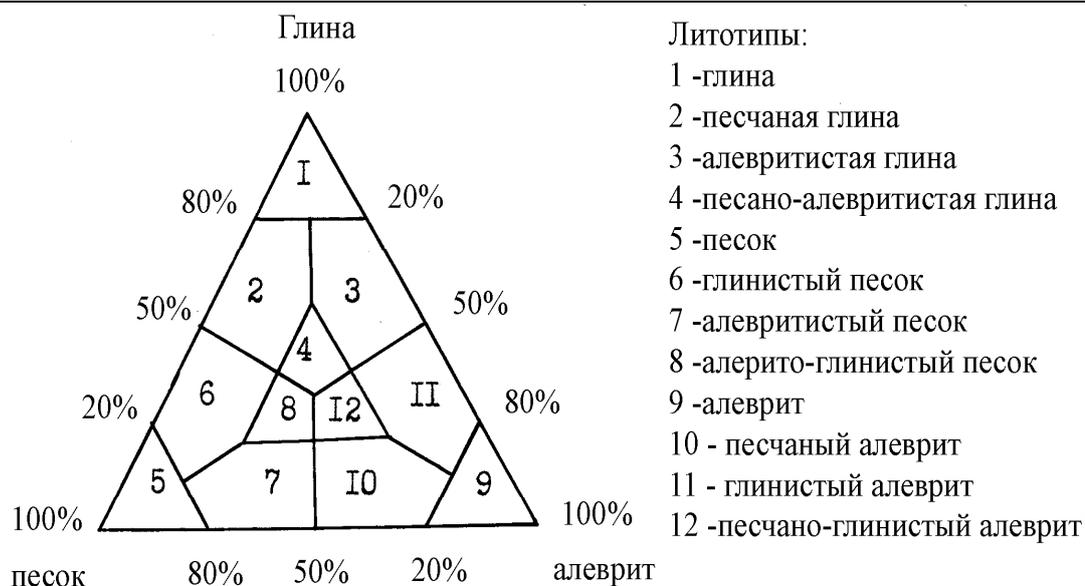
3) цемента; 4) пор. Размер пор зависит от размера зёрен: чем крупнее зёрна, тем крупнее будут и поры. Наличие матрикса ухудшает пористость,

т.к. он заполняет поровое пространство, закупоривает поровые каналы, по которым движется жидкость, газ. Чем больше цементирующей массы, тем хуже коллектор (*рис.3*).

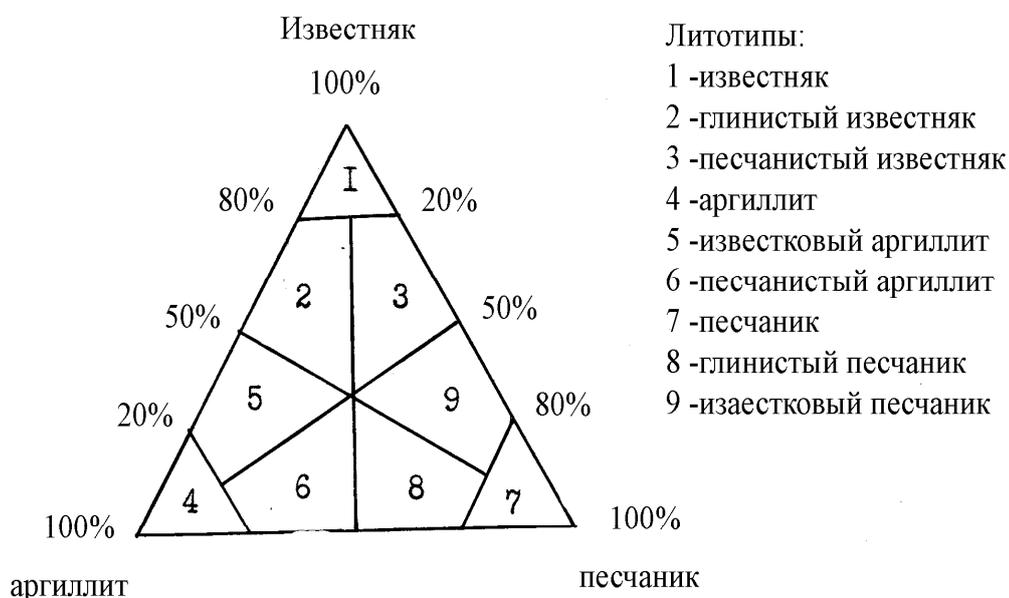
Как отмечалось выше, определение долевого участия песчаной, алевритовой, глинистой фракций производится методом гранулометрического анализа. При этом проба породы разрушается, дробится до размеров зерен, промывается в соляной кислоте, просеивается через набор сит. Обработка результатов ситового анализа производится методом построения гистограмм, кривых распределения, кумулятивных кривых, треугольных диаграмм (*рис.4,5*). По форме гистограмм определяется, какие фракции преобладают в породе. Те же цифровые данные можно изобразить в виде кривых распределения. Преимущества последних заключаются в том, что на один график можно нанести несколько кривых и сравнивать их между собой. Резкое преобладание (>70%) какой-либо фракции свидетельствует об однородности породы и высокой степени сортированности зерен. Если зерна разных фракций присутствуют в породе примерно в равных количествах, то это будет свидетельствовать об отсутствии их сортированности.

Количественные данные о средней размерности зерен, составляющих породу, и степени их сортированности можно получить по кумулятивным кривым. Такие кривые строятся по тем же данным, что и гистограммы, но по последовательному нарастанию процентного содержания фракций. Первая точка на этом графике соответствует значению процентного содержания I-й фракции. Вторая точка находится путем суммирования процентного содержания I-й и II-й фракций, третья - путем суммирования процентного содержания I-й, II-й и III-й фракций и т.д. Полученные точки соединяются плавной линией. Затем проводятся горизонтальные линии из точек, соответствующих значениям 50%, 75% и 25%. Из точек их пересечения с кумулятивной кривой опускают перпендикуляры и находят соответствующие им значения размеров зерен.

Первое значение, соответствующее 50%, принимается за медианный диаметр зерен, обозначается буквами Md. Коэффициент отсортированности ( $S_o$ ) вычисляется делением размеров зерен, соответствующих значениям 25% ( $Q_1$ ) и 75% ( $Q_3$ ). Идеально отсортированы зерна при значении коэффициента отсортированности равном 1. В учебниках по литологии коэффициент отсортированности определяется делением  $Q_3$  на  $Q_1$ . При этом получается цифра больше единицы, зависимость - обратная. Хорошо отсортированными считаются песчаники со значениями  $S_o = 1,0-2,5$ , средне отсортированными - при  $S = 2,5-4,5$ , плохо отсортированными - при  $S_o > 4,5$ .

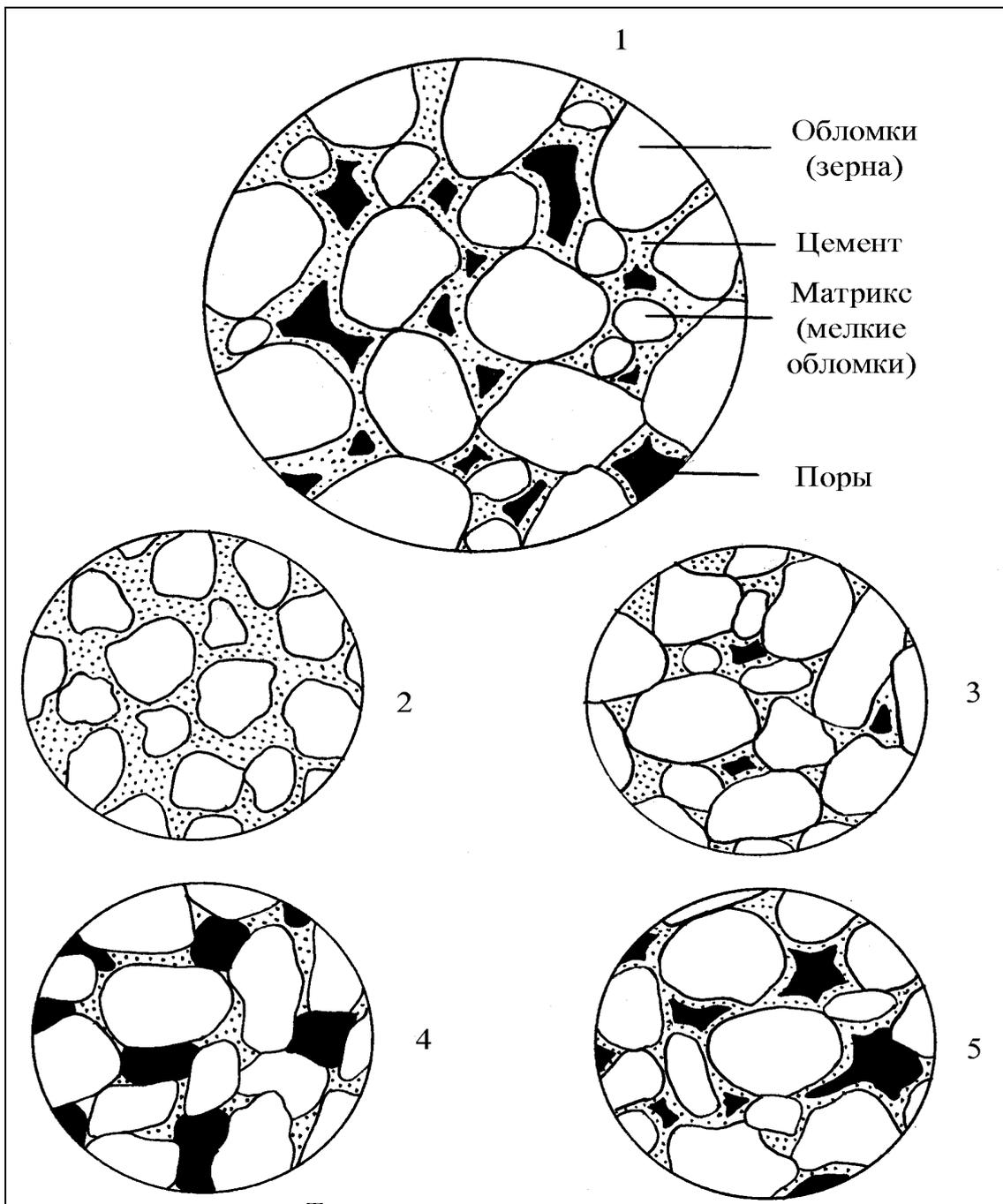


Классификационный треугольник для типизации терригенных пород по размеру зерен (Ф.Н. Шепарду, 1954)



Классификационный треугольник для типизации известковых пород (по Р.К. Селли, 1981).

**Рис.1.** Классификационные треугольники для выделения литотипов по размеру зерен и по содержанию извести. Каждая точка внутри треугольников имеет три координаты, ориентированные перпендикулярно относительно трех сторон треугольника.



**Рис.2.** Модели строения терригенной породы-коллектора.

1- четырехкомпонентная модель строения породы-коллектора (по Р.К.Сели, 1981)

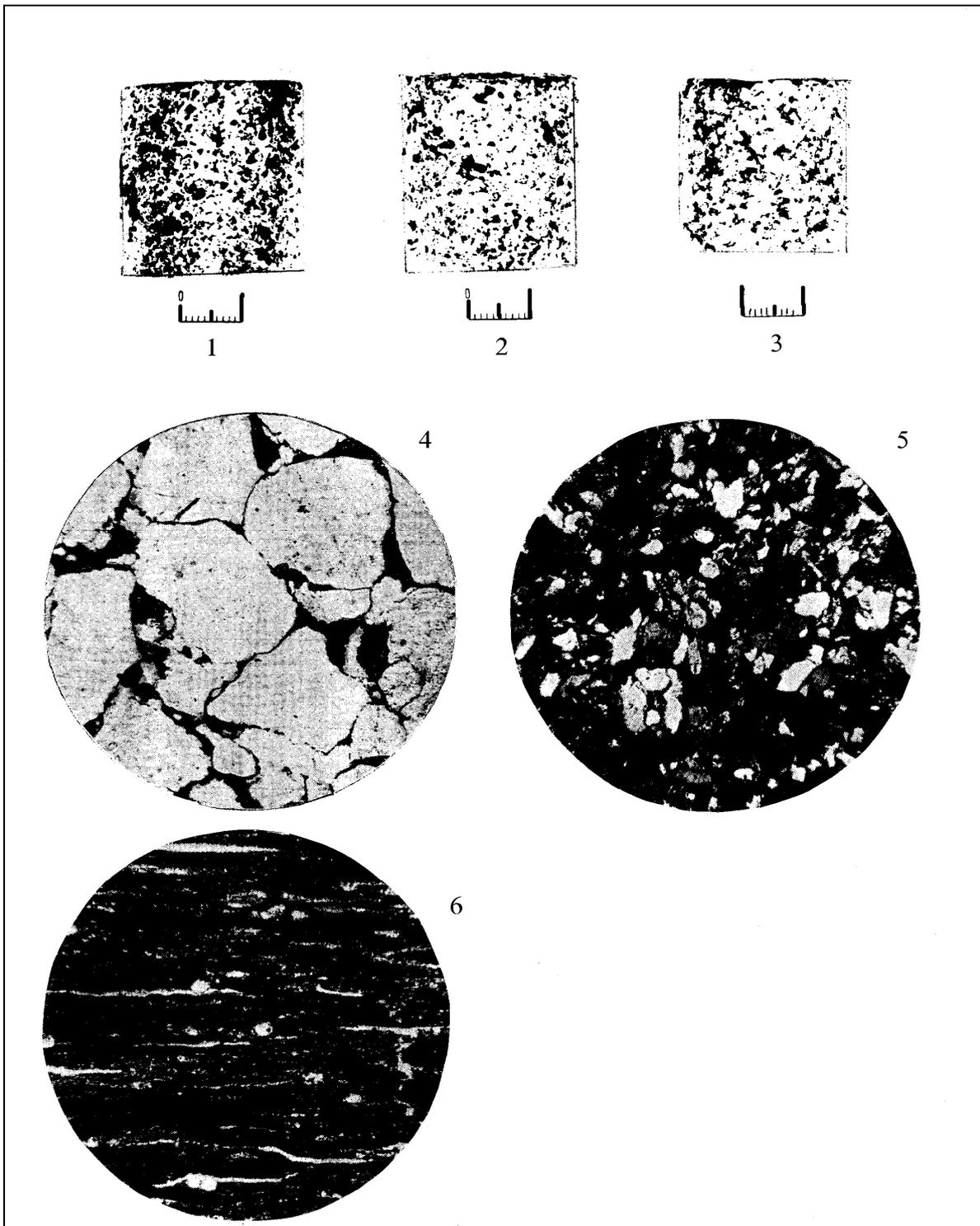
Типы цементов песчаных пород-коллекторов:

2- базальный – обломочные частицы, не соприкасаясь друг с другом, как бы плавают в цементе

3- поровый – зерна соприкасаются друг с другом, промежутки между ними (поры) заполнены цементом

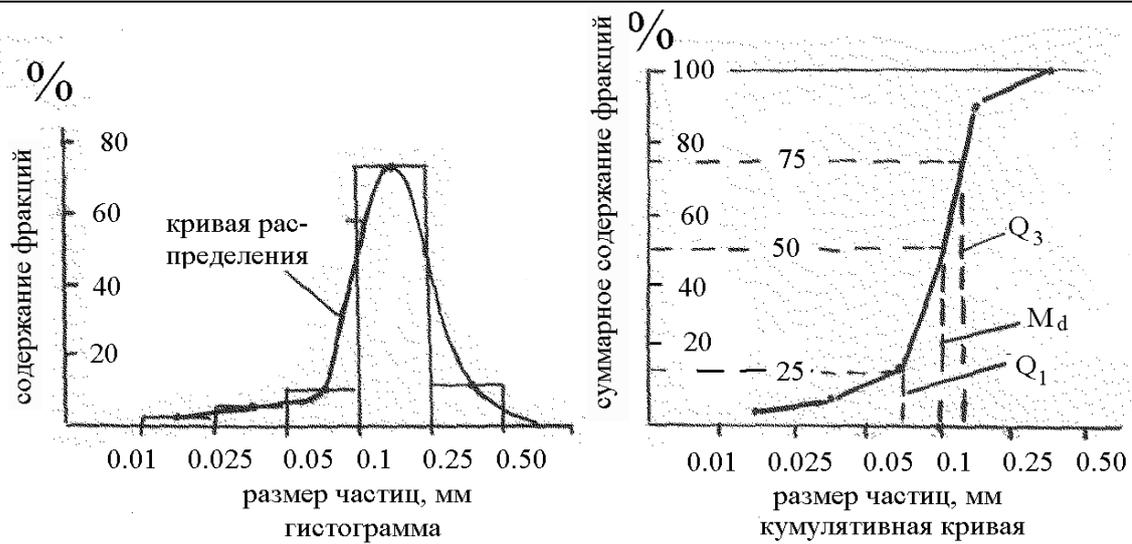
4- контактовый – цементирующий материал присутствует лишь в зоне контакта обломочных зерен

5- пленочный – цемент образует тонкие пленки вокруг обломочных зерен



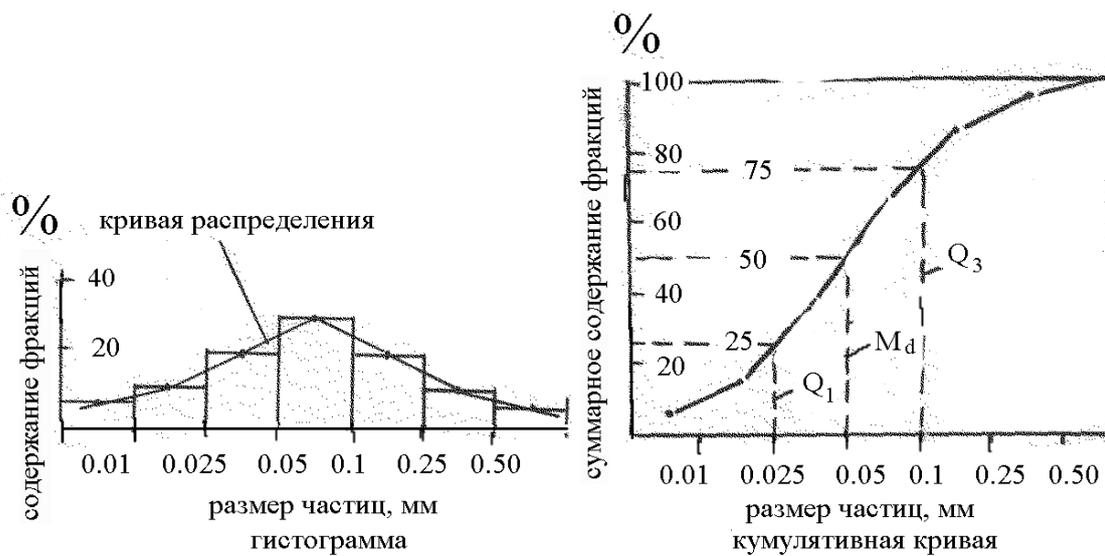
**Рис.3.** Фотографические изображения терригенных пород пласта ЮК<sub>10</sub> Талинского месторождения (Западная Сибирь), (по О.М.Гарипову):

1 – 3 образцы керна кварцевых гравелитистых песчаников шеркалинской свиты Талинского нефтяного месторождения с вторичными пустотами растворения;  
4- кварцевый песчаник (черное – поры); 5- алевролит; 6- аргиллит. Увеличение 80.



Проба 1 - хорошо отсортированный песок  
 $M_d = 0.1 \text{ мм}$ ,  $Q_1 = 0.075 \text{ мм}$ ,  $Q_3 = 0.15 \text{ мм}$

$$S_o = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{0,075}{0,150} = 0,5$$

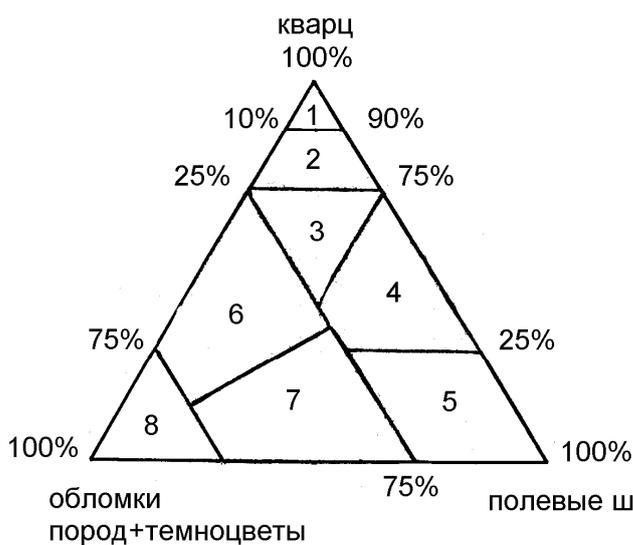


Проба 2 - среднеотсортированный песчаный алеврит

$M_d = 0.05 \text{ мм}$ ,  $Q_1 = 0.025 \text{ мм}$ ,  $Q_3 = 0.1 \text{ мм}$

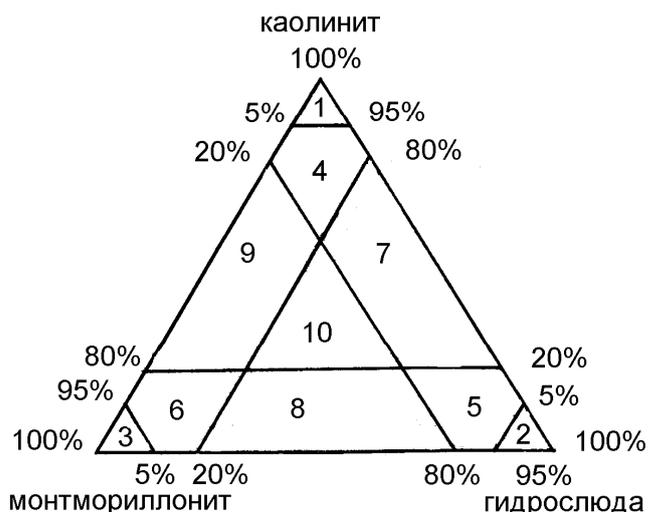
$$S_o = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{0,025}{0,100} = 0,25$$

**Рис.4.** Гистограммы, кумулятивные кривые (по данным гранулометрического анализа песчаных пород). Составил Е.М.Максимов. Коэффициент отсортированности определен методом деления  $Q_1$  на  $Q_3$



- Литотипы:
- 1 - кварцевый
  - 2 - олигомиктовый
  - 3 - мезомиктовый
  - 4 - аркозы
  - 5 - полевошпатовый
  - 6 - кварцевые грауваки
  - 7 - полевошпатовые грауваки
  - 8 - грауваки

Классификационный треугольник для определения литотипов песчаников и алевролитов по минералогическому составу зерен (по В.Н. Шванову, 1969).



- Литотипы:
- мономинеральные:
- 1 - каолинитовый
  - 2 - гидрослюдистый
  - 3 - монтмориллонитовый
- переходные:
- 4 - гидрослюдисто-каолинитовый
  - 5 - каолинито-гидрослюдистый
  - 6 - гидрослюдисто-монтмориллонитовый
- полиминеральные:
- 7 - монтмориллонит-гидрослюдисто-каолинитовый
  - 8 - каолинит-гидрослюдисто-монтмориллонитовый
  - 9 - гидрослюдисто-каолинит-монтмориллонитовый
  - 10 - смешанный

Классификационный треугольник для типизации глинистых пород по минералогическому составу (по Н.В. Логвиненко, 1967).

**Рис.5.** Классификационные треугольники для выделения литотипов обломочных пород по минералогическому составу.

При составлении интегральных уравнений при определении качества породы-коллектора это создает неудобство, т.к. получается обратная зависимость: чем лучше коллектор, тем меньше у него коэффициент отсортированности. Мы предлагаем коэффициент отсортированности определять делением  $Q_1$  на  $Q_3$ . В этом случае хорошо отсортированными считаются породы при значениях  $S_o = 0,75-1,0$ , средне отсортированными - при значениях  $S_o = 0,25-0,75$ , плохо - при значениях

$S_o < 0,25$ . Кроме того, по тем же значениям можно вычислить коэффициент асимметрии  $S_A = Q_1 \times Q_3 / Md^2$ . Он будет показывать положение преобладающей размерности относительно медианы. Максимальный размер зерен ( $C$ ) на кумулятивной кривой определяется нахождением точки, соответствующей 99% содержания. Чем круче наклон кумулятивной кривой, тем лучше отсортированность осадка.

При бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин производится массовый отбор образцов керна на гранулометрический анализ и другие виды лабораторных исследований. Это, прежде всего, делается для решения практических задач по прогнозированию зон улучшенных коллекторов, подсчету запасов, определению эффектов воздействия на пласт при разработке месторождений и др. Любой пласт неоднороден как по толщине, так и по латерали. Поэтому для его моделирования необходимо опробовать пласт более или менее равномерно по всей площади и по всей мощности. По результатам анализа проб строятся карты и профильные разрезы, показывающие, в каком направлении возрастают или убывают количественные значения интересующих нас параметров: пористости, проницаемости, медианного размера зерен, коэффициента отсортированности и др.

Методами математических расчетов можно получить среднеарифметические значения параметров пласта в границах площади залежи, в границах нефтегазоносного района и др. Результаты массового анализа удобнее всего обрабатывать с применением классификационных треугольников. На *рис.1,5* показаны три вида треугольных диаграмм. Существуют другие их виды. Каждая проба на них изображается точкой с тремя координатами, относительно сторон треугольника. Литотипы, выделенные по треугольным диаграммам, наносятся на карты, затем проводятся границы между ними. Такие карты литотипов можно построить на компьютере, но для этого нужна довольно густая сеть наблюдений (план расположения скважин). Практическая ценность таких карт при представительном отборе керна исключительно высокая на всех стадиях работ на месторождении. Карты литотипов можно построить и по другим параметрам пласта, например, по проценту песчаности, количеству и составу цемента (*табл.2*), классам коллекторов (по А.А. Ханину) и др.

Таблица 2

**Классификация обломочных пород по типу, количеству и составу цемента.  
Составил Е.М. Максимов**

Тип цемента	Характеристика (признак)
1. Базальный	Обломочные частицы, не соприкасаясь друг с другом, как бы плавают в цементе
2. Поровый	Зерна обломочные соприкасаются друг с другом, а промежутки между ними (поры) заполнены цементом
3. Контактный	Цементирующий материал находится лишь в зоне контакта обломочных зерен, а другая часть пор не заполнена цементом.
4. Пленочный	Образует тонкие пленки вокруг обломочных зерен, а другая часть пор цементом не заполнена
5. Ступчатый	Цемент в породе распределен неравномерно, имеются участки, где сохранились поры.
6. Регенерационный	Постседиментационный, результат перекристаллизации цементирующего вещества
7. Коррозионный	Постседиментационный
8. Пойкилитовый	Постседиментационный
9. Карбонатный	По минералогическому составу
10. Глинистый	Каолинитовый, монтмориллонитовый, гидрослюдистый, хлорит-гидрослюдистый, серицит-хлоритовый и др.
11. Карбонатно-глинистый	По минералогическому составу

Эпигенетические минералы образуются в породе на стадиях диагенеза и эпигенеза (уплотнения и затвердения осадка) из иловых растворов. Образующиеся при этом новые минеральные зерна, агрегаты, сферолиты, имеют очень малые размеры, заполняют поры и каналы. Наиболее распространенными эпигенетическими минералами являются:

Сульфиды - пирит, марказит др.;

Окислы и гидроокислы - опал, халцедон, кварц, гидроокислы железа и марганца;

Сульфаты - барит, целестин, гипс, ангидрит;

Карбонаты - кальцит, доломит, сидерит, магнезит;

Фосфаты - даллит, курсит и др.

Силикаты - глауконит, лептохлориты, каолинит, гидрослюда, эпидот, монтмориллонит, цеолиты и др.

Пирит указывает на существование в осадке восстановительных условий (сульфидная фация), сидерит - на умеренно-восстановительные условия, кальцит - на щелочные и слабощелочные условия.

Кальцит и доломит отлагаются из морской воды на стадии максимальной трансгрессии, в областях теплого (аридного) климата.

**Таблица 3**

**Основные цементирующие минералы пластов-коллекторов Западной Сибири (по материалам Главтюменьгеологии, 1975)**

Цемент	Происхождение	Размер частиц цемента, мм	Преимущественный тип цемента	Пласты, в которых распространен
Каолинит	Эпигенетический	0,007-0,008	Преимущественно поровый	ПК <sub>1</sub> , АВ <sub>1-6</sub> , БС <sub>1-8</sub> ,
	Аллотигенный	0,002-0,003		
Хлорит	Аутигенный	0,001-0,0005	Пленочный	БВ <sub>8</sub> , БВ <sub>9-11</sub> , БС <sub>10-11</sub> , БС <sub>15-22</sub>
	Аллотигенно-диагенетический	0,0002-0,0005		
Гидрослюда	Аутигенный	> 0,001	Поровый	АС <sub>4-11</sub> , БВ <sub>1-7</sub> , БВ <sub>9-11</sub> , Ю <sub>1</sub>
	Аллотигенный	< 0,001	Пленочный	
Карбонатный			Пленочный, поровый	БС <sub>10-11</sub> , БВ <sub>9-11</sub> , Ю, БС <sub>16-23</sub> ,

По результатам минералогических исследований и химического анализа пород определяются следующие коэффициенты:

Коэффициент зрелости осадка. Высокозрелыми являются кварцевые пески, каолиновые глины. В низкозрелых осадках преобладают неустойчивые минералы, гидрослюда.

Коэффициент мономинеральности –  $K_M$  - отношение количества устойчивых минералов (кварц, кремень) к неустойчивым (полевые шпаты и др.). Он не всегда достоверно отражает степень зрелости осадка.

Мономинеральные и олигомиктовые пески относятся к категории зрелых осадков, полимиктовые - к незрелым осадкам.

**Таблица 4**

**Физические свойства основных породообразующих минералов осадочных горных пород. Составил Е.М.Максимов**

Названия минералов и их химическая формула	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Твердость по шкале Мооса	Температура плавления °С
Наиболее распространенные аутигенные минералы			
Аллофан – аморфное глинистое вещество			>1500
Ангидрит CaSO <sub>4</sub>	2,8 – 3,0	3 – 3,5	1300
Анкерит Ca(Mg,Fe) (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	2,9 – 3,1	3,5	
Апатит, группа Ca <sub>10</sub> F <sub>2</sub> (PO <sub>4</sub> ) <sub>6</sub> - фторапатит	3,18 – 3,21	5	1615
Арагонит CaCO <sub>3</sub>	2,9 – 3,0	3,5 – 4	
Барит BaSO <sub>4</sub>	4,3 – 4,5	3 – 3,5	1250
Боксит Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ×nH <sub>2</sub> O			>1500

Продолжение Таблицы 4

Галенит PbS	7,4	2 - 3	1112
Галит NaCl	2,1 – 2,2	2	800
Гематит Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5,0 – 5,2	5,5 - 6	1594
Гипс CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	2,3	1,5	900
Глауконит (K, Na) (Al, Fe, Mg) <sub>2</sub> (Al, Si) <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub>	2,2 – 2,8	2 - 3	>1500
Даллит – разновидность апатита Ca <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub> (PO <sub>4</sub> CO <sub>3</sub> ) <sub>6</sub>			
Диккит – из группы каолинита			
Гидрослюды – тонкодисперсные слюды, содержащие H <sub>2</sub> O			
Калиевые полевые шпаты, ортоклаз, микроклин KAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	2,54 – 2,57	6 – 6,5	>1500
Кальцит CaCO <sub>3</sub>	2,6 – 2,8	3	1340
Каолинит, группы Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub>	2,58 – 2,6	1	>1500
Кварц SiO <sub>2</sub>	2,5 – 2,8	7	1728
Лимонит 2Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·3H <sub>2</sub> O	4,0 – 4,4	1 - 4	1400
Магнезит MgCO <sub>3</sub>	2,9 – 3,1	4 – 4,5	>1500
Малахит CuCO <sub>3</sub> (OH) <sub>2</sub>	3,9 – 4	3,5 - 4	1150
Марказит FeS <sub>2</sub> (ромб)	4,6 – 4,9	5 - 6	605
Монтмориллонит (Na,Ca) (Al,Mg) <sub>2</sub> Si <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub> ·nH <sub>2</sub> O	2,6	1,5	
Мусковит KAl <sub>3</sub> Si <sub>3</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>2</sub>	2,76 – 3,10	2 – 3	
Опал SiO <sub>2</sub> ·nH <sub>2</sub> O	1,9 – 2,5	5 – 5,5	
Пирит FeS <sub>2</sub> (куб)	4,9 – 5,2	6 – 6,5	1150
Плагиоклазы (Ca, Na) (Al, Si)·AlSi <sub>2</sub> O <sub>8</sub>	2,61 – 2,76	6 – 6,5	1100-1550
Родохрозит MnCO <sub>3</sub>	3,9	3,5 – 4,5	
Сера S	2,05 – 2,08	1 – 2	
Сидерит FeCO <sub>3</sub>	3,9	3,5 – 4,5	
Смектит – тонкодисперсный монтмориллонит			
Сфалерит ZnS	3,9 – 4	3 - 4	1200
Халцедон SiO <sub>2</sub>	2,5 – 2,8	7	
Халькопирит CuFeS <sub>2</sub>	4,1 – 4,3	3 - 4	1000
Хлориты, группа (Mg,Fe,Al)Si <sub>4</sub> O <sub>10</sub> (OH) <sub>8</sub>	2,6 – 2,85	2 – 2,5	>1500
Целестин SrSO <sub>4</sub>	3,9 – 4,0	3 – 3,5	
Цеолиты, группа (Ca, Na <sub>2</sub> ) (AlSi <sub>2</sub> O <sub>6</sub> ) <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	2,08 – 2,50	4 – 5	1200
Циркон ZrSiO <sub>4</sub>	4,68 – 4,70	7 – 8	>1500
Шамозит (Fe, Mg) <sub>5</sub> Al(Si <sub>3</sub> Al) O <sub>10</sub> (OH, O) <sub>8</sub>	3,05 – 3,40	3	
Эпидот Ca <sub>2</sub> (Fe,Al) <sub>3</sub> [SiO <sub>4</sub> ](Si <sub>2</sub> O <sub>7</sub> )(OH)	3,26 – 3,52	6 - 7	
Минералы тяжелой фракции			
Алмаз C	3,47 – 3,56	10	сгорает 850 <sup>0</sup> C
Анаказ TiO <sub>2</sub>	3,9	5 - 6	>1500
Берилл Be <sub>2</sub> Al <sub>2</sub> (SiO <sub>3</sub> ) <sub>6</sub>	2,63 – 2,91	7,5 - 8	1420

Продолжение Таблицы 4

Вольфрамит (Fe,Mn)WO <sub>4</sub>	6,7 – 7,5	4,5 – 5,5	1350
Гематит Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5,0 – 5,2	5,5 - 6	1594
Гранаты-силикаты Fe, Mg, Mn, Ca, Cr, Al	3,5 – 4,2	6,5 – 7,5	1185 – 1260
Золото Au	15,6 – 18,3	2 - 3	1063
Ильменит FeTiO <sub>3</sub> с Mg, Mn	4,72	5 - 6	1365
Касситерит SnO <sub>2</sub>	6,8 – 7,0	6 - 7	1625
Киноварь HgS	8,09	2 – 2,5	1450
Корунд Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,95 – 4,1	9	2021
Магнетит Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	5,5 – 6	4,9 – 5,2	1591
Монацит (Ce, La, V, Th)PO <sub>4</sub>	4,9 – 5,5	5 – 5,5	
Платина Pt	15,0 – 19,0	4 – 4,5	1773
Рутил TiO <sub>2</sub>	4,2 – 4,3	6	1850
Серебро Ag	10,1 – 11,1	2,5	960
Сфен CaTiSiO <sub>5</sub>	3,29 – 3,56	5 м- 6	1127-1386
Топаз Al <sub>2</sub> SiO <sub>4</sub> (F, OH) <sub>2</sub>	3,52 – 3,57	8	
Хромит FeCr <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	4,0 – 4,8	5,5 – 7,5	1450-2180
Циркон ZrSiO <sub>4</sub>	4,68 – 4,7	7 - 8	1800
Шеелит CaWO <sub>4</sub>	5,8 – 6,2	4,5	1350

Коэффициент Фогта -  $\frac{Al_2O_3}{Na_2O}$  используется для определения зрелости по химическому составу.

Коэффициент устойчивости -  $K_y$  - отношение количества устойчивых и неустойчивых минералов в тяжелой фракции. К устойчивым минералам относятся циркон, магнетит, ильменит. Удельный вес их около 5г/см<sup>3</sup> (см. табл. 4).

Коэффициент выветрелости -  $K_B = \frac{SiO_2}{Al_2O_3}$  - химическое выражение  $K_m$ .

По этим коэффициентам можно выделять циклы в разрезе, местоположение продуктов коры выветривания (например, по каолиниту). Из всех глинистых минералов каолинит относится к наиболее зрелым. Он образуется при интенсивных процессах химического выветривания. Хлорит, гидрослюда, монтмориллонит, вермикулит - менее зрелые глинистые минералы. Каолинит преобладает на границе циклов.

Коэффициенты  $\frac{Al_2O_3}{Na_2O}$  и  $\frac{SiO_2}{Al_2O_3}$  выражают ту же закономерность.

## 1.2. Литотипы терригенных пород.

Термин "литотип" в геологической литературе широко внедрился относительно недавно для обозначения литологических разновидностей осадочных горных пород, отличающихся от других по каким-либо характерным признакам, свойствам. Любая классификация осадочных горных пород представляет собой разделение их на литологические типы. Например, среди осадочных пород давно различаются классы и подклассы, группы и подгруппы терригенных, карбонатных, кремнистых и других видов пород. С позиции системного подхода классы и подклассы горных пород представляют собой литотипы высокого ранга. В настоящее время с учетом требований, предъявляемых практикой геолого-поисковых и разведочных работ, классификация такого уровня (ранга) уже становится неудовлетворительной. Необходимость выделения литотипов более низкого ранга, с учетом индивидуальных особенностей (признаков) породы количественными методами, т.е. с выделением подразделений внутри классов и подклассов, давно стала очевидной. В нефтегазовой геологии такой подход ускоренно внедряется в практику исследований и приносит положительные результаты при поисках и разведке залежей углеводородов. Он позволяет делать каждый слой или прослой (т.е. объект поиска и разведки) индивидуальностью, а из этого возникают задачи его диагностики и картирования (прослеживания по площади) геологическими и геофизическими методами.

В соответствии с требованиями системного метода классификация объектов (в нашем случае - выделение литотипов) производится отдельно по каждому признаку, после этого - по комплексу признаков. Таких признаков и комбинаций признаков бесчисленное множество. Назовем наиболее известные из них (по которым можно создавать банк данных):

1. Гранулометрический состав (структура породы).
2. Текстура.
3. Цвет.
4. Минералогический состав обломков.
5. Состав, тип, количество цемента.
6. Аутигенные минералы.
7. Минералы тяжелой фракции.
8. Химический состав (содержание  $Fe_2O_3$ ,  $Al_2O_3$ ,  $FeO$ ,  $CaO$ ,  $Na_2O$ ,  $K_2O$ ,  $B$ ,  $F$ ,  $Va$  и др.).
9. Включения, примеси других пород, битума, угля и др.
10. Включения палеонтологических, палинологических остатков (фауна, микрофауна, споры, пыльца).
11. Коэффициент пористости.
12. Коэффициент проницаемости.
13. Коэффициент песчанистости.
14. Коэффициент глинистости.

15. Коэффициент карбонатности.
16. Литологический коэффициент.
17. Медианный размер зерен.
18. Коэффициент отсортированности (неоднородности по размеру зерен).
19. Коэффициент мономинеральности.
20. Коэффициент зрелости.
21. и др.

Из комбинации названных признаков создается конкретный (индивидуальный) тип (литотип) песчаных, алевритовых, глинистых и др. пород.

Выделение литотипов пород по гранулометрическому и минералогическому составу, по пористости и проницаемости (*см.рис.1, 5, табл.1*) мы рассмотрели выше. При этом используется количественная информация, получаемая при лабораторном анализе проб керна, поэтому выделение литотипов по этим данным может выполняться с использованием компьютера. Но из предыдущего изложения мы знаем, что слой неоднороден как по толщине, так и по площади. Поэтому единичные анализы керна не являются представительными для всего слоя. Нужны массовые отборы и анализы образцов керна и создание на их основе банка данных. После этого можно построить модели слоя (пласта) в виде профильных разрезов и карт.

В основу выделения литотипов по керну (по описанию керна) положены следующие макроскопически видимые признаки: размер, форма обломков, степень их окатанности, сортированности, текстура, цвет породы, отдельность, включения. Ниже излагается пример выделения литотипов терригенных пород по М.Ю.Эрвье (1987).

В классе крупно- и грубообломочных пород выделяются следующие литотипы:

К<sub>1</sub> - конгломераты полимиктовые;

К<sub>2</sub> - конгломераты с округлыми гальками песчано-алевритовых пород, сцементированных разнозернистыми песчаниками;

К<sub>3</sub> - конгломераты с гальками плоской формы песчано-алевритовых пород;

ГР<sub>1</sub> - гравелиты существенно кварцевого состава;

ГР<sub>2</sub> - гравелиты полимиктовые;

Б<sub>1</sub> - брекчии с угловатыми обломками аргиллито-алевритовых пород, с песчано-алевритовым цементом;

Б<sub>2</sub> - конгломерато-брекчии.

В классе песчаных и песчано-алевритовых пород выделяются литотипы:

П<sub>1</sub> - песчаники средне-, разнозернистые светло-серые, серые, однородные с градуированной, косою однонаправленной слоистостью, известковые, содержащие грубообломочный углистый детрит, неориентированный по слоистости;

П<sub>2</sub> - песчаники полурыхлые, белые, светло-серые, средне-мелкозернистые с наклонной или горизонтальной слоистостью. Цемент каолинистый, известковистый;

П<sub>3</sub> - песчаники средне-мелкозернистые, серые и светло-серые, однородные известковистые, без углистого детрита, с одиночными включениями галек, гравия и фаунистических остатков;

П<sub>4</sub> - песчаники и алевролиты мелко-, среднезернистые, косослоистые с перекрестными, веерообразными, мульдобразными текстурами, серые, светло-серые с глинистым, глинисто-карбонатным цементом. Сортировка зерен хорошая. Присутствует углистый детрит, ориентированный по слоистости;

П<sub>5</sub> - песчаники и алевролиты, тонкозернистые, глинистые, серые, известковистые, средне- хорошо сортированные, содержащие рассеянный мелкий углистый детрит;

П<sub>6</sub> - песчаники и алевролиты серые, рыхлые или сцементированные глинистым или известковистым материалом, плохо и среднеотсортированные;

П<sub>7</sub> - мелкозернистые песчаники и алевролиты плитчатые, расслоенные глинами, разнообразные по текстуре, с ненарушенной слоистостью;

Подтипы:

П<sub>7</sub><sup>а</sup> - с подчиненными глинистыми прослоями, грубоплитчатые, горизонтально-слоистые;

П<sub>7</sub><sup>б</sup> - глины и пески примерно в равных количествах, тонкоплитчатые, горизонтально-слоистые;

П<sub>7</sub><sup>в</sup> - с волнистой и веерообразной слоистостью;

П<sub>7</sub><sup>г</sup> - с линзовидной слоистостью;

П<sub>8</sub> - песчаники и алевролиты плитчатые, с нарушенной слоистостью;

П<sub>8</sub><sup>а</sup> - со следами взмучивания осадка;

П<sub>8</sub><sup>б</sup> - со следами оползания осадка;

П<sub>8</sub><sup>в</sup> - с конволютной слоистостью;

П<sub>8</sub><sup>г</sup> - с шаровидными и подушкообразными текстурами;

П<sub>9</sub> - песчаники и алевролиты плитчатые с текстурами нарушения деятельностью донных организмов (биотурбаций);

П<sub>9</sub><sup>а</sup> - с вертикальными ходами илоедов;

П<sub>9</sub><sup>б</sup> - с горизонтальными ходами илоедов;

П<sub>9</sub><sup>в</sup> - с неориентированными множественными ходами илоедов;

П<sub>10</sub> - песчаники и алевролиты с обугленными остатками древесных корней, ориентированными вертикально или ветвисто;

П<sub>11</sub> - песчаники и алевролиты грязно-серого цвета плохо отсортированные, комковатые, с пятнистой текстурой;

П<sub>12</sub> - песчаники и алевролиты глинистые с грубой градуированной слоистостью, плохо сортированные, с многоэтажной однонаправленной косо́й слоистостью;

П<sub>13</sub> - песчаники со следами размыва, косослоистые.

В классе алевролитовых и глинисто-алевролитовых пород выделяются следующие литотипы:

А<sub>1</sub> - алевролиты серые, темно-серые, неслоистые или неяснослоистые, плохо отсортированные;

А<sub>2</sub> - алевролиты серые, грубослоистые, средне- и хорошо отсортированные;

А<sub>3</sub> - алевролиты с тонкими прослоями глин. Слоистость горизонтальная, тонкая, грубая, неравномерная;

А<sub>4</sub> - алевролиты с прослоями глин, линзовидно- и волнисто-слоистые;

А<sub>5</sub> - алевролиты с прослоями глин, косослоистые;

А<sub>6</sub> - алевролиты с прослоями глин, с нарушенной слоистостью, с текстурами взмучивания, оползания, ходами илоедов;

А<sub>7</sub> - алевролиты с включениями галек, гравия;

А<sub>8</sub> – алевролиты с инъекционными, шаровыми, подушечными, конволютными текстурами;

А<sub>9</sub> - алевролиты со следами размыва, косослоистые.

Среди глинистых пород выделены литотипы:

Г<sub>1</sub> - глины и аргиллиты черные, темно-бурые, хорошо отмученные (тонкие), однородные, биуминозные с конкрециями, зернами пирита;

Г<sub>2</sub> - глины, аргиллиты темно-серые, серые, хорошо отмученные, однородные без примесей, без углистого детрита;

Г<sub>3</sub> - глины и аргиллиты алевролитистые и песчанистые, серые, темно-серые, неслоистые;

Г<sub>4</sub> - аргиллиты с тонкими прослоями алевролитов, горизонтально-слоистые;

Г<sub>5</sub> - аргиллиты с тонкими прослоями алевролитов, волнисто- и линзовидно-слоистые;

Г<sub>6</sub> - алевроито-глинистые породы, в которых соотношение алевролитовых и глинистых прослоев примерно одинаковое. Алевролиты косослоистые;

Г<sub>7</sub> - аргиллиты шоколадные (бурые, коричневые), неслоистые, без углистых включений;

Г<sub>8</sub> - аргиллиты с прослоями алевролитов с нарушенной текстурой процессами взмучивания, оползания;

Г<sub>9</sub> - аргиллиты и глины с нарушенной текстурой, ходами илоедов;

Г<sub>10</sub> - аргиллиты и глины алевритистые с включениями галек, гравия;

Г<sub>11</sub> - аргиллиты и глины с включениями угловатых обломков;

Г<sub>12</sub> - аргиллиты пестроцветные, желтовато-серые, вишнево-красные, бурые, пятнисто-окрашенные;

Г<sub>13</sub> - аргиллиты с трещинами усыхания, остатками корней растений, обломками древесины;

Г<sub>14</sub> - аргиллиты брекчиевидные, с прожилками кальцита.

Литотипы углистых пород

Углистое вещество в осадочных толщах встречается:

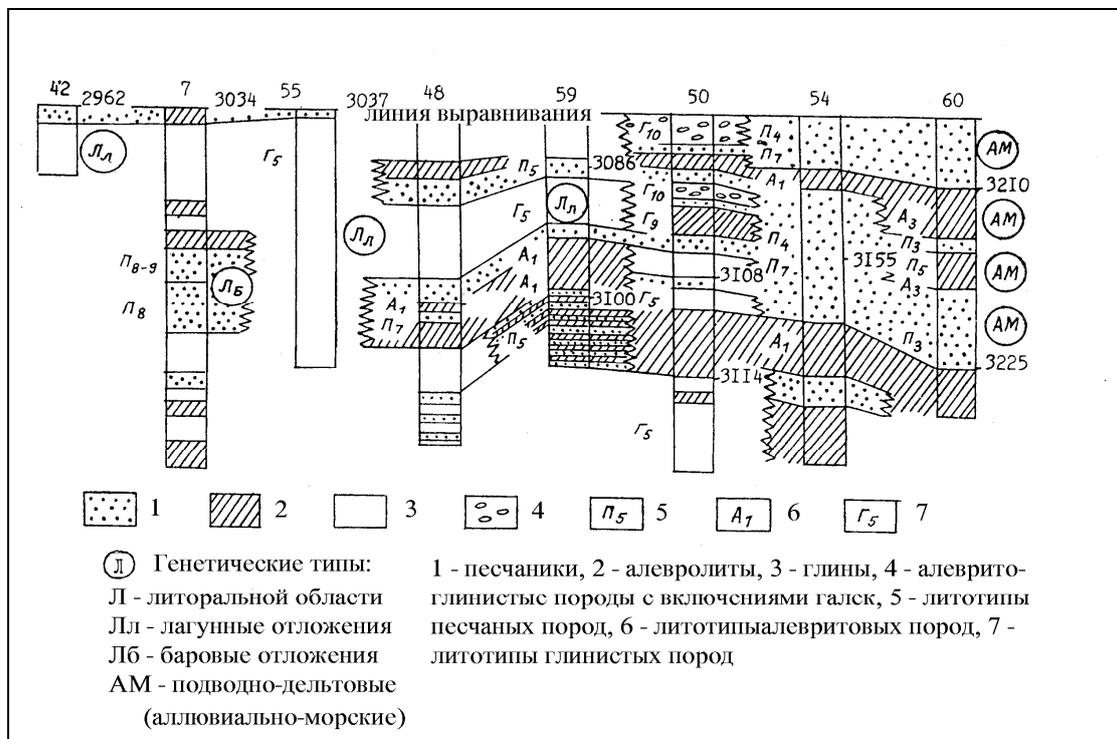
1) в концентрированном виде, т.е. в виде слоев, прослоев, линз,

2) в рассеянном, раздробленном, распыленном виде, т.е. в виде углистого детрита;

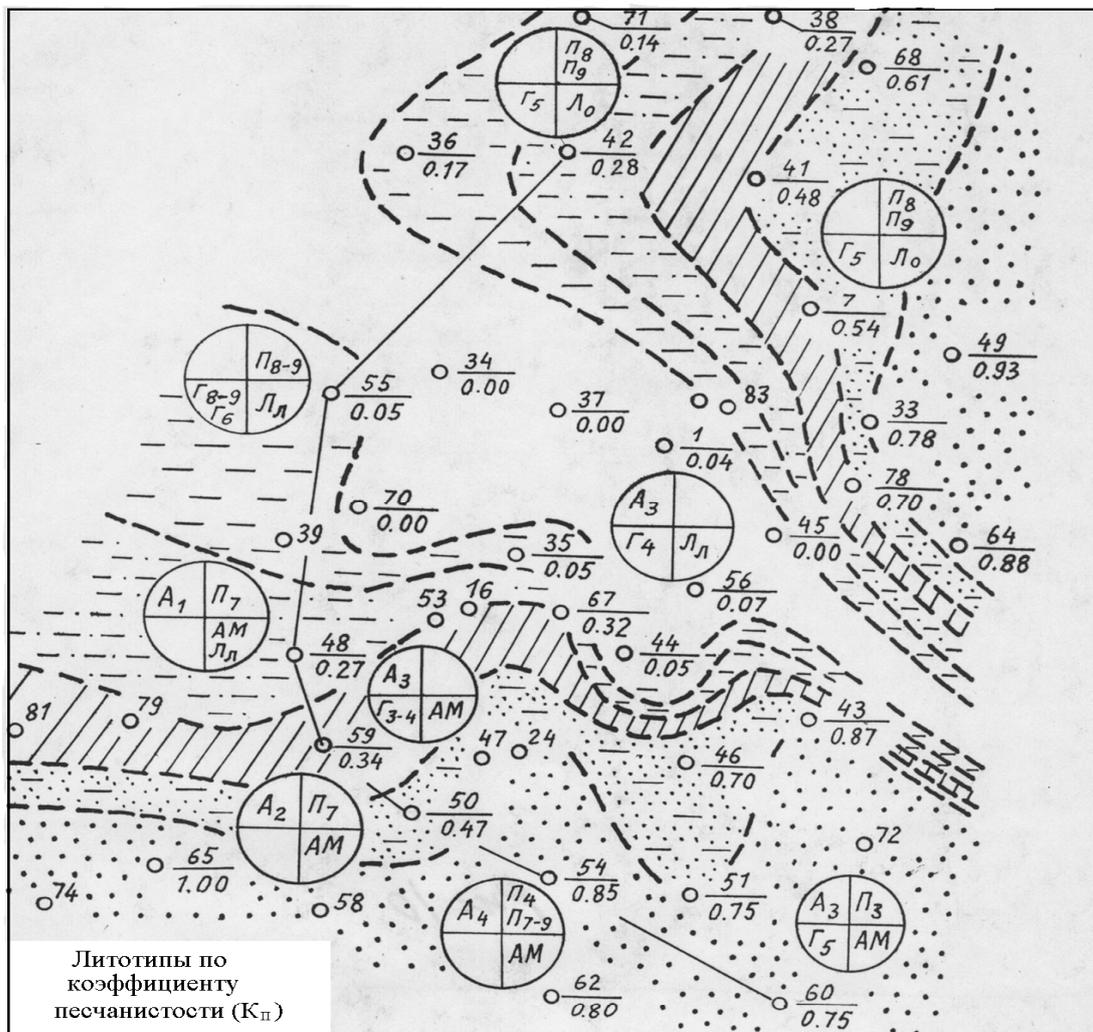
У<sub>1</sub> - углистые породы с тонкорассеянным углистым веществом;

У<sub>2</sub> - углистые породы с тонкими прослоями углистого детрита, сконцентрированного на плоскостях наслоения;

У<sub>3</sub> - слои, прослой, линзы угля, сконцентрированного углистого вещества.



**Рис.6.** Литолого-фациальный разрез пласта БТ<sub>10</sub> Заполярного месторождения (Западная Сибирь, Тазовский район) по линии скважин 46 – 60 (по М.Ю.Эрвье, 1987)



**Литотипы по коэффициенту песчаности ( $K_{п}$ )**

••••• больше 0.75  
 ••••• 0.50 - 0.75  
 // 0.30 - 0.50  
 - - - 0.20 - 0.30  
 — — — 0.10 - 0.20  
 □ меньше 0.10

1 - генетический тип пород:  
 Л<sub>0</sub> - литоральная область  
 Л<sub>л</sub> - литоральная область, лагуна  
 АМ - подводно-дельтовая часть  
 2 - литотипы глинистых пород  
 3 - литотипы алевритовых пород  
 4 - литотипы песчаных пород

3 4  
 2 1

60 / 0.75 скважина и ее номер / коэффициент песчаности

**Рис. 7.** Фациальная карта пласта БТ<sub>10</sub> Заполярного месторождения (Западная Сибирь, Тазовский район) (по М.Ю.Эрвье, 1987)

**Выводы:**

1) Приведенный выше перечень литотипов песчаных, алевритовых и глинистых пород показывает, какое широкое разнообразие одних и тех же по-

род встречается в природе. Перечень этот можно продолжить бесконечно по мере совершенствования методов и техники диагностики горных пород.

2) Удачность термина "литотип" заключается в том, что он позволяет отобразить это разнообразие горных пород, выделить в разрезе слои (пласты) большой и малой мощности, как резко, так и слабо отличающиеся друг от друга по одному, двум-трем и более признакам.

3) Приняв за основу приведенный выше перечень литотипов (в качестве некоторого типового стандарта, можно разрезы скважин по описанию керна (или по другим данным) расчленить на литотипы, построить колонки, профильные разрезы, карты литотипов (*рис. 6,7*).

4) От литотипов легко можно перейти на генетические типы, а карты литотипов переинтерпретировать как генетические (фациальные) карты.

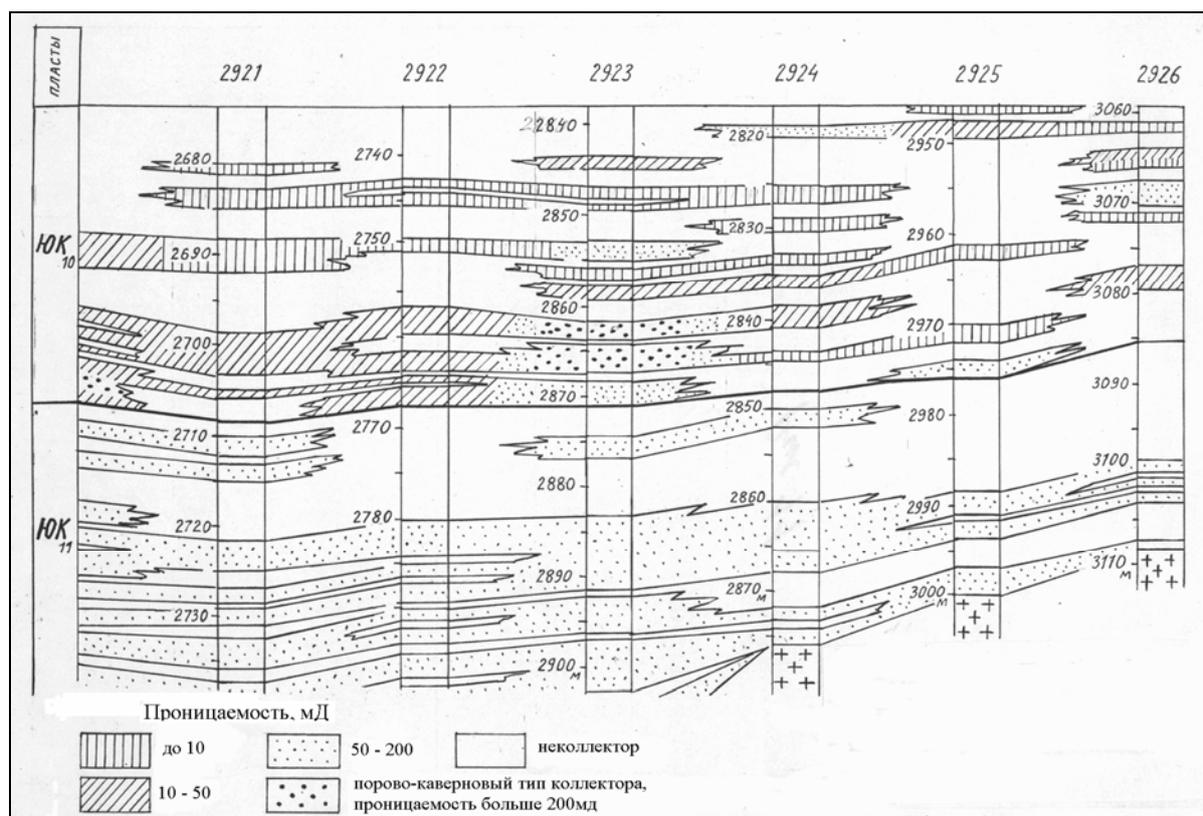
### **1.3. Выделение литотипов по данным геофизических исследований скважин (ГИС).**

Керновый материал - основной источник геологической информации о глубоко залегающих слоях земной коры. О методах его всестороннего исследования было изложено выше. Но в практике работ керн отбирается не по всему стволу скважины, а только с тех глубин, где ожидается вскрытие продуктивных пластов. Процент выхода керна редко составляет 100% от пройденного интервала, а рыхлые, полурыхлые и сильно трещиноватые породы вовсе не сохраняются в керне.

Непрерывность наблюдений по всему стволу скважины является одним из преимуществ материалов ГИС. В настоящее время известно свыше 15 видов каротажа. В комплексе они позволяют решать оперативно все геологические вопросы поискового, разведочного и эксплуатационного направления, включая определение основных параметров подсчета запасов нефти и газа по каждой залежи.

Определение литологического состава горных пород. Эта задача успешно выполняется во всех нефтегазоносных провинциях по диаграмме ПС стандартного электрического, радиоактивного и некоторых других видов каротажа. Разработка критериев литологической интерпретации каротажных диаграмм производится сопоставлением данных каротажа и керна нового материала. Для этого на каротажную диаграмму условными знаками выносятся интервалы отбора и макроскопического описания керна. По результатам сопоставления данных каротажа и керна принимаются за основу некоторые правила интерпретации. При разбуривании терригенных толщ для этой цели используются диаграммы потенциалов СП: по максимальным положительным значениям поляризации проводится линия глин,

по максимальным отрицательным амплитудам - линия песчаников. За алевролиты принимаются промежуточные значения потенциала.



**Рис. 8.** Литотипы пластов ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub> Талинского месторождения в Западной Сибири (по В.А.Луткову, Г.А.Десятниковой, 1990)

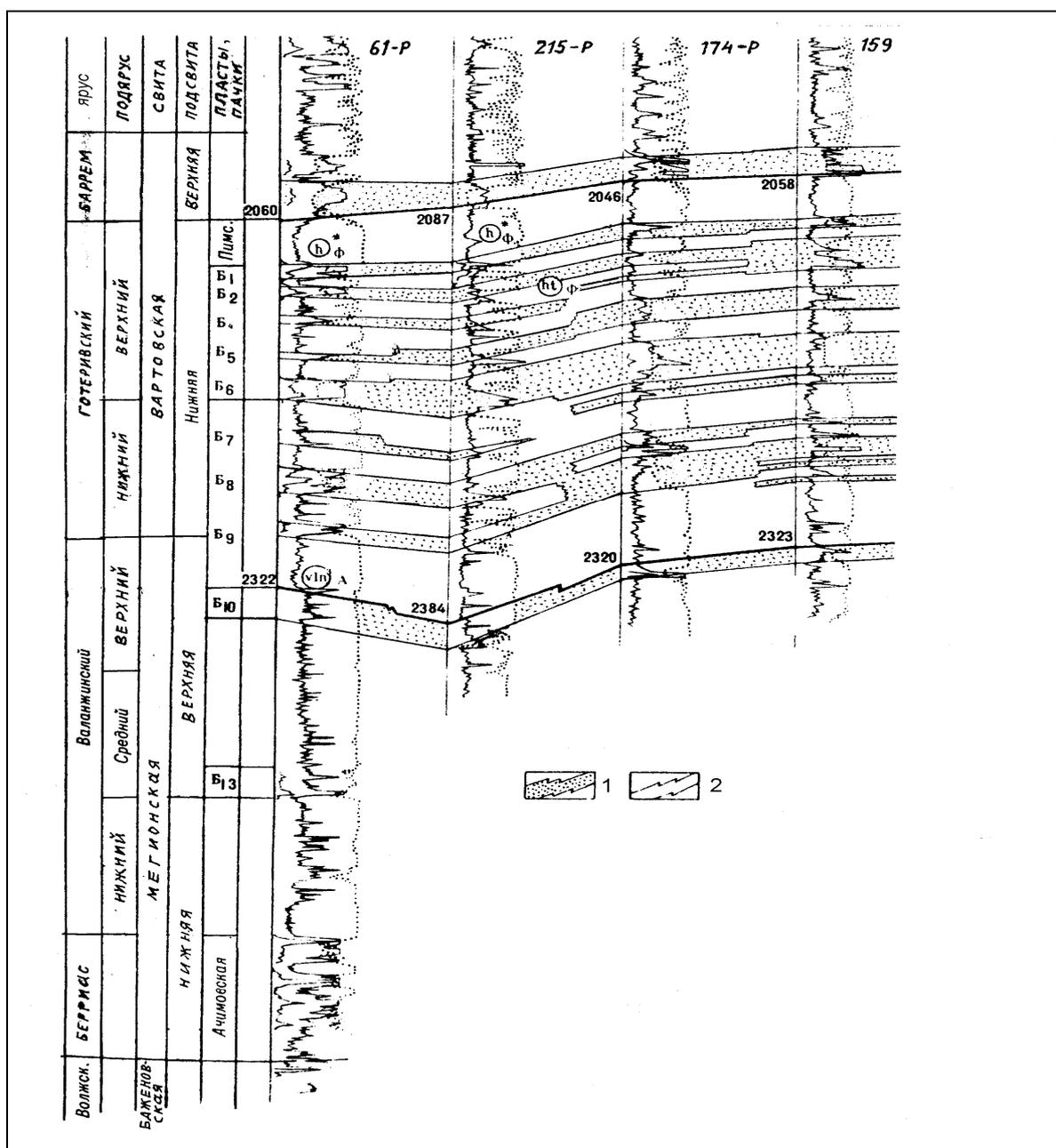
Выделенные таким образом литотипы, т.е. слои и пачки глин, песчаников, алевролитов, слишком безликие, не несут в себе признаков цвета, структуры, текстуры и других характеристик, которые делают горную породу конкретной. Тем не менее, такой метод позволяет решать очень важную для нефтепромысловой геологии задачу: расчленить разрез скважины на природные резервуары и разделяющие их флюидоупоры на тех интервалах, где не производился отбор керн.

Определение промысловых характеристик природных резервуаров. По каротажным диаграммам производятся замеры общей и эффективной толщин пласта, степени его неоднородности (песчанистости, расчлененности), нефте- и газонасыщенности коллекторской породы и др.

На **рис.8** приведен пример выделения литотипов по проницаемости пород, определенной по каротажным данным.

Корреляция разрезов скважин. Правильно составленная схема корреляции разрезов скважин является гарантией достоверности всех последующих построений: структурных карт, карт мощности, пористости, фациальных и других карт, профильных разрезов. Для этой работы привлекаются главным образом диаграммы стандартного или радиоактивного карота-

жа. Работа выполняется по диаграммам стандартного или радиоактивного каротажа, придерживаясь правила: от известного к неизвестному. В качестве исходного стандарта принимается типовой разрез, на котором по результатам предшествующих исследований показаны основные реперные пласты, пачки, границы, принятые для данного района. Положив исследуемую каротажную диаграмму рядом с типовой, по сходству конфигураций кривых на ней находят искомые реперы, а затем - границы всех других пластов, пачек, расположенных между реперами (рис. 9).



**Рис.9.** Схема корреляции разрезов скважин по диаграммам стандартного каротажа (по Л.А.Трушковой, 1966). Пласты группы Б Усть-Балыкского месторождения (Западная Сибирь, Сургутский район). 1- пласты песчаников; 2- пласты глин.

#### 1.4. Классификация песчаных пород по происхождению.

I. Прибрежно- и мелководно-морские, шельфовые, преимущественно средне- и мелкозернистые. Обломки хорошо окатанные, хорошо отсортированные. По минералогическому составу среди обломков преобладают кварц, ортоклаз, микролин, обломки кремнистых пород. Цемент чаще состоит из аутигенного (эпигенетического) кварца, кальцита и небольшого количества глинистых минералов. В зоне подводных течений песчаники, обычно крупнозернистые, хорошо отсортированные, а в понижениях подводного рельефа - менее отсортированные с алевритовой и пелитовой примесью. Песчаные тела имеют чаще пластовые формы, реже - формы баров, кос, течений, потоков.

II. Озерные. По составу и внешнему облику очень близки к прибрежно- и мелководно-морским.

III. Речные. Слабо отсортированные. Размер обломков меняется в широких пределах, содержат обломки обугленной древесины, растений, иногда обломки пресноводной фауны, включения гравия, гальки. Текстура массивная, косослоистая однонаправленная, параллельнослоистая. Толщина песчаных тел незначительная, форма удлиненная-рукавообразная, шнурковая.

IV. Дельтовые. Более крупнозернистые, слабо отсортированные. По мере удаления от берега в сторону моря возрастает роль алевритовой фракции. Образуют тела сложной формы, резко меняющейся мощности.

V. Флювиогляциальные. Зерна плохо окатанные, плохо отсортированные. Образуют линзовидные тела небольших размеров в зоне ледников.

VI. Эоловые. Зерна хорошо окатаны, хорошо отсортированы. Алевритовая и пелитовая фракции обычно отсутствуют. Слоистость волнистая, косая. Площадь развития эоловых песков может быть весьма значительной, толщина - первые десятки метров, редко - сотни метров. Ширина развития прибрежных дюн, барханов достигает 10 км. Цемент в песках обычно хомогенный, представлен вторичным кальцитом и сульфатами.

Из всех перечисленных типов наибольшим распространением пользуются пески и песчаники морского происхождения. При процессах нефтегазообразования и накопления в недрах Земли песчаные породы играют роль природных резервуаров. По их порам и каналам происходит движение жидкостей и газов из зон повышенных пластовых давлений в зоны пониженных давлений. На местах антиклинальных перегибов слоев или других типов барьеров на путях миграции поры и каналы заполняются нефтью и газом. Лучшими коллекторскими породами, как уже отмечалось выше, являются песчаные породы, состоящие из хорошо отсортированных зёрен и содержащие небольшое количество цементирующего материала (цемент контактового и пленочного типов). К ним прежде всего относятся пески и песчаники эолового и морского происхождения.

## 1.5. Общая характеристика и классификация пород – коллекторов терригенного типа.

Изучением пород-коллекторов нефти и газа различных типов занимались многие геологи. Среди них наибольшей известностью пользуются труды А.А. Ханина (1965, 1969, 1973, 1976), Б.К. Прошлякова (1987, 1990), В.Г. Кузнецова (1978, 1992), Ю.К. Бурлина, А.И. Конюхова, Е.Е. Карнишиной (1991), О.А. Черникова (1977, 1981), а из зарубежных геологов – труды А.И. Леворсена (1958, 1970), Д.А.Буша (1977), Р.К. Селли (1981, 1989).

Емкость природного резервуара зависит от пористости слагающих их пород. Поэтому, чем лучше мы будем знать параметры пород-коллекторов, тем точнее будем определять запасы нефти и газа, находящиеся в них. В нефтегазовой геологии коллекторами называются пористые и трещиноватые горные породы, способные вмещать в себя нефть и газ и отдавать эти полезные ископаемые при разработке. Как и любая горная порода, порода-коллектор имеет бесчисленное множество свойств (классификационных признаков). Геологов-нефтяников и промысловиков прежде всего интересуют такие их свойства как плотность (удельный вес), пористость, проницаемость, форма и размер пустот, водонасыщенность, нефте- и газонасыщенность.

По форме и размерам пустотного пространства коллекторские породы подразделяются на пять типов: 1) поровый; 2) порово-трещинный; 3) трещинный; 4) каверновый; 5) порово-каверновый (*табл. 5*).

Поровые коллекторы называются гранулярными, имеют зернистую структуру. К ним относятся пески, песчаники, алевролиты, алевриты и некоторые разновидности карбонатных пород - оолитовые и обломочные известняки, дресва коры выветривания. Минимальные размеры пор и поровых каналов, по которым осуществляется миграция жидкостей и газов по данным Ханина А.А. составляет 1-3 микрона (мкм). Поры меньших размеров заполнены физически связанной водой, поэтому практически непроницаемы для нефти и газа. При наличии в породе пор различных размеров фильтрация осуществляется по наиболее крупным порам (свыше 30 мкм). В сильно уплотненных породах, в которых крупные поры и каналы отсутствуют, перемещение флюидов происходит и по мелким пустотам (менее 30 мкм).

В глинах и аргиллитах размер пор и каналов менее 1 мкм, поэтому они как коллекторы практического интереса не представляют. Поры между обломочными зернами называются межзерновыми. По размерам различают поры:

сверхкапиллярные	-более 0,1 мм (100 мкм);
капиллярные	-0,0002-0,1мм;
субкапиллярные (ультракапиллярные)	-менее 0,0002мм (0,2 мкм).

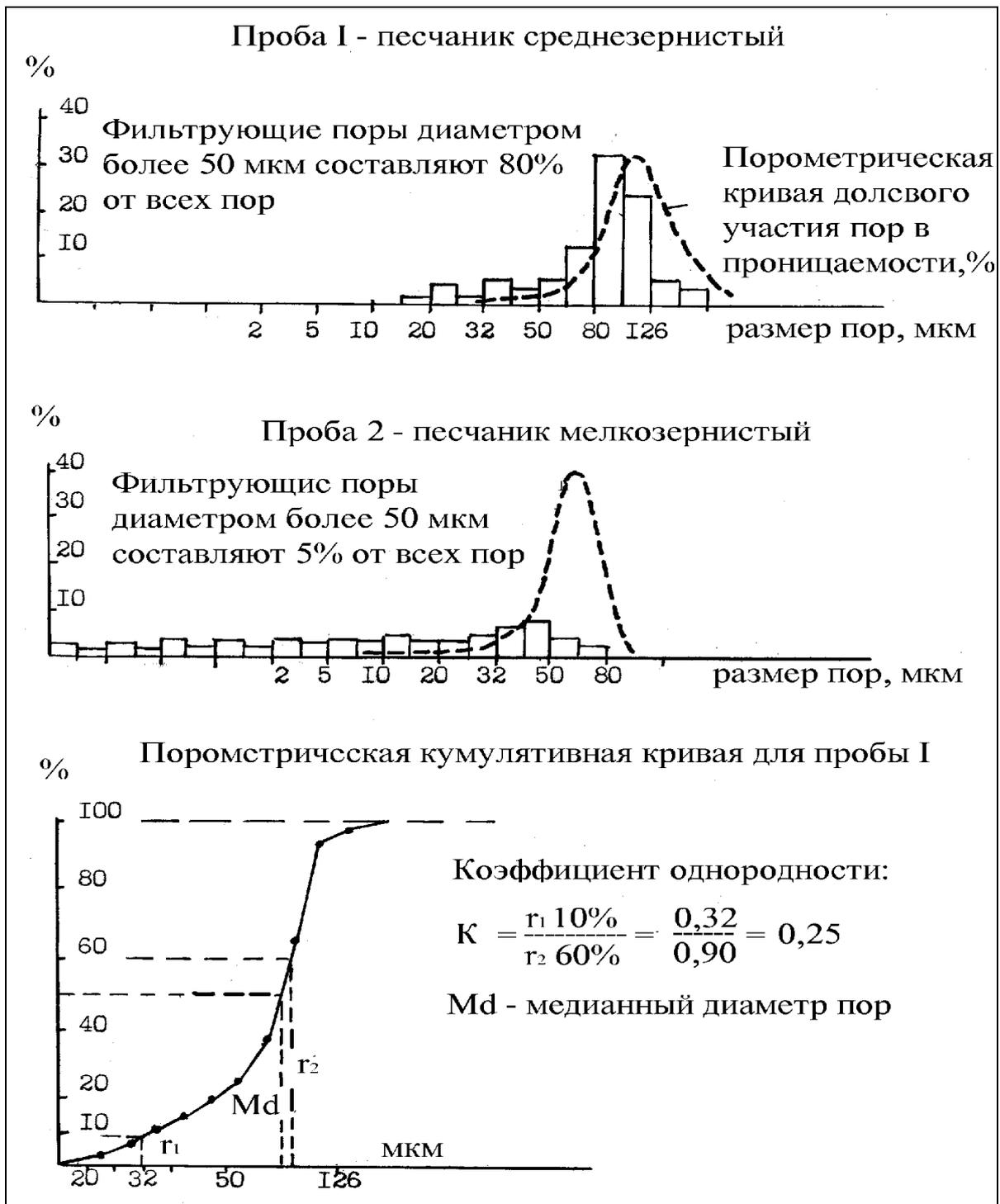
Таблица 5

**Классификация пустот в горных породах по размеру и форме  
(по М.К. Калинин, 1964)**

Размеры, мм	Тип	По морфологии пустот		
		Поры	Каналы	Трещины
< 0.0002 0.0002- 0.001	микропоры	Субкапиллярные	Субкапиллярные	Субкапиллярные
		Микропоры	Микропоровые	Микротрещины
		Тонкие	Тонкопоровые	Волосяные
0.001-0.01	макропоры	Очень мелкие	Очень мелкопоровые	Тонкие
0.01-0.1		Мелкие	Мелкопоровые	Мелкие
0.1-0.25		Средние	Среднепоровые	Средние
0.25-0.5		Крупные	Крупнопоровые	Крупные
0.5-1		Грубые	Грубопоровые	Грубые
1-2	каверны	Каверны мелкие	Мелкокаверновые	Макротрещины
2-20		Каверны средние	Среднекаверновые	Широкие
20-100		Каверны крупные	Крупнокаверновые	Весьма широкие
100-200	пещеры	Пещеры мелкие	-	-
200-1000		Пещеры средние	-	-
1000-2000		Пещеры крупные	-	-
> 2000				

По преобладающему размеру пор следует различать коллекторы крупнопоровые, среднепоровые, мелкопоровые, тонкопоровые.

В обломочных породах размер пор зависит от размера обломков (зерен) и способа упаковки, составляет от 0,154 до 0,414 от диаметра зерен. Например, для мелкозернистого песчаника размер пор составляет 0,015-0,1 мм (15-100 мкм), для крупнозернистого – 0,15-0,4 мм (150-400 мкм). В окрашенных шлифах под микроскопом видно, что поры имеют треугольные, четырехугольные или более сложные формы и соединены между собой узкими каналами. В целом пустотное пространство поровых каналов представляет собой систему пор и каналов сложной формы, изменчивого поперечного сечения.



**Рис 10.** Гистограммы распределения пор по их размерам (мкм) и порометрические кривые (по А.А.Ханину, 1969г.)

Структура порового пространства изучается под микроскопом в специально изготовленных шлифах и методом контактной электронной порометрии (А.А.Ханин, 1976г.). По результатам измерений строятся гистограммы (столбиковые диаграммы), кумулятивные (нарастающие) поромет-

рические кривые, кривые долевого участия пор различной размерности в процессе фильтрации жидкости (*рис.10*). Между медианным размером пор и проницаемостью существует прямая зависимость. По гистограммам и кривым рассчитывается доля фильтрующих пор (диаметром более 50 мкм) от общего объема пор, тем самым определяется фильтрующее качество коллекторской породы. По кумулятивной кривой определяется коэффициент неоднородности порового пространства как отношение радиусов пор при 10% и 60% от объема пор. Для однородного по радиусам поровых каналов коллектора коэффициент неоднородности равен единице.

При подсчете извлекаемых запасов нефти пористость с радиусом пор менее 1 мкм из расчета исключается. Такая поправка может быть существенной для мелкозернистых коллекторов с высоким содержанием цемента. При значениях открытой пористости менее 5-4% структура порового пространства терригенных коллекторов резко изменяется в сторону преобладания пор с радиусом менее 1 мкм.

Порово-трещинные коллекторы. Примерами их являются трещиноватые песчаники, алевролиты. Пустотами для нефти и газа в них служат как поры, так и трещины.

Трещинные коллекторы по природе вторичные. Это любые трещиноватые горные породы, чаще карбонатные, меньше - магматические и метаморфические, редко - глинистые и песчано-алевритовые породы. В глинах межслоевые пустоты, микротрещины усыхания, трещины гидроразрыва образуются на стадии уплотнения и отжимания из них воды.

Каверновые коллекторы имеют пустоты каверновых размеров. По происхождению такие пустоты чаще вторичные (постседиментационные), образуются в карбонатных и сульфатных породах при выщелачивании. Процесс растворения таких пород подземными водами называется карстовым. В органогенных известняках (ракушняки, коралловые рифы и др.) каверны имеют первичное происхождение и называются биопустотами.

## **Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов**

К фильтрационно-емкостным свойствам пород относятся пористость и проницаемость.

Пористость горной породы определяется как отношение суммарного объема пор к объему породы:

$$K_{пор} = \frac{\sum V_{пор}}{V_{породы}}$$

где  $K_{пор}$  - коэффициент пористости в долях единицы. При умножении его на 100 пористость будет измеряться в процентах.

Различают три вида пористости:

1. Абсолютная (общая, полная) пористость - когда учитываются все поры, в том числе и закрытые. Величина общей пористости не зависит от размеров обломков, но чем крупнее обломки, тем крупнее поры.

2. Открытая (относительная) пористость - когда учитываются объемы пор, соединяющихся между собой. Ее называют еще пористостью насыщения. По ней считают объем жидкости или газа, находящихся в резервуаре.

3. Эффективная (динамическая, рабочая) пористость - когда учитываются поры и каналы, по которым происходит движение жидкости и газа. Она равна открытой пористости за вычетом объема остаточной жидкости. Тем самым из расчета исключается объем тупиковых пор, тонких каналов, по которым движение жидкости не происходит. При размерах пор менее 0,1 микрона эффективная пористость равна нулю.

Абсолютная пористость определяется исходя из разности плотности минералов, из которых состоит порода ( $\rho$ ) и плотности породы( $\alpha$ ):

$$K.п. \text{ общ.} = \frac{\alpha - \rho}{\alpha} 100.$$

Величину, близкую к общей пористости, можно получить методом нейтронного гамма-каротажа (НГК) и акустического каротажа (АК).

Открытая пористость определяется методом насыщения. Для определения открытой пористости образец керна высушивается, взвешивается, затем насыщается керосином и снова взвешивается. Определив объем образца и объем пропитанной жидкости, можно рассчитать величину открытой пористости (в процентах). Величину, близкую к открытой пористости, можно определить методами электрического каротажа скважин. Коэффициент открытой пористости (в долях единицы) входит в формулу подсчета запасов нефти и газа промышленных категорий.

Эффективная пористость определяется как разность объема открытых пор и объема остаточной (физически связанной) жидкости. Существует также метод определения эффективной пористости заполнением породы под вакуумом окрашенной бакелитовой смолой при температуре, при которой вязкость ее равна вязкости нефти в данной залежи. Затем из образца изготавливается шлиф и под микроскопом замеривается площадь, занятая бакелитом. Наиболее достоверно эффективная пористость определяется в конце разработки залежи по объему отобранной нефти. Коэффициент эффективной пористости входит в формулу подсчета извлекаемых запасов нефти и газа.

Идеальная порода, состоящая из шаров одинакового размера, уложенных по кубической решетке, имеет пористость 47,6%. При укладке тех же шаров по ромбической решетке, расчетная пористость составляет 25,96%. Пористость зависит от степени отсортированности зёрен: при плохой сортировке мелкие частицы занимают часть порового пространства, пористость уменьшается. Порода, состоящая из округлых зерен, имеет большую пористость, чем порода, состоящая из удлиненных зёрен. В нецементированных песках общая пористость достигает 43%, открытая - 40%. В среднем пористость нефтеносных пород-коллекторов составляет 10-20%. Чем выше плотность пород, тем ниже их пористость.

Проницаемость-способность пропускать через себя жидкости и газы. Зависит от открытой пористости, размеров пор и каналов, от структурно-текстурных особенностей горной породы. Вдоль напластования проницаемость в 3-4 и более раз выше, чем поперек напластования. Это объясняется ориентированностью минеральных частиц, имеющих пластинчатые и удлиненные формы, вдоль по слою. Единицей измерения проницаемости в системе счета СИ (интернациональная система) является м<sup>2</sup>, который выражает площадь сечения каналов и пор.

Опыты по определению проницаемости воды в песке проводились в 19-м веке французским ученым Дарси. На основе этих опытов он установил закон фильтрации, позднее названный его именем: скорость фильтрации жидкости через пористые породы прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости и длине пути фильтрации (толщине фильтра):

$$V = K_{np} \frac{P_1 - P_2}{\Delta l \times \mu}$$

где:  $V$  - скорость фильтрации жидкости, м/с

$\mu$  - динамическая вязкость жидкости, Па·с

$P_1$  - давление на входе, Па

$P_2$  - давление на выходе, Па

$\Delta l$  - длина пути фильтрации, м

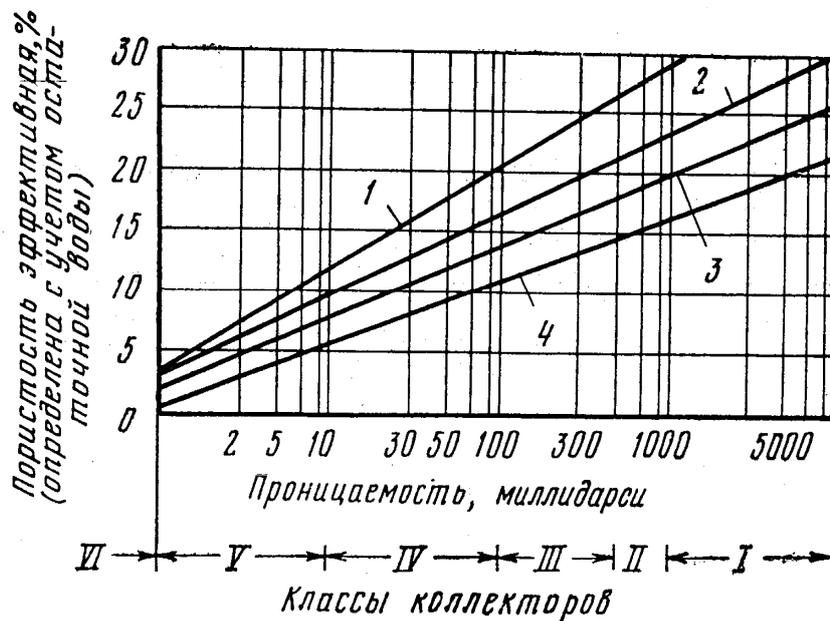
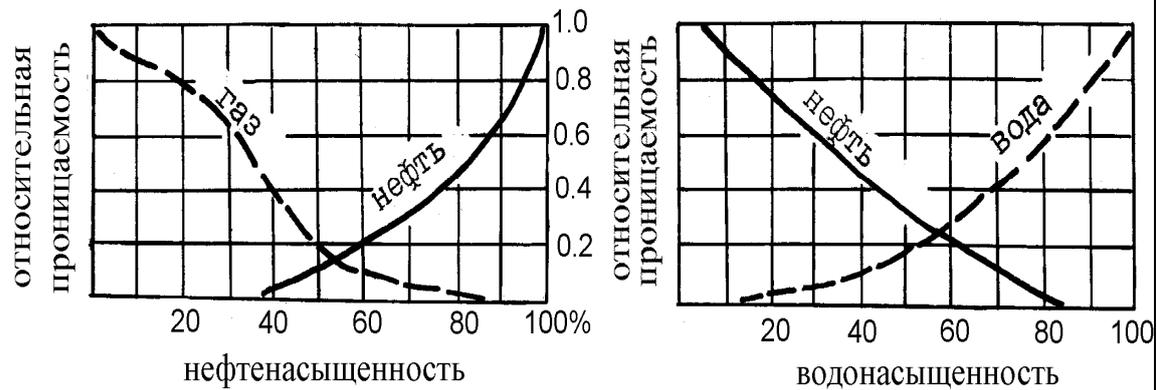
$K_{np}$  - коэффициент проницаемости.

$$K_{np} = \frac{V \times \Delta l \times \mu}{P_1 - P_2}; \quad V = \frac{Q}{S}$$

где:  $Q$  -расход жидкости, м<sup>3</sup>/с

$S$  - площадь сечения, м<sup>2</sup>

Графики фазовой проницаемости (по Леворсену)



Зависимость проницаемости от эффективной пористости (полезной емкости) для песчано-алевритовых пород с межзерновой пористостью (по А. А. Ханину).

1 — алевриты с преобладанием мелкоалевритовой фракции (0,05—0,01 мм); 2 — алевриты с преобладанием крупноалевритовой фракции (0,10—0,05 мм); 3 — песчаники мелкозернистые (0,25—0,10 мм); 4 — песчаники среднезернистые (0,50—0,25 мм).

Рис.11. Графики фазовой проницаемости (по А. Леворсену, 1958) и графики зависимости проницаемости от эффективной пористости (по А.А.Ханину, 1973)

В системе счета СГС (сантиметр-грамм-секунда) единицей измерения проницаемости приняты дарси (Д) и миллидарси (мД), 1Д=1000 мД. Проницаемость 1 мкм<sup>2</sup> соответствует 0,981 Д, расходу жидкости 1м<sup>3</sup>/с при фильтрации ее через образец горной породы площадью 1м<sup>2</sup>, длиной 1м при вязкости жидкости 0,001 Па·с (паскаль·секунда), при перепаде давления 0,1013 Мпа (мегапаскаль).

Определение проницаемости производится в лаборатории на установках УИПК-1 и УИПКМ-1. Для этого из керна изготавливают образцы цилиндрической формы диаметром 2-4см, высотой 2-3см. Породы, состоящие из окатанных обломков изометрической формы, обладают большей проницаемостью, чем такие же породы, сложенные из неокатанных зерен.

Различают три вида проницаемости: абсолютную, относительную и эффективную (фазовую).

Абсолютная проницаемость - проницаемость, замеренная в сухой породе пропуская через нее инертного газа (гелия), азота или воздуха.

Эффективная (фазовая) проницаемость - способность пропускать через себя один флюид в присутствии в порах других флюидов. Можно говорить о фазовой проницаемости газа относительно воды, нефти. Зависит от их количественного соотношения.

Относительная проницаемость - определяется как отношение эффективной проницаемости к абсолютной, измеряется в процентах. На *рис.11* показаны типовые графики изменения относительной проницаемости в зависимости от нефте- и водонасыщенности коллектора (по Леворсену). Графики показывают, что относительная проницаемость для нефти равна нулю до тех пор, пока нефтенасыщенность не достигнет 30%. До этого нефть только смачивает поверхность зерен, а газ легко будет проходить через породу. При нефтенасыщенности 90% относительная проницаемость для нефти возрастает до 0,75, а для газа сокращается до нуля.

Пористость и проницаемость определяют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторских пород, количество общих и извлекаемых запасов нефти и газа в каждой конкретной залежи. По этим признакам коллекторские породы подразделяются на шесть классов (*табл.6*). Из этой таблицы хорошо видно, что классы коллекторов выделены по проницаемости, а пористость внутри одного и того же класса колеблется в широких пределах в зависимости от размеров зерен и размеров пор. К примеру, чтобы попасть во II-й класс, среднезернистому песчанику достаточно иметь эффективную пористость от 15 до 16,5%, а мелкозернистому алевролиту нужно от 26,5 до 29%.

Пористость и проницаемость песчано-алевролитовых пород зависят от степени их уплотнения, сортировки зерен, количества цемента и типа цементирования зерен. По данным Г.Э. Прозоровича (1978) в Западной Сибири до глубины 2200-2300 м развиты коллекторы I-III классов с открытой пористостью от 22 до 35%, глубже - коллекторы IV-V классов с открытой пористостью 7-14%. Такая закономерность в изменении коллекторских свойств песчано-алевролитовых пород подтверждается (с некоторыми отклонениями) и на конкретных месторождениях (*табл. 7*)

Таблица 6

**Классификация песчано-алевритовых коллекторских пород по пористости и проницаемости (по А.А.Ханину, 1973)**

Класс коллектора	Название породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
I-очень высокий	Песчаник среднезернистый	>16.5	≥1
	Песчаник мелкозернистый	>20.0	
	Алевролит крупнозернист.	>23.5	
	Алевролит мелкозернистый	>29.0	
II-высокий	Песчаник среднезернистый	15-16.5	0.5-1.0
	Песчаник мелкозернистый	18-19.0	
	Алевролит крупнозернист.	21.5-23.5	
	Алевролит мелкозернистый	26.5-29.0	
III-средний	Песчаник среднезернистый	11-15	0.1-0.5
	Песчаник мелкозернистый	14-18	
	Алевролит крупнозернист.	16.8-21.5	
	Алевролит мелкозернистый	20.5-26.5	
IV-средний	Песчаник среднезернистый	5.8-11	0.01-0.1
	Песчаник мелкозернистый	8-14	
	Алевролит крупнозернист.	10-16.8	
	Алевролит мелкозернистый	12-20.5	
V-низкий	Песчаник среднезернистый	0.5-5.8	0.001-0.01
	Песчаник мелкозернистый	2-8	
	Алевролит крупнозернист.	3.3-10	
	Алевролит мелкозернистый	3.6-12	
VI-очень низкий, непромышленный.	Песчаник среднезернистый	<0.5	<0.001
	Песчаник мелкозернистый	<2	
	Алевролит крупнозернист.	<3.3	
	Алевролит мелкозернистый	<3.6	

В этом регионе к коллекторам I класса по данным Т.И.Гуровой и др.(1967) относятся среднезернистые, средне-мелкозернистые песчаники с медианным размером зерен 0,25-0,5мм, с количеством цементирующего материала 2-10%. Тип цемента-соприкосновения или пленочный каолинит-гидрослюда-хлоритового состава. Ко II классу коллекторов принадлежат песчаники с количеством цемента 5-13% с поровым, порово-пленочным типом цемента. К III классу относятся чаще алевролиты, цемент поровый, составляет 7-15%. В песчаниках и алевролитах, относящихся к IV классу коллекторов, цемент поровый, содержание его в породе составляет 15-20%. В коллекторах V класса количество цементирующего материала составляет >20%.

Таблица 7

**Характеристика коллекторских пород Самотлорского и Советского месторождений. По Т.И.Гуровой (1967г.)**

Место взятия образца керна	Глубина отбора проб, м	Возраст породы	Открытая порист. в %	Проницаемость мД (1мД=10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup> )
Самотлорское м-ние, пласты: АВ <sub>1</sub>				
	1650-1720	К <sub>1</sub> а <sub>1</sub>	20-25	60-400
БВ <sub>8</sub>	2095-2160	К <sub>1</sub> в	24	400
Советское м-ние, пласты: Ю <sub>3</sub>				
	2407-2500	Ю <sub>3</sub>	17.6	0.14-700
Ю <sub>2</sub>	2700-2800	Ю <sub>2</sub>	13-16	10-50

В неокомских отложениях Сургутского района по данным Масленниковой Г.В. и Салманова Ф.К.(1970) лучшие коллекторы слагают сводовые части антиклинальных структур. В направлении к крыльям складок наблюдается ухудшение отсортированности зерен, уменьшение их размеров. Такая закономерность объясняется условиями осадконакопления - наличием палеоподнятий в рельефе дна мелководного морского бассейна, в пределах которых в зоне действия волновых процессов песчаный материал лучше очищался от мелких примесей перед отложением на дне водоема.

Высокими коллекторскими свойствами обладают кайнозойские отложения, залегающие на небольших глубинах. В песчаных коллекторах палеоцена Апшерона (Северный Кавказ) пористость достигает до 48%. Газоносные алевриты хадумского горизонта палеогена на Ставропольском месторождении имеют пористость 40%.

### **Водонасыщенность пород - коллекторов**

Под водонасыщенностью понимается степень заполнения порового (пустотного) пространства водой. Коэффициент водонасыщенности для водонасыщенных коллекторов принимается за 1 или 100%. Часть воды под действием молекулярных сил поверхностного натяжения находится в неподвижном состоянии, а другая часть способна перемещаться по поровым каналам и трещинам под действием силы тяжести или при перепадах давления. При формировании скоплений нефти и газа в зоне ловушек свободная вода вытесняется из пор нефтью и газом, связанная вода остается в по-

роде. Кроме того, в породе сохраняется свободная вода, находящаяся в капиллярных пустотах и трещинах. Поры мельче 0,002 мкм практически всегда заполнены неподвижной водой. Вся эта неподвижная часть воды называется остаточной водой. Чем меньше поры, тем выше остаточная водонасыщенность. В глинистых алевролитах она достигает 70-75%, в мелкозернистых песчаниках - 10-20%. Остаточная вода снижает полезную емкость коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства, а для глин - улучшает их экранирующие свойства.

### **Нефте- и газонасыщенность пород - коллекторов**

Под нефтенасыщенностью или газонасыщенностью коллектора понимают степень заполнения порового пространства нефтью или газом. Измеряется, как и водонасыщенность в долях единицы или процентах. В породах часто присутствуют совместно все три флюида - газ, нефть и вода. Коэффициент нефте- и газонасыщенности для разных залежей бывает разной и изменяется от 60-70 до 95%. Определение этого коэффициента производится отбором проб при испытании скважин. Эти коэффициенты входят в формулы подсчета запасов нефти и газа. При разработке месторождений значительная часть нефти и газа остается в пластах. Коэффициент извлечения нефти из залежи обычно не превышает 0,5, т.е. 50%, остальная часть нефти остается в породе. Коэффициент извлечения газа приближается к 1 (100%). Для песчаных коллекторов Западной Сибири расчетный коэффициент извлечения по нефти составляет 0,25-0,35 по конденсату – 0,65-0,70, редко 0,80.

### **1.6. Общая характеристика и классификация природных резервуаров нефти и газа**

Природными резервуарами называются пористые и трещиноватые зоны верхней части земной коры, способные вмещать в себя жидкости и газы. Термин впервые был предложен И.О.Бродом (1952 г.) для обозначения "естественных вместилищ для нефти, газа и воды". Они состоят из проницаемых пород (коллекторов) и ограничены (окружены) породами флюидоупорами (экранами), которые практически непроницаемы для нефти, газа и воды. Внутри них по порам и трещинам проницаемых пород происходят циркуляция и дифференциация жидкостей и газов. Емкость каждого конкретного природного резервуара зависит от его размеров и емкости пород-коллекторов, из которых он состоит. В 1975 году в МГУ было издано учебное пособие "Природные резервуары нефти и газа", составленное Ю.К.Бурлиным. С этого времени термин "природные резервуары"

начал широко внедряться в литературу по геологии нефти и газа. В 1991 году вышел из печати учебник "Литология", составленный Б.К.Прошляковым и В.Г.Кузнецовым. В этом учебнике есть раздел "Литология природных резервуаров", в котором дана характеристика коллекторских пород и флюидоупоров различных типов, литологического состава и строения природных резервуаров нефти и газа. В том же году было издано учебное пособие «Литология нефтегазоносных толщ», составленное Ю.К.Бурлиным, А.И.Конюховым, Е.Е.Карнишиной. В настоящее время эти учебные пособия в библиотеках находятся в единичных экземплярах.

В иерархии геологических тел по А.Н. Дмитриевскому (1982г.) природные резервуары занимают промежуточное положение между пластами-коллекторами и нефтегазоносными комплексами (*табл.8*). Однако, понимание природных резервуаров только как группы пластов слишком узкое. Мы, придерживаясь принципов системного подхода в геологии, предлагаем различать природные резервуары нескольких рангов (по размерности):

- 1) региональные-нефтегазоносные комплексы;
- 2) субрегиональные - нефтегазоносные подкомплексы;
- 3) зональные - группы пластов;
- 4) локальные - пласт-коллектор.

Как и любые природные объекты, природные резервуары имеют бесчисленное множество свойств: 1) морфологические параметры (размеры): длина, ширина, толщина, объем; 2) форма; 3) емкость; 4) тип границ (ограничений); 5) тип коллекторских пород, из которых они состоят; 6) тип строения; 7) степень и тип неоднородности 8) генезис (происхождение); 9) тип насыщения; 10) и др.

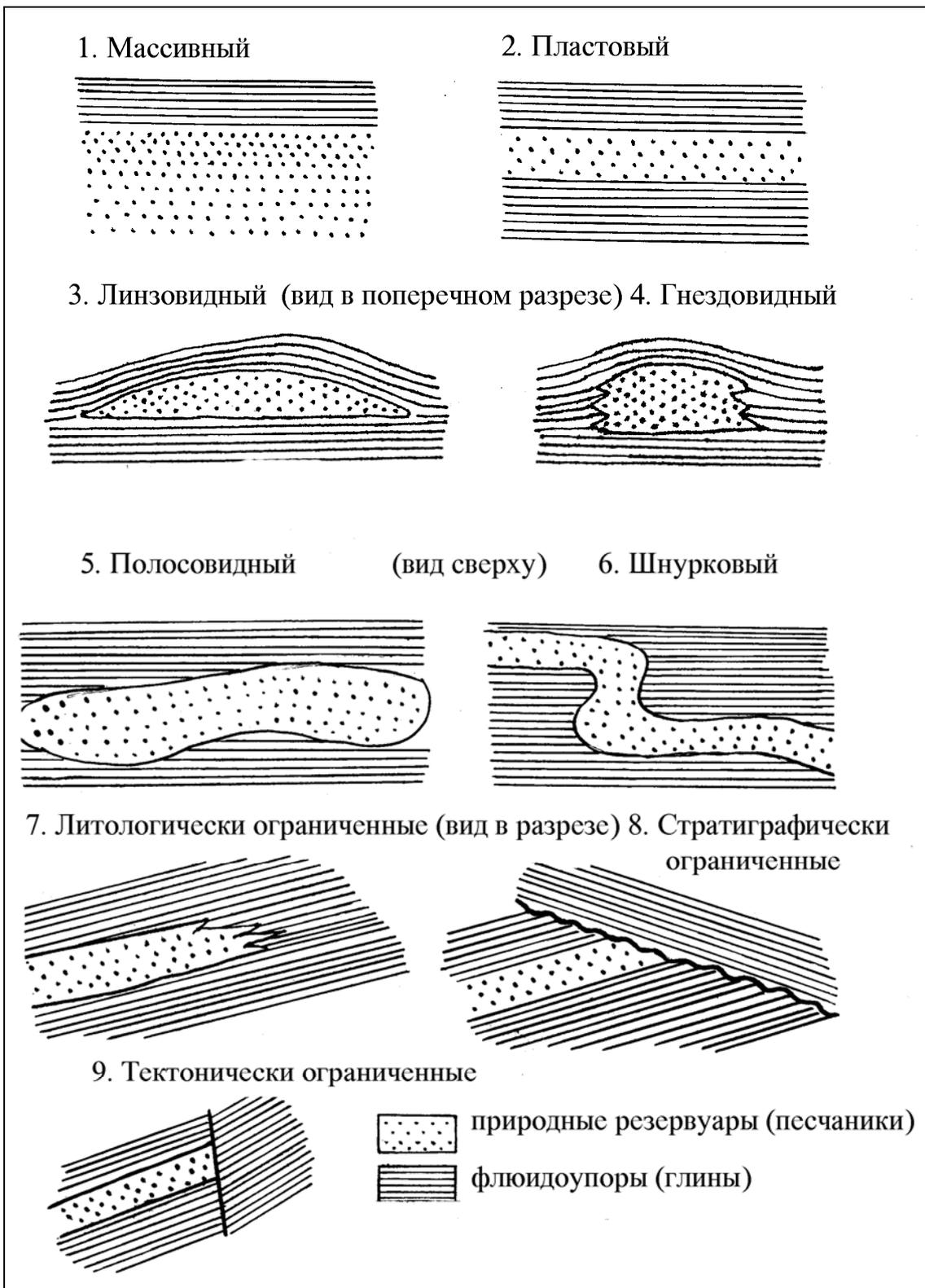
Согласно требованиям системного подхода, в геологии классификацию природных объектов необходимо выполнять по каждому признаку отдельно, а затем - по комплексу признаков (*табл.9*).

- 1) Классификация природных резервуаров по размерам.

По размерам различают природные резервуары четырех рангов: региональные, субрегиональные, зональные, локальные. Длина и ширина региональных и субрегиональных резервуаров измеряются сотнями и тысячами километров, зональных - десятками и первыми сотнями километров, локальных - километрами и первыми десятками километров. Толщина региональных резервуаров составляет сотни метров, зональных - десятки метров, локальных - метры и первые десятки метров.

- 2) Классификация природных резервуаров по форме.

По форме различают массивные, пластовые, линзовидные, гнездовидные, полосовидные, шнурковые (рукавообразные) природные резервуары (*рис.12*). Иногда встречаются резервуары сложной формы или неопределенной формы.



**Рис.12.** Основные типы природных резервуаров нефти и газа. Составил Е.М.Максимов

К массивным относятся резервуары, сверху перекрытые флюидоупорами (покрышками), а нижнее ограничение либо отсутствует, либо находится на далёком расстоянии от кровли. Миграция флюидов и газов

внутри таких резервуаров осуществляется главным образом в вертикальном направлении до достижения перекрывающей его крыши. В результате этого под крышкой формируются залежи массивного типа. Примером резервуаров массивного типа является мощная песчано-алевритовая толща альб-сеноманского возраста в Западной Сибири. Этот резервуар регионального ранга под перекрывающей региональной глинистой крышкой туронского яруса содержит гигантские и сверхгигантские скопления природного газа. Толщина его составляет 300-400 м, площадь - свыше млн. км<sup>2</sup>. Другими примерами резервуаров такого типа являются нефтеносные палеогеновые известняки формации асмари на Ближнем Востоке, мощные толщи верхнемеловых известняков на Северном Кавказе, пермские рифовые известняки Предуральяского прогиба.

Пластовые резервуары имеют форму слоя (пласта), перекрыты сверху и снизу флюидоупорами. В резервуарах такого типа миграция флюидов осуществляется главным образом в горизонтальном (латеральном) направлении и образуются залежи пластового типа. Они имеют меньшую толщину (0,5-20 м) и меньшую площадь распространения, относятся к резервуарам зонального и локального рангов. По толщине пласты делятся на четыре категории:

- |  |          |
|--|----------|
| 1) весьма тонкие.....                    | до 0,5м  |
| 2) тонкие.....                           | 0,5-1,3м |
| 3) средней толщины.....                  | 1,3-3,5м |
| 4) мощные (большой толщины) – свыше 3,5м |          |

Пластовый тип является наиболее распространенным типом резервуаров во всех нефтегазоносных бассейнах. В Западной Сибири к ним относятся нефтесодержащие коллекторские пласты юры и нижнего мела. Количество их снизу вверх здесь достигает до 20-50, толщина - от 2 до 40 м, площадь - сотни и тысячи км<sup>2</sup>. Они отделены друг от друга пластами-крышками. Сразу же нужно отметить, что не все они нефтеносны или газоносны. Большой частью природные резервуары водоносные.

Линзовидные резервуары - разновидность пластовых резервуаров, имеют локальное распространение, незначительные размеры (несколько километров). Для них характерно сокращение мощности к периферийным частям, частичное или полное выклинивание их по простиранию.

Большой частью они сложены песчаниками, литологически ограничены (замкнуты) со всех сторон, встречаются сериями, перекрывая друг друга, или в виде цепочек линз (в плане), следующих друг за другом. Нефтеносные линзовидные пласты выявлены практически во всех нефтегазоносных бассейнах.

**Иерархия природных геологических объектов.  
(по А.Н.Дмитриевскому, 1982)**

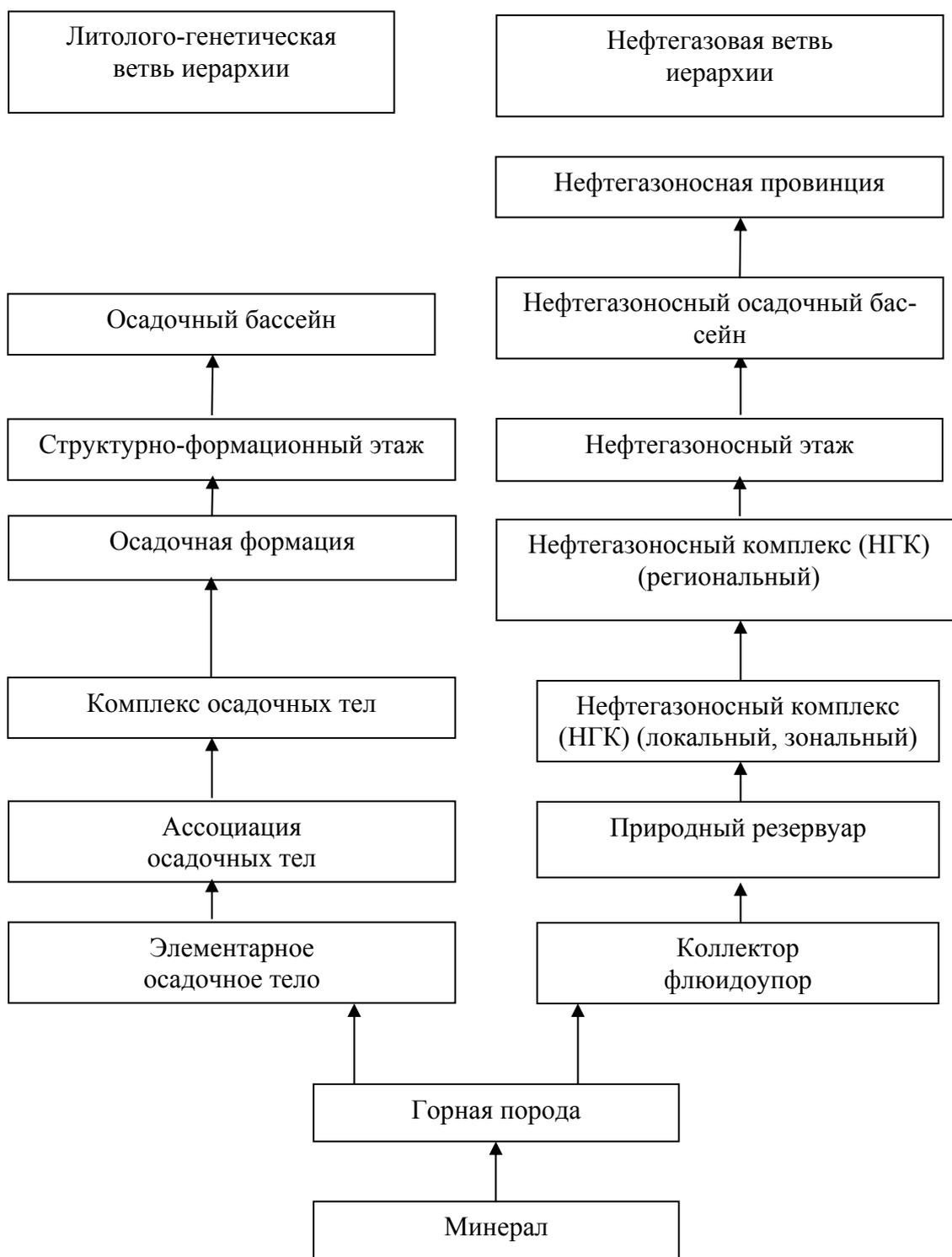


Таблица 9

**Классификация природных резервуаров нефти и газа по комплексу признаков.  
Составил Е.М.Максимов**

Классификационные признаки	Классы, типы природных резервуаров
1. Размер (длина, ширина, площадь, толщина)	1.1. Региональные 1.2. Субрегиональные 1.3. Зональные 1.4. Локальные
2. Форма (в плане, разрезе)	2.1. Массивные 2.2. Пластовые 2.3. Линзовидные 2.4. Полосовидные 2.5. Гнездовидные 2.6. Шнурковые 2.7. Сложной формы 2.8. Неопределенной формы
3. Тип границ (ограничения, выклинивания)	3.1. Стратиграфически ограниченные сверху, снизу поверхностью несогласий 3.2. Литологически ограниченные с одной, двух, трех и четырех сторон поверхностью фациальных замещений 3.3. Тектонически ограниченные дизъюнктивными нарушениями.
4. Тип пород, из которых они состоят:	4.1. Песчано-алевритовых пород 4.2. Гравийно-конгломератовых пород 4.3. Песчано-алеврито-глинистых пород 4.4. Карбонатных пород (известняков, доломитов) 4.5. Кремнистых пород (опок, диатомитов) 4.6. Трещиноватых аргиллитов 4.7. Пород коры выветривания
5. Степень неоднородности	5.1. Однородные внутреннего строения 5.2. Неоднородные 5.3. Сильно неоднородные
6. Происхождение (генезис)	I. Морского происхождения 6.1. Мелководно-морские 6.2. Прибрежные, пляжевые 6.3. Баровые, косовые 6.4. Рифовые 6.5. Шельфовые 6.6. Склоновые 6.7. Глубоководно-морские II. Континентально-морского происхождения 6.8. Лагунные 6.9. Дельтовые 6.10. Пресноводно-морские

6. Происхождение (генезис)	III. Континентального происхождения 6.11. Озерные 6.12. Озерно-речные, озерно-дельтовые 6.13. Речные 6.14. Эоловые 6.15. Ледниковые IV. Вторичного происхождения 6.16. Тектогенные - зоны дробления, трещиноватости 6.17. Гипергенные - карстовые пустоты выщелачивания 6.18. Коры выветривания (разрыхления, разуплотнения пород)
----------------------------	--

Такие тела палеогеологически интерпретируются как образования песчаных баров, кос, дюн, барханов и др. Они широко распространены в отложениях нижней-средней юры и ачимовской клиноформной толще (нижний мел) Западной Сибири.

Гнездовидные резервуары, имеют более или менее округлые формы в плане и разрезе, характеризуются небольшими размерами (десятки-сотни метров), локальным распространением, встречаются редко, чаще всего в карбонатных толщах, где они сложены биогермными или выщелоченными известняками.

Полосовидные резервуары - разновидность пластовых или линзовидных резервуаров, в плане имеют форму вытянутых полос, в поперечном разрезе - форму линзы. Такие резервуары широко распространены в отложениях ачимовской толщи Западной Сибири. Здесь они сложены песчаниками, алевролитами, по своим размерам относятся к резервуарам зонального ранга, а ачимовская клиноформная толща в целом, состоящая из серии таких песчано-алевритовых полос, к резервуарам регионального ранга. Имеют морское или речное происхождение.

Шнурковые (рукавообразные) резервуары - разновидность полосовидных резервуаров, в плане имеют форму шнурка или долины реки со всеми её поворотами и изгибами, в поперечном сечении - форму выпуклой к низу линзы.

Впервые резервуары такой формы были установлены И.М.Губкиным в 1913 году в Майкопском районе, были выделены в особый тип и названы "рукавообразными". Позже, в Америке, они получили название "шнурковых". В Западной Сибири примерами резервуаров такого типа являются пласты (песчаные) ЮК<sub>10-11</sub> Талинского месторождения Красноленинского района. Образование их объясняется как захоронение осадков древних речных долин. Они известны на склонах Башкирского свода в Предуральской провинции, в Ширванском районе Азово-Кубанской провинции.

Резервуары сложной формы встречаются редко. В качестве одной из моделей резервуаров такого типа можно принять несколько песчаных линз и гнезд, соединенных между собой узкими каналами в единую гидродинамическую систему. Примерами их являются пласты группы Ю<sub>2-5</sub> Красноленинского района, пласты группы АВ<sub>1-5</sub> Самотлорского нефтяного месторождения. В них песчаные и глинистые пласты, линзы, гнезда сложно перепутаны друг с другом.

Резервуары неопределенной формы. Форма природных резервуаров определяется бурением поисковых и разведочных скважин. В практике работ бывают случаи, когда в одной скважине есть нефть, а в других, расположенных вокруг нее - нет притока. И не всегда ясно, из какого объекта поступает нефть в скважину, какую форму имеет нефтесодержащий объект. Наиболее трудно определяется форма резервуара, образованного зонами трещиноватости, выщелачивания.

### **Классификация природных резервуаров по типу ограничения**

Границами природных резервуаров являются геологические границы любых типов: стратиграфические, литологические, тектонические, согласные, несогласные, резкие, нерезкие, перерывные (стратиграфического срезания), вертикальные, горизонтальные региональные, зональные, локальные, установленные, предполагаемые, малодостоверные, четкие, нечеткие и др. По типу границ определяется и генетический тип природного резервуара: стратиграфический, литологический, тектонический.

К резервуарам стратиграфического типа относятся проницаемые пласты, пачки, толщи, ограниченные с одной или двух-трех сторон поверхностью несогласия. В этом случае картирование (прослеживание от скважины к скважине, от площади к площади) поверхности несогласия по материалам бурения и сейсморазведки приобретает значение поискового критерия (метода), поскольку под ней, а иногда и над ней непосредственно формируются природные резервуары и ловушки (соответственно и залежи углеводородов) стратиграфически экранированного типа. Если граница природного резервуара определяется постепенным литологическим замещением пород-коллекторов породами-флюидоупорами, значение поискового критерия (метода) приобретает картирование линии замещения (глинизации). Под тектоническими границами обычно понимают поверхности (линии) разрывных нарушений. Значение поискового критерия они приобретают главным образом в тектонически активных регионах, где амплитуды смещений по ним достигают десятков и сотен метров. К резервуарам тектонического типа относятся также зоны трещиноватости, дробления и брекчирования, контролирующиеся разрывными нарушениями.

## **Классификация природных резервуаров по типу слагающих их горных пород**

По этому признаку различают природные резервуары, состоящие из:

- 1) песчано-алевритовых пород;
- 2) гравийно-конгломератовых пород;
- 3) карбонатных пород;
- 4) трещиноватых аргиллитов;
- 5) трещиноватых магматических и метаморфических пород;
- 6) пород коры выветривания;
- 7) кремнистых пород;
- 8) и др.

Более чем столетний опыт добычи нефти и газа из земных недр показывает, что нефть и газ содержатся в горных породах всех типов, имеющих пустоты в виде пор, каверн, каналов, пещер, трещин. Но более распространенными нефтегазосодержащими породами являются песчаники, алевролиты, известняки и доломиты. В одних регионах, как например, в Западной Сибири, природные резервуары состоят главным образом из песчаников, алевролитов, в других - из известняков, доломитов. В этих породах содержится 99% мировых запасов нефти и газа.

## **Классификация природных резервуаров по степени неоднородности**

Неоднородность является всеобщим свойством геологических тел. Физическое ее выражение может быть очень разнообразным. Для природного резервуара неоднородность может быть выражена через изменение литологического, гранулометрического составов, пористости, проницаемости слагающих его горных пород, песчанистости, эффективной толщины, плотности, известковистости, кремнистости, битуминозности, электропроводности и др. Литологическая неоднородность резервуара является исходной, определяющей все другие виды неоднородности. Она изучается методом построения литологических карт и профилей, на которых показываются типы пород: песчаники, алевролиты, глины и др. По литологическим признакам неоднородности можно выделить три класса природных резервуаров:

- 1) однородные - состоящие преимущественно (90-95%) из одной породы - коллектора, например, песчаника;
- 2) неоднородные - состоящие из пород-коллекторов с прослоями пород-неколлекторов, составляющими в целом менее 50% от общего объема резервуара;
- 3) сильно неоднородные - состоящие преимущественно из пород-неколлекторов (свыше 50%) с прослоями пород-коллекторов.

Количественно степень неоднородности пласта-резервуара может быть выражена через литологический коэффициент (Кл), коэффициенты пористости, песчаности, расчлененности и другие параметры, определяемые по каротажным диаграммам и результатам исследования керна. Литологический коэффициент (Кл) определяется как отношение суммарной мощности проницаемых прослоев к суммарной мощности непроницаемых пород. Коэффициент песчаности вычисляется как отношение суммарной мощности песчаных и алевроитовых пород к общей мощности пласта-коллектора. По осредненным данным этих параметров, вычисленным по каждой скважине, строятся карты в изолиниях, которые в совокупности и являются общей моделью неоднородности пласта-резервуара. Такие карты будут показывать, в какой части резервуар лучше, в какой - хуже.

### **Классификация природных резервуаров по происхождению**

Природный резервуар имеет такое же происхождение, какое происхождение имеют породы-коллекторы, из которых он состоит. Коллекторские породы порового, порово-кавернового, трещинно-порового типов имеют первично осадочное происхождение. Поэтому типизация природных резервуаров по происхождению аналогична классификации осадочных пород по генетическим признакам.

I. Группа природных резервуаров морского происхождения:

1. Прибрежные, пляжевые;
2. Баровые;
3. Рифовые;
4. Мелководно-морские;
5. Шельфовые;
6. Склоновые;
7. Глубоководно-морские.

II. Группа природных резервуаров континентально-морского происхождения:

1. Лагунные;
2. Дельтовые;
3. Пресноводно-морские.

III. Группа природных резервуаров континентального происхождения:

1. Озерные;
2. Озерно-речные, озерно-дельтовые;
3. Речные;
4. Эоловые;
5. Ледниковые.

IV. Группа природных резервуаров вторичного (катагенного, гипергенного, тектогенного) происхождения:

1. Трещинные (зоны трещиноватости);
2. Карстовые (пустоты выщелачивания);
3. Коры выветривания (разрыхления, разуплотнения твердых пород).

### **Выводы**

1). Коллекторский пласт является эксплуатационным объектом и поэтому нуждается во всестороннем исследовании. Основным его свойством является неоднородность как по вертикали, так и по горизонтали.

2). Для определения количества углеводородов, содержащихся в нем, и для прогнозных целей необходимо построить большое количество карт:

1. Структурная карта по кровле пласта.
2. Структурная карта по подошве пласта.
3. Карта изопахит (мощности) пласта.
4. Карта эффективной мощности (толщины) пласта.
5. Карта открытой пористости коллекторских пород.
6. Карта эффективной пористости.
7. Карта песчаности пласта.
8. Карта литотипов (по гранулометрическому анализу).
9. Карта медианных размеров зерен.
10. Карта коэффициента отсортированности зерен.
11. Карта коэффициента нефтенасыщенности коллектора.
12. Литолого-фациальные карты.
13. и др.

3). Эти карты в совокупности представляют собой общую модель природного резервуара, иллюстрируют неоднородность пласта по каждому конкретному параметру.

## **2. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ КАРБОНАТНОГО ТИПА**

По данным А.А.Бакирова (1979) в коллекторах карбонатного типа содержится 44% мировых запасов нефти и 24% запасов газа. В карбонатных толщах присутствуют и самые лучшие породы-коллекторы - органогенные рифовые известняки, которые содержат почти 40% мировых запасов нефти. В настоящее время около половины годовой добычи составляют нефти, извлекаемые из карбонатных пород, прежде всего, бассейнов Персидского и Мексиканского заливов. Нефтеносные карбонатные коллекторы установлены в Предуралье, на Северном Кавказе, Белоруссии и др. Притоки нефти из рифовых известняков достигают тысяч тонн на скважину в сутки.

## 2.1. Литотипы карбонатных пород

Изучению карбонатных пород-коллекторов посвящено немало научных трудов, среди которых в первую очередь следует назвать работы К.И.Багринцевой (1977), Ю.К.Бурлина (1976), В.Г.Кузнецова (1978, 1992), А.А.Ханина (1965, 1969).

К карбонатным относятся горные породы, содержащие карбонатные минералы в количестве  $>50\%$ . Такие породы составляют 15-20% всего объёма осадочных образований. Породообразующими минералами в них являются кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ) и доломит ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Из других минералов наиболее часто в них присутствуют магнезит ( $\text{MgCO}_3$ ) и арагонит ( $\text{CaCO}_3$ ).

Доломиты и магнезит обычно имеют хемогенное происхождение, кальцит и арагонит - биогенное и хемогенное происхождение. Почти все карбонатные породы содержат примесь терригенных частиц пелитовой, алевритовой и песчаной размерности (*см.табл.10*).

По происхождению и структурно-текстурным признакам среди карбонатных пород различаются следующие генетические типы и литотипы (*см.табл.11*):

1. Биогенные (органогенные) - состоящие из раковин брахиопод, двустворок, остатков кораллов, криноидей, известковых водорослей и других организмов. Соответственно выделяются подтипы: рифовые, ракушняковые, водорослевые и др.

2. Хемогенные. К ним относятся пелитоморфные, микрозернистые, сгустковые и оолитовые известняки, состоящие из округлых шариков диаметром 1-1,5мм.

3. Биохемогенные: комковатые, сгустковые, копролитовые известняки.

4. Обломочные. Состоят из мелких обломков карбонатных пород и раковин. Образуются при разрушении и переотложении карбонатных пород. Обладают всеми признаками терригенных пород: имеют зернистую структуру, поровые пустоты, слоистую текстуру.

Таблица 10

Литотипы известковистых пород по содержанию примесей.

Составил Е.М.Максимов

Название (литотип) породы		Содержание примесей	
		Карбонатов, %	Терригенных частиц, %
Известняк, доломит	1. Известняк (доломит)	95-100	0-5
	2. Известняк глинистый (доломит) алевритистый песчанистый	75-95	5-25
	3. Мергель (известняк песчаный, алевритовый, глинистый)	50-75	25-50

**Продолжение Таблицы 10**

Глина, алевролит, песчаник	4. Известковая (мергелистая) глина известковый алевролит известковый песчаник	25-30	50-75
	5. Известковистая глина -«- алевролит -«- песчаник	5-25	75-95
	6. Глина --«- алевролит -«- песчаник	0-5	95-100
Литотипы карбонатных пород по минералогическому составу			
Название (литотип) породы		Содержание примесей	
		Кальцит, %	Доломит, %
Известняк	1. Известняк	95-100	0-5
	2. Доломитистый известняк	75-95	5-25
	3. Доломитовый известняк	50-75	25-50
Доломит	4. Известковый доломит	25-50	50-75
	5. Известковистый доломит	5-25	75-95
	6. Доломит	0-5	95-100

**Таблица 11**

**Генетическая классификация и литотипы карбонатных пород.**

**Составил Е.М.Максимов.**

Классы	Литотипы карбонатных пород	
I Биогенные (органогенные известняки)	а) Биоморфные (цельно-ракушечные)	
	зоогенные	1) рифовые (биогермные, коралловые)
		2) ракушняковые (раковинные)
	фитогенные	3) водорослевые (строматолитовые, онколитовые)
		4) писчий мел (из мелких остатков водорослей)
б) Органогенно-обломочные (детритовые, из обломков раковин)		
II.Хемотрогенные (известняки, доломиты)	1.пелитоморфные (микрзернистые, сгустковые)	
	2.оолитовые (из округлых шариков диаметром 1-1.5 мм)	
III.Биохемотрогенные	1.микрокомковатые (сгустковые)	
	2.копролитовые (из мелких комочков)	
IV.Обломочные известняки, доломиты	Конгломераты, брекчии, гравелиты, песчаники, алевролиты, состоящие из обломков карбонатных пород	
Литотипы по содержанию битума		
1. Битуминозные		
2. Слабо битуминозные		

В классификации американских геологов (17, 18, 25) обломочные и хемогенные известняки подразделяются на аллохемогенные и ортохемогенные\*. При этом под термином "аллохем" понимаются обломки (интракласты) карбонатных пород. Цементирующий микро-кристаллический материал обозначается термином "микрит", яснокристаллический - термином "спарит". Ортохемогенные известняки состоят на 90% из микрита и 10% из аллохем. Аллохемогенные известняки содержат свыше 10% аллохем, которые скреплены микритом или спаритом.

Карбонатные породы образуются в условиях теплого аридного или гумидного климата в морских и озерных водоемах как в мелководных, так и в глубоководных зонах. Ниже глубины 3,5-5 км в зоне холодных вод карбонатные минералы растворяются, переходят в растворы, поэтому на этих глубинах карбонатные осадки не образуются. Литификация известковых илов происходит на ранних стадиях диагенеза, что объясняется кристаллической структурой выпадающего из водного раствора арагонита. На стадии катагенеза происходят процессы перекристаллизации микрита, доломатизация кальцита за счёт привноса растворами магния, окремнение и сульфатизация породы за счёт привноса  $\text{SiO}_2$  и сульфатов кальция, растворения и выноса кальцита. Все эти процессы внутри карбонатных толщ происходят зонально и неравномерно: на одних участках происходят процессы растворения и выщелачивания, на других - процессы доломитизации и заполнения пустот эпигенетическими минералами.

В результате образуются брекчиевидные, пятнистые текстуры, вторичные доломиты. Первичные (седиментационные) доломиты по происхождению являются хемогенными, образуются в зонах аридного (жаркого) климата. Они образуют пласты и, часто в виде примесей содержат кальцит, гипс, ангидрит и глинистые минералы. Структура таких доломитов микро-, мелкозернистая и оолитовая. Текстура массивная, тонкослоистая, обусловленная присутствием тонких прослоек глинистого материала.

Мергели - породы, состоящие на 50-70% из карбонатов и 25-50% из глин. Это - пелитоморфные мягкие породы с землистым изломом. Образуются они в морских, лагунных и озерных бассейнах при одновременном поступлении глинистого и карбонатного материала. Редко в них встречаются остатки известковых водорослей, фораминифер, остракод, моллюсков. В промышленности мергели широко используются для производства цемента, в качестве фильтра, очистителя, заполнителя при производстве резины, бумаги. Мергели содержащие  $\text{CaCO}_3$  в количестве 75-80%, называются цементными мергелями или "натуралами", т.к. их химический состав соответствует нормам для производства цемента. В нефтегазоносных

---

\* от греческих "allo"- иной, чужой; "orto" - прямой

областях они играют роль флюидоупора. Битуминовые известняки и мергели имеют темную и бурую окраску, пелитоморфные, с запахом битума, содержат органический углерод в количестве свыше 1-2%, что позволяет их рассматривать в качестве нефтематеринских пород.

В Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях битуминозные известняки и глины широко распространены в разрезе девонских отложений (фаменский ярус) и известны под названием "доманикского горизонта". В Северном Предкавказье они развиты среди верхнеюрских и нижнемеловых отложений, в Западной Сибири - в волжском ярусе и нижнем валанжине (баженовская и тутлеймская свиты).

## 2.2. Общая характеристика пород-коллекторов и природных резервуаров карбонатного типа.

Карбонатные коллекторы отличаются крайней невыдержанностью и изменчивостью свойств, что объясняется разнообразием их текстурно-структурных особенностей, вторичными изменениями, процессами растворения подземными водами и наложенной трещиноватостью.

Известковые осадки относительно быстро литифицируются и в последующем уплотняются слабо, первичная пористость в значительной мере сохраняется. В них присутствуют пустоты всех типов и размеров (*см. табл.12*): реликтовые биопустоты, пустоты перекристаллизации, выщелачивания, стилолитизации, трещины катагенетические, тектонические, карстовые. Однако большей частью эти пустоты заполняются минеральным веществом, выпадающим из водных растворов. Если трещины и пустоты заполнены нефтью и газом, то процесс минералообразования в них прекращается.

Таблица 12

**Классификация пустот в карбонатных коллекторах  
(по Ю.К. Бурлину, 1976)**

По времени образования		Характеристика пустот
Первичные		Внутрираковинные и межраковинные биопустоты
		Поры в обломочных и оолитовых известняках
		Биопустоты в коралловых известняках
		Трещины диагенетические
Вторичные	Катагенные	Поры перекристаллизации
		Пустоты растворения (каналы, каверны, пещеры)
		Катагенетические трещины
	Тектогенные	Тектонические трещины, брекчии, зоны трещиноватости
	Гипергенные	Карстовые каверны, пещеры, каналы

Лучшими коллекторами в карбонатных толщах являются рифовые (биогермные) известняки. Они сложены известковыми скелетами кораллов, мшанок, раковинами брахиопод, двустворок. Пустотность таких известняков достигает 60%. Внутрискелетные (внутриформенные) и межскелетные (межформенные) пустоты называются биопустотами. Большой частью они имеют каверновые размеры и в значительной мере сохраняются, если они заполнены нефтью или газом. Пустотность биогерм зависит от их возраста: молодые (мезозойско-кайнозойские) биогермные известняки имеют более высокие фильтрационно-ёмкостные свойства, чем древние (палеозойские). В известняках рифейско-вендского и кембрийского возраста коллекторами являются строматолитовые (водорослевые) известняки. В кембрии рифостроителями являлись водоросли и археоцеаты, а начиная с ордовика - колониальные строматопороидеи и кораллы.

**Таблица 13**

**Классификация карбонатных коллекторов по пористости и проницаемости (по И.А.Конюхову)**

Группы	Классы	Фильтрационно-ёмкостные свойства		Типы известняков
		эффективная пористость, %	проницаемость, мД (1мД=10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup> )	
<b>А</b> высшего класса	I	> 25	> 1000	известняки биоморфные (рифовые), крупно-каверновые
	II	20-25	500-1000	известняки биоморфные, каверновые
	III	15-20	300-500	известняки кавернозные, органогенно-обломочные
<b>Б</b> среднего класса	IV	10-15	100-300	известняки крупнозернистые, порово-каверновые, крупнооолитовые
	V	5-10	50-100	известняки и доломиты средне- и мелкозернистые, порово-каверновые, мелкооолитовые
<b>В</b> низшего класса	VI	< 5	25-50	известняки оолитовые
	VII		10-25	мелкодетритусовые
	VIII		1-10	биоморфные инкрустированные

Обломочные известняки и доломиты схожи с терригенными породами по всем структурно-текстурным признакам, но отличаются от них большей подверженностью вторичным изменениям (выщелачиванию и трещинообразованию). Относятся к коллекторам порового типа, характе-

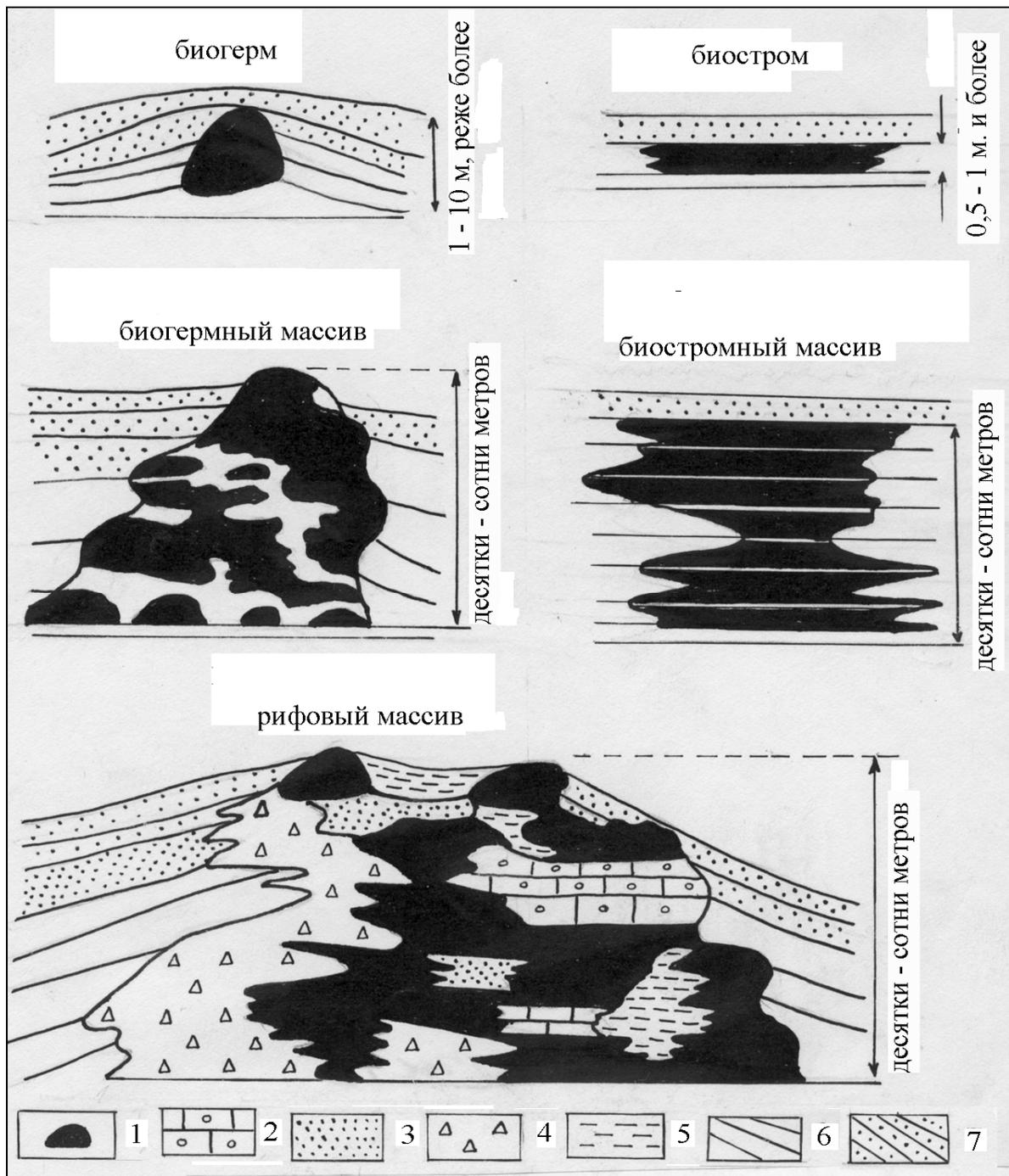
ризируются невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, однако, при наличии в них пустот выщелачивания и трещин они обеспечивают высокие дебиты флюидов в скважинах. В пелитоморфных известняках пустотное пространство представлено исключительно литогенетическими микротрещинами усыхания и трещинами стилолитового типа, которые образуются при растворении карбоната под давлением. Горизонты развития стилолитов являются наиболее продуктивными в разрезе. В оолитовых известняках размеры оолитов достигают 0,5-3мм, поры расположены между оолитами и между скорлупками. При выщелачивании образуются оолитовые пустоты. Такие известняки являются хорошими коллекторами, например, в районах Поволжья. Вторичные коллекторы в карбонатных толщах образуются за счет растворения кальцита подземными водами или при трещинообразовании, встречаются на любой глубине.

Природные резервуары в карбонатных толщах имеют весьма различные формы. Рифовые известняки слагают резервуары массивной формы. К ним относятся биогермы, биостромы, биогермные, биостромные и рифовые массивы. Они различаются друг от друга по размерам (*рис.13*). Биогермы имеют незначительные размеры (редко более 10 м), куполовидную форму. Биогермные массивы состоят из нескольких биогермов, сросшихся друг с другом. Размеры их достигают сотен метров. Биостром имеет пластовую форму, небольшие размеры. Биостромный массив состоит из нескольких биостром, наложенных друг на друга. Рифовые массивы - крупные органогенные постройки площадью до десятков квадратных километров, толщиной сотни метров. Они располагаются как обособленно, так и грядами (цепочками) протяженностью сотни километров вдоль уступа дна морского бассейна, на выступах потухших подводных вулканов. Форма их в плане полосовидная, изометричная или кольцевая. Рифовый массив состоит из известняков различных типов. Ядро его состоит из системы биогермов, к нему примыкают брекчии биогермных известняков, образующихся при разрушении рифового ядра волновыми процессами. Далее вокруг рифа располагаются карбонатные конгломераты, гравелиты, песчаники. Емкостные качества рифовых массивов могут быть очень значительными, однако пустоты в теле рифа распределены весьма неравномерно. Притоки флюида из скважин, даже близко расположенных, весьма различны. Многочисленные залежи в рифах девонских и каменноугольных отложений установлены в США, Канаде (*рис.14*). В бассейне Персидского залива основным резервуаром являются известняки формации асмари, имеющие на многих участках рифовое происхождение. Продуктивный горизонт сложен рифовыми, предрифовыми, зарифовыми известняками среднего-нижнего эоцена-нижнего миоцена.

Таблица 14

**Классификация карбонатных коллекторов (известняков, доломитов) по пористости и проницаемости по К.И.Багринцевой, 1977  
(с сокращением)**

Группа	Класс	Открытая пористость, %	Газопроницаемость абсол., $10^{-15} \text{ м}^2$	Тип коллектора	Характеристика коллекторских пород	
					Генетический тип	Текстурно-структурные признаки пород
А	I	20-35	1000-500	Каверново-поровый, поровый	Органогенный	Биоморфные, органогенно-детритовые, комковатые, слабосцементированные (цемент до 10%).
	II	16-30	500-300	Поровый	Обломочный	Поры седиментационные, увеличенные выщелачиванием до каверны
Б	III	15-28	300-100	Поровый	Органогенный обломочный хемогенный	Органогенно-детритовые, слабоперекристаллизованные, сцементированные, (цемент до 10%), тонко-мелко- и среднезернистые. Поры седиментационные, реликтовые
	IV	12-25	100-50			
	V	12-25	50-10	Поровый. Трещинно-поровый	Органогенный обломочный хемогенный	Сгустково-органогенно-детритовые, плотно-сцементированные, перекристаллизованные, микро-, тонкозернистые, пустоты реликтово-седиментационные, выщелачивания, перекристаллизации.
В	VI	матрица		Поровый, порово-трещинный, трещинный	Хемогенный, биохемогенный органогенный	Микрозернистые, сгустковые, сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные. Пустоты выщелачивания возможно реликтово-седиментационные, трещинные.
		8-20	10-1			
		трещины				
		0,1-4	300-1			
	VII	матрица		Преимущественно трещинный		
		1-0,1	1-0,1			
трещины						
		0,1-4	300-1			



**Рис. 13** Типы органогенных построек в карбонатных толщах (по В.Г.Кузнецову, 1991).  
 1- биогермные известняки; 2- рифовое плато (оолитовые известняки); 3- детритовые известняки; 4- рифовый шлейф (брекчии биогермных известняков); 5- лагуна;  
 6- отложения, одновозрастные с органогенной постройкой;  
 7- более молодые отложения.

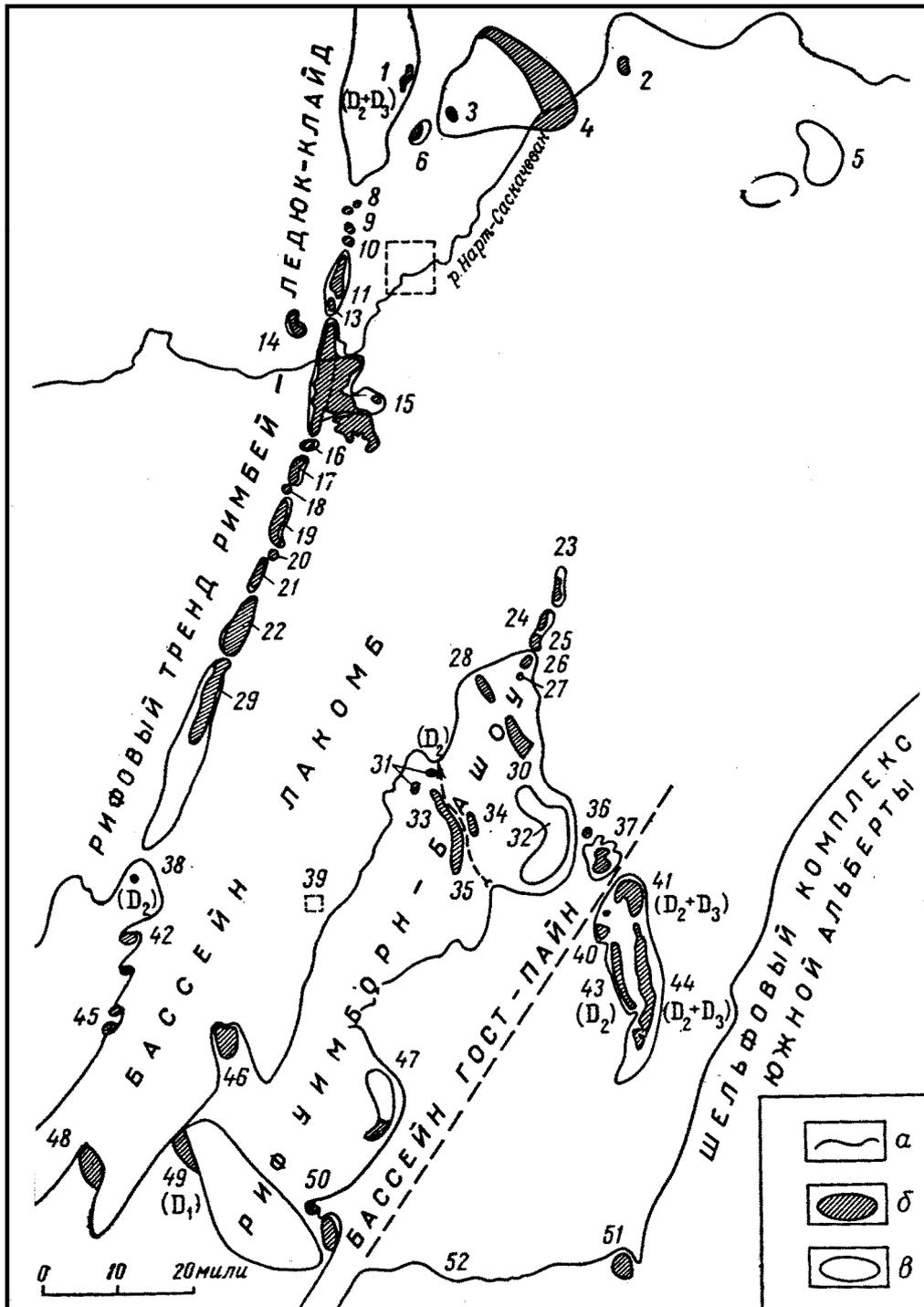
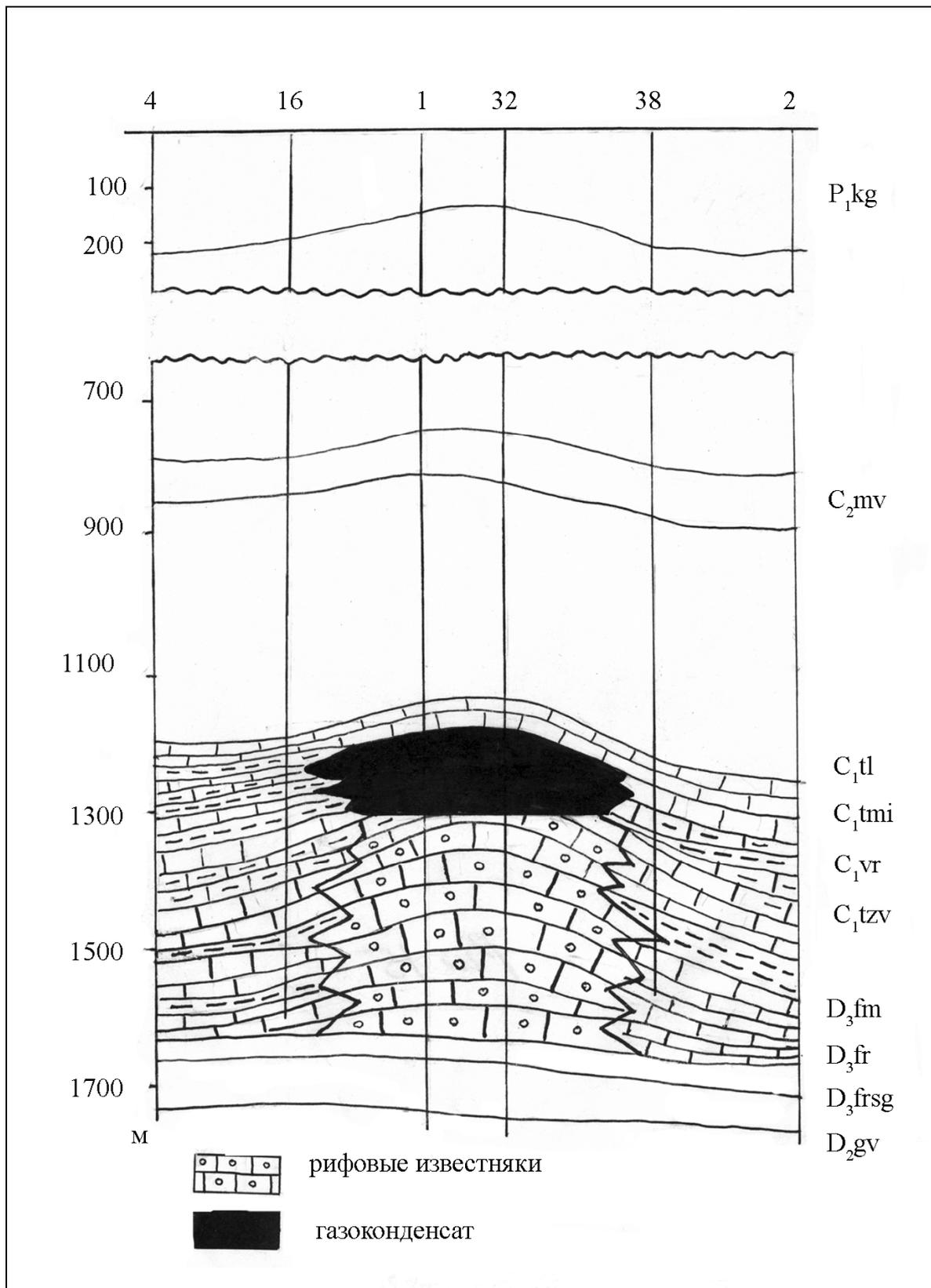
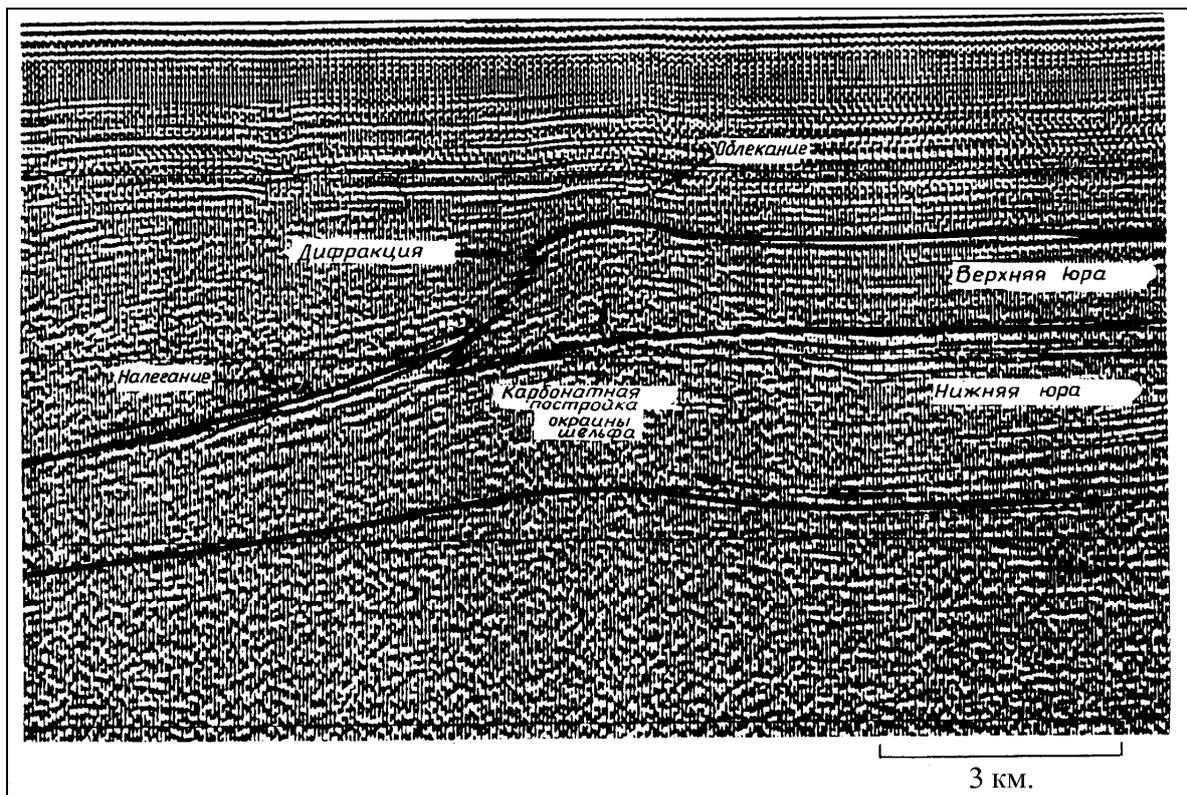


Рис.14. Карта размещения рифов верхнедевонской формации Ледюк и залежей нефти и газа Южной Альберты, (Канада, по Мартину, 1967).  
 а- контуры рифа. Девонские месторождения: б- нефтяные, в- газовые.



**Рис.15.** Канчуринское газоконденсатное месторождение, приуроченное к рифовому массиву (Предуральский прогиб) (по В.Г.Кузнецову), 1971



**Рис.16.** Выделение карбонатных построек по сейсмическим данным (профиль ОГТ на акватории Западной Африки).  
(По Дж.Н.Бабб и В.Г.Хетлелид, "Сейсмическая стратиграфия", 1982)

Уникальные запасы нефти установлены в верхнемеловых, палеоценовых и нижнеэоценовых рифах на севере Африки - в Ливии. В России залежи нефти в рифовых известняках девона, карбона и нижней перми установлены в Волго-Уральской, Предуральской провинциях (*рис.15*), в Тимано-Печорской и Прикаспийской впадинах. На Северном Предкавказье (Дагестанская, Чеченская, Ингушская республики) нефтегазоносной является карбонатная толща верхней юры и мела, в Восточной Сибири - венда и кембрия. В Западной Сибири карбонатные толщи установлены под осадочной толщей в породах палеозойского фундамента. Залежи нефти в них установлены на Малоичском, Верх-Тарском, Калиновом и других месторождениях в Нюрольской впадине. Основными методами поисков рифовых массивов являются сейсморазведка и бурение. Рифовые тела выделяются увеличением мощности одновозрастных толщ. В перекрывающих их толщах над ними образуются антиклинальные формы, а в подстилающих толщах такие формы отсутствуют. Эта особенность их строения хорошо выявляется на сейсмопрофилях (*рис.16*).

Построив карту мощности толщи, лежащей между кровлей и подошвой рифа, можно определить границы и форму рифового массива в плане. Во многих регионах установлена приуроченность систем биогермов и рифов к региональным разломам, флексурным уступам, что позволяет целе-

направленно организовать дальнейшие работы по их поиску. Внутреннее строение рифового тела устанавливается по материалам бурения скважин методом расчленения карбонатной толщи на литотипы (см.табл.11) и построения профильных разрезов, литологических карт.

Пластовые формы имеют резервуары, состоящие из обломочных и оолитовых известняков, доломитов. В карбонатных толщах они широко распространены. Породы-коллекторы, которые их слагают, относятся к поровому типу, имеют невысокие фильтрационно-ёмкостные свойства. Однако, как отмечалось выше, в карбонатных породах часто образуются вторичные пустоты-каверны выщелачивания и трещины, значительно улучшающие их коллекторские свойства. Наличие пор способствует циркуляции воды и выщелачиванию породы, в то время как микрозернистые известняки практически не содержат пустот выщелачивания. К пластовому типу можно отнести также резервуары, контролирующиеся поверхностями несогласия. В зоне выветривания, в карбонатных породах образуются карстовые полости (каверны, пещеры, каналы, трещины). В том случае, если закарстованные горизонты перекрываются глинистыми породами и мергелями, образуются природные резервуары подперерывного типа. Такие резервуары, например, установлены на некоторых месторождениях в Нюрольской впадине Западной Сибири, где непосредственно под осадочным чехлом в карбонатных породах палеозойского фундамента выявлены промышленные скопления нефти.

Линзовидные и гнездовидные резервуары в карбонатных толщах также встречаются часто. Это - отдельные биогермы, линзы ракушняков, оолитовых известняков, брекчий, трещиноватых зон. Как правило, они имеют незначительные размеры и соединены друг с другом посредством трещиноватых зон в единый крупный резервуар сложной формы и строения. Резервуарами неопределенной формы чаще являются зоны трещиноватости. Например, в скважине 3 на Горелой площади вблизи г. Ханты-Мансийска из известняков девонского возраста был получен приток нефти. В трех других скважинах, пробуренных вокруг нее, притоки не были получены.

### **3. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ТРЕЩИННОГО И ПОРОВО-ТРЕЩИННОГО ТИПОВ**

Изучению трещиноватости горных пород и роли трещин в образовании вторичных пустот и резервуаров в недрах Земли посвящены работы К.И.Багринцевой (1982), Ю.К.Бурлина (1976), Е.М.Смехова (1974), Б.К.Прошлякова, В.Г.Кузнецова (1991).

Трещинами называются разрывы сплошности горных пород без смещения. Они широко развиты во всех типах горных пород, однако, про-

мышленно-значимые коллекторы трещинного типа встречаются редко и главным образом в карбонатных породах. Пустотное пространство в них представлено открытыми трещинами, которые и являются путями фильтрации флюидов. Сама порода, в которой образуются трещинные коллекторы, обычно имеет высокую плотность и хрупкость, низкую пористость и проницаемость. Раскрытость трещин в породах-коллекторах очень незначительная - доли миллиметров, редко - миллиметры. Проницаемость колеблется в широких пределах: от  $1 \cdot 10^{-17}$  до  $1 \cdot 10^{-11}$  м<sup>2</sup>.

Порово-трещинные коллекторы образуются в пористых породах (например, в песчаниках), рассеченных трещинами. Пористость при этом не играет ведущей роли и составляет от 2-3% до 5-7%. Трещиноватость улучшает проницаемость не только коллекторского пласта, но и пласта флюидопора.

### 3.1. Типы трещин

Согласно принципам системного подхода, в геологии классификация трещин осуществляется по различным их параметрам (признакам):

1) По ориентировке относительно элементов слоя различаются трещины:

1. Перпендикулярные к кровле и подошве слоя
2. Параллельные к кровле и подошве слоя
3. Диагональные (наклонные) к кровле и подошве слоя

2) По ориентировке относительно пространства различаются трещины:

1. Вертикальные
2. Горизонтальные
3. Наклонные (полого, круто)
4. Широтные
5. Меридианальные
6. Северо-западные
7. Северо-восточные

Трещины, параллельные друг другу, объединяются в одну систему. Разноориентированные трещины секутся друг с другом и делят породу на блоки - остроугольные обломки различной размерности и формы.

3) По длине (протяженности) выделяются трещины:

1. Короткие, внутрислойные, не выходящие за пределы слоя
2. Длинные, протяженные, межслойные, которые секут слои и разделяющие их границы

4) По ширине (раскрытости), расстоянию между стенками трещин, замеренному по перпендикуляру различаются (по М.К. Калинко):

Макротрещины:

1. Грубые (широкие) - шириной 1-2мм и более

2. Крупные	0,5-1мм
3. Средние (узкие)	0,25-0,5мм
4. Мелкие (очень узкие)	0,1-0,25мм
Микротрещины:	
1. Тонкие	0,1-0,01мм
2. Волосяные*	0,01-0,001мм
3. Микротрещины	0,001-0,0002мм
4. Субкапиллярные	<0,0002мм

5) По форме:

1. Прямолинейные (вдоль плоскости)
2. Криволинейные (кольцевые, дугообразные)
3. Ветвящиеся

6) По минералогическому составу заполняющего трещину вещества:

1. Заполненные минералами, прожилками кварца, кальцита и др.
2. Заполненные глинистыми минералами
3. Заполненные битумом, органическим, углистым веществом
4. Свободные (открытые), заполненные водой, газом, нефтью.

7) По времени образования различаются трещины:

1. Первичные, образовавшиеся на стадии диагенеза (уплотнения, обезвоживания, затвердевания осадка)
2. Вторичные, образовавшиеся на стадиях катагенеза, метагенеза, гипергенеза, тектогенеза.

Литогенетические трещины наиболее интенсивно образуются на диагенетической стадии, при превращении осадка в твердую породу. Процесс сопровождается уплотнением пород под давлением веса вышележащих пород и отжатием из них седиментационных вод. Отжатая вода удаляется из слоя вдоль поверхности наслоения. Поэтому диагенетические трещины в тонкослоистых и глинистых породах ориентированы главным образом параллельно слоистости. Другая часть литогенетических трещин ориентирована поперечно или диагонально по отношению к кровле и подошве слоя. Образование их объясняется возникновением внутри слоя множества центров стяжения (кристаллизации). В результате слой делится на множество микроблоков, между которыми образуются микротрещины усыхания, гидроразрыва, по которым циркулирует отжимаемая вода, а потом происходит заполнение минеральными веществами (чаще всего глиной, карбонатами). Ориентировка, длина и ширина таких трещин самая разнообразная: они раздваиваются, изгибаются, ветвятся, огибая включения минеральных зерен, конкреции и центры кристаллизации. Поэтому поверхность стенок их неровная, шероховатая, бугристая.

Глины из всех пород больше всего впитывают влагу ввиду того, что первоначально пористость их очень высокая. Поры микроскопические, за-

---

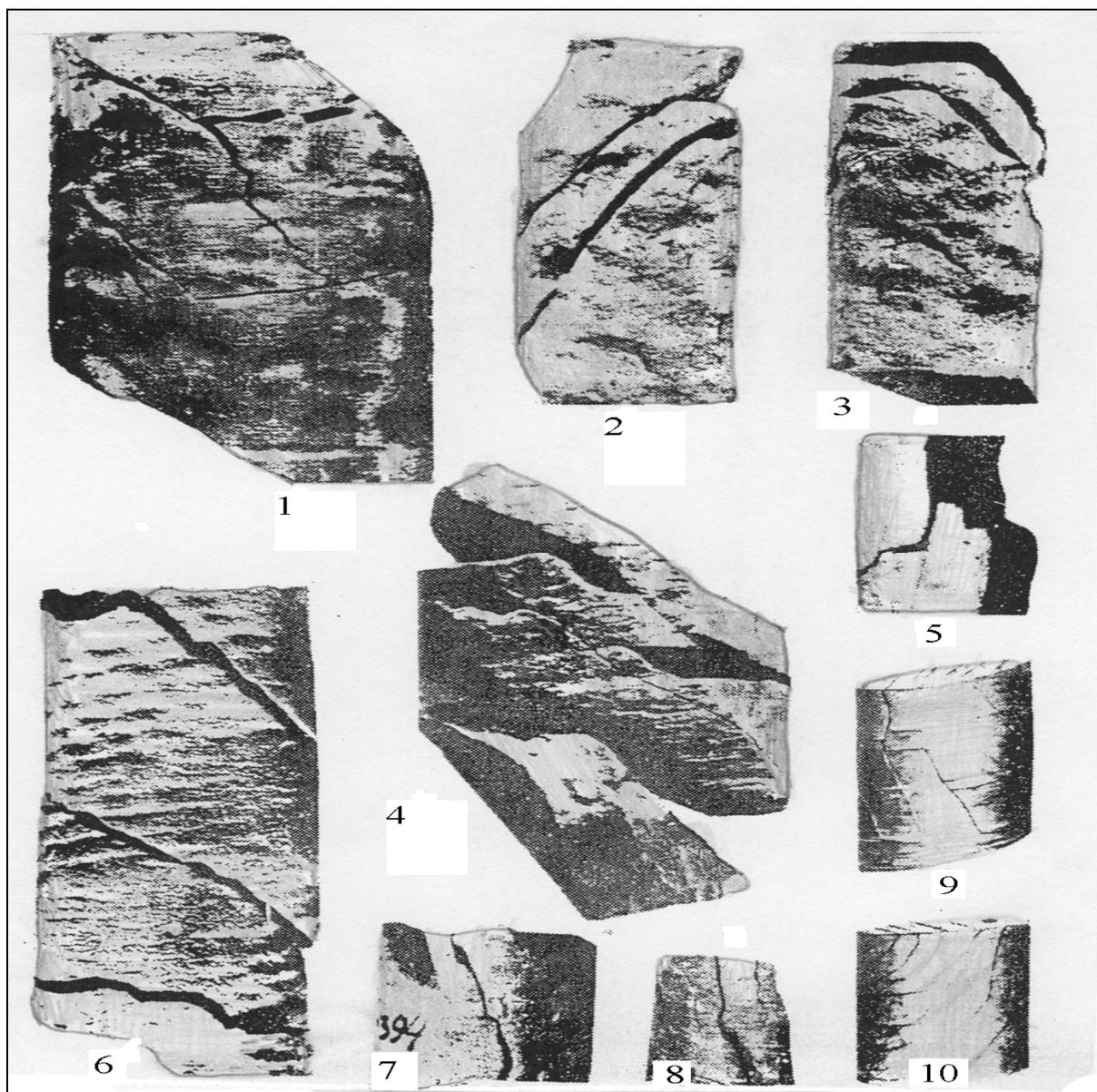
\* толщина человеческого волоса составляет 100 мкм

полнены водой. Поэтому глины более всех пород способны к уплотнению. Под воздействием веса вышележащих пород глинистые минеральные частицы (монтмориллонит, гидрослюда, хлорит) ориентируются перпендикулярно к направлению сжатия. Поэтому глинистые и тонкослоистые породы приобретают сланцеватую текстуру.

Литогенетические трещины в них ориентированы в основном параллельно слоистости и сланцеватости. Песчаные породы имеют массивную текстуру, уплотняются в незначительной степени. Литогенетические трещины в них ориентированы, главным образом поперечно или под углом по отношению к элементам слоя. Все типы литогенетических трещин относятся к внутрислойным, они не выходят за пределы слоя.

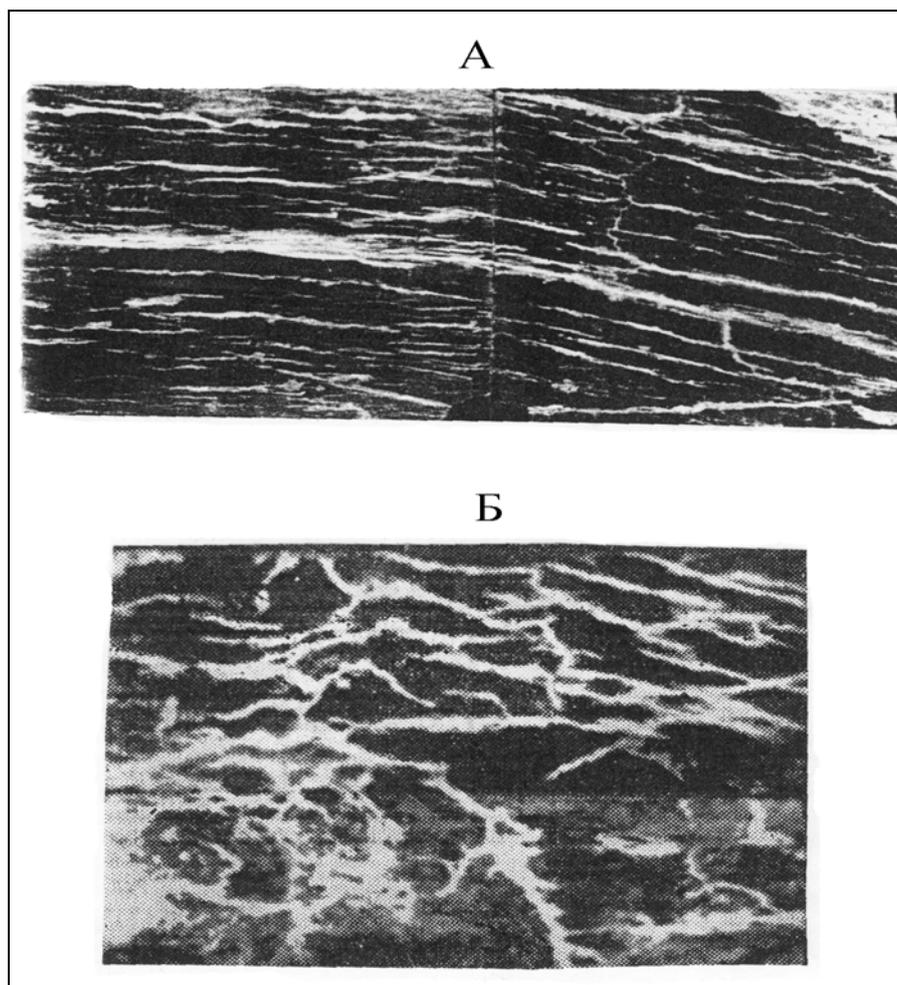
Тектонические трещины - вторичные, наложенные, секут слои и их границы, группируются в системы. По ориентировке в пространстве различаются четыре системы трещин: меридианальные, широтные, северо-восточные, северо-западные. Трещины тектонического происхождения более прямолинейные, пересекают слои вне зависимости от структурно-текстурных особенностей породы (*рис.17*). Поверхности их стенок ровные, гладкие. По направлению действующих сил среди них различаются трещины сжатия (скола, кливажа), трещины растяжения (отрыва), трещины кручения (сдвига).

Трещины сжатия закрыты для движения флюидов, раскрытие их может происходить при смене знака тектонических движений и в зоне гипергенеза (выветривания) вблизи поверхности Земли. К группе тектонических трещин относятся также палеосейсмические трещины, образовавшиеся при сейсмических толчках в древние эпохи. По данным К.И.Микуленко (1974) они проявляются в виде систем сближенных трещин, имеют углы падения от  $30^{\circ}$ - $40^{\circ}$  до  $80^{\circ}$ - $90^{\circ}$ . Характерной их особенностью является приуроченность к определенным стратиграфическим горизонтам (слоям) и высокая степень густоты их проявления. Среди них преобладают трещины растяжения. Они обычно выполнены осадками (песками, глинами, алевролитами). Стенки их всегда шероховатые, зазубренные. Трещины сжатия тонкие, закрытые, со следами скольжения или гладкие без следов скольжения, субпараллельные. Расстояние между ними 1-2см, а глины рассланцовываются на более тонкие пластинки (1-3мм).



**Рис.17.** Образцы керна трещиноватых горных пород платформенных отложений Западной Сибири (по К.И.Микуленко, 1967).

Матюшкинская скв.31, гл. 2105-2171м., куломзинская свита. Глина сильно алевроитская, отчетливо видна преобладающая круто наклонная система трещин. Менее отчетливо выражены трещины субгоризонтальной системы. 2,3- Соснинская скв.5, гл. 2193-2196м., куломзинская свита. Круто наклонная система трещин в песчанистых алевролитах. 4- Александровская скв.3, гл. 2775-2780м. Трещины в глинах тюменской свиты. 5- Матюшкинская скв.31, гл. 2550,3-2555,3м. Васюганская свита. Вертикальные трещины в мелкозернистых песчаниках. 6- Соснинская скв.1, гл. 2154,4-2164,4м. Куломзинская свита. Трещиноватый алевролит. 7- Советская скв.17, гл. 2154,4-2164,4м. Куломзинская свита. Субвертикальные трещины в алевролитах. 8- Советская скв.26, гл. 1647-1652м. Покурская свита. Алевролит глинистый, трещиноватый. 9- Усть-Балыкская скв. 80, гл. 1931-1936м. Вартовская свита. Трещиноватый мелкозернистый песчаник. 10- Усть-Балыкская скв. 80, гл. 2092-2095м. Вартовская свита. Наклонная система трещин в сильно глинистых алевролитах.



**Рис.18.** Образцы керна трещинных коллекторов.

А- аргиллит черный известковистый, трещиноватый. Кенкиакское месторождение (Прикаспийская впадина) скв.100, гл. 4595-4599м. Образец насыщен люминофором (трещины – белые). Развертка двух граней (по Б.К.Прошлякову, 1987).

Б- трещины в газоносных известняках Оренбургского месторождения. Скв.31, гл.1786,5-1791,0м. Свечение люминисцирующей жидкости под кварцевой лампой (по А.А.Ханину, 1973).

### 3.2. Методы изучения трещин

По опыту полевых исследований на скальных выходах горных пород, в шурфах, канавах, карьерах геологи хорошо знают, что трещины есть повсюду, но на одних участках их больше, на других - меньше. Для количественной оценки степени трещиноватости введены понятия "густота" и "плотность" трещин. Густота (удельная плотность) трещин определяется количеством трещин на единицу длины замериваемого участка. Плотность трещин определяется по сумме густот трещин, замеренных в трех взаимно перпендикулярных направлениях. Максимальная густота трещин наблюдается в зонах дробления, брекчирования, представляющих собой по существу зону разломов-сбросов, взбросов, раздвигов, сдвигов. Ширина зон трещиноватости и брекчирования при этом может достигать нескольких километров, длина - десятков километров. Для внутрислойных трещин гу-

стота обратно пропорциональна толщине слоя: чем больше толщина слоя, тем меньше трещин и тем больше расстояние между ними. На некоторых месторождениях зоны трещиноватости имеют линейные в плане формы и проявляются высокими дебитами нефти в скважинах. Густота трещин максимальная у доломитов затем, у известняков, солей, сланцев, мергелей, аргиллитов. Менее всех трещиноваты алевролиты, песчаники. В слоях малой толщины породы более трещиноваты.

При исследованиях трещиноватости пород по керновому материалу производятся массовые замеры количества, длины, ширины и угла падения макроскопически видимых трещин, в том числе и заполненных минеральным веществом. Изучается их конфигурация, взаимное пересечение, состояние стенок, направление штрихов скольжения. Делаются зарисовки и фотографии трещин. Все замеры заносятся в таблицы, обрабатываются методом построения диаграмм трещиноватости (простирания, угла падения).

Производится классификация их по вышеперечисленным морфологическим параметрам, дается их генетическая интерпретация. Определяются густота и плотность трещин, интервалы разреза и зоны повышенной трещиноватости, строятся карты трещин, дизъюнктивных нарушений. Микротрещины изучаются под микроскопом на шлифовках и в специально изготовленных прозрачных шлифах большой площади. Определяются те же параметры, что и для макротрещин: ширина, длина, площадь, густота, системы взаимопересекающихся трещин, минеральное заполнение и др. Открытые трещины изучаются в образцах, пропитанных синтетическими смолами. Для этих целей изготавливаются образцы пород в виде кубиков и столбиков, промываются в растворителях, а затем под вакуумом пропитываются окрашенной бакелитовой смолой.

Таблица 15

**Классификация трещин по происхождению  
(по Ю.К. Бурлину, 1976)**

Классы трещин по происхождению	Типы трещин
I Литогенетические	1) диагенетические 2) уплотнения: кристаллизации старения коллоидов усыхания и др. 3) катагенетические: перекристаллизации выделения межслоевых вод 4) гипергенетические: выветривания бортового отпора
II Тектонические	1) эпигенетические, колебательных движений 2) складкообразовательных движений (параклизы) 3) дизъюнктивных нарушений (диаклазы)
III. Гравитационные	Оползневые

Из них можно приготовить и прозрачные шлифы. Под микроскопом производятся замеры морфологических параметров трещин. Битуминозное вещество, заполняющее трещины, изучается под люминесцентным микроскопом. Для этого изготавливаются пришлифовки кубической формы. Образец пропитывается индикаторной жидкостью (бензин, керосин), в которую добавляются люминофоры. Под действием ультрафиолетовых лучей трещины и поры, заполненные этой жидкостью или нефтью, битумами, люминисцируют желтым, бурым цветами с зеленоватым оттенком. Фотографирование изображения производится на цветную бумагу, замеры параметров трещин производятся по фотоснимкам. Данные, полученные этим методом, привлекаются для решения вопросов о перетоках нефти при ее вторичной миграции через покрышки и некоторых других проблем нефтегазовой геологии. Кроме вышеперечисленных методов для исследования поровых и трещинных пустот по образцам керна применяются электронные микроскопы. Степень трещиноватости пород может быть определена по результатам акустического каротажа скважин. Пористые и трещиноватые зоны на фоне плотных монолитных пород проявляются понижением скорости распространения продольных волн до 20-30%, но доля трещинных пустот при этом остается неясной. Косвенные данные о наличии таких зон могут свидетельствовать и диаграммы БКЗ, НГК. На сейсмопрофилях зоны трещиноватости устанавливаются потерей отражений. В процессе бурения скважин такие зоны могут проявляться интенсивным поглощением бурового раствора.

### **3.3. Трещинные коллекторы и природные резервуары**

Трещинные коллекторы в карбонатных породах. Как уже отмечалось выше, трещинные коллекторы чаще встречаются в карбонатных породах. Образованию в них трещин благоприятствует высокий темп уплотнения карбонатных пород, повышение их хрупкости с глубиной. Этому способствует также их окремнение. Большинство трещин в карбонатных породах относятся к литогенетическому типу, другие - к тектоническому типу (*рис.18*). Трещинная ёмкость обычно незначительная, но при крупных размерах ловушки в трещинных коллекторах может содержаться значительное количество углеводородного сырья. С глубиной значимость трещинных коллекторов возрастает. Это объясняется возникновением вторичной трещиноватости тектонического происхождения или раскрытием закрытых трещин, растворимостью карбонатных минералов подземными водами, циркулирующими по микротрещинам под воздействием высоких температур и давлений. Образующиеся при этом полости растворения (глубинного карста) могут быть значительными по размерам и масштабам проявления, поскольку этот процесс происходит геологически постоянно, сопровождается образованием трещин отпора и обрушением стенок вновь возникших карстовых каверн, пещер, трещин и каналов. Эти полости в последующем

могут быть заполнены углеводородными газами или нефтью поздних стадий генерации. Форма природных резервуаров трещинного типа чаще сложная, неопределенная, порово-трещинного типа - пластовая, линзовидная. Трещинная проницаемость зависит от густоты трещин. По данным М.И.Максимова (1975), в Башкирском Приуралье в известняках артинского яруса при густоте трещин равной 11 проницаемость составляет 9мД, при густоте 14 равна 15мД, 21 – 16мД, 68 – 116,8мД. Влияние трещин особенно заметно для алевролитов, глинистых песчаников. В карбонатных породах трещины способствуют карстообразованию. Крупные трещины и пустоты в них при бурении скважин фиксируются провалами инструмента на несколько дециметров, а иногда и метров.

Трещинные коллекторы в глинистых породах. Известно, что глины коллекторами не являются, а проявляют качество флюидоупоров. Но в природе тоже бывают исключения. Например, в конце 60-х годов на Салымском месторождении в Западной Сибири из битуминозных глин баженновской свиты (волжский ярус верхней юры) были получены промышленные притоки нефти. Исследования керн и каротажных диаграмм показали, что коллекторами являются листоватые глины, тонко переслаивающиеся с битуминозным веществом. По данным О.Г. Зарипова и И.И. Нестерова (1977) ёмкостное пространство в них представлено многочисленными горизонтально-параллельными микро-трещинами, соединяющимися между собой разветвлениями (*рис.91*). Находящаяся в них нефть характеризуется аномально-высоким пластовым давлением, что предполагает замкнутую форму резервуара в целом. АВПД способствует возникновению микро-трещин между прослойками и проникновению в них нефти, образовавшейся на месте, из тех же глин. Массивные глины со значительным содержанием кремнезёма и карбонатов имеют малую трещиноватость и не являются коллекторами. Там, где в разрезе свиты отсутствуют тонкослоистые и листоватые разности битуминозных глин, притоки нефти не получены. В целом резервуары (соответственно и залежи нефти) баженновской свиты относятся к категории сложно построенных. Коллекторские породы залегают (69, 70) в виде прерывистых пропластков и линзообразных форм внутри преимущественно непроницаемой глинистой породы. "Сухие" скважины по площади распределены без видимой закономерности, из общего количества составляют 30-40%. Максимальные дебиты нефти в скважинах достигают 100-200т/сут. Протяженность отдельных нефтенасыщенных линз достигает 1.5-2км, толщина-до 3-5м. В последующие годы залежи нефти в битуминозных глинах баженновской свиты были выявлены на Правдинском, Верхне-Салымском, Западно-Салымском, Мало-Балыкском, Приобском и многих других месторождениях Сургутского и Красноленинского районов. В других регионах притоки нефти и газа из глинистых пород были установлены в Восточном Ставрополье (в майкопской свите), Прикаспии (в нижнепермских отложениях).

Трещинные коллекторы в кремнистых породах так же, как и в глинистых породах, встречаются редко. Опоки и диатомиты содержат значительное количество (до 20%) органического вещества. Первоначально они состоят из скелетов диатомитовых водорослей и радиолярий и содержат большое количество микропустот (размерами 0,8-4 мкм). На стадии диагенеза скелеты растворяются, и из них образуется кремнистый гель, который кристаллизуется с образованием опала, кремней. Процесс сопровождается образованием литогенетических трещин. В породе частично сохраняется первичная пористость. Залежи нефти в коллекторах такого типа установлены в неогеновых отложениях на Сахалине и в формации монтерей в Калифорнии (США). Трещинная проницаемость в них достигает  $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , пористость - 2-3%.

Порово-трещинные коллекторы в песчано-алевролитовых породах. Практика показывает, что песчаники и алевролиты, как и любая другая горная порода, подвержены трещиноватости. Но, поскольку на малых глубинах (до 2-3км) значимость трещинных пустот по сравнению с поровой пустотностью весьма незначительная, то на них достойного внимания не обращается. Тем не менее наличие трещин значительно улучшает качество порового коллектора, обеспечивает высокую фильтрацию и большие притоки нефти в скважинах даже из коллекторов плохого качества. Коллекторские свойства основной массы породы (матрицы), не затронутой трещинами, могут быть очень низкими, но трещины создают возможность флюидам выйти из этой матрицы через поры в полость трещины. Дальнейшая фильтрация нефти из полости трещин осуществляется легче. Тем самым трещины (в том числе и искусственно создаваемые внутри пласта) обеспечивают высокий процент извлечения нефти из залежи. Генетическая природа трещин в песчано-алевритовых породах такая же, как и в других типах осадочных пород: большинство трещин относится к литогенетическому типу, образуется на стадии диагенеза при затвердевании породы. Позже на них накладываются трещины тектонического, сейсмического или другого вида происхождения. Полевые наблюдения показывают, что литогенетические трещины в песчаниках и алевролитах большей частью ориентированы поперечно или круто наклонно к поверхности слоя по двум взаимно параллельным направлениям и делят слой на блоки более или менее прямоугольной формы. В нижележащих и перекрывающих их глинистых слоях они не продолжают. В слоистых породах основная масса трещин ориентирована вдоль слоистости. Горизонтальные трещины внутри песчано-алевритового слоя тоже проявляют себя, но только на границе с прослоями и прослойками глин. Как правило, они закрытые, но при благоприятных соотношениях тектонических сил на локальных участках могут быть раскрытыми. В природе пустоты не бывает: по мере образования трещины заполняются мусором, возникающим при растрескивании породы, подземными водами, минералами, газом и нефтью. Густота литогене-

тических трещин в тонких слоях выше, чем в толстых, но зато раскрытость (расстояние между стенками) их меньше. Это хорошо видно по размеру блоков: толстые слои разбиты на крупные блоки широкими трещинами, в то время как в тонких слоях размеры блоков измеряются первыми сантиметрами, а трещины в них тончайшие или закрытые, проявляются только при ударе молотком. Густота трещин выше в породах слабой прочности, чем в прочных породах.

С глубиной пористость песчаников и алевролитов сокращается, значимость трещинных коллекторов возрастает.

Порово-трещинные коллекторы коры выветривания фундамента. Под корой выветривания здесь понимаются продукты выветривания и разрыхленные, кавернозные, трещиноватые горные породы, образовавшиеся в зоне гипергенеза, на поверхности Земли. Здесь, в зоне низкого давления и температуры, под воздействием атмосферных вод, солнечных лучей, ветра и других факторов закрытые трещины становятся открытыми, скальные породы рассыпаются в щебень, дресву, карбонаты растворяются, большинство минералов окисляется и замещается другими. При смене тектонического режима и трансгрессии моря продукты частичного выветривания перекрываются покровными отложениями и переходят в погребённое состояние. Имея поры, каверны и трещинные полости, эти породы вовлекаются в процессы циркуляции жидкостей и газов. С этих позиций кора выветривания рассматривается как природный резервуар для нефти, газа и воды. Однако, кора выветривания образуется повсеместно. Тысячи скважин, вскрывших палеозойский фундамент Западно-Сибирской плиты, показали его "сухость" и только в нескольких десятках скважин при испытании его верхней части (зоны коры выветривания), были получены притоки газа, нефти или воды. Практика показывает, что наибольшие перспективы в качестве природного резервуара имеет кора выветривания карбонатных и магматических пород, менее всех - глинистых сланцев.

Газоносные выветрелые трещиноватые граниты докембрийского фундамента установлены (16) на месторождении Панхэндл-Хьюгтон (США). В штате Вайоминг асфальт и тяжелая нефть добывалась шахтами и штольнями на Медной горе, сложенной гранитным куполом. Битумы и нефть в пористых и трещиноватых базальтах выявлены в штатах Орегон, Колорадо, в провинции Квебек в Канаде. В Азербайджане на месторождении Мурадханлы залежь нефти выявлена в трещиноватых выветрелых андезитах, базальтах и их туфах. Известны такие примеры и в других регионах мира, но, как правило, они единичные.

На территории Западной Сибири в Березовском и Шаимском районах из продуктов выветривания гранитоидов, базальтов и песчано-гравелитовых пород фундамента на Мулымьинском, Даниловском, Убинском и некоторых других месторождениях установлены промышленные скопления нефти и газа. В Васюганском районе залежи нефти из верхней

части фундамента были выявлены (71) на Северо-Васюганском, Катильгинском, Черемшанском, Мыльджинском, Калиновом, Западно-Останинском и других месторождениях. Промышленные скопления нефти в трещиноватых и кавернозных доломитовых известняках девонского возраста установлены в Нюрольской впадине на Малоичском, Верхне-Тарском, Урманском, Медведевском, Фестивальном месторождениях. Пустотность коллектора по диаграммам НГК оценивается в 7-12%, проницаемость по керну - в  $0,03-25 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Покрышкой для залежей служат юрские глины. В Ханты-Мансийской впадине из 23-х скважин, вскрывших известняки девона, только в одной (скважина 3, Горелая площадь) был получен приток нефти. Тяжелые нефти, мазе- и асфальтоподобные битумы были выявлены в кавернозных, трещиноватых известняках и базальтах при бурении колонковых скважин на окраине Западной Сибири - в Кустанайской впадине.

Приведенные данные убедительно свидетельствуют, что кора выветривания фундамента является перспективным объектом для поисков нефтяных и газовых скоплений. В последние годы промышленные притоки из нее были получены и на Нижневартовском своде. Форма природного резервуара, сложенного породами коры выветривания фундамента в каждом конкретном случае может быть весьма различной: массивной на выступах трещиноватых пород фундамента, пластовой для элювиальных покровов, линзовидной для делювиальных и коллювиальных накоплений, сложной - для зон брекчирования и трещиноватости.

В заключение следует отметить, что методы исследования трещинных коллекторов постоянно совершенствуются. Однако многие вопросы этой проблемы остаются недостаточно изученными. Не определена роль трещин тектонического происхождения в образовании пустотного пространства коллекторских пород и пространственная связь их с разрывными нарушениями различных рангов. Нет методики прогнозирования и картирования конкретных объектов (природных резервуаров) трещинного типа тектонического происхождения хотя сами разломы на многих месторождениях выявляются как по сейсмическим данным, так и по результатам бурения скважин.

#### **4. ЭПИГЕНЕТИЧЕСКОЕ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЕ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД.**

Вопросы постседиментационных изменений, происходящих в коллекторских породах карбонатного и терригенного типов рассмотрены в работах В.Г.Кузнецова, Ю.П.Казанского, Д.К.Патругова (1980), Г.Н.Перозио

(1971), Р.С.Сахибгареева (1989), Ю.К.Бурлина. А.И.Конюхова, Е.Е.Карнишиной (1991), Б.К.Прошлякова, В.Г.Кузнецова (1991).

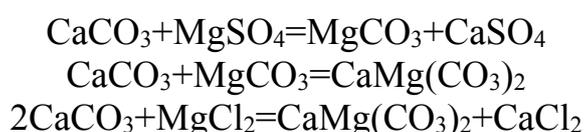
Под эпигенезом (от греческого *ep* - после) понимаются вторичные процессы минералообразования после диагенетической стадии и затвердевания породы. Обычно такие процессы происходят по мере погружения осадков в зону возрастающих температур и давлений. По шкале метаморфизма эта зона соответствует катагенной стадии, поэтому термины "эпигенез" и "катагенез" часто считаются синонимами.

#### 4.1. Эпигенез в карбонатных породах

Эпигенетические преобразования с наибольшей интенсивностью происходят в карбонатных породах. Это связано с тем, что зерна кальцита и доломита изначально имеют кристаллическую структуру и с течением времени происходит их укрупнение (перекристаллизация). Кроме того, карбонатные минералы легко подвергаются растворению подземными водами и замещению другими минералами.

Перекристаллизация карбонатов - процесс укрупнения размеров кристаллов без изменения их минералогического состава, как правило, приводит к улучшению коллекторских свойств. Чем больше размер кристаллов, тем крупнее пустотное пространство между кристаллами. Например, (по Б.К. Прошлякову) в нижнекембрийских отложениях юга Сибирской платформы открытая пористость микрозернистых известняков и доломитов составляет в среднем 4,57%, микро- тонкозернистых - 7,14%, тонкозернистых - 9,35%.

Доломитизация известняков. Эпигенетическая доломитизация начинается еще на раннем диагенезе. Замещение кальцита доломитами происходит за счет привноса магния водными растворами, рассолами и морской водой, просачивающейся сквозь пористые осадки. Прежде всего доломитизируется тонкодисперсный арагонит.



Размеры образующихся при этом ромбоэдров доломита достигают 0,8-1,0мм. Общий объем породы сохраняется, а пустотность теоретически увеличивается на 12,2%. Однако, в большинстве случаев образующееся пустотное пространство заполняется другими солями (например,  $\text{CaSO}_4$ ). Первичные структурные признаки породы и раковины при этом исчезают. При незначительном поступлении магния возникают редкие кристаллы доломита. Образуются порфиробластовые структуры. Степень доломитизации известняков изменчива при переходе из одного слоя к другому и колеблется в широких пределах: от 2-5% до 90-95%. Образующиеся при этом

тела вторичных доломитов имеют пластообразные, линзовидные, штыкообразные формы.

Выщелачивание. Карбонатные минералы легко растворяются в воде, особенно при присутствии в ней углекислоты ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3$ ). Чем кислее воды, тем выше растворимость кальцита. В сульфатных водах ( $\text{SO}_4$ ) лучше растворяются доломиты, в гидрокарбонатных ( $\text{HCO}_3$ ) - карбонаты кальция, причем арагонит растворяется легче, чем кальцит. Этим объясняется избыточное выщелачивание раковин и оолитов при сохранении цементирующей их массы. Процесс выщелачивания интенсивно развивается в пористых и трещиноватых породах, по пустотам которых происходит циркуляция (фильтрация) вод и вынос образовавшихся растворов. В результате этого размеры первичных пор увеличиваются, образуются вторичные пустоты каверновых и пещерных размеров.

Кальцитизация и сульфатизация карбонатных пород. Процесс кальцитизации арагонита начинается на стадии диагенеза и сопровождается затвердеванием осадка, сокращением пустотного пространства породы теоретически на 9%. Основной причиной сульфатизации карбонатов является привнос  $\text{CaSO}_4$  рассолами из вышележащих соленосных толщ. Образующиеся при этом минералы (гипс, ангидрит) заполняют поры, каверны и трещины, тем самым ухудшают коллекторские свойства породы.

Водонасыщенность. Вода имеет силу поверхностного натяжения в три раза больше, чем нефть. Поэтому в нефтенасыщенном коллекторе всегда присутствует связанная (остаточная) вода, которая обволакивает тонкой пленкой зерна породы. Низким содержанием остаточной воды характеризуются коллекторы высокого класса - биогермные, органогенно-обломочные известняки. Эффективная пористость их близка к открытой пористости. Мелкозернистые и пелитоморфные хемогенные известняки и доломиты характеризуются высоким содержанием остаточной воды, низкой эффективной пористостью, проницаемостью.

## **4.2. Диагенез и эпигенез в терригенных породах**

Наиболее распространенными аутигенными минералами стадии диагенеза являются сульфиды (пирит, марказит), окислы и гидроокислы (опал, халцедон, кварц, гидроокислы железа, марганца), сульфаты, барит, целестин, карбонаты, магнезит, фосфаты, силикаты (каолинит, гидрослюда, монтмориллонит, лептохлориты). Они образуют мельчайшие зерна, мелкозернистые агрегаты, оолиты, конкреции. Выделению их из раствора способствует смена кислотно-щелочного режима (РН), окислительно-восстановительного потенциала (ЕН) среды и степень концентрации в ней составных компонентов.

Вода диссоциируется на ионы  $\text{H}^+$  и  $\text{OH}^-$ . При преобладании ионов  $\text{H}^+$  над  $\text{OH}^-$  вода кислая, при преобладании  $\text{OH}^-$  вода щелочная. Содержание

ионов водорода в дистиллированной воде при температуре 20°C составляет  $1 \cdot 10^{-7}$  г-ион/л,  $\text{pH}=7$ , среда нейтральная. При повышенных содержаниях ионов водорода  $\text{pH}<7$ , среда становится кислой, при пониженных содержаниях ионов водорода  $\text{pH}>7$ , среда щелочная. Окислительно-восстановительный потенциал – ЕН определяется по содержанию в воде свободного кислорода, замеривается с помощью потенциометра, измеряется в милливольтках (мВ). При  $\text{EH}=0$  вода нейтральная. При положительных значениях ЕН - вода окислительная (ЕН от 0 до +300мВ), при отрицательных – восстановительная (ЕН от 0 до – 500мВ).

Г.И. Теодорович (1947) разделил осадочные обстановки на шесть классов по значению ЕН и на шесть классов по значению РН.

1. Сильно щелочные обстановки ( $\text{pH}>9$ ).

Образуются магнезит, доломит.

2. Щелочные обстановки ( $\text{pH} 7,8-9$ )

Моря и озера.  $\text{CaCO}_3$  устойчив. Отлагаются известняки, мергели, известковые глины, алевролиты, песчаники.

3. Слабо щелочные обстановки ( $\text{pH}$  от 7,2 до 8,0)

Моря, лагуны, озера.  $\text{CaCO}_3$  присутствует, но как правило неустойчив, замещается фосфатом кальция, доломитом, сульфатом кальция, кремнеземом, анкеритом.

4. Нейтральная обстановка ( $\text{pH}=6,6-7,2$ )

Моря, застойные воды, озера.  $\text{CaCO}_3$  не может накапливаться. Образуются кремнистые осадки, лептохлориты, сидериты, глауконит, фосфориты, бокситы, гидроокислы железа.

5. Слабокислые обстановки ( $\text{pH}$  от 5,0-5,5 до 6,6)

Озера, реки. Образуются кремнистый цемент обломочных пород, гидрогетит и галлаузит, железомарганцевые конкреции.

6. Кислые обстановки ( $\text{pH}$  от 2,1 до 3,0-5,0)

Болота, некоторые озера и реки. Осаждаются сульфиды железа, возможно присутствие  $\text{CuS}$ ,  $\text{Cu}_2\text{S}$ , характерны глауконит, каолиновые глины.

7. Сильно восстановительная обстановка (сульфидная зона). Поверхность с  $\text{EH}=0$  значительно выше поверхности осадка.

8. Восстановительная обстановка (зона сульфидов и карбонатов Fe).  $\text{EH}=0$  значительно выше поверхности осадка.

9. Слабо восстановительная обстановка (зона сидерита и вывианита).  $\text{EH}=0$  на поверхности осадка.

10. Нейтральная обстановка (зона лептохлоритов и керчинитов).  $\text{EH}=0$  несколько ниже поверхности осадка.

11. Слабо окисленная обстановка (зона глауконита и оксикерчинита).  $\text{EH}=0$  значительно ниже поверхности осадка.

12. Окислительная обстановка (зона окислов и гидроокислов железа).

Окислительные условия характерны для континентальных, мелко-водно- и прибрежно-морских водоемов. В осадке свободно циркулирует

вода, богатая кислородом, окисляет органическое вещество, металлы, серу. В такой среде железо выделяется в форме гематита –  $Fe_2O_3$  и лимонита  $2Fe_2O_3 \cdot 3H_2O$ , осадки окрашиваются в бурые оранжевые и желтые цвета. Восстановительные условия характерны для замкнутых, полужамкнутых морских, лагунных, озерных водоемов и заболоченных низменных равнин. В такой среде возникает дефицит кислорода, избыток сероводорода и органического углерода, железо выделяется в форме пирита, сидерита, осадки окрашиваются в черные, серые цвета с голубыми и зелеными оттенками. Такие цвета обусловлены наличием рассеянного обугленного органического вещества и двухвалентных соединений железа.

В кислой среде ( $pH < 7$ ) образуется каолинит, в нейтральной и слабо окисленной - опал, глауконит, фосфаты, шамозит, гидрослюды, в слабощелочной ( $pH > 7$ ) - карбонаты, монтмориллонит. В окислительной среде образуются все окисные соединения, в переходной - глауконит, шамозит, фосфаты, в умеренно-восстановительной - сидерит, родохрозит, в резко восстановительной - сульфиды железа, марганца, свинца, цинка. По мере увеличения глубины залегания  $pH$  подземных вод возрастает,  $Eh$  падает. В зоне застойных вод на больших глубинах среда щелочная, восстановительная. Конкреции большей частью первоначально представляли собой сгустки коллоидного вещества, чаще образуются в глинистых, карбонатных и кремнистых осадках. Размеры их колеблются в широких пределах - от 0,1 мм до нескольких метров. В разрезах осадочных толщ встречаются в виде отдельных включений или в виде скоплений, образующих пластообразные тела.

Основными факторами эпигенетических (катагенетических) преобразований в горных породах являются температура и давление. Под действием горного давления (веса вышележащих пород), которое возрастает с глубиной, продолжается уплотнение горных пород и сокращение объема пор. Наиболее интенсивно такие процессы происходят в плохо отсортированных породах: глинистый цемент выжимается из мест соприкосновения зерен в поровое пространство. Под высоким давлением происходит внедрение зерен друг в друга с образованием стилолитовых швов, коррозия, растворение, регенерация, образование новых минералов, замещение одних минералов другими. Глинистые минералы цементирующего вещества первоначально представлены монтмориллонитами, каолинитом, смешанно-слоистыми минералами, гидрослюдой. На стадии метазенеза (глубинного катагенеза) на глубинах свыше 2000 м минералы группы монтмориллонита и смешанно-слоистых исчезают, а на глубинах свыше 3000 м исчезает и каолинит: они преобразовываются в гидрослюды и хлориты. Щелочная среда, высокие температуры и давления, господствующие на этих глубинах, способствуют растворению большинства породообразующих минералов, в том числе и кварца. За счет растворения темноцветных минералов (пироксены, амфиболы, биотит) и кальциевых плагиоклазов подземные

воды все более обогащаются железом, марганцем, кальцием, магнием. Образуются сульфатные, хлоридно-сульфатные и хлоридные высокоминерализованные воды и рассолы. Происходит альбитизация и серицитизация плагиоклазов. Возникают новые минералы: хлориты, эпидоты, цеолиты, доломит, сидерит, пирит и др. Пористость обломочных пород сокращается до 3-5%. Первичные их структуры преобразовываются, образуются конформные, регенерационные, стилолитовые структуры, а глинистые породы приобретают четко выраженную ориентированную структуру и переходят в аргиллиты. Из всех вторичных минералов в наибольшем количестве образуются кварц и кальцит. Аутигенный (новообразованный) кальцит выделяется из пластовых вод при температурах выше 60-70°C, на глубинах более 1500м, заполняет поры и трещины. Вторичный кварц образуется также в зонах повышенных температур и давлений, на глубинах свыше 2000м, отлагается на поверхностях песчаных зерен, образуя регенерационные кемки и пленки. В итоге поровое пространство сокращается, качество коллектора ухудшается, коллектор преобразуется в неколлектор. Гидрослюдизация монтмориллонита происходит на стадии мезокатагенеза на глубинах более 2000-2500м. Процесс сопровождается превращением разбухающих глинистых минералов в неразбухающие, образованием вторичной пористости. Выделяющаяся при этом связанная вода переходит в поровое пространство.

#### Выводы

1. С увеличением возраста и глубины залегания коллекторские свойства терригенных пород понижаются за счет уплотнения пород, сокращения объема пор и заполнения их вторичными минералами. Такая закономерность наблюдается во всех нефтегазоносных областях.

2. В том случае, если поровое пространство коллектора занято нефтью или газом, то процессы перекристаллизации цемента замедляются или прекращаются. Нефть консервирует поровое пространство коллектора. Эпигенетическое минералообразование продолжается за пределами залежи, особенно под ней в зоне ВНК, где происходит окисление нефти и цементация коллектора вторичным кварцем и кальцитом.

## **5. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ.**

Пласты горных пород, практически не проницаемые для нефти, газа и воды называются флюидоупорами (покрышками, экранами, барьерами). Они являются препятствиями на путях миграции флюидов в условиях земных недр и способствуют образованию скоплений нефти и газа столько же, сколько и породы-коллекторы, ибо без пластов-покрышек нет ни природ-

ных резервуаров, ни ловушек. Роль их в образовании месторождений нефти стала ясна уже в 1865 году, когда Д.И. Менделеев высказал мысль о наличии под землей слоев пористых пород, пропитанных нефтью и всплывании нефти над водой. Тогда же по результатам бурения первых скважин на нефть утвердилась антиклинальная теория поисков нефтяных скоплений в недрах Земли. В учебнике "Учение о нефти" (1932) И.М. Губкин к непроницаемым породам отнес глины, мергели, соли, плотные известняки, но здесь же писал, что резкой границы между проницаемыми и непроницаемыми породами в природе не существует. Серьезное изучение пород - покрышек началось позже, когда появились электронные микроскопы и стало ясно, что качество покрышек существенно влияет на размеры и качественный состав углеводородных скоплений. Наиболее полно эти проблемы рассмотрены в работах А.А. Ханина, М.К. Калинко и книге Г.Э. Прозоровича "Покрышки залежей нефти и газа" (1972).

Флюидоупоры - это геологические тела, они имеют бесчисленное множество классификационных (диагностических) признаков. При решении вопросов нефтегазовой геологии наиболее важными являются следующие их свойства:

- 1) морфологические признаки (площадь распространения, толщина);
- 2) горнопородный и минералогический состав;
- 3) степень однородности;
- 4) экранирующие свойства.

По площади распространения различаются флюидоупоры:

- 1) региональные;
- 2) субрегиональные;
- 3) зональные;
- 4) локальные.

Региональные и субрегиональные флюидоупоры (покрышки) имеют большие площади распространения (сотни тысяч квадратных километров). Толщина их меняется в широких пределах - от десятков до тысяч метров. Они образуются на трансгрессивной стадии седиментогенеза. В осадочном разрезе обычно присутствует несколько таких покрышек и делят его на несколько осадочных (нефтегазоносных) комплексов и подкомплексов. Они отличаются высокой степенью однородности и хорошими экранирующими качествами. Под ними локализованы крупные залежи и запасы нефти и газа. Зональные покрышки имеют меньшую площадь распространения - в пределах одного-двух сводов или куполов. Контролируют границу распространения скоплений нефти и газа на этой площади. Покрышки локального ранга в осадочных толщах широко распространены, но ввиду низкого качества и незначительных размеров они мало способны для экранирования промышленных скоплений нефти и газа в течение длительного геологического времени.

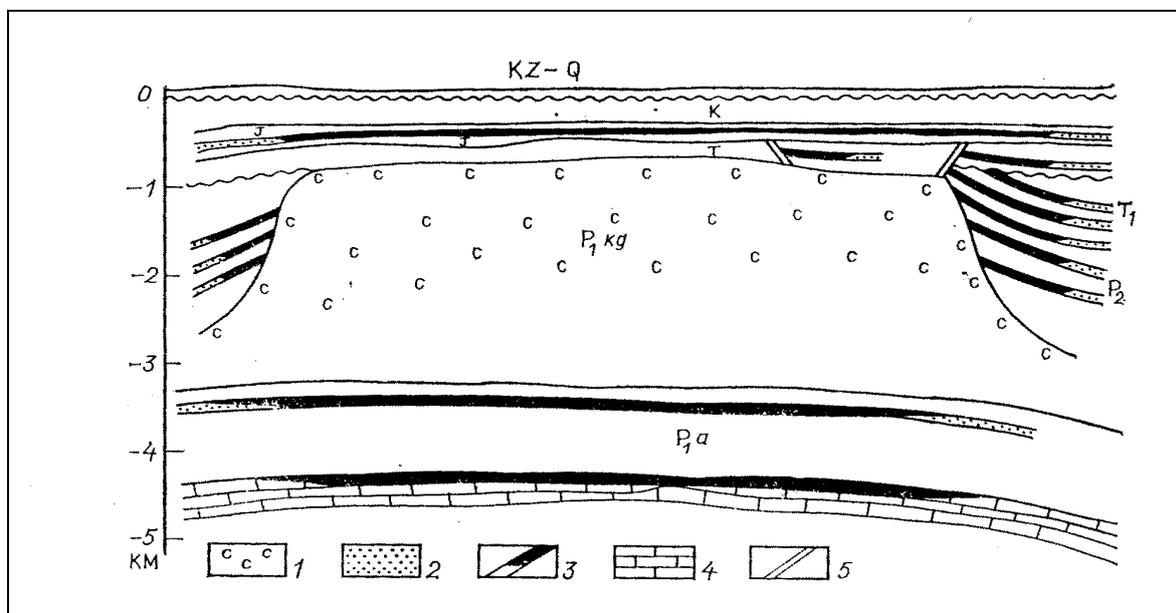
По горнопородному составу различаются покрышки, состоящие из:

1. эвапоритов - каменная соль, гипс, ангидриты;
2. глинистых пород;
3. карбонатных пород-мергели, микрозернистые плотные известняки;
4. плотные породы магматического и метаморфического происхождения.

## 5.1. Типы пород-флюидоупоров

Соляные породы состоят из хлоридов, сульфатов, имеют хемогенное происхождение, отлагаются на дне озер, лагун, в зоне аридного климата, образуют пласты, прослои, линзы, купола, штоки, лаколиты. Основные минералы - галит, сильвин, карналлит, ангидрит, гипс, мираболит, глауберит. Примеси-карбонаты (сода, магнезит, доломит), минералы бора (углекисит, инионит), окислы и гидроокислы железа, сульфиды железа и других металлов, органическое вещество. Терригенная примесь - глины, редко алевритовые и песчаные частицы. В англо-американской литературе соляные породы известны под названием "эвапориты". Каменная соль имеет тонкую слоистость, кристаллическую крупнозернистую структуру, содержит примесь других солей. Гипс образуется совместно с ангидритом. Ангидрит переходит в гипс со значительным увеличением объема и изменением текстуры, структуры, переслаивается с гипсом, каменной солью, глиной. Соленосные толщи обычно подстилаются карбонатными породами, внизу сложены гипсом, затем следуют каменная соль и калийные соли. Характерной особенностью соляных пород является пластичность, что обуславливает залечивание всех пор и трещин, весьма низкие пористость и проницаемость, высокие их экранирующие качества. Под действием неравномерной нагрузки вышележащих пород и тангенциальных тектонических сил соляные породы выдавливаются из слоя в направлении понижения геостатического давления, образуя огромные соляные купола. Постепенно поднимаясь вверх, соляная масса приподнимает, протыкает слои вышележащих пород и иногда выходит на поверхность в виде штока, лаколита. Размеры их в плане достигают несколько километров. Такие явления в геологии известны под названием соляной тектоники. Исследования показывают, что соляные купола часто локализуются вдоль линии тектонических разломов, флексур, повышенной трещиноватости. Крупнейшие залежи калийных и каменных солей развиты в пермских отложениях Предуралья, Прикаспия, Германии, Мексики, США (Техас, Оклахома). Девонские соленосные толщи выявлены на Украине, Прибалтике, юрские - в Средней Азии, Таджикистане. Третичные соли разрабатываются на Кавказе (Нахичевань), в Румынии, Иране. Залежи гипса и ангидрита распространены шире - во всех перечисленных регионах, в том числе в отложениях силура (Канада, США), карбона (Предуралье), мела (Средняя Азия, Кавказ).

Скопления нефти и газа, экранированные соленосными толщами, формируются как в подсолевых, так и в надсолевых отложениях. В последних экранирующими являются соляные штоки (купола), а нефть скапливается в пластах пористых пород, прорванных ими и изогнутых в антиклинальные складки (*рис.19*). Внутри соляной массы иногда присутствуют нефть в виде рассеянного битума и капель, углеводородные газы, в ничтожных количествах - инертные газы и водород.



**Рис.19.** Соляной купол. Кенкиякское месторождение (Прикаспийская впадина)  
(по Б.И.Дальяну):

1-соленосные отложения; 2- песчаники; 3- нефть; 4- известняки; 5- сбросы.

Глинистые породы являются наиболее распространенными среди пород-флюидоупоров. Относятся к категории обломочных пород, состоят из минеральных частиц пелитовой фракции (меньше 0,01 мм), имеют чрезвычайно низкую проницаемость для нефти, газа и воды. Структура пелитовая, текстура массивная, тонкослоистая, листоватая, сланцеватая.

Плотные глины, не размокающие в воде, называются аргиллитами, тонкоплитчатые - глинистыми сланцами. Основными породообразующими минералами глинистых пород являются силикаты и алюмосиликаты группы монтмориллонита, каолинита, гидрослюд и хлорита. Определение глинистых минералов производится методом рентгеноструктурного анализа, под электронным микроскопом на специально изготовленных препаратах. Кроме того для этих целей могут быть использованы результаты силикатного анализа глинистых пород - по содержанию окислов  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{FeO}$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  и др. Каолиниты-алюмосиликаты, образующиеся при выветривании кислых пород. Монтмориллониты относятся к группе железисто-алюминиевых минералов, образуются при выветривании базитовых и ультрабазитовых пород. Быстро разбухающие монтмо-

риллонитовые глины пеплового генезиса называются бентонитовыми. Гидрослюды-натрий-калий-алюминиевые силикаты, хлориты-магнезиально-железистые силикаты.

Как и любая горная порода, глины имеют бесчисленное множество свойств - классификационных признаков. По каждому признаку и его количественному измерению выделяются разновидности глин, которые мы предлагаем называть литотипами.

Для классификации глинистых пород по минералогическому составу предлагается пользоваться классификационным треугольником, одна из разновидностей которого приведена на рисунке 5. По количественному соотношению минералов в породе выделяются следующие литотипы глинистых пород:

Мономинеральные:

1. Каолинитовые.
2. Гидрослюдистые.
3. Монтмориллонитовые.

Биминеральные:

4. Гидрослюдисто-каолинитовые.
5. Каолинит-гидрослюдистые.
6. Гидрослюдисто-монтмориллонитовые.

Полиминеральные:

7. Монтмориллонит-гидрослюдисто-каолинитовые.
8. Каолинит-гидрослюдисто-монтмориллонитовые.
9. Гидрослюдисто-каолинит-монтмориллонитовые.
10. Смешанного состава.

Мономинеральные глины в природе встречаются редко, в реликтах древних кор выветривания. По происхождению они относятся к группе хемогенных пород, являются продуктами глубокого химического выветривания кристаллических пород, оставшимися в виде каолинитовой или монтмориллонито-монтмориллонитовой кор выветривания. Другим хемогенным способом образования глинистых пород является осаждение из растворов коллоидов глинозема и кремнезема. Хлоритовые и глауконитовые глины встречаются редко.

В нефтегазоносных бассейнах наиболее широко распространены глины смешанного, полиминерального состава. Они имеют морское или озерное происхождение, обломочную структуру, являются продуктами переотложения коры выветривания, часто содержат примесь алевроитовых, песчаных зерен, рассеянного углефицированного и битуминизированного органического вещества, придающего породе темную окраску. Глинистые породы озерно-болотного происхождения имеют брекчиевидные, сетчатые и пятнистые текстуры.

По содержанию терригенной примеси выделяются следующие литотипы глинистых пород (*рис. 1*):

1. глины песчаные;
2. глины алевритистые;
3. глины песчано-алевритистые.

По содержанию известковой примеси среди глинистых пород выделяются литотипы:

1. глины сильно известковистые;
2. глины известковистые;
3. глины слабо известковистые.

По содержанию кремнистой примеси выделяются литотипы:

1. глины опоковидные;
2. глины диатомитовые.

По содержанию органического вещества выделяются литотипы:

1. глины углистые;
2. глины битуминозные;
3. глины слабо битуминозные.

По макроскопически видимым признакам - цвету, структуре (степени дисперсности), текстуре, включению примесей и органических остатков выделяются 14 литотипов глинистых пород (*см. главу 1*).

Лучшими экранирующими свойствами обладают монтмориллонит-гидрослюдистые глины. Такие глины имеют высокую пластичность, состоят из мельчайших минеральных частиц пластинчатой формы, ориентированных параллельно слоистости. Худшими экранами являются глины, содержащие алевритовую и песчаную примесь.

Пластичность является характерным признаком глинистых пород, определяется как способность течь, выжиматься из слоя под давлением, принимать любую форму и сохранять ее при снятии нагрузки. Она зависит от минерального и гранулометрического состава глин, степени их влажности и уплотнения. Рыхлые глины способны впитывать в себя большое количество воды. Процесс сопровождается набуханием глин и увеличением объема до 45% и более. Оказавшись в зоне сжатия, такие глины, насыщенные водой и газами, прорывают вышележащие слои, внедряются в виде глиняных диапиров, вырываются на поверхность Земли в виде извержений газов и грязи. Примером таких процессов являются грязевые вулканы Бакинского района, распространенные среди отложений неоген-четвертичного возраста. В древних отложениях такие формы не сохранились. В силу особенностей строения минеральных частиц наибольшей набухаемостью обладают монтмориллонитовые глины. Именно такие глины, названные бентонитовыми, используются для приготовления буровых растворов. Высокие экранирующие свойства пластичных глин объясняются их способностью залечивать поры и трещины. По мере уплотнения глины все более теряют пластичность и свои экранирующие качества.

Плотность глинистых пород зависит от степени их обезвоживания, возрастает с глубиной. На глубинах 2-4 км она составляет 2,4-2,7 г/см<sup>3</sup>.

Дисперсность глинистой породы определяется по гранулометрическому составу методом отмучивания и отбора проб из образовавшейся суспензии через:

45 секунд - для частиц 0,05-0,01 мм;

18 минут - для 0,01-0,005 мм;

6 часов - для 0,005-0,001 мм;

24 часа - для частиц менее 0,001 мм.

Результаты анализа выносятся на классификационный треугольник. По этим данным определяется степень дисперсности (тонкости) глин. Чем тоньше глинистые частицы, тем меньше размер пор и выше экранирующие качества глины.

Пористость. Первоначально глины имеют высокую пористость-до 50-60%. По мере уплотнения пористость быстро сокращается, отжатые из не воды удаляются: вначале удаляется свободная вода, затем - рыхлосвязанная вода диффузного слоя. На глубинах 2500-3000 метров пористость глин и аргиллитов составляет 8-10%. Поры микроскопические, ультракапиллярные (< 0,0002 мм), заполнены физически прочно связанной водой и практически непроницаемы для нефти и газа. Порометрический анализ алевритовой монтмориллонитовой глины из туронской покрышки Уренгойского месторождения, залегающей на глубине 1,1км, показал (140), что средний размер пор составляет 0,05 мкм, коэффициент пористости - 0,22. Для алевритовой глины из покрышки над пластом БС<sub>7</sub> Усть-Балыкского месторождения нефти (глубина 2344-2348м), коэффициент абсолютной пористости составляет 0,1 средний размер пор-0,02мкм. Проницаемость глинистой породы зависит от количества и размеров пор, трещин. В субкапиллярных порах физически связанная вода практически неподвижна, т.к. здесь помимо капиллярных сил жидкость удерживается молекулярными силами. Крупные поры (единицы микрон) могут присутствовать в песчаных и алевритистых глинах. Они обеспечивают основную долю проницаемости глинистой породы. Проницаемость, замеренная вдоль слоистости, будет выше, чем поперек слоистости. Это объясняется пластинчатой формой большинства глинистых частиц и ориентированным расположением их при отложении на дне водоема. Степень уплотнения, хрупкости и трещиноватости глинистых пород возрастает с глубиной, соответственно ухудшается и качество покрышки.

Давление прорыва. Экранирующие (флюидоупорные) качества по образцам горных пород определяются по давлению прорыва. Для этого готовится образец стандартного размера, пропитывается керосином и помещается в камеру высокого давления. Перепад давления, при котором начинается вытеснение жидкости из породы, определяется как давление прорыва. Этот процесс в глинистых породах может начаться в том случае, когда создается достаточная сила для вытеснения капиллярной жидкости

из пор и каналов. Чем выше капиллярное давление поровой жидкости, тем больше силы давления требуется для ее вытеснения. Под действием этой силы может происходить разрушение межпоровых перегородок и прокладывание новых путей для движения жидкости. По результатам замеров проницаемости и давления прорыва определяется класс породы-флюидоупора (см. табл.16).

Таблица 16

Классификация пород-флюидоупоров по их экранирующим свойствам (по А.А. Ханину, 1968)

Классы		Максимальный размер пор, мкм	Проницаемость по газу, мД (1 мД=10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup> )	Давление прорыва газа через смоченную керосином породу, МПа	Характеристика пород
Высокий	I	<0,01	10 <sup>-6</sup>	12	Соли, гипсы, ангидриды, высокодисперсные пластичные, монтмориллонитовые, смешанно-слойные глины
	II	0,05	10 <sup>-5</sup>	8	
Средний	III	0,3	10 <sup>-4</sup>	5,5	Глины, аргиллиты каолинит-гидрослюдистые
Низкий	IV	2,0	10 <sup>-3</sup>	3,0	Глины, аргиллиты алевритистые, песчанистые, известковистые, плотные известняки, магматические породы
	V	10	10 <sup>-2</sup>	0,5	

## 5.2. Экранирующие качества пластов-покрышек

Флюидоупорные качества пластов-покрышек зависят от множества факторов. Наиболее важными из них являются:

- 1) флюидоупорные качества горных пород, из которых они состоят;
- 2) степень однородности строения пласта-флюидоупора по площади и по вертикали;
- 3) толщина пласта-флюидоупора;
- 4) степень трещиноватости пород и пласта-флюидоупора.

Экранирующие качества пород-покрышек кратко рассмотрены выше. Под глинистыми покрышками локализовано 66% мировых запасов газа. Надежными флюидоупорами они являются для мезозойских и кайнозойских отложений. Для палеозойских отложений они хуже как покрышки из-за их значительной метаморфизации. Установлена тенденция ухудшения экранирующего качества глинистых пород с глубиной ввиду потери пластичности по мере уплотнения, возрастания хрупкости и вторичной трещиноватости. Под соляными покрышками локализовано 34% всех запасов газа. Соли сохраняют свою пластичность и на больших глубинах. Поэтому для палеозойских отложений они являются лучшими покрышками не только для нефти, но и для газа. В карбонатном палеозойском комплексе Нижнего Поволжья покрышками являются пачки глин или переслаивания глин и известняков. Чисто глинистые покрышки экранируют более крупные залежи, чем пачки переслаивания глин и известняков. Это объясняется низкой пластичностью карбонатных пород и повышенной трещиноватостью. В Западной Сибири, Якутии и на Аляске широко развиты многолетне-мерзлые породы, распространяющиеся до глубины 400-550м, и являющиеся практически непроницаемыми для флюидов. На ряде площадей в этой зоне выявлены газогидратные залежи, а под ними – скопления углеводородных газов, иногда достигающих промышленных размеров.

Степень однородности флюидоупора. Неоднородность является всеобщим свойством геологических тел всех рангов, поэтому всегда следует говорить лишь о степени их однородности по каждому конкретному классификационному (диагностическому) признаку. При характеристике пород-флюидоупоров такие признаки уже были названы: минералогический и гранулометрический состав, пористость, проницаемость, количество алевритовой, песчаной, известковой примеси и др. На уровне пласта-флюидоупора степень однородности определяется по тем же признакам, но другими способами. Отбор и анализ проб по всей толщине пласта и по всем скважинам практически невозможен. Поэтому исследование пласта-флюидоупора, как и пласта-коллектора, производится главным образом по каротажным диаграммам и отбором проб керна в отдельных точках. По диаграмме ПС определяется кровля и подошва пласта-флюидоупора. После этого определяется общая и эффективная толщина. Последняя определяется суммированием прослоев глинистых пород по всей толщине исследуемого пласта-флюидоупора. Отношение эффективной толщины к общей толщине будет определять коэффициент глинистости пласта-флюидоупора -  $K_g$ . Этот коэффициент и будет свидетельствовать о степени однородности пласта-флюидоупора. Если пласт состоит из чистых глин, то  $K_g$  будет равен 1 (100%). При случаях, когда внутри пласта-покрышки присутствуют прослой алевролитов и песчаников, то он будет меньше единицы. По тем же замерам можно сосчитать коэффициент расчлененности пласта как отношение единицы на количество прослоев глин, среднюю толщину про-

слоев глин, среднюю толщину прослоев песчано-алевритовых пород. Эти цифры будут характеризовать количественно степень однородности исследуемого геологического тела.

Построив по этим данным профильные разрезы и карты, можно определить направление улучшения качества покрышки и перспективные площади для локализации под ними скоплений нефти и газа. На ряде конкретных примеров и по статистическим данным доказывается (Прозорович Г.Э., 1972), что залежи нефти образуются под наиболее выдержанными по простиранию и однородными пластами глин, а над водоносными пластами-коллекторами коэффициент глинистости покрышки характеризуется низкими значениями. Вывод: чем более разлинзована покрышка, тем хуже ее качество, т.е. увеличение количества и толщины проницаемых прослоев внутри флюидоупора влечет за собой понижение качества покрышки, возрастание масштабов свободной диффузии углеводородов через покрышку.

Мощность (толщина) флюидоупора. Чем больше мощность покрышки, тем выше ее экранирующие качества. Такая закономерность была установлена еще в 1940-50-х годах на примере месторождений нефти Азербайджана: крупные залежи встречаются под мощными глинистыми толщами. Статистическая зависимость между толщиной покрышки и высотой газовых залежей Бухаро-Хивинской области была установлена В.П. Строгановым (1966):

$$H=1,65 h,$$

где  $H$  - высота газовой залежи в метрах,  $h$  - мощность перекрывающих глин, м.

С привлечением данных по другим регионам была получена такая же статистическая зависимость А.М. Волковым (1967):

$$H=2,23 h+26,93$$

Разница между этими двумя уравнениями не столь существенная. Коэффициент корреляции для второго уравнения составляет 0,79.

В Западной Сибири, по данным Г.Э. Прозоровича (1972) четкой статистической зависимости между высотами залежей и толщиной перекрывающих их глинистых покрышек не наблюдается, но покрышки над залежами нефти отличаются более высокими коэффициентами глинистости, чем над водоносными пластами. Лучшими экранирующими качествами во всех регионах обладают региональные и субрегиональные покрышки. Они имеют широкое площадное распространение, значительную мощность и высокую степень однородности. Наличие их является одним из главных необходимых условий для образования и сохранения скоплений нефти и газа внутри осадочной толщи: они обеспечивают широкую латеральную миграцию углеводородов в масштабе региона, соответственно и большие размеры нефтегазосборной площади, препятствуют утечке нефти и газа вверх по разрезу. Под ними выявлено

наибольшее количество залежей, в том числе крупных и гигантских. В Западной Сибири к региональным относятся верхнеюрско-нижнемеловая и верхнемеловая глинистые покрывки. В Среднеобской нефтегазоносной области ведущую роль в локализации залежей нефти играют субрегиональные и зональные глинистые покрывки, которые здесь получили названия чеускинской, сармановской, пимской и кошайской пачек. Мощность их достигает 40-50м. Остальные покрывки над пластами групп А и Б по классификации Г.Э. Прозоровича относятся к категории зональных, неоднородных. Качество покрывок ухудшается в восточном направлении из-за постепенного их опесчанивания.

## **6. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ И ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ БОЛЬШИХ ГЛУБИН**

### **6.1. Общие сведения**

Глубина бурения скважин на нефть и газ через каждые 10 лет возрастает примерно на 400-500 метров. Если в 1920-1930-х годах скважины бурились до 2000-2500м, то в 1960-1970-х годах - до 4500-5000м. Глубокое бурение\* в 1974 году осуществлялось 40 странами мира, в 1984 году - 100 странами. К настоящему времени количество глубоких и сверхглубоких скважин составляет десятки тысяч. В Российской Федерации такие скважины пробурены в Прикаспийской впадине, в Саратовской, Волгоградской, Астраханской областях, на Северном Кавказе и на севере Западной Сибири.

Обобщение результатов бурения глубоких и сверхглубоких скважин на нефть и газ выполнялось А.А.Ханиным (1979), Б.К.Прошляковым (1987) и др. исследователями. Ниже излагаются основные выводы, полученные в ходе этих исследований.

Промышленные притоки газа с глубины около 8км получены в США (штат Техас). Нефть в количестве 700 тонн в сутки получена с глубины 5644м в Венесуэле. Фонтан газа дебитом около 1 млн.м<sup>3</sup> и конденсата 400м<sup>3</sup> получен с глубины 6208м на месторождении Булла-Море в Азербайджане. К 1980 году в Азербайджане было пробурено 310 глубоких и 2 сверхглубоких скважины, выявлено 20 залежей, из них 7 - нефтяные, 6 - газоконденсатные, 7 - нефтегазоконденсатные. В Предкавказье (Ставропольский, Краснодарский края, Чечня, Ингушетия) количество глубоких скважин к этому времени составило свыше 500, были выявлены десятки залежей нефти и газоконденсата. В Днепровско-Донецкой впадине (Украина)

---

\* К категории глубоких относятся скважины свыше 4 км, сверхглубоких - более 6 км.

газоконденсатно-нефтяные залежи выявлены на глубине свыше 4500-5000м в отложениях нижнего карбона. В бассейне Мексиканского залива (США, штат Техас) на глубинах 4000-7700м в терригенно-карбонатных толщах юры и мела выявлено свыше 400 залежей нефти и газа. Разведанные запасы углеводородов в пересчете на нефть при этом составили более трех миллиардов тонн, из них на долю газовых залежей приходится 44%, конденсатных - 31%, нефтяных - 7%, газоконденсатно-нефтяных залежей - 18%. Такие открытия в целом свидетельствуют, что нефть и газ на больших глубинах есть, но себестоимость их пока исключительно высокая.

По мере увеличения глубины в недрах Земли происходит повышение температуры и давления, уплотнение горных пород, повышение РН подземных вод. Породы становятся хрупкими, способными к растрескиванию. Подземные воды обогащены ионами  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Cl^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ . Минерализация вод возрастает до 100 г/л и более, плотность - до 1,07 г/см<sup>3</sup>. Геотермический градиент в среднем составляет 3°С на 100 м, однако он колеблется в широких пределах в зависимости от близости магматических очагов и содержания радиоактивных элементов.

Геостатистическое давление с глубиной возрастает со скоростью в среднем 250 атмосфер (25 МПа) на 1000 м, гидростатическое – 105 атмосфер (10,5 МПа) на 1000м. Плотность песчаных пород до глубины 1,5 км составляет 1,8-2,0 г/см<sup>3</sup>, на глубинах 4-6 км - 2,5-2,6 г/см<sup>3</sup>.

**Таблица 17**  
**Фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых пород на больших глубинах (по Б.К. Прошлякову и др., 1987)**

площадь	скважина	глубина, м	открытая пористость %	проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	породы, возраст
Западный Казахстан					
Кенкияк	Г-107	4170-4178	5,7	0,041	песчаник, Р <sub>1</sub>
Кенкияк	Г-104	4165-4171	16,5	1415,7	песчаник, Р <sub>1</sub>
Биикжал	СГ-2	5499-5504	9,06	0,777	песчаник, С <sub>1</sub>
Биикжал	СГ-2	5901-5906	3,4	0,33	песчаник, С <sub>1</sub>
Саратовская и Волгоградская области					
Краснокутская	9	4794-4795	11,7	92	песчаник, D <sub>2</sub>
Краснокутская	9	4794-4795	9,4	14	песчаник, D <sub>2</sub>
Лебедевская	1	4174-4180	16,8	3,4	песчаник, D <sub>3</sub>
Лебедевская	2	4297-4305	7,6	11,5	алевролит, D <sub>3</sub>
Азербайджан					
Булла-Море	21	5211-5219	18,1	25	алевролит, N <sub>2</sub>
Ханчагалы	34	4654-4656	22,5	155	песчаник, N <sub>2</sub>
Банка Андреева	1	6036-6037	4,5	5	алевролит, N <sub>2</sub>
Банка Андреева	4	6218-6220	9,5	10	алевролит, N <sub>2</sub>

Продолжение Таблицы 17

Западная Туркмения					
Зап.Эрдekli	1	4189-4194	21,4	26,4	алевролит, N <sub>2</sub>
Зап.Эрдekli	3	5565-5570	18,1	107,1	алевролит, N <sub>2</sub>
Северный Кавказ					
Бурунная	1	5106-5108	6	0,1	песчаник, K <sub>1</sub>
Медведевская	2	5604-5607	11,7	277	песчаник, J <sub>3</sub>
Днепровско-Донецкая впадина					
Гадянская	2	4992-5094	10,6-14,5	41,3-280,7	песчаник, C <sub>1</sub>
Артюховская	8	4274-4282	10,7-16,1	22,8-377,3	песчаник, C <sub>1</sub>
Карпаты					
Луги	1	6225-6230	5,86	6,86	песчаник, K <sub>1</sub>
Шевченково	1	5141-5144	1,35	0,01	песчаник, K <sub>2</sub>
Шевченково	1	6194-6198	0,58	0,01	песчаник, K <sub>1</sub>
Шевченково	1	7380-7390	1	0,1	песчаник, K <sub>1</sub>
Западная Сибирь					
Самбургская	700	4771	9,6	0,03	песчаник, J <sub>1-2</sub>
Надымская	7	3390-4380	4,0-13,0	0,001-1,0	песчаник, J <sub>1-2</sub>

Степень ухудшения коллекторских свойств с глубиной в разных регионах разная и определяется условиями температуры и давления, геологическим возрастом пород, историей геологического развития осадочного бассейна, составом горных пород и другими конкретными условиями. На фоне общего снижения фильтрационно-емкостных свойств коллекторских пород во многих скважинах были установлены положительные аномалии. Например, высокие качества карбонатных коллекторов установлены на Карачаганакском месторождении в Прикаспийской впадине: на глубине 4500-4000 м открытая пористость их достигает 23%, проницаемость –  $140 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Образцы песчаников с открытой пористостью 12-15 % были подняты с глубины более 6000 м на месторождении Булла-Море в Азербайджане. Таких примеров можно назвать множество (см. таб.17).

## 6.2. Типы пород-коллекторов и резервуаров больших глубин.

Результаты бурения глубоких и сверхглубоких скважин показывает, что в глубоких частях осадочных бассейнов вскрываются такие же горные породы, какие встречаются на малых и средних глубинах. Среди пород-коллекторов выделяются те же типы: каверновые, поровые, порово-каверновые, трещинные, порово-трещинные. Но существенные преобразования происходят в структуре пустотного пространства: в результате

уплотнения пород поры и пустоты в них уменьшены по размеру. Каверны становятся мелкими, а поры и поровые каналы - тонкими, микроскопическими. Емкость породы - коллектора и природного резервуара уменьшается.

С глубиной усиливаются катагенетические процессы: перекристаллизация зерен, гидрослюдизация глинистых минералов, растворение минералов под давлением, аутигенное минералообразование и др. По мере увеличения плотности пород возрастает их хрупкость, способность к растрескиванию. В результате этого в породах возникает вторичная неоднородность, вторичные коллекторы и резервуары. Масштабы этих процессов зависят от многих причин и, прежде всего, от минералогического и гранулометрического состава первичной породы, температуры и давления недр. Консервирующее влияние нефти и газа на структуру пустотного пространства признается всеми исследователями: после заполнения ими электролитические процессы в породе прекращаются. Поэтому нефтенасыщенные и газонасыщенные породы сохраняют высокие коллекторские свойства и на больших глубинах. Коллекторы могут залегать и на глубинах 10-15км, если они насыщены углеводородами.

Рифовые известняки являются лучшими коллекторскими породами и на больших глубинах. Они изначально обладают жестким каркасом, выдерживающим большое давление. Поэтому они в значительной мере сохраняют первичные пустоты, в особенности, при заполнении их нефтью, газом. Уплотнение пород под давлением веса вышележащих пород и тектонических напряжений происходит и в рифовых известняках, но в медленном темпе и на глубине пустоты в них уменьшаются до мелкокаверновых размеров. В большинстве случаев в таких породах встречаются пустоты всех типов совместно: каверны, поры, каналы, трещины макро и микро-размерности. Примером коллекторов такого типа являются рифовые известняки Карачаганакского нефтяного месторождения в Прикаспийской впадине (42). На глубине более 5 км пористость их составляет 10-20 %, проницаемость  $100 - 500 \cdot 10^{-15} \text{м}^2$ . На Северном Кавказе (Чечня) каверново-трещинные коллекторы встречены на глубинах до 5600м, в Венском бассейне - на глубине 7425м. Значительные скопления нефти в погребенных рифовых массивах установлены в Западной Канаде, Западном Техасе (Пермский бассейн, США), Припятской впадине (Украина).

Обломочные и оолитовые известняки, доломиты образуются на склонах рифовых массивов и в межрифовой фациальной зоне. Фильтрационно-емкостные свойства их зависят от условий седиментации и интенсивности постседиментационных процессов. Опыты показывают, что породы, состоящие из зерен крупной фракции, уплотняются в меньшей степени, чем мелко- и тонкообломочные разности: первичные пустоты биоморфных, органогенно-обломочных и оолитовых известняков сохраняются частично. С увеличением в породе количества цементирующего материала возрастает плотность, уменьшаются пористость, проницаемость. Длитель-

ное воздействие горного давления приводит к созданию более плотной упаковки зерен, уменьшению размеров пор и каналов. В структуре порового пространства при этом происходят заметные преобразования в сторону преобладания микро- и ультрамикropор, в которых движение флюидов не происходит. Жидкость в них прочно удерживается под действием молекулярно-поверхностных и капиллярных сил. С увеличением температуры и давления действие капиллярных сил уменьшается, поэтому на больших глубинах капиллярные поры (0,1-0,0001мм) могут участвовать в фильтрации жидкостей и газов.

Главную роль в образовании ёмкостного пространства карбонатных пород принадлежит вторичным пустотам. Лучше и раньше всех растворяется арагонит, из которого состоят обломки раковин и оолиты. Образуются пустоты растворения - поры и каверны. Растворимость зависит от химического состава и скорости движения подземных вод, выносящих с собой растворенные вещества. Особенно интенсивно такие процессы происходят в зоне развития гидрокарбонатных вод, вдоль по трещинам, в зоне брекчирования известняков, доломитов. На Тенгизском, Карачаганакском и Астраханском месторождениях пустоты растворения в известняках установлены на глубинах более 4 км. С глубиной, по мере возрастания температуры и давления меняются гидрохимические условия, возрастает растворимость многих минералов, в том числе кварца и полевых шпатов. Если вынос растворенных веществ отсутствует, раствор остается в породе и участвует в её перекристаллизации. Образующиеся при этом кристаллы имеют более крупные размеры, соответственно и поры увеличиваются, каркас породы становится более жестким, коллекторские свойства улучшаются. В зоне застойных вод происходят и обратные процессы - отложение солей в порах, трещинах и кавернах, в конечном итоге приводящие к ухудшению фильтрационно-ёмкостных свойств породы. Такие процессы обычно имеют очаговый характер, они усиливают неоднородность породы и природного резервуара в целом. Коллекторские свойства в них меняются в широких пределах на коротком расстоянии, соответственно меняются дебиты флюидов в скважинах.

В пластах небольшой мощности вторичные минералы (кальцит, доломит, ангидрит, гипс и др.) могут заполнить поры пород полностью от кровли до подошвы слоя, в то время как в слоях большей мощности процессы уплотнения и вторичного минералообразования начинаются в приконтактных зонах (в кровле и подошве), а внутренняя часть слоя изолируется от поступления флюидов сверху, снизу и сохраняется как коллектор. После заполнения коллекторских пород нефтью и газом вторичное минералообразование в них прекращается, поровое пространство сохраняется, в особенности, если внутри залежи возникает аномально высокое пластовое давление (АВПД). В этом случае давление внутри пластовой нефти противостоит давлению уплотнения породы, препятствует сокращению объёма

пор и трещин, в которых находится нефть. Это подтверждается практикой: замеры показывают, что пористость пород в зоне АВПД выше, чем вне её. Обычно аномальное давление возникает в пластах, частично или полностью изолированных непроницаемыми породами.

Примерами коллекторов порового типа являются карбонатные толщи Волго-Уральской провинции. Трещиноватость в них развита слабо, микротрещины с раскрытостью до 0,1 мм ориентированы в основном перпендикулярно напластованию. Прослойки с проницаемостью более  $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  представлены преимущественно обломочными известняками и водорослевыми доломитами. Толщина их составляет 0,2-1,0 м, редко - более 1,0 м. На Астраханском газоконденсатном месторождении (84) продуктивная карбонатная толща находится на глубине 4 -5 км. Коллектор тонкопоровый. Размер пор в известняках составляет не более 10-20 мкм, в доломитах - до 215 мкм. Процесс выщелачивания проявлен в ограниченных масштабах. Породы продуктивной толщи интенсивно трещиноватые. Трещины тонкие (1-5 мкм), быстро затухающие, создают оскольчатую отдельность в породе и обеспечивают высокие фильтрационные свойства коллектора.

Самый глубокий газоносный горизонт (71 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) вскрыт на месторождении Миле-Ранг в бассейне Анадарко в США на глубине 7145-8088 м. Коллекторские породы представлены трещинно-поровыми доломитами, имеют пористость 4%.

Микро- и тонкозернистые известняки, доломиты отличаются высокой плотностью и низкой пористостью (не более 1 %). Промышленно-значимыми коллекторами они могут стать только при воздействии на них вторичных процессов: выщелачивания, трещинообразования, перекристаллизации. Как отмечает Б.К.Прошляков (1987), трещинные коллекторы образуются только в сильно уплотненных, хрупких породах. Микро и тонкозернистые известняки и доломиты отвечают этим условиям. По мере увеличения глубины залегания пород густота трещин в них возрастает. Чем меньше мощность пласта, тем выше густота трещин.

С момента образования трещины заполняются подземными водами, нефтью или газом. Но на больших глубинах температурные условия для образования новых нефтяных залежей мало благоприятные. Более вероятным на этих глубинах является образование новых порций углеводородных газов и конденсата за счет более глубокого преобразования рассеянного органического вещества, содержащегося в осадочных породах. Не исключается участие в этом процессе глубинных газов, выделяющихся из недр Земли.

Снятие нагрузки вышележащих толщ способствуют раскрытию трещин. В зоне гипергенеза образуются трещины выветривания, а в карбонатах - карстовые пустоты за счет растворения кальцита и доломита поверхностными кислыми водами. При последующем погружении территории пустоты и трещины выветривания в значительной мере могут быть захоронены под новыми слоями осадочного накопления. Исследователи отме-

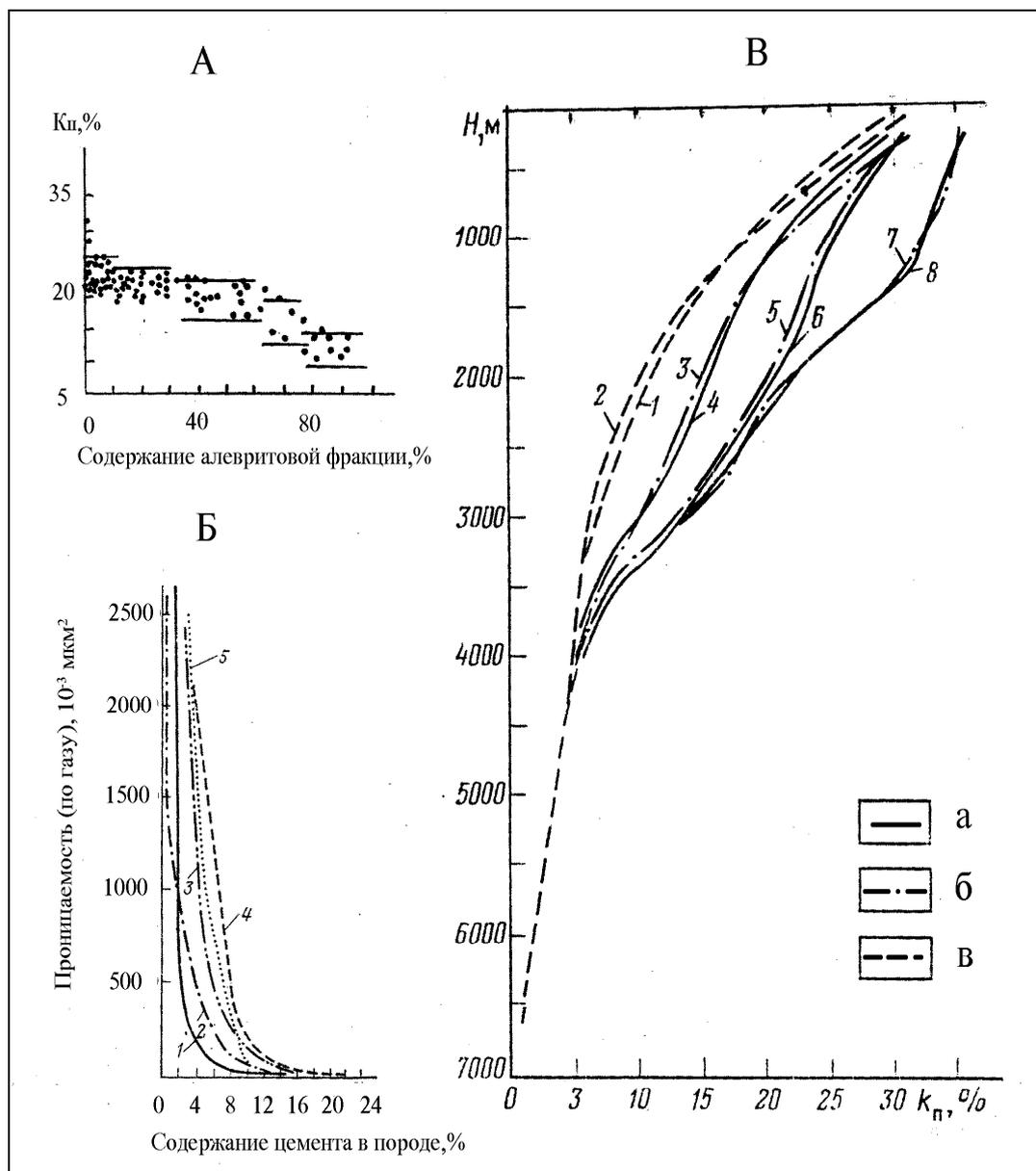
чают (85), что под поверхностями несогласия карстовые пустоты сохраняются и на больших глубинах. Они фиксируются провалами бурового инструмента (до 1 м) и интенсивным поглощением бурового раствора. В Прикаспийской впадине к предбашкирскому и предкунгурскому перерывам осадонакопления приурочены лучшие коллекторы (I-II классов) с крупными порами и кавернами. На Тенгизском месторождении размеры пустот выщелачивания в них достигает 10-40 мм, раскрытость трещин - до 0,2 мм. Такие же коллекторы установлены в девонских отложениях Припятской впадины: на месторождении Речица дебит нефти достигает 830 м<sup>3</sup>/сут. Трещинные коллекторы в известняках каменноугольного возраста выявлены на Выктульском нефтяном месторождении на глубине 5090 м (Тимано-Печорская провинция).

Песчаники являются основными типами коллекторов и на больших глубинах (*см.табл.17*). Они сохраняют свои фильтрационно-емкостные свойства в осадочных толщах, не испытавших дислокаций и существенного тектонического подъема. Лучше всего пустоты сохраняются в хорошо отсортированных средне-крупнозернистых песчаниках с низким содержанием цементирующего материала и слагающих слои повышенной мощности. В этих породах поры имеют относительно большие размеры, при процессах уплотнения и вторичного минералообразования они уменьшаются по размеру, но остаются открытыми и способными к фильтрации. Например, на месторождении Кенкияк в Прикаспийской впадине хорошо отсортированные песчаники на глубине 4165-4171 м (скв.104) имеют открытую пористость 16,3-16,5 %, проницаемость -  $(1197,8-1415,7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Большое влияние на физические свойства песчано-алевритовых пород оказывают цементирующие материалы и постседиментационные процессы. Размер пор обычно не превышает 0,154 - 0,414 диаметра зерен. Для гравелитов он составляет не более 0,8 мм, песчаников - 0,04 - 0,5 мм, алевролитов - 0,05 - 0,01 мм. Цементом служит глинистое или карбонатное вещество. Повышение количества цемента приводит к ухудшению качества коллектора. Пылеватые мелкоалевритовые частицы (0,05 - 0,01 мм) заполняют поры песчаных пород, значительно сокращая объём пор и проницаемость коллектора. Опыты показывают, что крупнозернистые и хорошо отсортированные пески уплотняются в меньшей степени, чем мелко- и тонкозернистые. При увеличении давления до 300 атмосфер в зернах образуются трещины, до 7000 атмосфер - зерна срастаются друг с другом. Наиболее значительное сокращение пористости происходит в плохо отсортированных песчаниках: при давлениях 100 атмосфер - на 2,5 %, 300 атмосфер - на 7%, 1500 атмосфер - на 13 %. Сильно глинистые песчано-алевролитовые породы с глубиной полностью теряют свои коллекторские свойства (*рис.20*).

Как отмечает А.А.Ханин (1969) глинистый цемент наименее благоприятен для фильтрации флюидов. Высокая их гидрофильность создает набухание в воде, а высокая дисперсность - отсутствие пор фильтрующего

размера. В плохо сцементированных песчаниках при движении флюида по пласту вместе с ним выносятся и глинистые частицы, которые закупоривают поровые каналы и снижают дебиты в скважинах. Глины сорбируют нефть и газ, следовательно, снижают количество извлекаемого полезного ископаемого. Наличие глин в песчано-алевритовых породах увеличивает способность к уплотнению под давлением, поэтому распространение коллекторов с глинистым цементом с глубиной резко падает.



**Рис.20.** Графики уменьшения пористости и проницаемости горных пород  
 А- Пористость песчаников в зависимости от содержания алевритовой примеси (Западная Сибирь, по А.В.Мальшакову, 1991);  
 Б- Проницаемость в зависимости от содержания цементирующего материала по месторождениям: 1- Пачелма; 2- Ставрополье; 3- Бильче-Волица; 4- Арчеды; 5- Жирное (по А.А.Ханину, 1960);

В- Пористость в зависимости от глубины залегания. Породы: а- песчаные; б- алевритовые; в- глинистые. Содержание фракций мельче 0,01мм: 1>80%; 2 - 60-80%. Содержание цемента: 3,4 - 30-50%; 5,6 - 10-30%; 7,8<10%. (по Б.К.Прошлякову, 1987)

Карбонатный цемент придает песчанику прочность и хрупкость, делает его устойчивым к уплотнению, но податливым к трещинообразованию при тектонических напряжениях. На больших глубинах в зоне высоких температур и давлений в карбонатном цементе образуются пустоты растворения. Этому способствуют макро- и микротрещиноватость породы. В результате таких процессов, ёмкость породы увеличивается и образуется вторичный коллектор, который может быть заполнен поздними генерациями газа и конденсата. Вторичная кальцитизация приводит к полной потере коллекторских качеств породы. Карбонатно-глинистый цемент имеет те же достоинства и недостатки, что и карбонатный. Как отмечает Б.К.Прошляков (1987), с увеличением количества карбоната пористость и проницаемость терригенных пород существенно понижается. Но, это в том случае, если порода не подвергнута вторичным процессам преобразования (растворения, трещинообразования). При растрескивании пород объём пустотного пространства возрастает незначительно, но сильно увеличивается проницаемость. В Прикаспийской впадине терригенные породы приобретают способность растрескиваться на глубинах 4-4,5км. Карбонатность их здесь составляет 8,8-40,2 %, плотность - 2,43-2,62 г/см<sup>3</sup>, открытая пористость - 3,7-12,8 %, проницаемость - (0,24-6,49) · 10<sup>-15</sup>м<sup>2</sup>.

Тонкослоистые песчаники и алевролиты состоят из частого преслаивания прослоек песчаников, алевролитов, глин мощностью до 20-50см. Они являются коллекторами для нефти и газа в ниже-среднеюрских отложениях Западной Сибири, неогеновых отложениях Азербайджана, Западной Туркмении и в ряде других регионов. Природные резервуары, состоящие из таких пород, характеризуются высокой степенью неоднородности в вертикальном направлении, что затрудняет подсчет запасов и извлечение нефти в процессе разработки залежи. Несмотря на незначительную мощность, отдельные прослойки хорошо отсортированных и высокопроницаемых песчаников могут иметь широкое распространение по площади и обеспечивать устойчивые притоки нефти и газа в скважинах. В тонкослоистых песчаниках широко развиты трещины, литогенетического типа, ориентированные вдоль слоистости, и в меньшей степени в поперечном направлении. В целом они обеспечивают наличие гидродинамических связей между прослойками и образование единого природного резервуара под экранирующей толщей.

Алевролиты на больших глубинах проявляют себя как коллекторы главным образом в молодых (неогеновых) отложениях (Азербайджан, Западная Туркмения), подвергнутых процессам уплотнения в незначительной степени (см. табл.17). В мезозойских и палеозойских толщах, залега-

ющих на больших глубинах, алевролиты уплотнены в высокой степени и как коллекторы встречаются редко.

Глинистые породы-коллекторы. На глубинах 3,5-4,0 км глины преобразовываются в аргиллиты, монтмориллониты - в смешанно-слоистые минералы. В Днепровско-Донецкой впадине монтмориллонит и смешанно-слоистые минералы на глубине 3,5 км преобразованы в гидрослюды и хлориты. Каолинит более устойчив к преобразованию и подвержен гидрослюдизации на глубине 4 км и более. В Азербайджане монтмориллонит присутствует и на глубинах свыше 5 км. В Прикаспийской впадине глины мезозойского возраста преобразованы в аргиллиты на глубине 4 км. В глинах и аргиллитах более чем в других породах, проявлена ориентированная текстура - тонкая слоистость и сланцеватость, обуславливающая анизотропность этих пород по физическим свойствам. По этим причинам абсолютное большинство трещин в них ориентирована вдоль слоистости. По происхождению такие трещины относятся к категории литогенетических. Образование их объясняется процессами гидроразрыва при отжимании из породы седиментационной воды. Аномально-высокое пластовое давление, сохраняющееся в флюидах, заключенных внутри глинистых толщ, способствует образованию трещинных полостей вдоль микрослоистости и сланцеватости. Однако резервуары в виде зон трещиноватости образуются не во всей глинистой толще, а только в высокобитуминозной, тонколистовой и тонкослоистой её частях. Коллектор существует благодаря аномально-высокому давлению во флюидах, заполняющих трещинные полости. Такое давление способно противостоять горному давлению и сохранять микро-трещины в раскрытом состоянии. По мере отбора нефти давление в резервуаре падает, трещины закрываются, дебиты сокращаются. Нефтяные залежи в битуминозных глинах верхней юры выявлены в Западной Сибири (пласт Ю<sub>0</sub>) на глубинах 2,8-3,2 км. Густота трещин в некоторых прослоях высокая (*см. рис. 91*). Раскрытость трещин в среднем составляет 15-20 мкм, длина - около 0,75 см (38, 69). Нефть заполняет трещины и находится под аномально высоким давлением. Коэффициент аномальности составляет 1,6-2,0. Плотные разности глин трещиноваты слабо и являются экранами. Резервуары имеют сложные формы, притоки нефти в скважинах резко различаются друг от друга.

Местоположение нефтяных залежей в пласте контролируется, главным образом, степенью концентрации битуминизированного органического вещества, из которого они образовались на месте его захоронения.

Небольшие залежи нефти и газа в трещиноватых кремнистых битуминозных глинах верхнего миоцена выявлены в Калифорнии (США).

Такие же притоки нефти из сланцеватых битуминозных глин и мергелей доманикского горизонта девона были получены в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В Прикаспийской впадине (Каратюбе, Кенкияк) такие коллекторы были выявлены в черных, буроватых глинах позднедевон-каменноугольного возраста на глубинах свыше 4 км. В этих гли-

нах присутствуют частые прослойки алевролитов и песчаников толщиной от долей миллиметров до нескольких сантиметров. Микротрещины ориентированы параллельно наслоению и приурочены, главным образом, к границам прослоек разного вещественного состава.

В заключении краткого изложения состояния изученности и нефтегазоносности глубоко залегающих осадочных толщ сделаем основные выводы.

1. На больших глубинах коллекторами являются те же породы, что на малых и средних глубинах.

2. На глубине сохраняется та же зависимость коллекторских свойств от литологических параметров (структура, текстура), что на малых и средних глубинах.

3. Пористость обломочных пород с глубиной постепенно снижается примерно на 6-10% на каждые 1000м до глубины 4-5км, затем - в медленном темпе.

4. Поры и пустоты с глубиной уменьшаются в размерах, коллекторские свойства ухудшаются, емкость природного резервуара сокращается. Поэтому рассчитывать ни наличие больших запасов углеводородов ни этих глубинах не приходится.

5. Доля нефти в общем балансе углеводородов с глубины 4км постепенно падает, доля газа возрастает.

6. С глубины 6 км возрастает значимость вторичных коллекторов, образование которых происходило при растрескивании и растворении подземными водами карбонатных пород и карбонатного цементирующего вещества в терригенных породах.

7. Породы-коллекторы, которые на малых и средних глубинах были заполнены нефтью или газом, в значительной мере сохраняют свои первоначальные свойства и при последующем погружении на большие глубины.

8. Каждый нефтегазоносный район имеет свои индивидуальные особенности по степени вторичных преобразований пород-коллекторов с глубиной. В этом отношении лучшими являются бассейны, выполненные молодыми (палеоген-неогеновыми) отложениями. В осадочных бассейнах, испытавших тектонические подъемы, породы уплотнены в наибольшей степени.

9. По оценкам Б.К.Прошлякова и др. (42) поровый тип коллектора может встречаться в водонасыщенных терригенных и карбонатных породах палеозойско-мезозойского возраста до глубины 6-7км, кайнозойского возраста - до глубины 8-10км. В нефтегазонасыщенных породах поровой тип коллектора может встречаться до глубины 10км. Трещинный и порово-трещинный типы коллекторов могут встречаться до глубины 13-15км.

10. Природные резервуары на больших глубинах имеют такие же формы как и на малых и средних глубинах, но с глубиной возрастает доля резервуаров сложной формы и неоднородного строения, состоящих из вторичных коллекторов трещинного, трещинно-кавернового и порово-трещинного типов.

## 7. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ И ЛОВУШКИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ И СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫХ ТИПОВ

### 7.1 История исследований

На первом этапе поиска нефти (1860-1880 годы) существовала точка зрения, что нефть поступает из глубины Земли по трещинам. Поэтому скважины забуривались вблизи естественных выходов нефти на поверхность так, чтобы попасть на эти "нефтяные линии". По мере увеличения количества скважин стало выясняться, что на глубине находятся пропитанные нефтью песчаные пласты, что нефть скапливается в наиболее приподнятой части куполовидных складок под непроницаемыми глинистыми пластами. Эта точка зрения, получившая название "антиклинальной теории" была научно обоснована в 1860 году Х.Роджерсом на примере месторождений нефти Пенсильвании (США) и в 1861 году - канадским геологом С.Хантом. В России эта теория разрабатывалась по материалам бурения скважин на Северном Кавказе геологами Г.А.Абихом, Г.О.Романовским и Д.В.Голубятниковым. Теория блестяще подтвердилась при разбуривании в 1890-1910 годах Старо- и Ново-Грозненских брахиантиклиналей, длина которых составляет около 16 км.

Наиболее ранние сведения о наличии залежей, пространственно и генетически не связанных с антиклиналями, появились в 1880-1900 годах в работах американских геологов, пытавшихся увязать нефтяные месторождения с древними береговыми линиями. В отдельных работах 1900-1910 годов отмечалась приуроченность нефтяных залежей к песчаным линзам или пластам, срезанным эрозией, а затем перекрытым глинистыми слоями.

В 1909 году было открыто первое крупное нефтяное месторождение в Майкопском районе, но пробуренные позже многие скважины оказались вовсе пустыми. В 1911 году И.М.Губкин, только что закончивший Петербургский горный институт, построил карту песчаного тела, насыщенного нефтью. Эти тела в поперечном разрезе имели форму линзы, в плане - форму русел рек в углублениях мергельных пород верхнего мела. Такие залежи он назвал рукавообразными и сделал вывод, что они контролируются линиями выклинивания песчаных тел, а не антиклинальными складками. Вскоре такие залежи были выявлены в штате Оклахома и Восточном Канзасе (США) и были названы шнурковыми. С тех пор стало ясно, что нефть можно искать не только на сводовых частях антиклинальных складок, но и на склонах, моноклиналях, крыльях синклиналей. Перспективы поисков нефти и газа значительно расширились. О перспективах поисков месторождений нефти и газа в неантиклинальных (неструктурных) и комбинированных ловушках свидетельствуют разведанные в них крупные запасы углеводородов. В 1962 году добыча нефти из таких месторождений в США составила 31,5 % от общей добычи, в 1970 году - 40%. В СССР наибольший интерес к поискам залежей неструктурного типа возник в 1950-

1960-х годах. Тогда в ряде регионов стало очевидным, что дальнейший прирост запасов и увеличение добычи нефти и газа не могут быть достигнуты без описания и разработки этих перспективных объектов. Но для этого нужно было разработать вопросы теории и методики их прогнозирования и картирования с привлечением всего отечественного и зарубежного опыта.

Такая работа была начата в США в 1930-х годах. В учебнике “Учение о нефти” И.М.Губкин (1932 г.) приводит пример классификации залежей и месторождений американским геологом Ф.Клаппом, выделившим 7 групп скоплений нефти по форме ловушек:

1. антиклинального строения;
2. рукавообразные, шнурковые;
3. синклинальные;
4. моноклинальные;
5. сбросы и формы их сопровождающие;
6. разломы и трещины в изверженных породах;
7. скопление нефти, обусловленные влиянием литологического фактора.

Отмечалось, что на моноклиналях ловушки формируются при:

- 1) наличии литологических барьеров;
- 2) осложнении сбросами;
- 3) несогласном перекрытии;
- 4) осложнении вторичной складчатостью.

В 1943 году М.Ф.Мирчинком была опубликована небольшая книга “Стратиграфические залежи нефти”. О зональных, рукавообразных и стратиграфических нефтяных залежах в эти годы писали И.М.Губкин (1937,1940), К.П.Калицкий (1939), П.П.Забаринский (1941), М.О.Бальзамов (1945), Г.А.Хельквист (1944, 1946), М.В.Абрамович (1948), С.Ф.Федоров (1948), Н.Ю.Успенская(1950), В.П.Маслов (1943, 1948, 1951), М.Ф.Мирчинк (1951, 1952).

К началу 1950-х годов накопилось достаточное количество фактов, свидетельствующих о большом разнообразии ловушек литологического, стратиграфического и комбинированного типов. Обобщающие работы по типам ловушек нефти и газа опубликовали американские геологи: А.И.Леворсен (1938), Н.Басс (1938, 1939), Лиллей (1938), Клапп (1938), Дж.Рич (1938), У.Хэроу (1941), С.Сандерс (1943), Х.Ловелли (1943). Было установлено, что основными ловушкообразующими факторами являются тектонические движения и палеогеографические условия, их одновременное проявление на конкретном участке областей седиментации, конечными результатами которого явились:

- 1) фациальные замещения коллекторских пород;
- 2) внутрiformационные выклинивания пластов – коллекторов;
- 3) размывы, несогласные перекрытия пластов, пачек;
- 4) изгибы слоев в виде складок, флексур;
- 5) конседиментационные поднятия;

- 6) нарушения слоёв сбросами;
- 7) резервуары шнуркового, лентообразного типов;
- 8) резервуары формы песчаных баров;
- 9) резервуары типа блуждающих песчаных линз;
- 10) песчаные полосы вдоль берегов палеоморей, морских течений;
- 11) образование ловушек структурного, литологического, стратиграфического и комбинированного типов.

Роль тектоники при этом сводится к созданию “путей и направлений для миграции нефти, форм, пригодных для скопления нефти, а литология создаёт резервуары, которые собирают в себя нефть, образуя ее залежи” (Губкин, 1932, с.294). Тем самым между резервуаром, ловушкой и залежью устанавливается прямая связь: каков резервуар - такова и ловушка, какова ловушка - такова и залежь.

В классификациях И.О.Брода (1944, 1951), Н.Ю.Успенской (1952) выделены такие же типы резервуаров, ловушек и залежей, какие выделяют геологи - нефтяники и в настоящее время:

- 1) структурные (сводовые);
- 2) массивные;
- 3) пластовые;
- 4) линзовидные, неправильные;
- 5) стратиграфические;
- 6) литологические;
- 7) тектонически экранированные.

Отдельные части провинции с однотипными ловушками рекомендуются выделять в качестве зон нефтегазонакопления (Успенская, 1952):

- 1) антиклинальные зоны (валы, погребенные кряжи);
- 2) солянокупольные зоны;
- 3) зоны регионального выклинивания или срезания;
- 4) погребенные в нижних структурных этажах сводовые поднятия;
- 5) сбросовые зоны.

В 1960-х и 1970-х годах фактический материал по типам ловушек и залежей существенно пополнился за счёт открытия новых месторождений нефти и газа в Прикаспийской провинции, в Западной и Восточной Сибири. Появились первые отечественные монографические работы, специально посвященные исследованию неструктурных ловушек нефти и газа: К.С.Маслов “Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах” (1968), К.К.Гостинцев, В.Я.Гроссгейм “Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа” (1969). Позже вышли из печати книги:

Палеогеографические основы поисков нефти и газа /Н.И.Марковский, 1973.

Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа /А.А.Гусейнов, Г.А.Каледа, Р.Г.Самвелов и др., 1978.

Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа /В.Я.Ратнер, Н.Н.Булатов, М.А.Зубова, Л.А.Польстер. Под ред. В.В.Семеновича, 1982.

Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа /А.Г.Алексин, В.Т.Хромов, Н.В.Мелик-Пашаев и др. 1985.

Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа /А.А.Бакиров, А.К.Мальцева, 1985.

Поиски и разведка залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках /В.Ю.Керимов, 1978.

Были переведены на русский язык книги американских геологов:

Геология нефти и газа /А.И.Леворсен, 1958.

Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа / Под ред. Р.Е.Кинга, 1975.

Стратиграфические ловушки в песчаниках / Д.А.Буш, 1977.

В 1977 году в высших учебных заведениях для специальности "геология и разведка нефтяных и газовых месторождений" введен курс "литология и литолого-фациальный анализ". В эти же годы были изданы первые учебники и учебные пособия по литологии нефтегазосодержащих горных пород:

Основы учения о породах - коллекторах нефти и газа /А.А.Ханин, 1965.

Породы - коллекторы нефти и газа и их изучение /А.А.Ханин, 1969.

Природные резервуары нефти и газа /Ю.К.Бурлин, 1976.

Литология и литолого - фациальный анализ / Б.К.Прошляков, В.Г.Кузнецов, 1981.

## **7.2. Классификация природных резервуаров и ловушек литологически и стратиграфически ограниченных типов**

Скопления нефти и газа в ловушках неструктурного и комбинированного типов выявлены во всех нефтегазоносных бассейнах, главным образом, при разбурировании антиклинальных структур на стадии разведки. Практика показала, что каждый природный резервуар индивидуален, неповторим, но по ряду признаков похож на другие природные резервуары, Это позволяет объединять их в классы, подклассы, типы, подтипы.

Ниже приводится четыре таких классификаций (*Табл. 18-21*).

Таблица 18

**Классификация резервуаров и ловушек нефти и газа  
(по А.И. Леворсону, 1958)**

Структурные ловушки	Связанные со складчатостью
	Несогласия и диапированная складчатость
	Захороненные холмы
	Асимметричная складчатость

**Продолжение Таблицы 18**

	Ловушки, образованные сбросами, взбросами
	Ловушки, связанные с трещиноватостью (разломами)
Стратиграфические ловушки	Первичные стратиграфические ловушки 1. линзы и фации обломочных пород 2. прибрежные бары 3. заполненные песком протоки 4. пористые карбонатные фации 5. органогенные рифы
	Вторичные стратиграфические ловушки
Комплексные ловушки	Комбинированные – структурно-стратиграфические ловушки
	Соляные купола

**Таблица 19**

**Классификация ловушек литологического и стратиграфического типов  
(по Г. Ритенхаусу, из книги "Стратиграфические и литологические залежи нефти  
и газа ". Под ред. Р.Е. Кинга, 1976)**

Не связанные с поверхностями несогласий	I. Ловушки фациальных замещений	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Эоловые</li> <li>2. Делювиальных конусов</li> <li>3. Аллювиальных долин</li> <li>4. Дельтовые</li> <li>5. Прибрежные: пляжевые, барьерных баров, отмелей, кос</li> <li>6. Мелководно-морские: пояса развития песчаных отложений, краевые части шельфа</li> <li>7. Морские глубоководные: конусы выноса, глубоководные турбидиты</li> <li>8. Оползневые</li> <li>9. Биогенные карбонатные рифы</li> <li>10. Карбонатные отложения покровного типа</li> </ol>
	II. Диагенетические ловушки	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Неколлекторы переходят в породы– коллекторы; доломитизированные карбонаты, отложения, подвергшиеся выщелачиванию</li> <li>2. Породы – коллекторы переходят в неколлекторы</li> </ol>
Прилегающие к поверхности несогласия	III. Ловушки под поверхностями несогласий	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выступы, склоны древнего рельефа</li> <li>2. Своды и крылья погребенных структур</li> </ol>
	IV. Ловушки над поверхностями несогласий	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Долины заполнения</li> <li>2. Склонов древнего рельефа</li> <li>3. Крыльев структур</li> </ol>

В их основу положены три признака: форма, происхождение и тип ограничения. Каждый из этих признаков можно ранжировать с учетом масштабов проявления на региональные, зональные, локальные, конкретизировать, делить на более мелкие части. Например, признак континентальности происхождения: континент состоит из горных систем, возвышенных денудационных, низменных аккумулятивных равнин, озер, рек. С геологических позиций это - разные фациальные области и зоны, находящиеся в разных климатических секторах.

Таблица 20

**Классификация ловушек нефти и газа  
(по В.Я. Ратнеру, М.А. Зубовой, Г.Б. Сальману, 1979)**

Ловушки перегибов кровли резервуара		антиклинальные ловушки пликативных дислокаций	
		антиклинальные ловушки структур облекания	
		ловушки биогенных выступов	
		ловушки эрозионных выступов	
Ловушки экранов (латерального экранирования резервуара)	Ловушки однородных экранов	ловушки литологических экранов	На моноклиналях и в зоне антиклинального перегиба
		ловушки дизъюнктивных экранов	
		ловушки стратиграфических экранов	
	Ловушки разнородных экранов	ловушки литолого-дизъюнктивных экранов	
		ловушки литолого-стратиграфических экранов	
		ловушки дизъюнктивно-стратиграфических экранов	
Литологические замкнутые ловушки (все-стороннего ограничения резервуара)		ловушки аккумулятивных тел	
		ловушки эрозионно-аккумулятивных тел	
		ловушки, обусловленные процессами диагенеза и эпигенеза	

**Классификация неструктурных ловушек нефти и газа  
(по Г.А.Габриэлянцу, 1980г.)**

Группы		Классы ловушек	Типы ловушек		
ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ	Седиментационные	Структурно-седиментационные	1. Фациальных литологических замещений: 1) на региональных структурах 2) на локальных структурах		
			Аккумулятивные	2. Рифовые	
		3. Баровые, вдольбереговых валов, кос, пляжей и др.			
		4. Дельтовые, авандельтовые			
		Эрозионно-аккумулятивные	5. Подводных течений		
			6. Речные (рукавообразные)		
		СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ	Постседиментационные	Диагенетические	7. Ловушки диагенетических трещин, пор
					Эпигенетические
				Химического выветривания	
					10. Связанные с древней корой выветривания
11. Запечатанные асфальтовой пробкой					
Эрозионные	12. Эрозионно-останцовые				
Структурно-денудационные	13. Срезанные несогласием				
	14. Прилегающие к несогласию				

### 7.3. Природные резервуары и ловушки литологически ограниченного типа

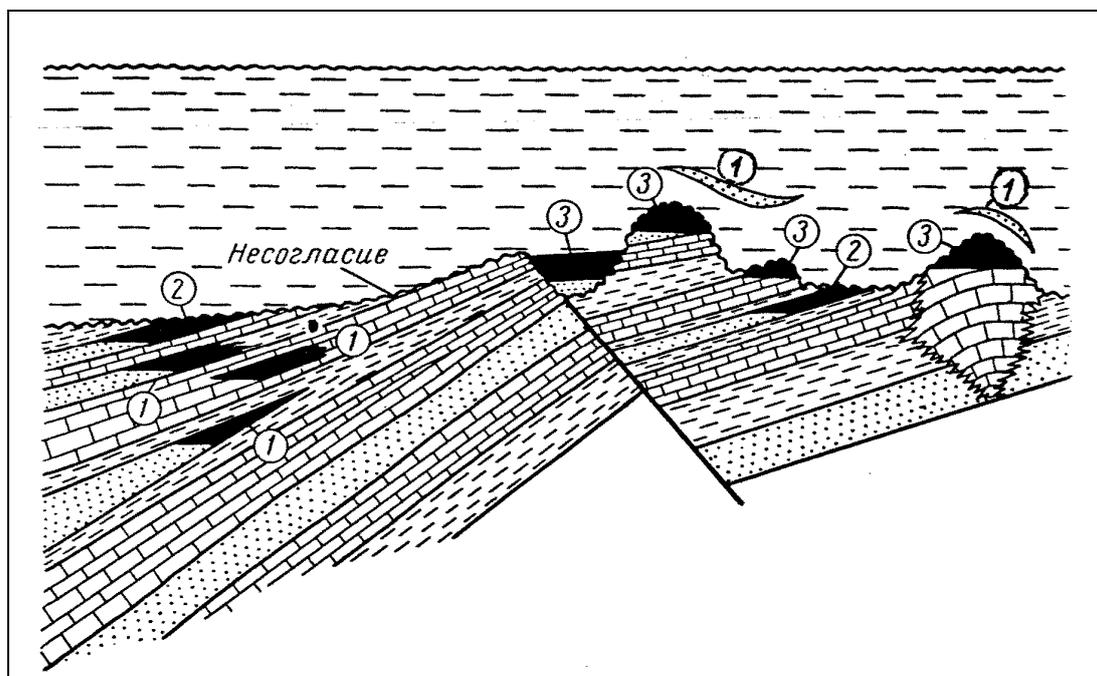
Литологическое ограничение пласта-резервуара образуется на стадии седиментации в результате фациальных замещений проницаемых пород непроницаемыми породами. Глинизация песчаных пластов устанавливается бурением скважин - по керну, по каротажу, испытанию на приток флюидов. Граница замещения на карте изображается в виде линии, но фактически она не представляет собой резкую границу, т.к. замещение по простиранию одних пород другими происходит постепенно, через зону переслаивания, ширина которой может иметь сотни и тысячи метров в зависимости от масштаба (ранга) процесса. Если при испытании пласта в одной скважине получен приток флюида, а в другой объект определен как "сухо", то посередине между ними проводится условно линия глинизации. Точность определения проверяется по каротажу и керну. Следует различать степень глинизации пород, которая определяется по уменьшению эффективной толщины пласта или как отношение суммарной мощности непроницаемых пород к общей мощности пласта. В направлении к линии глинизации эффективная толщина пласта постепенно сокращается, степень глинизации возрастает. Другими прямыми признаками глинизации являются постепенное ухудшение качества коллектора по пористости и проницаемости, уменьшение размеров песчаных зерен, увеличение алевритовой и пелитовой фракций в направлении к линии глинизации. Такие определения можно выполнить по результатам гранулометрических и петрографических исследований образцов керна. При наличии достаточного количества определений и скважин можно построить графики зависимостей и карты названных выше параметров в изолиниях.

С позиции рангового подхода в геологии границы глинизации подразделяются на региональные, зональные, локальные. Региональные зоны глинизации ограничивают природные резервуары регионального ранга (свиты, ярусы, формации, осадочные комплексы). Ширина их составляет десятки километров, протяженность - сотни и тысячи километров. Примером является зона глинизации верхнеюрских и нижнемеловых отложений в Западной Сибири, прослеживающаяся от г.Тобольска на юге до Карского моря на севере. Зональные границы глинизации прослеживаются на площади структур I порядка, характерны для группы пластов или одного пласта морского генезиса. Для пластов континентального генезиса характерно прерывистое, локальное распространение, линзовидные и полосовидные (рукавообразные) формы. Факты частичного или полного фациального замещения пластов в таких отложениях выявляются практически на каждой площади. Это существенно

осложняет поиск и разведку залежей, занижает все показатели месторождений: дебиты, запасы, коэффициент извлечения нефти и др.

Каждый пласт имеет свою линию глинизации, в плане не совпадающую с границей глинизации других пластов. Направление их контролируется ориентировкой фациальных зон и обычно проходит вдоль моноклиналей, склонов поднятий, испытывающих воздымание в момент слоеобразования. Линии глинизации регионального и зонального рангов обычно пересекаются с контурами локальных структур. В результате этого образуются ловушки комбинированных - структурно - литологических типов, когда пласт-коллектор присутствует только на одной части локального поднятия. Если нанести на карту месторождения границы глинизации всех пластов, то получится сложная мозаика линий, ловушек и залежей литологически экранированных типов (*рис.92*).

К настоящему времени в разных регионах мира выявлены тысячи залежей нефти и газа в ловушках литологического и структурно-литологического типов.



**Рис.21.** Идеализированная схема типов неструктурных ловушек нефти и газа (по Р.Е.Кингу и др., 1972). Видна пруроченность литологических ловушек к зонам фациального замещения, стратиграфических и палеогеоморфологических – к эрозионным поверхностям и элементам захороненного под ними рельефа. Ловушки: 1- литологические на моноклинали; 2 - стратиграфические под поверхностью несогласия; 3- палеогеографические на эрозионных выступах и врезях древнего рельефа.

Приведем несколько конкретных примеров, придерживаясь последовательности, изложенной в классификации неструктурных ловушек, выполненной Г.А.Габриэлянцем (*Табл. 21*).

## Ловушки региональных фациальных литологических замещений.

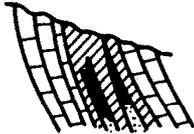
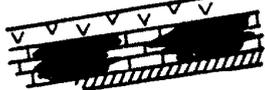
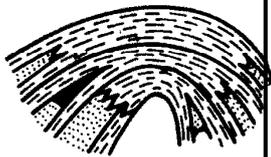
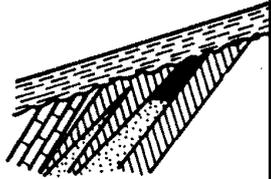
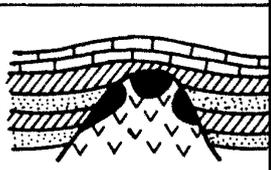
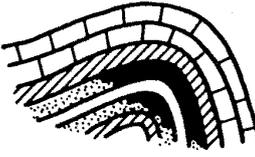
В классификации В.Я. Ратнера и др. (*Табл.20*) такие ловушки названы ловушками литологических экранов. Американские геологи - нефтяники в этой группе ловушек выделяют десять типов, различающихся друг от друга по условиям происхождения (*Табл.18, 19*). Среди них наиболее широкое распространение имеют ловушки в прибрежно-мелководных и пляжевых отложениях. Это - пояса развития песчаных отложений. Они имеют региональное или зональное распространение, контролируются береговыми линиями древних морей. Ярким примером их является зона выклинивания песчаников майкопской свиты вдоль южного борта Азово-Кубанской впадины.

Линия выклинивания протягивается на 100км, имеет извилистую форму. Изгибы по восстанию слоев образуют ловушки заливообразной формы (литологически ограниченные с трех сторон). Каждый такой песчаный залив впоследствии был заполнен нефтью и стал месторождением. Всего здесь выявлено восемь нефтяных месторождений (*см.рис.23*). Месторождения подобного типа выявлены во многих нефтегазоносных бассейнах мира: на моноклиналиях, крыльевых и периклинальных частях крупных антиклинальных складок. Большинство их было обнаружено случайно при бурении разведочных скважин.

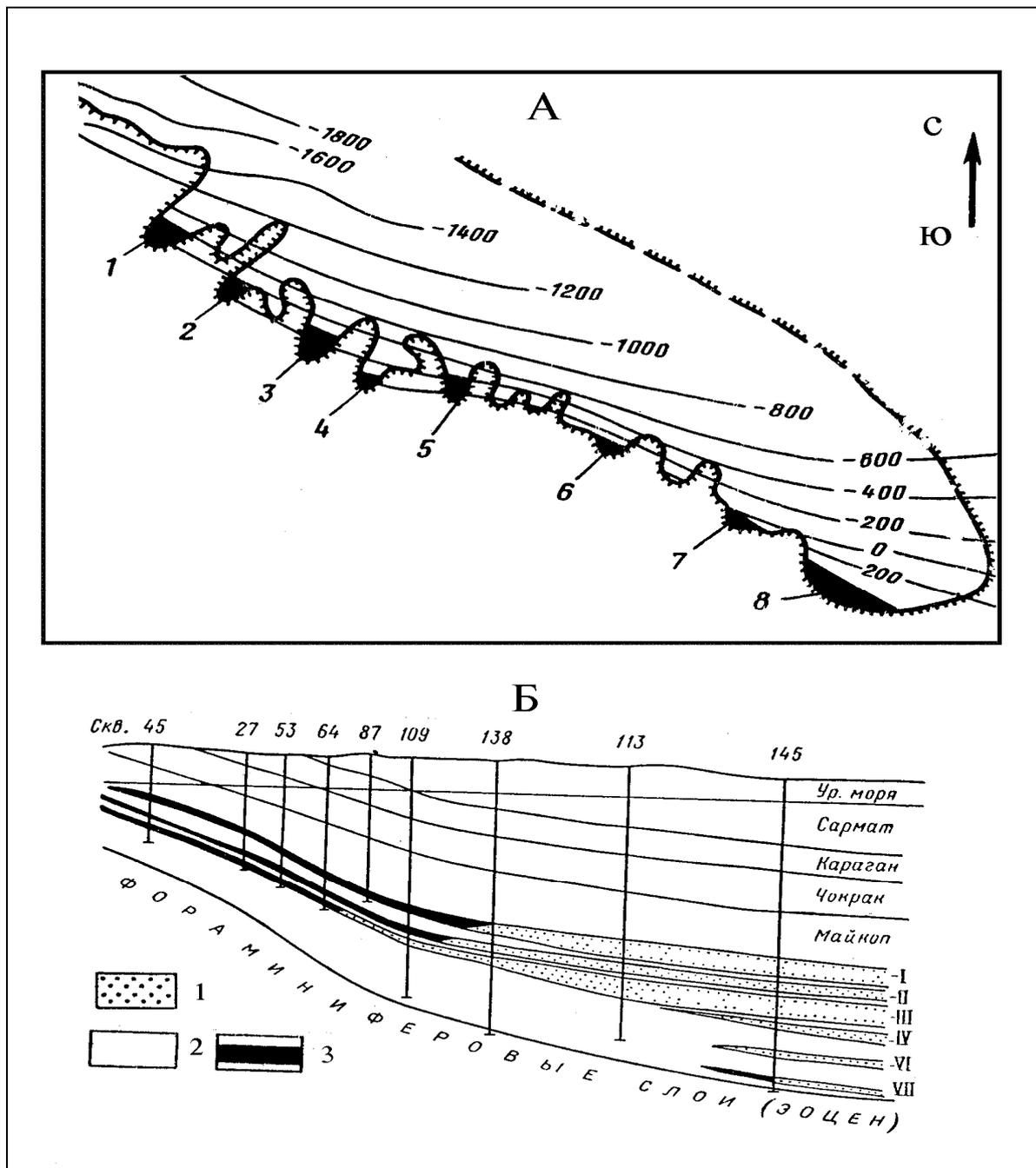
А.И.Леворсен (1958) утверждал, что “значительная часть известных нефтеносных провинций и субпровинций находится в зонах регионального выклинивания проницаемости вверх по восстанию пластов” (с.475). В качестве примера им названы выклинивающиеся пласты доломитов формации Трентон (ордовик) и песчаников формации Клинтон (силур) на крыльях свода Цинциннати (штаты Индиана и Огайо). Край доломитов Трентон представлен переходом пористого доломита в плотный непроницаемый известняк с утратой пористости. Борт песчаника Клинтон определяется в основном прибрежными явлениями, в результате которых песчаная фация заменилась глинистым сланцем. Ширина зоны замещения составляет 40-65 км, длина - 250 км. Эти зоны литологического замещения являлись барьерами на путях продвижения нефти по пластам в процессе её миграции из окружающих впадин, что обусловило формирование здесь многочисленных месторождений нефти (*рис.24*). В провинции Мексиканского залива (штаты Техас и Луизиана) встречается много примеров выклинивания песков вверх по восстанию песчаных формаций Хет и Фрайо (олигоцен). Эти зоны выклинивания возникли до формирования структурных ловушек и соляных куполов, образовали региональные ловушки, в которых скопилась нефть ещё на первых стадиях её генерации.

Класс	Группа	Подгруппа	Принципиальная схема
Стратиграфические	Приуроченные: 1) к ловушкам в несогласно перекрытых пластах на моноклиналях, в бортовых частях впадин		
	3) к ловушкам в погребенных выступах палеорельефа, несогласно перекрытых непроницаемыми породами	Связанные: а) с погребенными останцами палеорельефа, сложенными осадочными образованиями	
		б) с погребенными выступами магматических пород	
ЛитоLOGические	Приуроченные: 1) к ловушкам в литологически замкнутых участках	Связанные: а) с аккумулятивными песчаными образованиями, развитыми вдоль прибрежных частей палеоморей	
		б) с аккумулятивными песчаными образованиями палеодельт	
		в) с участками повышенной пористости и проницаемости, образовавшимися в результате процессов диагенетического преобразования пород	

Рис. 22. Классификация залежей нефти и газа в ловушках стратиграфического, структурно-стратиграфического и структурно-литологического типов (по В.Ю.Керимову, 1987)

Класс	Группа	Подгруппа	Принципиальная схема
Литологические	2) к ловушкам литологического выклинивания или фациального замещения коллекторов непроницаемыми породами		
	3) к ловушкам в рифогенных образованиях	Связанные: а) с единичными рифами	
		б) с группой рифов	
	4) к ловушкам в проницаемых породах, перекрытых асфальтом		
Структурно-стратиграфические	Приуроченные: 1) к ловушкам в сводах локальных поднятий, несогласно перекрытых непроницаемыми породами		
	2) к ловушкам в стратиграфически выклинивающихся пластах на крыльях локальных поднятий		
Структурно-литологические	Приуроченные к ловушкам в литологически выклинивающихся коллекторах на крыльях локальных поднятий		
Литолого-стратиграфические	Приуроченные: 1) к ловушкам в литологически выклинивающих горизонтах, несогласно срезанных и перекрытых непроницаемыми породами		
	2) к ловушкам в погребенных выступах палеорельефа, несогласно перекрытых непроницаемыми породами при резко меняющихся коллекторских свойствах пород самого массива (выступа)		
Палео-структурно-литологические	Приуроченные к литологически экранированным пластам в расформированных палеоструктурных ловушках		

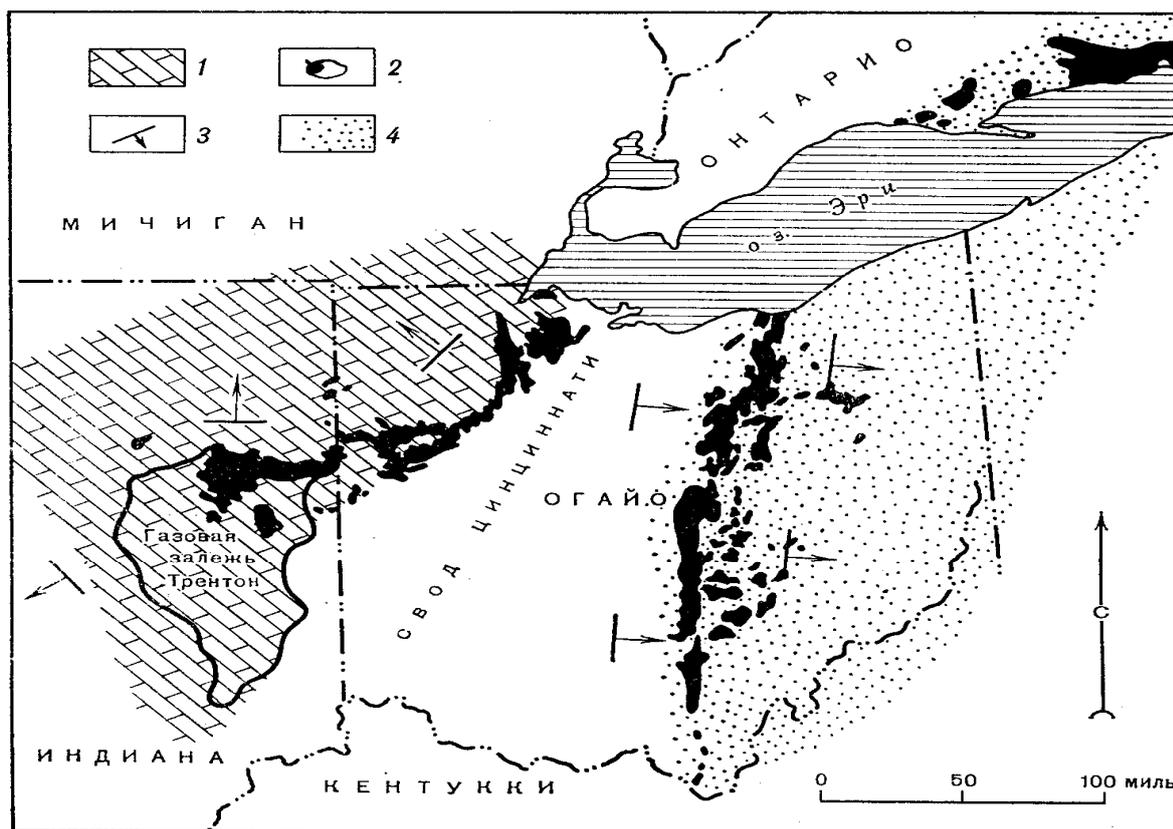
Продолжение рис.22



**Рис.23.** Заливообразные залежи нефти Хадыженского района (Западно-Кубанская впадина), контролирующиеся линией выклинивания коллекторских пластов майкопской свиты (по М.С.Бурштару, 1966):

А- Структурный план южного борта Азово-Кубанской впадины. Месторождения: 1 - Абузы-Апчас; 2 - Кутаисское; 3 - Кура-Цеце; 4- Широкая балка; 5- Асфальтовая гора; 6- Кабардинское; 7- Хадыженское; 8- Нефтянское.

Б- Профильный разрез Хадыженского нефтяного месторождения. 1- песчаники; 2- глины; 3- нефть.

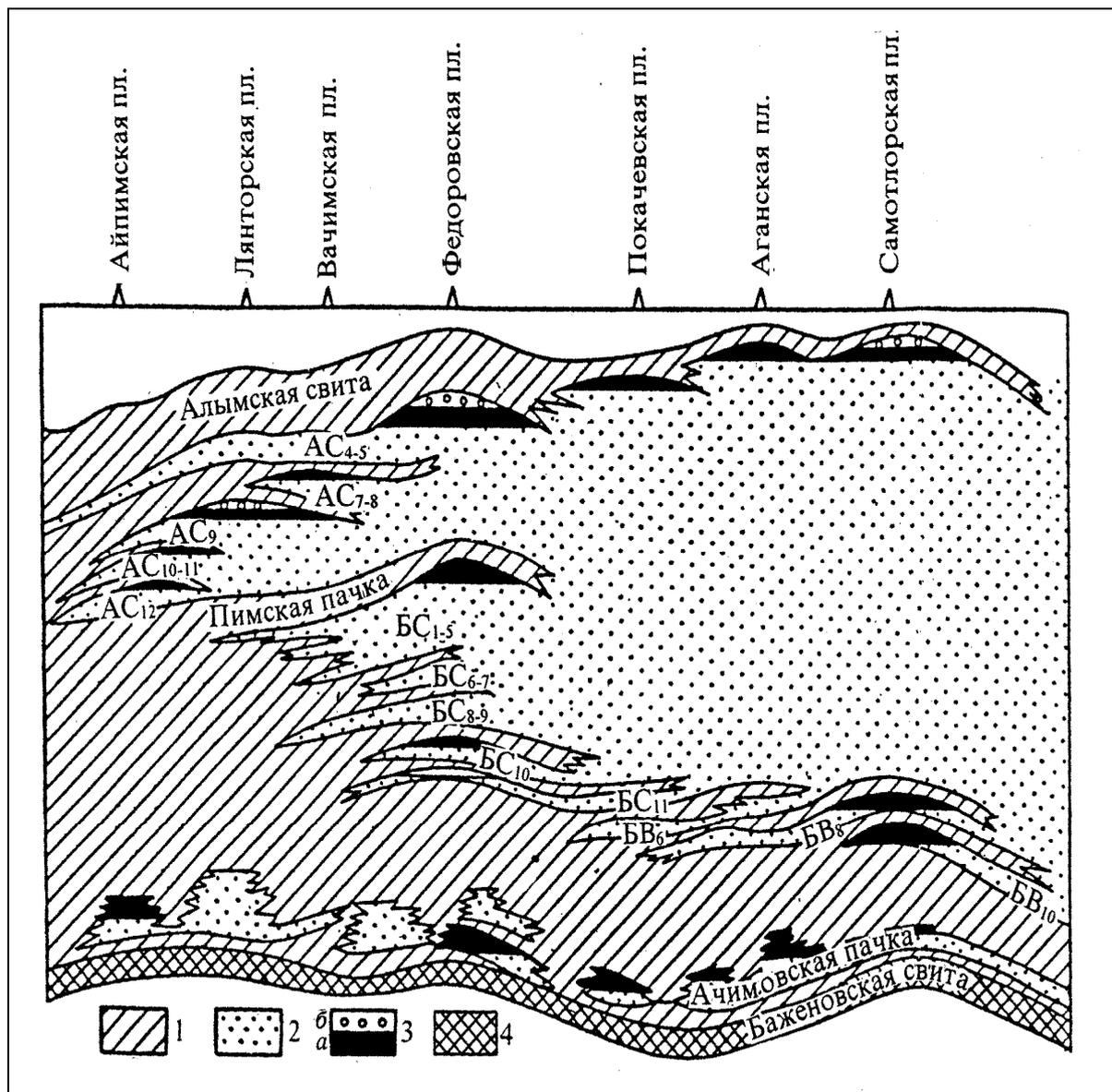


**Рис.24.** Карта распространения погребенных зон выклинивания проницаемых доломитов Трентон (ордовик) и песчаников Клинтон (силур) на склонах свода Цинциннати в Индиане и Огайо (по А.Леворсену, 1958). Зона выклинивания проницаемых доломитов Трентон обусловлена их замещением непроницаемыми известняками. Песчаники переходят в глины вдоль древней береговой линии. 1 - пористые доломиты Трентон; 2- нефтяные и газовые залежи; 3- региональное простирание и направление падения; 4- песчаники Клинтон.

На Русской платформе литологические залежи нефти в выклинивающихся песчаных пластах установлены в угленосной свите карбона Саратовского Поволжья, в верхнедевонских отложениях (пашийские, кыновские слои) Татарии, Удмуртии, Оренбургской области. В палеогеографическом отношении зоны выклинивания пластов контролируются: 1) береговой линией и системой мелких островов, отмелей; 2) границей мелководья - глубоководья древних морей. Фациальные границы контролируются региональной тектоникой: выклинивание пластов происходит на бортах впадин, вдоль склонов Татарского и Пермско-Башкирского палеосводов.

В Терско-Каспийской провинции залежи литологического типа выявлены вдоль границы выклинивания песчаных пластов нижнего мела и неогена. В Западной Сибири граница регионального выклинивания

продуктивных пластов верхней юры и неокома проходит вдоль восточного склона Мансийской синеклизы. Это обширная и протяженная зона замещения песчано-глинистых отложений мелководно-морского типа глинистыми отложениями глубоководной фации. Глинизация происходит постепенно с востока на запад: вначале глинизируются нижние (валанжинские) пласты, затем средние (готеривские) и верхние (барремские) песчаники. Вдоль каждой линии глинизации расположены цепочки ловушек выклинивания, которые в плане не совпадают друг с другом (рис.25).



**Рис.25.** Схематический геологический профиль неомских отложений Среднего Приобья (Западная Сибирь) (по Нестерову и др., 1985): 1- глины; 2 – песчаники и алевролиты; 3 - залежи нефти (а) и газа (б); 4- битуминозные аргиллиты.

## **Природные резервуары и ловушки песчаных баровых отложений, вдольбереговых валов, кос, отмелей**

По характеристике А.И.Леворсена (1958) такие песчаные тела имеют ширину до 2500м, длину - до десятков километров. Как правило, они со всех сторон изолированы непроницаемыми породами - глинами, в разрезе имеют форму выпуклой линзы, плоское основание, толщину 15 - 30 м и более. Залежи нефти в них выявлены почти во всех нефтегазоносных провинциях США, но особенно широко они развиты в Западном Внутреннем, Мичиганском, Иллинойском, Мексиканском бассейнах. Еще в 1930 г. американский геолог В.Н.Басс обратил внимание на большое сходство между шнурковыми песками пенсильванского возраста в Восточном Канзасе и современными прибрежными намывными песчаными островами, протягивающимися вдоль восточного побережья США (*рис.26*). Образование их происходит намыванием терригенного материала волнами со стороны моря. Необходимыми условиями для их образования являются; 1) пологое дно моря, 2) поступление в водный бассейн достаточного количества терригенного материала. В этом случае цепочки баровых островов образуются вдоль всего побережья на некотором удалении от береговой линии. Между берегом и баром располагается лагуна. Баровые пески и алевроиты состоят в основном из кварца, лучше отсортированы со стороны моря, а на противоположной стороне заилены, имеют низкую проницаемость. Внутри них присутствуют глинистые породы, достигающие 25% средней толщины бара. Как для современных, так древних лагунных побережий характерно наличие в пределах одного и того же региона нескольких разновозрастных баровых систем, пространственно смещенных относительно друг друга. Примерами таких систем являются полосы баров в горизонтах бербанк и бартсвилл формации чероки (пенсильваний) в Канзасе и Оклахоме. На месторождении Бербанк продуктивные баровые песчаники образуют многочисленные изолированные линзы типа блуждающих песков толщиной до 30 м. Часть их объединяется в дугообразные полосы (*рис.27*).

Г.А.Каледа, Н.С.Шик (1975) отмечают, что для образования крупных унаследованно развивающихся баровых тел необходим тектонически обусловленный перегиб шельфового склона - флексуры, цепочки антиклиналей, контролирующих положений береговой линии. Бары могут образоваться и на сводах растущих антиклинальных поднятий, находящихся в зоне мелководья на значительном удалении от берега. Благоприятные условия для образования баров возникает при заполнении морем аллювиальных равнин, когда в распоряжение волновых процессов поступает огромное количество рыхлого материала пологого берега. Та-

кие же условия возникают и при отступлении моря, когда в зону размыва попадают ранее отложившиеся на дне моря рыхлые осадки. Примером таких образований являются современные песчаные бары, образующие группу Фризских островов вдоль берегов Северного моря. Н.И.Марковский (1973) отмечает, что кроме островных баров в мелководных частях морей присутствуют донные (подводные) бары в виде узких аккумулятивных гряд асимметричного строения с крутым склоном, обращенным к берегу. В Черном море к ним относятся Бакальская, Одесская и Евпаторийская банки.

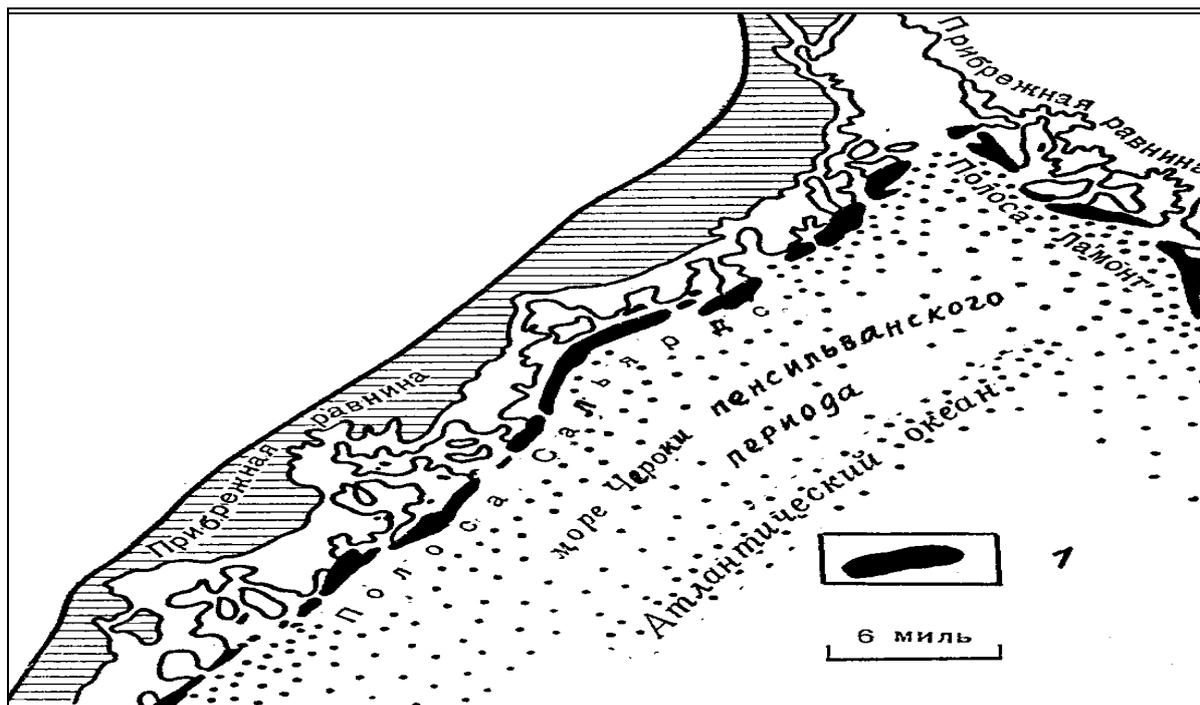
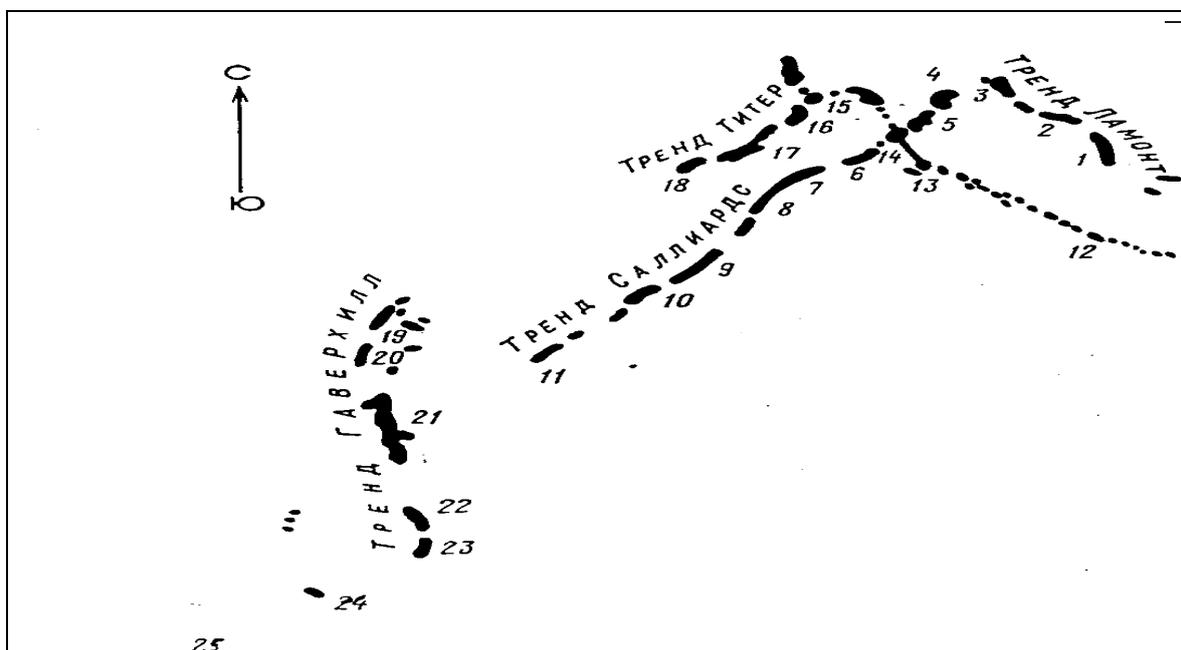


Рис.26. Баровые песчаники вдоль побережья Атлантического океана. Палеогеографическая схема (по А.Леворсену, 1958):  
1 - песчаные бары

В нефтегазоносных провинциях, находящихся на территории Российской Федерации, резервуары и ловушки барового типа широкого распространения не имеют. По данным Г.А.Каледы и др. (73) такие резервуары прослеживаются в муллинских и пашийских горизонтах среднего и верхнего девона полосой вдоль восточного склона Татарского свода. В Предкавказье (81) ископаемые бары установлены в Омра-Сойвинском районе. В Западной Сибири многие песчаные тела полосовидной, заливообразной, неправильно изометричной формы А.И.Сидоренковым (1978) диагностированы как отложения баров, подводных валов, отмелей, пересыпей. К ним отнесены пласты БС<sub>1-5</sub> Федоровского месторождения, АС<sub>8-9</sub> Лянторского месторождения, БС<sub>1</sub> Усть-Балыкского месторождения, БС<sub>11</sub> Мамон-

товского месторождения и др. По нашим представлениям баровую природу имеют также прерывистые полосовидные песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи, участвующие в строении клиноформного комплекса берриас-валанжинского возраста.



**Рис.27.** Схема размещения месторождений нефти с залежами в среднепенсильванских баровых песчаниках Бербанк (Западный Внутренний нефтегазоносный бассейн, США (по Н.Басс, 1937 П.Уитроу, 1968). Месторождения: 1- Шамбау; 2- Ламонт; 3- Фанкхаузер; 4- Медисон; 5- Уик; 6- Баркет; 7- Тралл; 8- Эгард; 9- Саллиардс; 10- Бланкеншип; 11- Кигли; 12- Куинси; 13- Эдвардс-Экстенсион; 14- Сили; 15- Д.Меллори-Соудер; 16- Браунинг; 17- Титер; 18- Скотт; 19- Смок-Сласс; 20- Гаверхилл; 21- Фокс-Баш; 22- Истмен; 23- Барден; 24- Уимфилд; 25- Рейнбоу-Бенд.

### Природные резервуары и ловушки дельтового типа

Дельты образуются на месте впадения рек в морские и озерные водоёмы. Примером современных дельт являются дельты рек Волги, Урала, Нила, Лены, Хуанхэ, Янцзы, Миссисипи и др. Надводная часть дельты р.Миссисипи имеет площадь 28,5 тыс.км<sup>2</sup>, р.Волги - 22 тыс.км<sup>2</sup>, р.Лены - 82,5 тыс.км<sup>2</sup>. Ширина дельты р.Волги составляет - 250 км. Русло реки здесь распадается на 800 рукавов и проток. Основная часть дельты находится под водой и называется авандельтой. Форма дельт зависит от глубины моря на месте впадения реки и скорости течения реки. Большинство дельт имеет дугообразную форму и выдвинуто в сторону моря. Для дельт характерны высокие скорости осадонакопления и роста их в сторону моря. Дельтовые протоки продолжают в сторону моря под водой по склону,

доставляя огромные массы терригенного материала. По подсчетам специалистов дельта р.Волги растет со скоростью 270-300 м в год. Внутри дельты между протоками расположено большое количество озер, болот, лагун. Дельта растет не только под влиянием деятельности речных потоков, но и под воздействием на неё морских волн и течений. По краю многих современных дельт на пологих склонах подводной части образуются песчаные косы, вдольбереговые острова - бары.

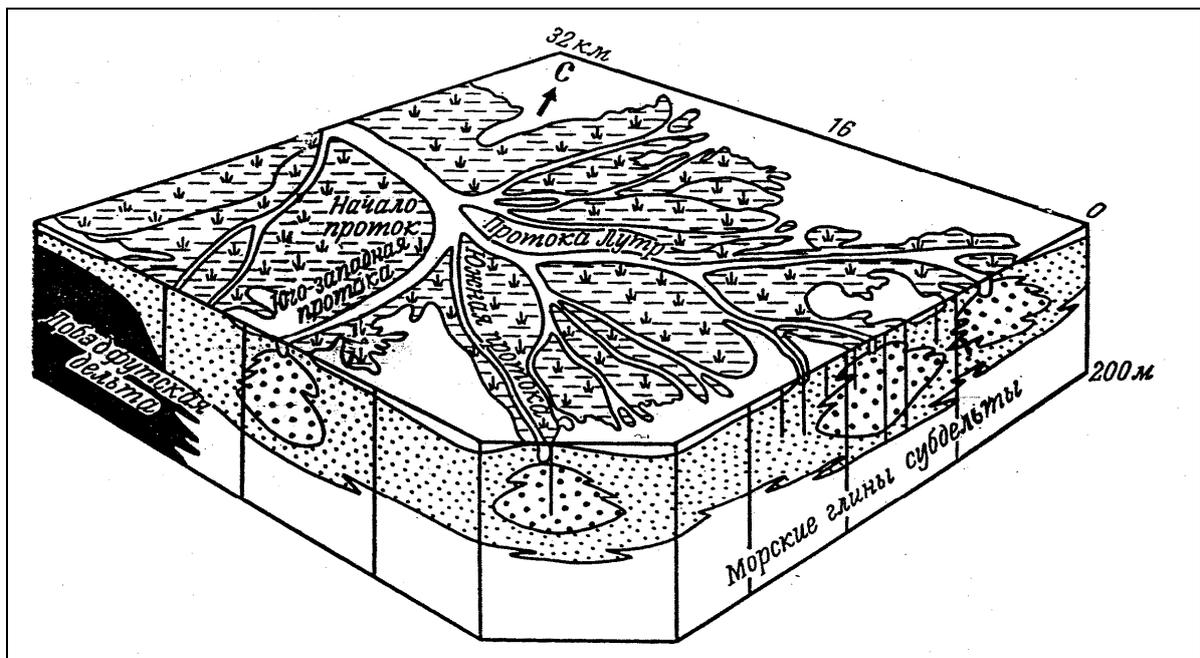
В геологическом отношении дельта представляет собой сложное полифициальное образование, в составе которого присутствуют аллювиальные отложения русловых потоков, озерные, болотные, эоловые отложения дельтовой равнины и морские осадки побережья в виде пляжевых песков, баров, кос, дельтового склона. Американские геологи-нефтяники рассматривают дельту как замкнутую систему, в которой присутствуют как нефтегазоматеринские породы, так и коллекторы, и ловушки для аккумуляции генерированных углеводородов.

Известно ограниченное количество достоверно установленных палеodelьт, хотя по оценке некоторых геологов (35,39) к ним приурочены не менее 1000 месторождений нефти и газа мира.

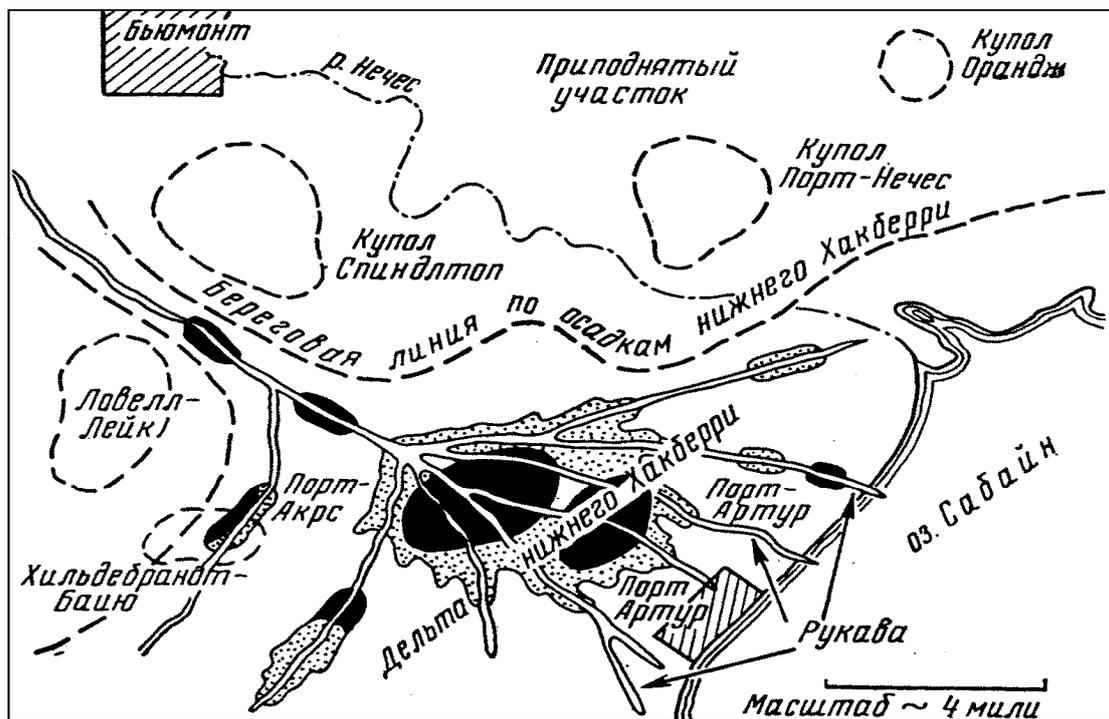
Предположение о дельтовом происхождении продуктивных отложений формации садлрочит (нижний триас) гигантского месторождения Прудхо-Бей на Аляске было сделано на основе детального литолого-фациального анализа керн первых поисковых скважин и сравнения их с современными отложениями дельты реки Миссисипи (рис.28). Построением карт изопакит песчаников, профилей и палеогеоморфологических реконструкций были установлены палеоруслу протоков, подтверждена модель многорукавной дельты. Суммарная мощность формации возрастает в южном направлении. В её строении принимают участие фации мелководного моря и продельты (17%), субаквальной дельты (11%), устьевых баров и пляжей (13%), дельтовой равнины (4%), рек и сопутствующих фаций (55%). Основная часть коллекторов представлена отложениями речных протоков мощностью

3-6м. Тренды максимальной продуктивности скважин совпадают с трендами максимальной мощности песчаников.

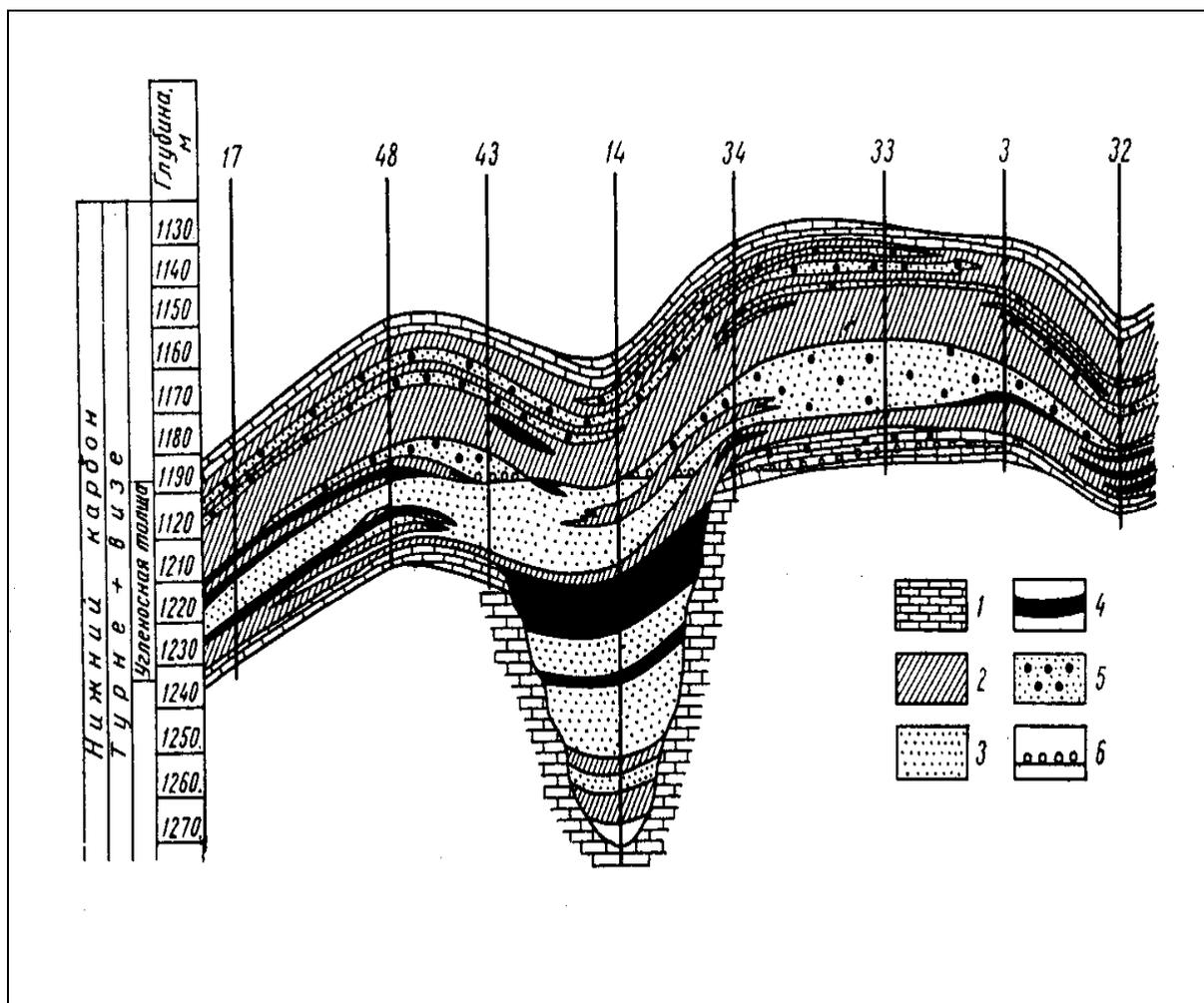
М.Хэлбути и Т.Барбером (21) дано описание месторождений Порт-Акрс и Порт-Артур (штат Техас, США) с продуктивными отложениями формации Хакберри (олигоцен). В доказательство дельтового происхождения песчаников нижнего Хакберри авторы приводят следующие факты: 1) линзовидность и размещение песчаных тел в виде системы русел; 2) наличие многочисленных включений растительных остатков; 3) особенности размещения фациальных зон; 4) ограниченная площадь развития (см.рис.29).



**Рис.28.** Блок-диаграмма современной дельты р.Миссисипи, показывающая распределение песчаных тел основных протоков. Вертикальный масштаб увеличен в 30 раз (по К.Данбару и Дж.Роджерсу, 1962)



**Рис. 29.** Обзорная карта района месторождений Порт-Акрс и Порт Артур. Техас, США (по М.Хэлбути, Т.Барберу, 1975): показано положение древней береговой линии дельты, выполненной песчаниками нижнего Хакберри, палеопотоки, приносившие обломочный материал с северо-запада. Черным цветом показаны продуктивные участки



**Рис. 30.** Залежи нефти в линзовидных песчаных резервуарах угленосной толщи нижнего карбона Арланского месторождения (Волго-Уральская провинция)

(по Г.П.Ованесову, 1962):

1- известняки; 2- аргиллиты; 3- песчаники; 4- уголь; 5- нефтеносные песчаники; 6- водонефтяной контакт.

На Арланском месторождении (Волго-Уральская провинция) продуктивными являются песчаные пласты бобриковского горизонта, имеющие рукавообразную и линзовидную формы. Смена косой слоистости горизонтальной свидетельствует о неустойчивом динамическом режиме осадконакопления. Об этом же свидетельствует наличие глинистых пачек, прослоев углистых пород, углей. Эти факты в целом позволяют диагностировать рассмотренный комплекс осадков как дельтовые отложения (см. рис.30). В Западной Сибири по классификации А.И.Сидоренкова (80) к дельтовым отложениям отнесены пласты АВ<sub>4-5</sub> Охтеурьевского месторождения. По определению Н.И.Марковского (36) авандельтовое происхождение имеют продуктивные отложения Самотлорского, Уренгойского месторождений и Пурпейского свода.

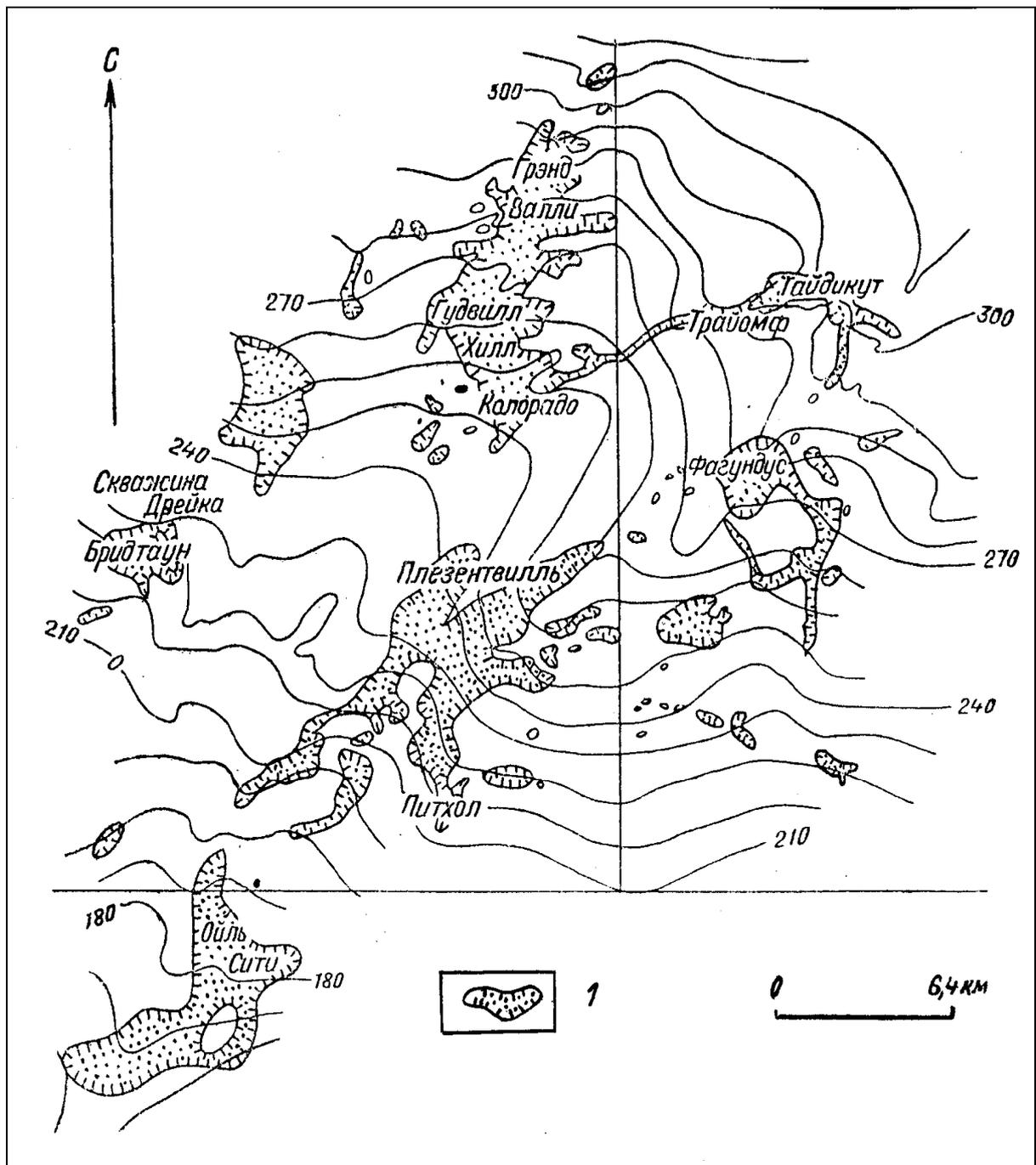
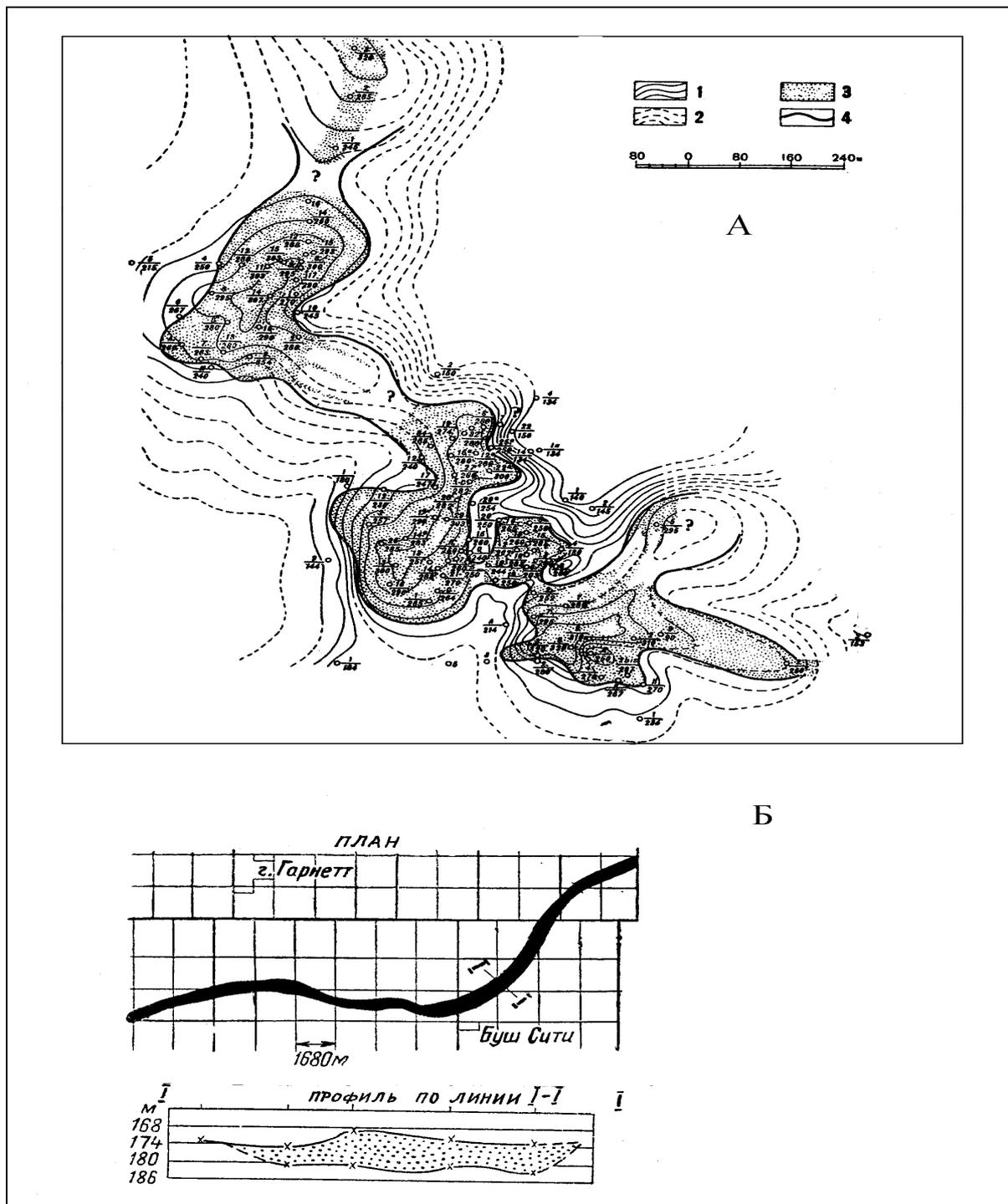


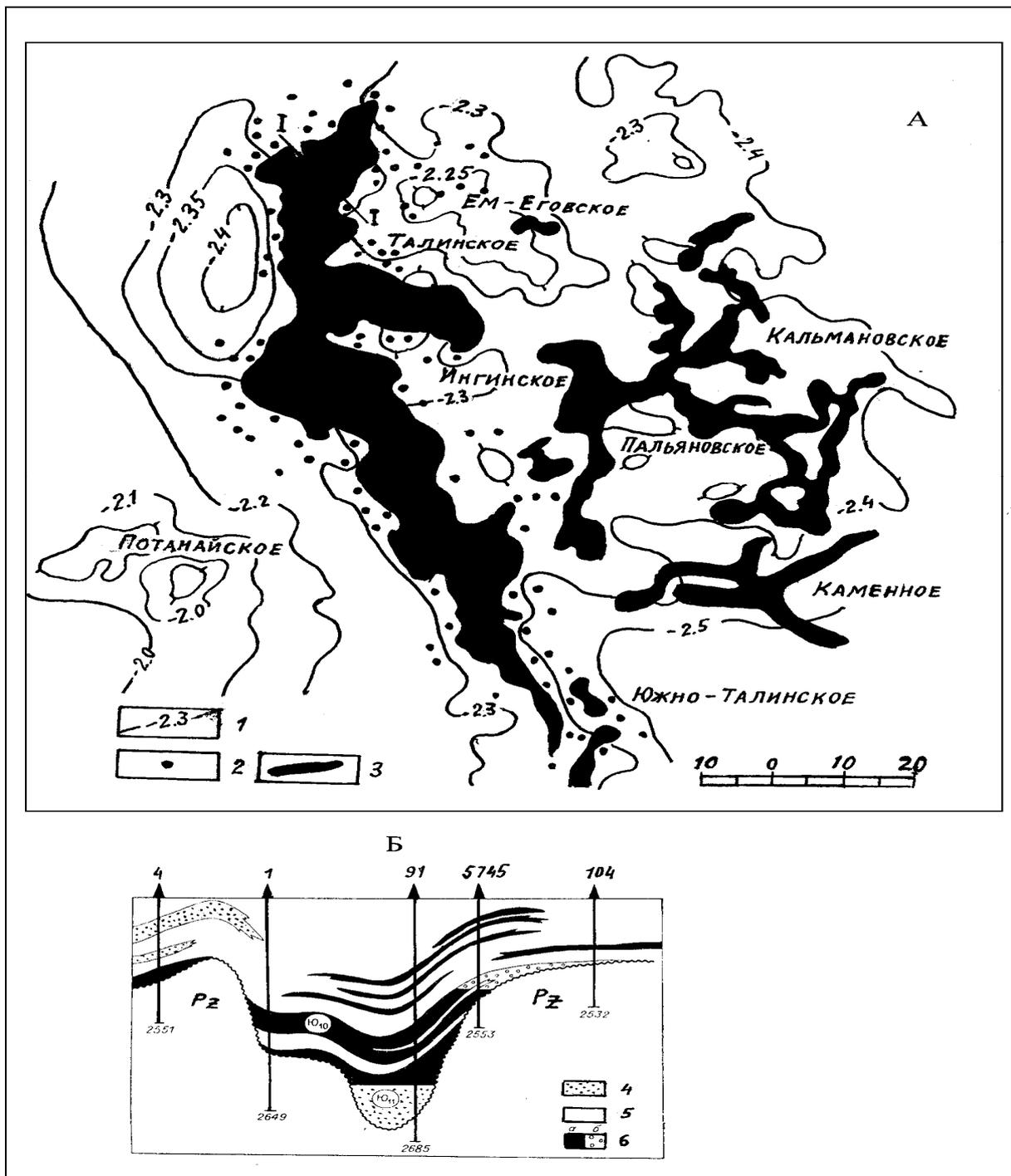
Рис. 31. Карта распространения залежей третьего "блуждающего" песчаного пласта Венанго (девон) в северо-западной Пенсильвании (по А.Леворсену, 1958). 1- песчаные линзы свиты Венанго



**Рис. 32.** Природные резервуары рукавообразного и шнуркового типов.  
 А- Нефтяно-Ширванское месторождение (Западно-Кубанская впадина). Залежь нефти в базальных песчаниках майкопской свиты, рукавообразной формы (по И.М.Губкину, 1913):

- 1, 2 - изогипсы размытой кровли фораминиферовых слоев (эоцен);
- 3- песок горизонта легкой нефти; 4- границы песчаных линз.

Б- нефтяная залежь Буш-Сити (Восточный Канзас) шнуркового типа, в плане и разрезе (по А.Леворсену, 1958)



**Рис. 33.** Залежи нефти в базальных слоях песчаников и гравелитов, выполняющих эрозионные врезы размытой поверхности палеозойского фундамента. Пласты ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub>.  
 Западная Сибирь, Красноленинский район.

А- структурный план (по материалам НАЦ РН ХМАО).

Б- профильный разрез Талинского месторождения по линии 1-1 (по А.Шанаурину, 1988): 1- изогипсы сейсмогоризонта Б (верхняя юра);

2- скважины; 3- залежи нефти; 4- песчаники; 5- глины; 6- нефть (а), газ (б).

## **Природные резервуары и ловушки подводных морских течений**

Участие морских течений в распределении и перераспределении по дну моря терригенного материала доказывается современными наблюдениями. Такие отложения прослеживаются в виде более или менее четких полос. Гранулометрический состав и сортировка зерен зависит от морфологии дна моря. Течения часто огибают поднятия подводного рельефа, откладывая наиболее грубый и хорошо отсортированный материал на их склонах. Вдольбереговые течения имеют ветровую нагонную природу, направление их регулируется конфигурацией берегов. При прохождении течения через приподнятые участки дна рельефа скорость движения потока возрастает, поэтому на них отлагаются чистые песчаники, а во впадинах - алевроито-глинистые литофации. Так возникают переходы проницаемых пород к непроницаемым в составе одного и того же горизонта, образуются резервуары линзовидной формы локального ранга. Примерами их являются нерегулярно залегающие (блуждающие) песчаные линзы формации Венанго (девон) в северо-западной Пенсильвании (*см. рис.31*). А.И.Леворсен (15,16) отмечает, что в них выявлены богатые залежи нефти. Такие нефтенасыщенные песчаные линзы широко распространены также в верхнемиссисипском отделе в Южном Иллинойсе, в пенсильванских отложениях от штата Пенсильвании до Техаса. В Западной Сибири многочисленные спорадические встречающиеся песчаные линзы локального и зонального рангов в пластах групп Ю<sub>1</sub>, Ач, БС, АС выявлены в обширной зоне региональной глинизации юрских и неокомских отложений, протягивающейся в субмеридиональном направлении вдоль восточного борта Мансийской синеклизы (*рис.91*).

По данным Г.А.Каледы и др. полоса хорошо отсортированных песчаных пород прослежена в верейских отложениях Нижнего Поволжья. В Майкопском районе к таким отложениям по Г.А.Габриэлянцу относится полоса песчаных образований, протягивающаяся с Адыгейского выступа на северо-запад на 150км. Ширина полосы составляет 15км. В Западной Сибири к отложениям придонных морских течений А.И.Сидоренковым отнесены полосовидные песчаные тела пласта Ю<sub>1</sub> Мултановского, Покачевского месторождений Среднего Приобья.

## **Природные резервуары и ловушки речного (рукавообразного) типа**

Теоретическое обоснование существования в недрах земли залежей нефти рукавообразного типа было дано И.М.Губкиным в 1912-1913 годах на примере месторождений Майкопского района Северного Кавказа. Нефтеносные пески и песчаники майкопской свиты (олигоцен-неоген)

здесь имеют форму русла меандрирующей реки - палео - Пшехи (*см. рис.32*). Эта теория раскрыла нефтяникам широкие перспективы для поисков нефти в новых геологических условиях, ориентировала геологов на необходимость реконструирования древних береговых линий, речных систем и других элементов палеоландшафта. Этот новый тип залежи в Америке стал известен гораздо позже и получил название “шнурковые залежи”.

В комплексе отложений современных равнинных рек различают:

- 1) отложения русла, сложенные песками, галечниками, гравием;
- 2) пойменные отложения, сложенные глинами, алевритами паводковых вод, болот, стариц;
- 3) отложения террас.

Русло реки постоянно меняет свое местоположение в пределах долины: меандрирует, распадается на протоки, размывает берега. В результате этих процессов со временем вырабатывается плоское или выпуклое книзу дно долины, частое чередование и латеральное замещение отложений плесов отложениями перекатов, русловых осадков комплексом пойменных осадков. Высокими коллекторскими свойствами обладают только русловые отложения, а все другие осадки представляют собой экраны той или иной степени надежности. Характерными признаками палеорусел являются песчаный или алевритовый состав пород, косая слоистость речного типа. Конфигурация таких резервуаров может быть прямолинейной, извилистой, ветвящейся, расщепляющейся и др. В поперечном разрезе они имеют форму трапециевидного вреза в более древние отложения с выпуклым книзу основанием.

По характеристике А.И.Леворсена примером русловых отложений является проток Пуласки позднеордовикского возраста, который выходит на поверхность на юге центрального Теннесси. Он прослеживается с перерывами на расстояние 43км. Ширина протока составляет 300-600м, толщина - до 30м, форма - меандрирующая. На дне его залегают косослоистые пески и конгломераты. Другим примером является проток Буш-Сити в юго-западном Канзасе. Он выявлен вблизи кровли сланцев Чероки (Пенсильвания), имеет ширину 400м, длину 21км, насыщен нефтью по всей длине (*см. рис.32*). Отмечается, что поиски залежей шнуркового типа чрезвычайно затруднены. Большинство их выявляется случайно при разбуривании структурных ловушек.

На Русской платформе палеорусла Волги и Камы выявлены в отложениях радаевского и раннебобриковского времени. Залежи нефти в них установлены на Контузлинском, Первомайском, Комаровском месторождениях. Отмечается, что дебиты нефти в скважинах возрастают на участках пересечения палеорусел с локальными поднятиями. В.Я.Ратнер, Н.Н.Булатов и др. (1982) в качестве резервуаров речного типа называют пласт Б<sub>0</sub> Тульского горизонта Покровского месторождения на юго-

восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода. Длина песчаной полосы здесь составляет 12км, ширина - 300-1000м.

В Западной Сибири А.И.Сидоренковым к резервуарам речного типа отнесены пласты Ю<sub>2-3</sub> Салымского и ЮК<sub>10-11</sub> Талинского месторождений (см. рис.33). Коллекторские породы Талинского месторождения залегают на породах фундамента, представлены гравелитами и плохо отсортированными разнозернистыми песчаниками.

### **Природные резервуары и ловушки рифового типа**

В провинциях карбонатного осадконакопления нефтяные скопления чаще приурочены к органогенным рифам различных форм и размеров. Такие геологические образования известны в отложениях всех возрастов, начиная с протерозоя.

Современные рифы широко распространены в тёплых водах Ост-Индии, Вест-Индии, Индийского, Тихого океанов, района Флорида - Багамские острова. А.И.Леворсен среди них различает четыре главных типа: береговые, барьерные, атоллы и столовые рифы. Береговой риф прикреплен к берегу вплотную в виде террасы, примером является береговой риф Красного моря протяженностью 4300км. Он состоит главным образом из окаменевших и живых кораллов. Барьерный риф представляет собой высокую стену, поднимающуюся со дна океана. Между барьером и берегом находится лагуна глубиной 60-80м, где скапливаются обломки известняков, фораминифер, известковые илы. На северо-восточном побережье Австралии барьерный риф тянется почти параллельно побережью на протяжении около 1900км. Высота стены над дном океана достигает 240м. Атоллом называют барьерный риф, имеющий форму кольца диаметром около 1,5км. Они широко распространены в западной части Тихого и Индийского океанов, расположены на краях потухших вулканов. Почти всегда атоллы разрезаны проливами, которые делят его на острова. Столовые рифы представляют собой небольшие одиночные столбы, частично приподнятые над водой. Бурение показало, что верхние несколько сот метров рифов имеют четвертичный, а нижние слои - третичный возраст. Для произрастания рифообразующих организмов необходима температура воды не ниже 20°C, поэтому современные рифы ограничены теплыми водами Тихого и Индийского океанов. Остов рифа состоит из скелетов колониальных организмов: кораллов акропора, известковых водорослей литотамниум, губок, криноидей. Они нагромождаются друг на друга, образуя устойчивую, жесткую, пористую основу. В порах живут неколониальные кораллы, губки, моллюски, брахиоподы, мшанки, фораминиферы, водоросли. Отложения литотамний слагают гряды, защищая рифы от разрушения с наветренной стороны. У основания рифов накапливаются валуны, известковые пески, постоянно образующиеся при его разрушении волновыми процессами.

Рифовые сооружения изобилуют каверновыми пустотами. Такие пустоты присутствуют в скелетах многих рифообразующих организмов и образуются в том числе сверлящими организмами и действиями прибоя волн.

Ископаемые рифы вначале были обнаружены среди выходов известняков на поверхность. Позже начали их находить на глубине, в недрах Земли. Особенно богаты биогермами силурийские отложения в штатах Висконсина, Индиана, Онтарио и Иллинойс. Главными строителями рифов ниагарской формации (средний силур) были гастроподы, брахиоподы, кораллы, триллобиты. Многие из них имеют ядро, состоящее из пористого и кавернозного доломита. Размеры каверн составляют сантиметры и десятки сантиметров. Часть пустот образовалась в результате вторичных процессов растворения породы. Биогермы окружены тонкослоистыми плотными доломитами, иногда - предрифовыми обломочными шлейфами, слоями детрита рифового происхождения. Размеры их достигают нескольких километров в диаметре. Форма - округлая, эллипсоидная, гребневидная. Преобладают ловушки типа выступов и литологических экранов. Аналогом современного барьерного рифа является риф Капитан, находящийся в Пермском бассейне (Западный Техас, Нью-Мексико). Он состоит из доломитизированного известняка среднесилурийского возраста, выходит частично на дневную поверхность, простирается на 640 км. Толщина рифа составляет 360 м и более. На его склонах выявлены многочисленные месторождения нефти и газа.

Хорошие коллекторские свойства рифогенных пород обуславливают большие дебиты нефти в скважинах, высокий коэффициент нефтеотдачи, достигающий 0,6-0,9. Внутри рифовых массивов вследствие неоднородности коллекторских пород возникают локальные литологические экраны. При трансгрессии моря рифы перекрываются фациями глубокой впадины, при регрессии - лагунными отложениями. Эти породы не всегда являются надежными экранами, поэтому иногда создаются условия для перетока нефти в надрифовые структуры. Ловушки литологических экранов образуются также на краях рифовых массивов ввиду замещения биогермных пород бассейновыми отложениями. Всего в Пермском бассейне США выявлено (21) свыше 100 месторождений с залежами нефти и газа в барьерных и одиночных рифах силурийского и пермского возраста.

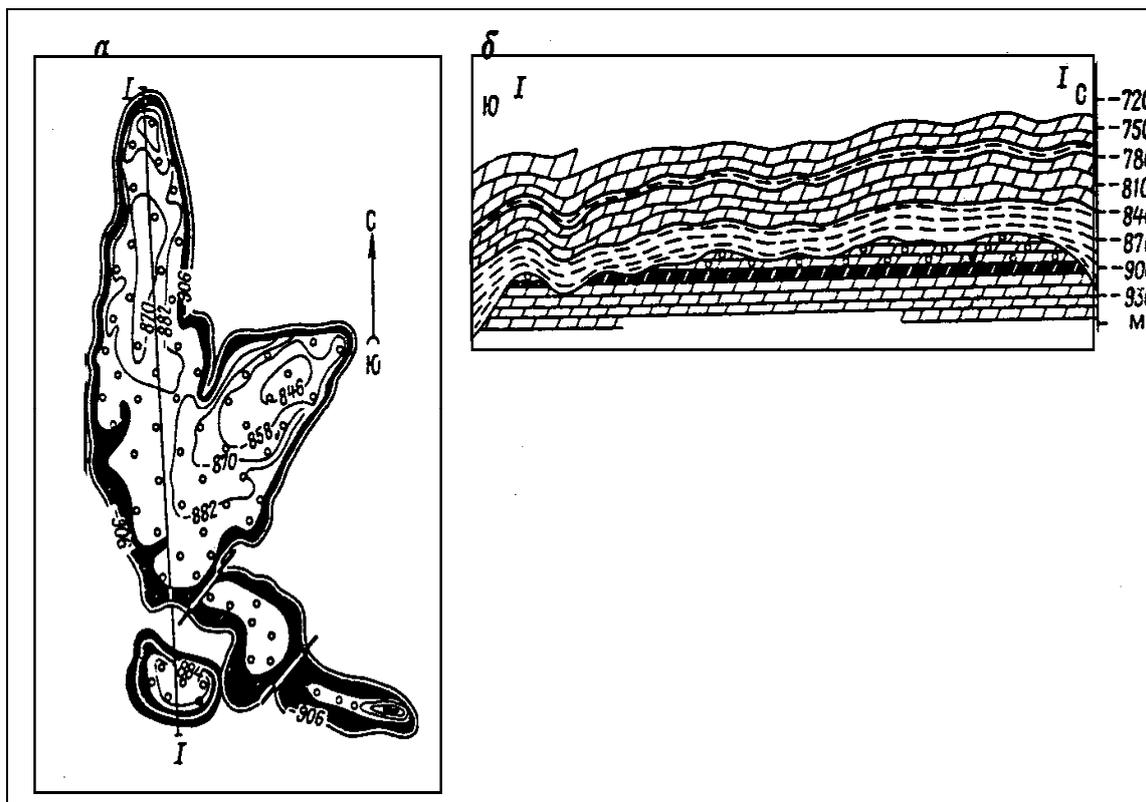
В Западно-Канадском нефтегазоносном бассейне известно около 250 месторождений в рифогенных отложениях. Большинство их находится в провинции Альберта. Они сложены в основном доломитизированными известняками девонского возраста, перекрыты глинистыми, реже хемогенными породами. Верхнедевонские рифы распространены

на юге провинции, среднедевонские - в центральной её части. Залежи нефти и газа содержатся в основном в одиночных рифовых постройках и в меньшем количестве - в барьерных рифах. Глубина их залегания 1500-2500м. Барьерные рифы формации Ледюк (Д<sub>3</sub>) расположены в центральной части провинции Альберта, образуют две зоны нефтегазо-накопления, представляющие в плане узкие извилистые цепочки. Ловушками служат выступы рифогенных пород высотой 100-200м, перекрытые глинистыми сланцами формации Айртон. Высота залежей составляет 45-85м. Пористость коллектора оценивается в 5-7%. Начальные извлекаемые запасы нефти отдельных залежей не превышает 10 млн.т. Примером месторождений, локализованных в одиночных рифах, является месторождение Ледюк-Вудбенд. Рифовый массив имеет высоту 300м. Нефтяная залежь имеет газовую шапку высотой 50м. Мощность нефтяной части составляет 9-19м. (см.рис.34). Пористость коллектора в среднем оценивается в 8%, проницаемость –  $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Начальные извлекаемые запасы нефти были оценены в 26,5 млн. т, газа - 14,5 млрд.м<sup>3</sup>.

В Мичиганском нефтегазоносном бассейне (США, Канада) выявлено около 100 месторождений, приуроченных к одиночным рифам силурийского возраста. Рифы сложены известняками, доломитами. Пористость их составляет 6-12%, проницаемость  $(1-50) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Большинство их относится к типу пинакл, характерными признаками которых являются округлая в плане форма, небольшая площадь (1-4 км<sup>2</sup>), значительная высота (120-140м). В Предаппалачском бассейне (Канада, провинция Онтарио) нефтеносны в основном силурийские рифы лоскутного типа, характеризующиеся небольшой высотой и значительной площадью. В Иллинойском бассейне (США) нефтеносны силурийские одиночные рифы типа пинакл, перекрытые глинистыми и карбонатными отложениями девона. Их очертания в плане весьма разнообразны: округлые, серповидные, треугольные и др. Запасы нефти в них незначительные, а более крупные залежи нефти локализованы в надрифовой толще, в структурах облекания.

В бассейне Мексиканского залива (США, Мексика) залежи нефти и газа выявлены в барьерных и одиночных рифах мелового возраста. Примером барьерно-рифового сооружения является риф Эдвард, представляющий собой узкий пояс органогенно-обломочных известняков мощностью около 300м. В его пределах выявлено свыше 30 преимущественно газовых скоплений. В западной части бассейна, на территории Мексики выделяется крупная зона нефтегазонакопления в рифе Эль-Абра мелового возраста, известная под названием Золотой пояс. К нему приурочена цепочка 60 нефтяных и газовых месторождений. Коллектор представлен массивными

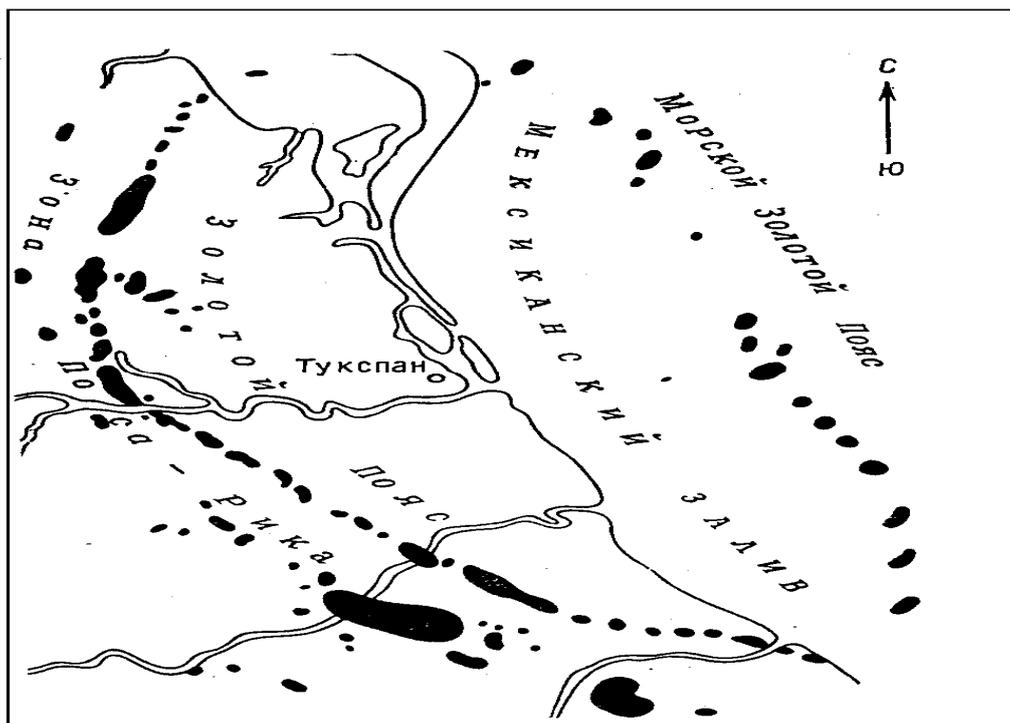
рифогенными известняками нижнего мела. Начальные дебиты нефти в скважинах здесь достигали нескольких тысяч тонн в сутки. Известняки перекрыты глинами верхнего мела и палеогена.



**Рис. 34.** Месторождение Ледюк-Вудбенд, Канада. Газонефтяная залежь в рифовых доломитизированных известняках свиты Ледюк (North American Petroleum, 1957).  
а - в плане; б - в разрезе

Ловушками являются выступы рифовой гряды. Средняя ширина продуктивной зоны составляет 1км. Общая протяженность Золотого пояса по суше составляет 165км. В плане он имеет дугообразную форму, является частью рифового кольца гигантского атолла, большая часть которого погружена под воды Мексиканского залива (см. рис.35). Размеры погребенного атолла составляет  $145 \times 65 \text{ км}^2$ . С запада Золотой пояс окаймлен формацией Тамабра, состоящей из предрифовых отложений - брекчий и плотных известняков шириной до 16км. В этой зоне выявлено 15 месторождений нефти и газа. Коллекторские свойства известняков здесь весьма изменчивые: пористость - 19%, проницаемость - от  $2 \cdot 10^{-15}$  до  $94 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

В Северной Африке на территории Ливии залежи нефти приурочены к барьерным и одиночным рифам позднемел-палеоцен-эоценового возраста. Они залегают на глубине 1-3км. Ловушками служат выступы рифогенных пород.



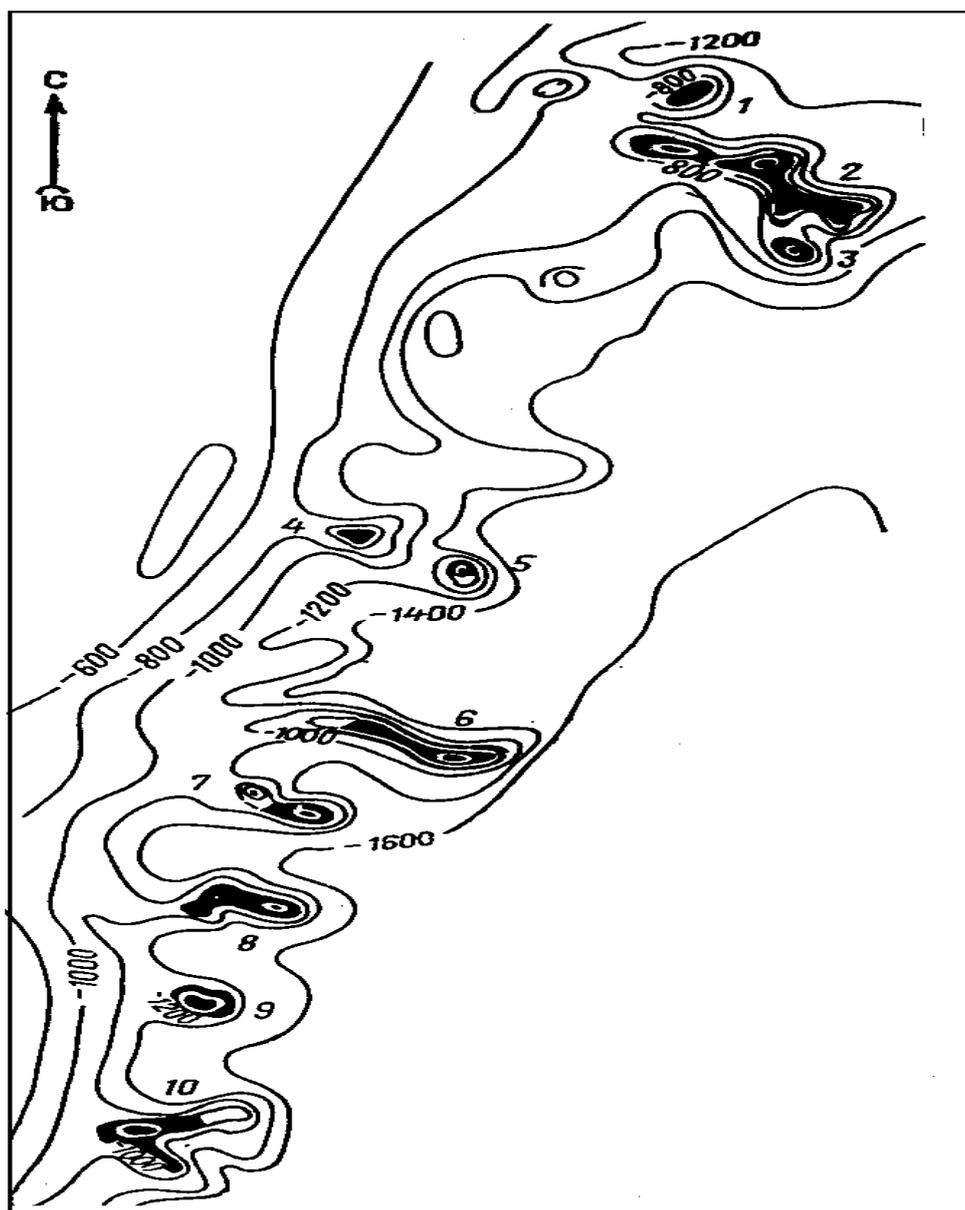
**Рис. 35.** Схема размещения месторождений в зонах нефтегазонакопления в рифах Золотой пояс, Паса-Рика, Морской пояс (Мексика) (по Кучену, Д.Бебу, К.Маджио)

На месторождении Зелтен размер ловушки составляет  $40 \times 20$  км<sup>2</sup>. Коллекторами являются рифовые известняки. Пористость их изменяется от 2 до 40% и более. Дебит нефти в скважине-первооткрывательнице составил 2337,3 т/сут. Примерно такое же строение имеют месторождения Гиало, Интизар и др. Начальные извлекаемые запасы месторождения Зелтен составляли 59,2 млн.т., Гиало - 269,3 млн.т. Месторождение Интизар приурочено к одиночному рифу типа пинакл. В плане риф имеет округлую форму, диаметр - около 5км, высота - 350м. Нижняя часть его состоит из водорослево-фораминиферовых известняков, верхняя - из коралловых известняков. Пористость коллекторов составляет 15-22 %, проницаемость в среднем –  $87 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Начальные дебиты нефти в скважинах достигали 9,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Одним из богатейших нефтеносных территорий земного шара является бассейн Персидского залива. Основной продуктивный горизонт здесь представлен известняками формации асмари среднеэоцен-раннеолигоценного возраста. На многих месторождениях эти известняки имеют характерные признаки рифовых образований. Известняки перекрыты соленосно-ангидритовой толщей миоцен-плиоцена. К рифу приурочено крупнейшее нефтяное месторождение Киркук, находящееся на территории Иракской республики. Продуктивная толща здесь представлена известня-

ками предрифовой и зарифовой фаций. Газоносные барьерные рифы позднепалеоцен-эоценового возраста выявлены на территории Пакистана. Нефтеносность одиночных рифов миоцена установлена в Индонезии.

На территории Российской Федерации нефтеносные раннепермские рифовые массивы выявлены в Предуральском прогибе. Здесь на западном борту Бельской впадины выявлена Ишимбайская зона нефтегазонакопления, контролирующаяся барьерным рифом субмеридионального простирания (см. рис.36).



**Рис. 36.** Предуральский прогиб, центральная часть Ишимбайской зоны нефтегазонакопления в нижнепермских одиночных рифах (по М.Ф.Мирчинку и др., 1974): Месторождения: 1- Кусяпкуловское; 2- Ишимбайское; 3- Термень-Елгинское; 4- Столяровское; 5- Северо-Зирганское; 6- Введенское; 7- Южно-Введенское; 8- Тереклинское; 9- Грачевское; 10- Староказанковское

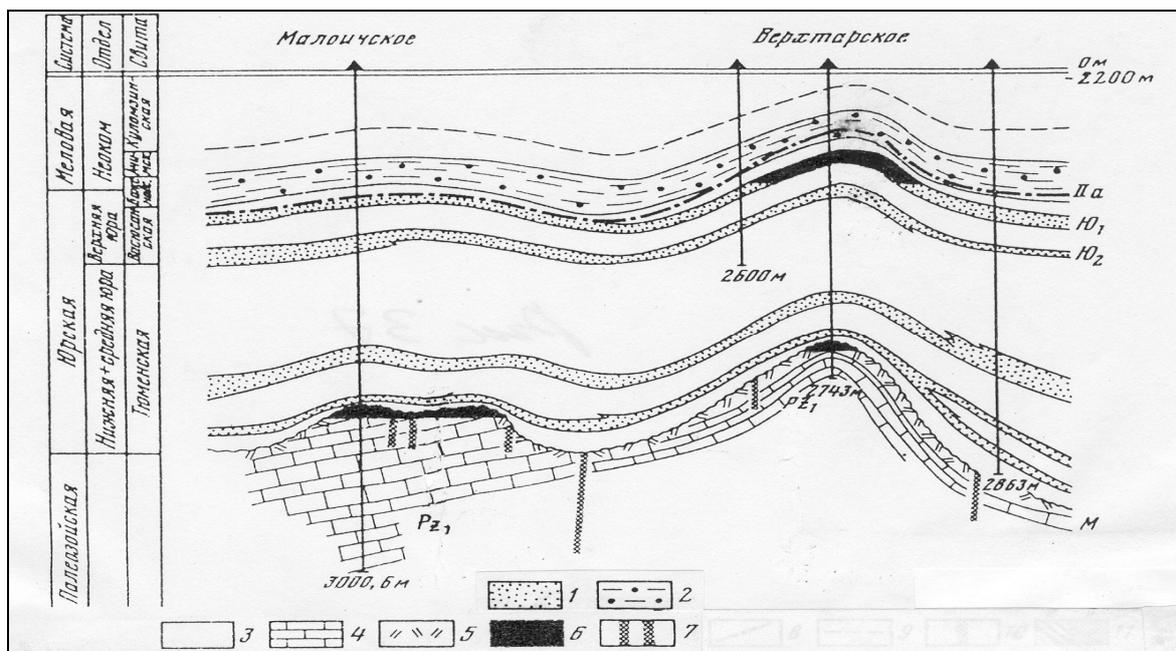
Ловушками являются одиночные рифы - выступы на барьерном основании. Форма их в плане округлая, удлинённая, либо более сложная, диаметр - 1-7 км, высота - 300-1000м. Коллекторами являются пористые кавернозные и трещиноватые известняки, доломиты. Внутри резервуара присутствуют участки плотных карбонатных пород. Региональной покрышкой служит галогенная толща кунгурского яруса. Пористость коллекторских пород достигает 35-40%, проницаемость составляет  $3 \cdot 10^{-16}$ - $13 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. В Камско-Кинельской впадине широко распространены рифовые постройки позднедевонско-раннекаменноугольного возраста. Однако ввиду плохого качества перекрывающей покрывки скопления нефти в них присутствуют лишь на единичных месторождениях. Нефтегазоносность рифогенных отложений раннепермского возраста установлена в Прикаспийской впадине. Здесь по-западному и северному бортам впадины прослежен барьерный риф протяженностью 1000км. Ширина рифа составляет 3-5 км. Он сложен мшанково-водорослево-коралловыми известняками мощностью до 800 м. Региональной покрывкой служит мощная галогенная толща кунгурского яруса. Глубина залегания рифа в Саратовской и Волгоградской областях составляет 1,5 - 2,5км, в Уральской и Оренбургской областях - 2,5 - 3,0км. Ловушками являются рифовые выступы, которые имеют форму гребней высотой 100-200м. В них локализованы в основном газоконденсатные скопления с нефтяными оторочками. Примером таких месторождений является Карачаганакское газоконденсатное месторождение. Пористость коллекторских пород доходит до 27%, проницаемость –  $12 \cdot 10^{-14}$  м<sup>2</sup>.

В Каракумском нефтегазоносном бассейне в пределах Западного Узбекистана в рифах келловейского и оксфордского возраста выявлено 20 газовых месторождений. Часть залежей содержит нефтяные оторочки. Коллекторские породы представлены кораллово - водорослевыми и органогенно - обломочными известняками.

#### **7.4. Природные резервуары и ловушки стратиграфически ограниченного типа**

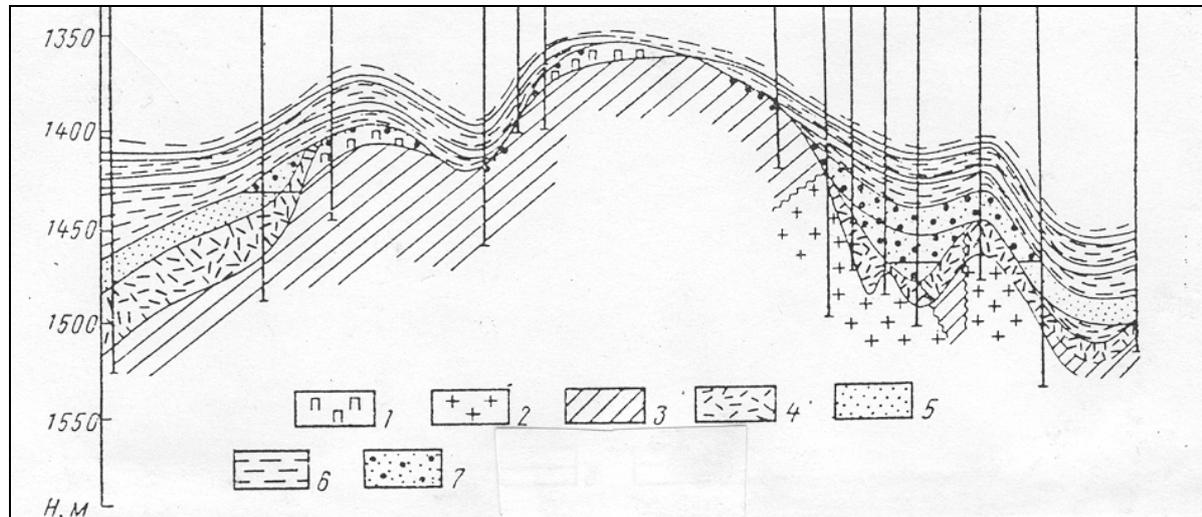
##### **Природные резервуары и ловушки эрозионно - останцового типа**

По Н.Ю.Успенской (1968г.) типичным примером нефтеносности погребенных выступов древнего эрозионного рельефа является месторождение Биг Синкинг в Кентуки, на восточном склоне Цинцинатского свода (США). Девонские известняки здесь имеют неровную поверхность, обусловленную древней денудацией. К этим выступам известняка, перекрытым моноклинально залегающими отложениями карбона, приурочены скопления нефти.



**Рис. 37.** Залежи нефти в коре выветривания палеозойского фундамента (горизонт М) и верхней юре (пласт Ю<sub>1</sub>) Малоичского и Верхтарского месторождений Западной Сибири (по К.Р.Чепикову, 1980):

- 1- песчаники; 2- битуминозные аргиллиты; 3- глины, алевролиты;  
4- известняки; 5- кора выветривания карбонатных пород; 6- нефть;  
7- разломы



**Рис. 38.** Трёхозерное месторождение с залежью нефти в коре выветривания палеозойского фундамента и песчаниках базального горизонта (Шаимский район, Западная Сибирь) (по А.Д.Сторожеву, 1965):

- 1-порфириты; 2-граниты; 3-метаморфизированные сланцы; 4-кора выветривания; 5-водонасыщенные песчаники; 6-глины; 7-нефть

На месторождениях Западного внутреннего бассейна в погребенных выступах рельефа ордовикских известняков и трещиноватых докембрий-

ских кварцитов выявлены массивные залежи нефти. На склонах выступов встречены насыщенные нефтью базальные песчаники.

В центральной части штата Канзас ловушки эрозионных выступов выявлены на северном борту впадины Анадарко (21). Выступы сложены доломитами кембрия и ордовика, перекрыты непроницаемыми породами пенсильванского возраста. В этих ловушках нефтяные залежи установлены на месторождениях Бемис-Шаттс, Холл-Гарней и др. Аналогичные залежи выявлены на месторождениях Эпко Пермского бассейна. В штате Огайо к подобным месторождениям относятся Маренго, Эдисон, Дэнмарк и др.

В акватории Бассова пролива (Австралия) в ловушках эрозионно-останцового типа крупные нефтяные залежи выявлены на месторождениях Халибут и Кингфиш. Массивные песчаники ранне-эоценового возраста, из которых состоят останцы - выступы, залегают полого наклонно, несогласно перекрыты глинами олигоцена. Пористость коллекторов в среднем составляет - 20 %, проницаемость колеблется от  $5 \cdot 10^{-14}$  до  $10^{-12}$  м<sup>2</sup>.

На территории Волго-Уральской провинции нефтяная залежь в ловушке эрозионно-останцового типа выявлена на Шакшинском месторождении (27). Останец высотой 80м здесь сложен известняками турнейского яруса, перекрыт глинистыми отложениями визейского яруса. В Западно-Сибирском бассейне на некоторых месторождениях Березовского и Шаимского районов из выветрелых и трещиноватых пород, слагающих эрозионные выступы палеозойского фундамента, были получены промышленные притоки нефти и газа. В Нюрольской впадине нефтесодержащие эрозионные останцы - выступы фундамента состоят из известняков силур-девонского возраста. Они несогласно перекрыты песчано-глинистыми отложениями юрского возраста, залегающими почти горизонтально и играющими роль региональной покрышки (см. рис.37). Однако, практика показывает, что в большинстве случаев породы фундамента сложены плотными непроницаемыми породами, играющими роль флюидоупора, а останцы - выступы фундамента резервуарами для нефти и газа являются лишь в тех случаях, когда они сложены пористыми или повышенно трещиноватыми породами.

### **Природные резервуары и ловушки кор выветривания**

Коры выветривания характеризуются вертикальной зональностью. Зоны отличаются друг от друга степенью преобразования первичных пород, минеральным составом и физическими свойствами. Состав продуктов коры выветривания зависит от состава материнских пород, климатических и геоморфологических условий их образования. Геологов - нефтяников интересуют, прежде всего, пористость, проницаемость горных пород коры

выветривания, площадь распространения и объём сложенного ими резервуара.

Самая нижняя часть коры выветривания определяется как зона дезинтеграции горных пород. Продуктами этой зоны являются щебенчатые, брекчиевидные, трещиноватые породы, сохранившие первоначальный цвет и структуру. Вторая зона - зона выщелачивания, начального разложения пород. Продуктами её является рыхлые, мягкие или плотные глинисто-обломочные кусковатые, сетчатые обесцвеченные породы. Третья зона - называется пятнистой. Она состоит из рыхлых, глинистых, глинисто-песчаных кусковатых пород, пятнисто окрашенных, бурых, желтых, бурозеленых, участками сохраняющих реликты первичной породы. Важнейшими новообразованными минералами этой зоны являются каолиниты, монтмориллониты, нонтрониты, окислы, гидроокислы. Четвертая зона - зона конечного гидролиза и окисления - сыпучие глинисто-охристые, песчано-охристые породы с конкрециями. Новообразованными минералами этой породы являются кремнеземы, каолиниты, галлаузиты, гетит, гидрогетит, гематит, окислы алюминия.

В природных условиях такая четырехслойная кора выветривания формируются и сохраняется редко. Образования коры выветривания, встречающиеся в скважинах на границе фундамента и осадочного чехла, в абсолютном большинстве случаев представлены лишь нижними двумя зонами, т.е. выветрелыми трещиноватыми породами. Во-вторых, такие образования имеют нерегулярное площадное распространение. Поэтому какие-либо критерии конкретного их прогноза отсутствуют, кроме правила бурить поисковые скважины до вскрытия фундамента. Сейсмическими методами они не картируются ввиду их малой мощности. Г.А.Каледа (1990г.) отмечает, что “коры выветривания подвергаются денудации и в большинстве случаев оказываются смытыми со сводов структур, где под стратиграфическими несогласиями сохраняется лишь зона дезинтеграции либо практически нетрещиноватые породы фундамента. Поэтому ловушки в корях выветривания размещаются на крыльях положительных структур, хотя известны и нормальные антиклинальные ловушки (с.40)”.

В Техасе группа нефтяных залежей Литтон-Спрингс выявлена в вулканических породах верхнего мела (16). Нефть в них залегает так же, как и в других проницаемых породах, перекрыта непроницаемой крышкой. К корам выветривания и продуктам их переотложения приурочены залежи на месторождениях Панхэндл-Хьюгтон, Клифсинд, Рэм, Лейктон. На месторождении Панхэндл кора выветривания развита на гранитах, риолитах, порфиритах и диабазлах, слагающих фундамент. На крыльях поднятия мощность её доходит до 250-300м. Дебиты нефти в скважинах колеблются в широких пределах: от нескольких тонн до 150 тонн в сутки.

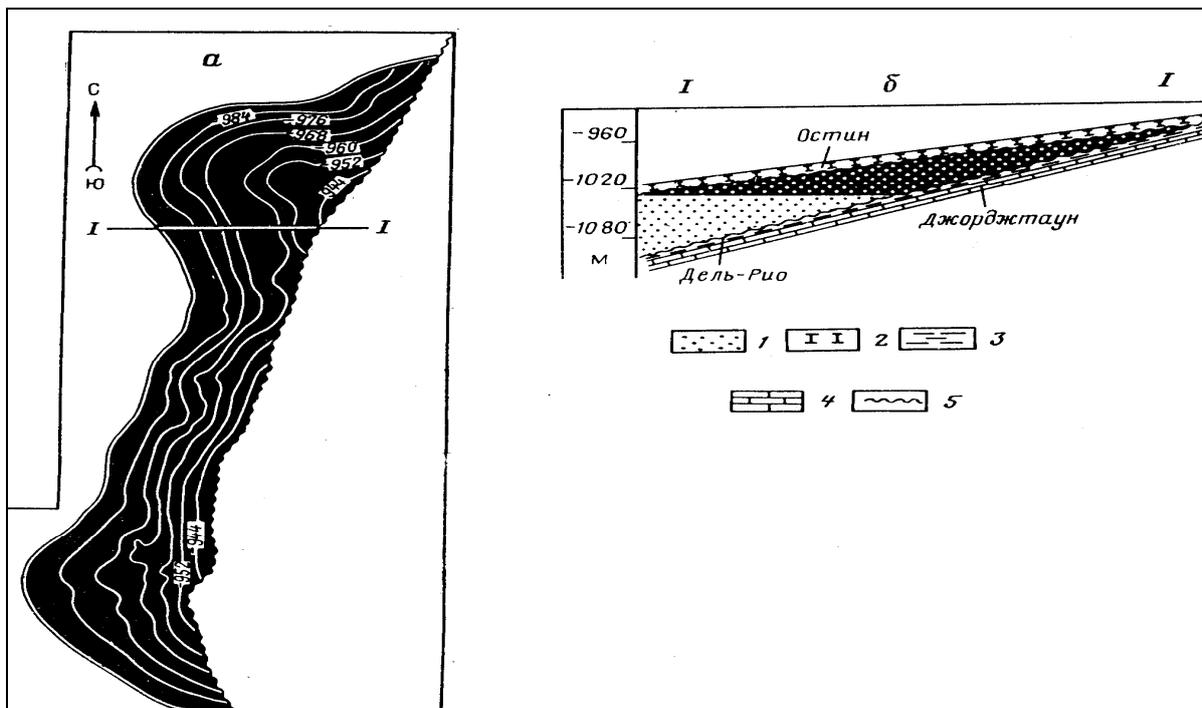


Рис. 39. Месторождение Ист-Тексас (США). Нефтяная залежь в песчаниках Вудбайн в плане (а) и в разрезе (б) (по А.Ловорсену 1970):  
1-песчаники; 2-мел; 3-глины; 4-известняки; 5-несогласия

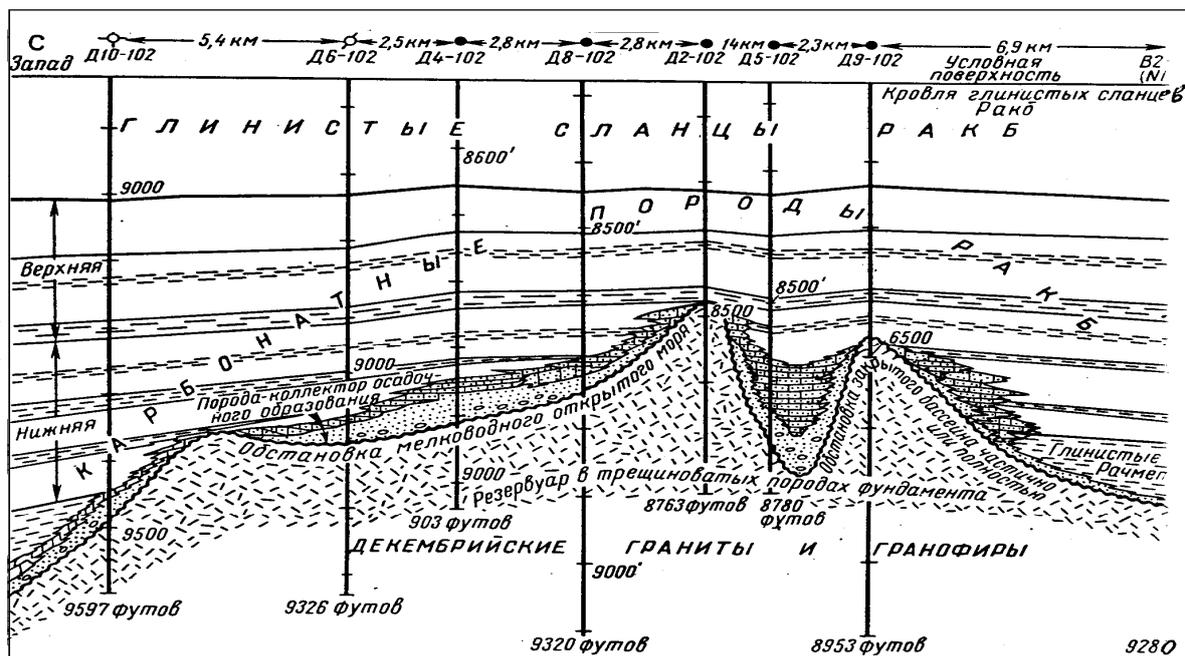
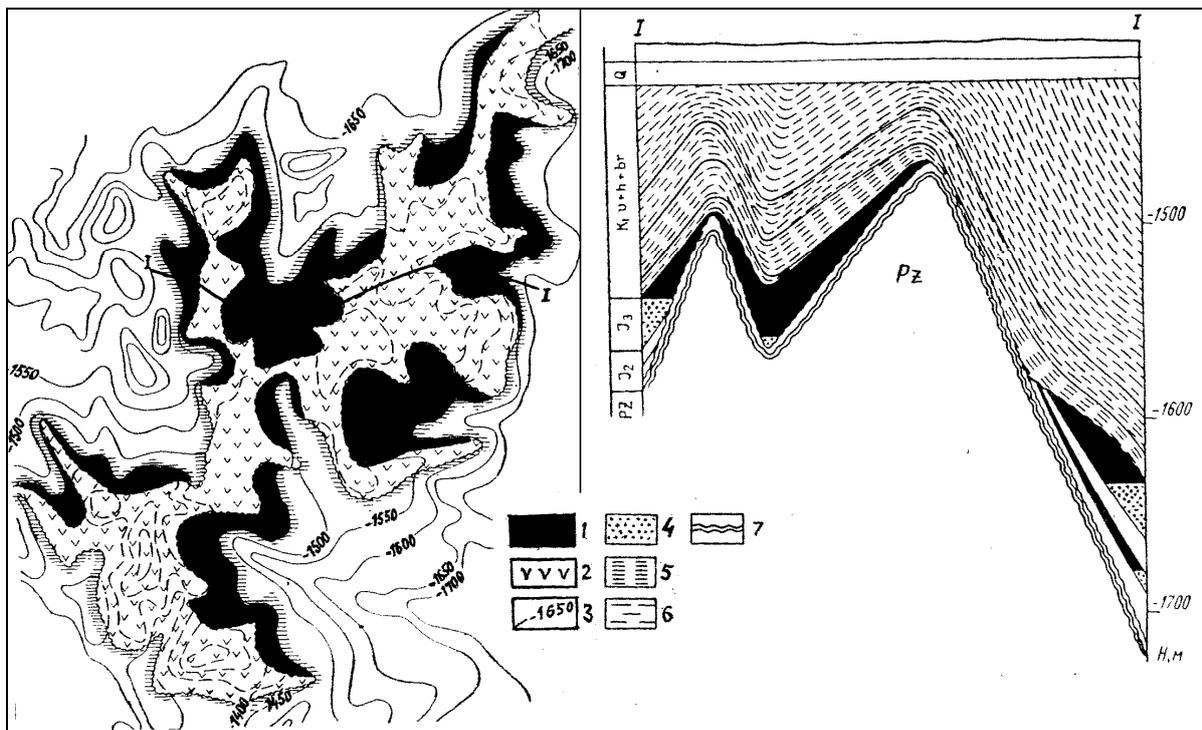
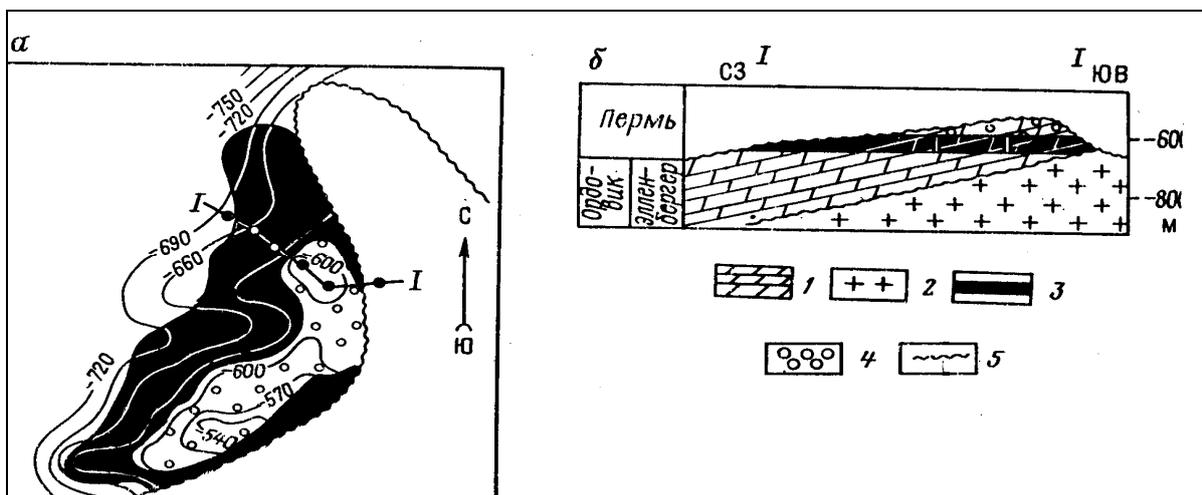


Рис. 40. Профильный разрез через месторождение Ауджила (Ливия). Показано соотношение пород фундамента и осадочного чехла, базальные слои. Вертикальный масштаб увеличен в 66 раз (по Р.Е.Кингу, 1972)



**Рис. 41.** Заливообразные залежи нефти в базальных слоях на склонах Шаимского мегавала (Западная Сибирь) (по А.Д.Сторожеву, 1965):  
 А-структурный план; Б-профильный разрез через Мортымья-Тетеровское месторождение по линии I-I.

1-нефть; 2-выступы палеозойского фундамента; 3-изогипсы кровли фундамента;  
 4-песчаник водоносный; 5-аргиллиты битуминозные;  
 6-аргиллиты; 7-глинистые сланцы



**Рис. 42.** Месторождение Эпко (США). Газонефтяная залежь в доломитах серии Элленбергер в плане (а) и в разрезе (б) (Occurrence of Oil and Gas in West Texas, 1957):  
 1-доломиты; 2-глины; 3-нефть; 4-газ; 5-границы несогласия

Залежи нефти в продуктах коры выветривания гранитных и карбонатных пород кембро-ордовика выявлены на Центрально-Канзасском своде поднятия. На месторождении Крафт-Прус в одной из скважин нефть получена из трещиноватых кварцитов. На других локальных поднятиях (Горхэм, Кригер-Хилл, Бивер-Хилл и др.) притоки нефти были получены из сильно трещиноватых выветрелых гранитов. На Кубе на месторождении Жатибонико встречены залежи нефти в коллекторах, состоящих из серпентинита. Ряд залежей нефти, локализованных в коре выветривания фундамента, выявлен в Маракайбском бассейне Южной Америки и в Ливии на севере Африки. Отдельные нефтепроявления в коре выветривания фундамента были выявлены и на Русской платформе. Залежь нефти в зонах повышенной трещиноватости и проницаемости в кровле эффузивных пород верхнего мела установлена на месторождении Мурадханлы в Азербайджане.

В Западной Сибири на ряде месторождений Березовского и Шаимского районов Приуральской нефтегазоносной области зоны трещиноватости и коры выветривания магматических и метаморфологических пород палеозойского фундамента совместно с базальными отложениями юры образуют единый природный резервуар для нефти и газа. Позже такие залежи были выявлены в Ханты-Мансийской, Нюрольской впадинах и на Нижневартовском своде. Примером таких месторождений являются Трехозерное нефтяное и Игримское газовое месторождения (*см. рис.38*). На Игримском месторождении из зоны дезинтеграции пород фундамента был получен приток газа 655 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Изложенные факты убедительно свидетельствует, что кора выветривания фундамента является одним из перспективных объектов для поисков нефти и газа на платформенных территориях.

### **Природные резервуары и ловушки базальных слоёв**

Базальные слои являются еще одним перспективным объектом, генетически связанным с поверхностями несогласия. Если кора выветривания по возрасту и генезису принадлежит к нижнему структурному ярусу (фундаменту), залегает под поверхностью несогласия, то базальные слои входят в состав верхнего (платформенного) яруса и залегает над поверхностью несогласия. Сливаясь друг с другом, они часто совместно образуют единый природный резервуар, иногда распространяясь на значительной площади. Обычно под “базальными слоями” понимаются песчаники, гравелиты, конгломераты, лежащие в основании трансгрессивной серии осадков. Они образуются в результате переработки ранее накопившихся продуктов, в условиях устойчивого и длительного стояния моря в зоне пологих берегов моря. Примером их являются верхнеюрские песчаники и гравелиты незначительной мощности, лежащие в основании платформенного

чехла на Приуральском склоне Западно-Сибирской геосинеклизы. Здесь они известны под названием вогулкинской толщи (пачки). На тех участках, где трансгрессия моря происходит интенсивными темпами, и глубина моря превышает толщину зоны деятельности волновых процессов, базальные песчаники не образуются. Трансгрессивная серия осадков в таких случаях начинается глинистыми отложениями. Этим объясняется отсутствие базальных песчаных отложений на большей части территории осадочных бассейнов.

Базальные песчано-гравелитовые и конгломератовые слои выявлены во всех нефтегазоносных бассейнах, но, как правило, они имеют ограниченное распространение. В северо-восточной части Луизианы (США) установлен продуктивный пояс Тусколузы сложенный верхнемеловыми отложениями. В основании этой формации залегают нефтеносные базальные песчаники, выклинивающиеся вверх по восстанию слоев. Мощность песчаников 55м. Под поверхностью несогласия залегают глинисто-песчаные отложения формации Пулаксы. Одним из крупных месторождений, приуроченных к этому поясу, является месторождение Дели. В штате Техас крупная зона нефтегазонакопления установлена на западном склоне поднятия Сэбин. Продуктивная песчано-глинисто-конгломератовая толща Вудбайн общей мощностью до 90 м здесь залегает несогласно на отложениях нижнего мела. Пласты прослеживаются на расстоянии 250км, перекрыты непроницаемыми породами формации Остин (верхний мел). Наиболее крупным месторождением этой зоны является Ист – Тексас с начальными извлекаемыми запасами нефти

810 млн.т. (*см. рис.39*). Месторождение приурочено к зоне выклинивания продуктивного пласта по восстанию. К югу от него вдоль линии выклинивания выявлен ряд мелких и средних по запасам нефтяных и газовых залежей.

На месторождении Хорету-Каньон (штат Нью-Мексико) продуктивными являются песчаники формации Тосито позднемелового возраста. Они залегают на размытой поверхности нижней части формации Манкос, состоящей из глинистых пород. Нижний пласт формации Тосито ограничен пределами замкнутой депрессии, простирающейся параллельно эрозионному хребту (21). В песчаниках присутствуют включения глауконита, коллофана, обломки морской фауны. На восточном склоне Западного внутреннего бассейна в зоне выклинивания базальных пенсильванских песчаников Бартлсвилл выявлен ряд нефтяных месторождений: Глен, Новата, Бэрд Крик и др. На месторождении Боскан (Восточная Венесуэла) резервуар сложен базальными песчаниками олигоценного возраста. Они залегают непосредственно на поверхности несогласия. Продуктивными являются и лежащие под ними верхнеэоценовые песчаники формации Боскан. Залежи с севера ограничены непроницаемыми породами, с востока - разломом сбросового типа. В Ливии на месторождении Ауджила докем-

брийский фундамент представлен сильно трещиноватыми, выветрелыми гранитами, риолитами, гранофирами. В двух скважинах нефть добывается из сильно выветрелых гранофилов, риолитов. Дебиты нефти при этом достигали 165-420 тонн/сутки. На фундаменте залегает базальный кластический комплекс поздне мелового возраста мощностью от 3-10м до 100-185м. Над ними лежат карбонатные породы формации Ракб поздне мелового возраста (*см. рис.40*). Продуктивная базальная пачка обломочных пород представляет собой толщу, образовавшуюся в начальный период трансгрессии моря, сложена известковистыми песчаниками. Песчаники состоят из плохо окатанных обломков кварца, полевых штатов, гранофира, риолита. Степень сортировки зерен низкая. Эти породы являются также одним из главных резервуаров на нефтяных месторождениях Амаль, Нафура. В Северной Италии на месторождении Сернано газовая залежь выявлена в базальных конгломератах, гравелитах и песках плиоценового возраста. Породы-коллекторы залегают на размытой поверхности мергелей олигоцена. Мощность базальных слоев достигает 100м.

На Русской платформе длительные перерывы осадконакопления существовали в кембрии, поздне мезозое и раннем девоне. Эти перерывы фиксируются выпадением из разреза кембрия, нижнего девона образованием терригенных пачек или континентальных отложений среди карбонатных толщ. Несогласие на границе докембрийского фундамента и платформенного чехла изучено слабо. Нижняя часть платформенного чехла, состоящая из рифейских, нижневендских, ордовик-силурийских отложений практически не разбурена. В основании вышележащих среднедевонских терригенных отложений развит базальный горизонт - токатинская свита, состоящая из песчаников, гравелитов, конгломератов. По Н.Ю.Успенской (1968г.) к базальным отложениям относятся также терригенные породы низов франского яруса (яблоновские слои) Самарской Луки, продуктивная толща Туймазы, нефтеносные пашийские песчаники среднего девона Камского вала, радаевский и бобриковский горизонты песчаных пород нижнего карбона. По простиранию в направлении к глубоководным частям впадин и прогибов базальные песчаные слои замещаются глинистыми отложениями.

В Западной Сибири базальные терригенные отложения широко развиты на Приуральском склоне. Здесь они известны под названием вогул-кинской толщи. Она сложена разнотельными песчаниками, гравелитами, конгломератами келловей-оксфорд-кимериджского возраста, содержит включения глауконита, обломки раковин двустворок, прослойки аргиллитов, алевролитов, органогенно-обломочных известняков, спонголитов. Мощность её достигает 60-70м. В Березовском районе она газоносна, в Шаимском районе - нефтеносна. Характерной её особенностью является накопление на склонах и на подножьях локальных поднятий и Шаимского мегавала (*см. рис.41*). На сводовых частях антиклиналей она отсутствует.

По этой причине залежи часто имеют кольцевую, полукольцевую и заливообразную формы. С нижележащими продуктами коры выветривания и трещиноватыми породами фундамента они образуют единый природный резервуар. В восточном направлении вогулкинская толща замещается глинами абалакской и даниловской свит. В Шаимском районе в состав резервуара входит также трёхозерная толща, состоящая из тех же пород, но имеющая волжский возраст. По простиранию она замещена битуминозными глинами мулымьинской свиты. В Красноленинском районе признаки базальных отложений имеет шеркалинская свита нижней юры. В её составе выделяются две пачки кварцевых песчаников и гравелитов, залегающие на палеозойском фундаменте и выполняющие трогообразный прогиб. Песчаники насыщены нефтью и выделяются как продуктивные пласты ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> (см. рис.33). Шеркалинская свита по простиранию замещается отложениями горелой свиты, состоящей из аргиллитоподобных глин с редкими прослоями песчаников, гравелитов.

### **Природные резервуары палеокарстового типа**

Карстовые процессы происходят в основном на поверхности Земли, когда поверхностные воды, проникая по трещинам в карбонатные толщи, растворяют кальцит и доломит и переносят их в растворенном состоянии в другие водоёмы. При этом образуются полости растворения пещерных и каверновых размеров. Примерами их являются современные Кунгурские пещеры Предуралья. Образование таких полостей возможно и на глубине, в подземных условиях, когда растворение карбонатных пород происходит в процессе циркуляции подземных вод по слоям, трещинам, зонам трещиноватости. Из всех карбонатных минералов легче всех растворяется арагонит, из которого состоят оолиты и раковины макро - и микрофауны.

Выделяя этот тип резервуара в отдельный класс, Г.А.Габриэлянц (1970) в качестве примера назвал месторождения Пуласки (США) и Троицко-Печорское (РФ). Месторождение Пуласки находится в Аппалачской впадине. Скопления газа здесь локализованы в отдельных сообщающихся пещерных пустотах и трещиновато-кавернозных участках известняков ордовика, залегающих моноклиально. Подобное месторождение выявлено также в миссисипских известняках в Восточном внутреннем бассейне. Оно имеет название Джексонвилл.

А.Г.Алексин и др. (1985г.) отмечают, что в Румынии в ловушках эрозионных и в большей мере карстовых долин, промоин и трещин, развитых в поздне меловых карбонатных отложениях Мизийской плиты, выявлено более 40 месторождений нефти и газа. Эти примеры позволяют утверждать, что исследованию поверхностей несогласия следует уделять серьезное внимание. Длительный перерыв в осадконакоплении способствует эрозии и выветриванию пород, образованию вторичных пустот и

открытых трещин. Поэтому вблизи поверхности несогласия коллекторские свойства пород улучшаются, а на тех участках, где породы не были затронуты процессами выветривания, породы сохраняются плотными, практически непроницаемыми. В качестве примера можно назвать приуроченность наиболее богатых залежей нефти к зоне интенсивного карста, развитого на вершине Центрально-Канзасского свода (США) и на крыльях некоторых локальных поднятий.

### **Природные резервуары и ловушки стратиграфически экранированного типа**

Это - ещё один тип природных резервуаров и ловушек, генетически обусловленных перерывами осадконакопления. В классификации американских геологов (*табл.18, 19*) он определен как ловушки под поверхностью несогласия. Значимость таких ловушек в пределах того или иного нефтегазоносного бассейна зависит от масштабов проявления перерывов осадконакопления в пространстве и во времени. Длительные перерывы осадконакопления охватывают большие пространства и проявляются угловыми несогласиями, образованием кор выветривания. Ярким примером таких несогласий является граница между фундаментом и осадочным чехлом на платформенных территориях. Внутри платформенных чехлов перерывы регионального ранга проявлены незначительными угловыми несогласиями и нарушениями стратиграфической последовательности слоёв, в особенности, в нижних и верхних этажах разреза. Примером их является несогласие между бавлинской свитой (рифей-венд) и девонской системой на Русской платформе, между ордовиком и миссисипскими отложениями (нижний карбон), между девоном и пенсильванскими слоями (нижняя пермь) на Северо-Американской платформе. Менее масштабные перерывы осадконакопления относятся к категории зональных и локальных рангов и выявляются теми же методами детальной корреляции разрезов скважин по керновому материалу.

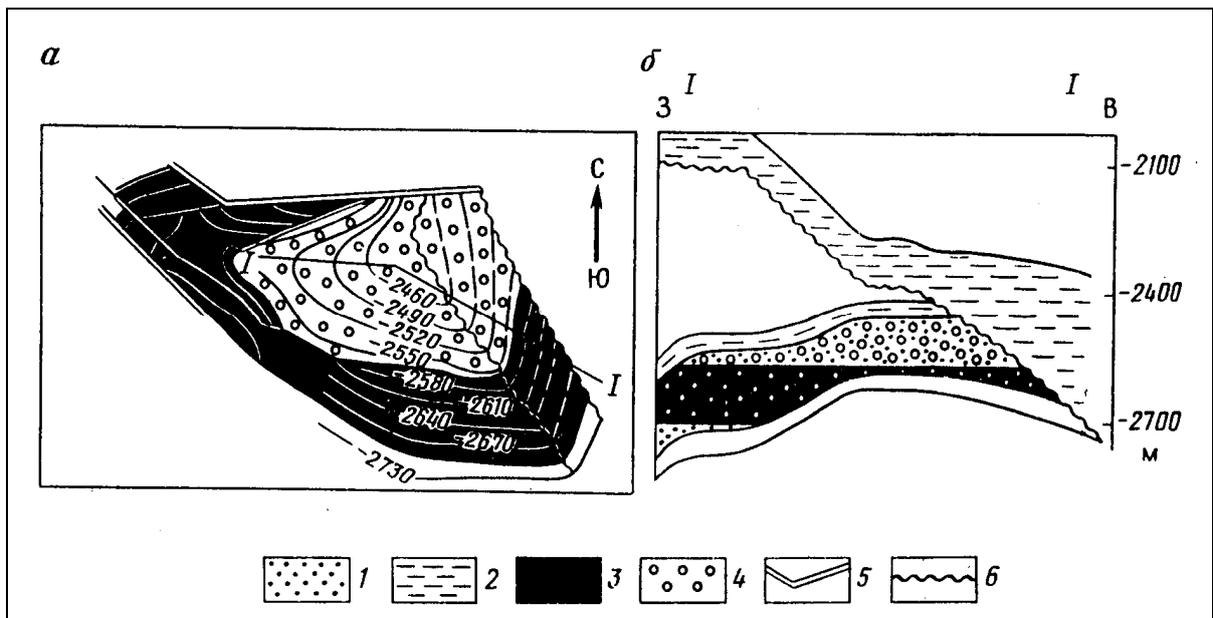
Почти все примеры залежей нефти и газа стратиграфически экранированного типа, приведенные в Атласе месторождений и книгах, посвященных неантиклинальным ловушкам, позаимствованы из американского опыта. Это объясняется тем, что перерывы осадконакопления и несогласия внутри осадочного чехла на этом континенте проявлены ярко и хорошо изучены бурением.

В юго-западной части Пермского бассейна (шт.Техас) прослеживается зона нефтегазоносности, приуроченная к предпермскому размыву. Большинство месторождений локализовано на склонах поднятия Центральной платформы. Продуктивными являются карбонатные отложения

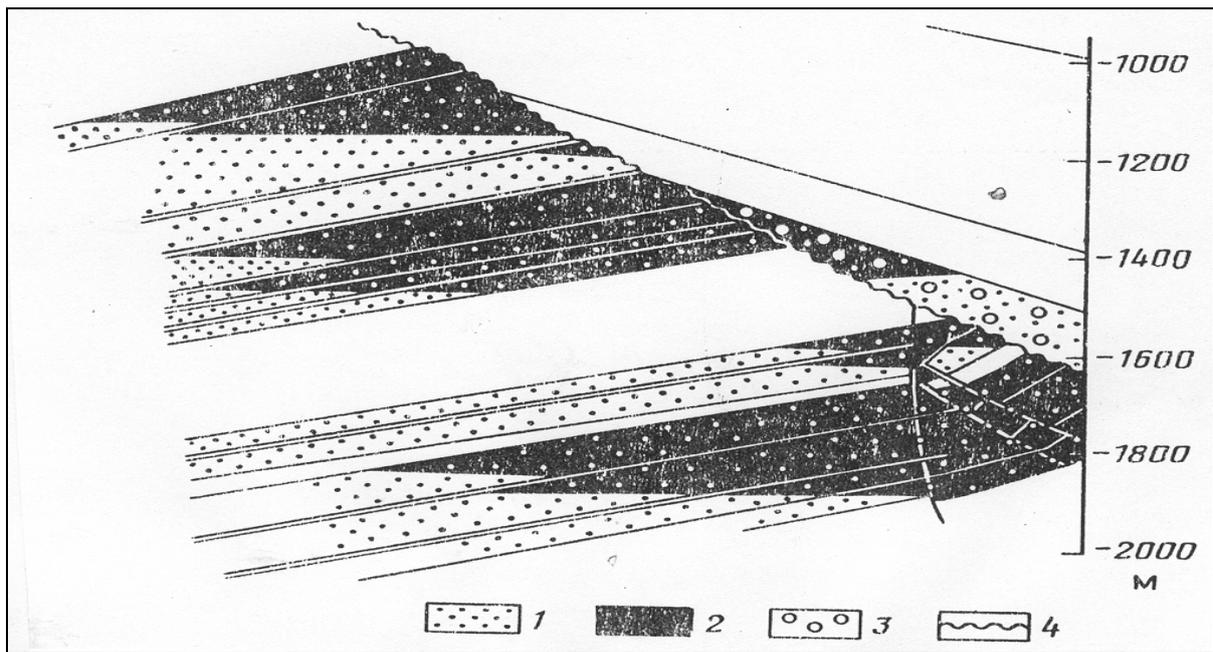
ордовика, силура и девона, несогласно перекрытые глинистыми отложениями пермского возраста. Примером этой группы месторождений является газонефтяное месторождение Эпко (см. *рис.42*). На арктическом склоне Аляски находится крупнейшее газонефтяное месторождение Прадхо-Бей с тремя залежами в ловушках стратиграфически экранированного типа (*рис.43*). Коллекторские пласты сложены известняками миссисипий, песчаниками пермо-триаса и мелового возраста. С севера залежи ограничены разрывным нарушением, с востока несогласно перекрыты глинистыми породами. Подобное строение имеет Ахтырско-Бугундырское месторождение, расположенное на южном борту Азово-Кубанского прогиба. Коллекторами здесь служат пески, песчаники и алевролиты палеоцена, залегающие моноклинально, срезанные по восстанию слоев и перекрытые с азимутальным несогласием глинистыми породами майкопской свиты (*рис.44*). В Азербайджане структурно-стратиграфическая залежь выявлена на месторождении Казанбулак. Коллекторский пласт представлен фараминиферовыми слоями эоцена, с несогласием перекрыт глинами майкопской свиты (*рис.45*).

На Русской платформе до 1979г. специальные геолого-геофизические работы с целью поисков неантиклинальных залежей не проводились. Большинство известных литологических и структурно-литологических залежей на этой территории было выявлено при разбуривании структурных ловушек. Наиболее крупное несогласие здесь установлено в низах платформенного чехла между рифей-вендордовикскими и среднедевонскими отложениями. Бурением оно практически не изучено. В Вышележащих девон-каменноугольных и пермских отложениях перерывы осадконакопления были относительно кратковременными и к образованию заметных угловых несогласий не привели.

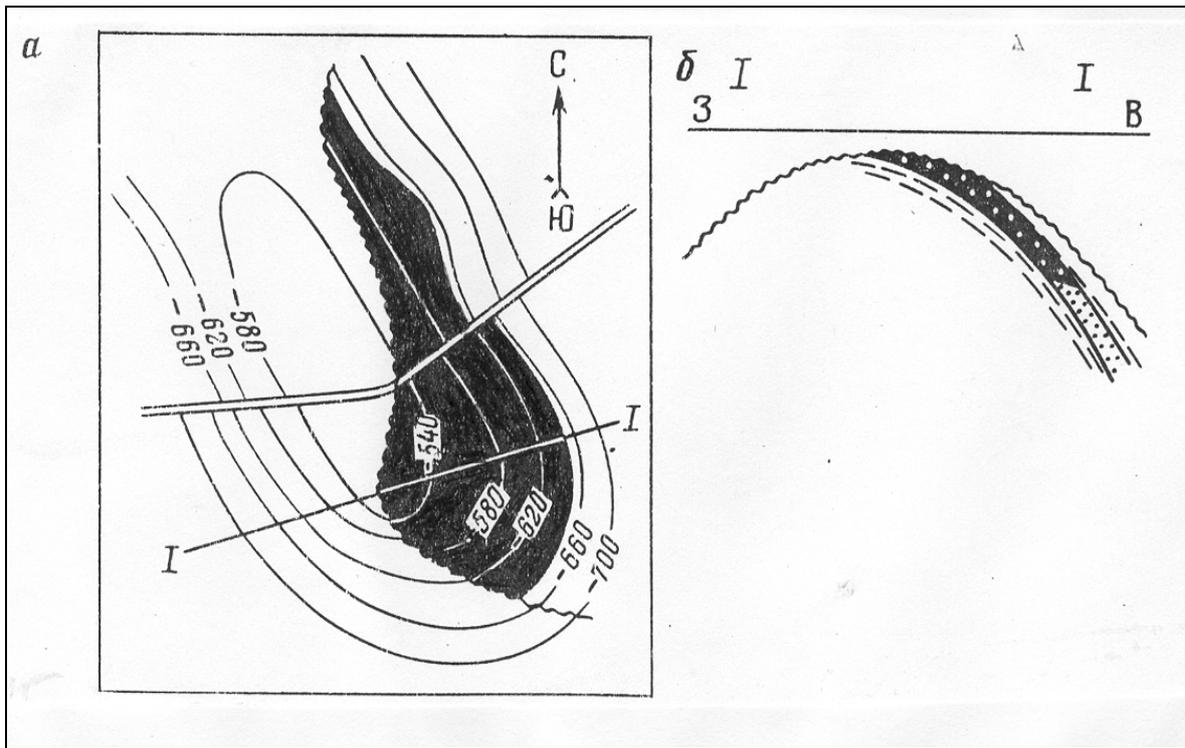
В Западной Сибири самым крупным несогласием является граница между палеозойским фундаментом и мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом. Нефтегазоносные объекты коры выветривания палеозоя в Нюрольской, Ханты-Мансийской впадинах и на Приуральской моноклинали здесь экранированы юрскими глинистыми отложениями. Внутри осадочного чехла угловое несогласие типа клиноформного залегания отчетливо фиксируется на сейсморазрезах в бурриасваланджин-готеривской части разреза. Длительные перерывы осадконакопления в продуктивной части разреза отсутствуют. Абсолютное большинство залежей нефти и газа неантиклинального и комбинированного типов здесь было выявлено при разбуривании структурных ловушек и относятся к литологическому и структурно-литологическому типам (*рис.46*).



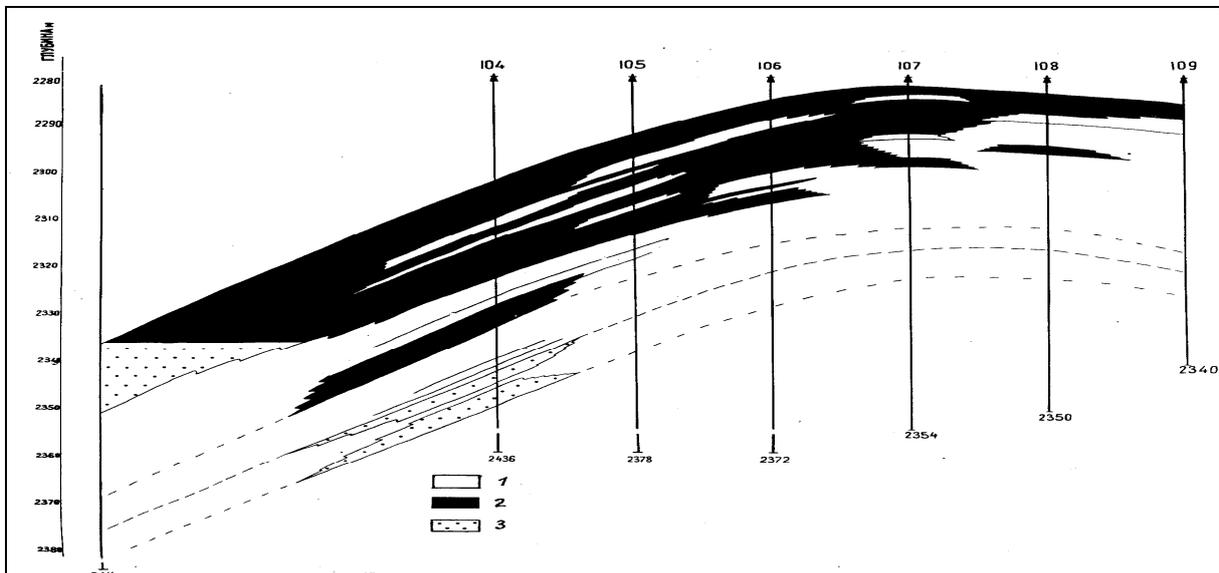
**Рис. 43.** Месторождение Прадхо-Бей (США). Газонефтяная залежь в песчаниках Садрочит серии Прадхо-Бей в плане (а) и в разрезе (б) (Oil and Gas, 1971, vol 69, №4):  
 1-пески и песчаники; 2-глины; 3-нефть; 4-газ; 5-разломы; 6-границы несогласия



**Рис. 44.** Ахтырско-Бугундырское месторождение (южный борт Азово-Кубанской впадины). Нефтяные залежи под поверхностью несогласия (по Н.П.Пашковой и А.Ф.Матюхину, 1967):  
 1-пески, песчаники; 2-нефть; 3-газ, конденсат; 4-линия несогласия



**Рис. 45.** Месторождение Казанбулак (Азербайджан). Нефтяная залежь под поверхностью несогласия, в размытых фораминиферовых слоях, трансгрессивно перекрытых толщей глин майкопской серии, в плане (а) и в разрезе (б)  
(Геология нефти. Справочник, т.2, кн.1, 1968)



**Рис. 46.** Структурно-литологическая залежь в пласте BC<sub>10</sub> Западно-Сургутского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) (по материалам СибНИИМП, 1978.):  
1-глины; 2-нефть; 3-песчаник водонасыщенный

## Природные резервуары и ловушки стратиграфического типа, прилегающие к несогласию

В классификации американских геологов (*табл.19*) этот тип определен как ловушки над поверхностями несогласий. К ним отнесены:

- 1) долины заполнения;
- 2) склоны древнего рельефа;
- 3) крыльев структур.

Согласно такому определению в этот класс попадают все природные резервуары:

- 1) базального типа, описание которых дано выше;
- 2) выполняющие эрозионные впадины, прогибы, трог, долины;
- 3) примыкающие к моноклиналям, бортам, склонам региональных и мелких структур, сложенных более древними отложениями.

Природные резервуары, выполняющие древние речные долины, рассмотрены выше. Исследования на континентах показывают, что первоначально впадины и прогибы закладываются на месте эрозионной поверхности. На первых стадиях последующего их развития днища их перекрываются молодыми осадками, а позже в этот процесс вовлекаются их бортовые части, склоны островов, полуостровов, где процесс формирования несогласного залегания продолжается ещё несколько веков, а иногда и периодов. Знакопеременные вертикальные тектонические движения иногда приводят к размыву ранее отложенных осадков и переотложению их на других частях бассейна. Но крупные тектонические блоки типа Татарского и Башкирского сводов в Волго-Уральском бассейне сохранили свою устойчивость на протяжении нескольких периодов. Базальный горизонт - токатинская свита (эйфельский ярус), сложенный разномерными песчаниками, гравелитами, конгломератами, в направлении к древним сводам выклинивается. Сложно-извилистая линия выклинивания прослеживается на склонах Жигулевско - Пугачевского, Татарского сводов, Бузулукской впадины. Живетский ярус (пласты D<sub>I</sub>, D<sub>II</sub>, D<sub>III</sub>) выклинивается на склонах и вершинах Татарского, Башкирского, Жигулевско-Пугачевского сводов и Мелекесской впадине. Елховский горизонт (низы нижнего карбона) в осевых зонах прогибов представлен аргиллитами и глинистыми известняками, а в бортовых зонах - мелководно-морскими, озерно-болотными, дельтовыми и речными отложениями. Залегающие выше радаевско-бобриковские слои (пласты группы С) в основном накапливались в континентальных условиях, выклиниваются на севере региона. В зонах выклинивания названных пластов (D<sub>0</sub>, D<sub>I</sub>, D<sub>II</sub>, D<sub>III</sub>, D<sub>IV</sub>, С-I, С-II и др.) выявлен ряд месторождений с залежами структурно-стратиграфического типа: Екатерининское, Карагайское, Северо-Камское, Краснокамское и др. Сильно извилистая форма линий выклинивания песчаных слоев создает благоприятные условия для образования неантиклинальных ловушек и залежей.

В Тимано-Печорской провинции в составе платформенного чехла выделяются три структурных этажа, разделенных стратиграфическим и угловым несогласием: нижнепалеозойский (досреднедевонский), среднедевон-нижнетриасовый, мезозойско - кайнозойский. Залежи углеводородов, выявленные в среднедевонско - нижнефранском терригенном комплексе, большей частью относятся к структурно-литологическому и структурно-стратиграфическому типам. В турнейско-средневизейском терригенном комплексе выявлены 12 залежей таких же типов. Структурно-литологические залежи выявлены в песчаной пачке, лежащей в основании казанского яруса пермской системы, а на севере региона - и в терригенном триасе.

В Западной Сибири в примыкающих к несогласию пластах верхней юры (вогулкинская толща) залежи выявлены в основании платформенного чехла в Березовском и Шаимском районах на Приуральском склоне. Краткая характеристика этих базальных слоев дана выше. В Красноленинском районе нефтеносные базальные слои (шеркалинская свита) имеет более древний - раннеюрский возраст. Внутри платформенного чехла стратиграфические крупные несогласия отсутствуют. Выявленные залежи нефти в неантиклинальных и комбинированных ловушках в отложениях верхней юры (васюганская свита) и неокома (пласты БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub>, БС<sub>10</sub>) относятся к типу литологического экранирования.

Выводы по характеристике залежей нефти и газа, пространственно и генетически связанных с несогласиями, сводятся к одному: несогласия необходимо исследовать, выявлять и картировать серьезнейшим образом, ибо такой подход во всех нефтегазоносных регионах является эффективным поисковым методом. Несогласия контролируют ловушки:

- 1) в коре выветривания, зонах трещиноватости, разрыхления, выщелачивания, перекрытых молодыми отложениями;
- 2) в пластах, срезанных и позже перекрытых осадками молодого возраста;
- 3) в базальных песчаниках, гравелитах, конгломератах, лежащих на размывтой поверхности древних пород;
- 4) в пластах проницаемых пород, примыкающих к поверхности несогласия;
- 5) в эрозионных врезках типа речных долин.

## **8. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА**

Природные резервуары нефти и газа являются геологическими телами различных размеров, форм, состава, строения и происхождения. Поэтому, для их изучения привлекаются те же методы, что и для изучения

любых других геологических тел (*табл.22*), но делаются акценты в направлении изучения тех их признаков, которые являются определяющими при поисках, разведке и подсчете запасов нефти и газа, с учетом особенностей геологического строения каждого конкретного региона.

Таблица 22

**Классификация геологических методов исследования**

Составил Е.М.Максимов

Объект исследования	Методы исследования
1. Геологическое строение регионов, их больших и малых частей	<p>I. Полевые и лабораторные методы</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологическое картирование различных масштабов (комплекс полевых методов)</li> <li>2. Аэро- и космическая съемка</li> <li>3. Бурение исследовательских, поисковых и разведочных скважин</li> <li>4. Геофизические методы               <ul style="list-style-type: none"> <li>- магниторазведка</li> <li>- гравиразведка</li> <li>- сейсморазведка,</li> <li>- геофизические методы исследования скважин и др.</li> </ul> </li> <li>5. Геохимические методы:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- геохимическая съемка</li> <li>- гидрохимическая съемка</li> <li>- газовая съемка и др.</li> </ul> </li> <li>6. Лабораторный анализ проб горных пород, воды, газов:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- определение физических свойств</li> <li>- химический анализ</li> <li>- спектральный анализ</li> <li>- гранулометрический анализ</li> <li>- палеонтологический анализ</li> <li>- микроскопия и др.</li> </ul> </li> </ol>
2. Описательный и цифровой материал, полученный полевыми и лабораторными методами	<p>II. Методы обработки фактического материала</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Построение геологических, тектонических, структурных и др. карт, профильных разрезов, колонок, графиков</li> <li>2. Создание банка данных на магнитных носителях</li> <li>3. Обработка цифрового материала математическими методами на компьютере по комплексу программ</li> <li>4. Математическое моделирование природных объектов и процессов</li> </ol>
3. Карты, профильные разрезы, колонки, графики, математические модели	<p>III. Методы геологического анализа</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Метод актуализма в геологии</li> <li>2. Метод мощностей</li> <li>3. Метод аналогий (сравнительного анализа)</li> <li>4. Фациальный анализ</li> <li>5. Формационный анализ</li> </ol>

	<p>III. Методы геологического анализа</p> <p>6. Палеогеологический анализ, построение палеоструктурных, палеотектонических, палеогеографических, палеогео-морфологических карт, профилей, графиков</p> <p>7. Метод актуализма в геологии</p> <p>8. Метод мощностей</p> <p>9. Метод аналогий (сравнительного анализа)</p> <p>10. Фациальный анализ</p> <p>11. Формационный анализ</p> <p>12. Палеогеологический анализ, построение палеоструктурных, палеотектонических, палеогеографических, палеогео-морфологических карт, профилей, графиков</p> <p>13. Системный подход в геологии</p> <p>14. Исследование неоднородности геологических тел</p> <p>15. Установление закономерностей в пространственном распределении исследованных параметров</p> <p>16. Построение карт прогноза месторождений полезных ископаемых</p>
--	--

Практика показывает, что геологические объекты по размерности подразделяются на региональные, зональные и локальные ранги. Соответственно классифицируются и научно-исследовательские работы (*табл.23*). По признаку временной последовательности исследовательская деятельность всех уровней делится на три этапа:

1. сбор фактического материала (первичной информации) в полевых условиях и лабораториях;
  2. обработка фактического материала (информации) и получение обобщающих результатов в виде различных карт, графиков и т.д.;
  3. построение теорий и прогнозов.
- Рассмотрим последовательно каждый из этих этапов.

**Таблица 23**

**Классификация научно-исследовательских работ по рангам.  
Составил Е.М. Максимов**

Ранги научно-исследовательских работ		Объекты исследования	
		по площади	по разрезу
	региональный уровень	нефтегазоносные бассейны, области	осадочные чехлы, нефтегазоносные комплексы

	зональный уровень	нефтегазоносный район	группы пластов, пачки
	локальный (детальный) уровень	локальное поднятие, месторождение, залежь	пласты

### 8.1. Полевые методы исследования природных резервуаров нефти и газа

К полевым методам относятся:

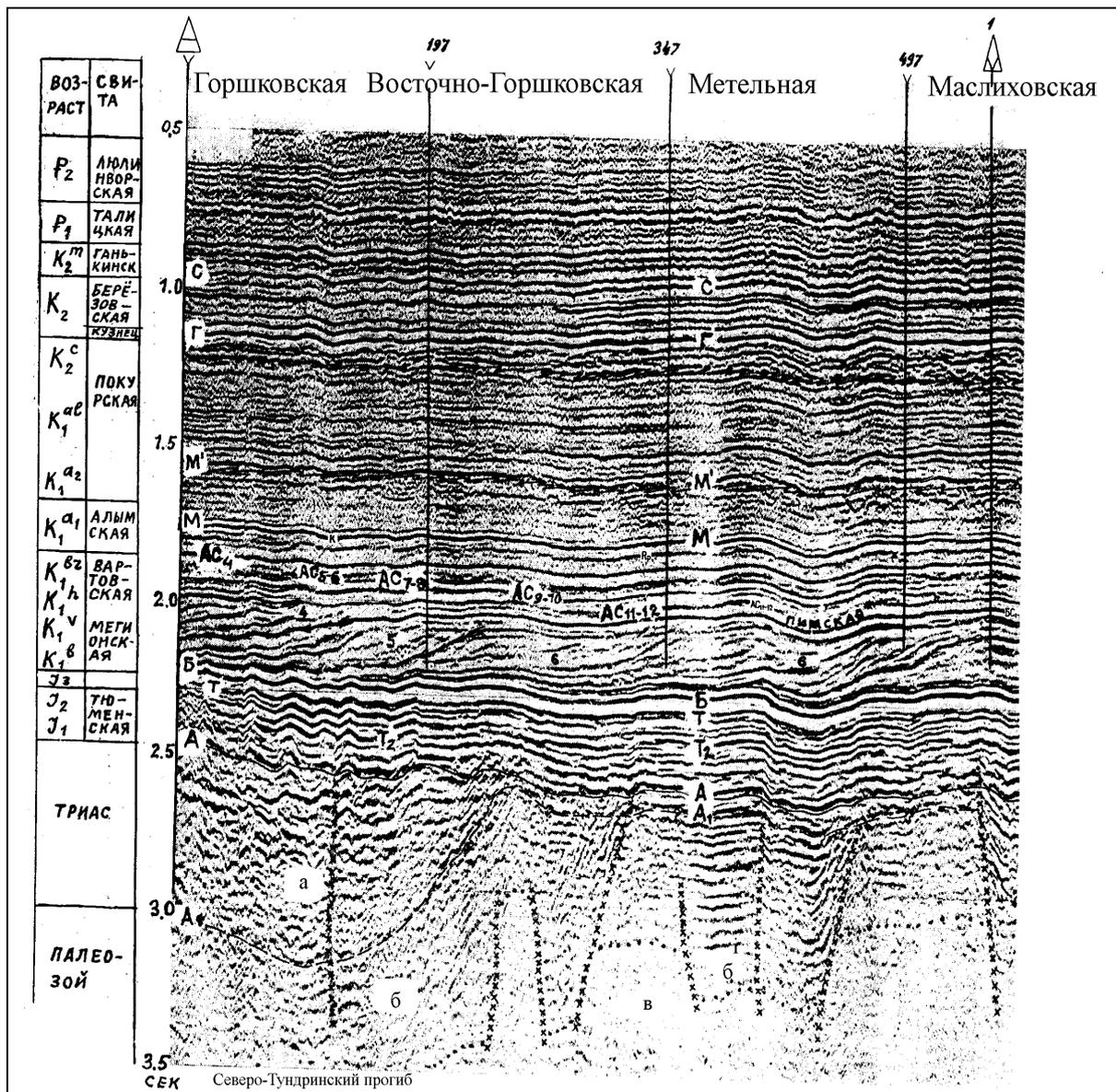
1. геологическая съемка - маршрутные геологические наблюдения, документация обнажений горных пород, составление геологической карты района;
2. проходка шурфов, канав, разведочных шахт, штолен, их геологическая документация;
3. бурение поисковых и разведочных скважин, их геологическая документация;
4. геофизическая съемка:
  - гравиразведка;
  - магниторазведка;
  - сейсморазведка.
5. геофизические исследования (каротаж) скважин;
6. геохимическая съемка;
7. отбор проб горных пород, воды, нефти, газа для химического, физического и других видов анализа.

Геологическая съемка. На геологической карте изображаются геологические тела, выходящие на дневную поверхность. Природные резервуары нефти и газа на дневную поверхность выходят только в горных районах или на склонах гор. Здесь их можно изучать на обнажениях, в шурфах, канавах, шахтах (колодцах), штольнях. Примерами являются нефтеносные слои, выходящие на дневную поверхность на Кавказе (Азербайджан), в Предкавказье (Дагестан, Чечня, Кубань), на Тимане (Тимано-Печорская провинция). На равнинных и низменных территориях природные резервуары нефти и газа находятся на глубине, сверху перекрыты другими слоями, доступны для изучения методом бурения скважин и геофизическими методами.

Работа геолога на скважине в основном заключается в приемке и документации керн. Проектом бурения скважины отбор керн обычно предусматривается только с интервалов глубин, где ожидаются нефтесыщенные пласты. Принимая керн, геолог следит за его раскладыванием в ящики в порядке последовательности извлечения его кусков из колонковой трубы. После этого он выполняет его первичную документацию в виде макроскопического описания пород по интервалам проходки, с выделением слоев различного литологического состава. Он же осуществляет отбор проб керн, нефти и воды на различные виды анализов и отправляет их в лабораторию.

Трудно сейчас представить геологию без геофизики и геохимии. Но так было. Скважины бурились вслепую, наугад или по интуиции, вблизи скважины, давшей нефть. Начиная с 1930-х годов, геофизика и геохимия заняли ведущее место в практике геолого-поисковых работ. Теперь геолог работает в паре с геофизиком, ему принадлежит право геологической интерпретации геофизических профилей и карт. Преимуществом геофизических методов является возможность непрерывного наблюдения вдоль профиля или по стволу скважины. Длина геофизического профиля зависит от масштаба исследований и может достигать нескольких тысяч километров. Густота сети профилей и точек наблюдения на местности также зависит от масштаба исследований.

Гравиметрическая и магнитометрическая съемка масштаба 1:200000 выполнена для всей территории Российской Федерации. Положительные и отрицательные аномалии, изображающиеся на этих картах, неоднократно интерпретировались геологически при составлении тектонических карт фундамента Западно-Сибирской плиты. В Прикаспийской впадине гравиметрический метод применяется для выявления соляных куполов внутри платформенного чехла. В большинстве регионов платформенный чехол в магнитном и гравиметрическом отношениях является нейтральным. Поскольку он сложен почти горизонтально лежащими слоями, то для выявления внутри него тектонических структур эффективно используется сейсморазведка. Записи полевых сейсмических наблюдений теперь производятся с использованием компьютерной технологии. Такая техника получения и обработки информации позволила модернизировать сам метод сейсморазведки и использовать его для решения задач детального уровня - на уровне пласта, локального поднятия. Теперь на рабочем столе геолога кроме каротажных диаграмм скважин постоянно находятся сейсмические профили, на которых видны сейсмоотражающие слои всех рангов (*рис.47*).



**Рис. 47.** Фрагмент широтного регионального сейсмопрофиля Р – 1. Западный склон Сургутского свода (Западная Сибирь).

(Геологическая интерпретация по О.М. Мкртчяну и др. 1987г):

Региональные сейсмические горизонты: С – кровля березовской свиты;

Г – кровля покурской свиты; М – подошва алымской свиты;

Б – кровля баженовской свиты; Т – кровля тюменской свиты; Т<sub>2</sub> – внутри тюменской свиты; А – кровля триаса; А<sub>1</sub> – кровля палеозойского фундамента.

Клиноформы: 4 - пимская; 5 – маслиховская; 6 – лянторская

Сейсмическим методом определяется форма и размеры геологических тел, в том числе и природных резервуаров, выявляются форма и размеры антиклинальных складок - структурных ловушек нефти и газа, разрывные нарушения слоев и др. Пользуясь сейсмическими разрезами, геолог имеет возможность значительно повысить точность построения схемы корреляции пластов, вскрытых скважинами. Такая работа является важным

звеном в комплексе работ, выполняющихся для подсчета запасов нефти и газа по каждому пласту: на основе схемы корреляции строятся все карты подсчетных параметров. Если допущена ошибка в корреляции разрезов, значит, будут ошибочными и все другие карты, построенные на ее основе.

Геофизические исследования (каротаж) скважин для нефтепоисковых целей начал применяться в 1920-х годах. Датчики, которые спускаются в ствол скважины на кабеле, позволяют определять многие физические свойства горных пород, находящихся на глубине: естественную радиоактивность, электропроводимость и др. Существует около 15 видов и модификаций каротажа скважин, которыми регистрируются изменения показаний различных датчиков по стволу скважины. Записи показаний датчиков в виде непрерывных кривых называются каротажными диаграммами.

Основой геохимических методов является массовый отбор проб горных пород, вскрытых скважинами, для различных видов химического анализа. В нефтяной геологии химическому анализу подвергается рассеянное органическое вещество (РОВ), находящееся в горной породе. Определяется количество, химический состав, тип РОВ. При испытании скважин из каждого опробуемого интервала отбираются пробы нефти, конденсата, газа и воды. Все отобранные пробы документируются и отправляются в химическую лабораторию.

Отбор проб горных пород для лабораторных анализов. Как уже отмечалось выше, горные породы обладают множеством геологических, химических и физических свойств. Геолога-нефтяника прежде всего интересуют их свойства, по которым считаются запасы нефти и газа, прогнозируются новые залежи, ловушки, природные резервуары. По существующим стандартным требованиям пробы керн отбираются для следующих видов анализа:

1. Определение плотности породы.
2. Определение пористости породы.
3. Определение проницаемости породы.
4. Определение нефтенасыщенности породы-коллектора.
5. Определение водонасыщенности породы-коллектора.
6. Изготовление прозрачного шлифа для петрографического исследования.
7. Гранулометрический анализ.
8. Битуминологический анализ.
9. Спектральный анализ.
10. Микрофаунистический анализ.
11. Палинологический анализ.

Исследовательский интерес геолога на этом не ограничивается. Узко направленные (специальные) исследования ведутся для определения менее известных свойств на образцах керн. К таким видам анализа относятся:

1. Электронно-микроскопический анализ.
2. Рентгено-структурный анализ.
3. Люминесцентный анализ.
4. Трещинный анализ.
5. Конкреционный анализ.
6. Циклический анализ.

Множественному анализу подвергаются и пробы нефти, конденсата, газа, воды, отобранные из скважины при испытании пластов-резервуаров.

В условиях Западной Сибири с целью поисков месторождений нефти и газа используется метод геохимической съемки с отбором проб из снежного покрова. Современные методы позволяют выявлять в этих пробах углеводороды высокооктанового ряда, миграция которых происходит из глубины по микротрещинам и порам горных пород (А.В.Рыльков, В.А.Гущин и др., 1996). Результаты съемки увязываются с данными сейсморазведки района исследований и используется для прогноза залежей углеводородов.

## **8.2. Лабораторные методы исследования керна**

Керн - основной источник геологической информации о глубоко залегающих горных породах. Благодаря ему, мы узнаем о минералогическом и петрографическом составе слоев, лежащих на глубине в "вечном мраке", о содержащихся в них фаунистических и растительных остатках, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др. Без керна была бы невозможной и геологическая интерпретация каротажных диаграмм и других геофизических материалов, поскольку такая интерпретация основана на сопоставлении показателей приборов, полученных при каротаже скважин, и физических параметров образцов керна, определенных в лаборатории.

В поисковых и разведочных скважинах керн отбирается только с глубин, где ожидается проходка продуктивных пластов. Остальная часть скважины проходится без отбора керна, а определение литологического состава и границ слоев на этих интервалах производится по каротажным диаграммам. Поэтому при описании керна геолог всегда работает одновременно и с каротажными диаграммами, интерпретируя их литологически.

Первичная документация керна включает в себя поинтервальное, по-слойное макроскопическое описание пород, отбор образцов и проб на различные виды анализа. Выделение слоев по керну так же, как и при описании обнажений, производится по петрографическому составу: слой 1 - песчаник, слой 2 - алевролит, слой 3 - аргиллит, слой 4 - частое переслаивание песчаников, алевролитов и т.д. Описание горных пород производится в последовательности: название, цвет, структура, текстура, отдельность, минеральный состав, включения. Для осадочных горных пород структура определяется по размеру зерен: мелкозернистая, среднезернистая и т.д.

Текстура определяется по типу слоистости: параллельно-, линзовидно-, ко-со-, волнисто-, тонко-, грубо-слоистая. Замеряются углы наклона слоев, трещин, прожилков. Отмечается степень трещиноватости пород.

Для определения минералогического состава зерен и включений применяются увеличивающие линзы, раствор соляной кислоты, индикаторные жидкости и другие средства. Включениями в осадочных горных породах чаще являются фаунистические остатки, конкреции, минеральные зерна и агрегаты, заполняющие каверны, поры, трещины, обломки углефицированных стеблей растений. Внутри слоя включениями являются прослойки, гнезда, отдельные обломки, гальки, гравий инородных пород. Все включения тщательно исследуются, замеряются, оцениваются количественно, поскольку наличие их определяет степень неоднородности слоя. С другой стороны, включения являются одним из главных диагностических признаков, по которым реконструируются условия осадконакопления.

Устанавливается характер границ перехода одних слоев в другие: резкий, постепенный градиционный или способом тонкого переслаивания.

Тщательно исследуются границы свит, ярусов, которые часто бывают резкими, несогласными. Признаками несогласного залегания являются базальные конгломераты, гравелиты, песчаники, кора выветривания, разрыхления, каолинитизации, угловые несогласия слоев, резкое изменение состава, структуры, текстуры, плотности и других свойств горных пород, лежащих ниже и выше поверхности несогласия. Текст описания сопровождается зарисовками, фотографиями.

С керна отбираются эталонные образцы, в том числе для изготовления шлифов, пришлифовок, пробы на различные виды анализа. Все отобранные образцы и пробы регистрируются, сопровождаются этикетками, отправляются в лаборатории.

Расчленение разреза на литотипы. По комплексу признаков, в перечень которых в первую очередь входят петрографический состав, структурно-текстурные характеристики, макроскопически видимые включения, разрез скважины расчленяется на литотипы. Для терригенных толщ Западной Сибири методика выделения литотипов разработана М.Ю.Эрвье (1987 г.). Ею выделено 12 литотипов песчаных пород, 9 типов алевролитов, 14 литотипов глинистых пород (*см. глава 1*). Этот перечень показывает, какое широкое разнообразие видов одной и той породы существует в геологическом мире. Соответствующими условными знаками литотипы показываются на вертикальных колонках скважин. После этого строятся профильные разрезы и карты литотипов для пласта-коллектора. Литотипы переинтерпретируются в генетические типы, а карты литотипов - в фациальные карты (*рис. 6, 7*). Сеть эксплуатационных скважин густая (500×500м), поэтому по их данным становится возможным выделять объекты малых размеров и существенно уточнить общую модель литологического строения пласта-резервуара, построенную по результатам бурения разведочных

скважин. На *рис.8* показан пример выделения литотипов в пластах ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> Талинского нефтяного месторождения Красноленинского района Западной Сибири. Выделены 5 литотипов по проницаемости пород-коллекторов. По совокупности таких профилей построена детальная трехмерная модель строения резервуара, заново подсчитаны эффективные толщины, объемы, извлекаемые запасы в границах распространения каждого литотипа. Определена технология разработки залежи с учетом этой модели.

Практика показывает, что осадочные толщи построены по закону цикличности. Поскольку керн в скважинах отбирается фрагментарно, то на этом материале становится возможным выделение циклов только низких рангов. Циклы высших рангов выделяются по каротажным диаграммам.

Вся первичная информация по анализу керна, в том числе и описание керна с выделением литотипов, вносится в картотеку, банк данных, которые периодически корректируются по мере поступления новых данных.

Гранулометрический анализ. Терригенная порода представляет собой смесь обломков различной размерности, различного минералогического состава. Чем крупнее размер обломков, тем крупнее поры между ними и тем выше проницаемость. Чем выше содержание мелких и мельчайших частиц, тем меньше поры и тем хуже проницаемость. Для классификации терригенных пород по размерам и степени отсортированности обломков разработан гранулометрический метод. Образец породы разрушается (разрыхляется) в ступе, обрабатывается кислотой, промывается, высушивается, взвешивается. Проба просеивается через сита с различными диаметрами отверстий. Полученные фракции взвешиваются и по весу определяется долевое участие каждой из них в общей массе пробы. Гранулометрические пробы отбираются в каждой скважине и по несколько штук от каждого пласта. В итоге получается довольно представительный материал для массового анализа по каждому месторождению и по каждому пласту. Для извлечения из этого материала полезной информации строятся гранулометрические графики (гистограммы, кумулятивные кривые), а по ним определяются медианный (средний) диаметр зерен, коэффициент отсортированности и некоторые другие характеристики. Вся работа ведется с использованием цифровой информации вручную и на компьютере по стандартной программе (рис.4). Резкое преобладание одной из фракций (>50%) свидетельствует о хорошей отсортированности зерен. Чем лучше отсортирован песчаник, тем он лучше как коллектор. Присутствие алевритовой и пелитовой примеси (матрикса) ухудшает качество коллектора, т.к. она заполняет поры породы. Для определения названия (литотипа) породы применяются треугольные диаграммы (рис.1). Такие диаграммы используются для классификации пород по трем параметрам, поэтому все фракции необходимо группировать на три части: песчаную (>0,1 мм), алевритовую (0,1-0,01 мм), пелитовую (<0,01 мм). Определяется процентная доля каждой из

этих частей. Каждая проба на этой диаграмме изображается в виде одной точки, три координаты которой равны соответственно процентным содержанием песка, алеврита, глины (пелита). Счет ведется перпендикулярно к сторонам треугольника в направлении к вершине, где он достигает 100%. Сумма трех координат составляет 100. Название (литотип) породы определяется в зависимости от того в какой сектор попала точка. Таким методом можно расклассифицировать все пробы, а полученные результаты разнести условными знаками на план расположения скважин, из которых отобраны пробы. Получится карта литотипов, выделенных по результатам гранулометрического анализа керн. Она будет показывать, в какой части площади залегают песчаники, глинистые песчаники и т.д. Можно строить карты медианных размеров зерен и коэффициента отсортированности в изолиниях, вручную или на компьютере. Все графики и карты интерпретируются геологически и палеогеологически.

По соотношению песчаной, алевритовой, глинистой фракций можно вычислить степень неоднородности терригенных пород:

для песчаников: коэффициент глинистости –  $K_G$ ,

коэффициент алевритистости -  $K_A$ ,

для алевролитов: коэффициент песчаности -  $K_P$ ,

коэффициент глинистости -  $K_G$ ,

для глин: коэффициент песчаности -  $K_P$ ,

коэффициент алевритистости -  $K_A$ .

Расчет этих коэффициентов по данным гранулометрического анализа производится методом деления веса одной фракции (например, глинистой) на вес всей пробы.

Микроскопические исследования. Геологов-нефтяников горные породы интересуют прежде всего с точки зрения их коллекторских и экранирующих свойств. Существуют стандартные методы определения пористости и проницаемости по керну на лабораторных установках. Об этих методах кратко говорилось в *главе 1*. В последние годы для этих целей используются электронные приборы. Однако, следует помнить, что проницаемость является интегральным параметром исследуемого образца керн, зависящим не только от его общей пористости, но и от размеров пор, поровых каналов, от неоднородности и степени микротрещиноватости породы. Второе положение, о котором следует помнить, заключается в том, что определения пористости и проницаемости по образцам керн характеризуют пласт-резервуар лишь в единичных точках, откуда производился отбор пробы. Пласты построены по закону неоднородности и в каждой их точке значения пористости и проницаемости (как и всех других параметров) будут более или менее отличаться друг от друга. Поэтому построенные по ним модели коллекторского пласта будут лишь вероятностными.

Привлечение для этой цели результатов каротажа скважин позволяет построить модель пласта-резервуара с соблюдением принципа неоднородности.

Закон неоднородности геологической материи проявляется на всех уровнях и стадиях исследования, в том числе и при аналитических работах под микроскопом. Поляризационные микроскопы МИН-6, МИН-8, Палам и др. позволяют увеличить изображение от 10 до 2000 раз. При этом решаются следующие задачи:

1. Определение минералогического состава и литологического типа горной породы.

2. Определение размера, формы обломочных и кристаллических зерен, из которых состоит порода, и степени их отсортированности.

3. Определение минералогического состава, типа и количества вещества, цементирующего обломочные зерна.

4. Определение количества, размера и формы межзерновых пор, пустот, поровых каналов и трещин, являющихся вместилищем для нефти, газа и воды.

5. Геологическая интерпретация полученных результатов.

Основными породообразующими минералами в песчаниках и алевритах являются кварц, полевые шпаты, слюды. Темноцветные минералы (пироксены, амфиболы, оливин) легко разрушаются в зоне выветривания и в песчано-алевритовых породах встречаются редко. Часть зерен представлена обломками пород (эффузивов, кремнистых пород и др.). Количественное определение минералогического состава производится по методу В.П.Батурина и П.П.Авдусина - замерах длин отрезков линии, проходящих на частицы того или иного минерала. Замеры производятся вдоль нескольких прямых линий, записываются в таблицы. Затем производится суммирование отрезков и расчет отношения суммы к общей длине линии, вдоль которой производились замеры. Так определяется процентное содержание зерен по минералогическому составу, а результаты расчетов выносятся на треугольную или круговую диаграмму (*рис.5*). Эта методика позволяет более точно определить литологический тип породы, получить статистические средние характеристики по одному или нескольким шлифам.

Минералогический состав оказывает влияние на нефтеотдачу. Зерна кварца обладают низкой сорбционной способностью. Высокой сорбцией обладают обломки эффузивных и глинистых пород. Полевые шпаты и слюды имеют шероховатую поверхность и спайность, характеризуются средней сорбционной способностью. Экспериментально доказано, что кварцевый песок имеет проницаемость в два с лишним раза выше, чем граувакковый. Резко снижает фильтрационно-емкостные свойства коллекторов глинистая примесь: каолинит, монтмориллонит.

Форма и размеры зерен определяют форму и размеры пор и каналов, по которым происходит движение жидкости и газов при разработке зале-

жи. Чем крупнее зерна, тем крупнее поры. Следовательно, тем выше проницаемость. Чем однороднее частицы по величине, тем выше пористость и проницаемость. Определение размеров зерен под микроскопом производится с помощью окуляр-микрометра и препаратоводителя. Замеры производятся вдоль линии, результаты записываются в таблицу с разделением на группы по размерам фракций. Измерения производятся по 5-6 направлениям. Затем производится суммирование замеров, определяется доля каждой фракции в процентах. Строятся гистограммы и кумулятивные кривые точно так же, как и по гранулометрическим данным. Определяется средний (медианный) размер зерен, коэффициент отсортированности и некоторые другие статистические коэффициенты.

Цемент в песчаных коллекторах обычно пленочный, пленочно-поровый, контактный, сложен глинистыми минералами: каолинит, гидрослюда, хлорит, смешанно-слоистые. Кроме того, в состав цемента входят микрозернистый кварц, кальцит. Увеличение количества цементирующего материала приводит к ухудшению пористости и проницаемости коллектора. Наиболее пластичен монтмориллонит: он способен разбухать в воде и закупоривать поровые каналы. При базальном типе цемента содержание цементирующей массы составляет 40-45%. Порода при этом становится практически неколлектором. При поровом типе цемента пустоты заполнены цементирующим веществом, количество его составляет 20-35% от общего объема породы. Пористость отсутствует или очень низкая. Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники с контактовым и пленочным типами цемента (*рис.2*). Различают также сгустковый тип цемента, когда цементирующая масса распределяется в породе неравномерно.

Пустоты, поры, поровые каналы коллекторских пород исследуются в специально изготовленных шлифах с большой площадью, пропитанных окрашенной бакелитовой смолой. Размеры пор измеряются с помощью окуляр-микрометра. Предварительно определяется цена деления. Измерения производятся вдоль линии 5-6 пересечениями так же, как производятся измерения размеров зерен. Результаты измерений записываются в таблицы с выделением групп пор по их размерности. По этим данным строятся гистограммы размеров пор, порометрические кривые, кумулятивные кривые подобно тому, как это делается при обработке результатов гранулометрического анализа (*рис.10*). Известно, что в процессе фильтрации жидкости в первую очередь участвуют поры крупной размерности. Обычно размеры пор всегда меньше (в среднем на один порядок) размеров зерен, но чем крупнее зерна, тем крупнее и поры. Гистограммы и порометрические кривые показывают долю пор каждой размерности в общей пористости породы. По кумулятивной кривой можно определить средний (медианный) диаметр пор исследуемого образца породы. Упрощенным методом эти же характеристики можно получить по следующим формулам:

$$\text{Коэффициент } K_{\text{п}} = \frac{\text{площадь пор}}{\text{площадь шлифа}} = \frac{\text{сумма длин пор}}{\text{длина отрезка}}$$

$$\text{Средний размер пор} = \frac{\text{сумма длин пор}}{\text{количество пор}}$$

С глубиной породы уплотняются, цементируются, частично видоизменяются по минералогическом составу за счет процессов перекристаллизации, растворения и образования вторичных минералов. Объем порового пространства уменьшается. Возрастает плотность упаковки (укладки) зерен, что отражается изменением морфологии контактов между зернами. Различаются четыре типа контактов зерен:

1). точечный (тангенциальный); 2). линейный; 3). выпукло-вогнутый; 4). сутуровидный. Свободной считается укладка зерен, когда они соприкасаются друг с другом лишь в отдельных точках. При количестве цемента до 5 % пористость таких пород составляет 20-25 %. При плотной упаковке она не превышает 10-15 %. На глубинах 3,5-4,0км пористость коллекторов незначительная. Но бывают исключения. Например, в молодых бассейнах (Азербайджан, Аризона, Техас) на глубине 6-8км встречаются коллекторы, пористость которых достигает 15-18%. Форма пор и поровых каналов бывает очень разнообразной, а чаще сложной. Чем больше в породе цемента, тем более извилистые поровые каналы и хуже проницаемость. Вдоль слоистости проницаемость выше, чем поперек слоистости. Это объясняется ориентированным расположением минеральных зерен и пор параллельно слоистости при процессах седиментогенеза, а позже - под давлением вышележащих пород.

Изложенная методика исследования пород-коллекторов под микроскопом с массовыми замерами размеров зерен и пор, с построением графиков и вычислением средних значений и различных коэффициентов требует значительных затрат труда, иногда неоправданных. Дело в том, что при этом исследованию подвергается только точечная проба (площадь одного шлифа), в то время как коллекторские пласты имеют толщину несколько метров, иногда и десятки метров. Все свойства пласта на этих метрах изменчивы и эта изменчивость может быть выражена коэффициентами макро- и микронеоднородности, определяемыми по каротажным диаграммам и по описанию керна, т.е. на уровне слоев и прослоев. Поэтому представительность одного-двух шлифов для пласта в целом будет весьма невысокой.

В производственных организациях создаются литологические лаборатории. Исследования под микроскопом здесь чаще ограничиваются обобщенным описанием шлифа, производимым опытными петрографами. В этих описаниях содержатся те же сведения (минералогический состав,

форма и размеры зерен, количество и тип цемента и др.), но в форме краткой характеристики, без множества измерений. Ниже приводится пример такого описания шлифа, изготовленного из песчаной породы-коллектора. Табличная форма описания, принятая по стандарту, характеризующему по 20 признакам, удобна для создания банка данных и обработки информации на компьютерах (*табл. 24*).

**Таблица 24**

**Стандарт микроскопического описания породы-коллектора терригенного типа.  
Западно-Тетеровская площадь, скв. 13  
Описание шлифа по Б.В. Топычанову**

<b>№ п/п</b>	<b>Признак</b>	<b>Характеристика признака</b>
1	Лабораторный номер, код	2802
2	Интервал отбора, м	2167 - 2199
3	Место взятия, м	11
4	Определение породы	Песчаник серый, мелкозернистый, алевритовый, полимиктовый с глинистым цементом
5	Текстура	Слоистая, слойки 0,5 - 2,0 мм обогащены сидеритом, углистым веществом
6	Количество обломочного материала, %	80-85
<b>№ п/п</b>	<b>Признак</b>	<b>Характеристика признака</b>
7	Размеры обломков, мм	0,02 - 0,18, 0,08 - 0,11 Алевритовой фракции меньше, чем песчаной
	Содержание, %	
8	кварц	40 - 45
9	полевые шпаты	25 - 30
10	обломки пород	30 -35
11	слюда	1
12	Особенности	Кварц прозрачный, без включений. Полевые шпаты слабо измененные, пелитизированные, представлены калиевыми разностями, реже плагиоклазом. Обломки пород состоят из глинистых, кремнистых пород, сланцев, эффузивов
13	Степень сортировки, окатанности зерен	Средняя, окатанность слабая
14	Акцессорные минералы	Единичные мелкие зерна циркона
15	Аутигенные минералы	Лейкоксен, пирит, стяжения до 0,2 мм, кальцит, сидерит
	Цемент:	
16	содержание, %	12 - 15
17	Тип цемента	Конформно-пленочно-поровый

Продолжение Таблицы 24

18	Состав цемента	Гидрослюдистый, хлоритовый, лейкоксеновый. В порах - каолинит, участками кальцит, гидрослюда
19	Постседиментационные изменения	Структуры приспособления, внедрения зерен, сидеритизация отдельных обломков пород и чешуек слюды, хлоритизация биотита
20	Органические остатки	Углистые остатки черного, буро-черного цвета, чаще единичные, в отдельных прослойках до 30 %
21	Примечания	Упаковка зерен и цементация плотные, но есть и редкие пустые поры размерами не более 0,05 мм

Каждый конкретный нефтегазоносный бассейн имеет свои отличительные особенности литологического состава слагающих их пород. При микроскопических исследованиях карбонатных пород-коллекторов обращается внимание на признаки вторичных (эпигенетических) преобразований минеральных зерен, структуру первичных и вторичных пустот, каналов, трещин. Органогенные или оолитовые известняки описываются по другим стандартам. Аутигенное эпигенетическое минералообразование в породах-коллекторах происходит повсеместно, но неравномерно. Оно значительно ухудшает коллекторские свойства горных пород, поскольку новообразованные мельчайшие минеральные зерна отлагаются на стенках пор, каверн, трещин и тем самым уменьшают их размеры. Но следует помнить, что после заполнения пустот нефтью или газом процессы эпигенетического минерало-образования прекращаются.

Некоторые слои осадочных пород насыщены микроконкрециями кальцита, сидерита, глауконита или пирита и марказита. Для исследований таких пород дополнительно привлекаются методы конкреционного анализа.

Другие методы исследования керна. Осадочные горные породы используются в качестве строительных материалов, для получения цемента, огнеупорного сырья, в химической, металлургической промышленности. Сидеритовые, марганцевые, бокситовые руды осадочного происхождения используются для выплавления стали, алюминия, фосфоритовые слои - для получения удобрения, кварцевые пески - для производства стекла. В каждой из названных отраслей производства существуют свои стандартные требования к сырью и методы его исследования. Для поисков месторождений россыпного золота, некоторых других металлов и камней эффективно применяются шлиховой метод, метод исследования минералов тяжелой фракции (плотностью более  $3\text{ г/м}^3$ ) в иммерсионных жидкостях, метод магнитной и электромагнитной сепарации и др.

Тонкодисперсные горные породы (глины) исследуются электронно-микроскопическим методом, который позволяет получить изображения с увеличением до 200-300 тысяч раз. В начале 1960-х годов были созданы электронные сканирующие микроскопы, позволяющие получить изображения методом отражения электронного пучка от поверхности кристаллов. При этом изображения минеральных зерен, пустот, трещин увеличиваются в 15-20 тыс. раз. Некоторые сорта глин применяются для производства кирпича, керамики, фаянса, фарфора. Для определения качества сырья при этом применяются более специфические методы: рентгено-структурный, термический и некоторые другие методы анализа.

### **8.3. Геологическая интерпретация сейсмических материалов**

Основой сейсмических исследований являются:

1. возбуждение сейсмических волн;
2. измерение сейсмических параметров – времен пробега сейсмических волн от источника до геологического объекта и далее до расстановки сейсмоприемников;
3. измерение динамических параметров – формы и интенсивности регистрируемых волн, характера изменения формы и интенсивности в зависимости от пути, пройденного волнами в среде.

Зная времена пробега и скорость распространения, можно воссоздать траекторию сейсмических волн. Изучая траекторию, получают структурную информацию, т.е. геометрическое строение тех или иных отражающих поверхностей, разделяющих отложения с различными упругими свойствами.

Литологическую информацию (состав, физические свойства, отложения, флюидонасыщенность и т.д.) получают, изучая скорости распространения упругих волн по вертикали и латерали, характер изменения формы записи и интенсивность (амплитуда, частота, фаза, длина волны и т.д.) сейсмических волн в зависимости от пути, пройденного в среде.

Геологическая интерпретация данных сейсморазведки подразделяется на два основных направления: кинематическая интерпретация (структурная сейсморазведка) и динамическая интерпретация. Результаты кинематической и динамической интерпретации совместно с данными ГИС служат основой для комплексного сейсмогеологического анализа, который выполняется на заключительном этапе.

В настоящее время широкое развитие получили комплексные методы интерпретации сейсмических данных: прогнозирование геологического разреза (ПГР), сейсмостратиграфия, структурно-формационная интерпретация.

## Структурная сейсморазведка

Сейсмический метод для изучения геологического строения земной коры впервые был реализован в 30-х годах 20-го века. Для целей поиска нефтегазоносных структур наиболее точным является метод отраженных волн (МОВ). Он позволяет определить глубины залегания отражающих горизонтов с точностью до 1-2%. Наблюдения производятся вдоль профилей, сигналы усиливаются и записываются на электронные носители. Сейсмограммы обрабатываются на компьютерах. Результатом такой работы являются сейсмические разрезы, на которых отображаются сейсмические границы различных рангов, находящиеся на разных глубинах. На основе сейсморазрезов составляются карты изохрон и изогипс для каждого отражающего горизонта.

Для геологической интерпретации материалов сейсморазведки прежде всего нужно иметь данные о скоростях распространения волн. С этой целью производится сейсмокаротаж глубокой скважины, находящейся вблизи площади сейсмической съемки. Данные сейсмокаротажа сопоставляются с диаграммой электрического каротажа и стратиграфической колонкой скважины. Привлекаются и данные кернового материала, полученного при бурении скважин. Определяется стратиграфическая привязка основных сейсмоотражающих горизонтов (реперов), их глубина залегания. Скорость распространения волны вычисляется, по данным сейсмокаротажа вертикального сейсмического профилирования, исходя из глубины залегания сейсмоотражающего горизонта по скважине и времени прихода отраженной им волны к пункту регистрации, который находится на земной поверхности. Электронная техника, применяемая для регистрации сигналов, обработки сейсмограмм и последующей интерпретации, обеспечивает высокую точность метода и возможность диагностировать на сейсморазрезах маломощные объекты, каковыми являются пласты - резервуары и перекрывающие их глинистые покрышки. Коэффициенты отражения, прохождения, поглощения, а также скорость распространения сейсмической волны зависят от упругих свойств горных пород. Однородные глинистые пласты, пачки и горизонты являются лучшими отражающими границами. Это объясняется сланцеватостью глинистых пород, ориентированным расположением глинистых частиц вдоль сланцеватости. Глинистые пачки и свиты регионального и субрегионального распространения относятся к категории опорных сейсмоотражающих горизонтов. На сейсморазрезах, получаемых на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, однозначно диагностируются два опорных сейсмических горизонта:

- 1) сейсмогоризонт Б, приуроченный к баженовской свите верхней юры, залегающий на глубинах 2 - 4 км,
- 2) сейсмогоризонт Г, приуроченный к кузнецовской свите туронского яруса верхнего мела, залегающий на глубинах 0,6 - 1,2 км.

Менее четко прослеживаются отражающие горизонты:

3) сейсмогоризонт М, приуроченный к алымской свите нижнего апта, имеющей субрегиональное распространение и залегающей на глубинах 1,3 - 3,0 км,

4) сейсмогоризонт А, приуроченный к подошве осадочного чехла (кровле фундамента), залегающей на глубинах 2 - 6 км.

Между опорными сейсмогоризонтами регистрируются многочисленные сейсмоотражающие границы зонального и локального рангов (рис.47).

На стадии поисковых работ главным назначением сейсморазведки, применяемой на нефтегазоносных территориях, является выявление ловушек нефти и газа структурного (антиклинального) типа. Регистрация волн производится вдоль профилей и по всей площади сейсмической съемки с целью определения глубин залегания опорных сейсмогоризонтов. По определениям глубин строятся структурные карты (карты изогипс) по опорным сейсмоотражающим горизонтам, на которых изображаются зоны поднятий и впадин подземного рельефа. Эти карты являются основой для проектирования местоположения поисковых скважин на нефть и газ: первая поисковая скважина бурится в центре антиклинального поднятия, определенного сейсморазведкой.

На стадии разведочных работ на площади месторождения проводится детальная сейсмическая съемка, с более густой сетью наблюдений. Такая работа выполняется с целью построения более точных структурных карт, для выявления малоамплитудных форм (поднятий, разломов), взаимосвязки (корреляции) разрезов пробуренных на площади скважин и составления более точной модели строения месторождения в целом. На основе последней считаются запасы нефти и газа по каждой залежи, месторождение готовится к разработке.

На стадии бурения эксплуатационных скважин детальная сейсморазведка может быть выполнена на некоторых месторождениях (крупных, сложных) с целью построения уточненных моделей строения эксплуатационных объектов с учетом данных бурения новых (добывающих) скважин.

С внедрением электронной техники для регистрации сейсмических сигналов и обработки сейсмограмм резко возросли возможности использования сейсмических методов для решения геологических задач. Появились новые методы сейсморазведки:

- 1) высокоразрешающая сейсморазведка - ВРС,
- 2) объемная сейсморазведка - МОС,
- 3) многоволновая сейсморазведка – МВС.

Высокоразрешающая сейсморазведка с расширенным частотным диапазоном сейсмических записей обеспечивает повышение разрешающей способности метода. Позволяет выделять малые объекты - конкретные пласты, границы их выклинивания вдоль профиля. Объемная сейсморазве-

ка позволяет получить объемное изображение среды. При этом двумерные модели (профильные разрезы) заменяются трехмерными. Одним из вариантов их является блок - диаграмма. Для получения такой модели требуется резкое увеличение вычислений. Многоволновая сейсморазведка основана на комплексировании разночастотных волн, что обеспечивает повышение надежности выделения формационных объектов различных рангов и распознавание их вещественного состава по комплексному параметру.

### **Сейсмостратиграфия**

Переход на цифровую регистрацию и системы многократных перекрытий при полевых наблюдениях, непрерывно совершенствующаяся цифровая обработка и интерпретация обеспечили существенное расширение круга вопросов, решаемых сейсморазведкой на нефтегазоносных территориях. Во многих из них задачи поисков маломерных и неструктурных залежей уже давно стояли на переднем плане, но практика показала, что сугубо геофизическое формализованное решение этих задач, не увязанное с геологическим обеспечением, мало эффективно.

В 1977 году из печати вышла книга американских геологов "Сейсмическая стратиграфия" под редакцией Ч. Пейтона (перевод с англ. - М.: Мир, 1982. - 846 с.), положившая начало новому направлению в сейсморазведке, получившему название "сейсмостратиграфия". Целью ее является "изучение стратиграфии и фациального состава осадочных толщ посредством интерпретации данных сейсморазведки" (с. 215). В отличие от структурной сейсморазведки, где картируются формы подземного рельефа по отражающим горизонтам, сейсмостратиграфия предлагает картировать сейсмическими методами геологические тела - фации, формации и пласты. В нашей стране структурно - вещественное направление в сейсморазведке разрабатывали: Н.Я.Кунин, Е.В.Кучерюк (1984), Ф.И.Хатьянов (1982, 1985), И.А.Мушин, Ф.И.Хатьянов, Л.Ю.Бродов (1985), О.М.Мкртчян, Л.Л.Трусов и др. (1987).

В сейсмостратиграфии при визуальном анализе сейсмических разрезов конфигурации сейсмических отражений и геометрические формы, образующиеся при различных вариантах прослеживания отражений, истолковываются с помощью понятий и терминов, принятых в стратиграфии и литологии. По конфигурации отражения объединяются в следующие основные группы: параллельные, субпараллельные, расходящиеся, бокового наращивания, хаотические и отсутствия отражений (*рис.48*). Группа отражений, имеющих конфигурацию бокового наращивания, подразделяется на подгруппы сигмовидных, косослоистых, сложных сигмовидно - косослоистых, черепицеобразных и бугристых клиновидных отражений. Непрерывность отражений тесно связана с непрерывностью пластов, с их развитием на большой площади.

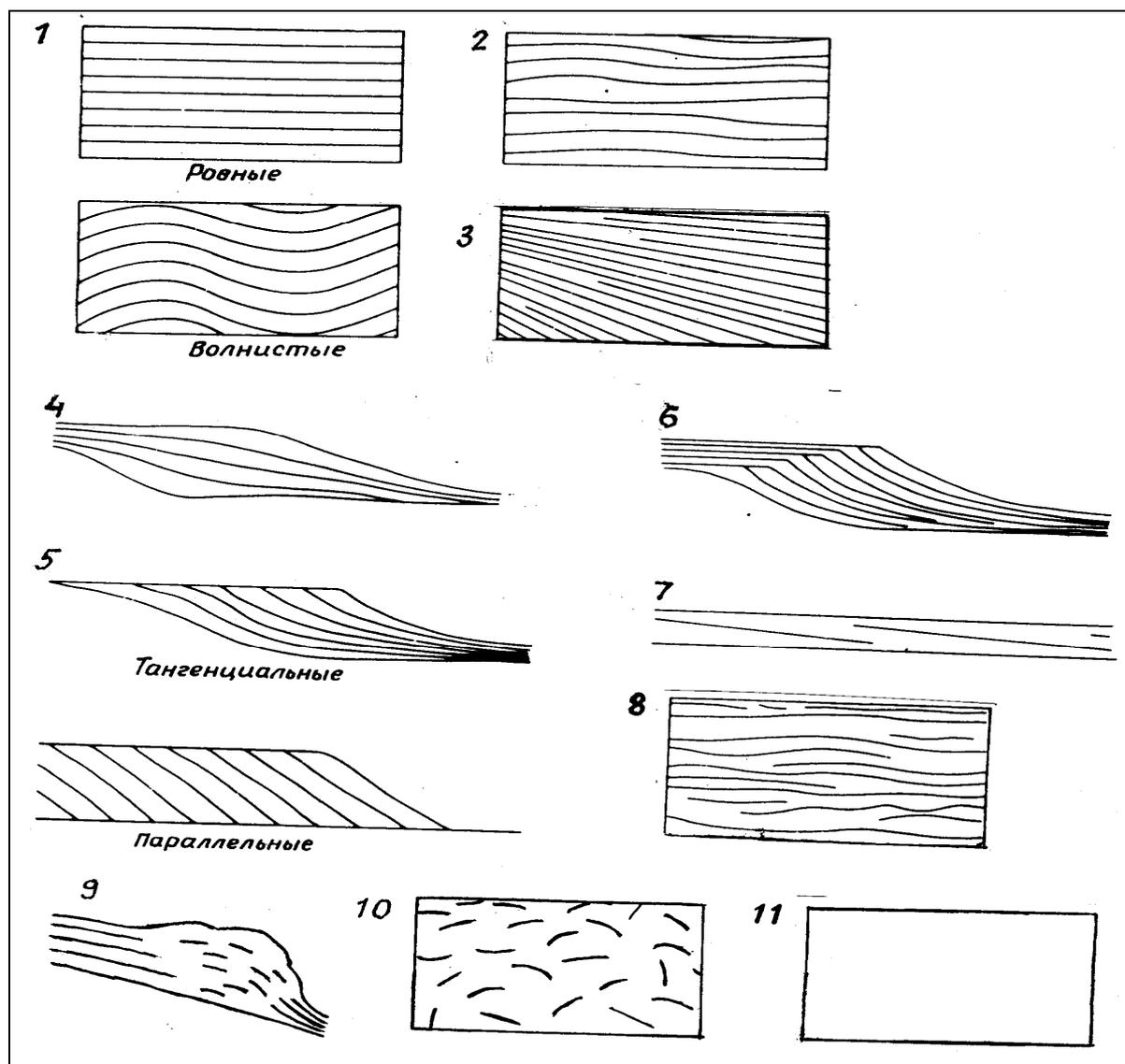
С привлечением данных бурения на сейсморазрезах диагностируются и отрисовываются стратиграфические границы: границы свит, формаций, литофаций, несогласий, оконтуриваются литологически и генетически единые тела типа рифовых массивов, песчаных баров, погребенных речных долин, дельт, шельфовых склонов и других палеогеоморфологических элементов. В результате таких преобразований сейсморазрез приобретает геологическое содержание и называется сейсмогеологическим профилем (*рис.49*). Каркасной основой таких построений (моделей) являются колонки скважин, фактографической основой - сейсмоотражающие границы, идейной основой - теория седиментогенеза, палеотектоника, палеогеоморфология. Картируемые геологические объекты называются сейсмофациальными комплексами (СФК) и сейсмофациальными единицами (СФЕ). Стратиграфическая принадлежность отражений выясняется методом увязки результатов сейсморазведки со скважинными данными. Прослеживание выделенного осадочного тела по площади производится по сейсмическим данным от профиля к профилю.

Основной единицей измерения в сейсморазведке является длина сейсмической волны. От нее зависит разрешающая способность, под которой понимается способность различать соседствующие объекты друг от друга. На малых и средних глубинах скорость сейсмической волны составляет 800 - 2000 м/с, частота - около 50 Гц, длина волны - 30 - 40 м, разрешающая способность  $\frac{1}{8}$  -  $\frac{1}{4}$  длины волны. На больших глубинах скорость волны достигает 5000 - 6000 м / с, частота сокращается до 20 Гц, длина волны возрастает до 250 - 300 м.

С увеличением пористости пород скорость волны сокращается. Авторы отмечают, что неоднозначность интерпретации сейсмических материалов всегда сохраняется: "При современном уровне разрешенности отражающий горизонт соответствует пачке слоев с минимальной мощностью в несколько десятков метров". При привлечении электрических и радиоактивных методов каротажа пласт можно дифференцировать на пропластки мощностью до 1 м. Разрешающую способность сейсморазведки можно повысить, увеличив частоту волн, но для этого нужны высокочастотные источники и регистраторы волн.

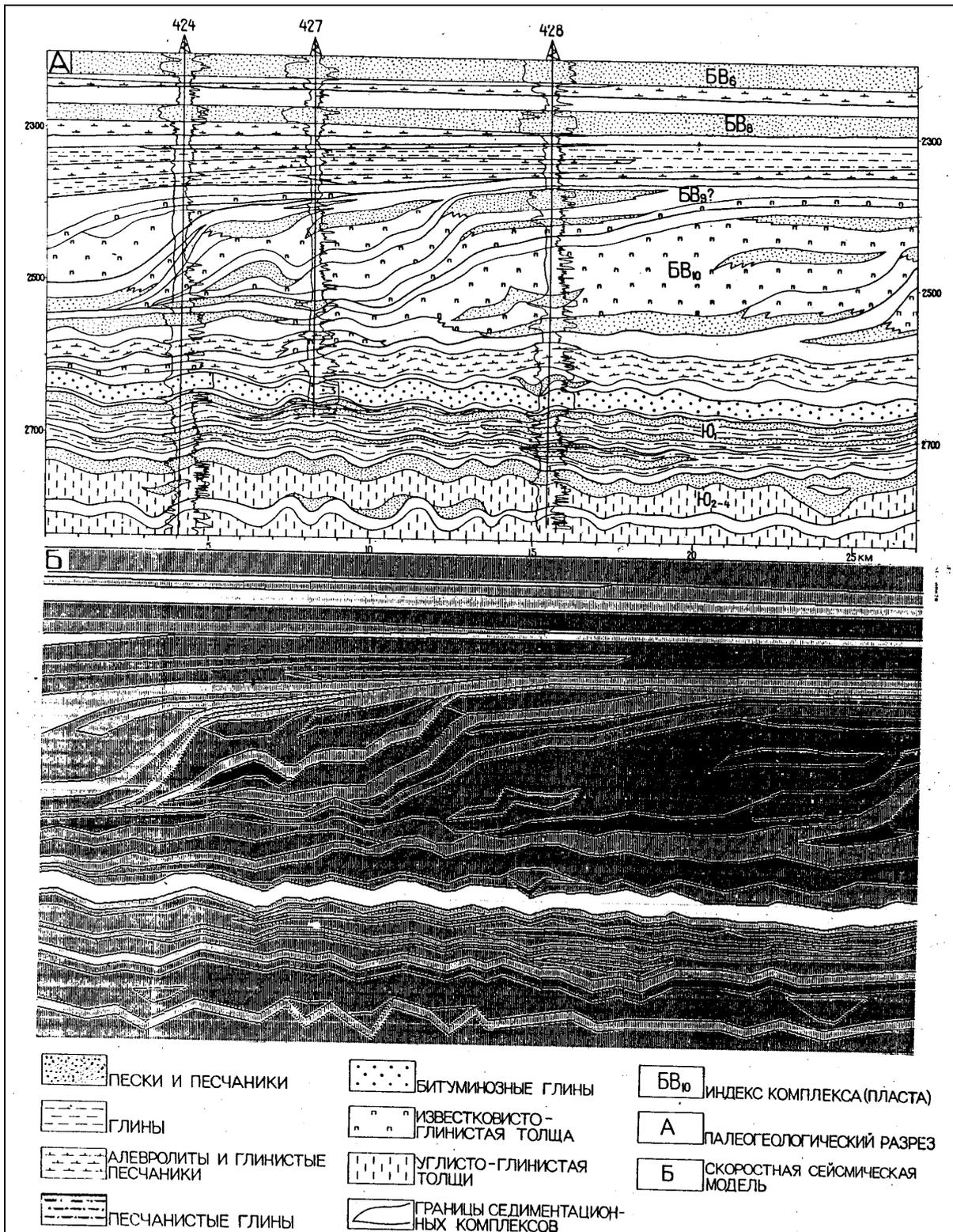
Сейсмофациальные комплексы (СФК), выделяющиеся на сейсморазрезах, рассматриваются как аналоги осадочных комплексов, как генетические образования, отложившиеся в течении одного эпизодического события. Границами их являются несогласия и эквивалентные им согласные поверхности. Мощность их исчисляется десятками и сотнями метров. Каждый комплекс имеет свойственные только ему особенности (*рис.50*). Для осадочных комплексов морского происхождения характерно равномерное параллельно - слоистое чередование отражающих границ. Осадочные комплексы неморского происхождения состоят из чередующихся слоев песчаников и глин, не выдержанных по простиранию, на сейсморазрезах

изображающихся прерывистыми линиями отражающих границ. Для третьего типа осадочных комплексов характерно клиноформное (косослоистое) строение, обусловленное боковым наращиванием слоев в сторону глубоких участков морского бассейна. К четвертому типу относятся сейсмокомплексы с хаотическим рисунком сейсмических отражений, в расположении которых закономерности отсутствуют. Такая картина характерна для осадочных комплексов, состоящих из песчано - алевритовых пород с редкими прослоями глин, не выдержанных по простиранию.



**Рис. 48.** Типы сейсмофаций по конфигурации отражений на сеймопрофилях (по Р.М.Митчем мл., П.Р.Вейл, Дж. Сангри). Из книги "Сейсмическая стратиграфия", 1982.

- Сейсмические отражения; 1 – параллельные; 2 – субпараллельные;  
 3 – расходящиеся. Рисунки, образуемые сейсмическими отражениями при боковом наращивании осадочных тел по клиноморфным поверхностям:  
 4 – сигмовидный; 5 – косослоистый; 6 – сигмовидно-косослоистый;  
 7 – черепицеобразный; 8 – бугристый; 9 – холмистый; 10 – хаотический;  
 11 – отсутствие отражений



**Рис. 49.** Сейсмогеологическая модель Нежданной площади (Западная Сибирь). Профиль 21, сеймопартия 1/88-89. Составил В.Я.Гидион, 1990

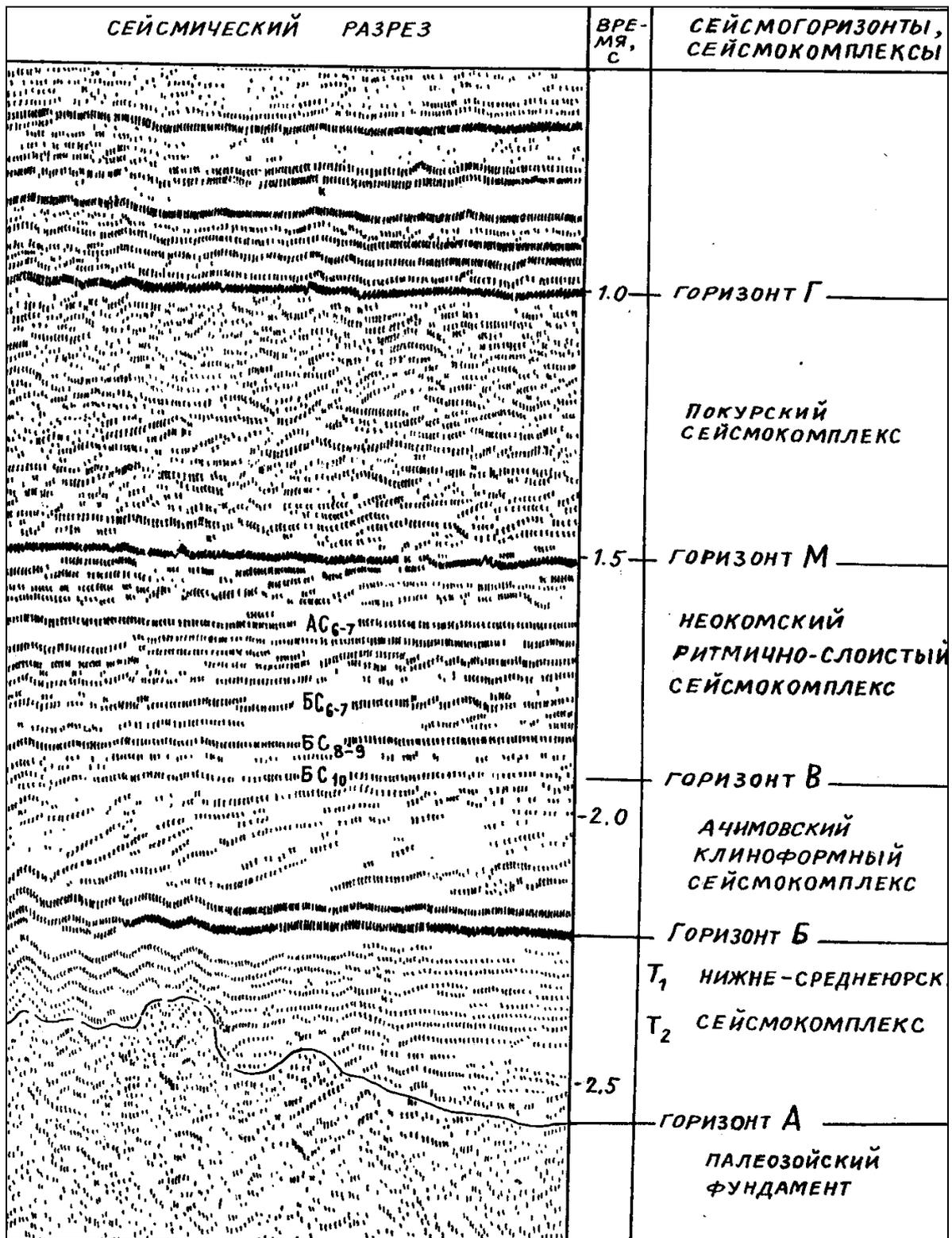
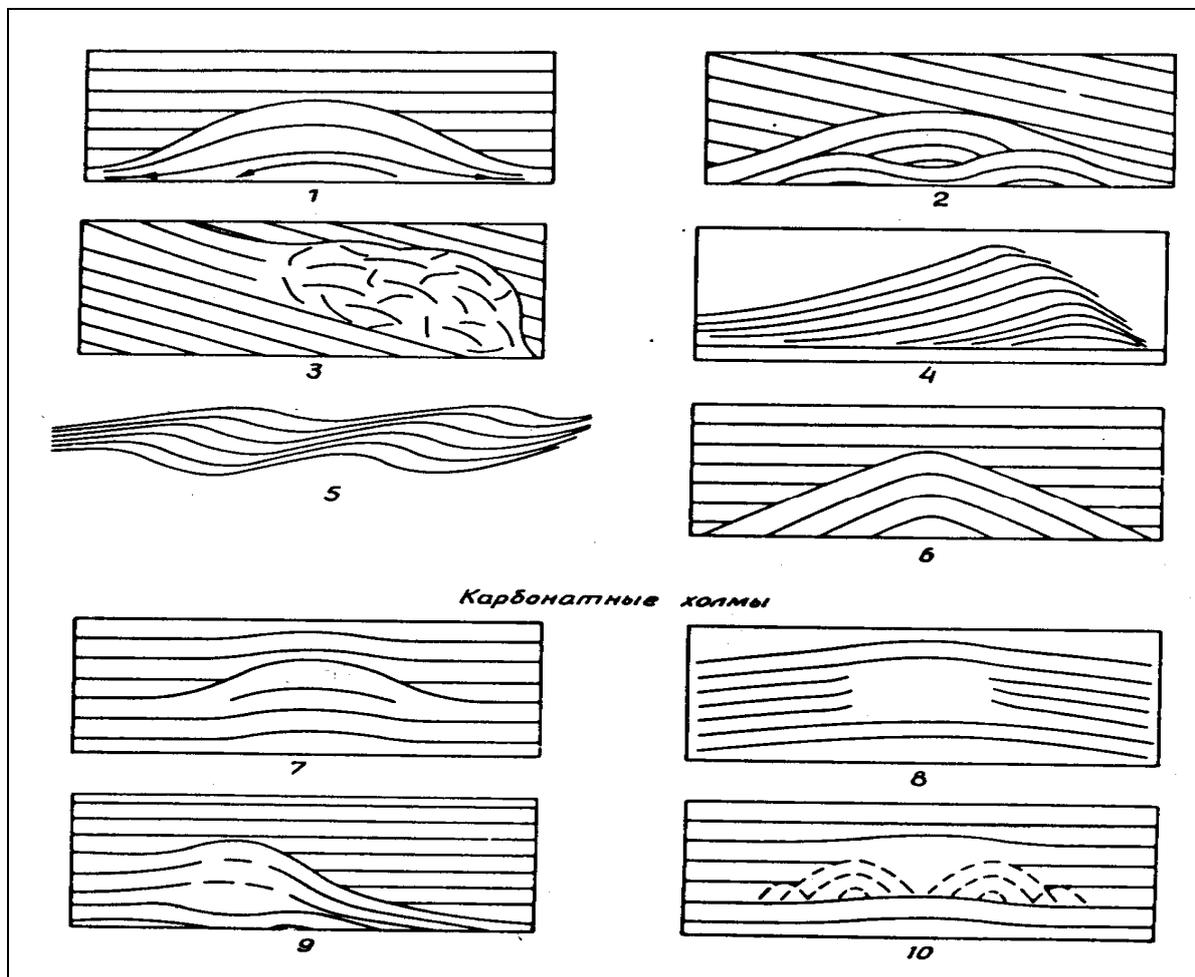


Рис. 50. Временной сейсмический разрез Мохового месторождения (Западная Сибирь, Сургутский район) по широтному региональному профилю. Сейсмогоризонты и сейсмокомплексы (геологическая интерпретация по Е.М.Максимова, 1990)

Сейсмофациальные единицы (СФЕ) являются сейсмическими аналогами литофаций. При этом используются понятия и термины, принятые при анализе условий и энергетики среды осадконакопления: сейсмофация рассматривается как генетически единое осадочное образование, но рангом ниже, чем сейсмокомплекс.

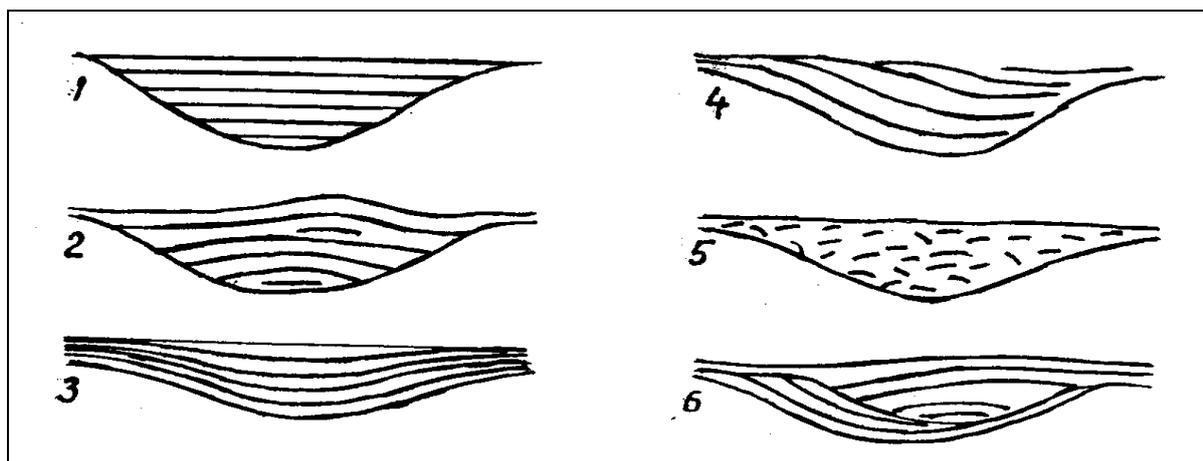


**Рис.51.** Сейсмофациальные единицы, выделенные по конфигурации отражающих границ на сеймопрофилях

(по Р.М.Митчем мл. П.Р.Вейл, Дж. Сангри.  
Из книги "Сейсмическая стратиграфия", 1982):

Холмообразные сейсмофациальные единицы: 1-одиочный холм; 2-сложный холм; 3-оползневый холм; 4-асимметричный холм с огибающими волнами; 5-холмы волнистые (бегущей волны); 6-с несогласным наслоением.

Карбонатные холмы: 7-рифовый холм с повышенной скоростью; 8-однородный риф с облеканием; 9-край карбонатной банки с пониженной скоростью; 10-однородный риф с дифракциями.



**Рис.52.** Заполняющие сейсмофациальные единицы (по Р.М.Митчем мл., П.Р.Вейл, Дж. Сангри. Из книги "Сейсмическая стратиграфия", 1982):

- 1 – заполнение с горизонтальным налеганием; 2- с холмистым налеганием;  
 3- заполнение с расхождением границ; 4- боковое заполнение;  
 5- хаотическое заполнение; 6- сложное заполнение

На сейсморазрезе выделяется как группа сейсмических отражений, обладающих определенным сочетанием таких характеристик, как конфигурация отражающих границ, амплитуда, непрерывность, частота и интервальная скорость, отличающихся от характеристик соседствующих групп. По форме СФЕ классифицируется на покровные, покровно - облегающие, клиновидные, типа "банки", линзовидные, холмообразные и заполнения эрозионных врезов (*рис.51, 52*). Конфигурации границ (отражений) позволяют установить внутреннее строение, основные характеристики напластований, по которым можно судить о процессе седиментации, размывах, перерывах и палеорельефе, литологическом составе отложений. Хаотические отражения характерны для сейсмофаций, образовавшихся в изменчивой высокоэнергетической среде, отсутствие отражений - для интрузивных соляных и однородных рифовых массивов, мощных неслоистых песчаных и глинистых толщ.

Сейсмофациальный анализ ориентирован на поиск и разведку неструктурных ловушек и экранированных залежей углеводородов, образующихся в зоне выклинивания пластов - резервуаров вверх по восстанию. Поэтому большое внимание уделяется выявлению и прослеживанию на сейсморазрезах границ несогласий, выклинивания пластов, сейсмофаций. (*рис.53, 54*). По форме различаются два вида несогласий: кровельное и подошвенное (*рис.55*). Кровельное несогласие можно выявить на сейсмическом разрезе по угловому несогласию между отражениями от пластов нижележащей толщи, срезанной этой поверхностью, и отражениями от пластов вышележащей толщи.

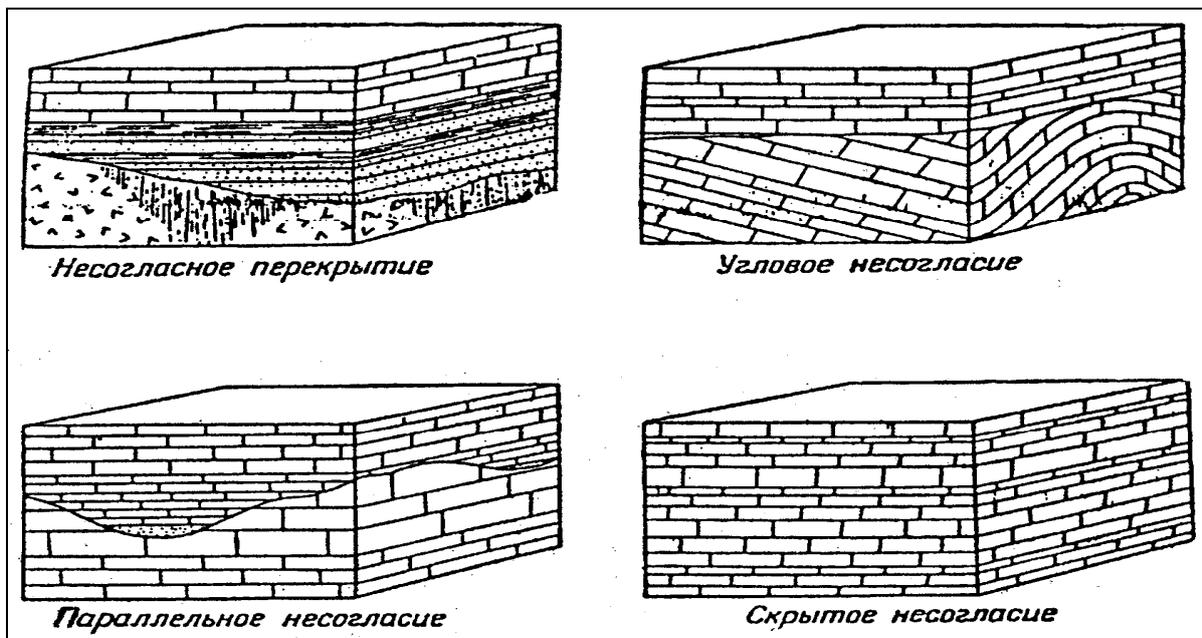


Рис.53. Основные типы несогласий (по К.Данбару и Дж.Роджерсу, 1962)

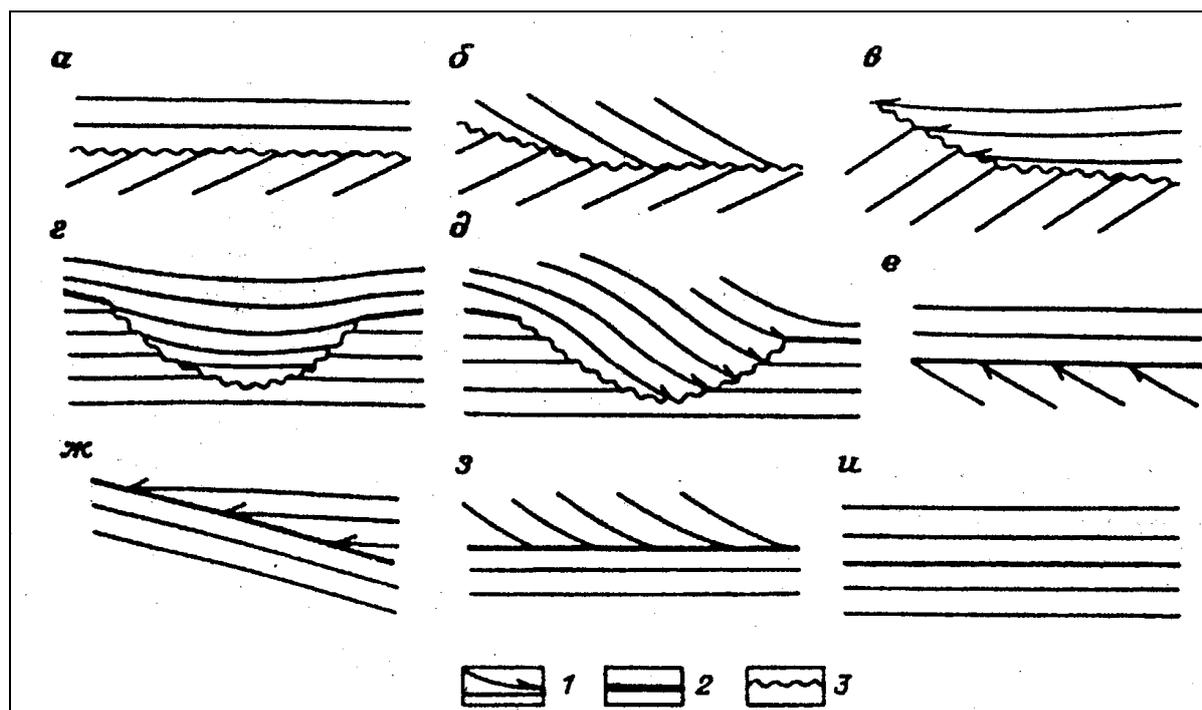
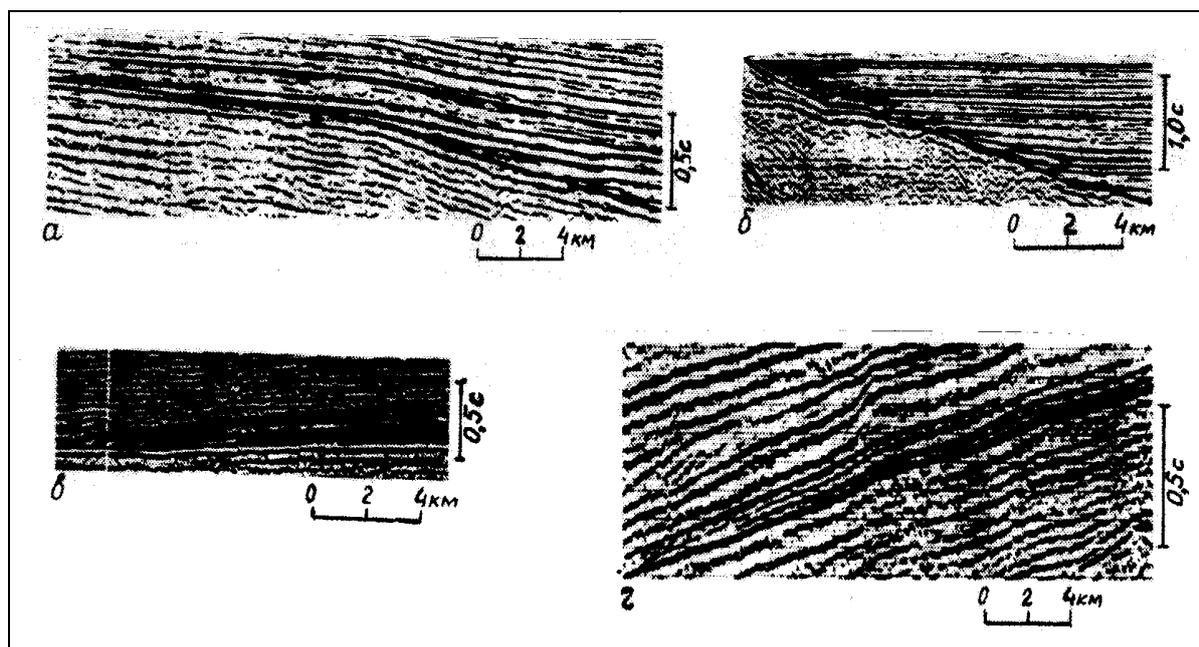


Рис. 54. Основные границы несогласий (по И.А.Мушину и др., 1990):  
а,б,в, - эрозионное структурное несогласие; г, д- эрозионное неструктурное несогласие (врезы);

Седиментационные несогласия: е – в кровле более древнего комплекса,  
ж – налегания, з – прилегания, и – согласного залегания.

Границы: 1 – слоев; 2 - седиментационного несогласия; 3 - эрозионного несогласия

Подошвенное несогласие выражено в форме прилегания или налегания на размытую поверхность древних толщ. Если различие в значениях акустической жесткости на контакте двух толщ выражено резко, то поверхность несогласия на сейсморазрезе будет изображаться четким непрерывным или прерывистым отражением. Амплитуда отражений несет информацию об изменении скорости и плотности на границе раздела пород. По конфигурации сейсмических отражающих границ определяется геометрическая форма пластов, слагающих сейсмофацию, обстановка и ход осадконакопления. Форма сейсмофациальной единицы определяется конфигурацией ее внешних поверхностей. Двумерные ее рисунки, получаемые для сети сейсморазведочных профилей, можно объединить в трехмерную модель.



**Рис. 55.** Угловое несогласие в подошве сейсмического комплекса:  
а, б-налегание; в, г-подошвенное прилегание (по Р.М.Митчем мл., П.Р.Вейл,  
Дж. Сангри. Из книги "Сейсмическая стратиграфия", 1982)

Формы и строение сейсмофациальных единиц. Как уже отмечалось выше, сутью сейсмофациального анализа является истолкование конфигурации отражений для восстановления энергетики процесса осадконакопления. Было установлено, что осадочные толщи, сформированные в разной энергетической обстановке среды, имеют разные пространственные формы и внутреннее строение, разные сейсмические характеристики: конфигурации отражений, непрерывности, частоты, интервальной скорости волн, по которым можно судить о литологическом составе пород, типе переслаивания и фациальных условиях их образования (рис.56).

В границах седиментационных бассейнов, примыкающих к океанической впадине, как например, в бассейне Мексиканского залива, американские геологи выделяют три группы фаций (сейсмофаций): 1) шельфовые; 2) окраины шельфа и латерально наращиваемого склона; 3) склона и дна впадины.

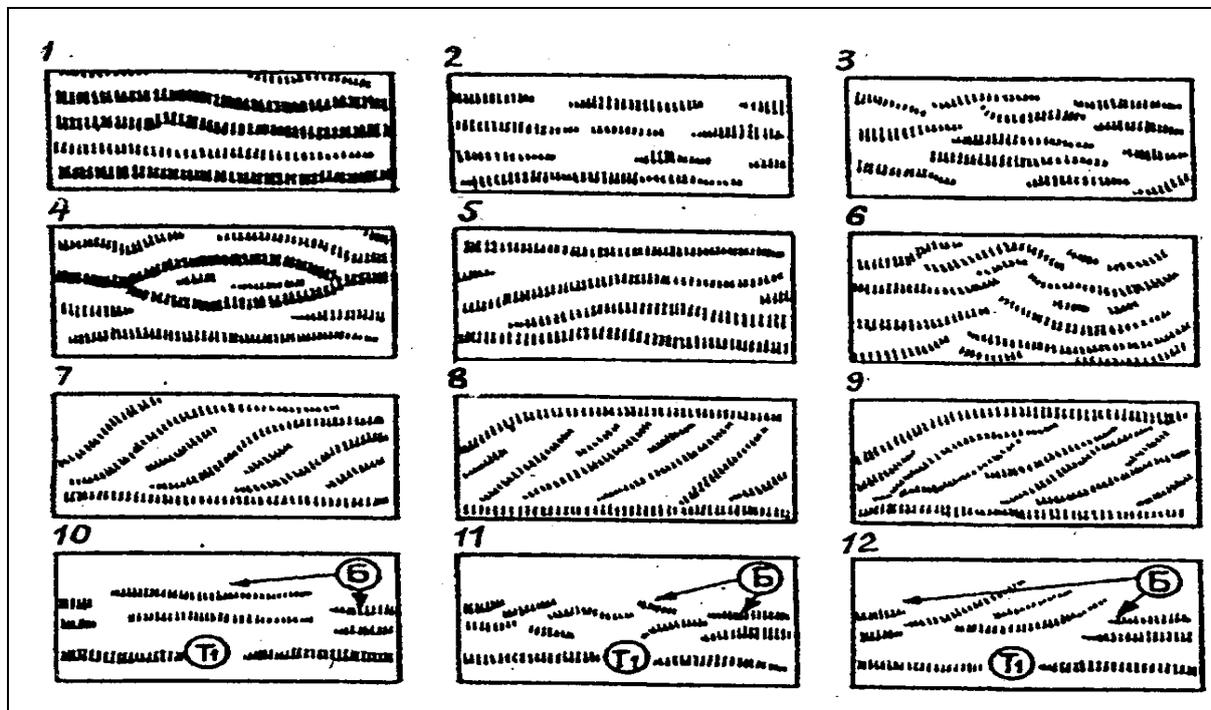


Рис. 56. Типы сейсмофаций в юрско-нижнемеловых отложениях платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по В.А.Корневу, 2000):

- 1-высокоамплитудная субпараллельная; 2-переменноамплитудная субпараллельная; 3-с хаотическим типом записи; 4-заполнения (холмистая или линзовидная);
- 5-косослоистая (в юрских отложениях); 6-с бугристым рисунком записи;
- 7-сигмовидная; 8-косослоистая (в нижнемеловых отложениях); 9-линзовидно-косослоистая; 10-12-аномальных разрезов баженовской свиты (сейсмогоризонт Б); Т - сейсмогоризонт в кровле тюменской свиты.

Шельфовые сейсмофации на сейсморезах изображаются параллельными или слаборасходящимися отражениями, образуют обширные покровы или клинья на равномерно погружающемся шельфе. Непрерывные отражения с большими амплитудами характерны для переслаивания отложений, накопленных в высоко - (песчаники) и низкоэнергетической (глины) обстановках, распространенных на значительной площади. Низкоамплитудные отражения характерны для однородных глинистых толщ, накапливающихся на далеком удалении от берега.

Их осаднение определялось факторами морского волнения и транспортировкой глинистых частиц низкоскоростными потоками. Высокоам-

плитудные сейсмофации соответствуют отложениям пляжей, береговой полосы.

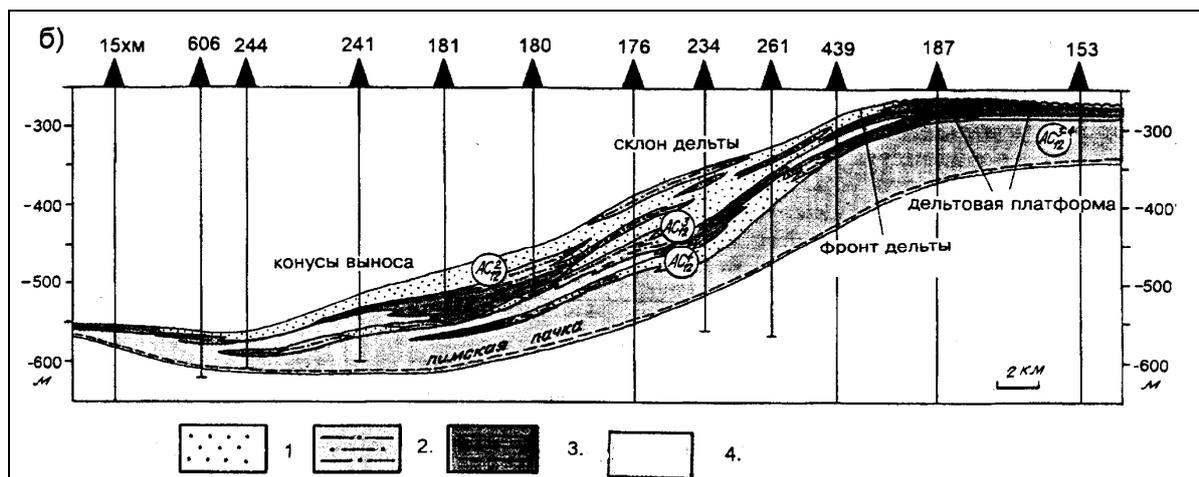
Сейсмофация холмообразной формы имеет локальное распространение, интерпретируется как отложения баровых систем или дельтовых лопастей, образующихся на погружающемся шельфе. Ее отличительной чертой является внешняя форма, дугообразные отражения в кровле, пологое прилегание в подошве.

Таблица 25

**Геологическое истолкование параметров сейсмофаций  
(по Р.М. Митчем мл., П.Р. Вейл, Дж. Сангри, 1982)**

Тип прекращения прослеживания отражений у границ СФЕ	Конфигурация отражений внутри СФЕ	Форма внешних поверхностей СФЕ
<p>Выкливание</p> <p>Подошвенное несогласие:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- налегание,</li> <li>- прилегание</li> </ul> <p>Кровельное несогласие:</p> <p>Срез</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- эрозионный</li> <li>- тектонический</li> </ul> <p>Согласное напластование</p>	<p>Параллельное</p> <p>Субпараллельное</p> <p>Расходящееся</p> <p>С боковым наращиванием,</p> <p>клиноформное:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сигмовидное,</li> <li>- косослоистое,</li> <li>- черепицеобразное,</li> <li>- бугристое.</li> <li>- клиноформное</li> </ul> <p>Хаотическое</p> <p>Неслоистое (отсутствие отражений)</p>	<p>Покровная</p> <p>Покровно-облекающая</p> <p>Клиновидная</p> <p>Типа "банки"</p> <p>Линзовидная</p> <p>Холмообразная</p> <p>Осадочного заполнения</p>

Дельтовые косослоистые сейсмофации относятся к фациям бокового наращивания склона впадины с подошвенным прилеганием слоев внизу и кровельным несогласием сверху. В поперечном разрезе они имеют формы наклонных линз, наложенных друг на друга (*рис.57*). Такие первично-наклонные слои и пачки склонового типа были названы клиноформами. Верхняя часть клиноформы называется ундаформой. Она формировалась в высокоэнергетической прибрежно-морской или континентальной обстановке дельтовой платформы, состоит из песчано-алевритовых пород. Средняя часть клиноформной пачки (собственно "клиноформа") имеет наиболее крутой наклон (до 10 градусов), увеличенную мощность. Она образовалась на подводном склоне дельты, получившем наименование авандельты, состоит из переслаивания песчаников, алевролитов, глин. Нижняя часть клиноформы называется фондоформой, она образовалась в подножье дельты, имеет сокращенную мощность, состоит из глин, по простиранию переходит в донные отложения.



**Рис. 57.** Палеоструктурное положение песчаных тел клиноформного пласта АС<sub>12</sub> Приобской нефтеносной зоны (Западная Сибирь) на начало аптского века. Составили Ю.Н.Карогадин, С.В.Ершов, 1996г.  
Отложения: 1-песчаные; 2-песчано-алевритовые; 3-алеврито-глинистые; 4-глинистые

В плане косослоистые сейсмофации часто имеют форму веера или множества вееро-конусов выноса, в сумме представляющих собой крупные осадочные комплексы. Отражения наклонены в направлении регионального погружения пластов, к центру впадины. Наиболее высокоамплитудные и непрерывные сейсмические отражения наблюдаются в верхней части клиноформной фации. Сейсмические отражения прекращают прослеживаться по мере прилегания к кровле и подошве. Количество песчаного материала и толщина песчаных слоев зависит от условий привноса терригенного материала из областей питания. При длительном стабильном тектоническом режиме дельтовые фации продолжают накапливаться на протяжении миллионов лет, широким фронтом продвигаясь к центру бассейна. Интенсивное поступление терригенного материала обеспечивает относительно быстрое заполнение впадины. Так объясняется образование клиноформного сейсмокомплекса.

Сейсмофации континентальной равнины. Бассейны морского типа в направлении к континенту постепенно переходят в речно-озерно-болотистые седиментационные бассейны. В переходной зоне располагается дельтовая равнина, наблюдается чередование морских и континентальных отложений. Неморские фации представлены множеством прерывистых песчаных и глинистых пластов речного и озерно-болотного происхождения, характеризуются прерывистыми отражениями переменной амплитуды. Широко распространенные по площади углистые глины болотных маршей генерируют четко непрерывные высокоамплитудные отражения.

Анализ показывает, что бассейны континентального осадконакопления значительно отличаются друг от друга по литологическому составу, внутреннему строению и сейсмическим параметрам. Например, в Западно-

Сибирском нефтегазоносном бассейне в составе ниже-среднеюрского сейсмокомплекса преобладают углистые глины и выдержанные сейсмические отражения, а в апт-альб-сеноманском сейсмокомплексе преобладают пески, прерывистые и хаотические отражения. Современные методы сейсморазведки не позволяют диагностировать по сейсморазрезу фациальные тела малых размеров, каковыми являются песчаные линзы озерного и речного происхождения.

Морские косослоистые сейсмофации. В направлении к океану шельф переходит в континентальный склон. В этой окраинной зоне шельфа и латерально наращиваемого склона обычно отлагаются косослоистые (клиноформные) мощные морские отложения в низкоэнергетической обстановке. В составе отложений доминируют тонкообломочные (глинистые) породы. На сейсморазрезах они изображаются отражениями сигмовидной формы в виде буквы "S", ориентированными косо по отношению к выше и нижележащим сейсмокомплексам. Клиноформа плавно прилегает к подошве и кровле, где она смыкается с шельфовыми фациями параллельного типа. Отражения сигмовидной формы имеют отчетливо выраженную непрерывность, средние и высокие амплитуды, наклонены в сторону океанической впадины.

Сейсмофации дна бассейна. Состав впадинных отложений зависит от степени их глубинности и удаленности от береговой зоны. Во впадинах океанического типа господствующее положение занимает покровно-облегающая сейсмофация, представленная серией параллельных отражений, налегающих на поверхность палеорельефа. Отражения выражены четко, непрерывно. По составу это пелагические глины, биогенные глины, по простирацию переходящие в фации подводного склона, и глубоководных конусов выноса подножья склона, образованных мутьевыми потоками. Перенос терригенного материала в мутьевых потоках осуществляется по подводным каньонам под действием силы тяжести. Конусы выноса являются по характерной веерной внешней форме и хаотическим отражениям от внутренних границ. Толщина конуса выноса достигает 200-300 м. Другой разновидностью донных сейсмофаций являются холмообразные удлиненные тела, напоминающие дюны. Они образуются придонными водными течениями из материала, доставляемого мутьевыми потоками.

Рифовые сейсмофации. Карбонатные биогермные массивы представляют собой высококачественные коллекторы углеводородов в США, Канаде, Мексике, Северной Африке, Юго-Восточной Азии, Ближнем Востоке. Они являются идеальными объектами для геологической интерпретации материалов сейсморазведки МОВ. Различаются несколько типов карбонатных построек:

1. карбонатные постройки столбчатой формы, изометричные в плане;
2. барьерные рифовые постройки, в плане имеющие линейные формы;

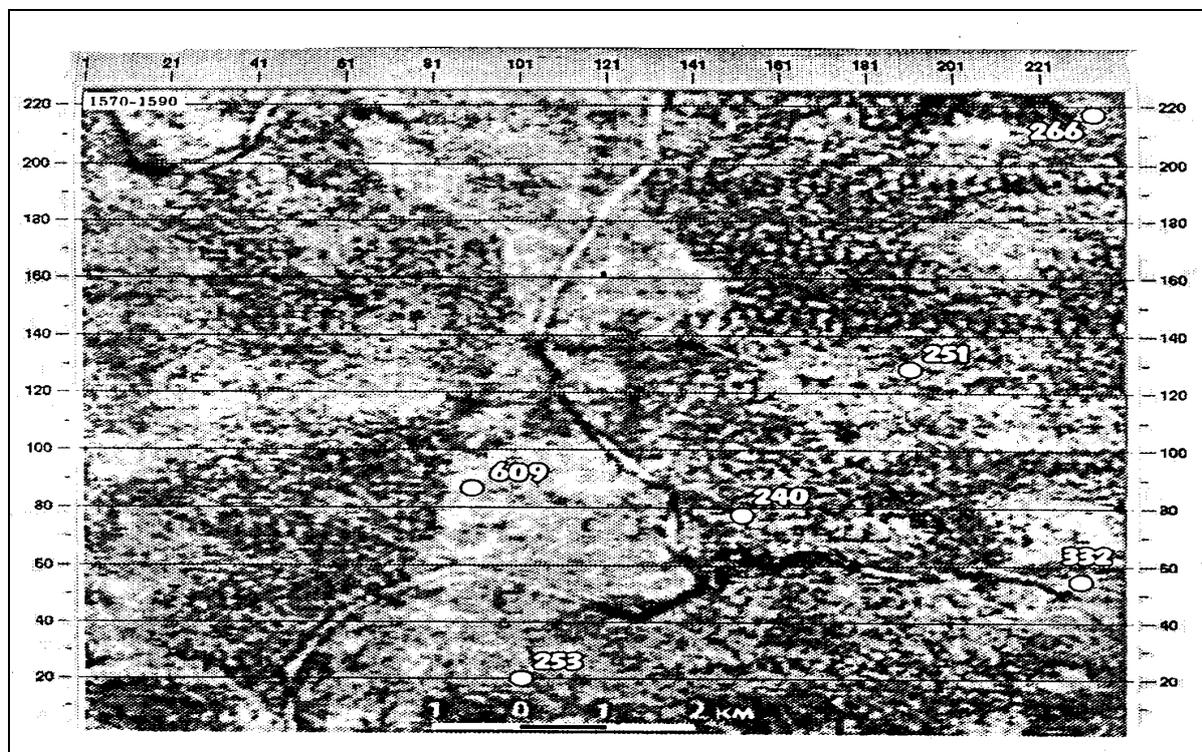
3. изолированные плосковершинные карбонатные постройки мелко-водья;
4. банки-бистромы - слои скелетных остатков, постепенно переходящие во вмещающие толщи;
5. карбонатные постройки окраины шельфа линейной формы.

Биогермы имеют холмообразные формы. Критерием прямого определения их формы и размера служат отражения, получаемые от кровли и бортов массива. В вышележащих слоях четко проявлены явления облекания массива и антиклинальная форма отражений. Породы рифового массива и вмещающих его толщ значительно различаются по таким сейсмическим параметрам как амплитуда, частота, непрерывность отражений, интервальная скорость. Количественный их анализ проводится с применением компьютерных технологий.

Далее в книге «Сейсмическая стратиграфия» (том 2) приводятся образцы количественной геологической интерпретации сейсмических материалов на примере конкретных регионов и месторождений США. Этой же проблеме посвящена книга "Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных" (И.А.Мушин, Л.Ю.Бродов, Е.А.Козлов, Ф.И.Хатьянов-М.: Недра, 1990,-299с.). Отмечается, что к настоящему времени разработаны пакеты прикладных программ структурно-формационного анализа и структурно-формационного прогнозирования "с использованием ЭВМ не только как мощного средства вычислений и собственно моделирования, но и как средства для количественной оптимизации, как накопителя коллективного опыта геологического моделирования и интерпретации" (с.18). При построении геологических моделей кроме сейсмических материалов привлекаются каротажные диаграммы скважин, результаты исследования керна и геологические теории: циклической седиментации, палеотектоники, палеогеоморфологии, системный подход и др.

Первой обобщающей работой по сейсмостратиграфии Западной Сибири стала книга "Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири"/О.М.Мкртчян, Л.Л.Трусов, Н.М.Белкин, В.А. Дегтев.-М.:Наука,1987.-126с./ Для отдельных месторождений и нефтегазоносных районов этого региона сейсмогеологические модели были построены Л.Ш.Гиршгорном (1985), Л.Я.Гидионом (1988,1989), О.М. Мкртчяном и др.(1990), А.А.Неждановым и др.(1992), В.А.Корневым (1979), Ю.Н.Карагодиным (1985,1997), В.И.Кузнецовым (1997) и др. В настоящее время ведутся работы по совершенствованию метода, в частности, по повышению разрешающей способности с использованием высокочастотной составляющей сейсмических волн на стадиях регистрации и обработки. В.И.Кузнецовым (1998) отмечается, что основные потери высокочастотных компонент волнового спектра происходят в процессе обработки материала. Для повышения разрешающей способности метода по вертикали

предлагается сократить шаг квантования сигналов до 2мс, по латерали - сгустить шаг точек анализа, применять метод волновой миграции при обработке материалов. Предлагается использовать динамические параметры волн: амплитуды отражений, формы отраженного сейсмического импульса, интервальные скорости.



**Рис. 58.** Пластовое сечение в интервале 1570-1590 миллисекунд трехмерного волнового поля. Видны формы, похожие на русла рек. Приобская площадь (Западная Сибирь) (по В.И.Кузнецову,1998)

Для повышения точности интерпретации привлекаются материалы акустического каротажа скважин, измерения скорости, плотности по керну, моделирование. Используя статистические зависимости между динамическими параметрами и фильтрационно-емкостными параметрами керна, карты сейсмических параметров можно перестроить в вероятностные карты фильтрационно-емкостных свойств пластов. Объемная сейсморазведка по методике кольцевого профилирования методом отраженных волн (МОВ) обладает значительно большей разрешающей способностью по сравнению со стандартной линейной сейсморазведкой. Эта методика была опробована на Ай-Пимской, Биттемской, Назымской, Западно-Алехинской, Сенчинской площадях. На последней было отработано 17 колец диаметром около 1600м. Были выявлены малоамплитудные (25м) поднятия, дизъюнктивные нарушения различной амплитуды и протяженности. Кроме вертикальных разрезов были построены горизонтальные срезы (карты) на которых изображаются формы структур, линии разломов,

направление и углы падения слоев с разными динамическими сейсмическими параметрами (*рис.58*). Серии близкорасположенных горизонтальных срезов позволяют выявлять малоамплитудные структуры и дизъюнктивные нарушения, песчаные бары и погребенные русла рек.

### **Выводы**

1. Сейсморазведка относится к числу самых эффективных дистанционных методов исследования геологического строения нефтегазоносных территорий.

2. Объем решаемых ею задач постоянно расширялся по мере совершенствования техники регистрации отражений и обработки полученных данных.

3. Начиная с 1970-х годов сейсморазведка оснащена электронной техникой регистрации и обработки, что позволяет постоянно увеличивать детальность исследований и выявлять малоразмерные ловушки нефти и газа всех типов с достаточно высокой точностью. Геологическая интерпретация сейсмических материалов усложнилась, стала более расширенной, многовариантной, но интересной и творческой работой, ориентированной на поиск и разведку неструктурных ловушек и экранированных залежей нефти и газа.

## **8.4. Литологическая интерпретация каротажных диаграмм**

Каротаж\* - геофизическое исследование скважин (ГИС) с целью изучения геологического строения. Первые измерения температуры в скважинах были выполнены на Бакинских нефтяных промыслах в 1908 году. Электрический каротаж скважин впервые был осуществлен в 1926 году братьями Шлюмберже (Франция).

С помощью датчиков, спускаемых на кабеле, измеряются: физические свойства горных пород, вскрытых скважинами, удельное электрическое сопротивление, диффузно-адсорбционная и искусственно вызванная электрохимическая активность горных пород, способность пород поляризоваться под действием электрического тока, естественная радиоактивность, искусственно вызванная радиоактивность, магнитная восприимчивость, акустические свойства и др. Полученные при этом кривые, записанные по показаниям приборов, называются каротажными диаграммами. Начиная с 1970-х годов для каротажа скважин используется электронная техника, что позволяет обрабатывать результаты измерений на электронно-вычислительных комплексах.

---

\* от французского *carttage* - буровой керн

Геологический смысл кривые каротажа приобретают только после сопоставления их с данными керна и установления корреляционных связей между ними. Если такая связь достаточно тесная, то каротажные диаграммы приобретают доверительный характер и бурение скважин можно вести без отбора керна. Однако данные каротажа фиксируют лишь физические свойства горных пород, которые можно интерпретировать геологически. Геологические же свойства горных пород (структура, текстура, минералогический и литологический состав, возраст и генетический тип) можно установить только по образцам керна. По существующим инструкциям отбор керна от предположительно нефтегазонасыщенных интервалов является обязательным. Это составляет 5 – 10 % от глубины скважины. Непрерывность наблюдений по стволу скважин является главным преимуществом каротажных методов исследования горных пород. Вторым их преимуществом является цифровой вид информации, получаемой при каротаже скважин, что позволяет применять для ее анализа математические методы и компьютерные технологии.

### **Основные виды каротажа скважин**

Существует свыше 15 видов каротажа скважин. Ниже дается краткая их характеристика по книге С.С.Итенберга "Интерпретация результатов каротажа скважин". М.: Недра, 1978. - 390 с.

Электрический каротаж скважин. Исследование разреза электрическим каротажом является стандартным видом работ и выполняется во всех скважинах. При этом замериваются электрическое сопротивление - КС и естественные электрические потенциалы - ПС. По методу сопротивления измеряются кажущиеся удельные сопротивления (КС) горных пород в необсаженных скважинах. На показания каротажа непосредственное влияние оказывают: 1) проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и замещение в зоне проникновения естественного флюида фильтратом; 2) образование глинистой корки на стенках скважин против проницаемых пластов; 3) изменение диаметра скважины вследствие образования каверн, сужения ствола и др.

Глубина проникновения твердой фазы глинистого раствора в крупнозернистых песчаниках больше, чем в мелкозернистых, составляет 12 - 14мм. В трещиноватых породах она составляет несколько метров. Толщина глинистой корки возрастает по мере увеличения пористости пород и может достигать 4 см и более. Проницаемость ее составляет  $10^{-7}$  -  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Диаметр ствола скважины увеличивается напротив глинистых пластов - в аргиллитах, мергелях, глинистых известняках. Это объясняется гидромониторным воздействием промывочного раствора в процессе бурения на горную породу, вызывающим образование каверн. Песчано-алевритовые породы более устойчивые к такому разрушению, поэтому на

месте их проходки диаметр ствола скважины не увеличивается, а наоборот сокращается за счет нарастания глинистой корки. Глинистые породы размокают, размываются и выносятся промывочной жидкостью. Диаметр ствола скважины может увеличиваться против трещиноватых пород из-за ослабления их механической прочности в процессе бурения.

Для исключения проникновения в породу фильтрата бурового раствора продуктивные слои проходятся с промывочной жидкостью на нефтяной основе, в особенности, если давление в пласте низкое. В таком растворе хемогенные породы не растворяются, глины не размокают. Однако, как отмечает В.П.Шафиева, применение буровых растворов на нефтяной основе имеет ряд недостатков: 1) требуется закрытая циркуляционная система в процессе очистки бурового раствора, исключающая загрязнение окружающей среды; 2) глинисто-нефтяная корка ухудшает качество цементирования скважин. В настоящее время для уменьшения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласты применяются современные малоглинистые растворы на полимерной основе с наполнителем – кальмантаном (мраморная крошка, мел), не загрязняющим окружающую среду.

Горные породы проводят электрический ток в основном благодаря наличию в их поровом пространстве минерализованной воды. Чем выше минерализация воды, тем ниже ее удельное сопротивление. С повышением температуры сопротивление водных растворов уменьшается. Удельное сопротивление глинистого раствора обычно меньше 1 ом. /м. Нефть и растворы на нефтяной основе электрический ток не проводят. Относительное электрическое сопротивление зависит от количества воды в единице объема породы, т.е. от коэффициента пористости коллектора:  $\rho = 1 / \kappa_n^m$ , где  $m$  - показатель степени пористости, для песчаников изменяется от 1,3 до 2,3,  $\kappa_n$  - коэффициент пористости. Если нет фактических данных, принимают  $m = 2$ . Исследования показывают, что относительное сопротивление зависит не только от коэффициента пористости, но и от структуры порового пространства. Этим объясняется высокое сопротивление плотных пород по сравнению со слабо уплотненными породами. Пользуясь этой зависимостью по величине относительного сопротивления можно оценить пористость породы или наоборот, по пористости определить относительное сопротивление. Каверны - изолированные и полуизолированные пустоты, заметного влияния на удельное сопротивление пород не оказывают. Наличие трещин, заполненных минерализованной водой, вызывает существенное снижение сопротивления. Изолированные пустоты относительно слабо влияют на удельное сопротивление пород. Нефть и газ, замещающая в поровом пространстве воду, повышает удельное сопротивление породы. Степень электрического сопротивления нефтегазонасыщенной породы зависит от коэффициента нефтегазонасыщенности.

Полученное при каротаже значение сопротивления называется кажущимся сопротивлением - КС или  $\rho_k$ . Оно зависит от четырех факторов:

1) удельного сопротивления и мощностей пластов, против которых находится каротажный зонд; 2) диаметра скважин и удельного сопротивления заполняющей ее промывочной жидкости; 3) характера и степени проникновения бурового раствора в пласт; 4) типа и размера зонда, которым производят измерения. При проникновении бурового раствора в пласт его удельное сопротивление повышается (повышающее проникновение). Если в пласт проникает только фильтрат глинистого раствора, то удельное сопротивление понижается (понижающее проникновение). Фактические кривые сопротивления, записанные в скважинах, имеют более сложные формы, чем расчетные, что обусловлено неоднородностью пласта, изменчивостью диаметра ствола и зоны проникновения промывочной жидкости в породы. Высокое удельное сопротивление имеют гипсы, ангидриты, каменная соль, известняки, доломиты.

Электрическое сопротивление в скважинах замеривается различными зондами, которые отличаются друг от друга по расстоянию и взаиморасположению питающих (АВ) и измерительных (МN) электродов (табл. 26, расстояние между электродами выражено в метрах).

Стандартный каротаж является обязательной операцией во всех без исключения скважинах: измерения КС и ПС производятся при помощи стандартного трехэлектродного зонда. Это позволяет одновременно сопоставлять разрезы всех скважин между собой. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) производится несколькими однотипными зондами (обычно градиент-зондами) различной длины для определения истинного удельного сопротивления пластов и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Один из зондов БКЗ соответствует стандартному зонду для данного района. Для интерпретации фактических кривых используются палетки теоретических кривых.

Таблица 26

Виды электрического каротажа. По С.С. Итенбергу (1978г.)

№ п/п	вид каротажа	примеры зондов
1	Градиент - зонд подошвенный	А 4 М 0,5 N
2	Градиент - зонд кровельный	N 0,5 М 4 А
3	Потенциал - зонд	В 2,5 А 0,5 М
4	Боковой каротаж трехэлектродный	Б К - 3
5	Боковой каротаж семиэлектродный	А <sub>0,2</sub> М <sub>1</sub> 0,2 N <sub>1</sub> 1,1 А <sub>1</sub>
6	Боковой каротаж девятиэлектродный	А <sub>0,2</sub> М <sub>1</sub> 0,2 N <sub>1,0,2</sub> А <sub>1</sub> 0,9В <sub>1</sub>
7	Стандартный каротаж	В 0,5 А 2 М
8	Резистивиметрия - определение удельного сопротивления промывочной жидкости	
9	Кавернометрия - измерение диаметра скважины Индукционный каротаж	
10	Микрокаротаж	ИК - 6 Ф 1
11		А 0,025 М 0,025 N А 0,05N

Боковой каротаж является более совершенным методом, производится с применением трехэлектродных (БК-3) и многоэлектродных зондов. При этом достигается значительное снижение влияния диаметра скважины и вмещающих пород. Это позволяет диагностировать пласты средней и малой мощности, определять положение водонефтяного контакта в продуктивных пластах.

Индукционный каротаж ИК принципиально отличается от всех выше перечисленных видов каротажа тем, что измерения производятся без непосредственного контакта электродов с промывочной жидкостью и горными породами. Поэтому он может применяться как в скважинах, заполненных глинистым раствором (проводящим ток), так и в скважинах, заполненных нефтью, газом, воздухом или промывочным раствором, приготовленным на нефтяной основе (не проводящими ток). Индукционный зонд генерирует переменный ток и создает переменное магнитное поле, индуцирующее в окружающих породах вихревые токи вокруг оси скважины.

Вихревые токи в породах создают вторичное магнитное поле. Первичное и вторичное магнитные поля индицируют электрический ток в приемной катушке, находящейся внутри зонда. Индуцированный ток усиливается и записывается регистрирующим прибором, находящимся на поверхности.

**Таблица 27**

**Удельное сопротивление горных пород. По С.С.Итенбергу (1978г.)**

п/п	Горные породы	Удельное сопротивление, ом / м
1	Глина.....	1 - 50
2	Глина, содержащая соленую воду	0,5 - 10
3	Глинистые сланцы	50 -900
4	Песок.....	1 - 5000
5	Песок, насыщенный пресной водой	10
6	Песок, насыщенный соленой водой	0,2 - 4
7	Песок, насыщенный нефтью	2 - 150
8	Песчаник.....	30 - 10000
9	Известняк.....	60 - 500000
10	Доломиты.....	100 - 500000
11	Мергель.....	5 - 100
12	Каменная соль.....	30 - > 500000
13	Ангидрит.....	1000 - 100000
14	Гранит.....	300 -> 10000
15	Мрамор.....	100 - 100000
16	Кристаллический сланец	200 - 20000
17	Бурый уголь.....	9 - 200
18	Каменный уголь.....	1 - 200000
19	Нефть.....	1000000000
20	Пресная вода.....	10 - 100
21	Морская вода.....	0,6
22	Буровой раствор.....	0,1 - 1

Зарегистрированная по стволу скважины кривая характеризует изменение удельной электропроводности пород в разрезе. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений. Единицей измерения удельной проводимости является сименс на метр (См/м). Сименс-проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 ом.

При отсчете удобнее пользоваться кажущимися удельными сопротивлениями. Поэтому на диаграммах индукционного каротажа показываются две шкалы измерений: См/м и пересчитанные Ом/м. Зависимость между ними обратная.

Индукционный каротаж рекомендуется проводить в комплексе с другими методами сопротивлений, а также с методом ПС. Он позволяет более точно определять удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водонефтяного контакта (рис.59).

Микрокаротаж - это каротаж сопротивления градиент - и потенциал - зондами малых размеров. Глубинность исследования при этом незначительная, составляет 4 -12см. Диаграммы микрокаротажа позволяет выделять маломощные проницаемые и непроницаемые прослой.

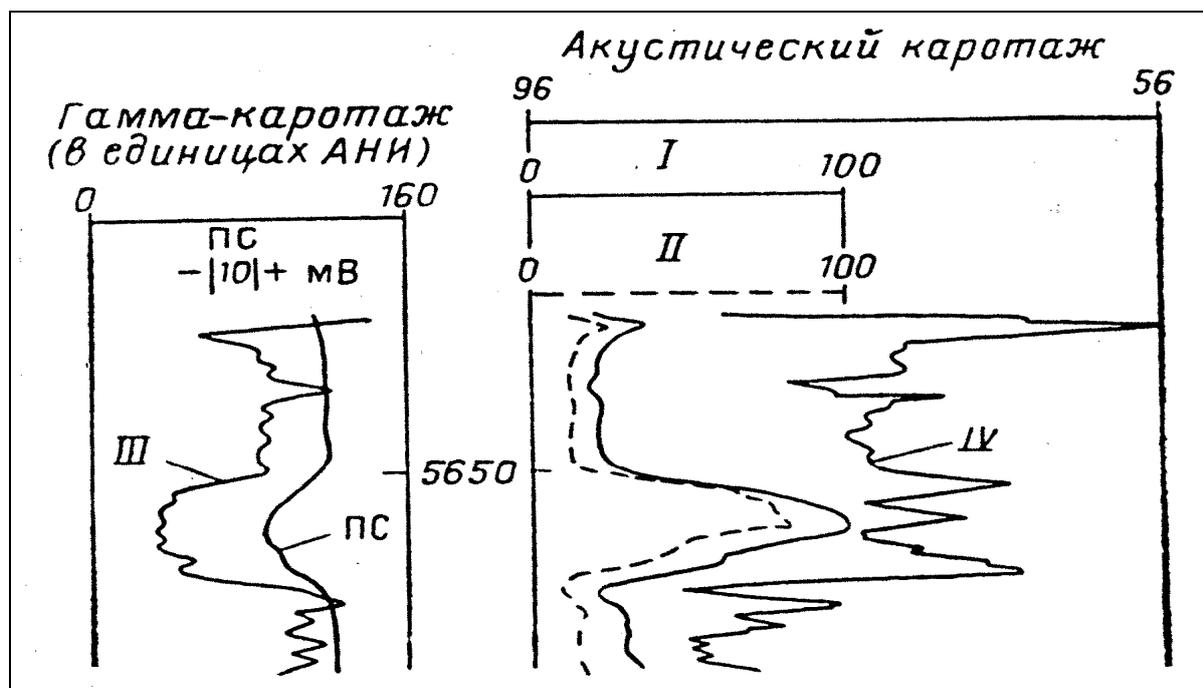


Рис.59. Каротажные диаграммы пласта песчаника, снятые в скважине различными зондами:

I-короткий нормальный зонд; II-кривая индукционного каротажа;  
 III-кривая гамма-каротажа; IV-кривая акустического каротажа;  
 (по С.С.Итенбергу,1978)

**Метод самопроизвольной поляризации (ПС).** Метод заключается в измерении разности потенциалов между электродом М, перемещающимся в скважине, заполненной промывочной жидкостью, и электродом N,

находящимся в заземленном состоянии вблизи устья скважины. Измерения производятся одновременно с записью кривой КС стандартным градиент - или потенциал - зондом, размер которого устанавливается единым для всего района. Возникающее в скважине электрическое поле незначительное по величине, измеряется в милливольтгах (мВ). Происхождение самопроизвольной (собственной, естественной) поляризации в скважине, заполненной глинистым раствором или водой, обусловлено диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на контакте промывочной жидкости и горных пород, в порах и трещинах содержащих минерализованную воду.

Диффузно-адсорбционный потенциал зависит от литологического состава горных пород. Наибольшее его значение соответствует чистым глинам, наименьшее - чистым песчаникам (табл.28).

Таблица 28

Наиболее частые величины диффузионно-адсорбционного потенциала горных пород при  $T = 18^{\circ}\text{C}$  (по С.С. Итенбергу, 1982)

	Горные породы	Потенциал, мВ
1	пески, песчаники неглинистые	-5 - 10
2	песчаники глинистые	5 - 20
3	алевриты, сильно глинистые песчаники	10 - 35
4	глины, аргиллиты	35 - 50

Глинистый и лимонитовый цементы обладают наибольшей дисперсностью и адсорбционной емкостью. Карбонатный цемент имеет меньшую, а кремнистый цемент - еще меньшую дисперсность и адсорбционную емкость.

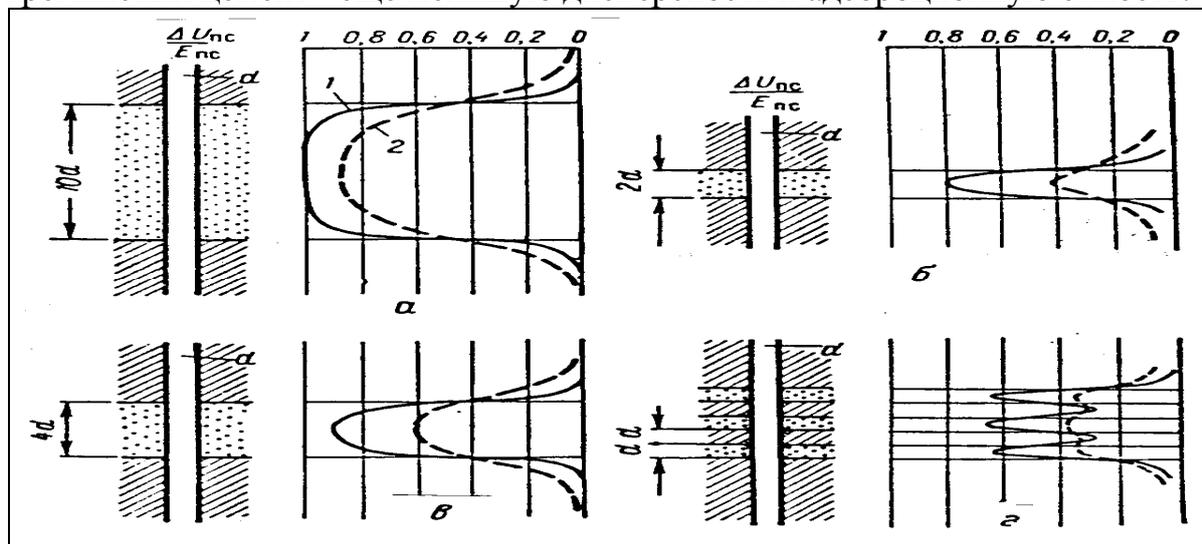


Рис.60. Кривые ПС против одиночных пластов песчаников различных мощностей и удельных сопротивлений (а, б, в,) и против пачки пластов (г)  
(по И.Г.Пермякову и Е.Н.Шевкунову,1971):

1-удельное сопротивление пласта  $\rho_{п}$ , вмещающих пород  $\rho_{вм}$  и бурового раствора  $\rho_{с}$  одинаковы; 2-  $\rho_{п} = \rho_{вм} = 20 \cdot \rho_{с}$

С увеличением в породе количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала. Окислительно-восстановительные и фильтрационные потенциалы, как правило, имеют малозначительное влияние и учитываются только в особых случаях.

Кривые ПС широко используются для расчленения разреза на глинистые и песчаные пласты. Амплитуда аномалий ПС отсчитывается от линии глин, иногда называемой нулевой линией. Эта линия проводится против мощных пластов глин. Обычно это прямая линия. Форма и амплитуда отклонения кривой от линии глин зависит от мощности песчаного пласта, типа промывочной жидкости, пластовой воды и глубины проникновения фильтрата бурового раствора. Напротив мощных неглинистых песчаных пластов амплитуда отклонения кривой максимальная, близка к величине естественного потенциала - Епс. Чем меньше мощность песчаного пласта, тем меньше амплитуда отклонения. Алевролиты и глинистые песчаники отображаются аномалиями средней величины. Границы пластов проводятся по середине аномальных отклонений кривой от линии глин (*рис. 60*).

В карбонатных разрезах по кривым ПС выделяются интервалы, обогащенные глинистым материалом - глинистые известняки, мергели. Метаморфические и изверженные горные породы тонкодисперсный материал не содержит, поэтому в них четкие аномалии ПС не возникают.

**Радиоактивный каротаж.** Гамма - каротаж (ГК) - один из видов радиоактивного каротажа, регистрирующий естественное гамма - излучение горных пород. Радиоактивность их обусловлена присутствием урана, тория, радиоактивных изотопов калия и продуктов их распада.

По величине естественной радиоактивности осадочные горные породы подразделяются на три группы.

1. Породы высокой радиоактивности. К ним относятся глубоководные глинистые осадки: глобигериновые и радиоляриевые илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли.

2. Породы средней радиоактивности. Это - широко распространенные глинистые породы, песчаники глинистые, мергели, глинистые известняки и доломиты.

3. Породы низкой радиоактивности: гипсы, ангидриты, пески, песчаники, известняки, доломиты, часть каменных углей.

Повышенная радиоактивность глинистых пород по сравнению с другими осадочными породами объясняется их способностью к адсорбции катионов радиоактивных элементов из водного раствора и длительностью накопления. В сероводородной (сульфидной), сульфидно - сидеритовой геохимических фациях существуют условия для интенсивной адсорбции урана из водного раствора.

Гамма - излучение представляет собой высокочастотное электромагнитное излучение, возникающее в результате ядерных процессов. В ствол

скважины опускается индикатор гамма - излучения - счетчик Гейгера или сцинтиляционный счетчик, по показаниям которых строится гамма - кривая. Обсадная колонна, буровой раствор и цементное кольцо поглощают гамма - излучение горных пород. По этой причине при выходе из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается снижение интенсивности гамма - излучения, что вызывает смещение кривых и снижение дифференцированности диаграммы каротажа. Такое же явление наблюдается при переходе глубинного прибора из одноколонной скважины в двухколонную. Для снятия этих искажений в показаниях прибора при количественной интерпретации данные каротажа приводятся к стандартным условиям.

Гамма - каротаж проводится во всех случаях, когда кривая ПС является слабо дифференцированной вследствие близости минерализаций пластовой воды и фильтрата бурового раствора, а также, когда запись ПС невозможна (например, при заполнении скважины непроводящим раствором на нефтяной основе). Диаграммы гамма - каротажа применяются для выделения в разрезе глинистых пластов, определения степени глинистости песчаных пород и корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Гамма - гамма - каротаж - ГГК. Гамма - гамма - зонд состоит из источника - излучателя гамма - квантов и индикатора - регистратора рассеянного гамма - излучения, исходящего от горных пород после воздействия на них гамма - лучами. Источником гамма - излучения является изотоп кобальта  $^{60}\text{Co}$ . В ГГК - методе различают две модификации: плотностной (ГГК - П) и селективный (ГГК - С). ГГК-П применяется для измерения плотностей горных пород в скважине.

При воздействии гамма - квантов на горную породу происходит их рассеивание и поглощение. Чем больше плотность породы, тем больше рассеивание и тем меньше регистрируемое излучение. На кривой ГГК - П минимальные показания соответствуют плотным породам - ангидритам, плотным известнякам и доломитам. Средними значениями отмечаются глинистые известняки, песчаники, максимальными значениями – менее плотные породы: высокопористые песчаники и известняки, а также каменная соль, глины. По показаниям ГГК - П можно определять общую пористость горной породы, включая объемы пор, каверн, трещин, вне зависимости от их открытости и закрытости. Для более надежной оценки плотности пород методом ГГК - П применяется двухзондовая установка различной длины и одновременно записывается кавернограмма.

При селективной модификации ГГК регистрируется мягкая компонента гамма - излучения, которая поглощается горной породой, вызывая фотоэлектрический эффект. Применяется для выявления угольных и рудных пластов.

Нейтронный каротаж. Скважинный зонд для нейтронного каротажа состоит из излучателя нейтронов и индикатора плотности нейтронов после их взаимодействия с горной породой. В горной породе часть нейтронов рассеивается, а другая часть их захватывается ядрами атомов. Чем меньше масса ядра, тем больше потеря энергии нейтрона. Наибольшую потерю энергии нейтрон испытывает при столкновении с ядром атома водорода. Следовательно, чем выше водородосодержание породы, тем быстрее убывает плотность нейтронов по мере удаления от источника. Водородосодержание породы зависит от ее водосодержания и нефтесодержания. Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, газ имеет низкую плотность и соответственно - меньше водорода.

Различают три вида нейтронного каротажа:

- 1) нейтронный гамма - каротаж - НГК;
- 2) нейтронный каротаж по тепловым нейтронам - НК - Т;
- 3) нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам - НК - Н.

Нейтронный гамма - каротаж - НГК. Захват нейтрона атомами горных пород сопровождается испусканием гамма - квантов, что выражается возникновением вторичного гамма - излучения. Кроме водорода высокой способностью захвата нейтронов обладают атомы хлора, бора, лития, кадмия, кобальта. Хлор присутствует в минерализованной воде. В результате этого против водоносной части продуктивного пласта показания вторичного гамма - излучения повышаются по сравнению с показаниями против нефтеносной его части. Эта особенность кривой НГК используется для установления водонефтяного контакта (ВНК) залежей и контролирования его продвижения по мере извлечения из них нефти в процессе эксплуатации. Выделение газоносных пластов по кривой НГК в общем случае затрудняется.

Осадочные горные породы по нейтронным свойствам подразделяются на две группы.

1. Породы высокого водородосодержания. К ним относятся глины, гипсы и высокопористые песчаники, карбонаты. Глины характеризуются высокой влагоемкостью и пористостью, содержат значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты). Гипсы содержат химически связанную воду. Высокопористые породы в естественных условиях насыщены водород - содержащими жидкостями (вода, нефть). Эти породы поглощают нейтроны, поэтому отмечаются низкими показаниями плотности нейтронов вблизи индикатора, расположенного в верхней части зонда на расстоянии 0,4 - 0,5м от источника. Глубина исследования составляет 0,2 - 0,6м.

2. Породы низкого водородосодержания. В эту группу входят плотные известняки, доломиты, цементированные песчаники, алевролиты, а также гидroxимические образования (ангидриты, каменная соль). На диа-

граммах нейтронного гамма - каротажа эти породы выделяются высокими показаниями плотности нейтронов. Глинистые песчаники и известняки отмечаются средними показаниями.

Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК - Т) дает такие же результаты, что и нейтронный гамма - каротаж: водород - содержащие горные породы выделяются низкими показаниями, плотные породы - более высокими показаниями индикатора гамма - излучения. Зонд НК - Т более чувствителен к содержанию хлора и других химических элементов, обладающих высокими способностями захвата тепловых нейтронов.

Нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (НК - Н) высокочувствителен к водородосодержанию горных пород и жидкостей.

В обсаженной скважине показания НГК, НК - Т и НК - Н понижаются, дифференциация кривой ухудшается. Поэтому нейтронный каротаж проводится в необсаженных скважинах. В практике работ наиболее часто применяется НГК. При низкой минерализации пластовых вод и промысловой жидкости целесообразнее пользоваться методом НК - Т. Полученные диаграммы позволяют расчленить разрез на пласты и пачки глин, плотных пород и повышенной пористости. В сочетании с ГГК - П нейтронные методы позволяют выявлять газонасыщенные интервалы, газожидкостные и водонефтяные контакты.

Метод радиоактивных изотопов применяется на стадии разработки залежей нефти и газа. В скважину и пласты закачивается растворы солей радиоактивных изотопов. После этого по стволу скважины производится измерение гамма - излучения. Для этой цели применяются короткоживущие изотопы:

цирконий - 95 ( $T_{1/2} = 65$  дней), железо - 59 ( $T_{1/2} = 45,1$  дня) и др. Интерпретация результатов измерений при работе с радиоактивными изотопами заключается в сопоставлении диаграмм гамма - каротажа, полученных в скважине до ввода в нее радиоактивного вещества и после ввода. Полученный результат позволяет выявить участки проникновения и движения жидкости в пласте в процессе разработки, образование гидродинамических связей между объектами разработки, зон трещиноватости и др.

**Акустический каротаж – АК.** Зонд акустического каротажа состоит из излучателя упругих волн звукового или ультразвукового диапазона и приемника волн. По типу регистрации акустических параметров различают два вида каротажа: 1) акустический каротаж по скорости распространения волн. 2) акустический каротаж по затуханию волн. С помощью акустического каротажа решаются следующие вопросы:

- 1) определение коллекторских пород, вскрытых скважинами;
- 2) выделение зон трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе;

- 3) оценка литологического состава горных пород;
- 4) определение средних и пластовых скоростей распространения упругих волн;
- 5) контроль технического состояния скважины - качества цементации и высоты подъема цементного кольца в затрубном пространстве.

Акустический каротаж по скорости. Излучатель волн находится в верхней части зонда П<sub>1</sub>0,5П<sub>2</sub>1,5И. Два приемника расположены в его средней и нижней частях. Каротаж основан на определении скорости распространения упругих волн в горных породах по времени вступления в первый и второй приемники:

$$V_{nl} = \frac{S}{t_2 - t_1}, \quad \Delta T = \frac{1}{V_{nl}} = \frac{t_2 - t_1}{S}$$

$V_{nl}$  - пластовая скорость,  $S$  - расстояние между двумя приемниками (база зонда),  $\Delta T$  - интервальное время - время пробега на единицу длины, мкс/м. Низкими скоростями распространения упругих продольных волн характеризуются слабо сцементированные песчано - глинистые породы, высокими - известняки и доломиты (**табл.29**).

При акустическом каротаже по скорости регистрируется время пробега волны к единице длины -  $\Delta T$ , мкс/м. Между последним и коэффициентом пористости горных пород по лабораторным данным устанавливается прямая статистическая зависимость. С глубиной скорость распространения упругих волн возрастает. На величину скорости оказывает влияние и тип цемента обломочных горных пород. Глинистый цемент вязкий, обладает пластичностью и сжимаемостью. Карбонатный и кремнистый типы цемента жесткие, способствуют сокращению пористости и повышению скорости распространения волн. Горизонтально ориентированные трещины снижают скорость распространения волны, в то время как вертикальные трещины и отдельные каверны мало изменяют скорость волны в породе.

Акустический каротаж по затуханию основан на измерениях поглощения упругих колебаний горными породами. В скважинном приборе устанавливается два излучателя упругих колебаний (зонд И<sub>2</sub>0,5И<sub>1</sub>1,5П) ультразвуковой частоты (15-35кГц) и один приемник. Ослабление продольной волны измеряется по разности амплитуд волн от ближнего и дальнего излучателей.

При каротаже записываются две кривые:

- 1)  $A_1/A_{оп}$  - отношение амплитуды  $A_1$  к амплитуде опорного пласта  $A_{оп}$ , за который принимается мощный пласт плотных пород с наибольшей амплитудой,
- 2)  $\alpha_{ак}$  - коэффициент поглощения.

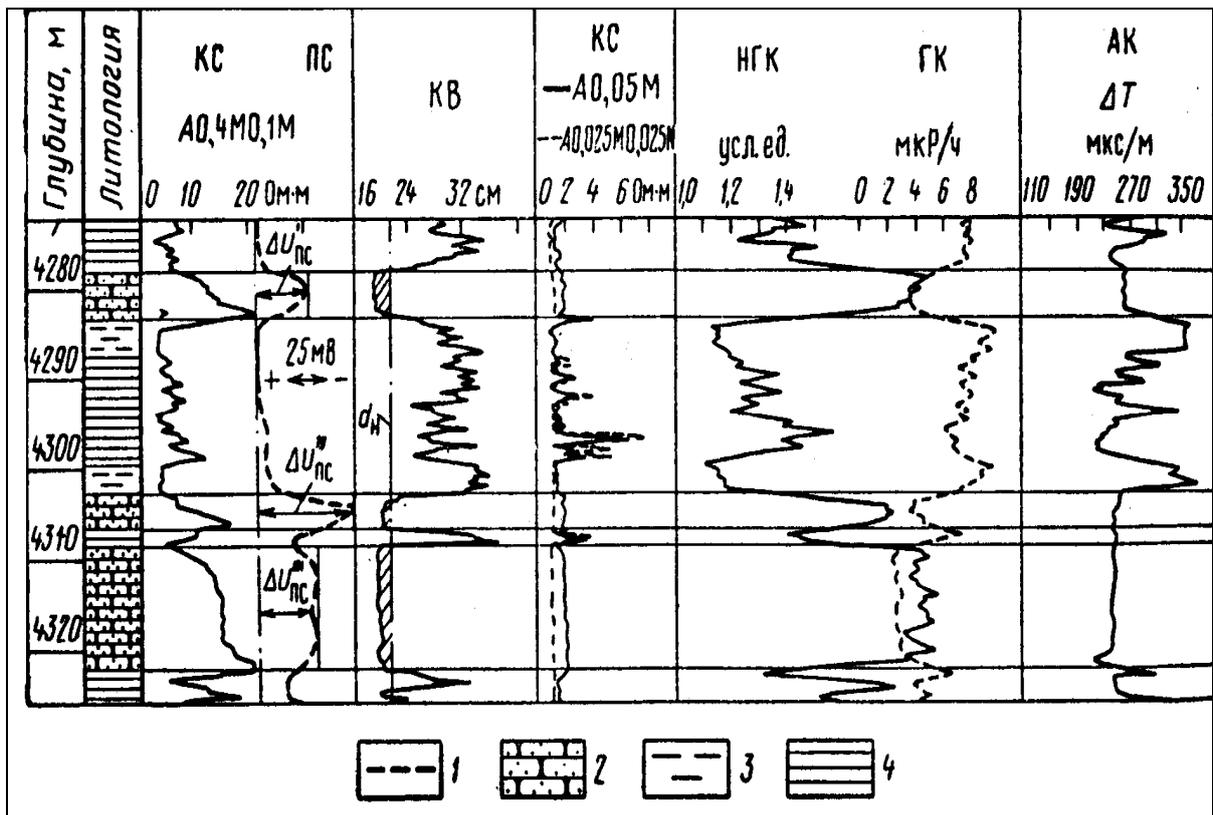
Таблица 29

## Акустические свойства горных пород. По С.С.Итенбергу (1978г.)

п/п	Горные породы и др. вещества	Скорость, м/с	$\Delta T$ , мкс/м
1	Воздух	300 - 350	330 - 280
2	Метан	430	2100
3	Нефть	1300 - 1400	770 - 710
4	Вода, глинистый раствор	1500 - 1700	660 - 600
5	Лед	3100 - 3600	320 - 280
6	Сталь	5400	185
7	Песок	800 - 1800	1250 - 550
8	Глина	1200 - 2500	800 - 400
9	Песчаник слабо сцементированный	1500 - 2500	660 - 400
10	Песчаник плотный	3000 - 6000	330 - 170
11	Мергель	2000 - 3500	500 - 300
12	Известняк, доломит	5000 - 7500	200 - 130
13	Ангидрит, гипс	4500 - 6500	220 - 130
14	Каменная соль	4500 - 5500	220 - 180
15	Кристаллические породы	4500 - 6500	220 - 150

На ослабление амплитуды колебаний волны указывают отклонение кривой  $A_1/A_{оп}$  влево, кривой  $\alpha_{ак}$  вправо. Глинистые пласты отмечаются максимумом по кривой  $\alpha_{ак}$  и минимумом кривой  $A_1/A_{оп}$ .

На величину затухания упругих колебаний сильное влияние оказывают глинистость, характер насыщения пор, трещиноватость и кавернозность пород. Минимальными амплитудами волн и максимальными значениями  $\Delta T$  характеризуются глины и аргиллиты. Максимальные амплитуды колебаний и минимальные  $\Delta T$  характерны для плотных карбонатных и песчаных пород. Песчаники и алевролиты, обладающие значительной пористостью, характеризуются промежуточными значениями интервального времени и амплитудных показаний. В слабо сцементированных нефтеносных и газоносных породах с хорошей пористостью затухание колебаний происходит более интенсивно, чем в таких же породах, но водоносных. Это особенно заметно в газоносных породах. Наибольшее затухание претерпевают упругие волны в трещиноватых и кавернозных породах. По этой причине этот вид каротажа эффективно применяется для исследования скважин, вскрывающих карбонатные породы. Заметно снижают скорость распространения и амплитуду упругих волн тонкослоистые песчано-глинистые породы. Для отличия трещинно-кавернозных зон от заглинизированных пород и количественной интерпретации диаграмм акустического каротажа привлекаются данные других методов - стандартного электрического, НГК, ГК, БК - 3 (рис.61).



**Рис.61.** Пример выделения коллекторов в терригенном разрезе различными - видами каротажа скважины (по С.С.Итенбергу,1978):  
 1-линия глин; 2-песчаник; 3-глина; 4-аргиллит; d - номинальный диаметр скважины.  
 $\Delta U'_{ПС}$ ,  $\Delta U''_{ПС}$ ,  $\Delta U'''_{ПС}$  -отклонения кривой ПС против различных пород.  $\Delta U''_{ПС}$  - отклонения кривой ПС против опорного пласта

### Комплексная интерпретация данных каротажа для решения задач нефтегазопромысловой геологии

Выделение коллекторов. Методика выделения коллекторских пород вырабатывается на основе сопоставления данных каротажа с данными лабораторного анализа керна горных пород и диаграммами ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Прямым признаком коллекторской породы в скважине является проникновение в нее глинистого раствора, что фиксируется за мерами удельного электрического сопротивления, выполненными методом бокового каротажного зондирования в разное время или бокового и индукционного каротажа. Песчаные и алевритовые коллекторы наиболее надежно выделяются по совокупности диаграмм ПС, ГК и кавернограммы. Против чистых коллекторов наблюдается наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин, минимальная гамма - активность по кривой ГК и сужение диаметра скважины по кавернограмме. Песчаные

коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, выделяются в отдельную группу - глинистые коллекторы. Амплитуда отклонения кривой ПС в глинистых коллекторах значительно меньше, чем против чистых песчаников. В ряде случаев глинистый коллектор представлен тонким переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев.

В известняках чаще присутствуют коллекторы порово-каверно-трещинного или трещинно-каверно-порового типов. Карбонатные коллекторы гранулярного типа (высокопористые) обладают геофизическими свойствами, близкими к таковым для песчаных коллекторов. Емкость трещин невелика (часто меньше 1%), но проницаемость их высокая. В процессе бурения трещинные коллекторы разрушаются, поэтому цельные образцы от них не остаются. Пористость карбонатного коллектора определяется методами нейтронного и акустического каротажа. Пласты глин и глинистых известняков внутри карбонатных толщ диагностируются по кривым ПС, ГК, НГК и кавернограммы. Разделение коллекторов на низкопористые ( $K_p < 0,05$ ) и высокопористые  $K_p \geq 0,08$  производится по диаграмме НГК. Низкопористые карбонатные коллекторы практически непроницаемые (*табл.30*). Пласты малой мощности выявляются по микробоковому каротажу. Трещинные и трещинно-каверновые коллекторы устанавливаются по диаграмме акустического каротажа по поглощению волн.

Для изучения процесса формирования и расформирования зоны проникновения бурового раствора в коллекторский пласт производятся повторные замеры. Фильтрат бурового раствора, проникая в пласты, изменяет их удельное сопротивление в прилегающих к скважине частях. В условиях  $r_f > r_v$  увеличение удельного сопротивления с течением времени по мере проникновения раствора свидетельствует о водонасыщенности коллектора, уменьшение - о нефтеносности, неизменность - о плотных непроницаемых породах.

К породам с трещинной проницаемостью относятся пласты, которые по повторным замерам удельного сопротивления характеризуются как проницаемые, но против них по данным микрозондов и кавернограммы нет глинистой корки. О трещиноватости коллекторов с высокой пористостью по данным каротажа судить трудно.

В практике нефтегазопромысловых работ интерпретация каротажных диаграмм производится на количественной основе с применением ЭВМ, с использованием установленных корреляционных связей между параметрами керна и каротажных измерений. Широко применяются для этих целей расчетно-теоретические кривые взаимозависимостей различных параметров коллектора, специально изготовленные в виде палеток.

Используются также и графики зависимостей, полученные экспериментальными методами.

Таблица 30

**Основные геофизические признаки карбонатных коллекторов  
(по С.С. Итенбергу, 1978)**

Виды каротажа	Группы коллекторов		
	Высокопористые $K_{п} \geq 8\%$	Низкопористые, $K_{п} \leq 5\%$	Трещинно-каверново- поровые
КС	от 1 до десятков ом/м	от десятков до тыся- чи ом/м	от 1 до десятков ом/м
ПС	четкая отрица- тельная аномалия	нехарактерная отри- цательная аномалия	отрицательная аномалия
Каверно- метрия - КВ	уменьшение диаметра скважины из-за образования глинистой корки	номинальный или увеличенный диаметр	уменьшение диаметра скважины, реже - увеличение
НГК (ННК)	низкие значения $Inv$ , $Int$	высокие значения $Inv$ , $Int$	средние и низкие значения $Inv$ , $Int$
ГГК - П	повышенные значе- ния $I_{vv}$	низкие значения $I_{vv}$	средние и высокие значе- ния $I_{vv}$
АК	повышенные значе- ния $\Delta T$	уменьшение ампли- туды - $A$ , увеличение коэф. поглощения - $\alpha_{AK}$	увеличение значений $\Delta T$ на участках с повышенной пористостью, возрастание $\alpha_{AK}$ и снижение $A$ на тре- щинчатых участках

Большая роль отводится определению количества и состава глинистого материала в породе. Глины обладают высокой влагоемкостью, высокими адсорбционными свойствами, способностью катионного обмена на контакте с водой. Наличие глинистого материала в коллекторе приводит к снижению пористости, проницаемости и коэффициента нефтеотдачи. Существует прямая зависимость между электрическими, радиоактивными, акустическими свойствами горной породы и степенью ее глинистости. Эта зависимость используется для решения обратной задачи: по диаграммам ГГК и ПС оценивается глинистость породы и коллекторского пласта, пористость и проницаемость глинистого песчаного коллектора.

Для чистых гранулярных пород пористость определяется методом решения системы уравнений по показаниям нейтронного, гамма - плотностного и акустического каротажа. Выделение нефтегазо-насыщенных пластов производится по кривым АК, НГК, КС (табл. 31).

Таблица 31

**Эффективность комплексирования различных методов каротажа для пород - коллекторов пласта АВ<sub>1</sub> Самотлорского нефтяного месторождения  
(по Е.О. Белякову, 1998)**

Методы	ПС+НК-Т+ГК		ПС+НК-Т		ПС+ГК		НК-Т+ГК	
	г/Г <sub>max</sub>	α						
Кп	0,98	1,01	1,00	1,01	0,98	1,01	0,43	1,00
Кгл	0,87	1,03	0,48	0,90	1,00	1,06	0,46	0,91
Кпр	1,00	1,00	0,78	0,99	0,82	1,01	0,11	0,35
Кво	0,18	0,97	0,06	0,94	0,55	0,96	1,00	0,98
ξ	0,442		0,250		1,00		0,048	

Кп - коэффициент пористости,  
Кпр - коэффициент проницаемости,  
Кгл - коэффициент глинистости,  
Кво - коэффициент водонасыщенности,  
г - коэффициент корреляции,  
Г<sub>max</sub> - максимальный коэффициент корреляции,  
α - коэффициент в уравнении регрессии  $y=ax+b$ , угловое смещение от точек линии равных значений,  
ξ - сравнительная эффективность комплексирования методов каротажа.

Мы не будем здесь приводить расчетные формулы и графики для количественной интерпретации каротажных диаграмм, поскольку это входит в сферу деятельности специалистов промысловой геологии и геофизики. Отметим лишь, что вычисленные цифры в виде различных параметров и коэффициентов входят в формулы подсчета запасов нефти и газа всех категорий.

### **8.5. Создание базы данных. Обработка и научный анализ фактического материала. Построение общей модели пластового резервуара**

Работа с фактическим материалом, имеющимся в распоряжении геолога, должна начинаться с раскладывания его на отдельные полки (блоки), которые называются базами данных.

#### **I. База данных по графической информации:**

аэрофотоснимки, космические снимки, карты:  
геологические;  
тектонические;

структурные;  
обзорные;  
полезных ископаемых;  
гравиметрические;  
магнитометрические и др.

II. База данных по керновому материалу:

коллекция образцов керна;  
тексты макроскопического описания керна;  
тексты микроскопического исследования пород керна;  
таблицы гранулометрического анализа;  
таблицы определений пористости, проницаемости;  
таблицы определений нефте- и водонасыщенности;  
таблицы определений макро и микрофауны.

III. База данных по флюидам:

таблицы химических анализов нефти, конденсата, газа, воды, по залежам и месторождениям.

IV. База данных по пробуренным скважинам:

план расположения скважин;  
координаты устья скважин;  
альтитуда устья скважин;  
конструкции скважин;  
интервалы проходки с отбором керна;  
глубина забоя скважин;  
интервалы каротажа скважин различных видов;  
интервалы и результаты испытания скважины.

V. База данных по геофизическим исследованиям скважин (ГИС):

каротажные диаграммы скважин

VI. База данных по сейсморазведке:

план расположения сейсмопрофилей;  
структурные карты по сейсмоотражающим горизонтам;  
сейсмические профили (разрезы).

VII. База данных по запасам нефти, конденсата, газа, по залежам, месторождениям.

VIII. База данных по текущей добыче нефти, конденсата, газа по скважинам, по залежам, месторождениям.

Базы данных создаются отдельно для месторождений, нефтегазоносных районов, областей и провинции в целом.

До 1960-х годов базы данных создавались в виде таблиц цифровых данных, записей в "амбарных" книгах, тетрадях. Позже начали создавать базы данных в виде перфокартотек, а в конце 1960-х годов - на магнитных лентах и дисках для работы с ЭВМ. В настоящее время базы данных создаются в электронном виде с соблюдением стандартных требований. Одна часть информации относится к категории архивных данных, другая - к категории оперативно-действующих. Последняя периодически корректируется по мере поступления новых данных. Возникает вопрос: с какой целью создаются такие базы данных? На этот вопрос можно ответить следующим образом. Все те вопросы, которые связаны с поисками, разведкой и подсчетом запасов нефти и газа, и разработкой залежей, решались и раньше, но решались менее оперативно, менее точно, менее экономично. С созданием электронных банков данных появляется возможность оперативно просчитать результативность нескольких вариантов решения конкретной задачи и выбрать из них лучший по показателям. Это означает повышение степени управляемости процессами поисков, разведки и разработки на научной основе. Модели залежей и месторождений будут более точными, поскольку для получения информации будет использоваться новейшая техника, а недостоверная информация будет отбракована. Повысится и точность прогнозов новых залежей, месторождений, ловушек и резервуаров нефти и газа.

#### Обработка фактического материала.

1. Собранный в виде базы данных фактический материал используется для построения различных карт геологического содержания:

- литологических;
- гранулометрических;
- петрофизических;
- структурных;
- изопахических;
- и др.

Если раньше такие карты строились вручную, то теперь эта работа выполняется на компьютере. Для этой цели привлекаются не только геологические, но и геофизические материалы. Карты строятся отдельно для пластов, залежей, месторождений, нефтегазоносных районов и областей. К картам прилагаются колонки, профильные разрезы. После такой обработки информация приобретает наглядный вид.

2. Большое внимание уделяется геологической интерпретации геофизических материалов - каротажных диаграмм и сейсморазрезов. Выявляются функциональные и вероятностные взаимозависимости геологиче-

ских и геофизических параметров для каждой конкретной нефтегазоносной области, что и является основой для составления программ геологической интерпретации геофизических материалов.

3. Производится статистический анализ массового - цифрового материала: вычисляются средние показатели, выявляются корреляционные связи различных геологических, петрофизических, геофизических параметров друг от друга.

4. Выявляются тренды (направления закономерных фоновых изменений) и локальные аномалии по каждому параметру.

5. Строятся объемные модели залежей с учетом неоднородности их строения.

Фактический материал, обработанный и представленный в виде колонок, профилей, карт, графиков, математических функций используется:

- 1) для прогнозирования новых залежей и месторождений нефти и газа;
- 2) для проектирования дальнейших поисковых, разведочных и эксплуатационных работ;
- 3) для разработки новых геологических теорий и новых методов геологических исследований.

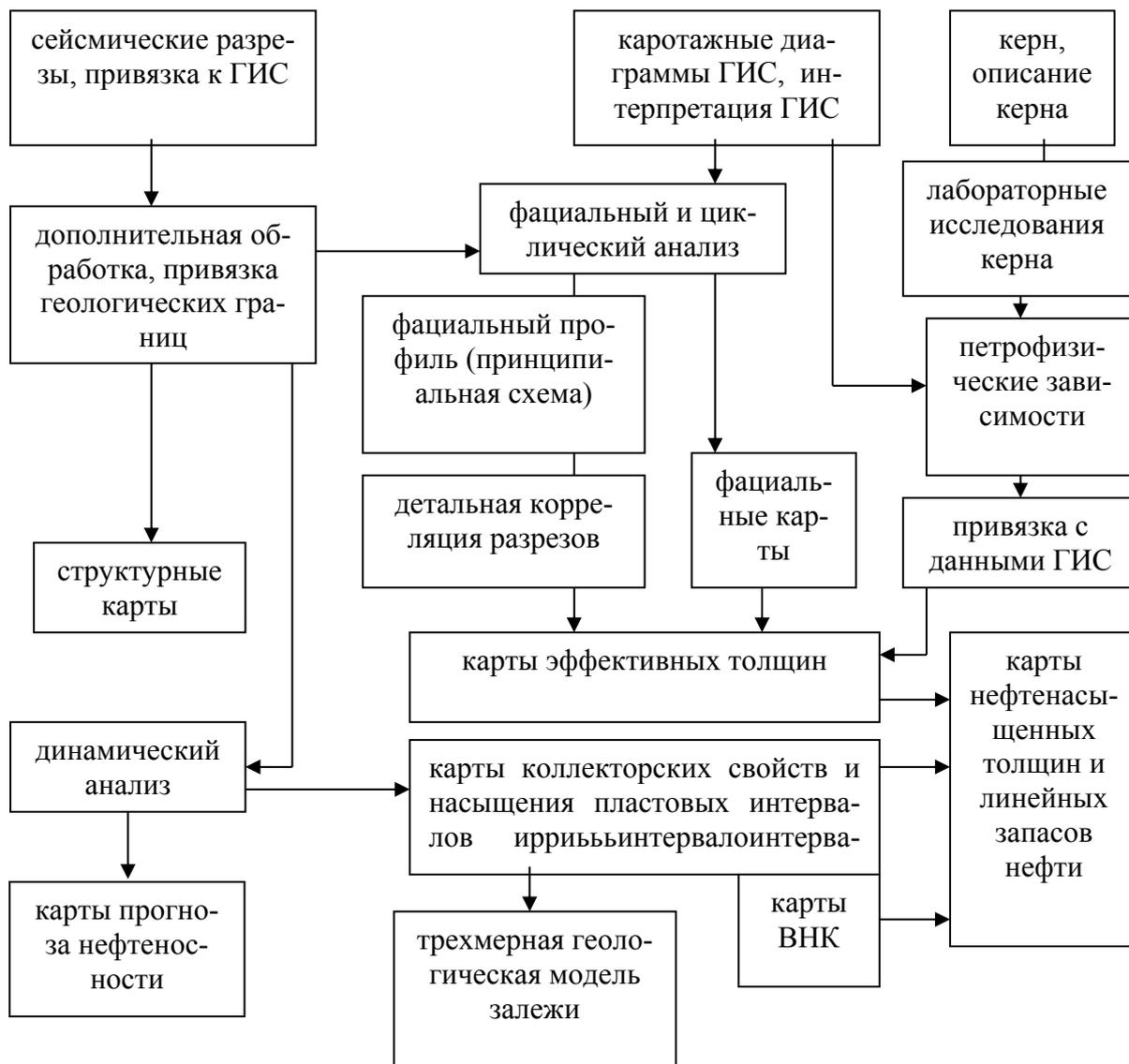
Комплексирование данных анализа керна с результатами геологической интерпретации сейсмических и каротажных материалов с использованием теории циклической седиментации позволяет построить общую модель природного резервуара со всеми его данными и изображением его качественных и количественных показателей на профиле и в плане. Промысловая значимость такой модели исключительно высокая. Весь исходный материал модели находится в памяти электронно-вычислительной машины и может использоваться повторно при необходимости корректировки ее с учетом новых данных. Такая концепция построения детальной геологической модели пластовых резервуаров разработана во многих нефтегазодобывающих компаниях Западной Сибири и широко используется в практике работ (*табл.32*).

Значимость ее не ограничивается применением для нефтегазопромысловых целей. Она имеет и прогнозную ценность. На ее основе решаются такие всегда актуальные для геолога задачи как: где искать и где бурить скважины.

Блок сейсмических данных этой модели состоит из четырех частей:

1. сейсмические разрезы, привязка с ГИС;
2. дополнительная обработка, привязка геологических границ;
3. структурные карты;
4. динамический анализ.

**Концепция детальной геологической модели пластового резервуара и залежи нефти (по материалам "Пурнефть", Тюменская обл., 1998)**



Блок данных каротажа скважин состоит из восьми частей:

1. каротажные диаграммы ГИС, интерпретация ГИС;
2. фациальный и циклический анализ, привязка с данными сейсморазведки;
3. фациальный профиль (принципиальная схема);
4. фациальные карты;
5. детальная корреляция разрезов;
6. карты эффективных толщин;
7. карты коллекторских свойств и насыщения пластовых интервалов, привязка с сейсмическими данными;

8. карты водо-нефтяных контактов (ВНК).

Блок данных по керну состоит из четырех частей:

1. керн, описание керна;
2. данные по лабораторному исследованию керна;
3. петрофизические зависимости;
4. привязка с данными ГИС.

Выходные данные модели:

1. Карты прогноза нефтеносности.
2. Трехмерная геологическая модель залежи.
3. Карты нефтенасыщенных толщин.
4. Карты линейных запасов нефти.

## 8.6. Палеогеологические методы

К палеогеологическим относятся методы реконструкции древних морей, рек, озер, древнего рельефа, климата, древней тектоники, тектонических движений, вулканизма и т.д. Необходимость таких реконструкций возникает, прежде всего, при решении практических задач прогноза и поиска полезных ископаемых. Чтобы что-то искать, нужно знать, где искать. А чтобы знать, где искать, нужно знать, где и как образуются полезные ископаемые. Согласно современной теории образования нефти и газа месторождения следует искать в осадочных бассейнах, содержащих нефтегазогенерирующие толщи, в коллекторских пластах, перекрытых флюидоупорами, на месте образования антиклинальных и неантиклинальных ловушек. Пласты коллекторских пород есть не повсюду, так же как не везде есть флюидоупоры и ловушки. Вопрос: а как узнать, где они есть? В упрощенной форме геолог на этот вопрос дает следующий ответ: 1) для этого нужно строить прогнозные карты, в том числе и с использованием палеогеологических реконструкций; 2) провести детальные сейсморазведочные работы на прогнозируемой площади с целью выявления антиклинальных ловушек; 3) пробурить поисковую скважину в центре выявленной антиклинальной ловушки.

Теория и методика палеогеологических исследований начала разрабатываться в 1930-х годах, когда вышли из печати книги Д.В. Наливкина "Учение о фациях" (1932), В.П. Батурина "Палеогеография по терригенным компонентам" (1937). В 1940г. Л.В. Пустовалов опубликовал монографию "Петрография осадочных пород" в 2-х томах. Крупный вклад в разработку теории осадкообразования был сделан Н.М. Страховым. В 1954 году в соавторстве с другими геологами им была опубликована книга "Образование осадков в современных водое-

мах". Под его редакцией в 1957 году была издана книга "Методы изучения осадочных пород" в 2-х томах. Его капитальный труд "Основы теории литогенеза" был издан в 1960-1962 годах в трех томах. В эти же годы были опубликованы книги: Д.В. Наливкин "Учение о фациях" (1956) в двух томах; Л.Б.Рухин "Основы общей палеогеографии" (1959); Л.П.Ботвинкина "Методическое руководство по изучению слоистости" (1965); В.И. Попов, С.А.Макаров, А.А. Филиппов "Методическое руководство по составлению фациальных и палеогеографических карт" (1963); "Фации и условия формирования нефтегазопроизводящих свит" (1966, под ред. Г.И. Теодоровича); В.П. Казаринов, В.И. Бгатов и др. "Выветривание и литогенез" (1969).

В 1960-х годах активно создавались литологические, литолого-фациальные, палеогеографические карты для прогнозирования полезных ископаемых. Атлас литолого-палеогеографических карт в масштабе 1:7500000 для территории СССР был издан в 1967 году под редакцией А.П.Виноградова. Для территории Западной Сибири такой атлас был издан в 1976 году под редакцией И.И.Нестерова. В 1970-1980-х годах создавались книги, главным образом, прикладного характера. Были изданы переводы на русский язык книги зарубежных геологов: Д.А.Буш "Стратиграфические ловушки в песчаниках" (1977); Р.К.Селли "Введение в седиментологию" (1981); "Седиментология" (1980, под ред. Р. Унруга) и др. Вышли из печати: учебник для студентов "Литология и литолого-фациальный анализ", составленный Б.К.Прошляковым и В.Г.Кузнецовым (1981) и книги: Н.И.Марковский "Палеогеографические основы поисков нефти и газа" (1973); В.Т.Фролов "Генетическая типизация морских отложений" (1984); О.К.Леонтьев, Л.Г.Никифоров, Г.А.Сафьянов "Геоморфология морских берегов" (1975); С.И.Романовский "Динамические режимы осадконакопления" (1985); В.Н.Михайлов, М.М.Рогов, А.А.Чистяков "Речные дельты" (1986). Методические приемы, изложенные в этих книгах, активно внедрялись и внедряются в практику при составлении фациальных, литолого-палеогеографических и прогнозных карт для конкретных нефтегазонасных областей и районов.

## **Принципы и методы палеогеологических исследований**

Все палеогеологические реконструкции выполняются методом всестороннего изучения современного состояния горных пород, слоев и осадочных толщ и генетической интерпретацией каждого их признака. Подобно тому, как врач ставит диагноз болезни по внешним признакам ее проявления, так и геолог, изучая горную породу, по ее признакам

определяет, как и где она образовалась. Например: 1) чем меньше размер обломков, тем дальше от берега отлагались осадки; 2) хорошая окатанность и отсортированность зерен свидетельствует о прибрежно-морских условиях осадконакопления, где обломки пород округляются и растираются под действием длительных волновых процессов; 3) морские отложения содержат остатки морской фауны и т.д. Так же тщательно изучаются и слои: определяется литологический состав, форма и толщина слоя, характер его кровли и подошвы, тип переслаивания прослойков, составляющих слой, включения акцессорных минералов, фауны, углистого вещества и другие признаки, позволяющие судить об условиях его образования. Научно разработаны принципы и правила палеогеологической интерпретации фактического материала. Краткая их характеристика излагается ниже.

1. Принцип актуализма в геологии. Он утверждает, что в древние геологические эпохи на земной поверхности происходили примерно такие же геологические процессы, что и в настоящее время. Основанием для такого утверждения является сходство по многим признакам древних пород с современными осадками. Все мы давно знаем, что песчаники - это уплотнившиеся пески, а глинистые сланцы-рассланцованные глины. И те, и другие являются продуктами выветривания и переотложения кристаллических горных пород: гранитов, гнейсов, базальтов, порфиритов, мраморов и т.д.

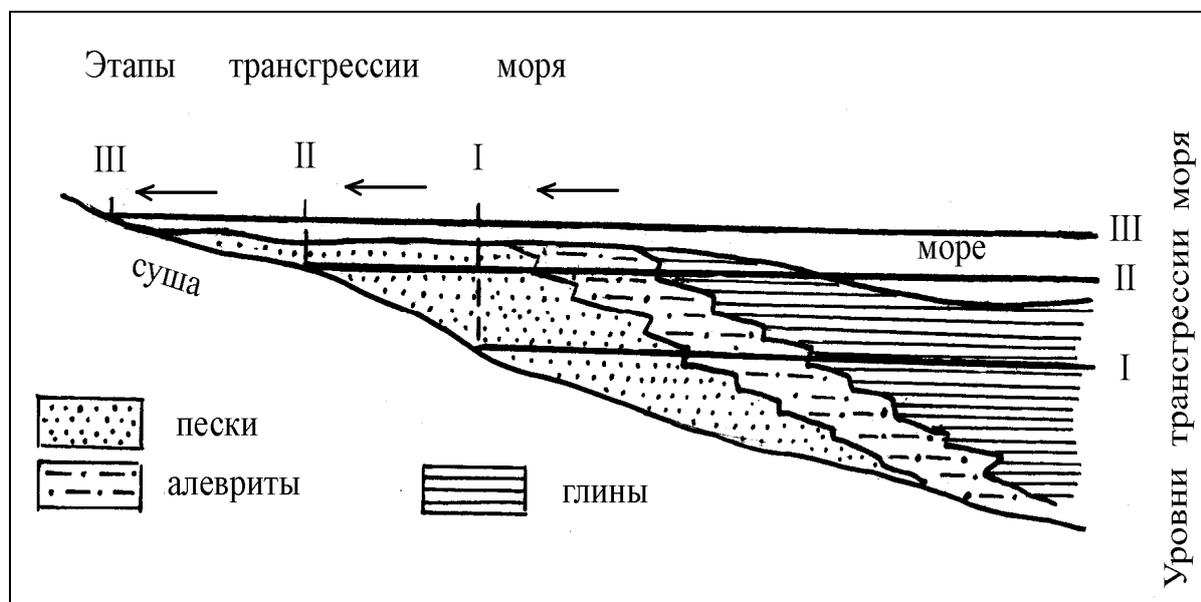
Из принципа актуализма вытекает правило: для реконструкции древних условий осадконакопления нужно изучать современные геологические процессы и осадки. Мы должны вести геологические наблюдения всегда и повсюду, где бываем, и обогащать свой опыт новыми знаниями. Однако геологи знают, что полного сходства древних процессов с современными не может быть, ибо Земля как планета и ее материи за сотни миллионов лет своей истории претерпели значительные эволюционные изменения. За это время изменились и климат, и органический мир, температурный и магматический режим, являющиеся участниками геологических процессов, происходящих на поверхности Земли.

2. Фациальные законы Грессли. Латинское слово *facies* обозначает "облик", "внешний вид". Термин впервые был введен в науку швейцарским геологом Грессли в 1838 году для обозначения групп горных пород и слоев, отличающихся друг от друга по составу, внешнему виду и условиям образования. Первый закон Грессли - закон о горизонтальных фациальных рядах. Он гласит, что каждая фация по простиранию замещается другой одновозрастной фацией. В прибрежной части моря или озера образуется и отлагается материал, доставляемый сушей: галечники, пески, а на далеком удалении от берега-глины, мергели, известняки. Совместно они образуют латеральный (горизонтальный) фа-

циальный ряд. Все фации этого ряда одновозрастные, горизонтальные их границы (кровля и подошва) -хроностратиграфические. Второй закон Грессли закон о вертикальных фациальных рядах. Он утверждает, что каждая фация перекрывается другой фацией, более молодой по возрасту. Последовательно перекрывающие друг друга фации образуют вертикальный фациальный ряд. Все фации вертикального ряда разновозрастные.

3.Фациальный закон Головкинского-Вальтера - закон о соотношении горизонтальных и вертикальных фациальных рядов. Он утверждает, что при миграции фациальных зон во времени и пространстве каждая фация перекрывается той фацией, которая находится по соседству в горизонтальном ряду.

Смена фаций в вертикальных рядах происходит при смещении береговой линии моря. Вместе с береговой линией последовательно смещаются и горизонтальные фациальные ряды (рис.62).



**Рис. 62.** Схема соотношения горизонтальных и вертикальных фациальных рядов, при трансгрессии моря, доказывающая фациальный закон Вальтера-Головкинского. Составил Е.М.Максимов. При трансгрессии моря фации перекрывают друг друга. Границы фаций пересекаются с стратиграфическими (хронологическими) границами

Если море трансгрессирует в направлении суши, то ранее образовавшиеся мелководные песчаные фации будут перекрыты более глубоководными глинистыми осадками, поскольку глубина моря на этом месте увеличилась за счет трансгрессии. При регрессии моря, наоборот, глубоководные фации будут перекрываться мелководными. Так образуются трансгрессивные и регрессивные вертикальные фациальные ряды в соответ-

ствии с третьим фаціальным законом, получившим название "закон Головкинского-Вальтера".

Смена фаций как в вертикальных, так и в горизонтальных рядах происходит большей частью постепенно через зону переслаивания горных пород соседствующих фаций. Во-вторых, в результате миграции горизонтальных фаціальных зон в пространстве и во времени разные части одного и того же слоя, выделяемого по петрографическому признаку, отлагаются не в одно и то же время, т.е. такой слой фактически не является одновозрастным геологическим образованием, как обычно мы считаем.

Впервые такие факты были описаны казанским геологом Н.А.Головкинским в 1866 году: "Мы считали песчаники, конгломераты, глины и мергели, обнаженные по р. Каме и ее притокам в Вятской и Пермской губерниях, то менее, то более древними, чем известняки Казанской губернии. Только В.И.Меллер признал их за образования одновременные, в чем я совершенно с ним согласен. Изложенное достаточно разъясняет, что должно внимательно различать понятия о хронологическом, стратиграфическом, петрографическом и палеонтологическом горизонтах, которые могут не совпадать друг с другом. Хронологические горизонты косвенно пересекают все другие". Позже такие факты были описаны австрийским геологом И.Вальтером на примере альпийского региона. Он продолжил разработку концепции фаций Грессли и пришел к выводу, что фации не располагаются случайно, что в их горизонтальных и вертикальных рядах существует определенная закономерность: "одна на другую первично могут быть наложены только те фации, которые могут наблюдаться в настоящее время рядом одна с другой" (1894г.). Это утверждение позже было названо фаціальным законом Вальтера, но как свидетельствуют факты, оно было сделано 30 лет раньше Н.А.Головкинским.

Этот закон подтверждается и широко используется при составлении схем корреляции разрезов и стратиграфических схем, когда выявляются факты возрастного скольжения границ свит, фаций, пересечения литологических границ с временными (хроностратиграфическими) границами, омолаживания кровли какой-либо свиты по простиранию.

4. Закон о перерывах осадконакопления. "Образование осадков происходило при постоянном колебании дна соответствующего бассейна, при нередком выходе дна этого бассейна из-под уровня моря".

Этот закон называется четвертым фаціальным законом. Он сформулирован томским геологом М.А.Усовым (1935, 1936г.) на основе описания многочисленных фактов перерывов осадконакопления различных рангов, установленных в осадочных разрезах Горного Алтая,

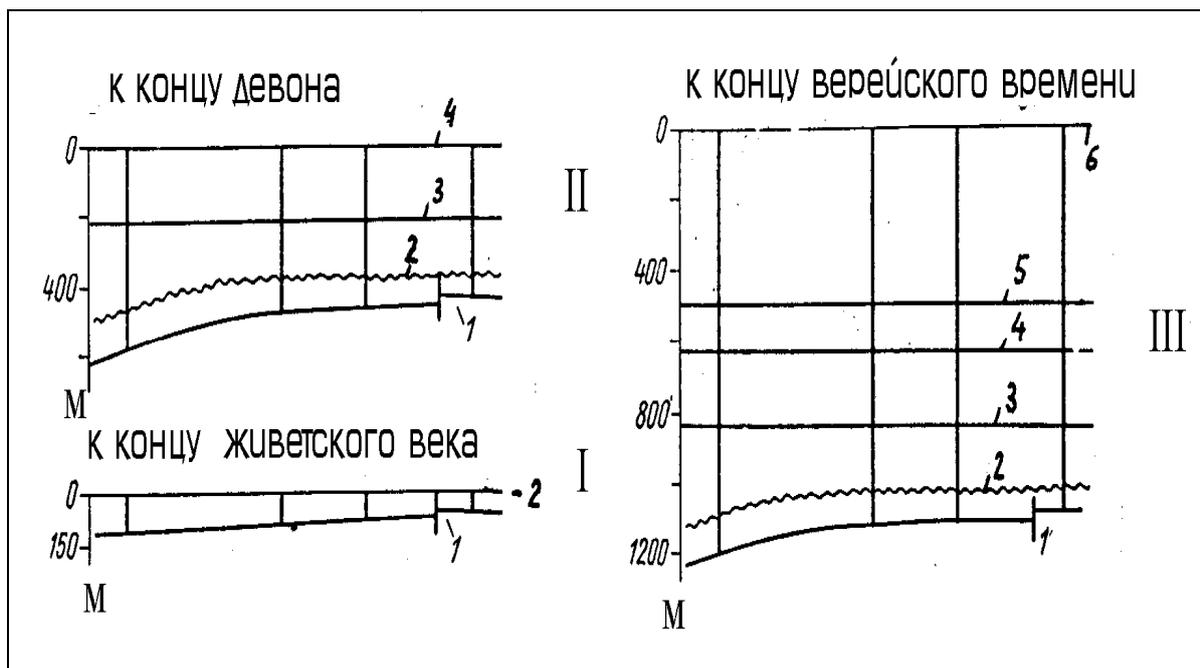
Кузнецкого Алатау, Западной Сибири. Он утверждает, что помимо постепенной миграции горизонтальных фациальных рядов, зон и поясов иногда наблюдается их внезапное смещение или полная перестройка, вызванная резкими изменениями тектонической обстановки, что проявляется перерывами и размывами ранее образовавшихся фациальных пачек, свит.

5. Метод мощностей и построения профилей выравнивания и карт изопакит. Теоретической основой этого метода является статья известного советского тектониста В.В.Белоусова, опубликованная в 1940 году под названием "Мощность отложений, как выражение режима колебательных движений земной коры". В ней утверждается, что "размер мощностей осадков связан прежде всего и главным образом с масштабом погружения земной коры". Погружение земной коры постепенно компенсируется накоплением осадков, а различие в мощностях на разных участках происходит в результате неравномерного погружения земной коры: на тех участках, где погружение происходит медленно, накапливаются осадки малой мощности, а где погружение происходит быстрыми темпами, там накапливаются осадки большой мощности. Отсутствие осадков объясняется тем, что участок находился в области размыва. Такая интерпретация мощностей позволяет профили и карты мощностей использовать для восстановления истории тектонических движений как регионального, так и локального уровней. По разности мощностей разновозрастных толщ, отложившихся на соседствующих участках, можно судить об амплитудах вертикальных движений блоков относительно друг друга: чем больше разность мощностей, тем интенсивнее были блоковые тектонические движения.

Профили выравнивания строятся вдоль по линии скважин, начиная с наиболее древнего слоя. Мощности этого слоя (например, живетского яруса) откладываются вниз от горизонтальной линии, которая принимается за линию выравнивания. Концы отрезков линий, в масштабе изображающих мощность слоя в каждой скважине, соединяются плавной линией. Эта линия будет изображать положение подошвы живетского яруса к началу франского века (*рис.63*).

Второй профиль выравнивания строится аналогичным образом, но к мощности слоя 1 (живетский ярус) добавляется мощность слоя 2 (франский ярус). Получится профиль выравнивания, изображающий положение подошв живетского и франского ярусов к началу фаменского века. Так же строятся и истолковываются все другие профили выравнивания, которые при палеогеологической интерпретации именуется палеоструктурными профилями.

Карты мощностей могут быть построены для каждого стратиграфического горизонта (слоя, свиты, яруса и др.) отдельно или способом последовательного суммирования мощностей двух, трех и более горизонтов совместно. Фактическим материалом для таких построений являются мощности, вычисленные по скважинам. В последние годы для таких построений начали использоваться сейсмические данные, записанные на магнитных носителях. Палеогеологическая интерпретация их производится так же, как и профилей выравнивания. В этом случае карты мощности именуются палеоструктурными картами. На этих картах изолиниями максимальных значений мощности отображаются палеовпадины и палеопрогобы, а изолиниями сокращенных значений - палеосводы, палеовалы, палеокупола и другие палеоподнятия-потенциальные структурные ловушки нефти и газа. По разности мощностей можно оценить амплитуду конседиментационного роста и крутизну склонов палеоподнятий для каждого отрезка геологического времени. Построив серию карт изопакит (карт мощностей), можно определить, как менялись конфигурация и размеры структур за период накопления всей осадочной толщи (рис.64).



**Рис. 63.** Профили выравнивания (палеоструктурные профили). Генеральское поднятие (Волго-Уральская провинция) (по А.К.Машковичу, 1970).

- 1- кровля пласта D-v; 2- размытая кровля живетского яруса; 3- кровля франского яруса; 4- кровля фаменского яруса; 5- кровля малевского горизонта; 6- кровля верейского горизонта

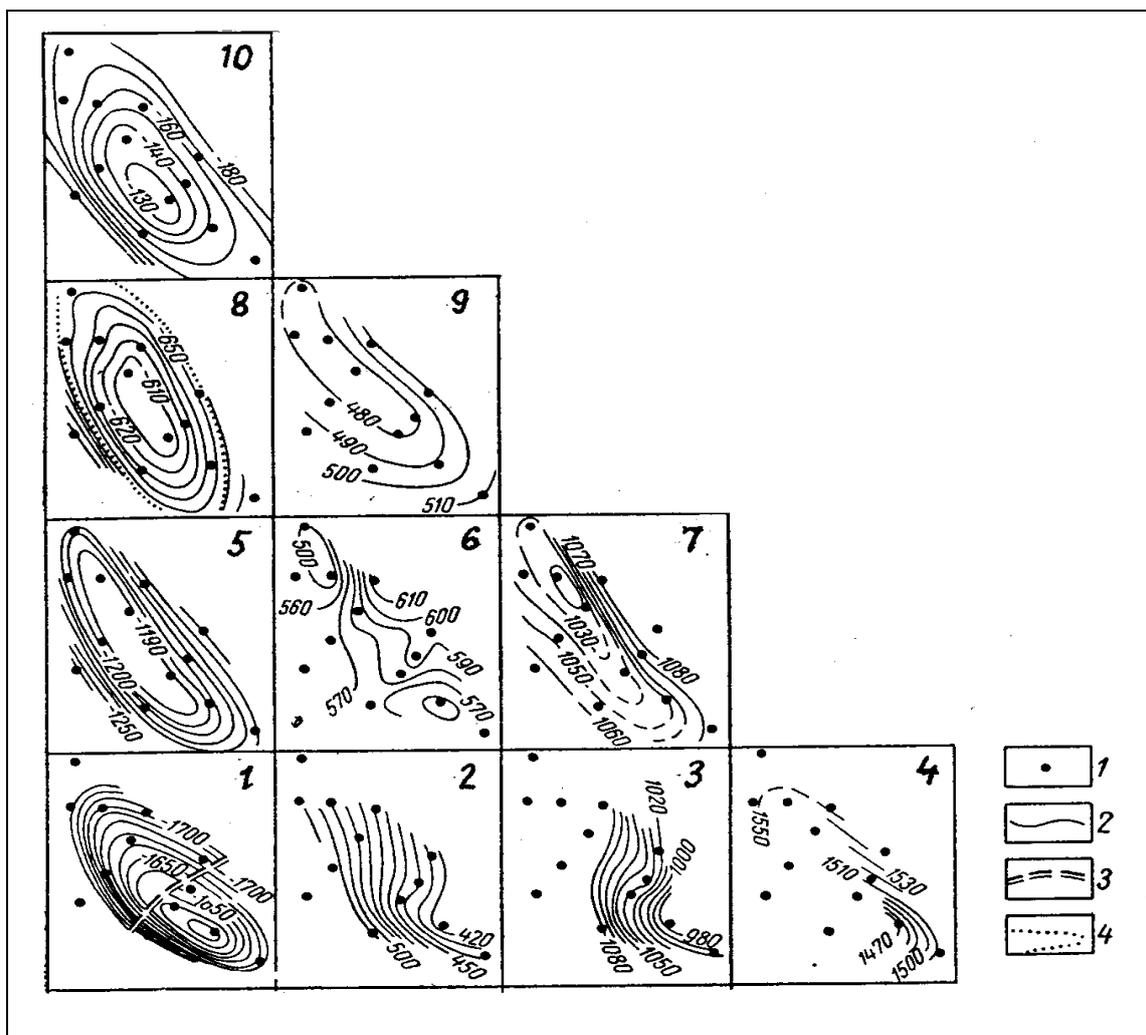


Рис. 64. Изопахический треугольник. Генеральское поднятие (по А.К.Машковичу, 1970):

- 1 - структурная карта по подошве карбонатного девона;
  - 2-4 - палеоструктурные карты положения подошвы карбонатного девона к концу малевского (2), верейского (3), батского (4) времени.
  - 5 - структурная карта по кровле малевского горизонта;
  - 6-7 - палеоструктурные карты положения кровли малевского горизонта к концу верейского (6) и батского (7) времени;
  - 8 - структурная карта по кровле верейского яруса;
  - 9 - палеоструктурная карта положения верейского горизонта к концу батского века;
  - 10 - структурная карта по кровле батского яруса.
- Условные обозначения: 1 - скважины; 2 - изогипсы, палеоизогипсы в м; 3 - разлом; 4 - граница газовой залежи

### Метод фациального анализа. Классификация фаций. Фациальные карты и профили

"Под фацией понимаются осадки, отложенные на определенной площади в одних и тех же условиях, отличных от тех, которые господство-

вали в соседних районах. Поэтому каждая фация характеризуется одним и тем же комплексом палеонтологических особенностей". (Рухин, 1962, с.93). Из этого определения вытекает, что слои объединяются в фацию по генетическому признаку, по образованию в одной крупной или малой ландшафтной зоне (например, речной долине), отличной от другой соседней ландшафтной зоны (например, дельтовой). Они содержат "отпечатки", захоронения и признаки той воздушно-водной среды ландшафта, в которой произошло их образование. По этим признакам и определяется принадлежность горных пород и слоев горных пород к той или иной фации.

Необходимость фациального анализа древних толщ прежде всего вытекает из практических потребностей, поскольку в каждой фации, в каждом ландшафте рождается тот или иной тип горной породы, слоев и полезного ископаемого, а чем больше мы будем знать, как образовалось это полезное ископаемое, тем лучше мы их будем искать.

Д.В.Наливкин (1956г.) дал следующий перечень признаков, по которым определяется генетический тип горной породы, слоя, фации.

Литологические признаки:

1. Форма и размер зерен, обломков, составляющих породу.
2. Их минералогический и петрографический состав.
3. Цвет породы.
4. Структура и текстура.
5. Включения и выделения минералов.
6. Знаки на поверхности осадков.

Палеонтологические признаки:

7. Состав фауны.
8. Состав флоры.
9. Образ жизни ископаемых животных.
10. Сохранность органических остатков.
11. Распределение органических остатков в породе.

Морфологические признаки тел и их внутреннего строения:

12. Форма тел.
13. Мощность.
14. Тип слоистости и ритмичности.

Признаки взаимоотношения с окружающими объектами:

15. Изменение по простиранию.
16. Перехода в окружающие осадки
17. Перехода в подстилающие и покрывающие отложения.

Эти признаки для горной породы, слоя и группы слоев являются врожденными, т.е. сохранившимися с момента отложения осадков. Но они могут быть искажены или уничтожены в процессе последующего преобразования осадков и слоев. Поэтому для диагностики фациального типа древних отложений привлекаются все признаки, которые в той или иной степени могут свидетельствовать об условиях среды осадконакопления.

Кроме этого, для этой цели широко используется метод актуализма и сравнения с типовыми моделями седиментогенеза, построенными по результатам наблюдения за современными процессами осадконакопления в морях, океанах, озерах, реках, горах, пустынях.

Л.В.Пустоваловым в 1933г. было введено понятие "геохимические фации", Г.И.Теодоровичем - термин "минералого-геохимические фации" (1949). Н.М.Страхов (1962, 1964) вместо термина "фация" ввел понятие "тип литогенеза", М.А.Усов (1925) выделял "магматические фации", А.П.Павлов (1888, 1890) - "генетические типы" осадков. В работах зарубежных геологов фации выделяются как части формации. Например, Р.К.Селли (1981) перечислены песчаная, конгломератовая, биогермно-известняковая, красноцветная фации. Другие геологи (Р.Е.Кинг, 1975) такие тела называют "литофациями"\* или "фациальными типами осадков". Д.А.Буш (1977) различает пляжевые, забаровые, баровые и предбаровые фации. Из этого перечисления видно, что фации выделяются по двум признакам: по литологическому составу и по условиям происхождения. В последние годы для диагностики фациальных тел по признаку формы типа пологих холмов (песчаных баров, карбонатных рифовых массивов) или погребенных речных долин используется высокоточная трехмерная сейсморазведка. Выделяемые по конфигурации отражений, характеру напластований или по картам срезов и изопахит аномальные формы называются сейсмофациями или сейсмофациальными единицами. Примеры такого подхода кратко рассматривались нами выше в *разделе 8.3*.

Самые мелкие фациальные единицы выделяются по литологическому признаку. Например, в классификации Д.В.Наливкина (1956) различаются фации:

- |                                 |                              |
|---------------------------------|------------------------------|
| 1. галечников и гравия;         | 5. известняков и доломитов;  |
| 2. песков и алевролитов;        | 6. рифовых известняков;      |
| 3. илов (глин);                 | 7. ракушнякавых известняков; |
| 4. глауконитовых песков и глин; | 8. и др.                     |

Геологи обычно их называют литотипами, литофациями. По ним строятся крупномасштабные (детальные) литофациальные карты и профили для стратиграфических горизонтов, содержащих полезные ископаемые на некоторой ограниченной площади. Фациальные единицы более крупных рангов выделяются по генетическому признаку. Они отличаются неоднородностью литологического состава, сложным внутренним строением, но объединяет их единство условий образования. Примерами их являются речные, озерные, дельтовые и др. фации (*табл.33*).

---

\* Под литофацией понимаются осадки, слагающие фацию. Термин предложен американским геологом В.Крумбейном (1948,1951)

Классификация фаций (по В.Г.Кузнецову, 1981)

Группы фаций	Фации
Континентальные	1. элювиальные
	2. склоновые (коллювиально-делювиальные и пролювиальные)
	3. аллювиальные
	4. лимнические
	5. ледниковые
	6. эоловые (пустынные)
Морские и океанические	7. приконтинентальные
	8. пелагические
	9. фации морских водоемов аномальной солености
Переходные от континентальных к морским	10. прибрежно-морские
	11. лагунные и лиманные
	12. дельтовые

На основе такой классификации строятся средне- и мелкомасштабные фациальные карты, и профили для крупных территорий. На них показываются изолинии мощности и коэффициента песчаности, литологический состав и границы фаций, в том числе и выделенных по результатам интерпретации сейсмических материалов и каротажных диаграмм. Примерами их являются фациально-палеогеографические карты, построенные для территории Предкавказья, Русской (Восточно-Европейской) плиты и других регионов, укомплектованные в виде атласов.

### **Обстановки осадконакопления в современных водоемах. Типовые седиментационные модели**

Мы не поймем горную породу, слой и группу слоев до тех пор, пока не выясним, где и как они произошли, какой путь преобразований они претерпели с момента своего рождения.

Начиная с 1950-х годов большой объем исследовательских работ был проведен с целью детального анализа процессов отложения и переотложения осадков в различных частях современных морей, океанов и континентов. Итогом этой работы явилось новое направление в геологии, получившее название "Седиментология". Знания, изложенные в этих книгах, предназначены для реконструкции древних обстановок осадконакопления, т.е. для фациального анализа. С этого времени в некоторых странах началась подготовка специалистов-седиментологов, которые утверждают, что ключ к прошлому находится в настоящем, поэтому нужно хорошо знать современные осадочные процессы.

П.Е.Шепард (1964) выделил 16 типов обстановок осадконакопления:

1. Наземная: оползни, осыпи, равнины, речные русла, дюны, морены и др.
2. Озерная: плайма, соленые озера, глубокие озера.
3. Дельта: наземная, подводная части.
4. Пляжная: тыловая часть пляжа, бермы, нижний пляж.
- 5-6. Косы-бары, вдольбереговые подводные бары.
7. Плоские приливно-отливные участки, соляные марши.
8. Лагуны: пересыщенные солями, пресные, соленоводные.
9. Эстуарии: мелководные, глубоководные.
10. Континентальные шельфы.
11. Эпиконтинентальные моря.
12. Глубокие внутриконтинентальные моря.
13. Континентальные окраины.
14. Континентальные склоны.
15. Абиссальные равнины.
16. Рифы: линейные, изолированные, береговые.

Несколько раньше, разрабатывая концепцию фаций, Д.В.Наливкин выделил 15 типов фациальных комплексов по месту и условиям образования, которые были названы "нимиями":

1. Открытый шельф.
2. Обособленный шельф.
3. Лагунная область.
4. Материковое (эпиконтинентальное) море.
5. Внутреннее море.
6. Рифовая область.
7. Батиальная область.
8. Абиссальная область.
9. Материковая область.
10. Дельта.
11. Прибрежная равнина.
12. Пустыня.
13. Горное подножье.
14. Горный хребет.
15. Пенеплен.

Фациальные комплексы ("нимии") подразделены на мелкие фации, названные им "сервиями". Всего выделено 47 "сервий". Например, в нимии "открытый шельф" выделены 9 "сервий": равнинный берег, гористый берег, подводная долина, подводная возвышенность, открытый пролив, остров, область ледово-морских отложений, область эолово-морских отложений, область псевдоабиссальных отложений. Все они детально описаны в двухтомной книге, названной "Учением о фациях" (М.-Л.: АН СССР, 1956, том II-393 с.).

**Пример классической систематики обстановок осадконакопления  
(по Р.К.Селли, 1981)**

Континентальная	Наземная	Пустынная Ледниковая
	Водная	Речная Болотная (маршевая) Озерная Пещерная (подземная)
Переходная		Дельтовая Эстуариевая Лагунная Литоральная (приливно-отливная)
Морская		Рифовая Неритовая (от нижней границы отлива до 185 м) Батинальная (от 185 м до 1850 м) Абиссальная (глубже 1850 м)

Анализу условий осадконакопления посвящены многолетние исследования Н.М.Страхова (1898-1978г.). Большое внимание им было уделено механизму формирования петрографических типов осадков, влиянию гидродинамической, климатической и ионно-солевой среды в бассейнах седиментации, в том числе и в современных водоемах. Результаты этих исследований были опубликованы в 1960-1962 годах в трехтомной книге под названием "Основы теории литогенеза" (М.: АН СССР, том I - 211с., том II - 574с., том III - 545с.). В ней дано обоснование выделения литогенеза по климатическому признаку, детально проанализированы четыре типа литогенеза: ледовый, гумидный, аридный, вулканогенно-осадочный. Ледовый тип литогенеза в настоящее время развит на острове Гренландия, гумидный - в морях, океанах и на большей части континентов (на площади около 100 млн.км<sup>2</sup> суши). Общая площадь современных областей аридного климата составляет 32,55 млн.км<sup>2</sup>, она охватывает Северную Африку, Красное море, Аравийский полуостров, Персидский залив, Иран, Ирак, Пакистан, Среднюю Азию, Казахстан, Каспийское, Аральское моря, часть Средиземного, Черного морей, Тибет, Монголию, озера Балхаш, Иссык-Куль. Механизм возникновения вулканогенно-осадочного типа литогенеза совершенно иной по сравнению с климатическими типами. Различаются наземный и подводный типы вулканизма и связанных с ним породообразующих процессов.

В.И.Поповым был разработан динамический принцип фациального анализа, под которым понимается способы движения, слагающего фацию вещества, т.е. динамика среды осадконакопления: воздушных, водных, мутьевых, селевых, ледовых и каменных потоков. Были выделены следующие типы динамики осадков (1963):

I. Прерывистое оползание - оползни на склонах наземного и подводного рельефа

II. Непрерывное оползание - солифлюкция осадков на пологих склонах наземного и подводного рельефа

III. Прерывистое обваливание - обвалы в горах и на крутых склонах подводного рельефа

IV. Непрерывно - прерывистое осыпание - осыпи продуктов выветривания, щебня на склонах

V. Прерывистое поступательное движение с грязью - оплывины на склонах гор и подводного рельефа, селевые потоки долин и предгорных вееров выноса, потоки делювиальных осадков, мутьевые потоки, пролювиальный снос мелкозема

VI. Непрерывное поступательное движение с водой - в пещерах, промоинах, долинах рек

VII. Непрерывное поступательно-возвратное движение с воздухом - перемещение эоловых песков в пустынях, полупустынях

VIII. Колебательное (волнообразное) движение с водой - на мелководном дне и берегах рек, озер, лагун, морей

IX. Свободное плавание в воде - перенос тонких твердых минеральных частиц, мути, растворенного вещества, плавающих организмов в водах рек, озер, морей, океанов

X. Оседание в воздухе, накопление эоловой и космической пыли на суше, морях, океанах

XI. Оседание в воде пелитовой мути, отмершего планктона в реках, озерах, морях, океанах.

XII. Оседание твердых осадков-уплотнение и суффозия илов, илистых осадков.

**Таблица 35**

**Классификационные признаки и классы древних и современных фаций (группы слоев, объединяющихся по условиям образования)**

**Составил Е.М.Максимов**

Признаки фаций	Классы фаций (древних и современных)
1. Место образования (рождения) на ландшафте поверхности Земли	Группа континентальных фаций: элювиальные, делювиальные пролювиальные аллювиальные (русловые, пойменные) озерные, болотные ледниковые эоловые Группа фаций, переходных от континента к морю: дельтовые лиманные

Продолжение Таблицы 35

	Группа морских и океанических фаций: прибрежно-морские, пляжевые баровые, косовые лагунные, заливные шельфовые континентального склона подводных каньонов глубоководных течений абиссальных впадин
2. Глубина образования в водоеме	Мелководные Глубоководные
3. Литологический состав	Гравийно-галечниковые песчано-алевритовые глинистые глауконитовых песков и глин известняков и доломитов и т.д.
4. Цвет	Темно-серые, черные красноцветные, бурые, желтые зеленоцветные пестроцветные светло-серые, белые
5. Содержание полезных ископаемых	Железорудные угленосные битуминозные нефтеносные медистых песчаников золотоносных песков и т.д.
6. И др.	

Л.Б.Рухин (1962) разработал концепцию ландшафтов как сред осадконакопления. Он выделил и описал 8 типов ландшафтов:

1. Аллювиально-дельтовая равнина
2. Ландшафт областей углеобразования
3. Ландшафт областей накопления красноцветных толщ
4. Лагунные ландшафты
5. Мелководно-морские ландшафты
6. Ландшафты областей накопления карбонатных формаций
7. Глубоководные ландшафты
8. Ландшафты областей флишеобразования

В.Т.Фролов (1984) продолжил разрабатывать концепцию литотипов и генетических типов осадков, начатую А.П.Павловым. Методика выделения литотипов нами излагалась выше (глава 1). Среди морских отложений им выделены следующие генетические типы осадков:

1. Прибойные отложения.
2. Волновые отложения.
3. Подводно-флювиальная группа - отложения морских течений.
4. Речные выносы или подводный аллювий-дельта, авандельта.
5. Приливные отложения.
6. Отложения лагун, заливов.
7. Отложения вдольбереговых течений - кос, баров.
8. Отложения стоковых (шельфовых) течений.
9. Отложения донных абиссальных течений - суспензионных потоков, турбидитов.

Изложенное показывает, что процесс формирования группы слоев, объединяемых в одну фацию, сложный, многоаспектный, зависит от многих факторов: температуры, солености, РН, ЕН, динамики водной среды, размеров, формы, глубины водного бассейна, типа фауны и флоры, участвующих при отложении осадков, от типа, скорости, направления тектонических движений, вулканизма, соотношения суши и моря, скорости и направления ветра, волновых и подводных течений и т.д. С позиции системного подхода понять эту сложность можно, перечислив основные диагностические признаки объекта, процесса и выделив типы, подтипы по каждому признаку (*табл.35*).

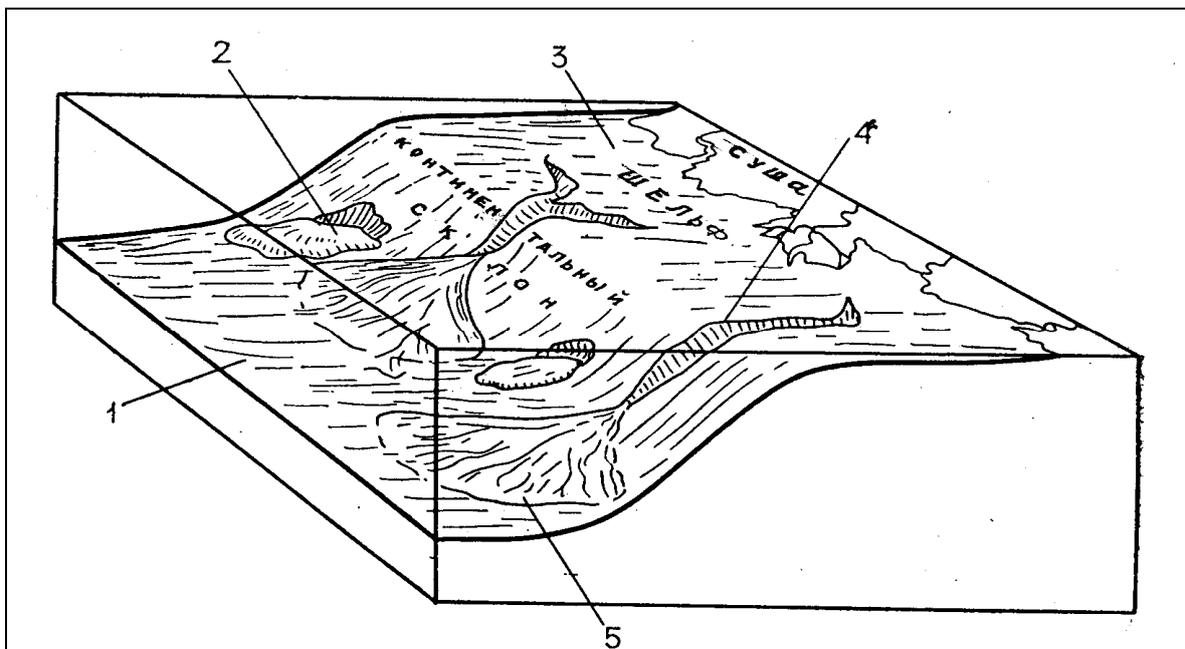
## **Типовые модели современного морского седиментогенеза\***

### Общая модель

Современные океаны и моря занимают до 70,8% поверхности Земли. Максимальные глубины во впадинах океанов составляют 7000 - 11000м, в Северном ледовитом океане - 5449м. Большая часть морей расположена на окраинах океанов, относится к категории окраинных шельфовых морей. С одной стороны, они граничат с сушей, с другой - открыты в сторону океана. С тектонической точки зрения такие моря представляют подводную часть материков. Глубина их постепенно возрастает в направлении к океану и на континентальном склоне составляет несколько тысяч метров (рис.65).

---

\* Седиментогенез (от латинского *sedimentum*-оседание) - широко распространенные природные процессы, приводящие к образованию осадков на дне различных водоемов.



**Рис. 65.** Модель подводного рельефа на границе континента и океана  
(по Р.К.Селли, 1981):

1-абиссальная равнина-пелагические илы; 2-оползни и обрушения илов на континентальном склоне; 3-шельф-перенос осадков морскими течениями, волнами, потоками волочения; 4-подводные каньоны - перенос осадков мутьевыми (турбидитовыми) потоками; 5-турбидитовый конус выноса в устье каньона

Ко второй группе относятся материковые замкнутые и полузамкнутые моря, находящиеся внутри континентов или между континентами. Примерами их являются Средиземное, Черное, Каспийское, Балтийское моря. К третьей группе относятся межостровные моря океанического типа, границы которых слабо обозначены группами вулканических островов. Кроме морей частями мирового океана являются заливы, проливы, бухты, акватории, более или менее изолированные материками, островами. Как глубоководные впадины океаны существуют, по крайней мере с юрского периода. Породы более древнего возраста на дне океанов не обнаружены. Средняя соленость морской воды составляет 35г/л. По составу растворенные соли относятся к хлоридам и сульфатам натрия, магния, кальция: 99% от суммы всех растворенных солей морской воды составляют ионы  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{-2}$ . Пониженную соленость имеют внутриконтинентальные моря: Каспийское, Черное, Балтийское. По температуре различаются моря теплые и холодные в зависимости от местоположения по отношению к экватору Земли. С глубиной температура воды во всех морях и океанах понижается и в придонном слое составляет 1,4-1,8°C, а в арктических морях - ниже 0°C. Температура замерзания воды при солености 35г/л равняется минус 1,91°C. Среднегодовая температура поверхностного слоя океанической воды составляет 17,5°C. Ниже этой глубины циркуляция вод

обуславливается под влиянием разности их плотностей. Морские течения в верхнем слое (до глубины 150-200м) образуются под влиянием пассатных ветров, распространяются широкими полосами. Теплые течения движутся из низких широт в верхние, холодные - из высоких широт в низкие. Примерами постоянных ветровых течений являются северные и южные пассатные течения, Гольфстрим и др. К временным относятся муссонные течения северной части Индийского океана, которые меняют направление в зависимости от летнего и зимнего муссонов. Теплое течение Гольфстрим является одновременно плотностным, ветровым и стоковым течением. К подобным течениям относятся: теплое течение Куро-Сиво, огибающее Японские острова; холодное Курильское течение, охлаждающе действующее на воды Охотского моря.

Фации: 1 - кора выветривания; мелководные: 2 - грубо- и крупнообломочные; 3 - песчаные, алевролитовые; глубоководные: 4 - глинистые; 5 - хемогенные (известняки, кремнистые осадки)

Волновые движения масс воды вызываются ветрами, приливами, землетрясениями. Ветровые волны наблюдаются в слое до глубины 50-60м, приливные и сейсмические волны охватывают всю толщу воды.

Наличие включений остатков морской фауны и микрофауны считается основным и определяющим признаком морских отложений. Морская фауна концентрируется в верхних и нижних водных слоях. Планктонная фауна представлена простейшими: тонкостенные фораминиферы, радиолярии, инфузории, медузы, мшанки, личинки многих донных организмов. Донную фауну (бентос) представляют толстостенные фораминиферы, губки, черви, кораллы, раки, брюхоногие, двустворчатые моллюски, иглокожие. Биогермы и рифовые массивы являются типично морскими образованиями. Коралловые рифы служат обиталищем для моллюсков, крабов, иглокожих, рыб. С глубиной фауна беднеет. Морская растительность представлена водорослями, развита в прибрежной полосе до глубины главным образом 15-20м (до 50-70м), образует подводные леса. Арктические и Антарктические моря довольно бедны растительным покровом. В этих морях развито сообщество диатомовых водорослей. Водоросли являются основным продуцентом органического вещества в морях и океанах. Ими питаются беспозвоночные организмы. В среднем содержание органического вещества в морских водах составляет 1-5 мг/л.

Кислотно-щелочной потенциал (РН) водной среды определяется содержанием в ней ионов водорода ( $H^+$ ). При их преобладании вода имеет кислую реакцию, а при преобладании ионов  $OH^-$  -щелочную. При содержании ионов водорода в количестве  $1 \cdot 10^{-7}$  г-ион/л  $PH = 7$ ; при  $1 \cdot 10^{-9}$  г-ион/л  $PH = 9$ . Вода диссоциируется на ионы  $H^+$  и  $OH^-$ . При  $PH < 7$  вода имеет кислую реакцию, при  $PH = 7$  -нейтральную, при  $PH > 7$  -щелочную. С глубиной РН водной среды возрастает, вода становится щелочной. Окислительно-восстановительный потенциал (ЕН) водной среды

определяется присутствием в ней свободного кислорода, определяется за-  
мерами потенциометром, измеряется в микровольтах. Положительные зна-  
чения соответствуют окислительным условиям, отрицательные -  
восстановительным. В окислительных условиях присутствует трехвалент-  
ное железо, обуславливающее бурую, красную, оранжевую окраску, в вос-  
становительных условиях железо имеет двухвалентную форму, обуславли-  
вает зеленую, голубовато-серую окраску воды. Восстановительные усло-  
вия в осадках и водной среде создаются присутствием в них тонкодис-  
персного и растворенного углистого, сапропелевого органического веще-  
ства. С глубиной вода становится более восстановительной. Морские осад-  
ки на шельфах достигают 2000-3000 метров мощности, имеют возраст до  
юры включительно. По составу это -терригенные, биогенные (известняко-  
вые, кремнистые), вулканогенные и смешанные осадки. Известняковые  
осадки тяготеют к теплым и умеренным зонам океанов, представлены фо-  
раминиферовыми и кокколито-фораминиферовыми осадками, а на мелко-  
водье-ракушняками и коралловыми отложениями. На глубинах свыше  
4500-5000м вследствие растворения  $\text{CaCO}_3$  известняковые осадки не  
накапливаются. Кремнистые илы (радиоляриевые и диатомовые) развиты в  
субполярных областях и на экваториальной зоне с широким развитием фи-  
топланктона. Отложения красной глубоководной глины характерны для  
котловин глубиной свыше 4500-5000 м в зонах низкой биологической про-  
дуктивности. Поступление эндогенного вещества в виде подводных вулка-  
нических излияний наблюдается вблизи срединно-океанических хребтов,  
вдоль разломов. Рудоносные растворы, поступающие по трещинам, спо-  
собствуют образованию слоев железо-марганцевых конкреций с высокой  
концентрацией Fe, Mn, Co, Ni, Pb, Zn, Ag, Se, Hg и других химических  
элементов. Мощность рыхлого слоя в котловинах составляет первые де-  
сятки метров. Ниже начинается базальтовый слой. Скорость накопления  
осадков в океанах очень низкая - 1-30 мм/1000лет. Максимальная скорость  
(100мм/1000лет) наблюдается у основания материкового склона, в зоне  
накопления терригенных осадков. Основной объем терригенного материа-  
ла, сносимого с материков, оседает на шельфе и материковом склоне.  
Осадки мутьевых потоков - турбидитов накапливаются в подножьях мате-  
рикового склона, в глубоководных желобах и на склонах срединно-  
океанических хребтов.

Основными полезными ископаемыми шельфовых морей являются  
нефть и газ. Потенциально нефтегазоносной является территория мирового  
шельфа площадью 13 млн.км<sup>2</sup>. По оценкам ученых потенциальные ресурсы  
его по нефти составляют 280 млрд.т. по газу-140 трлн.м<sup>3</sup>. В 1970 году до-  
быча нефти со дна моря осуществлялась 23 странами, объем извлеченной  
нефти составил 19,2% от общемировой добычи. Многими странами со дна

морей извлекаются титановые, титано-магнетитовые, цирконовые, монацитовые, золото-платиноносные, алмазоносные россыпи, фосфоритовые и железо-марганцевые конкреции.

Часть внутриконтинентальных морей (Средиземное, Черное, Каспийское) имеет океанический тип строения земной коры: в наиболее глубоких впадинах-котловинах гранитный слой отсутствует. Соленость воды Каспийского моря в среднем составляет 12,7 г/л, Черного моря – 19-22 г/л. Прозрачность вод в среднем составляет 16-22 метра, в прибрежных районах-6-8м. Максимальная глубина в Южном Каспии составляет 1250м, на юге Черного моря – 2211м. В рельефе дна выделяются шельф, материковый склон и глубоководная котловина. Ширина шельфа достигает 200км. На нем залегают терригенно-ракушечные пески, ракушняки, оолитовые пески. По мере удаления от берега они замещаются мелкозернистыми песками, алевритами. На склонах и на ложе впадин отлагаются пелитовые илы, карбонатность которых возрастает к центру моря. В подножьях некоторых склонов выявлены скопления алевритов, песков, вынесенных мутьевыми потоками.

Такова общая модель современного морского седиментогенеза, построенная по наиболее общим признакам и пригодная для исследования древних осадочных бассейнов на региональном уровне. Для исследований на фациальном уровне морской бассейн нужно разграничить на области и районы отличающиеся друг от друга по более детальным признакам, о которых говорилось выше (*табл.35*)

### Модель морского побережья

Морское побережье - это область, где контактируют две противоположности - суша и водоем, где встречаются и сливаются друг в друга процессы, происходящие на суше и процессы, происходящие в море. Суша доставляет в море пресную воду и обломочный материал, море действует на сушу разрушающе, размывает ее своей волновой энергией. Волновые движения в акваториях морей возникают под влиянием ветров, охватывают глубину главным образом 15-20м. Достигнув мелководной части волны разбиваются о дно моря и обрушиваются на берег: колебательные движения воды преобразуются в поступательное движение прибойного водного потока. Прибой - основной фактор разрушения абразивных берегов, образования пляжей и перемещения наносов.

Пляж (от франц. *plage* - отлогий морской берег) - полоса наносов, на морском побережье в зоне действия прибойного потока. Различают галечные, гравийные, песчаные и ракушечные пляжи. Вдоль побережья накапливаются наиболее грубозернистые осадки. Широкие вдольбереговые пес-

чаные пляжи формируются на участках, где берега пологие, низкие. В подножьях скалистых берегов образуются узкие полосы галечниковых отложений. По форме различаются пляжи полного профиля, представляющие собой пологие береговые валы, и пляжи неполного профиля, в виде скоплений наносов, наклоненных в сторону моря и примыкающих к подножью берегового обрыва. Обломочный материал имеет местное происхождение, на пляж доставляется реками, временными водотоками, а затем перемещается морскими волнами. Галька и гравий имеют округлые формы, хорошо окатанные, преобладают плоские формы. Пляжевые пески хорошо отсортированные, их зерна хорошо окатаны, как правило, не содержат пелитовой примеси. Окаменелости в них встречаются редко, имеют на себе явно выраженные следы абразии. В пляжевых песках преобладают два типа текстур: плоско наклонная к уровню моря, образующаяся на поверхности склона, и клиновидная косослоистая серия с пологим наклоном в сторону моря. Слойки выделяются по размеру обломков, некоторые из них подчеркиваются присутствием темных тяжелых минералов, угловыми несогласиями между ними, эрозионными срезаниями.

Интенсивность процессов пляжеобразования определяется количеством наносов, поступающих с суши, степенью прочности пород, слагающих коренной берег. Там, где береговые склоны сложены прочными породами, образуются скалистые берега абразионного типа с узкими пляжевыми полосами. Вдоль широких морских песчаных пляжей обычным является наличие эоловых дюн узких, удлиненных форм. Они образуются при переотложении пляжных песков ветровыми потоками. Ширина морского мелководья зависит от крутизны береговой суши: чем положе рельеф суши, примыкающей к берегу, тем будет шире и мелководная часть моря.

Современные тектонические движения во многом определяют тип морского берега. Отрицательные вертикальные движения способствуют затапливанию суши и образованию обширной приливно-отливной равнины. Положительные вертикальные движения приводят к поднятию береговой зоны и интенсификации абразивной деятельности волн. Хорошо отсортированные пески отлагаются при стабильном стоянии береговой линии, плохо отсортированные - при быстрой трансгрессии или регрессии. Тонкие илистые частицы способны в течении долгого времени находиться в воде во взвешенном состоянии. Они относятся волнами и течениями далеко от берега и там оседают на дно. В морях экваториальной полосы под воздействием жаркого климата из воды выпадает в осадок часть кальциевых, а иногда и магниевых солей. Так образуется довольно типичная для морских бассейнов латеральная фациальная зональность (*рис.66*).

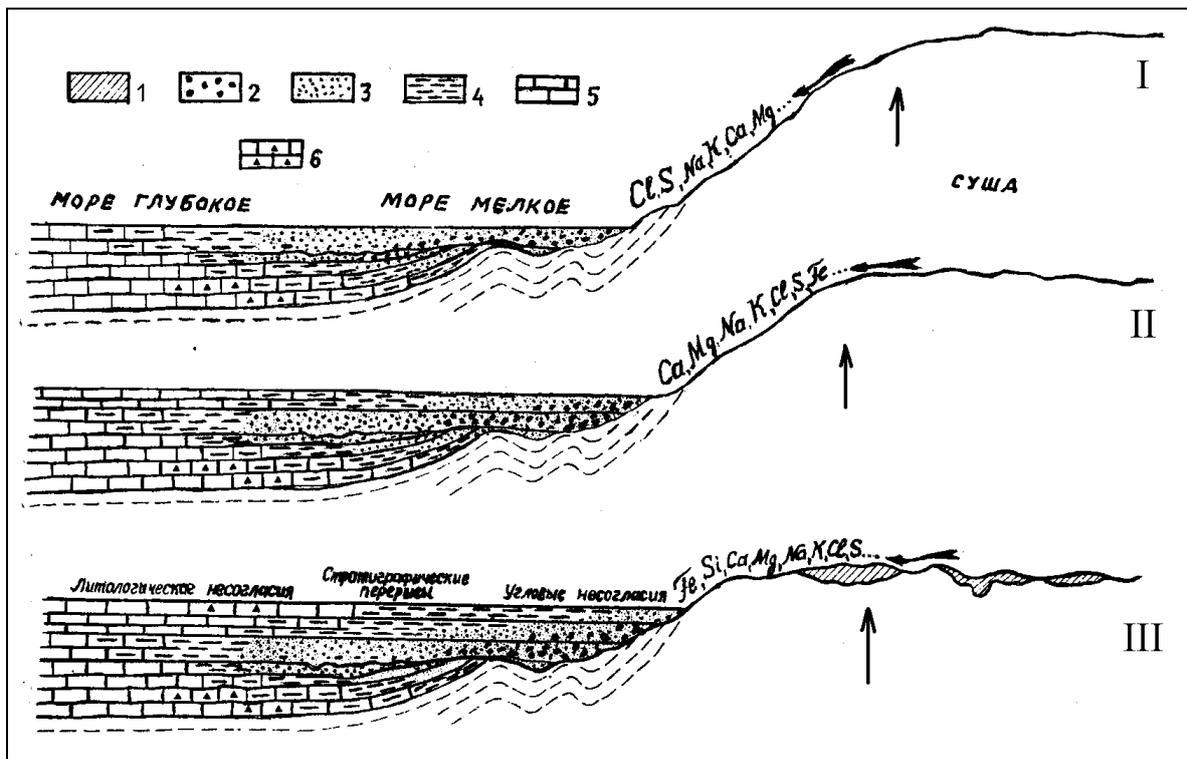
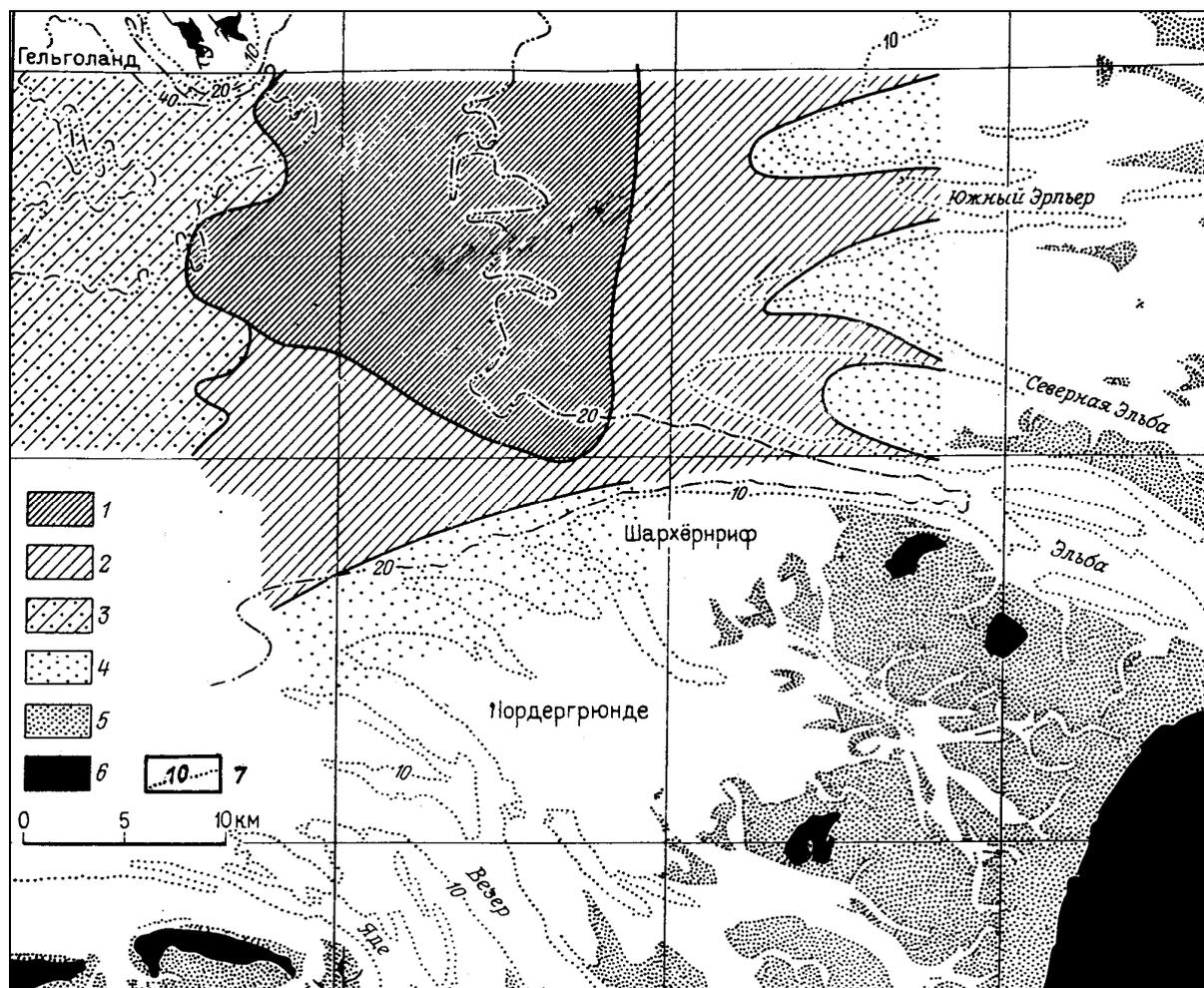


Рис. 66. Схема образования осадочной серии морского типа. Палеопрофили (по В.И.Бгатову, В.П.Казаринову, 1962):

Приливно-отливной равниной называется плоский участок морского побережья, заливаемый во время прилива и на котором доминируют осадки, отлагающиеся во время приливов. Поверхность такой равнины полого наклонена в сторону моря. Наиболее известной современной приливно-отливной равниной является пояс побережья длиной около 450км, тянувшийся вдоль побережья Северного моря на территории Голландии, Германии и частично Дании, шириной 7-10км. В голландской литературе такое побережье называется вадденом, в немецкой – ваттом (рис.67)

В пределах равнины выделяются три зоны. Средняя называется литоралью, она охватывает территорию от берега до линии досягаемости обычных приливов, изрезана системой приливных разветвляющихся каналов. Выше нее расположена надлиторальная зона, заливаемая при сильных приливах. На ней обычно располагаются соляные болота (англ. *salt marsh*). Сублиторальная зона практически всегда находится на уровне воды, в пределах мелководной части моря (до 20м глубины), где господствуют обычные волновые движения ветрового типа. Скорость приливного течения составляет 50-150см/с. Обломочный материал, приносимый из прилегающих частей дна моря, осаждается на начальной и конечной фазе прилива, в то время как глины осаждаются из суспензии при высокой воде. Создается тонкополосчатая слоистость и близкие к ней текстуры. Волнение воды при приливах обычно невелико, бывает сильным только при

штормовых ветрах. Оно участвует в транспортировке материала, способствуя заполнению местных впадин мелкозернистым осадком, сортировке песков, доставляемых в пределы равнины со стороны суши и моря.



**Рис. 67.** Фации современного мелководного побережья Северного моря (по Гадоу и Рейнеку, 1969):

1-алевриты глинистые; 2-пески мелкозернистые, алевритистые; 3-мелко- и среднезернистые прибрежные пески; 4-мелкозернистые пески; 5-приливно-отливная полоса; 6-суша; 7-изобаты

Пелитовые осадки, отложенные во время прилива, покрываются диатомовыми водорослями, которые защищают их от смывания. Кустарники, растущие на соленосных болотах, способствуют осаждению и накоплению приносимого материала.

Для осадков приливно-отливной равнины обычны местные размывы и эрозионные срезы. В глинах часты трещины усыхания, следы жизнедеятельности организмов - червей, ракообразных. В подножьях крутых склонов приливных каналов и каньонов скапливаются продукты обрушения и оползания еще не отвердевших осадков.

В мелководных частях морей, протягивающихся широкой полосой вдоль береговой линии, выделяются фациальные зоны (обстановки осадконакопления), отличающиеся друг от друга по многим признакам: лагуны, лиманы, заливы, эстуарии, острова-бары, косы и др.

### Лагунная модель

Лагуна (от итал. *laguna* - озеро) - неглубокий водный бассейн, соединяющийся с морем узкими проливами, или отделенный от моря полосой суши - баром. Ввиду слабой связи с морем лагуна имеет высокую или низкую соленость. Развитие песчаных баров и лагун тесно связаны друг с другом. Они широко развиты вдоль побережья Мексиканского залива, Северного, Балтийского морей, в Азовском и Черном морях, по восточному побережью Каспийского моря и др. (рис.68)

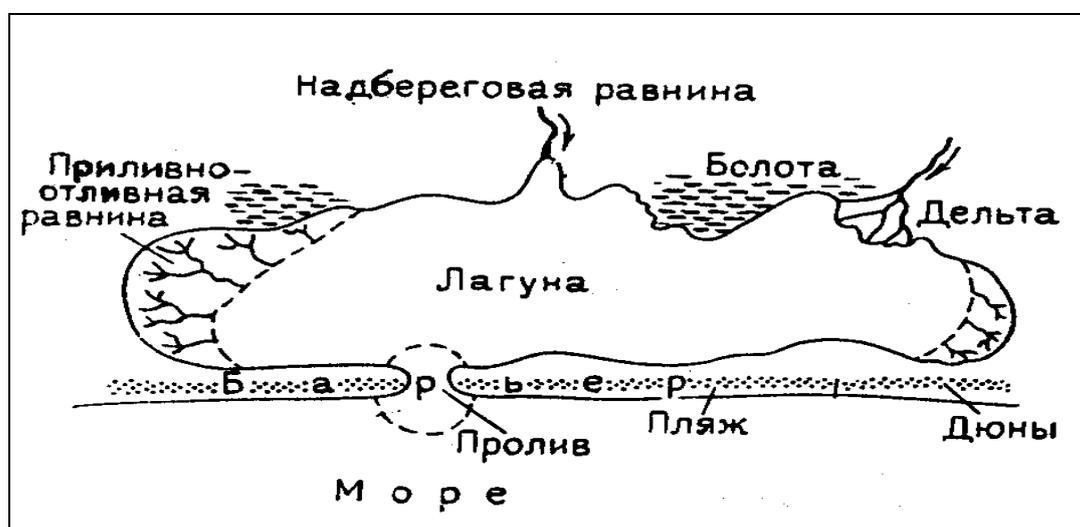


Рис. 68. Песчаный барьер и лагуна. Схема по Р.Унругу, 1980.

Глубина лагун редко достигает 25-30м. От суши они часто отделены поясом болот. В лагунах накопление осадков является доминирующим процессом. Опресненные лагуны областей гумидного климата заполняются глинами, иногда карбонатно-глинистыми илами, обогащенными органическим веществом. В прибрежных частях лагун осаждаются алевриты, пески, углистые глины. Если лагуна питается реками, то она опресняется, прирост осадков в ней происходит интенсивно. С течением времени лагуна заполняется осадками и преобразуется в болотистую равнину. В лагунах с высокой соленостью отлагаются черные илы с резким запахом сероводорода, сложенные преимущественно кристалликами различных хемогенных образований. Фауна в таких водоемах практически отсутствует. На дне таких плохо аэрируемых лагун создаются условия для накопления сульфидов и гумусовых осадков. Лагуны тропического побережья заполняются из-

вестковыми илами, буйно зарастают мангровыми растениями (филодендроны и др.). Со временем они преобразовываются в мангровые болота, из которых образуются угленосные толщи. В соленосных лагунах областей аридного климата отлагаются пласты сульфатных и хлористых солей натрия, гипс, ангидрит, доломитовые известняки, доломиты, иногда магнетит. Фаунистические остатки в них либо отсутствуют, либо представлены угнетенными формами (фауна однообразная, малых размеров).

Лагунные отложения характеризуются частой сменой фаций в вертикальных и горизонтальных рядах, что объясняется переходными условиями образования от типично морских к континентальным. Случается, что в пределах одной и той же лагуны присутствуют как солоноватые, так и сильно соленые воды, отличающиеся друг от друга по окислительно-восстановительному и кислотнo-щелочному потенциалам. В такой среде формируется пестроцветные толщи.

Лиманы (от греч. *limen* - гавань, бухта) - вытянутый залив с извилистыми в плане невысокими берегами. Образуется при затоплении морем долин равнинных рек и балок в результате погружения прибрежных частей суши. Различаются открытые в сторону моря (губы) и закрытые лиманы, отделенные от моря косой, пересыпью полностью или с сохранением узкого пролива (гирла). Обычно в лиманах отлагаются мелкозернистые пески, алевроиты и глины, нередко насыщенные органическим веществом, дающим начало образованию горючих сланцев, угля и нефти. При малом притоке пресных вод и засушливом климате воды лимана сильно осолоняются и из них осаждаются соли или соледержащие грязи, нередко используемые как лечебное средство. В условиях жаркого климата в лиманах могут накапливаться окислы алюминия, железа, из которых образуются пласты бокситов.

Эстуарии - затопляемое устье реки, расширяющееся в сторону моря. Образуются, когда прилегающая часть моря имеет большие глубины и приносимые рекой наносы удаляются морскими течениями. В области эстуариев развиты широкие и глубокие каналы, между которыми расположены острова и отмели. Такие устья имеют реки Енисей, Темза. Они непосредственно граничат с открытым морем. Обломочный материал сюда поставляется рекой и приливными течениями со стороны моря. Приливы и отливы содействуют эрозии и перемещению уже отложенных осадков. Соленость воды возрастает в направлении к морю. В глубоких частях эстуариев накапливаются глины, на отмелях и вблизи берегов - пески.

Залив - часть океана, моря или озера, вдающаяся в сушу, но имеющая свободный водообмен с основным водоемом. Гидрологические и геохимические условия его тождественны с условиями водоема, частью которого он является. Самым крупным водоемом подобного типа является Мексиканский залив. В рельефе его дна выделяются обширный шельф, континентальный склон, абиссальная равнина. Максимальная глубина за-

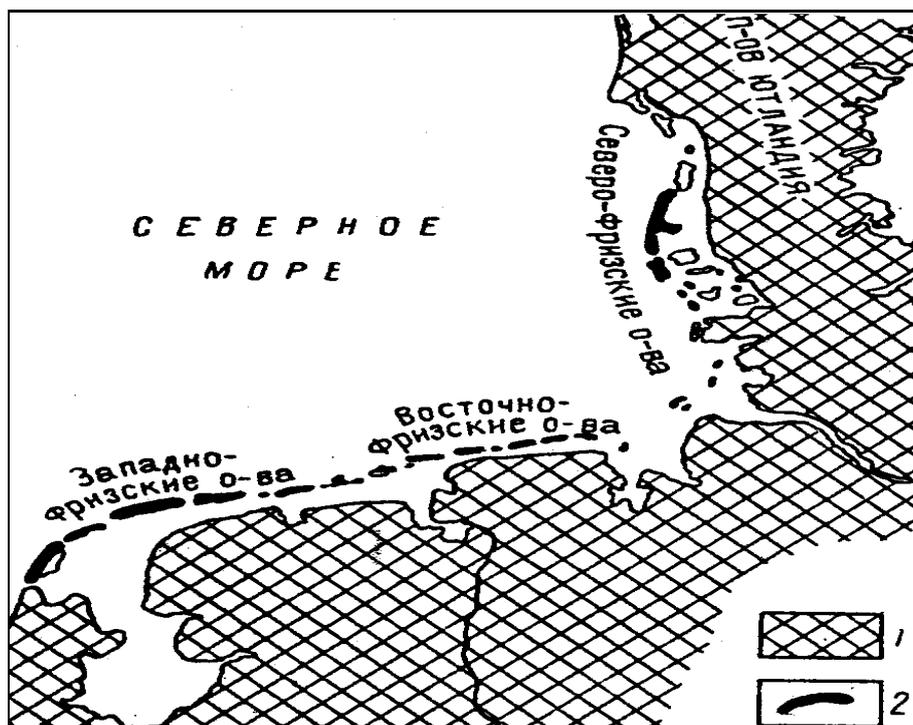
лива составляет 5203м. На шельфе выявлено свыше 200 месторождений нефти и газа. Нефтегазоносны миоцен, палеоген, мел и в меньшей мере плиоцен, юра. Коллекторами преимущественно являются песчаники кайнозоя и известняки мела.

### Баровая модель

Бар - (от англ. *bar* - преграда, отмель). В русской геологической литературе термин закрепился после опубликования книг Ф.Шепарда (1951), Д.А.Буша (1977) и др., переведенных с английского языка. Д.В.Наливкин (1956) при описании подобных явлений пользовался терминами "пересыпь", "коса". Р.К.Селли (1981) такие песчаные аккумулятивные формы назвал барьерными островами. Большинство опубликованных работ по вопросам современных барьеров и лагун относится к побережью Северной Америки. Самым длинным песчаным барьером, имеющим длину 180км и ширину 1-7км, является бар Падре Айленд в Техасе, который отделяет от Мексиканского залива лагуну Мадре. Бары широко развиты вдоль мелководного побережья Голландии, Германии и юга Балтийского моря, где лагуны называются заливами, а песчаные валы – косами (*рис.69*). Образование и развитие песчаных барьеров и лагун тесно связаны друг с другом: лагуны и отделяющие их от моря узкие, длинные острова и полуострова тянутся параллельно по побережью. Образование таких вдольбереговых барьеров (баров) на некотором удалении от береговой линии объясняется перемыванием наносов волнами со стороны моря к берегу на широких мелководных участках. Существенную роль в их формировании играет обилие доставляемого песка, движение морской воды-волнения, течения, приливы и отливы, энергией которых осадки поднимаются со дна моря и вновь перемываются, переотлагаются, аккумулируются в форме вытянутых вдоль берега песчаных валов-островов. Там, где к берегу подходит глубокое море, бары не образуются.

По описанию Д.А.Буша (1977) ширина баров Миди-Саунд в Северной Каролине на побережье Атлантического океана составляет 200-500м, высота над уровнем моря - до 11-12м. Глубина моря здесь составляет - 5-12м, расстояние до берега - 2-3км. Между берегом и полосой баров располагается лагуна. Крутой склон барового острова обращен к лагуне. Поперечные каналы шириной 150-300м разделяют барьерный бар на острова. По ним прорываются приливно-отливные течения. Изучая бар Охо де-Льебре (Мексика, Нижняя Каролина), Флигер и Юинг пришли к выводу, что для образования бара необходимы:

1. обильное поступление песка;
2. наличие полого падающего основания;
3. действие волн вдоль побережья: вдольбереговые бары образуются в зоне волнолома;
4. большая часть песка разносится вдольбереговыми течениями;
5. осадки обычно представлены тонкозернистым песком.



**Рис. 69.** Современные баровые песчаные острова мелководного побережья Северного моря (по Г.А.Каледа, 1978):  
1-континентальная низменная суша; 2-песчаные бары

Д.В.Наливкин (49) дал описание песчаных пересыпей Азовского, Черного и Балтийского морей. Длина Арабашской стрелки, отделяющей Сивашский пролив от Азовского моря, составляет 110 км, ширина - до 1,5-8,5км. Гуриш-Нерингская пересыпь в Балтийском море имеет длину 97км, ширину от 400м до 3,6км. Высота пересыпей над дном заливов составляет от 10-12м до 20-30м. Они состоят из материала, намытого волнами и вдольбереговыми течениями, над уровнем моря поднимаются на несколько метров. Во время сильных бурь морская вода через многие пересыпи переливается в лагуну. На начальных стадиях развития пересыпи не доходят до поверхности моря и образуют отмели. В составе пересыпей преобладают грубо- и среднезернистый песок с большей или меньшей примесью галек и ракушки. Часть пересыпи, обращенная к лагуне, заполняется осадками, намываемыми волнами лагун-мелкозернистыми и глинистыми песками.

На поверхности баровых островов часто развиваются гряды, бугры, дюны эоловых песков. Бурением на пересыпи Куриш-Гафа установлено, что покров дюнных и баровых песков имеет толщину 30-40м. Под ними залегают пляжевые пески мощностью 3-5м, лагунные мергели 1-2м и моренные суглинки 50м. Форма песчаных тел барового типа всегда линзовидная, выпуклая сверху, плоская снизу, небольшой мощности, небольшой ширины, значительной длины. Пески, накопленные на стороне открытого моря, обычно хорошо отсортированы, содержат менее 5% пелитовой при-

меси, схожи с пляжевыми песками. На лагунной стороне баровые пески содержат прослой пелитовых осадков лагуны, остатки корней растений, бедную лагунную фауну. С течением времени баровые острова постепенно растут и перемещаются (мигрируют) в сторону лагуны или в обратном направлении в зависимости от трансгрессии или регрессии моря, в конечном итоге перекрываются глинами лагуны или открытого моря и переходят в погребенное состояние.

Бар приустьевой - песчаный подводный вал, расположенный на небольшой глубине в прибрежной полосе морского дна перед устьем реки. Образуется в процессе перераспределения морскими волнами стока реки, отлагающегося перед устьем. Такие бары ориентированы поперечно или косо к береговой линии.

Коса - низкая и узкая намывная песчаная полоса в береговой зоне, одним концом примыкающая к берегу, а другим концом уходящая в море. Коса, далеко уходящая в открытое море, называется стрелкой (например, коса Долгая в Азовском море). Длина кос, отделяющих залив - лагуну Кара-Богаз-Гол от Каспийского моря, достигает 85км. Образование их объясняется транспортировкой терригенного материала от берега ветровыми волнами и вдольбереговыми течениями. Намывные полосы состоят из галечников, гравия, песка, ракуши.

Диагностика генетического типа ископаемых (древних) песчаных тел всегда вызывает затруднения ввиду ограниченности данных, в том числе и фаунистических определений по керновым образцам. Остатки фауны в песчаниках, как правило, плохо сохраняются ввиду растворения арагонита (из которого состоят раковины) на стадии диагенеза осадков. Для решения задачи анализируются другие диагностические признаки: форма песчаных тел в разрезе и в плане, характер взаимоотношения с соседствующими фациями, место песчаных тел в общей палеогеографической ситуации и др. (*таблица 36*).

**Таблица 36**

**Сравнительная характеристика речных и баровых отложений  
(по В.Г.Кузнецову, 1991)**

Признак	Речные отложения	Прибрежные бары
1. фаунистические остатки	пресноводная фауна, обломки древесины	мелководная морская фауна
2. текстура пород	разнообразная, в том числе косая однонаправленная	массивная, волнистая косая
3. преобладающий тип пород	песчаники, вниз по течению отсортированность улучшается, размер зерен уменьшается	песчаники, размер зерен увеличивается вверх по разрезу
4. характер контактов и замещений	резкие эрозионные границы как нижние, так и боковые	относительно постепенные переходы как вниз, так и по простиранию

5. форма тел в плане	извилисто-удлиненная	вытянутые линзы, часто кулисообразно расположенные
6. форма тел в поперечном сечении	выпуклая книзу, верхняя граница почти плоская	выпуклая кверху, нижняя граница почти плоская
7. ориентировка относительно береговой линии	поперечно к береговой линии	параллельно к береговой линии

### Шельфовая модель

Шельф (от англ. *shelf* - полочка, ступень) - материковая отмель, выравненная часть подводной окраины материка, имеющая с ним общее геологическое строение. Термин широко вошел в геологическую литературу после выхода в свет книги Ф.П.Шепарда "Геология моря" (1948, 1951г.). Некоторыми авторами для обозначения этой географической области применяются термины "неритовая зона", "сублитораль". Границами шельфа являются берег моря или океана и т.н. бровка шельфа - линия резкого перегиба поверхности морского дна, где начинается континентальный (материковый) склон с более крутыми наклонами. Глубина моря над бровкой близка к 100-200м, но в некоторых случаях достигает 500-1500м. Шельф окаймляет материки и архипелаги островов в виде полосы различной ширины. Обычная ширина шельфа составляет 60-70км. Наиболее обширен шельф у северной окраины Евразии, где ширина его достигает 1500км. Вдоль западного побережья Северной Америки шельф отсутствует и сразу от берега начинается континентальный склон. Такие аномалии наблюдаются также у восточного берега Японии и Марианских островов, вдоль западного берега Австралии и южного берега Аравии. Рельеф дна в зоне шельфа полого-наклонный в сторону океана, с впадинами глубиной не менее 20м и возвышениями (подводными дюнами) высотой до 20м и длиной до 1км. Такие песчаные тела описаны на шельфе северо-западной Атлантики и в Малаккском проливе.

По Р.К.Селли (1981) в шельфовой зоне различаются три обстановки осадконакопления:

1. Прибрежная зона лагун, песчаных баров и приливно-отливных равнин (описание этой зоны дано выше).
2. Открытое море с высоким энергетическим уровнем - мелководный шельф.
3. Открытое море с низким энергетическим уровнем - глубоководный шельф.

Обстановка осадконакопления на шельфе во многом зависит от морфологии морского дна, конфигурации берегов, наличия или отсутствия устьев рек, приливно-отливных течений, растительного мира, бентонных организмов и др. Колебания уровня моря приводят к изменению характера

осадков. В чистых водах дневной свет проникает на глубину до 150м, суспензии и волнения задерживают свет. Сезонные изменения температуры и климата проникают до глубины 100-150м. Глубина базиса действия волнения зависит от силы ветров, размеров бассейна. В открытых морях при сильных ветрах она достигает 200м и более. В замкнутых морях деятельность волн ограничена несколькими метрами (до 10-15м). Доля растительного и животного бентоса в шельфовых осадках значительная. В зоне действия постоянных волн и течений (высокой энергии) преобладают пески. По мере удаления от берега доля песчаной фракции уменьшается, растет доля алевритовой и глинистой фракций. В зонах тропического и субтропического климата в современной шельфовой зоне накапливаются известковые илы. Скорость осадконакопления низкая, поэтому осадки насыщены органическим веществом, которое придает породе темный цвет. Постоянный приток новых порций океанической воды, обилие кислорода обеспечивают здесь расцвет животного бентоса: образуются коралловые рифы, ракушняки, пелоиды, водорослевые известняковые илы. Ширина зоны мелководного шельфа измеряется десятками километров.

На пространствах, лежащих в зоне низкой энергии (глубокий шельф), дно моря находится ниже базиса действия постоянных волн, осадконакопление зависит в основном от системы придонных течений, конфигурации дна и других местных факторов. Здесь преобладают глины, суглинки, иногда содержащие тонкие слои мелкозернистых песчаников и алевритов с параллельной или диагональной слоистостью под очень малыми углами. Р.Унруг и др. (1980г.) отмечают, что на этих глубинах обитают кораллы, брахиоподы, губки, пластинчато-жаберные, черви, создающие в илах биотурбационные текстуры. В этой зоне существуют условия для образования аутигенных минералов, в частности, глауконита, фосфорита. Морские глины отличаются повышенным содержанием сапропелевой органики и таких микроэлементов, как бор, стронций, адсорбированных из соленой морской воды. В теплых морях накапливаются известковые илы большой мощности с примесью измельченного скелетного материала (детрита). Ширина зоны глубокого шельфа измеряется сотнями километров.

Мощность неуплотненного осадочного слоя на современных шельфах составляет 2000-3000м. По возрасту это-плейстоцен, плиоцен и т.д. до юры.

Континентальный (материковый) склон представляет собой подводную окраину континента, расположен между шельфом и ложем мирового океана. Он окаймляет шельф полосой, ширина которой составляет десятки, реже сотни километров. Углы наклона склона выше, чем на шельфе и, в среднем составляют  $4^\circ$ , а на некоторых участках доходят до  $15-20^\circ$ . По геологическому строению континентальные склоны являются частями материков (*рис.65*). Подножье континентального склона находится на глуби-

нах 2000-3000м. По сравнению с шельфом и ложем океана континентальный склон отличается значительной расчлененностью подводного рельефа. Здесь отмечаются такие формы, как ступени, параллельные бровке шельфа, поперечные ложбины (подводные каньоны), обычно берущие начало на шельфе и протягивающиеся до основания склона. Ввиду крутизны склона здесь существуют условия для транспортировки больших масс наносов по подводным каньонам в виде мутьевых (турбидитовых) потоков, суспензий, обвалов, оползней. Близость континента обуславливает преобладание на склонах терригенного материала главным образом алевроитовой и пелитовой фракций. Наблюдениями доказано, что на этих глубинах существуют придонные течения, которые создают текстуры течения-знаки ряби, обтекания и линейного течения материала. Скорости таких течений составляют 2-20см/с, доходят до 40см/с. Постоянные глубинные течения под действием силы вращения Земли (силы Кориолиса) прижимаются к континентальному склону или океаническим гребням и текут параллельно их контуру, транспортируя терригенный материал, приносимый с континента по подводным каньонам. Глинистый материал, вызывающий помутнение воды, доставляется в форме взвеси в воде из шельфовых областей и осаждается на склоне в виде тонких илов. В теплых морях осаждаются известковые илы, в приарктических областях кремнистые и диатомовые илы. Скорость осадконакопления достаточно велика, составляет 5-50см за тысячу лет. Максимальное количество осадков накапливается в подножьях континентального склона. Здесь образуются конусы выноса мутьевых потоков, приуроченные к устьям подводных каньонов. Они создают холмистую форму рельефа. В структурно-геологическом отношении подножье склона представляет собой глубокий прогиб между океаном и материком. Именно здесь глубоким бурением были выявлены наиболее древние отложения океанических глубин, определенные как породы юрской системы.

#### Модель океанического седиментогенеза

Примерно три четверти поверхности Земли покрыто океаническими водами. Степень ее изученности невелика, но проведенные с конца XIX века исследования позволили сделать немало открытий в области геологического строения этой территории. Стало известно, что на дне океанов гранитно-метаморфический слой отсутствует. Под рыхлым слоем сразу же начинается тонкая кора океанического типа, состоящая из базальтов. В рельефе дна выделяются абиссальные равнины, широкие блоковые поднятия, хребты, вулканические вершины, узкие желоба, приуроченные к гигантским прогибам. Между подводной окраиной материка и ложем Тихого океана и северо-восточной части Индийского океана расположена переходная зона, состоящая из котловин и островных дуг-хребтов с цепочкой островов на гребне и глубоководных желобов, отличающихся высокой

сейсмичностью и вулканизмом. Структурами морского дна планетарного ранга являются срединно-океанические хребты - системы крупнейших поднятий с рифтовыми долинами и окружающими их рифтовыми хребтами, поперечными разломами. Это - зоны сейсмичности, вулканизма и подводного горообразования.

Мощность неуплотненного слоя в котловинах составляет десятки метров. Глубоководные океанические (пелагические) осадки представлены радиоляриевыми, глобигериновыми, диатомовыми органогенными илами, красными, зелеными, синими вулканическими глинами. Вулканические пеплы и пыль оседают вблизи вулканов. Органогенные илы образуются из скелетов планктонных организмов микроскопического размера, живущих на поверхности океанов во взвешенном состоянии. Они отличаются высоким содержанием органического (битумоидного) вещества. Обилие органических остатков и застойность водоема создают условия для заражения осадков и воды сероводородом и образования пирита. Примером являются воды Черного моря, где зараженность сероводородом начинается с глубины 150-200м. Д.В.Наливкин (1956г.) отмечает, что планктон живет на всей поверхности морей и океанов, но на малых глубинах его остатки, падая на дно, смешиваются с песчано-глинистыми осадками. Только на больших глубинах, где существует застойный режим вод и куда практически не достигаем терригенный материал, остатки планктона образуют собственные накопления. Обычно такая обстановка находится на большом расстоянии (более 1000км) от берега. Осадки накапливаются медленно, но непрерывно. Иногда они содержат прослойки терригенного материала, принесенного суспензионными потоками, вулканическими извержениями, воздушными потоками в высоких слоях атмосферы.

Ближе к подножью континентального склона доля терригенного материала, приносимого мутьевыми потоками, возрастает. Эта зона названа Р.Унругом и др. (1980г.) гемипелагической обстановкой. Суспензионные потоки под действием силы тяжести стекают и накапливаются в пониженных участках подводного рельефа, в то время как на возвышенностях они отсутствуют. В осадках преобладают обломки алевритовой фракции. Подводные течения, вызванные разностью плотностей океанической гидросферы, также текут по пониженным частям рельефа и разносят принесенные мутьевым потоком осадки по дну океана. Терригенные осадки тяготеют к глубоководным хребтам и желобам. Известковые осадки накапливаются в областях теплого и умеренного климата, кремнистые - в областях с широким развитием фитопланктона (водорослей). Вблизи срединных хребтов накапливаются терригенные осадки. Здесь вдоль разломов происходят также подводные излияния эндогенного вещества в виде покровов, потоков, накапливаются пепловые туфы, брекчии. Рудоносные растворы, поступающие из магматических очагов по трещинам, способствуют образованию в рыхлом слое пластов железо-марганцевых конкреций.

## Модели современного континентального седиментогенеза

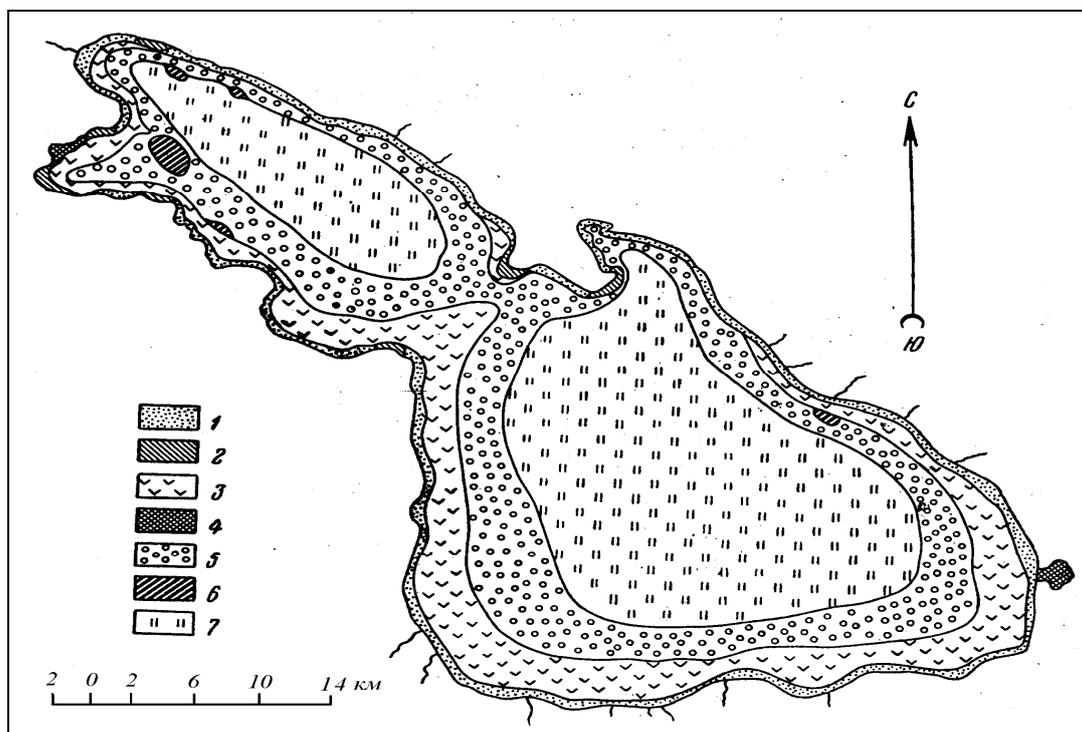
Континенты (материки) представляют собой крупные массивы земной коры, большая часть которых выступает над уровнем мирового океана. Они являются поставщиками обломочного материала в окружающие их моря и океаны. На самом континенте осадки и образуются, и накапливаются. Среди них различаются собственно наземные (субаэральные), подводные (субаквальные) и подледные отложения. Выделяются генетические типы, парагенетические группы и ряды. Элювиальный ряд составляют продукты разложения горных пород процессами выветривания, сохраняющиеся на месте их первоначального залегания. Склоновый ряд составляют продукты выветривания, переотложенные агентами денудации и под действием силы тяжести: делювий, осыпи, обвальные, оползневые, соллюфлюкционные накопления на склонах и подножьях гор и возвышений. Водный ряд составляют речные (аллювиальные), озерные, пролювиальные (временных водотоков) отложения. Ледниковый ряд - слагают собственно ледниковые (морены), ледниково-речные (флювиогляциальные), ледниково-озерные отложения. Ветровой (эоловый) ряд представлен эоловыми песками, слагающими дюны, барханы, и эоловым лессом. Особую группу составляют болотные отложения, техногенные наносы и вулканогенные образования на суше. Основной объем континентальных осадков накапливается в низменных озерно-аллювиальных равнинах типа Западно-Сибирской и Прикаспийской низменностей. Именно здесь отлагаются более или менее выдержанные песчаные пласты, из которых состоят природные резервуары нефти и газа. Рассмотрим кратко условия озерного и речного седиментогенеза.

### Озерная модель

Озера представляют собой природные водоемы в углублениях суши (котловинах). По происхождению котловины озер подразделяются на тектонические, ледниковые, эрозионные, речные, приморские, провальные, просадочные-карстовые, термокарстовые, эоловые, вулканические. Уровень воды в озерах испытывает сезонные и многолетние колебания. В засушливых областях озера пересыхают. Ветер вызывает в озерах волны высотой до 3-5 метров. Нагревание озер происходит под действием солнечных лучей. В зонах умеренного климата температура воды понижается с поверхности ко дну, зимой - со дна к поверхности. Содержание солей в озерах колеблется от нескольких миллиграммов до 300 г и более на 1 л. В озерах тундры преобладают ионы  $\text{Si}^+$  и  $\text{HCO}_3^-$ , в лесной зоне –  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$ , в степной - ионы  $\text{Na}^+$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  или  $\text{Na}^+$  и  $\text{Cl}^-$ . От соотношения недиссоциированной и диссоциированной углекислоты, ее бикарбонатных и карбонатных солей зависит в большинстве случаев кислотность или щелочность

воды. Содержание кислорода с одной стороны, сероводорода, метана и водорода с другой характеризует окислительные и восстановительные зоны воды, водной толщи и грунта.

Характер озерных осадков изменяется в зависимости от климата. В областях с холодным климатом отлагается обломочный песчано-глинистый материал, иногда с тончайшей слоистостью, получивший наименование "ленточная слоистость". В зоне умеренного климата вместе с обломочным материалом накапливаются железо (бобовые руды), кремнезем (диатомиты), карбонат кальция, торф, сапропель. В засушливых областях накапливаются карбонаты, галлит, гипс, а в бессточных озерах - доломиты, иногда сода. По многим признакам озерные отложения сходны с морскими, имеют хорошую сортировку, горизонтальную слоистость. Отличительными признаками их являются тесная связь с аллювиальными типами осадков, бедность фаунистических остатков. В пресноводных озерах накапливаются пески, алевроиты, глины. Преобладают тонкозернистые осадки с горизонтальной слоистостью.



**Рис. 70.** Современные фации озера Севан (По Г.Д. Афанасьеву, 1962):  
 1-галечники, гравий и песок побережья; 2- галечники; 3-песок известковый;  
 4- ил гумусо-сапропелевый; 5- глины песчаные; 6- ил известковый;  
 7 - ил диатомовый

По характеристике Д.В.Наливкина в мелких озерах пески и галечники слабо развиты или отсутствуют. В крупных озерах хорошо выражена зональность в распространении литофаций (*рис.70*), поскольку процесс разносения приносимого с берега терригенного материала регулируется

такими же волновыми процессами и подводными течениями, как и в морях, но значительно меньшими по масштабам.

Галечники и дресва осаждаются в устьях горных рек, впадающих в озеро. Пески отлагаются в прибрежной полосе и в дельтах рек. Алевриты весьма характерны для озерных отложений. Они преобладают над песками даже в дельтах рек. Глинистые осадки в озерах занимают господствующее положение. Они отличаются здесь большим разнообразием по составу примесей: песчанистые, алевритистые, углистые, битуминозные, известковые, железистые, кремнистые. Озерные глины обычно имеют тонкослоистую текстуру, фаунистические остатки в них встречаются редко. В глубоководные части озер песчано-алевритовый материал может доставляться суспензионными и воздушными потоками. Объем этого материала незначителен. Глинистые частицы могут уноситься водой сравнительно далеко, прежде чем осядут на дно. Этим объясняется накопление сапропелевых и диатомовых илов в глубоководной части водоема. Источниками органического материала в них являются остатки растительности, пышно произрастающей вдоль побережий, и остатки планктонных форм фауны и флоры. Количество оседающего ила значительно изменяется в зависимости от времени года. Наибольшее количество осадков выпадает летом и осенью, что объясняется усилением деятельности рек, впадающих в озеро, сильными дождями и ветрами, ускоряющими разрушение берегов под действием волн. Эти осадки наиболее грубозернистые и содержат наибольшее количество минеральных частиц. Зимой после замерзания озер на дно оседает иловый и органогенный материал, находящийся в воде во взвешенном состоянии, образуя тончайший илистый прослой. Возникает тонкая сезонная слоистость, получившая название "ленточная слоистость". Порода с такой слоистостью называется ленточной глиной. Наблюдениями установлено, что скорости осадконакопления в разных частях озер колеблются от 1 до 12 мм в год.

В горько-соленых озерах отлагаются химические осадки: известняки, туфы, оолиты. Известняковые туфы скапливаются вблизи минеральных источников, оолитовые известняки - в береговой зоне. Примерами таких озер являются Большое соленое озеро в Северной Америке и озеро Балхаш в Средней Азии. Среди солей преобладают кальцит, мираболит ( $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), доломит. Органический мир беден и однообразен. Фауна представлена остракодами, гастроподами, пеллциподами, флора - известковыми и кремнистыми водорослями. В южной части озера Балхаш широко развиты известковые илистые пески и песчаные илы.

### Речная модель

Реки представляют собой водные потоки, питающиеся за счет поверхностного и подземного стока. Они являются основными поставщиками

ми терригенного материала в озера, моря, океаны. Каждая река имеет исток - место рождения (обычно это овраги) и устье-место впадения в море, озеро. Река с притоками образует речную систему. Она течет по пониженному участку рельефа вытянутой формы, называемому долиной. Наиболее пониженная часть речной долины называется руслом. Часть долины, заливаемая высокими речными водами, называется поймой или пойменной террасой. В руслах различаются глубокие места-плесы и мелководные участки-перекаты. Линия наибольших скоростей течения называется стрежнем, место впадения - базисом эрозии.

Различаются реки горные, равнинные. Горные реки отличаются большим уклоном, бурным течением, узкими долинами, преобладанием процессов размыва. Для равнинных рек характерны: пологий продольный профиль, пониженные скорости течения, широкая долина, наличие извилин русла (меандр), образующихся в результате намывов и размывов аллювиальных накоплений русловым потоком. Скорость течения горных рек достигает 6-7 м/сек, равнинных - несколько сантиметров в секунду. В зависимости от объема питания различают периоды половодья, паводка и межень. С повышением уровня воды скорость течения увеличивается. В поперечном профиле долин средних и крупных рек различаются надпойменные террасы. Они являются образованиями древних русел реки. Чем выше от русла расположена терраса, тем она древнее.

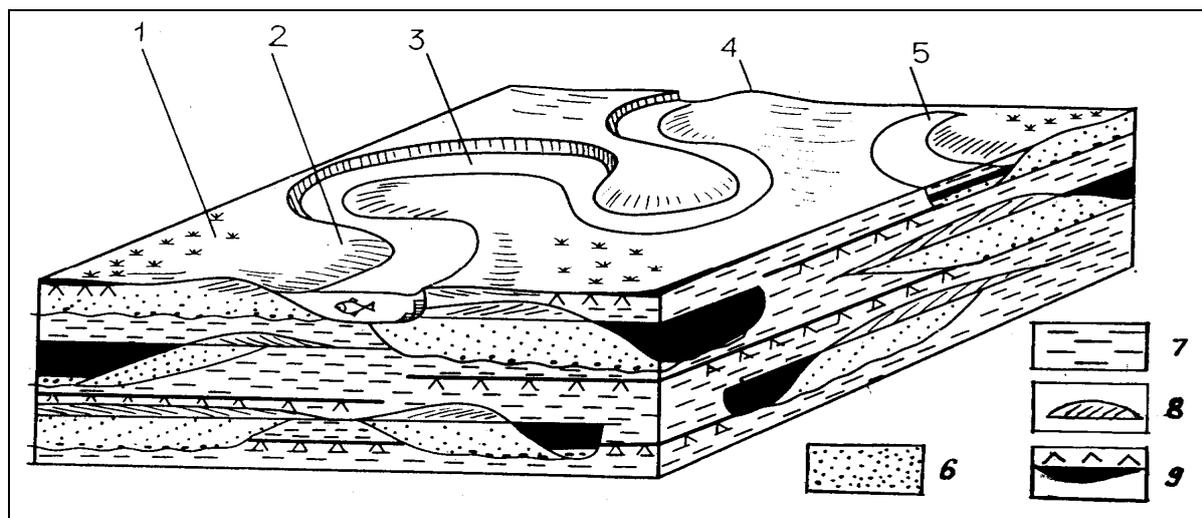
Река со своими притоками производит огромную эрозионно-аккумулятивную деятельность. По пути движения водного потока происходят следующие геологические процессы:

1. перенос перекатыванием по дну реки обломков песчаной и гравийно-галечной размерности;
2. перенос во взвешенном состоянии тонких илистых частиц;
3. разрушение берегов, состоящих из твердых или рыхлых пород;
4. отложение и переотложение на пологих берегах песчано-гравийно-галечного материала.

Размер перекатываемого и отлагаемого материала зависит от скорости течения, а скорость течения - от уклона реки. Наименьший уклон наблюдается вблизи устьевой части реки. Здесь транспортируется и отлагается тонкозернистый материал. В результате деятельности рек на месте обширных опусканий земной коры образуются протяженные аллювиальные равнины, примерами которых являются Венгерская низменность в Карпатах, долины р. По в Альпах, р. Ганг в подножье Гималаев. Ширина их достигает десятка километров, толщина осадков-сотен метров.

С географической точки зрения различаются три типа рек (участков рек): меандрирующая, многоруслвая, прямолинейная. Почти все реки меандрирующие или многоруслвые. Меандрирующая река течет только по одному руслу, имеющему сильную извилистость, и образует излуины (меандры). В русловой части долины меандрирующей реки образуются:

1) береговые валы (гряды), тянущиеся по берегам реки; 2) меандровые отмели; 3) старицы - не действующие части русла, заполненные стоячей водой (рис. 71).

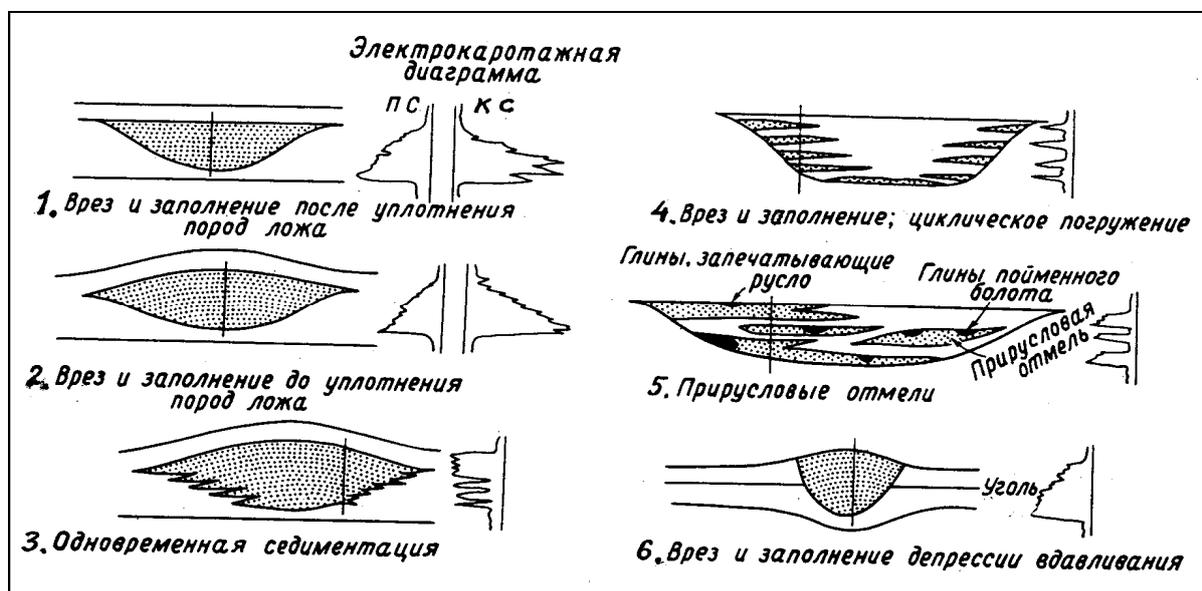


**Рис. 71.** Фации поймы реки с меандрирующими руслами (по Р.К.Селли, 1981): 1-пойменное болото; 2-речная песчаная коса; 3-русло реки; 4-прирусловый песчаный вал; 5-старичное озеро; 6-пески русловые; 7-глины пойменные, старичных озер; 8-пески, алевриты прирусловых валов; 9-глины торфянистые, торф пойменных болот и старичных озёр

Пойменная часть речной долины расположена выше русловой части, называется пойменной террасой. Она заливается водой только в периоды паводков. Нередко на ней развиты проточные болота, а иногда образуются и мелкие озера. На пойму накладываются более молодые склоновые отложения - делювиальные, солифлюкционные наносы, а в горах - и селевые потоки. Временные водотоки и притоки прорезают пойму основной реки поперечными промоинами. Многорусловые реки состоят из разделяющихся и снова соединяющихся русел. Между руслами располагаются отмели и острова, а вдоль берегов развиты прибрежные отмели. Вдольбереговые гряды развиты слабо или отсутствуют. Прямолинейные реки текут только по одному руслу. Они встречаются редко, вдоль их берегов развиты узкие отмели. Отложения террас сохраняются редко и в незначительном объеме, они сложены более древними русловыми и пойменными песками и галечниками. Счет террас ведется снизу: первая надпойменная, вторая надпойменная и т.д. Аллювиальные отложения (от лат. *alluvio*-нанос, намыв) - это терригенные осадки русловых водных потоков, пойменной равнины и террас. Р.Унруг и др. отмечают, что отложения большинства аллювиальных равнин состоят из русловых осадков. Причиной этого является, прежде всего процесс боковой миграции речных русел. Наибольшая скорость течения воды в русле меандрирующих рек наблюдается вблизи вогнутого берега реки, а наименьшая - на противоположном берегу. Этим объясняет-

ся накопление обломочных частиц на выпуклом участке берега и размывание противоположного (вогнутого) берега. Благодаря этому русло реки постепенно перемещается в боковом направлении, а материал размывтого берега перемещается вниз по течению и отлагается на следующей излучине. Боковое перемещение русла приводит к образованию слоя, сложенного из русловых осадков. Особенно интенсивно боковая эрозия происходит в период весенних и летних дождевых паводков, когда возрастает скорость течения. Размыв берегов приводит к образованию оползней, обвалов.

Д.В.Наливкин отмечал, что форма русловых отложений на карте имеет вид изгибающейся полосы, а в поперечном разрезе - вид линзы, врезанной в нижележащие более древние отложения (*рис. 72*). Мощность таких линз невелика, но серия их, наложенных друг на друга в попережку с пойменными, старичными и озерными отложениями, могут образовать терригенную толщу значительной толщины.



**Рис. 72.** Типы заполнения русел рек, выделенные по форме кривых стандартного электрического каротажа скважин (по Д.А. Бушу, 1977):

ПС-кривая спонтанной поляризации. К-кривая электрических сопротивлений

Это возможно в том случае, если тектонические и ландшафтные условия сохраняются более или менее стабильными в течение длительного геологического времени.

Накопление осадков на пойменной террасе происходит во время весенних и летних паводков. В основном это - суспензионные осадки (глины). На дне и берегах русел отлагаются грубозернистые осадки. В горных областях это - валуны, галечники, гравий, песок, алеврит; на равнине - алеврит, песок, гравий. Количество гравия и галек зависит от скорости течения, а состав - от разновидностей размываемых горных пород. В нижних течениях равнинных рек скорость течения сокращается, соответственно уменьшается и размер обломков переносимого материала.

Например, основная масса осадков нижних течений рек Волга, Дунай, Аму-Дарья, Сыр-Дарья представлена тонкозернистыми песками, алевритами. Наиболее тонкозернистые осадки скапливаются в дельтах рек. Здесь они перемиываются и отлагаются заново.

Характерными признаками русловых отложений являются плохая отсортированность обломочных частиц, однонаправленная многоэтажная косая слоистость и др. (*табл.36*). Слойки наклонены по направлению течения водного потока. Встречаются и другие виды текстур, слоистости. Остатки фауны в речных отложениях встречаются редко, представлены пресноводными видами: моллюски, пелециподы, униониды и др. На пойменной площадке встречаются скопления растительных остатков, переходящих в торф и угли. Иногда присутствуют остатки стволов и корней древесных растений, кости пресмыкающихся и млекопитающих животных. В илистых осадках встречаются споры и пыльца растений, остатки остракод, харофитов. Перечисленные признаки являются прямыми свидетелями о континентальных условиях осадконакопления.

### Дельтовая модель

В географическом отношении дельта представляет собой низменную равнину, расположенную в устье реки, сложенную речными наносами и прорезанную сетью рукавов и протоков (*рис. 73*).

При впадении речного потока в стоячий водоем, скорость движения воды резко понижается. Твердые частицы, находившиеся в движущемся потоке воды, выпадают в осадок, русло реки разветвляется на несколько рукавов. Формирование дельты начинается с образования из приносимого рекой терригенного материала приустьевых кос и подводных отмелей. Благоприятными условиями для образования дельт являются обилие приносимого материала и мелководность бассейна, куда впадает река. Например, при стабильном стоянии уровня Каспийского моря нарастание дельты реки Волги составляет 94м в год. Дельта образуется только у крупных рек, доставляющих в водоем большое количество обломочного материала. У мелких рек материал разносится волнами, дельта не образуется. Там, где морские волны и течения достаточно сильны, чтобы перераспределять поступающий с суши терригенный материал, вместо дельты формируются вдольбереговые бары и пляжи.

По форме (вид сверху) различаются четыре типа дельт: дугообразная (р.р. Нил, Волга), лопастная (форма птичьей лапки, р. Миссисипи), эстуарная (р.Енисей), треугольная, остроконечная (р. Тибр). Геологи различают надводную и подводную части дельты, а в поперечном разрезе выделяют дельтовую платформу, дельтовый склон и продельту (*рис. 74*).

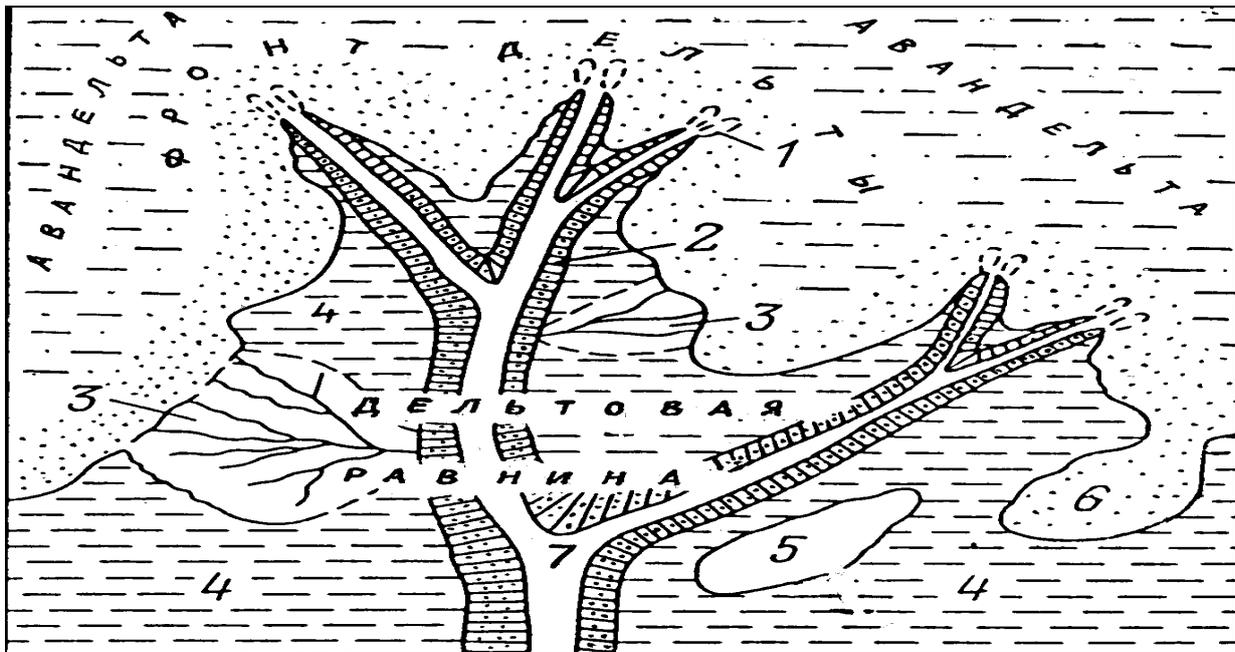


Рис. 73. Дельтовая модель (по Р.Унругу, 1980). Элементы дельты:  
 1-подводный вал; 2-береговой вал; 3-трещинно-оползневые глифы;  
 4-болота дельтовой равнины; 5-озеро; 6-залив; 7-русло и рукава дельты

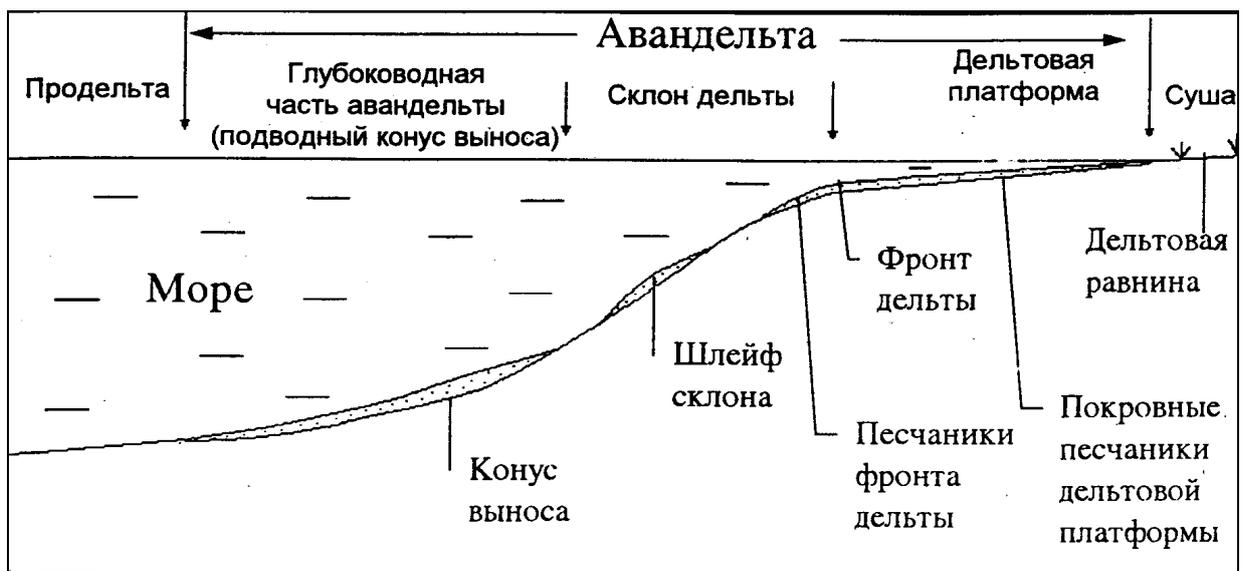
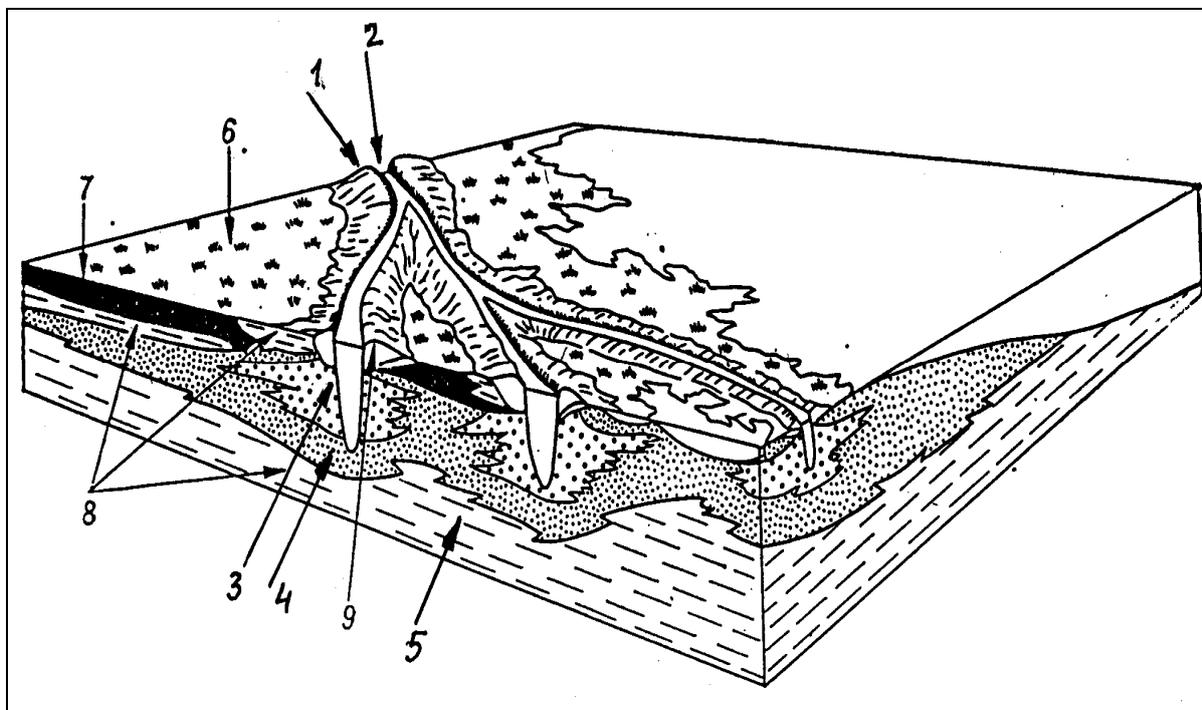


Рис. 74. Геоморфологические элементы авандельты (по Ю.Н.Кародину, 1996)

Дельтовую платформу слагают континентальные отложения. В ее пределах выделяются следующие геоморфологические элементы (рис. 73, 75):

1. Фронт дельты, простирающийся вдоль границы дельты со стороны моря и представляющий собой песчаное побережье. В мелководных условиях вдоль фронта дельты образуется цепочка песчаных барьерных островов (пример-дельта р.Нил).

2. Русла-рукава, протоки, расходящиеся веерообразно от основного русла реки.
3. Вдольрусловые песчаные гряды.
4. Болотистые низменные равнины, периодически заливающиеся морем и располагающиеся между песчаными грядами.
5. Озера, заливы низменной дельтовой равнины.



**Рис. 75.** Фации современной дельты реки Миссисипи (по Т.Е.Фразеру):  
 1-береговой вал; 2-распределительное русло; 3-пылевидные осадки приустьевой насыпи; 4-песчано-пелитовые осадки фронта дельты; 5-пелитовые осадки продельты; 6-болота дельтовой равнины; 7-торф; 8-пелитовые осадки дельтовой равнины; 9-осадки берегового вала

Из этого перечисления следует, что дельта представляет собой сложное песчано-глинистое сооружение, состоящее из песков и алевритов русел рукавов, протоков и озерно-болотных илов низменной равнины. Пески отличаются тонкозернистостью и плохой сортированностью (*табл.37*). Осадки богаты растительным детритом.

Дельтовая равнина является обиталищем рыб, птиц, пушных зверьков, илоядных организмов, питающихся растительным детритом. Растительные остатки здесь могут накапливаться в больших количествах и образовывать залежи торфа и углей.

Дельтовый склон представляет собой пологую подводную равнину, называемую авандельтой. Угол наклона ее поверхности составляет менее одного градуса. Осадки сюда доставляются подводными потоками и тече-

ниями и осаждаются как морские отложения. В этой части дельты происходит смешивание речных пресных вод с морскими солеными водами. При этом скорость водных потоков понижается, соответственно уменьшается и размер переносимых и отлагаемых ими частиц: в этой части дельты преобладают тонкозернистые осадки-алевролиты, глины, тонкозернистые пески. Фауна обедненная, солоновато-водно-морская.

Таблица 37

**Общая характеристика дельтовых осадков  
(по Р. Унругу и др.,1980)**

Место отложения	Преобладающие осадки	Особенности осадков
Распределительные русла (рукава, протоки)	Пески	Диагональная слоистость, многочисленные следы эрозии
Вдольрусловые береговые валы	Мелкозернистые пески, алевриты	Диагональная слоистость, тонкая слоистость
Озера и болота дельтовой равнины	Алевриты, глины сапропелевые глины, торфы	Тонкослойчатые, следы корней растений
Заливы, лагуны на краях дельтовой равнины	Илы, глины	Преобладает тонкая слоистость, часты текстуры биотурбации
Пляж, бары фронта дельты	Мелкозернистые пески	Хорошая отсортированность
Приустьевые насыпи	Пески	Слабая отсортированность, диагональная слоистость
Фронт дельты	Пески, алевриты	Хорошая отсортированность, диагональная, тонкая слоистость
Подводный склон дельты, продельта	Алевриты и глины	Тонкая слоистость, деформационные и биотурбационные текстуры

Продельта представляет собой подножную часть дельтового склона. Здесь в морских условиях оседают илистые частицы, принесенные речными водами во взвешенном состоянии. Р.К.Селли отмечает, что около 25% твердого стока р. Миссисипи составляют пески, 75% - алевриты и глины. Чем ближе к протокам, тем крупнее размер зерен. Обстановка осадконакопления в дельтовой системе широко варьирует в зависимости от соотношения речных, приливно-отливных и волновых процессов. При преобладании речных процессов образуются дельты типа Миссисипи, при преобладании волновых процессов - дельты типа Нила. Если преобладают приливно-отливные процессы, то образуются дельты типа Ганга и Брахмапутры.

Дельта реки Миссисипи имеет форму птичьей лапки, состоит из шести дельт, совместно образующих дельтовую равнину. Она далеко выдвинута в море, поскольку река имеет большую энергию, а масса приносимого материала огромная - 500млн.т. в год. Дельтовая равнина постоянно нарастает, выдвигаясь в море, и отвоевывает у моря новые территории. Ширина ее составляет 300км, длина - 320км. Подводная часть дельты имеет ширину 200км.

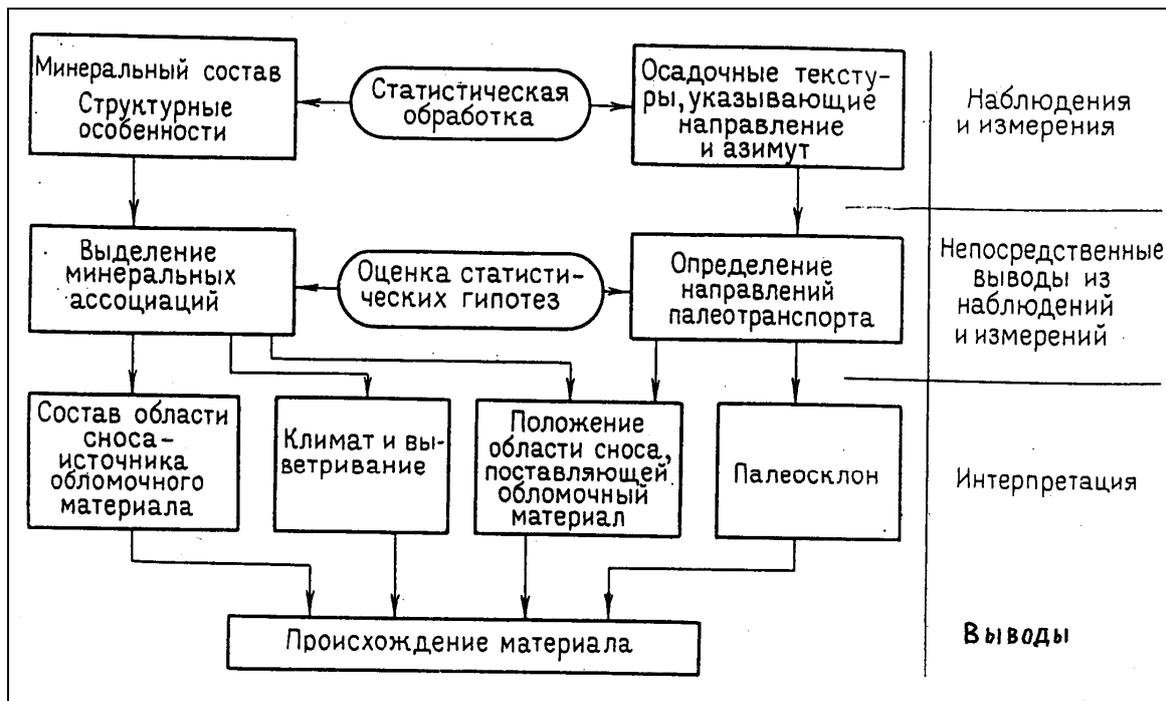
Дельта реки Волги имеет вид веера. Ширина ее достигает 200км, длина - 150км. Подводная часть дельты сложена отмелями и косами, вытянутыми по направлению русел. Они частично выходят на поверхность в виде песчаных островов. Между ними расположены узкие и длинные заливы. По берегам русел и протоков во время половодий образуются прирусловые песчаные валы. Многочисленные рукава и протоки постоянно меняют свое положение, ветвятся и сливаются, вызывая смещение связанных с ними фаций. Уровень Каспийского моря также постоянно меняется. В результате образуется пестрый и сложный состав осадков.

Примерами дельт эстуарного типа являются дельты рек Енисея, Ганга, Инда. Они имеют удлиненные формы, образуются на месте впадения рек в глубокое море. Основная часть дельты находится под водой и далеко выдвинута в море. Материал выносится в море по подводным каньонам.

Озерные дельты отличаются небольшими размерами. Имеют такое же строение, что и морские дельты, состоят из того же набора осадков. Размер и форма их зависят от количества приносимого материала и глубины дна озера, в которое впадает река.

### **Палеогеографические карты (модели)**

Под палеогеографией понимается геологическая наука, которая изучает древние физико-географические условия, существовавшие на поверхности Земли (Л.Б.Рухин, 1962, с.10). "Целью палеогеографического анализа седиментационных (осадочных) бассейнов, - отмечают Р. Унруг и др. (1980) - является построение модели древнего ландшафта, позволяющей объяснить расположение определенных типов осадков в пространстве и изменчивость их признаков". При поисках полезных ископаемых осадочного происхождения такая модель имеет прогнозную ценность. Она строится отдельно для каждого стратиграфического (одновозрастного) горизонта. Последовательность работ при составлении палеогеографической карты отображена на блок-схеме (*рис. 76, 77*).



**Рис. 76.** Блок-схема последовательности наблюдений, интерпретаций и выводов при определении генетического типа осадочной породы (по Р.Унругу, 1980)

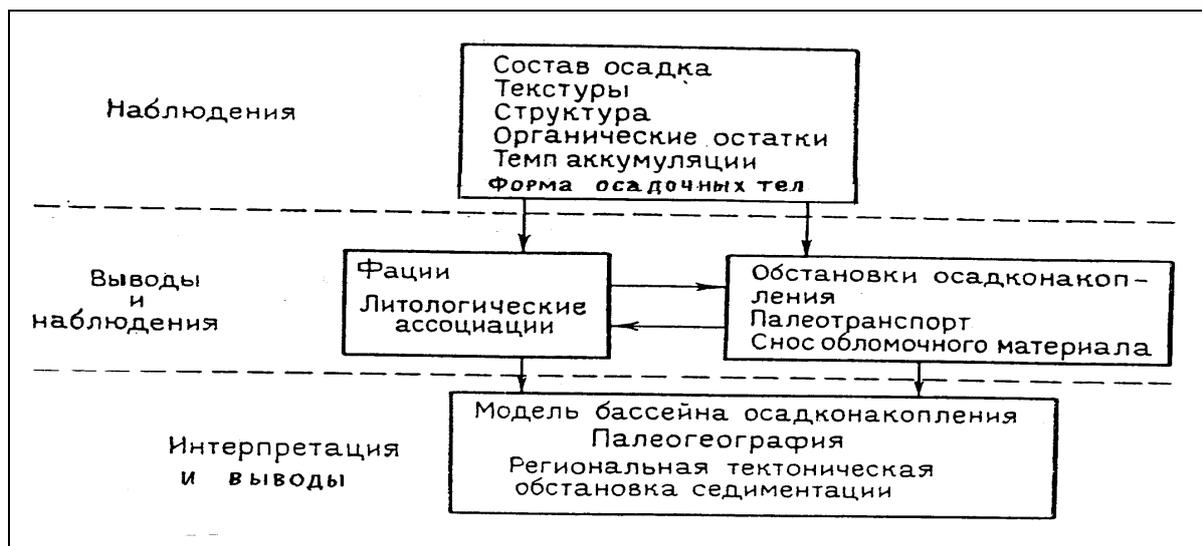
На ней показано, что реконструкция древних ландшафтов базируется на изучении состава, структуры, текстуры осадков, органических остатков и темпа аккумуляции. На втором этапе производится группирование слоев по сходству признаков и выделяются литологические ассоциации и фации, отличающиеся друг от друга по условиям образования. На третьем этапе воссоздается общая модель бассейна осадконакопления, палеогеография, региональная тектоническая обстановка седиментации.

Следует при этом отметить, что ранговый подход как один из всеобщих принципов геологических исследований сохраняется и при палеогеологических исследованиях. На практике этот принцип реализуется построением палеогеографических карт регионального, зонального и локального масштабов. На региональном уровне исследований Р. Унруг и др. (1980) вместо формаций предлагают выделять литологические ассоциации:

- 1) угленосная;
- 2) красноцветных пород;
- 3) соленосная;
- 4) кварцевых песчаников;
- 5) кремнистых пород;
- 6) аргиллито-мергельная;
- 7) флишевая.

В известняковой ассоциации выделяются субассоциации:

- барьерно-рифовая;
- оолитовых и органогенно-обломочных известняков;
- покровных известняков.



**Рис. 77.** Блок-схема последовательности наблюдений, интерпретаций и выводов при составлении палеогеографической карты (по Р.Унругу, 1980)

Американские геологи (Krumbein W.C., Sloss L.L. 1963) выделяют 24 ассоциации, сгруппированные в девять типов. Для их выделения привлекаются такие признаки как петрографический состав, структура, текстура, геометрия слоев и др., свидетельствующие об обстановке осадконакопления. Каждой литологической ассоциации соответствует определенная обстановка осадконакопления и тектоническая обстановка регионального ранга. Эта концепция позже была использована в книге Р.Ч.Селли "Древние обстановки осадконакопления" (1989, перевод с англ.) при выделении фашиальных тел по материалам керна, каротажных диаграмм и сейсмических разрезов на примере нефтеносных отложений Северной Америки. Осадочные фашии являются продуктами обстановок осадконакопления. В качестве определяющих признаков обстановок осадконакопления принимаются (*рис. 77*):

1. Геометрия (форма) осадочных тел.
2. Литологический состав осадочных тел.
3. Осадочные текстуры.
4. Характер палеотечений.
5. Включения органических остатков.

На зональном и локальном уровнях исследований выделяются литофашии и литотипы по более детальным признакам. Методика их выделения нами изложена в главе 1. Каждая литофашия, каждый литотип переинтерпретируется в генетический тип с соответствующей трактовкой обстановки осадконакопления зонального и детального рангов (*рис. 78*).

По результатам генетической интерпретации признаков литологических ассоциаций, литофашии, литотипов строится палеогеографи-

ческая карта (*рис. 79*). Американские геологи такую карту называют моделью древней обстановки осадконакопления. На ней показываються границы древних морей, суши, лагун, баров, пляжей шельфа, дельт, озер, речных долин и других форм древнего рельефа. При этом широко используется метод актуализма-результаты наблюдений за современными геологическими процессами на суше, в морях и океанах, теории литогенеза, фациального анализа и циклической седиментации, содержащиеся в трудах Д.В.Наливкина, Н.М.Страхова, Л.Б.Рухина, В.Т.Фролова и др., в том числе зарубежных геологов Д.А.Буша, Р.Ч.Селли, Г.Э.Рейнека, И.Б.Сингла, Р.Градзинского, Р.Костецкой, А.Родомского, Р.Унруга и др. Точность реконструкций палеоландшафтов зависит не только от количества и качества используемого материала, но и от эрудиции и опыта геологов, составляющих такие модели. "Генетические построения всегда в какой-то мере субъективны и гипотетичны", - отмечает В.Т.Фролов (1984, с.171).

В последние годы для этих целей привлекаются материалы каротажа скважин с электронной записью и современной высокоточной сейсморазведки. По конфигурации сейсмоотражений, геометрии слоев, групп слоев выделяются сейсмofации, сейсмofормации. Сейсмическими методами в настоящее время определяют положение древних русел, дельт, рифов, подводных конусов выноса и других осадочных тел. Эта методика кратко излагалась нами в *разделе 8.3*. Но, как отмечалось выше, построение палеогеографической модели, является итоговым результатом многолетних комплексных исследований исходного материала, в том числе сейсморезов и каротажных диаграмм.

В.Т.Фролов (1984) приводит следующую последовательность работ при фациально-палеогеографических исследованиях:

1. Описание опорного разреза, его расчленение на свиты.
2. Прослеживание по площади и выявление фациальной изменчивости.
3. Описание соседних разрезов, корреляция разрезов.
4. Построение схемы корреляции разрезов, выделение реперов и литолого-стратиграфических комплексов.
5. Фациальный анализ, фациальное расчленение выделенных комплексов, построение фациальных карт и разрезов.
6. Палеогеографическая расшифровка (интерпретация) фаций, построение палеогеографических карт, с привлечением данных генетического анализа, палеоклиматического, аутигенно-минералогического, текстурного и др. анализов.
7. Восстановление геологической истории района по этапам, стадиям.

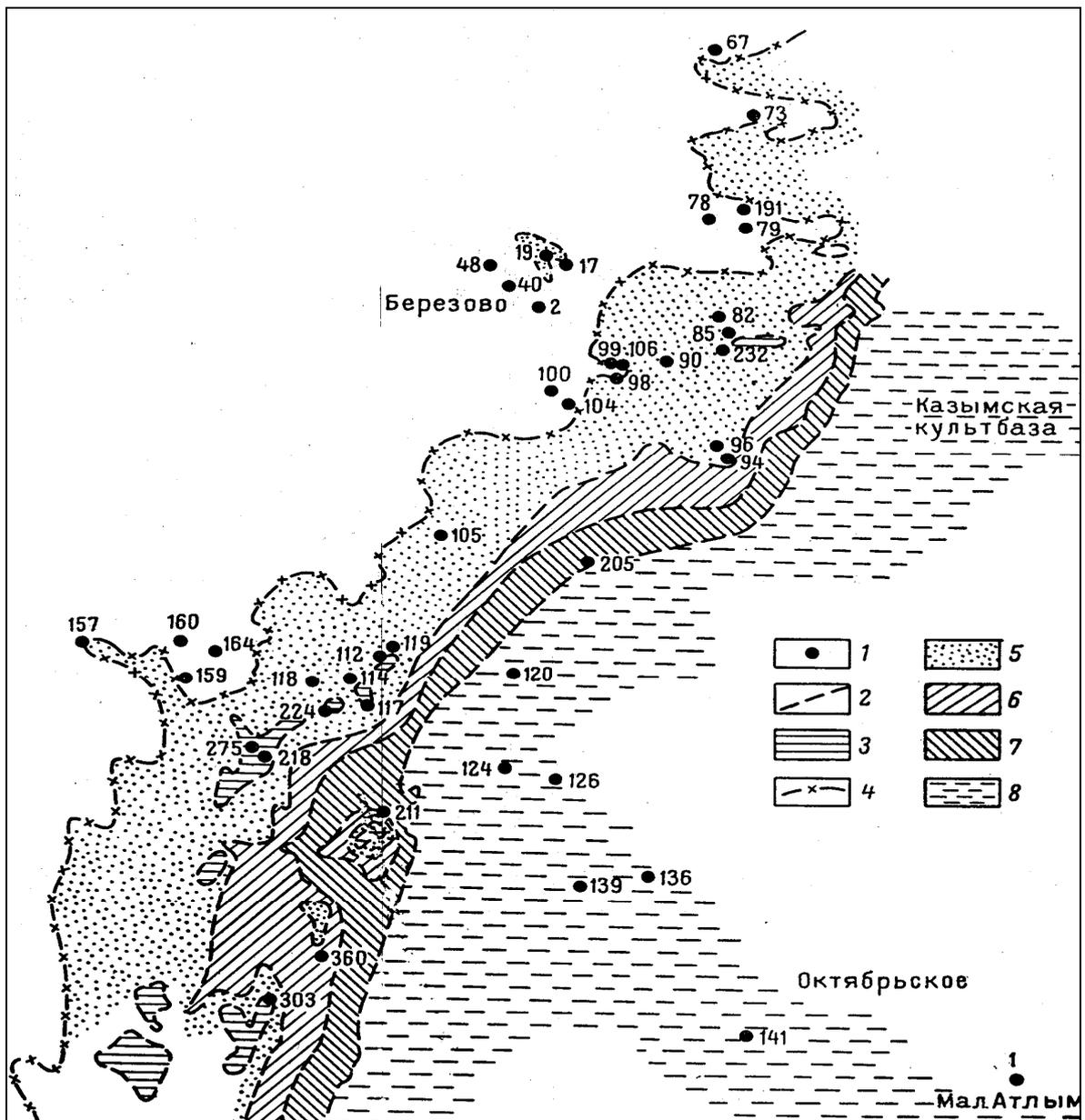
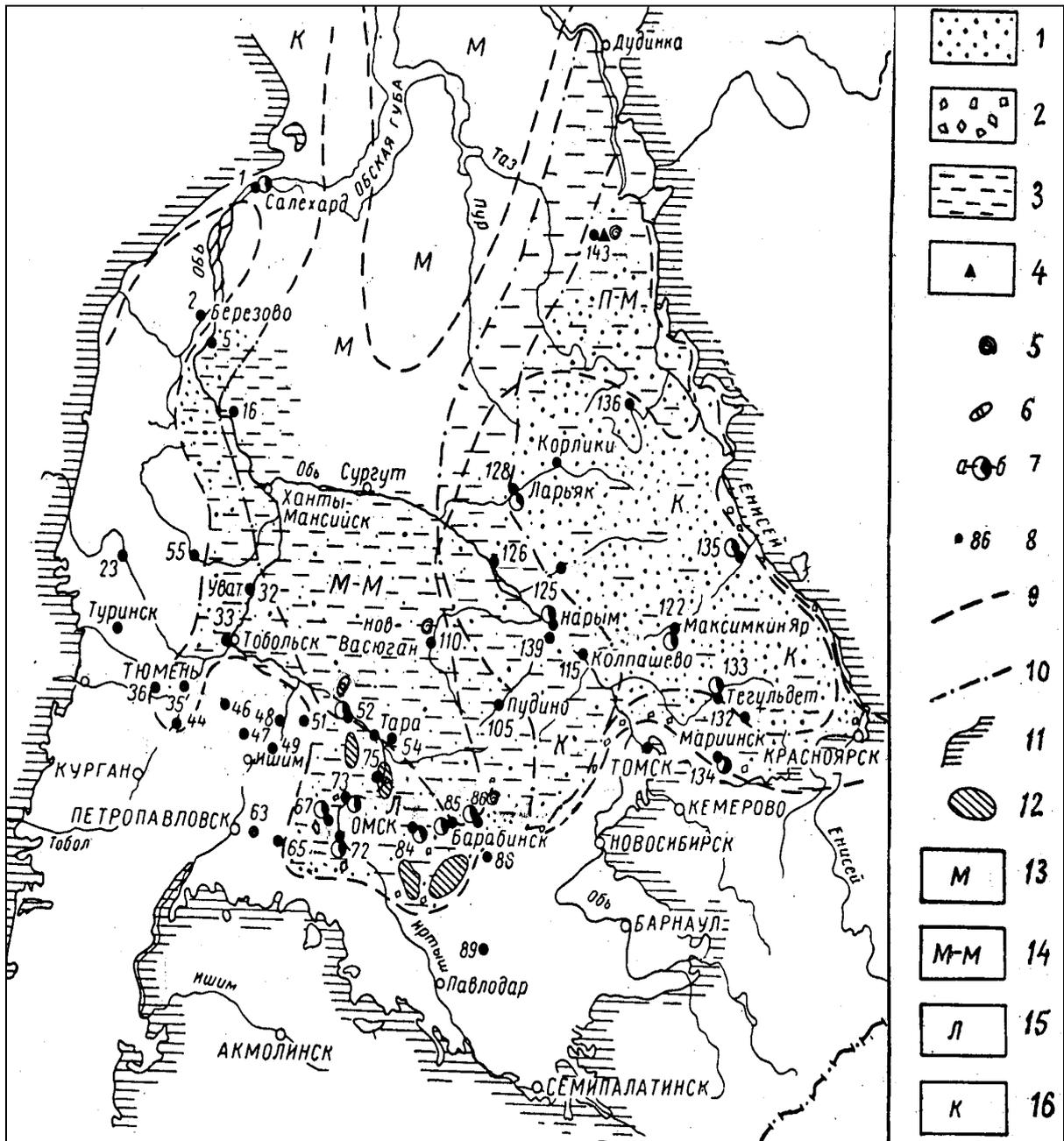


Рис. 78. Карта литофаций средне- и верхнекелловейских отложений Берёзовского газоносного района (Западная Сибирь) (по Г.С.Ясовичу, 1970):  
 1-скважины; 2-границы литофаций; 3-участки отсутствия отложений;  
 4-границы распространения морских отложений.  
 Литофации: 5-песчаная; 6-глинисто-песчаная; 8-глинистая



**Рис. 79.** Литолого-фациальная карта позднеюрской эпохи Западно-Сибирского седиментационного бассейна (по Т.И. Гуровой и В.П. Казаринову, 1962):  
 1-пески, песчаники; 2-гравелиты, конгломераты; 3-глины; 4-глауконит;  
 5-остатки морской фауны; 6-остатки остракод; 7-коэффициент мономинеральности: а-устойчивые минералы; б-неустойчивые минералы; 8-скважины и их номера; 9-границы фациальных зон; 10-границы литологических зон; 11-границы выходов палеозойских пород; 12-внутренние области размыва; 13-морские фации; 14-мелководно-морские фации; 15-лагунные фации; 16-континентальные фации

Особое внимание при этом уделяется выделению реперов - ключевых генотипов и диагностике границ несогласного залегания. Исследователи отмечают, что при палеогеографических исследованиях возможна реконструкция лишь длительно существовавших древних ландшафтов, т.е. крупных форм рельефа, которые определяют направление стока рек, ветров, климат. Для суши определяются тектонический режим областей сноса, центры вулканических извержений, расположение рек, озер, болот. Для водных бассейнов восстанавливаются береговые линии, подводный рельеф, соленость, газовый режим, рН водной среды, интенсивность волнений, глубина дна. Д.В.Наливкин (1956) отмечал, что при определении генетического типа горной породы наибольшее внимание необходимо уделять изучению фауны и микрофауны. На морское происхождение указывают обломки раковин брахиопод, аммонитов, белемнитов, гониотитов, иглы морских ежей, членики криноидей, остатки фузулинид. Фораминиферы живут в озерах, болотах, слагают пески пляжа, покрывают заросли водорослей, остатки их встречаются на всех глубинах шельфа, континентального склона. Планктонные тонкостенные фораминиферы заносятся далеко морскими течениями, встречаются в отложениях любых глубин. Радиолярии также ведут планктонный образ жизни. Остракоды обитают в пресных, солоноватых и морских водоемах на самых разных глубинах. Гастроподы также живут во всех бассейнах и на всех глубинах, в основном на глубинах менее 100м. Пелециподы обитают преимущественно на глубинах 10-40м. Брахиоподы наибольшего расцвета достигли в палеозое, в зоне активного действия волн, до глубины 10-15м, редко до 100м. Кораллы живут на таких же глубинах. Остатки пресноводной фауны указывает на речное или озерное происхождение. Морское происхождение имеют глауконитовые породы, распространенные на больших площадях. В небольших количествах глауконит может образоваться и в континентальных условиях. Доломитовые слои отлагаются на обширных морских отмелях, в лагунах, озерах в областях аридного климата. Карбонатно-глинистые толщи большой мощности обычно содержат морскую фауну, накапливаются в обстановке устойчивого стояния моря на шельфовых пространствах. Преобладание известняков в разрезе морской толщи указывает на теплый тропический климат. В озерах отлагаются тонкослоистые, тонкозернистые, нередко карбонатные толщи. В болотах накапливаются слои песчано-глинистых пород, обогащенных растительными остатками, углистые, реже-угленосные толщи. Прибрежные угленосные толщи, образующиеся на низменных равнинах, нередко содержат слои и пачки морских отложений, которые отлагаются во время кратковременных ингрессий моря. Эти прослои иногда приводят к

ошибочным выводам о морском происхождении всей угленосной толщи. Водоросли встречаются до глубины распространения солнечного света – 30 - 40 - 100м, одноклеточные планктонные водоросли встречаются в отложениях любых глубин. Коралловые рифы встречаются в областях тропического климата, на глубинах до 40м, одинокие колонии кораллов - и на больших глубинах. Массовые скопления толстостенных фораминифер типа нуммулитов и фузулин характерны для пляжей тропических морей. Разнообразие, большие размеры и богатые украшения свойственны раковинам теплых южных морей. Северные формы менее разнообразны и гораздо скромнее украшены.

На нормальную соленость воды указывают разнообразие фауны, присутствие коралловых рифов, цефалопод, иглокожих. На пониженную соленость указывают однообразие фауны, отсутствие коралловых рифов, полное отсутствие цефалопод и иглокожих.

Необходимым условием для палеогеографических реконструкций является наличие фактического материала, собранного на большой площади. Чем меньше площадь исследований, тем меньше теоретическая и практическая ценность палеогеографических реконструкций, тем в большей мере они становятся простыми литологическими построениями.

В качестве стандарта при составлении палеогеографических реконструкций геологи обычно пользуются Атласом литолого-палеогеографических карт СССР масштаба 1:7 500 000 в четырех томах, составленном в 1967 году под редакцией А.П.Виноградова. Информация, использованная для составления карт, подразделена на 10 групп и обозначена цветовыми, штриховыми и буквенными знаками (*табл.38*).

1. Палеогеографические обстановки обозначены цветом. Морские акватории закрашиваются голубым цветом разной интенсивности в зависимости от глубины моря: чем глубже - тем темнее цвет. Моря, заливы, лагуны с ненормальной соленостью закрашиваются фиолетовым цветом разной интенсивности в зависимости от глубины. Низменные аккумулятивные равнины обозначены зеленым цветом, холмистые и возвышенные равнины - желтым и оранжевым цветами. Горные области закрашиваются коричневым цветом разной интенсивности в зависимости от высоты гор.

2. Мелкие формы палеорельефа показаны цветовыми знаками: рифовые массивы, речные долины, дельты рек, вулканы и др.

3. Аутигенные минералы, конкреции и другие показатели среды обозначаются специальными знаками небольших размеров.

4. Характерные группы фауны и флоры показываются общепринятыми условными знаками небольших размеров.

5. Динамика среды переноса и накопления осадка показывается стрелками разных видов.

6. Границы, изопахиты, точки опорных разрезов, скважин. Показываются линиями различных цветов и видов, точками, кружочками, цифрами.

7. Литологический состав осадков. Показывается общепринятыми условными знаками. Выделены 33 разновидности пород и их переслаивания.

8. Вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования. Обозначаются короткими штрихами красного цвета различной конфигурации в зависимости от состава магмы. Выделены 12 разновидностей пород.

9. Типы пород в областях размыва древней суши. Выделяются 6 групп пород, которые показываются штриховкой линейной и клетчатой форм в зависимости от их состава.

10.

Полезные ископаемые осадочного происхождения. Показываются условными знаками прямоугольных форм, внутренняя часть которых закрашивается различными цветами и подписывается разными буквами латинского алфавита в зависимости от вида полезного ископаемого.

В последние годы для решения многих вопросов литологии, в том числе и для определения генетического типа осадка применяются математические методы, моделирование, электронная техника и программирование. Примерами являются математические модели фации, приведенные в работе Р.Ч.Селли "Древние обстановки осадконакопления" (1989):

**фация =  $\mathcal{E}(\mathfrak{z}, L, Ss, Pp, F)$ , где:**

$\mathfrak{z}$  - геометрия фациального тела,

$L$  - литологический состав,

$Ss$  - седиментационные текстуры,

$Pp$  - характер палеотечений,

$F$  – фоссилии - палеонтологическая характеристика.

Геометрия тел определяется по данным бурения и сейсмики, текстуры дают информацию о направлении течений. Для решения задачи параметры нужно выразить количественно. Еще более упрощенная модель фации определена всего по трем признакам:

**фация =  $\mathcal{E}(C, \mathfrak{z}, F)$ , где**

$C$  - химический состав,

$\mathfrak{z}$  - размер осадочных частиц,

$F$  - палеонтологическая характеристика.

Эти три параметра могут быть калиброваны (градуированы) в линейных шкалах. Например, химический состав от кремния через карбонаты кальция до эвапоритовых минералов, фауна - от морской через солоноватую и пресноводную до наземной, размер обломков - от конгломератов до глин. Размер частиц осадка-индикатор энергетического уровня, химизм - солёности водной среды.

На этой основе можно определить место фации в трехмерном пространстве. Но фация-сумма многих факторов, а положение объектов, определяемых многими переменными в многомерном пространстве можно найти, используя статистические методы факторного анализа. Тем самым появляется возможность математически определить в этом пространстве место (скопления, кластеры) аллювиальных, рифовых и др. фаций. Для кластерного анализа могут быть использованы результаты каротажа различных видов. Набор каротажных характеристик позволяет отличать осадочные фации друг от друга. В упомянутой выше работе Р.Ч.Селли отмечает, что электрофации, выделенные по каротажу, "дают возможность объективно характеризовать и сравнивать между собой осадки без использования субъективно определяемых геологическими методами фаций (с.292)".

### **Выводы**

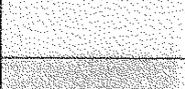
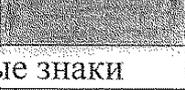
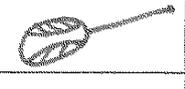
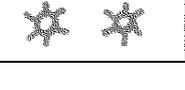
1. Палеогеографические карты составляются с использованием большого количества данных, свидетельствующих о степени солёности, кислотности, динамике и температуре водной среды, глубине дна водного бассейна, где происходит слоеобразование.

2. Такие карты демонстрируют пространственно-генетические связи полезных ископаемых с определенными типами палеогеографических обстановок и литофаций. Тем самым поиск полезного ископаемого ограничивается площадью развития соответствующих фаций и обстановок осадконакопления. В этом и заключается прогнозная ценность литофациальных и палеогеографических карт.

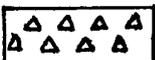
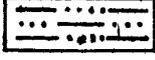
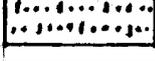
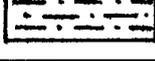
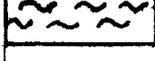
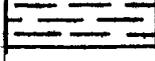
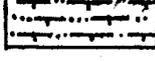
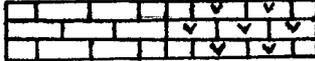
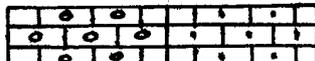
3. На нефтегазоносных территориях литофациальные и палеогеографические карты составляются для определения генетического типа природного резервуара, прогнозирования пород-коллекторов высоких классов и ловушек нефти и газа литологически и стратиграфически ограниченных типов.

4. В настоящее время для решения ряда литологических и палеогеологических задач, решаемых на нефтегазоносных территориях широко используются современные методы получения количественной информации, записываемые и обрабатываемые на компьютерах. К ним относятся геофизические, геохимические методы и математическое моделирование.

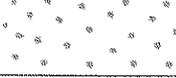
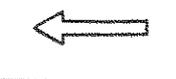
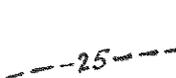
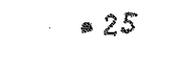
## Условные обозначения к палеогеографическим картам

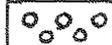
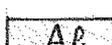
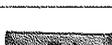
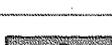
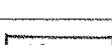
Цвет раскраски		I. Палеогеографические обстановки
темно-голубой		Море, батимальная часть
голубой		Море, глубокая часть шельфа
светло-голубой		Море, мелкая часть шельфа и прибрежная зона
фиолетовый		Море внутреннее, залив, озера с повышенной соленостью
светло-фиолетовый		Море внутреннее, залив, озера с пониженной соленостью, пресное озеро
зеленый		Бессточная впадина
сине-зеленый		Равнина прибрежная, временами заливаемая морем
желто-зеленый		Равнина низменная, аккумулятивная
желтый		Равнина холмистая
светло-коричневый		Равнина возвышенная, плато
коричневый		Горы низкие
темно-коричневый		Горы высокие
Условные знаки		II. Отдельные мелкие формы рельефа
синий		Ледники горные и материковые
черный		Зона развития рифовых массивов
зеленый		Речные долины
зеленый		Дельты, речные устья
красный		Вулканы наземные
красный		Вулканы подводные

черный		Вулканы грязевые
Условные знаки		III. Аутигенные минералы, конкреции и другие показатели среды
черный		Пирит, сидерит, глауконит
черный		Ангидрит, гипс, фосфорит, янтарь
черный		Кремнистые конкреции, карбонатные конкреции
черный		Марганцевые конкреции, оолиты окислов железа
черный		Первичная красноцветность отдельных прослоев
		IV. Характерные группы фауны и флоры
черный		Фораминиферы мелкие
черный		Нуммулиты
черный		Радиолярии
черный		Остракоды
черный		Моллюски
черный		Морские двустворки тонкостенные,
черный		толстостенные
черный		Сверлящие моллюски
черный		Моллюски нормально-соленого комплекса
черный		Прибрежные мелкие моллюски
черный		Прикрепляющиеся моллюски
черный		Гастроподы
черный		Рыбы

черный		Наземно-позвоночные
черный		Диатомовые водоросли
черный		Наземные растения
черный		Растительность тропическая
черный		Растительность умеренного пояса
черный		Растительность засушливых областей
Условные знаки		V. Литологический состав осадочного отложения
черный		Брекчии
черный		Галечники, гравий
черный		Пески
черный		Глинистые пески, песчаные глины
черный		Пески с известковистым цементом (карбоната 10-50%)
черный		Алевриты
черный		Суглинки
черный		Глины
черный		Глины известковисто-песчаные
		Глины известковистые Горючие и сильно битуминозные сланцы
		Известняк Известняк-ракушняк детритусовый
		Известняки оолитовые Известняки песчанистые

	Мергели, глинистые известняки Известняки доломитистые
	Доломиты Ангидриты и гипсы
	Каменная соль Калийная соль
	Кремнистые породы Глины опоквидные
	Опоки Диатомиты
	Глины диатомовые Торф и угли
цвет черный	Чередование песков и глин, количество которых примерно равно
цвет черный	Чередование песков и глин со значительным преобладанием первых
цвет черный	Чередование трех типов пород с преобладанием одной или двух из них
цвет черный	Чередование четырех типов пород, количество которых примерно равно
цвет черный	Кора выветривания, сохранившаяся до настоящего времени
цвет черный	Области вероятного распространения кор выветривания в прошлом
	VI. Типы пород в областях размыва древней суши Осадочные обломочные породы Осадочные карбонатные породы
	Осадочные обломочные и карбонатные породы Изверженные, метаморфические и осадочные породы
	Кислые изверженные и метаморфические породы Основные изверженные и метаморфические породы
цвет красный	VII. Вулканогенные породы, излившиеся Кислые
цвет красный	Средние
цвет красный	Основные

цвет красный		Спилито-кератофировая формация кислые и средние
цвет красный		То же основные
цвет красный		Щелочные, субщелочные
цвет красный		Щелочные и субщелочные, основные и ультраосновные
цвет красный		Вулканогенно-осадочные породы Пирокластический материал кислого состава
цвет красный		Пирокластический материал среднего состава
цвет красный		Пирокластический материал основного состава
цвет красный		Пластовый пепел
цвет красный		Примесь вулканического пепла (наносится на знак осадочной породы)
		VIII. Динамика среды переноса и накопления осадка
цвет черный		Главные направления сноса обломочного материала
цвет черный		Второстепенные направления сноса обломочного материала
цвет черный		Направления морских течений
цвет черный		IX. Границы, изопакиты Изопакиты
цвет черный		Границы
цвет черный		Границы моря (штрихи в сторону моря)
цвет черный		Скважины
цвет черный		Мощность в метрах
		X. Полезные ископаемые. Месторождения
цвет черный		Образованные химическими процессами из истинных и коллоидных растворов
цвет черный		Образованные биохимическими процессами

цвет черный		Образованные процессами механической дифференциации осадков
цвет черный		Аллювиальные и пролювиальные россыпи
цвет черный		Морские россыпи
цвет черный		Осадочно-диагенетические месторождения
цвет черный		Эпигенетические месторождения
цвет черный		Месторождения древней коры выветривания
цвет черный		Элювиальные и делювиальные месторождения
цвет коричневый		Нефть
цвет черный		Газ
цвет черный		Уголь
цвет оранжевый		Лимонитовые руды
светло- фиолетовый		Марганец
лимонно- желтый		Боксит
цвет зеленый		Фосфорит
желтый		Золото
темно- серый		Платина
желтый		Сера
цвет розовый		Алмазы
фон белый		Смешанные соли

## **9. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНО - СИБИРСКОГО БАССЕЙНА**

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является уникальным в мире по своим запасам газа. Здесь ежегодно добывается около 550млрд.м<sup>3</sup> газа (36% от мировой добычи) и около 300млн.т нефти. Максимальная добыча нефти в Западной Сибири была достигнута в 1988 году - 405, 7млн. т. В 1999 году в разработке находилось 120 нефтяных месторождений. Из недр Тюменской области извлечено газа свыше 7трлн.м<sup>3</sup>, нефти - свыше 8млрд.т. Экспорт нефти из России в дальний зарубеж в 2000 году составил 102млн.т, газа - 125млрд. м<sup>3</sup>, в страны СНГ - 75 млрд.м<sup>3</sup>. В 2003 году в России было добыто 450млн. т. нефти, экспорт нефти составил 255млн.т. Потребителями газа в России являются электростанции - 41%, промышленность - 30%, бытовые газовые плиты - 15%, сельское хозяйство и другие потребители - 14%. Потенциальные ресурсы по газу оцениваются в 50трлн.м<sup>3</sup>.

В тектоническом отношении Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн представляет собой гигантскую пологую чашеобразную мегасинклизу площадью свыше 2млн.км<sup>2</sup>, заполненную терригенными осадками мезозойско-кайнозойского возраста. В гидрогеологическом отношении это - водоносный (артезианский) бассейн, природный резервуар глобального ранга глубиной до 3-3,5км в районе г. Сургута, 5-6км - в районе Уренгоя и Тазовского. В наиболее глубоких впадинах мегасинеклизы (Ямало-Гыданской, Усть-Енисейской, Надым-Пурской) в строении осадочного покрова участвуют пермо-триасовые слои. На остальной территории осадочный чехол сложен юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями терригенного типа. Неоген присутствует на южной окраине мегасинеклизы - в Омской, Чулымской и Кулундинской впадинах. Объем осадочного чехла составляет 8-9 млн.км.<sup>3</sup>

### **9.1. Нефтегазоносные комплексы и пласты-резервуары Западно-Сибирского осадочного бассейна**

Осадочный бассейн расчленен на водоносные комплексы, которые представляют собой природные резервуары регионального ранга. Границы их в вертикальном разрезе проведены по подошве перекрывающих их региональных флюидоупоров. В книге "Геология нефти и газа Западной Сибири" (1975) излагается концепция авторы: (Ю.Г.Зимин, А.Э.Конторович, И.И.Нестеров, Б.П.Ставицкий), согласно которой в юрско-меловой части разреза выделяются три водоносных комплекса: неокомский, юрский, аптальб-сеноманский. Комплексы подразделены на водоносные горизонты,

разделенные друг от друга флюидоупорами субрегионального и зонального рангов. В юрском водоносном комплексе выделены нижне-среднеюрский и верхнеюрский горизонты. Неокомский комплекс подразделен на три водоносных горизонта: берриас-валанжинский, валанжин-готеривский, готерив-нижнеаптский.

Часть водоносного (артезианского) бассейна, содержащая нефтяные и газовые залежи, называется нефтегазоносным бассейном. Нефтегазоносный бассейн разделен на нефтегазоносные области и районы. В границах нефтегазоносного бассейна юрско-меловые водоносные комплексы и горизонты (подкомплексы) содержат нефтяные или газовые и газоконденсатные скопления, называются нефтегазоносными комплексами, подкомплексами, горизонтами. Верхняя часть осадочного бассейна, начиная от туронского яруса до нижнего олигоцена включительно сложена глинистыми и кремнисто-глинистыми формациями общей мощностью около 500м, играющими роль регионального флюидоупора. Над этим флюидоупором залегает самый верхний, среднемиоцен-антропогеновый комплекс песчано-глинистых отложений, насыщенный пресными водами. Водоносные (они же нефтегазоносные) горизонты (подкомплексы) состоят из нескольких водонасыщенных пластов, мощность которых обычно составляет 10-20м. В зонах ловушек эти пласты-резервуары могут содержать скопления нефти и газа. Каждый пласт-резервуар разделен от другого такого же пласта пластом-флюидоупором. Иногда проницаемые пласты делятся на пропластки, разделенные друг от друга пропластками-флюидоупорами.

В книге дано определение некоторых геологических терминов, применяемых в нефтегазовой геологии (с.78): "Пласт представляет собой однородное по литологическому составу геологическое тело сравнительно небольшой мощности и протяженности с четкими литологическими границами в кровле и подошве. Пласт является составной частью пачки, подсвиты и свиты. Пластам присваиваются буквенные, цифровые и буквенно-цифровые индексы. В каждой свите нумерация пластов производится сверху вниз. В некоторых случаях единая индексация может охватывать две или даже три смежные по вертикали свиты".

На специальных региональных совещаниях в пос. Горно-Правдинск (1965г.) и г.Сургуте (1968г.) для обозначения пластов-резервуаров были приняты следующие буквенно-цифровые индексы:

- ПК для пластов покурской свиты (верхний апт-альб-сеноман);
- НП ---,,--- новопортовской толщи (верхний валанжин);
- ТП ---,,--- танопчинской свиты (баррем-апт);
- СД ---,,--- суходудинской свиты (валанжин);
- НХ ---,,--- нижнехетской свиты (готерив);

- Ач ---,--- ачимовской толщи (берриас);  
 Ю<sub>0</sub> ---,--- баженовской свиты (волжский ярус);  
 Ю<sub>1</sub> ---,--- верхнеюрского отдела (васюганская свита);  
 Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> и т.д. ---,--- средней и нижней юры (тюменская свита);

В неокомском нефтегазоносном комплексе пласты-резервуары индексируются буквами А - от алымской свиты до пимской глинистой пачки и Б - ниже пимской пачки. При этом для каждого нефтегазоносного района к буквам А и Б добавляется начальная буква названия района (*рис.80*):

СИСТЕМА	ЯРУС	СВИТА	ГЛУБИНА	ДИАГРАММА ПС, ПЛАСТЫ	ПЛАСТЫ	ПАЧКИ, СВИТЫ	Породы						
Д е м	апт	берриас	2000 2100 2200 2300 2400 2500 2600 2700		АС <sub>4</sub> АС <sub>5</sub>	Алымская	Аргиллиты тёмно-серые с линзами алевролитов						
								АС <sub>6</sub> АС <sub>7</sub> АС <sub>8</sub> АС <sub>9</sub>	Зеленовато-серые алевролиты, песчаники, чередующиеся с аргиллитами				
	АС <sub>10</sub> АС <sub>11</sub>				Пимская	Аргиллиты тёмно-серые							
	БС <sub>1</sub> БС <sub>4</sub> БС <sub>5</sub> БС <sub>6</sub>						Усть-балыкская	Песчаники, чередующиеся с тёмно-серыми аргиллитами					
	БС <sub>7</sub> БС <sub>8</sub> БС <sub>9</sub>				Сармановская	Правдинская							
	БС <sub>10</sub> БС <sub>11</sub>				Чеускинская		Аргиллиты тёмно-серые полосчатые						
	м				валанжин	берриас	2500 2600 2700		Ач <sub>1</sub> Ач <sub>2</sub> Ач <sub>3</sub>	Ачимовская	Песчаники, алевролиты серые, известковистые		
												Подачимовская	Аргиллиты
												Ю <sub>0</sub>	Баженовская
	юра				волжский	средний отдел			Ю <sub>1</sub>	Абалакская	Васюганская	Песчаники глауконитовые, аргиллиты т-серые	
										Ю <sub>2</sub>	Тюменская		Песчаники, аргиллиты углистые

Рис. 80. Расчленение осадочного разреза Сургутского нефтеносного района (Западная Сибирь) на пласты-резервуары и покровы. Составил Е.М.Максимов

АС<sub>1</sub>, АС<sub>2</sub>, АС<sub>3</sub> и т.д. для Сургутского района;

БС<sub>1</sub>, БС<sub>2</sub>, БС<sub>3</sub> и т.д. для Сургутского района;

АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>3</sub> и т.д. для Вартовского района;

БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub> и т.д. Вартовского района;

Позже такая система индексации была принята для Пурпейского, Уренгойского, Тазовского, Ямальского и Гыданского районов.

Если два и более пласта ввиду отсутствия между ними надежных покрышек объединены в один резервуар, то под индексом ставятся номера объединенных пластов. Например, индекс АВ<sub>1-5</sub> означает, что пять пластов объединены в один более крупный резервуар. Если пласт разделен покрышками на несколько выдержанных пропластков, то для каждого пропластка ставится номер сверху индекса. Например, БС<sup>1</sup><sub>10</sub>, БС<sup>2</sup><sub>10</sub>.

К флюидоупорам регионального ранга относятся глинистые свиты и горизонты титон-берриасского возраста, нижнего валанжина, туронского яруса, сенона и палеогена. Толщина титон-берриасского флюидоупора составляет около 100м, турон-палеогенового - около 500м. Флюидоупорами субрегионального ранга являются глинистые свиты и горизонты келловейского яруса, чеускинской (верхний валанжин), пимской (верхний готерив) пачек, алымской (нижний апт) и ханты-мансийский (нижний альб) свит. Толщина их составляет 10-100м. Примерами флюидоупоров зонального ранга являются глинистые слои-покрышки, залегающие над каждым пластом-резервуаром групп А и Б неокомского нефтегазозоносного комплекса. Они имеют изменчивую мощность (от 5 до 30м), но прослеживаются от площади к площади в границах одного сводового поднятия или большей его части. Флюидоупоры локального ранга прослеживаются в пределах одного-двух локальных поднятий.

Одним из основных свойств пластов – резервуаров является неоднородность, которая обусловлена условиями среды их образования. Физически неоднородность пласта выражена появлением внутри него практически непроницаемых, плотных пород. В песчаных пластах неоднородность проявляется наличием внутри него слоев и прослоев глинистых пород. Каждый пласт в той или иной степени неоднороден. Задача заключается в том, чтобы на фоне этой неоднородности выявить положительные и отрицательные аномалии. В нашем случае положительными аномалиями являются зоны улучшенных коллекторов, а отрицательными - зоны глинизации пласта. Для выявления этих аномалий нам нужно делать измерения и вычисления по скважинам коэффициентов песчаности, глинистости, пористости, проницаемости пласта, построить карты изолиний этих параметров. После таких построений будет видно, в каком направлении коллекторский пласт теряет свои качества или выклинивается полностью.

Таблица 39

**Классификация литологических ловушек Западной Сибири  
(по А.И. Сидоренкову, 1978)**

Палеогеографические регионы, зоны, подзоны области, соответствующие генетическим типам ловушек			Морфологические типы ловушек	
континентальные	аккумулят. равнина	подзона пресноводных бассейнов, приморских озер	шнурковые, полосовидные	
морские	прибрежное морское мелководье	сильно подвижное морское мелководье	подводная дельта	шнурковые, полосовидные
			заливы, лагуны	полосовидные
			бары, пересыпи	шнурковые, полосовидные
			подводные склоны	козырьковые, заливообразные, неправильно-полосовидные
		подзона слабо подвижного мелководья		козырьковые, заливообразные, неправильно-полосовидные
	открытое морское мелководье	сильно подвижное морское мелководье	отмели	неправильно-изометричные, козырьковые
			пересыпи, подводные валы	шнурковые полосовидные
			подводные склоны	козырьковые, заливообразные, неправильно-полосовидные
			намывные острова	неправильно-изометричные
		подзона слабо подвижного морского мелководья		козырьковые, заливообразные, неправильно-полосовидные
	зона придонных морских течений		шнурковые полосовидные	
	зона спокойной седиментации		неправильно-изометричные	

Таблица 40

**Классификация стратиграфических ловушек Западной Сибири  
( по А.И. Сидоренкову, 1978)**

Палеогеографические регионы, зоны, подзоны, области, районы	Морфологические типы ловушек
---	------------------------------

Продолжение Таблицы 40

седиментационный	трансгрессивный	морские	сильно- и слабо подвижное мелководье	склоны намывных островов	ловушки примыкания	ограниченные размывом снизу	kozyрьковые, кольцевые, полосовидные
				склоны цокольных островов			кольцевые, заливообразные, полосовидные
				подводные склоны крупных форм			kozyрьковые, полосовидные
		континентальные	постоянные водотоки	русла низменных равнин			шнурковые, руковообразные
			временные водотоки	склоны денудационных возвышенностей			шнурковые, шлейфовидные, рукавообразные
		постседиментационный	регрессивный	морские			периодически осушающееся мелководье
склоны цокольных островов	полосовидные, козырьковые						
подводные склоны крупных форм	полосовидные, козырьковые						
континентальные	озерные водоемы			склоны возвышенностей в чехле	полосовидные, козырьковые		
	временные водотоки			склоны возвышенностей в фундаменте	кольцевые, руковообразные, полосовидные		

Таблица 41

Генетические типы литологически ограниченных природных резервуаров и ловушек. На примере Западной Сибири. (по Сидоренкову А.И., 1978)

		Примеры
континентальные	I. Речные, озерные	Ю <sub>2-3</sub> Салымское м-ние
	II. Дельтовые	АВ <sub>4-5</sub> Охтеурьевское м-ние
морские	III. Заливные, лагунные, пляжевые	АВ <sub>2-3</sub> Самотлорское м-ние
	IV. Баровые, намывные острова, цепочки островов	БС <sub>1-5</sub> Федоровское м-ние, БС <sub>11</sub> Мамонтовское м-ние
	V. Склоновые, шельфовые	АС <sub>4</sub> Мамонтовское м-ние

Продолжение Таблицы 41

	VI. Отмели, пересыпи на приподнятых частях подводного рельефа	БС <sub>4</sub> Усть-Балыкское м-ние, БВ <sub>19-22</sub> Аганское м-ние
	VII. Подводные русла, ложбины морских течений	Ю <sub>1</sub> Покачевское м-ние, БС <sub>11</sub> Зап.-Сургутское м-ние
	VIII. Подножья шельфовых террас, континентального склона	БВ <sub>16-20</sub> – ачимовской толщи

Изучением ловушек литологического, структурно-литологического и стратиграфического типов в Западной Сибири занимались многие исследователи. Прогнозирование их успешно выполнялось с использованием морфологического (от греч. *morphe* – форма) и генетического (палеогеографического) методов. Комплексный анализ и морфогенетическая классификация их были выполнены А.И.Сидоренковым (*табл. 39, 40, 41*)

В 1988 году была опубликована книга "Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна", написанная коллективом авторов под редакцией М.Я.Рудкевича. Юрско-меловая часть разреза авторами была расчленена на восемь нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский (келловей-кимериджский), верхнеберриас-нижневаланжинский, верхневаланжинский, нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский, аптский и верхне-альб-сеноманский. Они разделены друг от друга региональными и субрегиональными глинистыми покрывками келловейского, титонско-ранне-берриасского, поздне-валанжинского, раннеготеривского, раннеаптского, ранне-среднеальбского и туронского возраста. В качестве нефтегазоносных комплексов были выделены толщи проницаемых пород, достаточно надежно изолированных снизу и сверху глинистыми покрывками, выдержанными на всей площади провинции или значительной ее части. Авторы придерживаются точки зрения, что содержащиеся в каждом комплексе скопления нефти и газа образованы в процессе катагенеза собственного рассеянного органического вещества и внутрирезервуарной миграции и аккумуляции подвижных его компонентов.

Как и любые геологические тела нефтегазоносные комплексы (НГК) характеризуются неоднородностью состава и строения как по вертикали, так и по латерали. Наиболее сложным строением характеризуется нижне-среднеюрский комплекс, сложенный озерно-болотными и речными отложениями.

Песчано-алевритовые пласты этого комплекса плохо прослеживаются даже в пределах одной площади, имеют низкую пористость и проницаемость. Лучше всех диагностируется и коррелируется пласт Ю<sub>1</sub> верхнеюрского нефтегазоносного комплекса. Он состоит из мелко-среднезернистых песчаников мелководно-морского происхождения мощностью до 50м, рас-

пространен на огромной территории, нефтегазоносен в Среднеобской и Васюганской областях. В Приуральской нефтегазоносной области природным резервуаром для нефти и газа является вогулкинская толща (пласт П<sub>1</sub>, оксфорд-кимеридж), состоящая из прибрежно-морских песков, гравелитов и ракушняков мощностью до 10 - 20м (редко до 80м). Сложное строение имеет пласт-резервуар Ю<sub>0</sub> титонско-нижнеберриасского нефтегазоносного комплекса, развитый внутри битуминозных глин баженовской свиты. Коллекторскими породами этого резервуара являются трещиноватые, листоватые аргиллиты. По площади они прослеживаются плохо, мощность их измеряется долями метра и первыми метрами. Притоки нефти из скважин, находящихся рядом, резко отличаются друг от друга. Площадь распространения коллекторских пород баженовского типа контролируется зонами повышенного содержания в глинах органического вещества. Промышленная нефтенасыщенность этого резервуара установлена более чем на 50 месторождениях. Основные запасы локализованы на семи крупных месторождениях: Салымском, Приразломном, Приобском, Правдинском, Верхнесалымском, Среднешапшинском, Малобалыкском. В составе верхнеберриас-нижневаланжинского комплекса выделяются песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи (Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub>), залегающие клиноформно внутри глинистой формации (*рис.81*). Фильтрационно-емкостные свойства коллекторских пород ухудшаются в направлении к фондоформной части клиноформных пластов и от верхних пластов к нижним пластам. В этом же направлении возрастает остаточная водонасыщенность. Это хорошо видно на примере Западно-Варьганского месторождения. Невысокие качества коллекторских пород ачимовской толщи объясняются преобладанием в них алевритовой фракции и карбонатностью (1,5-6,1%) цемента.

В плане песчано-алевритовые клиноформные пласты имеют формы линз, полос, вытянутых в северо-восточном направлении (*рис.82*). В направлении к подножью палеосклона пласты постепенно замещаются алеврито-глинистым шлейфом. В ундаформных частях клиноформ песчаники хорошо отсортированы, имеют параллельно- и косослоистую текстуры, что свидетельствует об их образовании в зоне морского мелководья и вдольбереговых баров. Верхневаланжинский и нижнеготеривский нефтегазоносные комплексы включают в себя шельфовые пласты группы Б, для которых характерна относительно хорошая выдержанность по простиранию на значительной части провинции. Пласты-резервуары, состоящие в основном из песчаных пород-коллекторов, многократно чередуются с пластами-флюидоупорами, состоящими большей частью из глинистых пород. Такое чередование объясняется периодичностью (цикличностью) смены трансгрессивных и регрессивных условий осадконакопления на обширном пространстве мелководного шельфа валанжин-готеривского морского бассейна. В состав верхневаланжинского нефтегазоносного комплекса вклю-

чены пласты БС<sub>10</sub> –БС<sub>16</sub> Сургутского района, БП<sub>7</sub> –БП<sub>11</sub> Пурпейского района, БУ<sub>10</sub> –БУ<sub>16</sub> Уренгойского района, БТ<sub>3</sub> –БТ<sub>7</sub> Тазовского района, СД<sub>6</sub> –СД<sub>11</sub> Усть-Енисейского района, НП<sub>8</sub> –НП<sub>7</sub> Новопортовской толщи. В западном направлении, где располагался глубоководный шельф, пласты-резервуары глинизируются, вначале - нижние пласты, а по мере приближения к Ханты-Мансийской и Надымской впадинам заглинизируются и все верхние песчаные пласты (рис.83). К нижнеготеривскому нефтегазодносному комплексу отнесены пласты БС<sub>1</sub> - БС<sub>3</sub> Сургутского, БУ<sub>1</sub> –БУ<sub>9</sub> Уренгойского, БН<sub>6</sub> –БН<sub>16</sub> Надымского, БП<sub>3</sub> –БП<sub>6</sub> Пурпейского, БТ<sub>1</sub> –БТ<sub>2</sub> и АТ<sub>11</sub>–АТ<sub>15</sub> Тазовского районов. В Усть-Енисейском районе в готеривском ярусе выделены пласты СД<sub>1</sub> –СД<sub>5</sub>, на Ямале – НП<sub>1</sub> –НП<sub>7</sub>. Мощности песчаных пластов-резервуаров достигают 30 - 50м. Линии их глинизации проходят вдоль западных склонов Сургутского, Пурпейского сводов и Уренгойского мегавала. Разделяющие их глинистые пласты - флюидоупоры имеют мощность 5-30м, к востоку от Нижневартовского свода опесчанены и теряют свои экранирующие свойства. В Среднеобской нефтегазодносной области пласты группы Б насыщены нефтью, а к северу от нее - газоконденсатом.

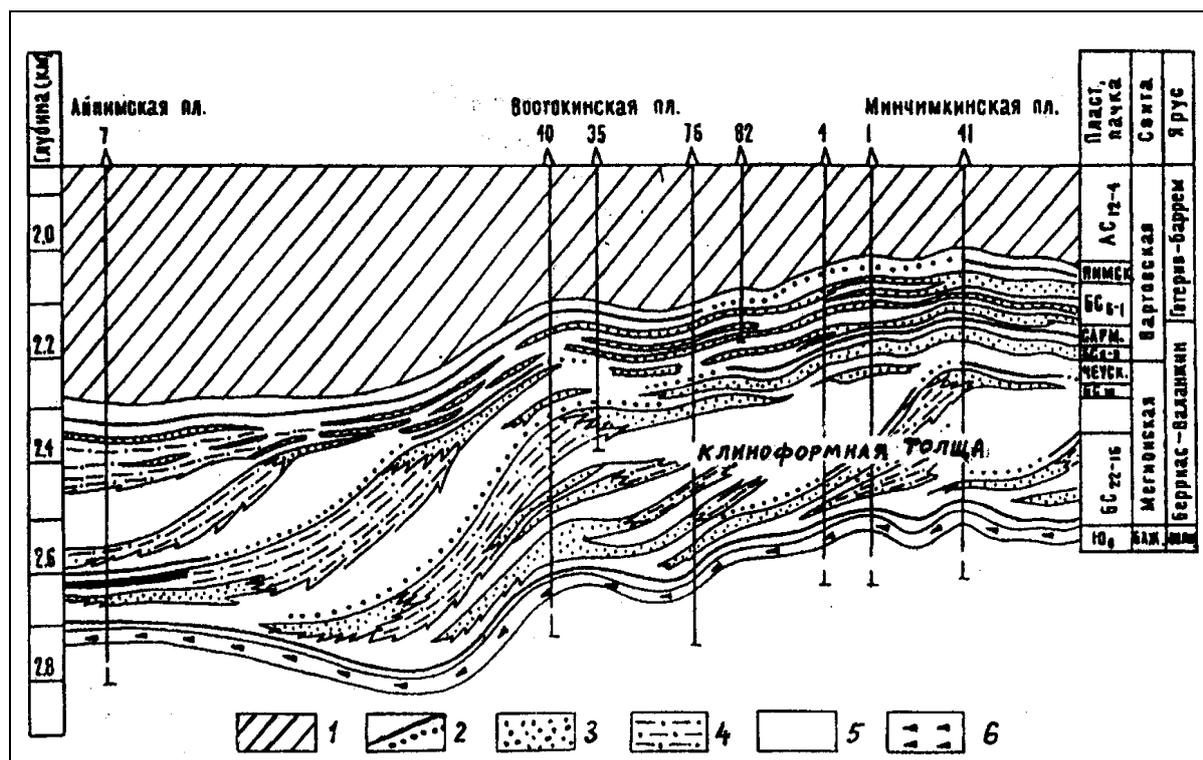
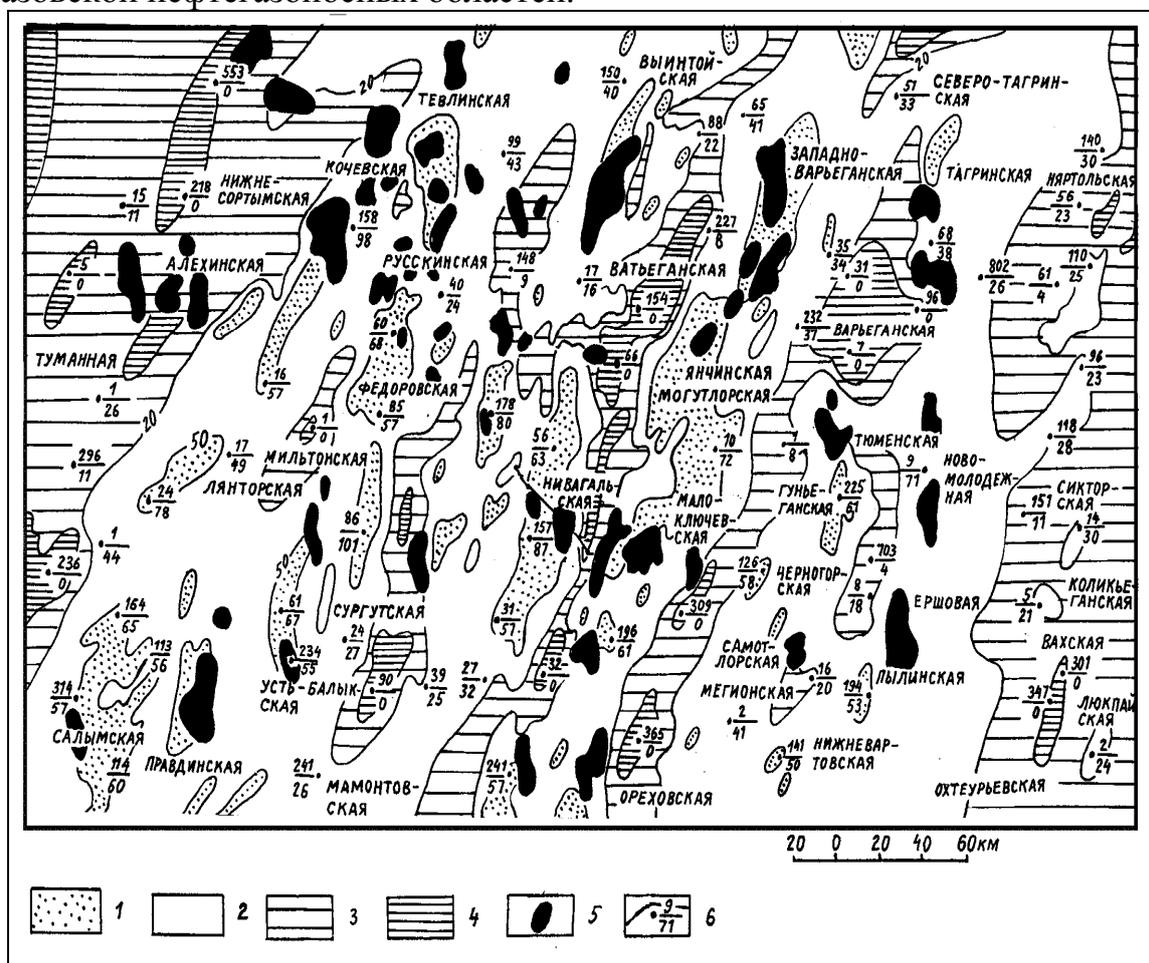


Рис. 81. Сейсмогеологический разрез продуктивных отложений нижнего неокома Сургутского района Западной Сибири (по В.А.Корневу, 1978):

- 1-отложения средней подсвиты вартоской свиты (баррем);
- 2-сейсмические отражающие границы; 3-песчаники; 4-алеврито-глинистые отложения;
- 5-глины; 6-битуминозные глины баженовской свиты (волжский ярус)

Верхнеготерив-барремский резервуар является самым верхним нефтеносным комплексом Западно-Сибирского бассейна. Кровля его в районе Среднего Приобья находится на глубинах 1600-1800м, в Уренгойско-Тазовском районе - 2000-2400м. Выше него нефтяные залежи встречаются лишь эпизодически. Резервуар перекрыт глинистой покрывкой субрегионального ранга известной под названием алымской свиты (нижний апт) мощностью до 100м. К северу от Сургутского свода эта покрывка диагностируется менее отчетливо, а в Ямало-Гыданской области она известна под названием нейтинской пачки. В состав верхнеготеривско-барремского комплекса входят пласты АВ<sub>1</sub>–АВ<sub>7</sub> Нижневартовского района, АС<sub>4</sub>–АС<sub>12</sub> Сургутского района, БН<sub>1</sub>–БН<sub>5</sub> Надымского района, ТП<sub>17</sub>–ТП<sub>26</sub> Ямало-Гыданской и СД<sub>1</sub>–СД<sub>4</sub> Усть-Енисейской нефтегазоносных областей. Характерными для этого комплекса являются повышенная песчаность разреза и низкие качества внутренних покрывок. Этим объясняется отсутствие в этом комплексе залежей углеводородов на большинстве месторождений Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей.

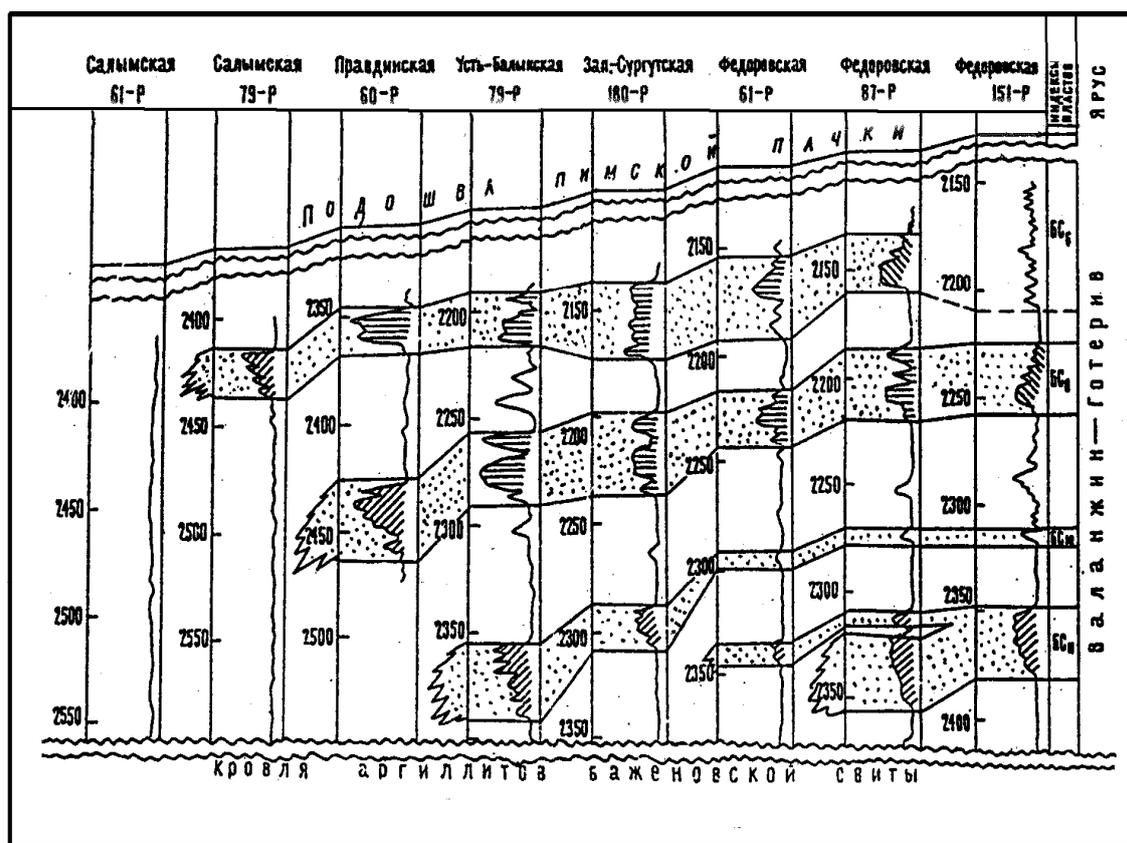


**Рис.82.** Карта прерывисто-линзовидных и полосовидных песчано-алевритовых тел ачимовской толщи Среднеобской области (Западная Сибирь) (по Е.М. Максиму, 1988):

Суммарные толщины песчано-алевритовых тел в метрах: 1 - свыше 50; 2-от 20 до 50; 3 - от 1 до 20; 4 - от 0 до 1; 5-залежи нефти ачимовской толщи; 6 - изолинии суммарной толщины, скважины, их номера и значения суммарной толщины в метрах

Залежи присутствуют там, где есть качественные покрышки. К ним прежде всего относятся алымская свита в Среднем Приобье и нейтинская глинистая пачка на Ямале. Последняя имеет мощность 20-50м. Пласты-резервуары насыщены нефтью в Среднеобской области, газоконденсатом - в Ямало-Гыданской области. В Надым-Пур-Тазовской области газоконденсатные залежи в этом комплексе присутствуют только на некоторых месторождениях: Уренгойском (залежь АУ<sub>9</sub>), Юрхаровском (залежи АУ<sub>1</sub>, АУ<sub>7</sub>), Заполярном (залежь АТ<sub>3</sub>).

Аптский резервуар формировался в условиях регрессии моря и господства континентальных условий осадконакопления, состоит из песчаников и алевролитов, ритмично переслаивающихся с глинами лишь на крайнем севере провинции - на Ямале, Гыдане и Тазовском полуострове. Здесь под глинистыми покрышками газоконденсатные скопления локализованы на многих месторождениях. Нефтяные скопления выявлены на юго-западе провинции - на Краснотенинском своде. Покрышкой для залежей служат глины ханты-мансийской свиты (альбский ярус) мощностью 60-180м, образованные на этапе новой трансгрессии моря и регионально развитые на западной половине провинции. На восточной половине провинции альбский ярус опесчанен, поэтому здесь три яруса образуют единый апт-альб-сеноманский резервуар (комплекс) мощностью 700-1300м.



**Рис. 83.** Схема корреляции пластов группы БС Салымского и Сургутского районов (Западная Сибирь) по диаграмме ПС стандартного каротажа (по В.А.Корневу, 1979). Пласты глинизируются в западном направлении от нижних пластов к верхним.

Верхнеальб-сеноманский резервуар является самым верхним и последним нефтегазоносным комплексом Западно-Сибирской провинции. Он состоит из алеврито-песчаных пород континентального происхождения, надежно перекрыт региональной глинистой покрывкой верхнего мелапалеогена мощностью около 500-600м. Под этой покрывкой на севере провинции локализованы массивные газовые скопления, в том числе гигантских и сверхгигантских размеров - Медвежье, Ямбургское, Уренгойское, Заполярное. На Тазовском и Русском месторождениях газовые залежи имеют оторочки тяжелой нефти.

Выводы:

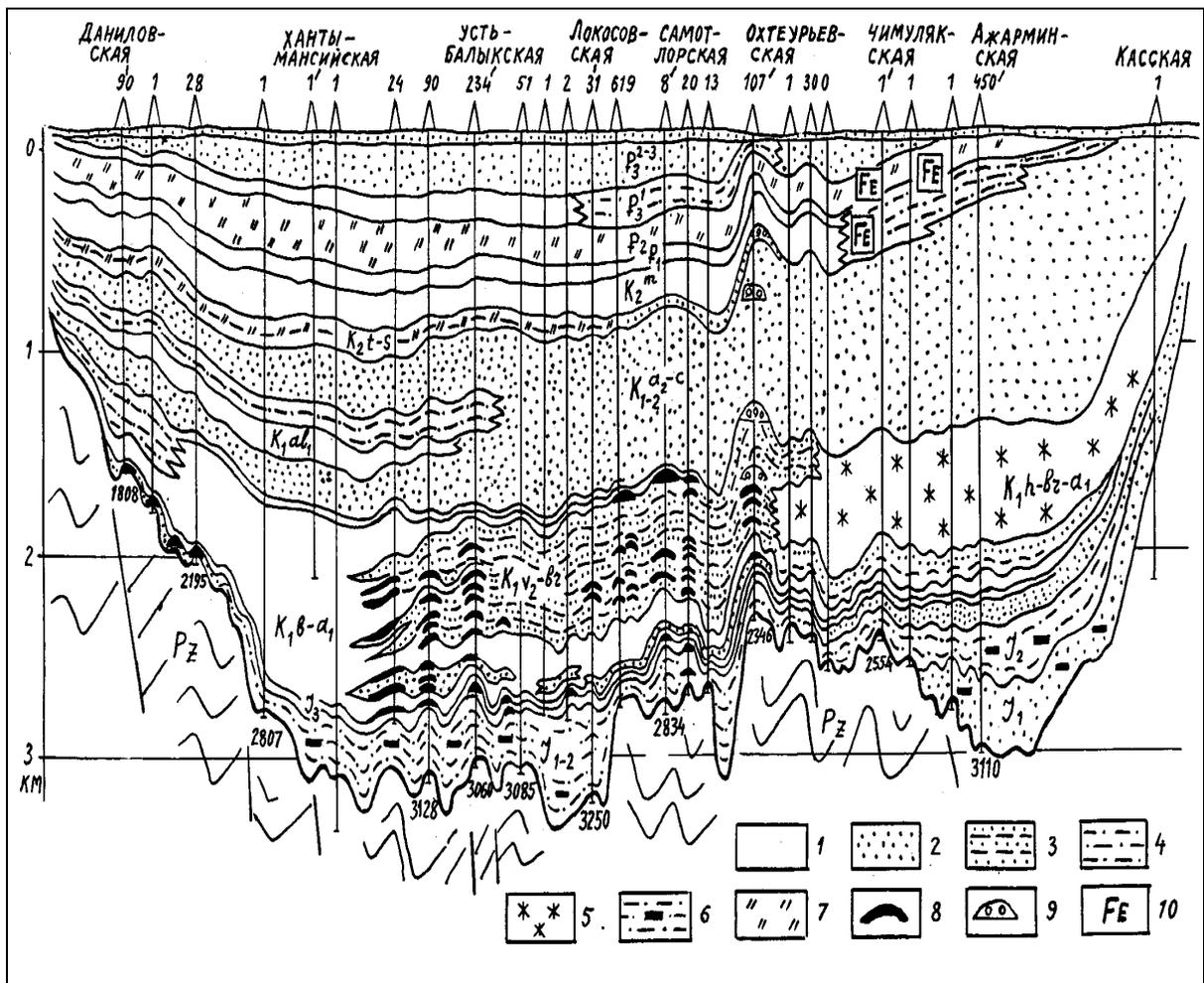
1) Нефтегазоносный комплекс является природным резервуаром регионального ранга, состоит из группы проницаемых пластов, перекрытых сверху непроницаемой региональной покрывкой.

2) Нефтегазоносный комплекс является достаточно самостоятельным резервуаром, внутри которого происходили собственные процессы накопления рассеянного органического вещества, генерации, миграции и накопления углеводородных флюидов.

## **9.2. Нефтегазоносные формации Западно-Сибирского бассейна**

Нефтегазоносными называются формации, содержащие нефтяные и газовые скопления. Они выделяются в пределах нефтегазоносных провинций, состоят из пластов проницаемых пород, переслаивающихся с пластами непроницаемых пород. Если в их составе резко преобладают слои проницаемых пород, то формации будут относиться к категории природных резервуаров массивного типа, регионального и субрегионального ранга в зависимости от их размеров. Формации, состоящие из непроницаемых пород, будут относиться к категории флюидоупоров. К третьей группе относятся формации, состоящие из многократного переслаивания пластов-резервуаров и пластов-флюидоупоров, относятся к категории природных резервуаров многопластового типа. Они имеют собственные резервуары и покрывки зонального ранга.

Границы нефтегазоносных комплексов и формаций большей частью пересекаются друг с другом, ибо они выделены по разным принципам и признакам. Нефтегазоносные комплексы выделяются как природные резервуары регионального ранга, границами их являются региональные флюидоупоры. Формации выделяются как крупные литологически и генетически однородные геологические тела. Если делить разрез на три крупных нефтегазоносных комплекса (юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский), то формации будут входить в них как составные части. При делении разреза на маломощные нефтегазоносные комплексы (берриас-нижневаланжинский, верхневаланжинский, нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский) границы комплексов будут проходить внутри формаций.



**Рис. 84.** Структурно-формационный профиль платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по Е.М.Максимову, 1993):

Формации: 1-глинистая морская; 2-песчано-глинистая ритмично-слоистая континентально-морская; 4-песчано-глинистая линзовидно-слоистая, континентальная; 5-песчано-глинистая красноцветная, лагунно-континентальная; 6-песчано-глинистая, слабо угленосная, континентальная; 7-глинисто-кремнистая морская; 8-залежи нефти; 9-залежи газа; 10-пласты железных руд

По особенностям тектонического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирский бассейн делится на три крупные области: южная, центральная, северная. В пределах южной области осадочный чехол маломощен (до 2км), нефтеносен только в нижней (юрской) части. В центральной области (Сургутский, Нижневартовский районы) мощность осадочного чехла достигает 3-3,5км, нефтеносны юрские и нижнемеловые отложения. На севере мощность осадочного чехла возрастает до 7-8км, продуктивными здесь являются юрские и меловые отложения до сеноманского яруса включительно. Залежи в основном газовые, газоконденсатные, иногда с нефтяными оторочками. Пермо-триасовые отложения здесь залегают на больших глубинах, бурением практически не изучены.

Западно-Сибирский бассейн выполнен терригенными осадками различных литологических и генетических типов, в пространственном распределении которых соблюдаются общеизвестные седиментационные законы и зональности:

1) цикличность, выраженная в чередовании трансгрессивных и регрессивных серий осадков в вертикальном разрезе;

2) пространственная зональность, обусловленная взаиморасположением областей сноса и накопления осадков, глубины дна водных бассейнов на месте осадконакопления и др.

3) климатическая зональность, выраженная в пространственно-временном распределении карбонатной, кремнистой, окисно-железистой, углистой и другой примеси в осадках.

Эти зональности в конечном итоге нашли отражение в пространственно-временном распределении формационных тел различных литологических и генетических типов.

#### Формация коры выветривания.

Самой нижней нефтеносной формацией является формация коры выветривания палеозойского фундамента, представленная скоплениями продуктов выветривания, трещиноватыми и выветрелыми породами. Поверхностные проявления битумов, асфальтов, асфальтитов в трещинах и жилах пород фундамента были установлены в Кустанайской седловине, на Щучинском выступе в устье реки Обь, в Усть-Енисейской впадине (Норильский район), на Земле Франц-Иосифа на севере Карского моря. В скважинах, пробуренных на нефть, притоки из трещиноватых пород фундамента были получены в Шаимском, Ханты-Мансийском, Нижневартовском, Нюрольском, Васюганском, Межовском районах. Скопления нефти контролируются ловушками-выступами в рельефе поверхности фундамента (136), крышками для них являются юрские глины (рис.37, 38).

В Уренгойской сверхглубокой скважине СГ-6 пермская система вскрыта на глубинах 7306-7502м (забой), представлена измененными базальтами, диабазами (143). Триасовая система вскрыта на глубинах 5603 -7309м. Нижний триас вскрыт на глубинах 6520-7309м, представлен измененными порфирито-базальтами и их туфами с прослоями аргиллитов. Базальты имеют достаточно широкое распространение, они вскрыты скважинами: Уренгойская 414, Черничная 46, Харампурская 340, Северо-Толькинская 304, Западно-Таркосалинская 99, 299. Средний и верхний триас вскрыт на глубинах 5655-6520м, представлен терригенной формацией - переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, объединенных в тампейскую серию. Открытая пористость песчаников по керосину составляет 4,1-9,2%, проницаемость  $(0,01-0,16) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатность 0,6-2,2%, плотность 2400-2600 кг/м<sup>3</sup>. Низкие коллекторские свойства песчаников объясняются высокой степенью их уплотнения, в результате которого большинство пор имеют размеры 0,4-0,6мкм, заполнены физически связанной водой.

Разрез тюменской сверхглубокой скважины СГ-6

плотность г/см <sup>3</sup>	глубина	свита	возраст	разрез	состав горных пород	T °C
1.58		мегионская	K <sub>1</sub>		песчаник, алевролиты, аргиллиты	110-140 <sup>0</sup>
	3800	бажендовская	J <sub>3</sub>		3912-4798-прослой песчанников 3,10,24м. разделенные пачками переслаивающихся аргиллитов, алевролитов.	140-160 <sup>0</sup>
1.62		васюганская				
1.72	4000	тюменская	J <sub>2</sub>		в интервале 4610-5000м. углистые 4798-5588-песчаники мощностью до 45м. переслаивающиеся с аргиллитами, алевролитами.	150-160 <sup>0</sup>
	4200					
	4400					
1.75	4600	котухтинская	J <sub>1</sub>			160-165 <sup>0</sup>
	4800					
1.80	5000	ягельная				
	5200					
1.85	5400	береговая			5588-5920м.- песчаники с пропластками конгломератов, алевролитов, аргиллитов.	180-198 <sup>0</sup>
	5600					
	5800	витугинская	T <sub>3</sub>		5920-6090м.-песчаники мощностью 5-60м., аргиллиты, алевролиты.	
1.92	6000	варенгайская				
	6200	пурская	T <sub>2</sub>		6090-6228м. -«- -«- 6228-6429м.-аргиллиты, алевролиты, единичные прослойки песчаников	
	6400					
	6600	красноселькупская	T <sub>1</sub>		6424-6509м.-базальты, пачки песчаников, алевролитов, аргиллитов.	198-207 <sup>0</sup>
1.95	6800					
	7000	забой 7502м.			6509-7502м.-базальты с прослоями сильно измененных базальтов мощностью 3-20м.	210-214 <sup>0</sup>
	7200					
1.96	7400					
	7500					214-218 <sup>0</sup>

Бурение скважины СГ-6 начато 27/ХІІ-1987г. завершено в 1995-1/ІІ = 8 лет

Рис. 85. Разрез Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6

Преобразования минеральных зерен песчаников по определению Р.С.Сахибгареева (1995) относятся к стадии позднего катагенеза, когда происходят значительная коррозия зерен кварца, полевых шпатов, их регенерация и стилолитизация. Полевые шпаты, слюды и глинистые частицы

серицитизированы. В связи с высокой степенью уплотнения пород резко понижена информативность методов ГИС для решения основных геологических задач, в том числе и оценки нефтегазоносности пластов. Метаморфизм органического вещества на глубине 4,7 км, где залегают среднеюрские отложения, отвечает стадии позднего мезокатагенеза – МК<sub>3</sub>. Триасовая система находится в зоне раннего и среднего апокатагенеза – АК<sub>1</sub>, АК<sub>2</sub>. Органическое вещество глубоко преобразовано, имеет остаточный характер. Такая высокая превращенность рассеянного органического вещества позволяет рассчитывать на обнаружение на этих глубинах газовых и газоконденсатных скоплений. Температура в призабойной части скважины (7502 м) составляет 210°C, давление - 150 МПа. Опробование на приток жидкости в скважине СГ-6 проведено в интервале 3870-4040 м (J<sub>2</sub> – J<sub>3</sub>), получен газированный буровой раствор. Газирование бурового раствора наблюдалось при проходке интервала 5440-5514 м. С глубины 6194-6305 м при испытании был получен приток газированной минерализованной воды. Мощные водопроявления в процессе бурения были отмечены при проходке осадочно-вулканогенной толщи на глубинах 6622 -6655 м. Эти данные свидетельствуют, что на больших глубинах породы-коллекторы есть, имеют трещинные пустоты, в зонах ловушек могут быть насыщены углеводородными газами. Газ, отобранный с глубины 3870-4040 м, состоит из метана - 47%, азота - 46%, тяжелых углеводородов - 6,3%.

### **Формации и залежи ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса.**

В центральных и южных областях провинции комплекс состоит из линзовидно-слоистой песчано-глинистой слабо угленосной континентальной формации, известной под названием заводоуковской серии или тюменской свиты. Она залегает на складчатом фундаменте, насыщена нефтью. Формация имеет широкое распространение, занимает две трети площади Западной Сибири, отличается высоким содержанием органического вещества (в глинах 3-5%, песчаниках 1-2%), в том числе и сапропелевого типа. Многими исследователями она рассматривается в качестве главной нефтегазогенерирующей формации Западной Сибири. Она состоит из сложного линзовидного переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов озерных, аллювиальных и болотных фаций. Породы обогащены углистым детритом, часто содержат тонкие прослойки бурого угля. В основании формации встречаются мелкогалечные конгломераты, гравелиты, грубозернистые песчаники русловой фации. В Чулымо-Енисейской синеклизе в средней юре встречаются пласты бурых углей толщиной до 2 м. На Полярном и Приполярном Зауралье толщина угольных пластов достигает 10 м.

В Березовском, Шаимском и Кондинском районах ниже-среднеюрская формация представлена неравномерным и частым чередованием маломощных слоев мелко-, среднезернистых песчаников, алевролитов

и аргиллитов, содержащих обильный углистый детрит. Песчано-алевритовые породы имеют цемент в основном порового типа, каолинитового, гидрослюдисто-каолинитового состава. В зоне ловушек верхние слои (пласт Ю<sub>2</sub>) совместно с песчаниками вогулкинской толщи образуют единый резервуар, насыщены нефтью. По пористости и проницаемости ниже-среднеюрские песчаники в основном относятся к коллекторам низких классов (IV-V классы). Коллекторы III класса установлены на Трехозерном, Восточно-Тетеровском нефтяных, Пунгинском и Березовском газовых месторождениях. Они отличаются хорошей сортировкой обломочного материала и низким содержанием глинистой фракции. Песчаники-коллекторы I-II классов выявлены на Верхнекондинском газовом месторождении.

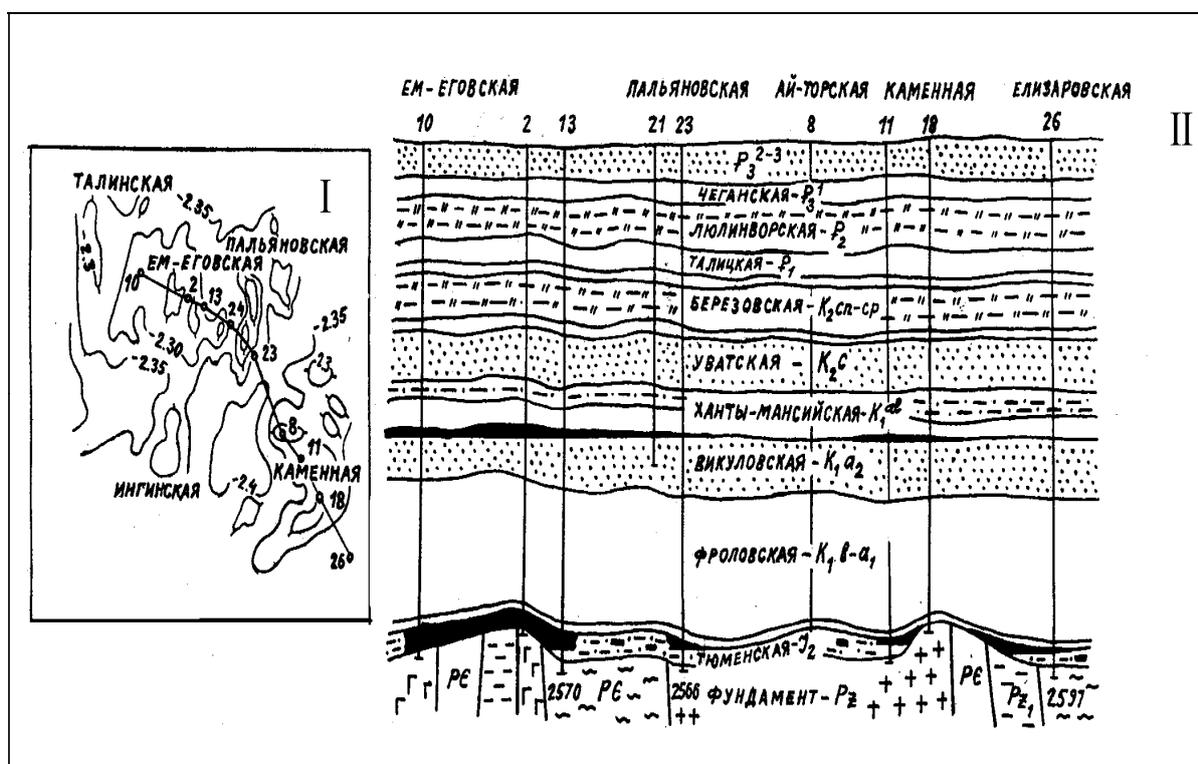


Рис. 86. Структурно-формационная модель Красноленинского свода (Западная Сибирь) (по Е.М.Максимову, 1988):

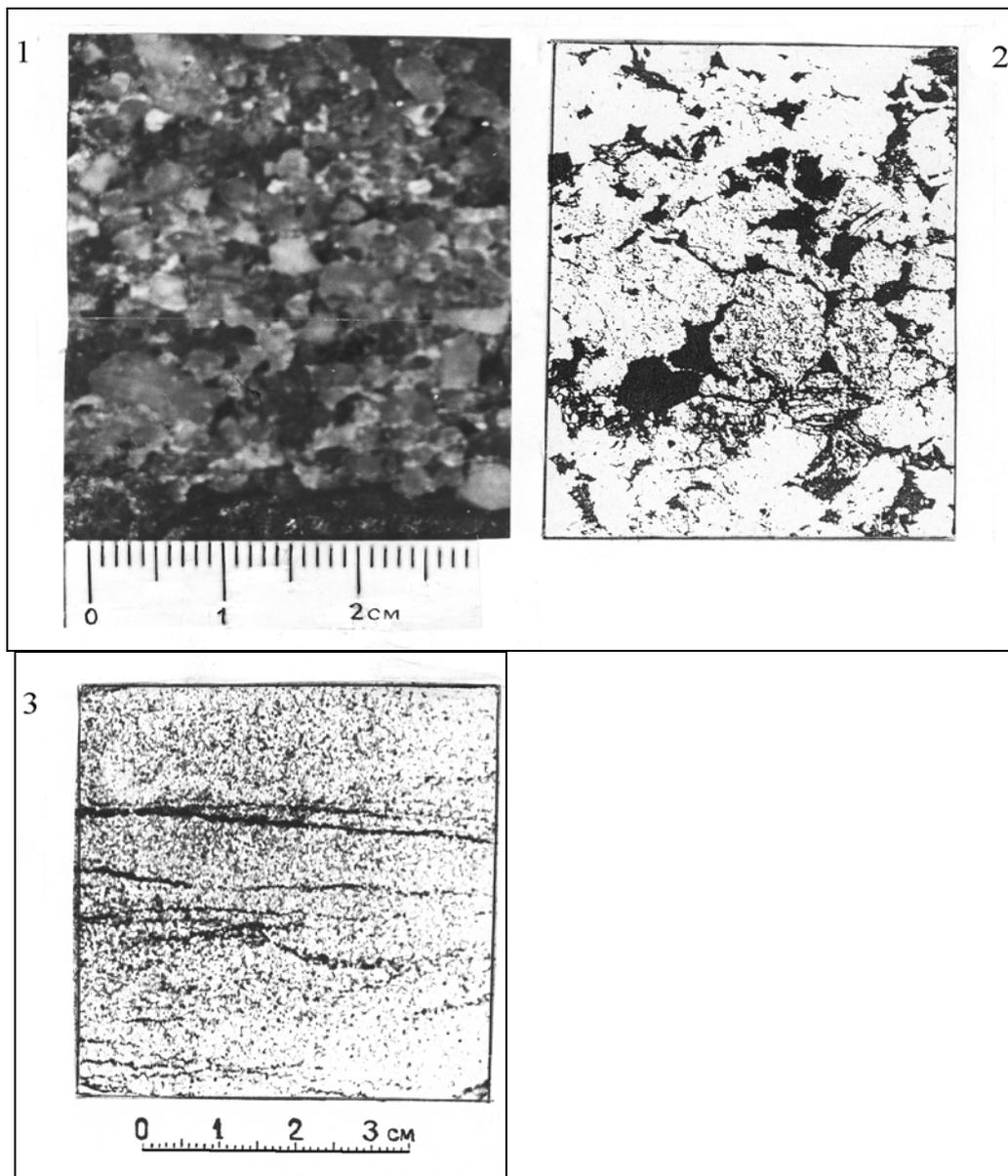
I-Структурная карта по кровле тюменской свиты (средняя юра).

II-Структурно-формационный профиль. Условные обозначения см.рис.84

В Тобольском районе песчаники преимущественно крупнозернистые, переходящие в гравелиты, содержат мелкие плохо окатанные гальки кварца, гранитов, стяжения пирита. По составу песчаники существенно кварцевые с примесью зерен полевых шпатов, обломков пород. Обломочный материал плохо окатан, плохо сортирован. Цемент каолинитовый, порового типа.

Наиболее крупной залежью ниже-среднеюрского комплекса является нефтяная залежь Ю<sub>2-5</sub> Красноленинского свода. Нефтяное скопление контролируется Каменным и Ем-Еговским куполовидными поднятиями, которые совместно образуют Красноленинский свод. Водо-нефтяной контакт (ВНК) залежи на Каменном месторождении находится на глубине 2450м, на Ем-Еговском – 2400м. Коллекторами являются линзовидные пласты песчаников, алевроитов, гравелитов, находящиеся внутри непроницаемых глинистых пород, и трещиноватые породы фундамента (*рис.86*) Открытая пористость песчаников составляет 16-17%, редко – 20-30%, проницаемость изменяется в широких пределах: от  $1 \cdot 10^{-15}$  до  $2000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Дебиты нефти составляют 0,2-6,3м<sup>3</sup> /сутки, максимальные – 130-150м<sup>3</sup> /сутки. Нефть нафтен-метановая плотностью 0,801-0,836г/см<sup>3</sup> с газовым фактором от 100 до 500м<sup>3</sup> /м<sup>3</sup>.

Коллекторами высокого класса являются базальные слои сложенные разнозернистыми (до гравийных) песчаниками преимущественно кварцевого состава. Содержание обломков кварца в них составляет 60-95%, полевых шпатов-до 10%, обломков кремнистых пород-до 40%. Цемент пленочный, поровый, реже пленочно-контактный, состоит из каолинита и примеси смешанно-слоистых, хлоритовых и реже карбонатных минералов. Алевроиты и алевропесчаники также относятся к кварцевому и кварцево-грауваковому типам (*рис.87*). Аргиллиты обогащены углистым детритом. Эти слои залегают на складчатом фундаменте, сложенном докембрием, палеозоем и эффузивами триаса. Они выделяются под названием шеркалинской свиты, имеют плинсбах-тоарский возраст, подразделены на два пласта-резервуара – ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub>, разделенные глинистой покрывкой. На восточных склонах Красноленинского свода шеркалинская свита представлена единой толщей неравномерного переслаивания темносерых аргиллитов, конгломератов, гравелитов и разнозернистых песчаников общей мощностью от 10 до 120м. На Талинском месторождении нефтегазо-насыщенный пласт-резервуар ЮК<sub>10</sub> имеет удлиненную форму в виде русла реки (*рис.33*). Лучшие коллекторские породы развиты на глубоко погруженных участках желобов. Они обеспечивают высокие дебиты нефти в скважинах. На бортах прогибов развиты породы-коллекторы III-IV классов, а вблизи границы выклинивания - IV-VI классов. По условиям образования шеркалинская свита относится к отложениям речных и озерных обстановок. Основным бассейн представлял собой вытянутую каньонообразную долину с боковыми оврагами, где сортировался и отлагался материал коры выветривания фундамента. В породах-коллекторах пластов ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> различаются три типа пустот: поры, каверны, трещины. Размеры каверн составляют 0,5-1,5мм, но нередко доходит до 4-6мм. Трещинно-каверновые пустоты имеют продолговато-удлиненные, щелевидные, трубкообразные извилистые формы.



**Рис.87.** Породы-коллекторы Талинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). По О.М. Гарипову, 1993 г.

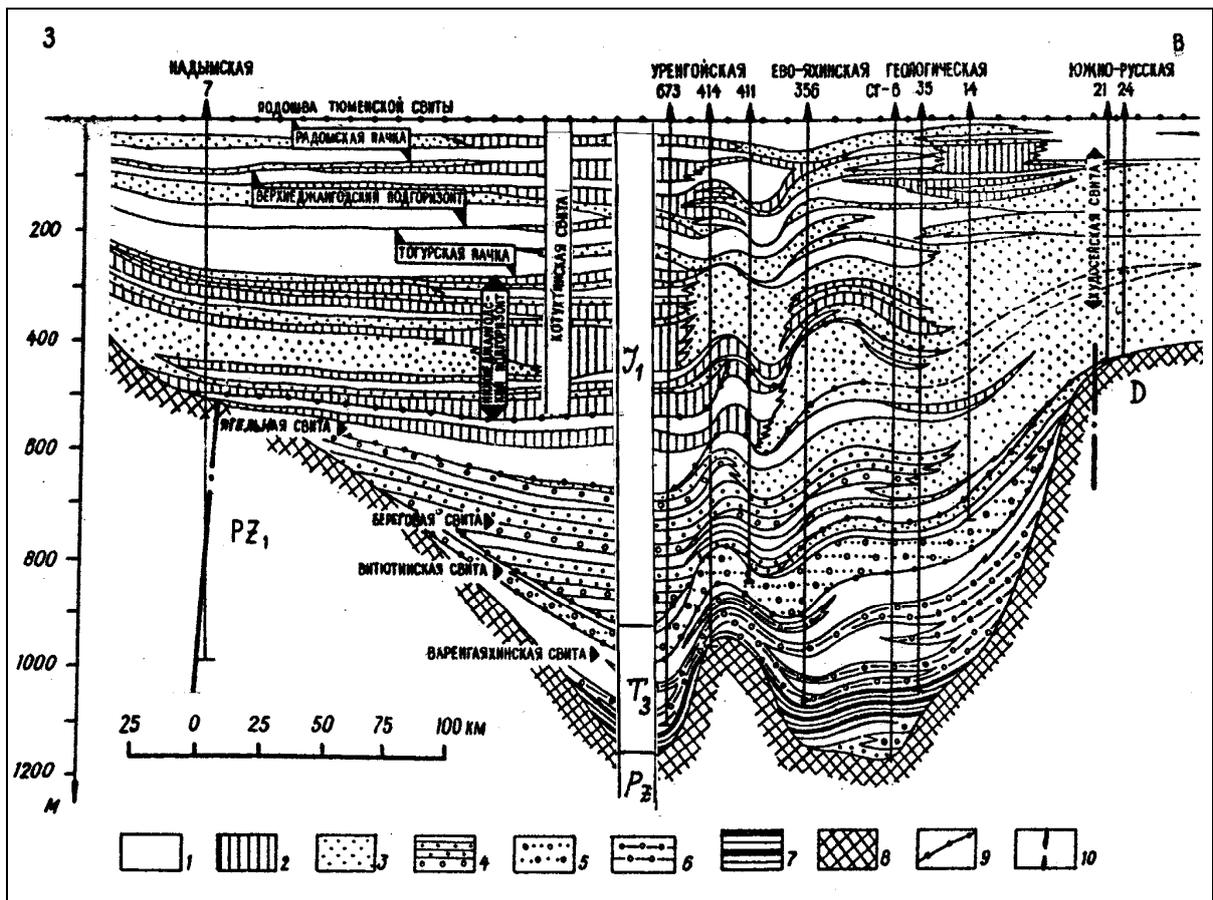
1 - кварцевый гравелит базального пласта ЮК<sub>10</sub>. Скв. 5561, гл. 2722-2727 м. 2 – то же, под микроскопом, 3 – среднезернистый песчаник с трещинами естественного гидроразрыва. Пласт ЮК<sub>10</sub>. Скв. 4364, гл.2704,1м.

Наиболее широко развиты субгоризонтальные трещины с признаками вторичного выщелачивания кварца, по латерали переходящие в трещинно-каверновые пустоты и цепочки каверн. Стенки открытых трещин инкрустированы кристалликами вторичного кварца. О.М.Гарипов (1997) различает три генетических типа трещин: литогенетические, катаклаза (растрескивания хрупких обломков под давлением) и гидравлического разрыва. Вторичная пустотность имеет хаотически гнездовое или зонально-полосовое распределение, ее доля оценивается в 3-25% от общей пористости.

В Среднем Приобье и Обь-Иртышском междуречье мощность ниже-среднеюрской формации на сводах составляет 200-300м, во впадинах - 400-500м. Песчаники серые, буровато-серые, полевошпат-кварцевые, полимиктовые, грауваковые. Сортировка зерен плохая. Размеры зерен колеблются от 0,7 до 0,03мм. Иногда отмечается повышенное содержание слюд, включения гравийных плохо окатанных обломков. Цемент каолинит-гидрослюдистый, иногда с примесью хлорита, серицита.

Текстура горизонтально-, пологоволнисто-, линзовидно- и косослоистая, подчеркивается намывами углистого детрита, слюд и прослойками алевролитов, аргиллитов. Аргиллиты темносерые, реже черные, углистые, каолинит-гидрослюдистые, иногда слабо известковистые, часто тонко переслаиваются с алевролитами. Отмечаются прослойки бурых углей и сидеритов. Базальные песчаные слои залегают на выветрелых породах складчатого фундамента, иногда содержат плохо окатанные гравийно-галечные обломки местных пород: гранитов, кварца, эффузивов. Такие породы были встречены на склонах эрозионных выступов фундамента, в эрозионных депрессиях, генетически интерпретируются как образования пролювиальных фаций. Содержание кварца в песчаных коллекторах составляет 35-60%, полевых шпатов – 15-35%, обломков пород – 20-35%. Отмечаются пластинки биотита, мусковита, растительный детрит. Обломки пород представлены кремнем, кварцитами, метаморфическими и глинистыми сланцами, редко - эффузивами. Наблюдаются эпигенетические преобразования зерен: регенерация обломков кварца, альбитизация полевых шпатов, серицитизация и кальцитизация плагиоклазов, хлоритизация, сидеритизация и гидратизация слюд. Широко отмечаются структуры взаимного внедрения, приспособления и выдавливания мягких зерен под влиянием процессов уплотнения породы. Количество цементирующего материала составляет 5-15%. Преобладают цементации типа соприкосновения, заполнения пор, реже встречается пленочный тип.

В Уренгойском районе ниже-среднеюрский нефтегазоносный комплекс вскрыт на глубинах 3750-5650м. В ее основании залегают толща грубозернистых песчаников, гравелитов, конгломератов с прослоями алевролитов и уплотненных глин, выделяющаяся под названием новоуренгойской свиты. Возраст свиты определен по споро-пыльцевому комплексу как синемюр-гетангский, мощность-270м. Выше залегают толща переслаивания существенно песчаных и преимущественно глинистых пачек мощностью 70-150м. В глинистых пачках были найдены остатки фауны двустворок, отпечатки листовой флоры, прослой бурых углей и углистых аргиллитов. В целом эта толща переслаивания мощностью 900-1100м представляет собой песчано-глинистую ритмитовую (ритмично-слоистую) континентально-морскую формацию. В разрезе нижней юры выделяются четыре трансгрессивно-регрессивных цикла (термин Ю.Н.Карогодина): новоуренгойский, береговой, тогурский, родомский. Мощность каждого из них составляет 200-350м (рис.88).



**Рис. 88.** Строение нижней части платформенного чехла на севере Западной Сибири. Палеогеологический профиль на начало среднеюрской эпохи (по А.И.Сидоренкову и В.С.Бочкареву, 1990г):  
 1- аргиллиты, глины; 2- песчано-алеврито-глинистые породы;  
 3- песчаники, алевролиты; 4- песчаники, гравелиты; 5- гравелиты, конгломераты, песчаники; 6- песчано-гравийно-конгломератовые слои;  
 7- углисто-глинистые отложения; 8- породы палеозойского фундамента; 9- границы свит; 10- разрывные нарушения

В среднеюрском отделе мощностью 700-850м цикличность строения четко не проявлена, поэтому вся эта толща выделяется как песчано-глинистая линзовидно (беспорядочно)-слоистая слабо угленосная формация (тюменская свита). Преобладают глины, отмечаются прослой углей. Внутри формации иногда удается выделить существенно песчаные пласты Ю<sub>2-9</sub> и преимущественно глинистые пачки. В скважине 281 из пласта Ю<sub>2</sub> (кровля тюменской свиты) был получен промышленный приток нефти.

В Усть-Енисейском районе ниже-среднеюрский нефтегазоносный комплекс мощностью 1500-1800м сложен песчано-глинистой ритмично-слоистой континентально-морской формацией, состоит из четырех крупных (на уровне свит) трансгрессивно-регрессивных циклитов. Регрессив-

ные части циклитов представлены зимней, джангодской, вымской, малышевской свитами, состоящими преимущественно из песчаных пород континентального облика. Трансгрессивные части циклитов выделяются как существенно глинистые подформации (левинская, лайдинская, леонтьевская свиты) морского типа, в которых были найдены остатки микрофауны. По немногочисленным данным предполагается, что эти формации и циклиты имеют широкое площадное распространение на севере Западной Сибири, включая Ямало-Гыданскую и Карскую синеклизы.

### **Формации и залежи верхнеюрского нефтегазоносного комплекса**

Характерными особенностями верхнеюрского осадочного комплекса является незначительная мощность (до 100м) и морской генезис абсолютного большинства составляющих его формаций. Осадочный комплекс построен по закону цикличности и фациальной зональности в бассейнах седиментации. В келловейском веке в Западной Сибири наступила широкая морская трансгрессия с севера, дошедшая до широты г.Тюмени. Трансгрессия сопровождалась повышением базиса эрозии и накоплением глинистых осадков. В прибрежной фациальной зоне Приуралья накапливались песчаники вогулкинской толщи (*рис. 78*). В оксфордском веке на обширной территории Среднего Приобья и Обь-Иртышского междуречья произошло обмеление моря, сопровождавшееся накоплением песчаных слоев (васюганская свита, пласт Ю<sub>1</sub>) мощностью до 50м. (*рис. 79*). Терригенный материал доставлялся сюда с востока, со стороны Сибирской платформы. Граница мелководного шельфа проходила в субмеридианальном направлении вдоль восточного склона Мансийской синеклизы.

В кимериджском веке в Западной Сибири вновь установился трансгрессивный седиментационный режим, накапливались маломощные (до 20м) глауконит содержащие темносерые алевритистые глины, выделяющиеся под названием георгиевской свиты. Келловейские глины, оксфордские песчаники и кимериджские глины совместно образуют один крупный трансгрессивно-регрессивный циклит (репроциклит по Ю.Н.Кародину) мощностью 50-100м, насыщенный нефтью и газом на всей площади его распространения. С позиции формационного анализа это осадочное образование выделяется как песчано-глинистая ритмитовая морская формация. Она имеет собственные пласты-резервуары, пласты-покрышки, что с позиции осадочно-миграционной теории происхождения нефтей и газов явилось благоприятным условием для накапливания мигрирующих углеводородных соединений в зонах многочисленных антиклинальных ловушек на площади ее распространения. Пласт-резервуар Ю<sub>1</sub> в объеме верхней части васюганской свиты на некоторых площадях делится на три пропластка:

Ю<sup>1</sup>, Ю<sup>2</sup>, Ю<sup>3</sup>, разделенных друг от друга темно-серыми аргиллитоподобными глинами. Песчаники светло-серые, серые, буроватые, мелко-, среднезернистые тонкогоризонтально-слоистые, прослоями известковистые. В глинистых прослоях присутствуют прослойки углей, тонкорассеянный пирит, отпечатки растений, остатки аммонитов, двустворок, единичных белемнитов, комплекс фораминифер. Песчаники кварцполевошпатовые, прослоями полимиктовые. Кварцевые зерна составляют 40-50%, полевошпатовые - 20-25%, обломки пород-до 25%. Последние представлены кварцитами, кремнем, кремнисто-слюдистыми и глинистыми сланцами, эффузивными породами. Размеры зерен составляют 0,06-0,4мм. Сортировка зерен средняя, хорошая.

Среди аутигенных минералов постоянно присутствуют сидерит, пирит. Цементирующий материал гидрослюдистый, каолиновый, каолинит-гидрослюдистый, хлорит-гидрослюдистый, реже кальцитовый, глинисто-кальцитовый. Доля цемента в песчаниках составляет 10-20%. Коллекторские свойства песчаников пласта Ю<sub>1</sub> невысокие – III, IV, V классов. Открытая пористость составляет 5-20%, проницаемость от  $10 \cdot 10^{-15}$  до  $35 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, редко – до  $250 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Песчаный резервуар, выделяющийся на Приуральском склоне под названием "вогулкинская толща", формировался в условиях мелководного побережья позднеюрского моря. В Березовском газоносном районе ее мощность чаще составляет 7-20м. В основании толщи на породах фундамента лежат гравелиты, грубозернистые песчаники с глинистым, известково-глинистым цементом контактово-пленочного типа. Выше залегают известковистые, известково-глинистые песчаники и органично-обломочные известняки. Пористость их составляет 17-36%. В кровле толща состоит из чередующихся слоев песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Лучшими коллекторами являются грубозернистые аркозовые песчаники с примесью гравийной фракции. Проницаемость их высокая – от  $250 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> до  $4000 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>, пористость -22-34%. Размеры пор зачастую превышают 50мкм, а в обломочно-органических известняках доходят до 300-500мкм. Коллекторские породы I-II классов развиты в присводовых частях Березовского, Деминского, Похромского, Алясовского, Пунгинского поднятий (*рис.89*). В Шаимском нефтеносном районе вогулкинская толща залегает на эффузивно-осадочных и метаморфических породах складчатого фундамента, а в погруженных частях моноклинали - на песчано-глинистых отложениях тюменской свиты. Она сложена гравийно-песчаными породами прибрежно- и мелководно-морской фации, отложившимися на склонах выступов фундамента и заливообразных понижениях между ними (*рис.41*). Мощность ее чаще составляет 9-40м. В наиболее полных разрезах толща имеет трехслойное строение. Коллекторские поро-

ды нижней пачки представлены мелко-среднезернистыми песчаниками преимущественно кварцевого состава. Цемент глинистый, контактового типа, составляет 5-7% от объема породы. Открытая пористость составляет 23-27%, а при наличии каверн достигает 35%, проницаемость - от  $130 \cdot 10^{-15}$  до  $1100 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. В средней пачке присутствуют прослой сильно известковых песчаников. Обломочный материал представлен кварцем, полевыми шпатами, эффузивами. По проницаемости такие песчаники относятся к коллекторам IV-V классов. Верхняя пачка сложена грубозернистыми полимиктовыми плохо отсортированными песчаниками с примесью гравийно-галечного материала. Коллекторские свойства этой пачки невысокие.

В целом распределение в пространстве верхнеюрских коллекторов контролируется их положением на положительных структурах. Вблизи их сводов располагаются лучшие коллекторы, а по мере удаления от них они ухудшаются и замещаются глинами. Коллекторы I-II классов в Шаимском районе имеют ограниченное распространение, образуют небольшие поля на Трехозерной, Южно-Тетеровской и Мортимьинской площадях. Порода-коллекторы III, IV и V классов пользуются широким площадным и вертикальным распространением. Чаще они окаймляют "лысые" своды положительных структур, примыкают к коллекторам высоких классов. Средние и низкие коллекторские свойства большинства песчаников обусловлены увеличением количества цементирующего материала, равномерным его распределением, поровым и порово-базальным типом цементации, постседиментационным уплотнением пород. В пределах Ханты-Мансийской, Надымской впадин и Ямальской синеклизы в поздней юре находился глубоководный шельф, где накапливалась глинистая формация (абалакская свита).

В начале титонского века в Западной Сибири установилась максимальная морская трансгрессия, в условиях которой в течение длительного времени (до середины берриаса) накапливались маломощные тонкоилитистые битуминозные осадки, ставшие региональным геологическим и геофизическим репером для всей внутренней области мегабассейна (*рис.90*). Эта формация, получившая название "баженовская свита" хорошо опознается по керну, на каротажных диаграммах и сейсмических разрезах. На диаграммах стандартного каротажа она выделяется высокими значениями кажущихся сопротивлений, а на сейсморазрезах – как опорный сейсмический горизонт Б, отличающийся выдержанными по площади и высокоамплитудными отражениями волн. В нефтегеологическом отношении она является региональной глинистой крышкой для верхнеюрского нефтегазодносного комплекса. Глины баженовской свиты обогащены биогенным углеродом, кремнеземом, серой, халцедоном, пиритом.

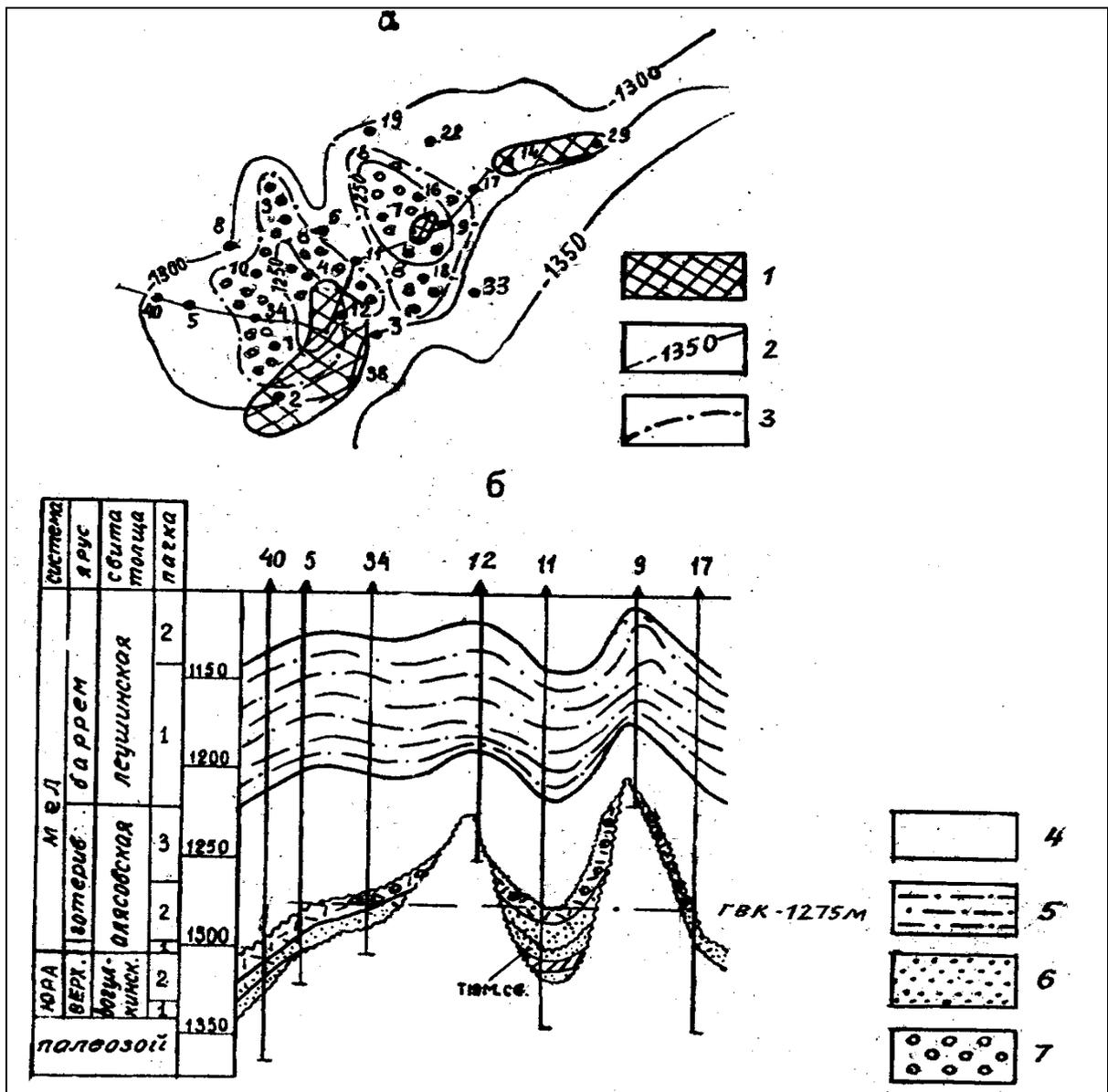
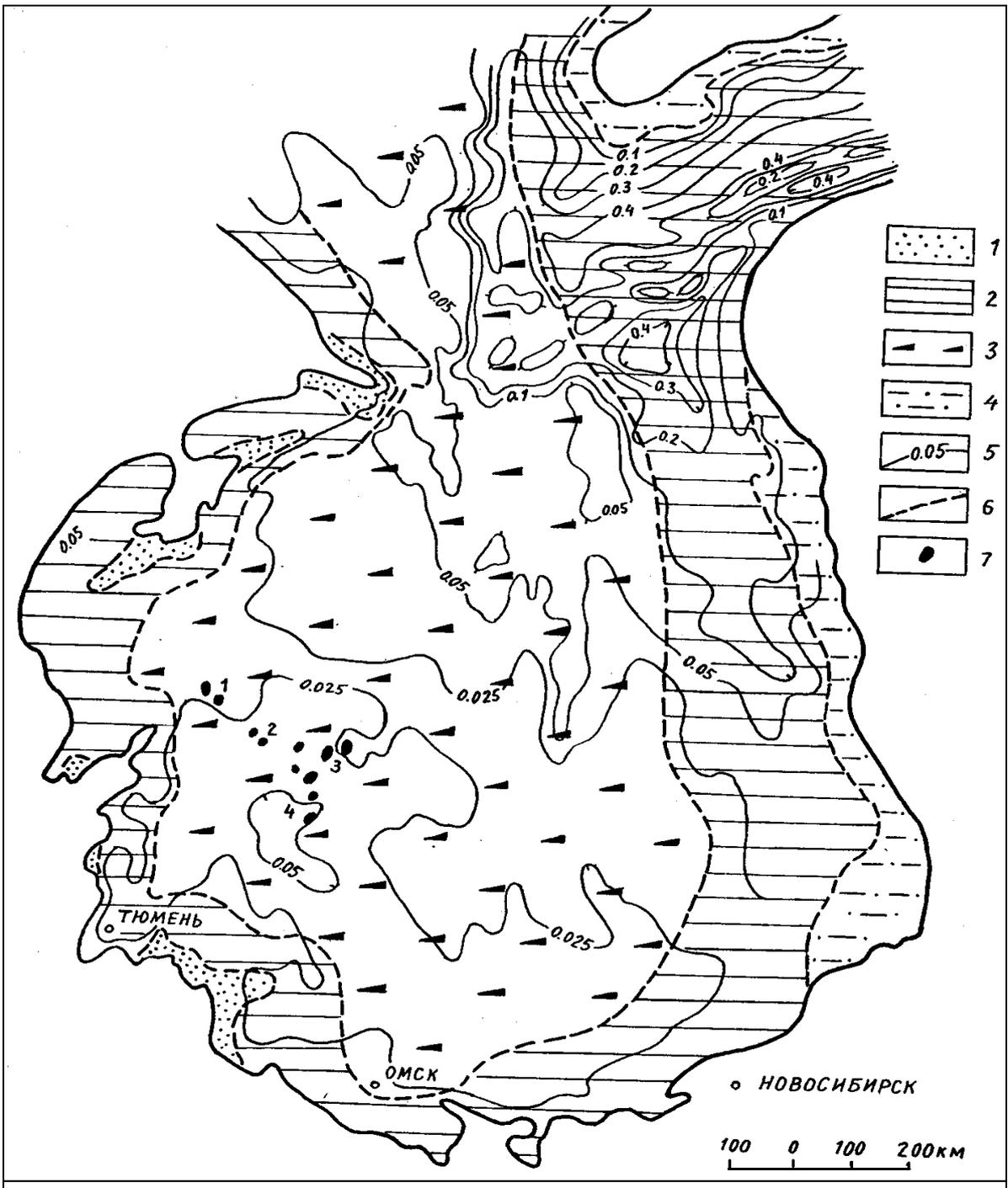


Рис. 89. Дёминское и Берёзовское газовые месторождения (Западная Сибирь)  
(по Г.К. Боярских, 1968):

а-структурный план, б-профильный разрез. 1-зоны отсутствия пласта (лысые вершины);  
2-изогипсы кровли вогулкинской толщи (пласт П); 3-внешний контур залежи; 4-глины;  
5-песчано-глинистые отложения; 6-песчаники, гравелиты; 7-газ



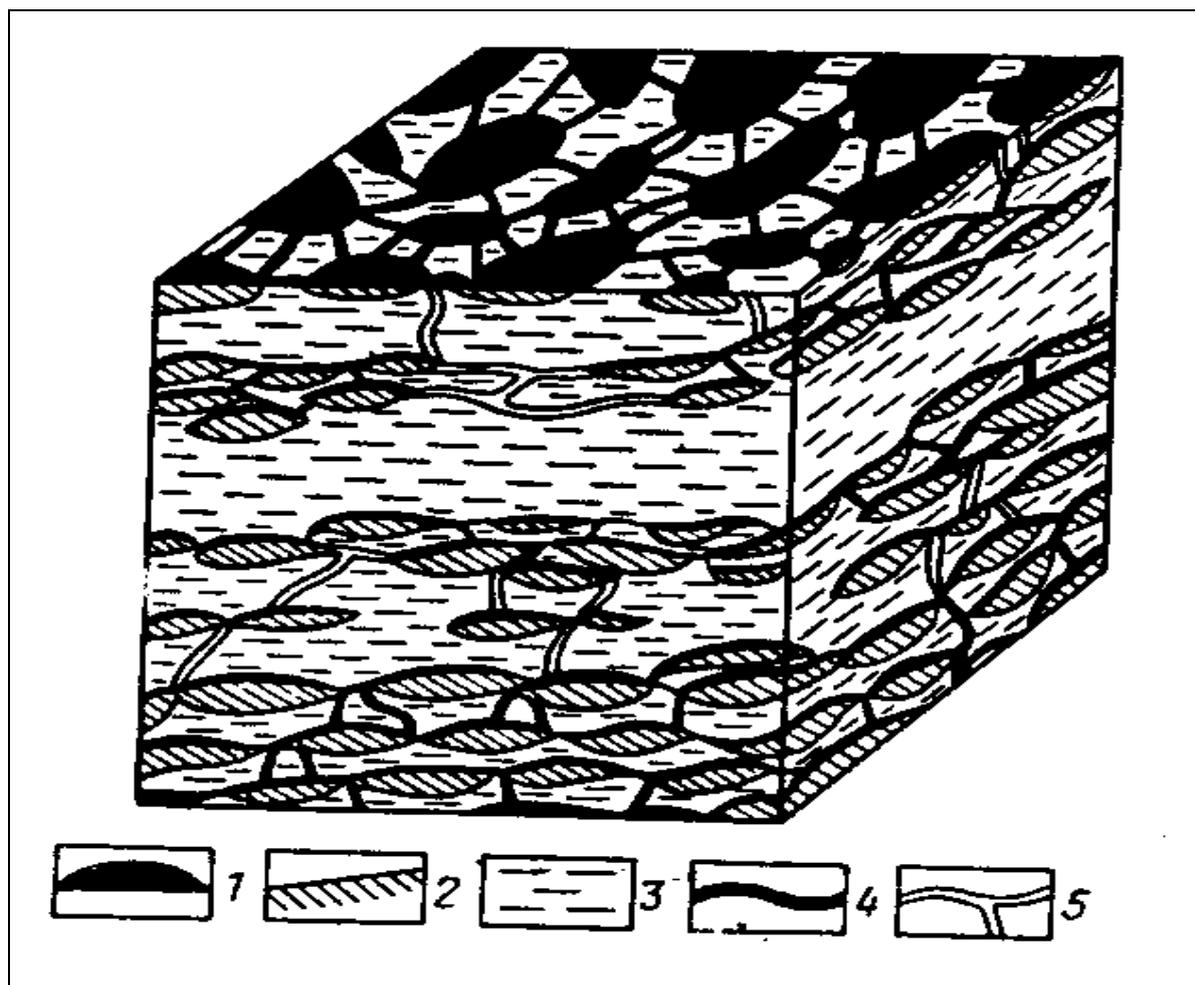
**Рис. 90.** Формационная карта титонского яруса платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по Е.М.Максимову, 1988):  
 Формации: 1-песчаная; 2-глинистая морская; 3-глинистая битуминозная морская; 4-песчано-глинистая континентальная; 5-изопахиты волжского яруса; 6-границы формаций; 7-залежи нефти: 1-Красноленинская группа; 2-Ханты-Мансийская группа; 3-Салымская группа; 4-Верхнесалымская группа

Содержание органического углерода в центральных областях осадочного бассейна составляет 5-6%, в окраинных - менее 3%. Органическое вещество преимущественно сапропелевого типа планктоногенной природы. По составу и текстуре в баженовской свите И.Н.Ушатинский и В.С.Харин (1985) выделили более 10 разновидностей битуминозных глин:

- 1) Силициты битуминозные ракушняковые:
  - а) с микрослоистой текстурой,
  - б) с массивной текстурой.
- 2) Глины битуминозные кремнистые:
  - а) микрослоистые (листоватые),
  - б) массивные.
- 3) Глины слабо битуминозные, слабокремнистые.
- 4) Мергели битуминозные:
  - а) слоистые,
  - б) массивные.
- 5) Известняки и доломиты:
  - а) кристаллические,
  - б) пелитовые.

Глинистые минералы представлены в основном монтмориллонитом и смешанно-слойнными образованиями. Основную часть свиты составляют массивные высокобитуминозные и микрослоистые (листоватые) менее битуминозные глины. На Салымском месторождении содержание органического вещества доходит до 15%, органическое вещество в глинах слагает тонкие прослойки, линзы, включения. По данным В.М.Добрынина и В.Г.Мартынова (1983) коллекторами в баженовской свите являются трещиноватые аргиллиты, залегающие внутри плотных массивных аргиллитов. Наиболее четко выражены горизонтальные трещины седиментационно-диагенетической природы. Средняя длина трещин составляет 0,75см, средняя раскрытость – 15-20мкм. Наименьшее расстояние между трещинами 200-300мкм. Пористость непроницаемой матрицы по лабораторным измерениям составляет 0,25%. Трещинная пустотность оценивается в 3-7%. Горизонтальные трещины часто соединяются между собой, образуя систему значительной емкости и проницаемости толщиной до 11м. Важную роль в образовании и сохранении горизонтальной трещиноватости (листоватости) играет полосчато-линзовидное распределение органического вещества, что хорошо видно под электронным микроскопом. Густая система горизонтальных трещин разбивают породу на микроблоки, поэтому керн при подъеме на поверхность рассыпается в труху. Нефтенасыщенные резервуары не выдерживают

ны по простиранию, имеют гидродинамически замкнутый характер, находятся под аномально высоким пластовым давлением.



**Рис. 91.** Модель коллектора в глинистых битуминозных породах Западной Сибири (по И.И. Нестерову, И.Н. Ушатинскому, 1982):

1- нефть; 2- органическое вещество; 3- глинистые, глинисто-кремнистые породы; 4,5- трещины флюидоразрыва, образующиеся при уплотнении глин и отжати воды и нефти

Промышленная нефтеносность верхнеюрской глинистой битуминозной формации (баженовская свита, пласт Ю<sub>0</sub>) установлена на 47 месторождениях. Основные запасы нефти содержатся на семи крупных месторождениях: Салымском, Приразломном, Приобском, Правдинском, Верхнесалымском, Средне-Салымском, Малобалыкском. Залежи относятся к литологическому типу, коллекторскими породами являются листоватые глины (*рис.91*), известные под названием "бажениты" (термин предложен И.И.Нестеровым). Начальные дебиты нефти в скважинах достигали 300 т/сутки (Северо-Салымская 127-р).

## Формации и залежи неокомского нефтегазоносного комплекса

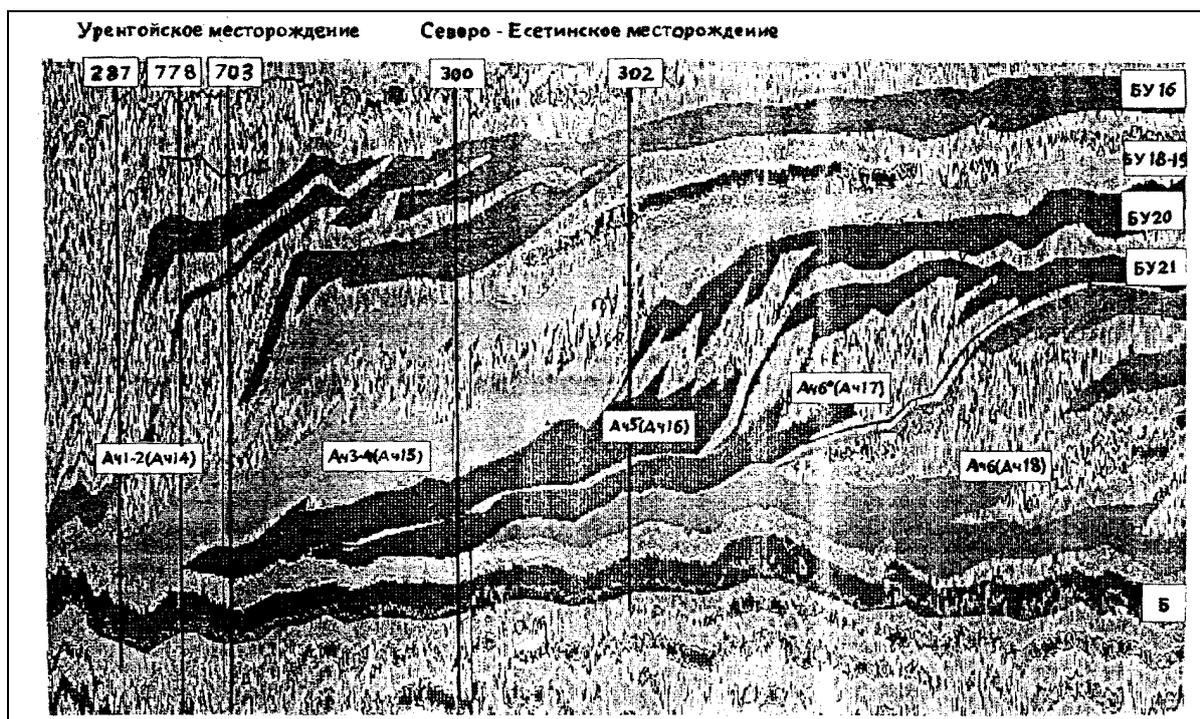
Неокомский осадочный комплекс является главным нефтеносным комплексом Западной Сибири, имеет сложное строение, включает в себя песчаные пласты-резервуары ачимовской толщи, пласты групп А и Б меганской и вартовской свит. Снизу он достаточно хорошо изолирован региональной глинистой покрывкой титон-раннеберриасского возраста, сверху перекрыт глинами алымской свиты, имеющей субрегиональное распространение и теряющей свои экранирующие качества в северных нефтегазоносных областях ввиду ее опесчанивания. В целом неокомский осадочный комплекс представляет собой трансгрессивно-регрессивный мегациклит мощностью 700-1000м в южных и центральных областях и 1700-1800м на севере Западной Сибири. Трансгрессивная часть мегациклита сложена глинистой морской формацией берриас-ранневаланжинского возраста, регрессивная часть - песчано-глинистой континентально-морской ритмической (ритмично-слоистой) формацией. Терригенный материал в морской бассейн в основном поступал со стороны Сибирской платформы и Северного Казахстана. Результатом такого бокового заполнения бассейна терригенными осадками явилось образование клиноформных (первично косослоистых) песчано-глинистых формаций, что хорошо видно на региональных сейсмических профилях широтного направления (*рис.81*).

В нижней части неокомского комплекса нефтегазонасыщенными являются песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи. На профильных разрезах они изображаются в виде линз, наклонно лежащих по отношению к нижележащему геологическому и сейсмическому реперу-бажендовской свите и чешуйчато перекрывают друг друга (*рис.92*). В плане эти линзовидные пласты протягиваются в виде полос субмеридианального простирания шириной 10-30км, толщиной до 100м (*рис.93*). Они находятся внутри глинистой морской формации берриас-ранневаланжинского возраста, со всех сторон изолированы глинистыми породами и подвержены аномально высокому давлению. Первичный наклон пластов по профилям выравнивания оценивается в 1-2°. Количество песчано-алевритовых пластов ачимовской толщи, вскрываемых одной скважиной, достигает 5, а в некоторых скважинах они отсутствуют полностью. Максимальную площадь распространения имеет нижний пласт-Ач<sub>4</sub>, наименьшую - верхние пласты Ач<sub>0</sub>, Ач<sub>1</sub>. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторских пластов ачимовской толщи ухудшаются в направлении к фондоформной части клиноформных пластов, от верхних пластов к нижним. Это хорошо видно на примере Западно-Варьеганского месторождения (*табл.42*).

Таблица 42.

**Фильтрационно-емкостные свойства песчаников ачимовской толщи Западно-Варьганского месторождения (Тренин Ю.А. и др., 1988)**

	Ед. измер.	Ач <sub>0</sub>	Ач <sub>1</sub>	Ач <sub>3</sub>	Ач <sub>4</sub>
Пористость открытая	%	18,4	15-16	15-19	16-18
Проницаемость	10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	7,9	1,3-5,6	0,5-2,0	0,3-1,9
Остаточная водонасыщенность	%	47,1	44-57	50-63	62-69
Карбонатность	%	1,4	4,2	1,6-6,1	1,1-3,9



**Рис. 92.** Сейсмогеологическая модель строения ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны (Западная Сибирь) (по А.М.Брехунцову, В.Н.Бородкину, 2001):  
 Б-сейсмогоризонт в кровле баженовской свиты (верхняя юра).  
 Ач1-2(Ач14) - Ач6(Ач18) - клиноформные песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи. БУ<sub>16</sub> –БУ<sub>21</sub> -шельфовые песчаные пласты мегийонской свиты

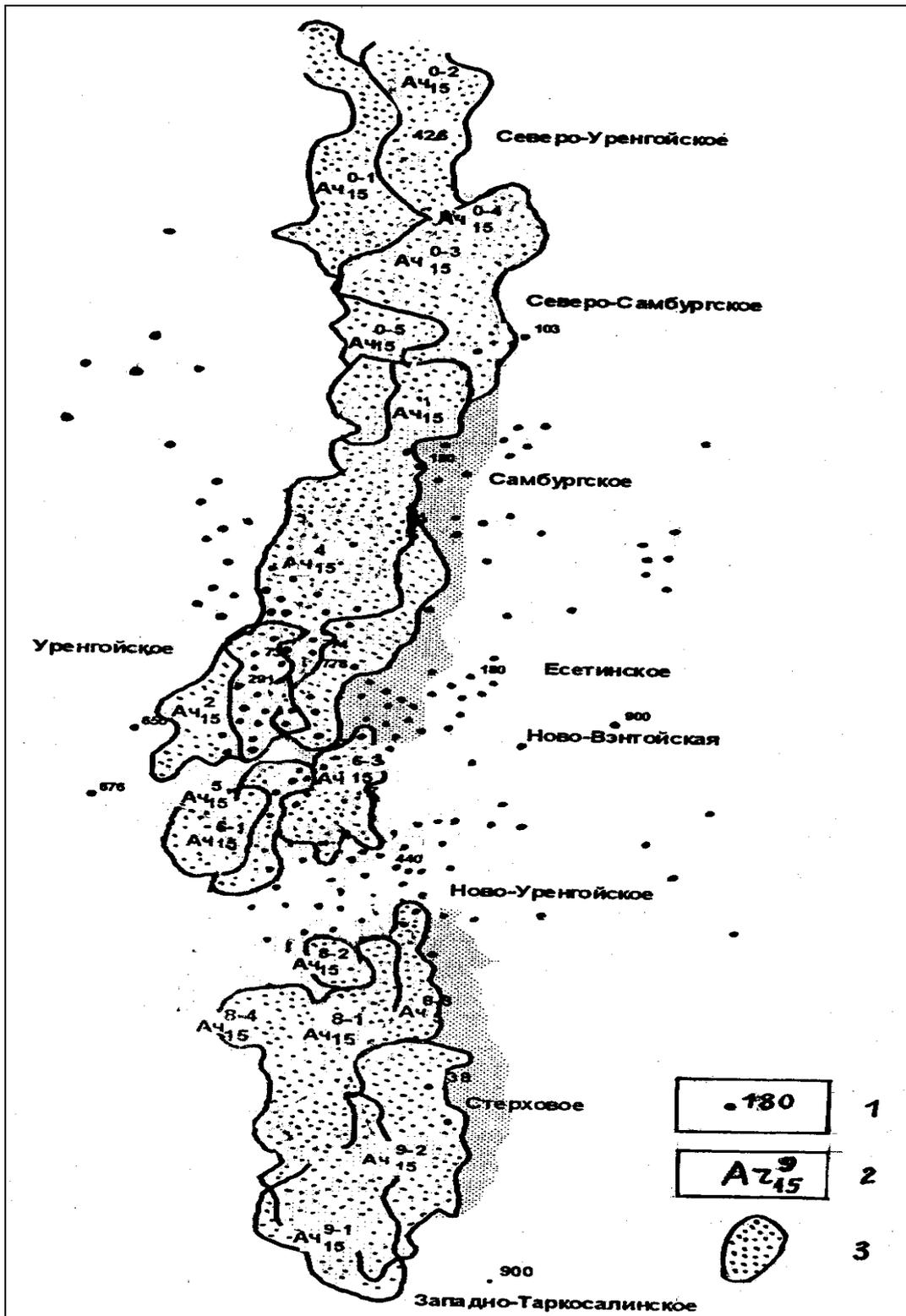
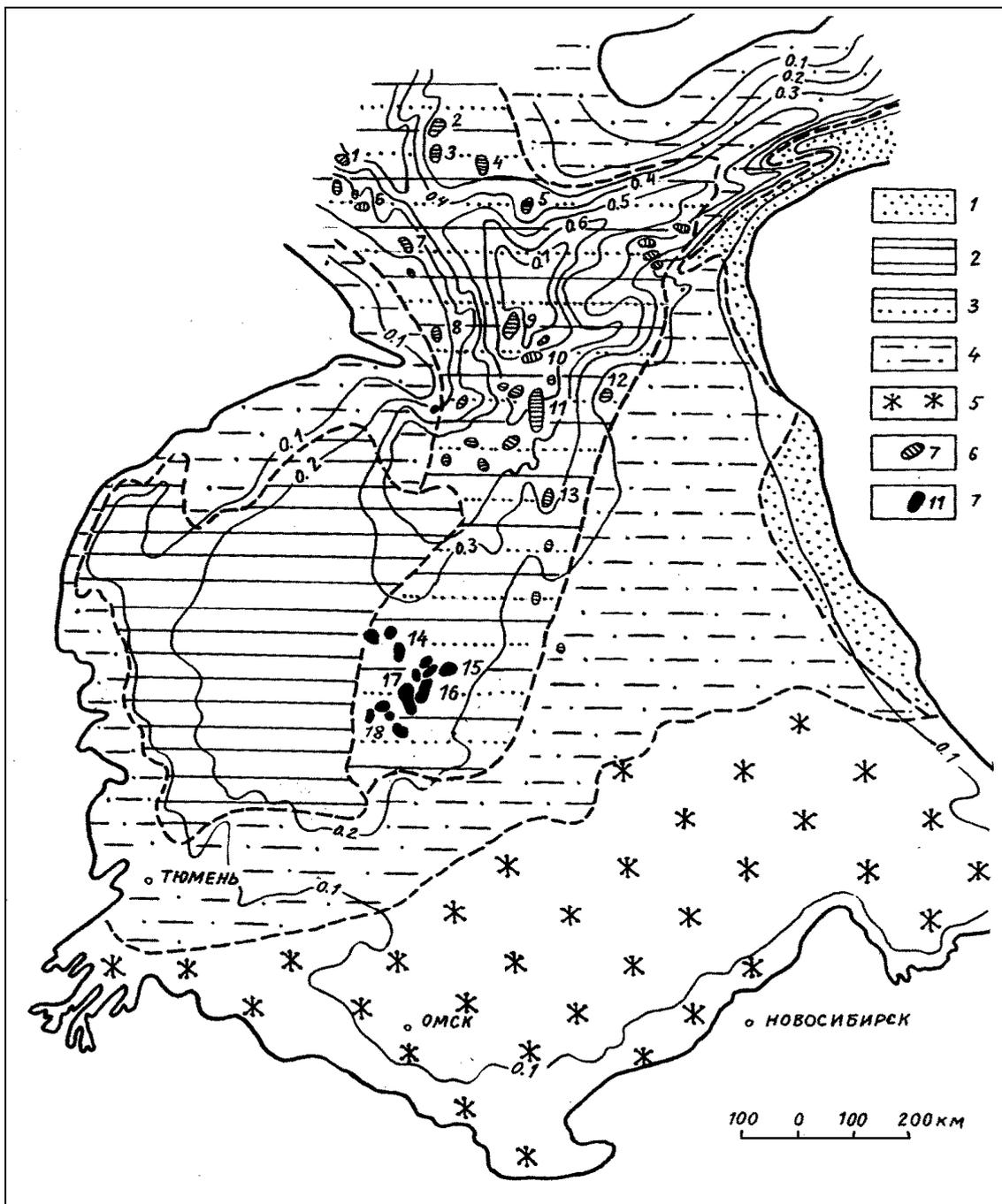


Рис. 93. Полосовидные песчано-алевритовые тела ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны (Западная Сибирь) (по А.М.Брехунцову и В.Н.Бородкину, 2001):  
 1- скважины и их номера; 2- индексы песчано-алевритовых пластов ачимовской толщи;  
 3- линзовидно-прерывистые песчано-алевритовые тела барового типа резервуара Ач15



**Рис. 94.** Формационная карта верхневаланжин-нижне-готеривского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. (Пласты группы БС<sub>11</sub> – БС<sub>12</sub> и их возрастные аналоги (по Е.М.Максимову,1988)):

Формации: 1- песчаная континентально-морская; 2- глинистая морская; 3- песчано-глинистая ритмично-слоистая морская; 4- песчано-глинистая линзовидно-слоистая континентально-морская; 5- песчано-глинистая пестроцветная лагунно-континентальная.

Залежи: 6- газоконденсатные; 7- нефтяные. Месторождения: 1-Харасавейское; 2- Северо-Тамбейское;

3-Южно-Тамбейское; 4-Утреннее; 5-Гыданское; 6-Бованенковское;

7-Арктическое; 8-Новопортовское; 9-Ямбургское; 10-Олекуминское;

11-Уренгойское; 12-Заполярное; 13-Губкинское; 14-Лянторская группа;

15-Фёдоровское; 16-Южно-Сургутское; 17-Усть-Балыкское;

18-Салымская группа

Невысокие фильтрационно-емкостные качества коллекторов ачимовской толщи объясняются преобладанием в них алевритовой фракции и карбонатного цемента. Текстура песчаников горизонтально- и косослоистая, подчеркивается тончайшими прослойками глинистого и углисто-слюдистого материала. По минералогическому составу песчаники и алевриты относятся к типу аркозовых: содержание кварца 40-45%, полевых шпатов – 40-50%, обломков пород – 12%, слюды – 2-3%. Цемент конформно-регенерационный, пленочный – 5-8%, иногда до 12%, кварцево-хлоритовый, кальцит-кварцево-хлоритовый. Размеры пор до 40-50 мкм в поперечнике. Песчаные пласты разделены глинистыми слоями мощностью 2-10 и более метров. Глины темносерые, гидрослюдисто-хлоритового и монтмориллонит-гидрослюдистого состава, алевритистые тонкогоризонтально- и волнисто-слоистые. Отмечаются текстуры оползания. Присутствуют обломки раковин, отпечатки пелеципод, аммонитов, чешуя рыб. Содержание рассеянного органического вещества в глинах составляет 0,3-1,0%. Существуют две гипотезы формирования клиноформной формации ачимовской толщи: глубоководно-морская и мелководно-морская. Фондоформные части пластов формировались в глубоководно-морской зоне, ундаформные части – в зоне морского мелководья и вдольбереговых баров. Мощность ачимовской формации достигает 150 м, сверху она перекрыта глинистыми отложениями низов ахской, сортымской, мегионской и куломзинской свит мощностью до 100 м.

Ачимовская нефтегазоносная формация имеет широкое распространение в пределах Васюганской, Каймысовской, Среднеобской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей. Во Фроловской и Надым-Пурской нефтегазоносных областях она заглинизирована. Залежи нефти, выявленные в ачимовской толще, не отличаются большими размерами, относятся к структурному, структурно-литологическому и литологическому типам (*рис. 82*), находятся под аномально высоким пластовым давлением. Дебиты нефти в скважинах невысокие – до 15-20 м<sup>3</sup>/сут. Нефть плотностью 835-876 кг/м<sup>3</sup>, малосмолистая, мало- и среднесернистая (0,24-0,65%), малопарафиновая (2-3,6%). Содержание алканов составляет 51-60%, цикланов – 20-26%, аренов – 19-23%. Газонасыщенность в среднем составляет 175 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Промышленные запасы нефти ачимовской толщи составляют 6% от общих запасов провинции, газа – 2,4%. Газоносными являются северные области, нефтеносными – центральные и южные области. На Уренгойском месторождении из ачимовских коллекторов получены притоки газа от 20 до 319 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, конденсата – от 5 до 119 м<sup>3</sup>/сутки, нефти – до 14 м<sup>3</sup>/сутки.

В верхнем неокOME, включающем в себя верхневаланжинский подъярус, готеривский и барремский ярусы, нефтегазоносной является песчано-глинистая ритмично-слоистая (ритмитовая) континентально-морская формация мощностью 500-1200 м, широко распространенная в

пределах Среднеобской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Ямало-Гыданской нефтегазоносных областей. Она состоит из ритмичного, многократного переслаивания песчаных пластов-коллекторов и глинистых пластов-покрышек. Количество пластов-коллекторов в ней достигает до 40. В верхней части формации (до пимской пачки) они индексируются как пласты группы А, внизу – как пласты группы Б. Счет пластов производится сверху вниз: А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, А<sub>3</sub> и т.д. В индекс пласта входит также начальная буква названия нефтегазоносного района. Например, в Сургутском районе пласты обозначаются АС<sub>1</sub>, АС<sub>2</sub>...БС<sub>1</sub>, БС<sub>2</sub> и т.д. (рис.80), в Вартовском – АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>2</sub> и т.д. Для Уренгойского района приняты буквенные знаки пластов АУ, БУ, для Тазовского – АТ, БТ. Разделяющие их некоторые глинистые пласты имеют субрегиональный характер, им присвоены названия пачек: пимская пачка мощностью 30-40м над пластом БС<sub>1</sub>, сармановская пачка мощностью 30-55м над пластом БС<sub>8</sub>, чеускинская пачка мощностью 30-40м над пластом БС<sub>10</sub>, савуйская (покачевская) пачка мощностью 25-30м над пластом БС<sub>11</sub>. При межплощадной корреляции пластов эти пачки используются в качестве реперных горизонтов.

В северных областях, территориально находящихся в центре мегасинклизы, формация насыщена газоконденсатными и нефтегазоконденсатными залежами, в Среднем Приобье, находящемся на южном крыле мегасинклизы, формация насыщена нефтью (рис.94). Территориальное разделение нефтеносных и газоносных земель объясняется генетическими причинами. В Среднеобской области нефтегенерирующая толща в значительном количестве содержит рассеянное органическое вещество сапропелевого типа. Содержание органического углерода (С<sub>орг</sub>) в глинистых отложениях валанжина на большей части региона по данным А.Э.Конторовича и И.И.Нестерова составляет 0,3-1% (максимально – 2-3%), готерива-баррема – 0,3-0,5% (максимально – 1-2%). Степень метаморфизма в них достигла длиннопламенной стадии.

В Надым-Пурской и Пур-Тазовской областях отложения верхнего неокома более опесчаненные, имеют континентальный облик, содержат рассеянное органическое вещество преимущественно гумусового типа. Степень метаморфизма здесь достигла газовой стадии. Лабораторными методами доказано, что сапропелевая органика содержится в основном в морских отложениях, при метаморфизации она производит в значительном количестве жидкие углеводороды, в то время как из гумусовой органики в основном образуются газообразные углеводороды. Влиянием таких отличительных особенностей рассеянного в горных породах органического вещества можно объяснить преимущественную газоносность северных территорий Западной Сибири. Другой причиной разделения нефтеносных земель от газоносных является дифференциация нефтяных и газовых углеводородов на путях первичной региональной миграции от центра мегасине-

клизы в южном направлении. Нефть и газ резко отличаются друг от друга по физическим свойствам, влияющим на скорость их фильтрации через пористые среды в подземных условиях, при различных температурах и давлениях. Газ, имеющий более высокую скорость фильтрации, чем нефть, первым заполняет ловушки, находящиеся на путях миграции. Оставшиеся свободными ловушки заполняются нефтью, но они находятся на некотором удалении от центра миграции. Так происходит территориальное разделение преимущественно газоносных и преимущественно нефтеносных земель. Преимущественная нефтеносность территории провинции может быть объяснена также потерей газовой фракции за счет фильтрации газа сквозь перекрывающую залежь покрывку. Нефтяная часть залежи при этом сохраняется, т.к. через тончайшие поры породы-покрывки нефть не фильтруется.

Песчано-глинистая ритмитовая формация неокома имеет клиноформное строение, что хорошо видно на региональных сейсмопрофилях широтного направления (*рис.50*): внутренние границы этой формации имеют полого-наклонное залегание по отношению к региональным сейсмогоризонтам Б (верхняя юра) и М (нижний апт). Формирование такой осадочной толщи с первично наклонными пластами объясняется постепенным боковым заполнением морского бассейна терригенными осадками. Пласты наклонены в западном направлении, где находилась глубоководная часть шельфа. В этом же направлении происходит постепенное наращивание осадочного разреза более молодыми отложениями, сопровождавшееся общей регрессией (обмелением) моря. Осадки накапливались на дне мелководного шельфа, полого наклоненного в сторону глубоководного моря. На фоне общей регрессии моря отчетливо проявилась цикличность седиментогенеза среднего ранга, выразившаяся периодическими обмелением и расширением моря на всей шельфовой платформе. На этапе обмеления моря накапливались преимущественно песчаные пласты-коллекторы, а на этапе расширения и углубления моря - глинистые пласты-покрывки. Так объясняется образование песчано-глинистой ритмитовой формации, состоящей из многократного переслаивания песчаных пластов-коллекторов и глинистых пластов-покрывок, весьма благоприятной для формирования многозалежных месторождений нефти и газа.

На границе Сургутского свода и Ханты-Мансийской впадины песчано-глинистая ритмитовая формация заглинизирована, замещена глинистой морской формацией, известной под названием "фроловская свита". Глинизация песчаных пластов происходит постепенно с востока на запад, снизу вверх: на западных склонах Нижневартовского свода заглинизированы пласты БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub>, на Сургутском своде - пласты БС<sub>10</sub>, БС<sub>8</sub> и далее все пласты группы БС, на восточном склоне Ханты-Мансийской впадины за-



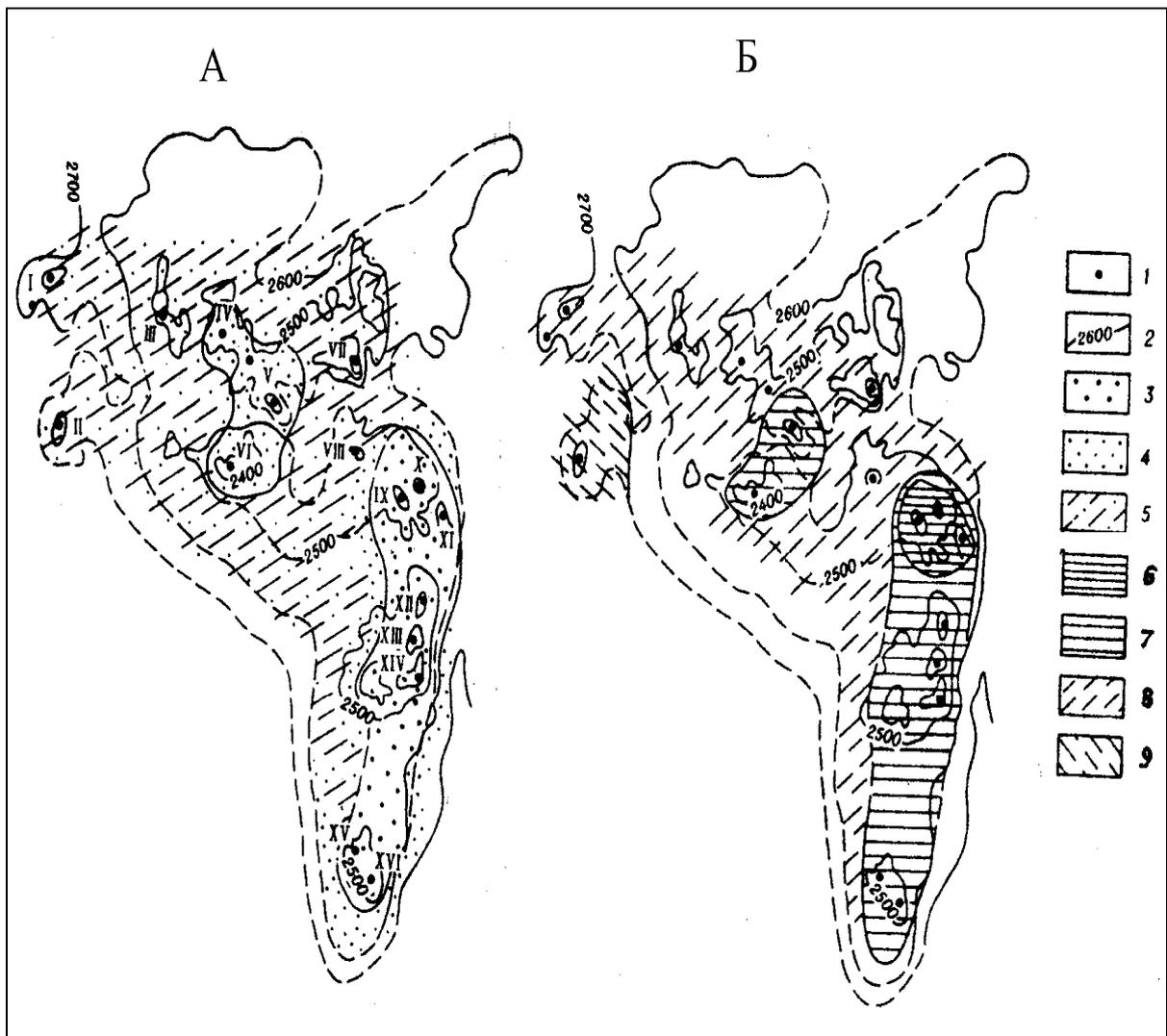


Некоторые исследователи, основываясь на материалах сейсморазведки, клиноформные пласты верхнего неокома и ачимовской толщи объединяют в одну клиноформу, считая их разновозрастными образованиями шельфовой платформы и подножья шельфового склона (*рис.81*). Фаунистическими данными такие построения не подтверждаются, поэтому клиноформные отложения ачимовской толщи следует рассматривать как самостоятельные литолого-стратиграфические образования, генетически не связанные с верхне-неокомскими пластами. Об этом же свидетельствуют структурно-текстурные особенности слагающих их пород.

Условия формирования и закономерности пространственного размещения пород-коллекторов неокома были изучены Т.И.Гуровой, Е.Г.Сорокиной, Г.В.Масленниковой и др. (1971). Было установлено, что в сводовых частях локальных поднятий песчаники отсортированы лучше, чем на их крыльях. Песчаники серые, светло-серые средне- и мелкозернистые, алевролитистые. Содержание зерен кварца в них составляет 30-50%, полевых шпатов – 30-50%, обломков пород – 15-20%, слюд – 1-4%. Цемент глинистый, каолиновый, гидрослюдисто-хлоритовый, прослоями карбонатный, пленочно-поровый, реже базальный или типа соприкосновения.

Количество цементирующего материала составляет 5-20%. В пластах Б<sub>x</sub> – Б<sub>xI</sub> доминируют алевролиты. Проницаемость в них составляет  $(0,01-80) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , в песчаниках –  $(0,01-530) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Структурно-текстурные признаки песчано-алевритовых пород, степень отсортированности минеральных зерен, характер кумулятивных кривых свидетельствуют о мелководно-шельфовых условиях их образования. Пласты выдержаны по простиранию, хорошо коррелируются от скважины к скважине, от площади к площади (*рис.96*), но иногда значительно отличаются друг от друга по степени однородности, эффективной толщине и фильтрационно-емкостным свойствам.

На Нижневартовском своде лучшим коллекторским пластом является пласт БВ<sub>8</sub> мощностью 25-30м. Наиболее однородно он построен в сводовых частях локальных поднятий, испытывавших конседиментационный рост одновременно с осадконакоплением. Коллекторские пласты I-II классов развиты в пределах Советско-Соснинско-Медведевской группы поднятий. Здесь в пласте присутствуют прослой крупнозернистых песчаников с малым количеством цемента. Проницаемость их составляет  $(500-1500) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . В центральной части Нижневартовского свода преобладают коллекторские породы II-III классов с проницаемостью в среднем  $(200-550) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . На остальной части свода развиты коллекторские породы III - IV классов с проницаемостью  $(50-300) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (*рис.97*). По мере удаления от сводовых частей локальных поднятий строение пласта усложняется, песчаники становятся мелкозернистыми, возрастает роль алевроитовой фракции и глинисто-карбонатного материала в цементе.



**Рис. 97.** Гранулометрическая карта (А) и карта проницаемости (Б) коллекторских пород пласта БВ<sub>8</sub> Нижневартковского свода (Западная Сибирь) (по Т.И.Гуровой и др., 1971): 1- скважины; 2- изогипсы по отражающему горизонту Б (верхняя юра); 3- медианный диаметр зёрен Мд>0,3мм; коэффициент отсортированности зёрен S<sub>0</sub>>0,5; 4- S<sub>0</sub><0,5, Мд=0,2-0,3мм; 5- Мд <0,2мм; S<sub>0</sub> <0,5. Классы коллекторов по проницаемости: 6 -I-II; 7 - II-III; 8- III-IV; 9 -IV-V. Локальные поднятия: I-Локосовское; II-Островное; III-Северо-Покурское; IV-Ватинское; V-Мегионское; VI-Ермаковское; VII-Самотлорское; VIII-Нижневартковское; IX-Соснинское; X-Советское; XI-Медведское; XII-Малореченское; XIII-Алёнкинское; XIV-Захарютинское; XV-Кедровое; XVI-Матюшкинское

На Самотлорском месторождении пласт БВ<sub>8</sub> залегает на глубинах 2020-2135м, эффективная нефтенасыщенная толщина его составляет 10-20м. Коллекторские породы представлены мелко-, среднезернистыми песчаниками с хорошей отсортированностью зерен. Открытая пористость их составляет 22-27%, проницаемость в среднем –  $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , остаточная водонасыщенность – 18%. Начальные дебиты нефти в скважинах через 8-мм

штуцер составляли 100-200 м<sup>3</sup>/сутки. Выше и ниже лежащие нефтенасыщенные пласты БВ<sub>10</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>1</sub> характеризуются худшими коллекторскими качествами. Хорошо заметно, что крупные залежи нефти находятся под крышками высокого класса, регионального и субрегионального ранга, однородного строения, значительной толщины.

В Сургутском районе главными нефтенасыщенными пластами-резервуарами являются пласты БС<sub>1</sub> и БС<sub>10</sub>. Такая их значимость объясняется тем, что они лежат под крышками высокого класса-пимской и чеускинской глинистыми пачками, имеющими субрегиональное распространение, однородное строение и значительную толщину – 20-40м. На Усть-Балыкском месторождении пласт БС<sub>10</sub> лежит под чеускинской глинистой пачкой толщиной 20-30м, состоит из мелко- и среднезернистых песчаников с пропластками алевролитов и глин.

Общая мощность пласта увеличивается на крыльях антиклинали, достигает 40м. Эффективная толщина в среднем составляет 21м, открытая пористость – 18-22%, проницаемость до (100-180) · 10<sup>-15</sup>м<sup>2</sup>. Начальные дебиты нефти в скважинах на 8 мм штуцере в среднем составляли 48-50м<sup>3</sup>/сутки. Пласт-резервуар БС<sub>1</sub> лежит под пимской глинистой пачкой мощностью до 35м, состоит из мелко-, среднезернистых песчаников с линзовидными прослоями глин. Открытая пористость песчаников составляет 20-25%, проницаемость - (300-1000) · 10<sup>-15</sup>м<sup>2</sup>. На крыльях поднятия коллекторские свойства пласта ухудшаются. Начальные дебиты нефти через 8-мм штуцер составляли 90-200м<sup>3</sup>/сутки. Крупные нефтяные скопления находятся также в кровле неокомского комплекса под субрегиональной алымской глинистой крышкой (нижний апт) мощностью до 100м. Это – залежи АВ<sub>1-5</sub> Самотлорского месторождения, находящегося на вершине Нижневартовского свода, и АС<sub>4-7</sub> Федоровского месторождения, находящегося на вершине Сургутского свода. Коллекторские породы характеризуются значительной неоднородностью, поэтому начальные дебиты нефти из них были невысокими: 10-15м<sup>3</sup>/сутки из пластов АС<sub>4-7</sub> и 60-130 м<sup>3</sup>/сутки из пласта АВ<sub>1-2</sub>.

Зона глинизации песчано-глинистой ритмической формации проходит широкой полосой по восточному крылу Ханты-Мансийской впадины. В этой зоне локализованы десятки нефтяных месторождений, самым крупным, из которых является Приобское месторождение. Клиноформное строение неокомского осадочного комплекса здесь доказано по сейсмическим данным и по результатам бурения скважин (*рис.57*). Наклоны пластов составляют 1-2 градуса (20-35м/км). Месторождение относится к категории гигантских с многочисленными залежами литологического и структурно-литологического типов. Линзовидные песчаные тела находятся внутри глинистой формации, насыщены нефтью (*рис.98*).



емость- $18,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , дебиты нефти редко превышают  $20 \text{ м}^3/\text{сутки}$ . Незначительные притоки нефти ( $4-12 \text{ м}^3/\text{сутки}$ ) были получены также из тюменской и баженовской свит. По представлениям Ю.Н.Карогодина (1996) большинство линзовидных и полосовидных песчано-алевритовых тел неомского разреза Приобского месторождения имеют баровую природу.

В северном направлении мощность песчано-глинистой ритмической формации неокома возрастает до 1000 и более метров. На Уренгойском месторождении формация насыщена газом с высоким конденсатным фактором (от 70 до  $1040 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) часть залежей имеет нефтяные оторочки. Ввиду общего опесчанивания разреза и отсутствия глинистых отложений алымской свиты верхняя граница формации выражена неотчетливо. Пласты-резервуары толщиной от 10 до 45 метров сложены песчано-алевритовыми породами, фациально и литологически изменчивыми по простиранию и вертикальному разрезу (*рис.99*). Песчаники серые, светлосерые, аркозовые, мелкозернистые, редко-среднезернистые, с прослоями алевролитов и глин. Обломочный материал представлен полевыми шпатами – 40-60%, кварцем – 25-35%, слюдами – до 5%. Цемент глинистый, прослоями известковистый.

Текстура массивная, горизонтально-, волнисто-, косослоистая. Отмечаются текстуры взмучивания, конгломератовидные породы, следы ходов илоедов, прослойки угля толщиной от 1 до 8 см, обилие углестого детрита. Открытая пористость песчаных пород составляет 3,3-18%, эффективная-9%, проницаемость –  $(1,5-130) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Пласты-флюидоупоры сложены темно-серыми глинами толщиной до 30 м. В них встречаются остатки фораминифер, криноидей.

Покрышкой над пластом БУ<sub>8</sub> является пачка "шоколадных" глин. По ее подошве проходит граница перерыва, несогласия. На месторождении нефтегазоносными являются пласты АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>9</sub>, АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>5</sub>, БУ<sup>0</sup><sub>8</sub>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sup>0</sup><sub>10</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>, БУ<sub>12</sub>, БУ<sub>14</sub>. Дебиты газа составляют от 35 до 430 тыс.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ , конденсата – от 5 до  $120 \text{ м}^3/\text{сутки}$ , нефти от 2 до  $116 \text{ м}^3/\text{сутки}$ . Нефтяные оторочки имеют залежи БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>, БУ<sub>12</sub>. Большинство залежей относится к пластово-сводовому типу, другая часть - к пластово-сводово-литологически-экранированному типу. Нефти малосернистые (0,03-0,12%), парафинистые (до 12,7%), малосмолистые (1,72-3,92%). Плотность конденсатов составляет 725-785  $\text{кг}/\text{м}^3$ , нефтей – 804-860  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

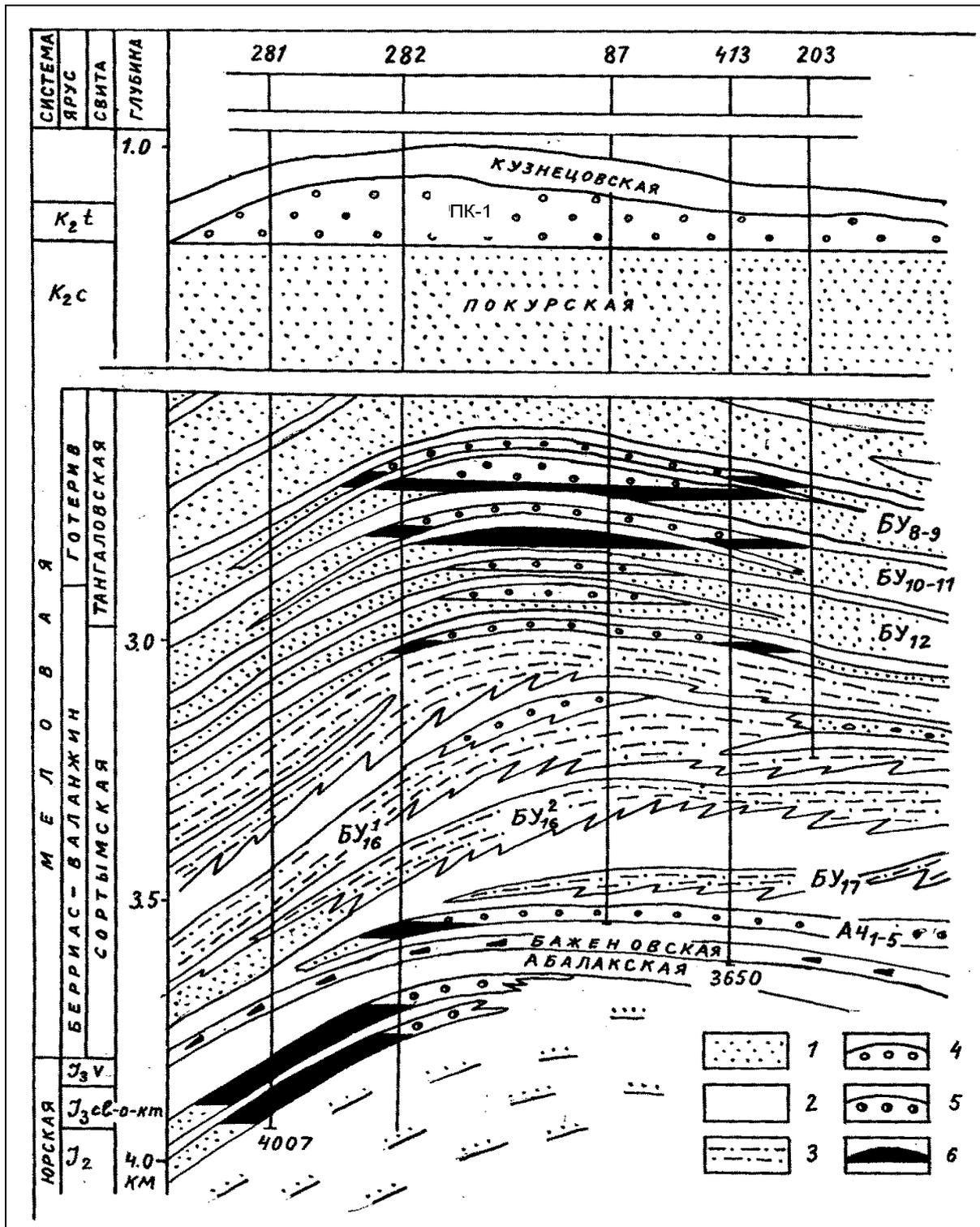
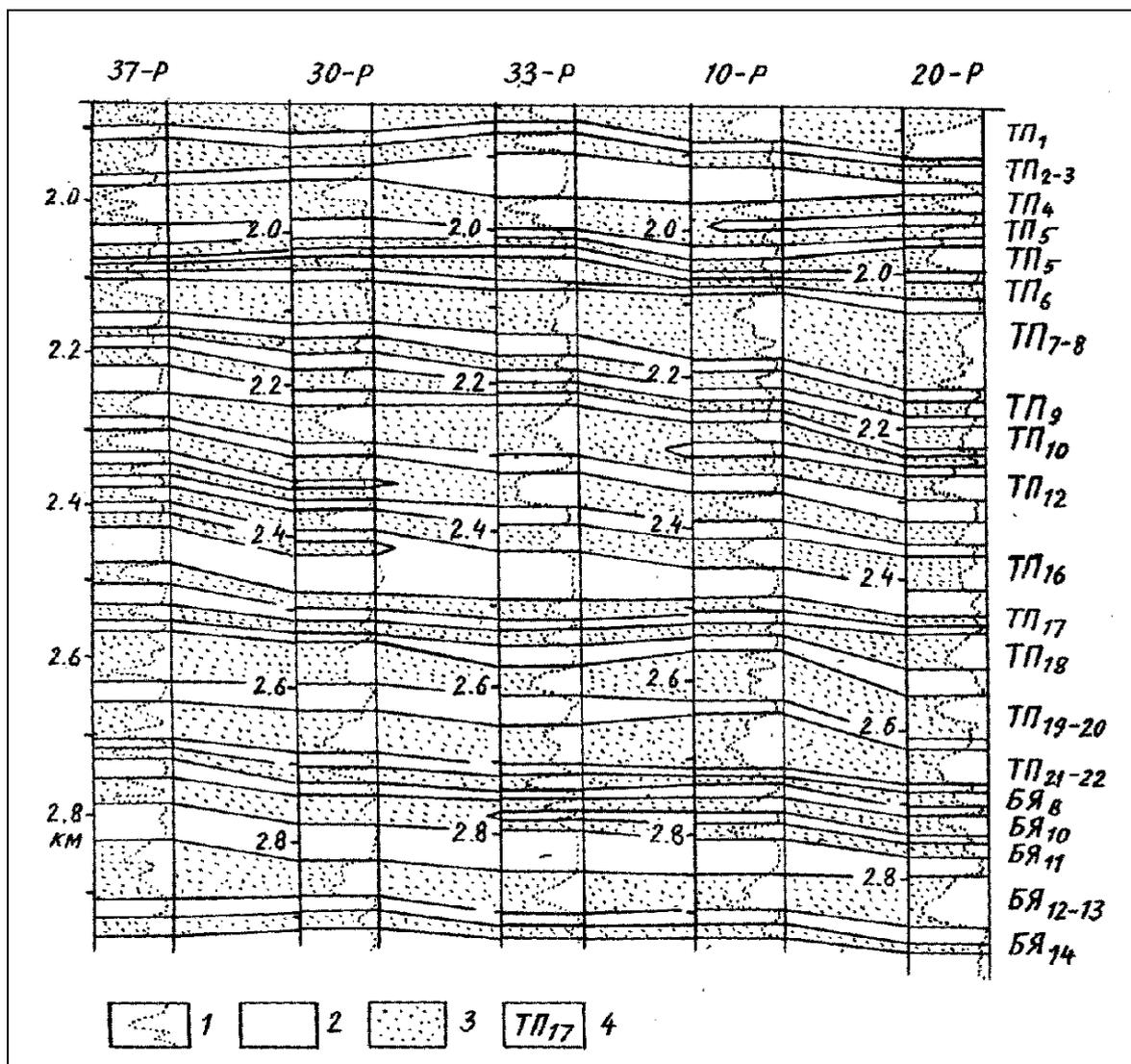


Рис. 99. Геологический разрез продуктивной толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Западная Сибирь) (по В.Н.Бородкину, 1990): 1-песчаники водоносные; 2-глины; 3-песчано-глинисто-алевритовые пласты; 4-газ; 5-газоконденсат; 6-нефть



**Рис. 100.** Строение песчано-глинистой ритмично-слоистой континентально-морской формации баррем-аптского возраста (танопчинская свита) на Западно-Тамбейском месторождении, Средний Ямал (Западная Сибирь) (по О.А.Новоселовой, 1990):

1-кривые стандартного электрического каротажа; 2-глины;

3-песчаники; 4-индексы пластов-резервуаров

В Ямало-Гыданской нефтегазоносной области нижнемеловая песчано-глинистая ритмично-слоистая формация имеет позднеготерив-баррем-аптский возраст, континентальный облик, выделяются под названием "танопчинская свита". Песчано-алевритовые пласты между скважинами коррелируются плохо, индексируются как "ТП", количество их достигает 26 (рис.100). В качестве репера при корреляции пластов принимается нейтинская глинистая пачка толщиной 40-80м, хорошо выраженная на каротажных диаграммах над пластом ТП<sub>17</sub>. Песчаники светлосерые, серые, мелко-среднезернистые, линзовидно- и косослоистые, с глинистым и известковистым цементом. Глины темносерые, алевритистые, насыщенные обуглен-

ным растительным детритом. В них отмечаются обломки обугленной древесины, пропластки углей толщиной до 10 см, сидеритовые конкреции. Наиболее крупным месторождением на Ямале является Бованенковское месторождение. В неокомском нефтегазоносном комплексе на месторождении выявлено 16 залежей, из них 3- газовых, 9- газоконденсатных, 4- нефтегазоконденсатных. Большинство залежей относится к пластово-сводовому типу, другая часть -к пластово-сводово-литологически экранированному типу. Толщина пластов-резервуаров составляет 10-30м, эффективная толщина – 5-18м. Конденсатный фактор возрастает с глубиной. Дебиты газа составляют от 20 до 2460тыс.м<sup>3</sup>/сутки, конденсата – 0,6-16,5м<sup>3</sup>/сутки. Нефтяные оторочки имеют залежи ТП<sub>18</sub>, ТП<sup>1</sup><sub>19</sub>, ТП<sub>19</sub>, ТП<sub>20</sub>. Дебиты нефти составляют 0,5-16 м<sup>3</sup>/сутки. Кроме неокома на месторождении газоносен апт-альб-сеноманский комплекс – покурская свита, пласты ПК<sub>1-3</sub>, ПК<sub>8</sub>, ПК<sub>9</sub>, ПК<sub>11</sub>, ПК<sup>1</sup><sub>12</sub>, ПК<sup>2</sup><sub>12</sub>, нефтегазоносен юрский комплекс (пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>7</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>7</sub>).

### **Формации и залежи апт-альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса**

На большей части территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна аптский, альбский и сеноманский ярусы совместно образуют единый массивный природный резервуар регионального ранга, мощностью до 1000м, сложенный преимущественно песчаными породами. Встречающиеся внутри нее глинистые покрывки имеют локальное распространение. Нижняя граница резервуара в северных областях бассейна литологически отчетливо не выражена, в Среднеобской области она проводится по кровле алымской свиты, сложенной глинистыми породами. Сверху он перекрыт глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский ярус), имеющими региональное распространение. Формирование апт-альб-сеноманского осадочного комплекса происходило на стадии общей регрессии моря и господства континентальных условий осадконакопления на фоне ускоренного прогибания бассейна и заполнения его преимущественно песчаными плохо отсортированными осадками молассового типа. Осадки имеют все признаки континентальности, выделяются как глинисто-песчаная континентальная формация, известны под названием "покурская свита". Песчаники имеют серый, светлосерый цвет, мелко-, среднезернистую структуру, кварцево-полевошпатовый состав, глинистый, прослоями известковистый цемент. Мощность песчаных слоев достигает 30-50м. Алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глинистые, песчаные, прослой их по мощности достигают 15м. Глины темновато-серые, зеленовато-серые, буроватые, алевритистые, мощностью до 2-10м. Отдельные интервалы разреза сложены частым переслаиванием песчаников, алевролитов, глин. Мощность таких пачек переслаивания достигает 50-70м. В альбской

части разреза отмечаются включения черных обуглившихся растительных остатков, отпечатки папоротников, прослойки угля толщиной 2-3см. В Тазовско-Уренгойском и Омско-Ларьякском районах отмечаются прослои конгломератов, гравелитов, единичные пласты бурых углей. Альбский ярус отличается несколько повышенной глинистостью, сеноманский - повышенной песчаностью. Содержание органического углерода в глинах альбского яруса составляет 1,2 – 2,0%.

Апт-альб-сеноманский осадочный комплекс является главным газоносным природным резервуаром Западно-Сибирского бассейна, содержит свыше 60% промышленных запасов газа (23трлн.м<sup>3</sup>) этого региона. Основные газовые скопления локализованы в кровле комплекса (в сеноманском ярусе) под туронской глинистой покрывкой, находятся на глубинах 700-1200м. На Тазовском, Северо-Комсомольском и Русском месторождениях газовые залежи содержат оторочки тяжелой нефти. Нефтяная часть Русского месторождения резко преобладает по запасам над газовой частью, относится к категории гигантских. На Северо-Комсомольском месторождении толщина нефтяной оторочки составляет 6-7м, дебит нефти 24 м<sup>3</sup>/сутки. Нефть малосернистая, высокосмолистая плотностью 0,946-0,954 г/см<sup>3</sup>. Продуктивный горизонт (пласт ПК<sub>1</sub>) сложен переслаиванием песчаников, алевроитов, глин. Все проницаемые пласты гидродинамически связаны между собой. Песчаники плохо отсортированные, аркозовые, слабо уплотненные, полурыхлые с цементом контактового, контактово-порового типа, хлорит-гидрослюдистого состава. Коллекторские свойства их высокие. На Заполярном месторождении эффективная пористость песчаных пород в среднем составляет 26,5%, проницаемость –  $1100 \cdot 10^{-15} \text{м}^2$ . Дебиты газа доходят до 7 млн. м<sup>3</sup>/сутки. Всего в сеноманском резервуаре выявлено 55 залежей, из которых 50- газовые, 4- нефтегазовые, 1- нефтяная. Все они контролируются антиклинальными ловушками, относятся к массивному сводовому типу, индексируются как ПК<sub>1</sub>.

Наиболее крупные залежи приурочены к высокоамплитудным куполам и валам Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей: Уренгойская и Ямбургская газовые залежи относятся к категории уникальных. На Уренгойском месторождении (*рис.99*) газоводяной контакт находится на глубинах 1183-1204м, высота залежи на своде вала составляет 235м, эффективная газонасыщенная толщина – 190м. Длина залежи 206км, ширина 120км, дебиты газа 500-1100тыс.м<sup>3</sup>/сутки, начальные запасы бтрлн.м<sup>3</sup>. Ямбургская газовая залежь имеет длину 170км, ширину 50км, высоту 210м, начальные запасы газа 4трлн.м<sup>3</sup>. К категории супергигантских относятся Медвежье, Заполярное, Русское, Бованенковское, Харасавейское месторождения. Некоторые крупные залежи имеют наклонные газоводяные контакты. Максимальная газонасыщенность (85-90%) коллекторских пород наблюдается в сводовых частях ловушек, вблизи ГВК газонасыщенность составляет 50-60%. Ниже ГВК наблюдается зона слабо га-

зонасыщенных вод толщиной до 10-20м. На Нижневартовском своде газовые залежи в кровле покурской свиты присутствуют только на трех поднятиях: Самотлорском, Ваньеганском, Варьеганском. Газ сеноманских залежей в основном метановый (97-98%). Содержание гомологов метана достигает 1,5-2%, азота – до 2,2%, углекислого газа-до 0,3%, гелия – до 0,025%. Конденсатный фактор газа очень низкий – до 0,25 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Кроме залежей ПК<sub>1</sub> в апт-альб-сеноманском осадочном комплексе газовые залежи выявлены и внутри покурской свиты. На Губкинском месторождении газоносны пласты ПК<sub>12</sub>, ПК<sub>17</sub>, ПК<sub>22</sub>, на Северо-Губкинском – ПК<sub>13</sub>, ПК<sub>16</sub>, ПК<sub>17</sub>, Южно-Русском – ПК<sub>12</sub>, ПК<sub>16</sub>, ПК<sub>17</sub>, ПК<sub>24</sub>. Подобные же залежи выявлены на Холмистом, Южно-Хадыряхском, Береговом месторождениях. Нефтяная залежь ПК<sub>19</sub> выявлена на Губкинском месторождении, газонефтяная залежь ПК<sub>19</sub> – на Южно-Русском, нефтегазовая -на Береговом и Южно-Геологическом месторождениях. В пределах Ханты-Мансийской, Надымской впадин и Ямало-Гыданской синеклизы апт-альб-сеноманский нефтегазоносный комплекс разделен на два подкомплекса: верхнеаптский и верхнеальб-сеноманский. Разделяющий их нижний альб здесь сложен глинистой морской формацией, играет роль субрегионального флюидоупора. Нефтяные залежи в верхнеаптском резервуаре (викуловская свита) выявлены на Красноленинском своде - на Каменном, Ем-Еговском, Лорбинском, Пальяновском, Рогожневском и Сосновомысском месторождениях. Залежи массивного типа, находятся на глубинах 1450-1548м. В Ямало-Гыданской нефтегазоносной области аптский ярус совместно с барремским ярусом образует единый многослойный резервуар в объеме танопчинской свиты. Газовые и газоконденсатные залежи в пластах ТП<sub>1-15</sub> этого резервуара выявлены на 17 месторождениях. В песчано-алевритовых пластах ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub>, ХМ<sub>3</sub> верхнего альба (верхней части ханты-мансийской свиты) газовые залежи выявлены на группе Тамбейских месторождений, на Малыгинском, Утреннем, Ныдинском месторождениях.

На юге провинции на западном борту Юганской впадины залежь тяжелой нефти в сеноманском резервуаре (пласт ПК<sub>1</sub>) установлена на Айяунском месторождении. На Нижневартовском своде газовые залежи выявлены в пласте ПК<sub>16</sub> на Тюменском месторождении, ПК<sub>20</sub> на Вань-Еганском месторождении. Нефтяные залежи выявлены в пластах ПК<sub>1-2</sub>, ПК<sub>3</sub>, ПК<sub>4</sub>, ПК<sub>12</sub>, ПК<sub>13</sub>, ПК<sub>14</sub>, ПК<sub>17</sub>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub> Ваньеганского месторождения и пласте ПК<sub>19</sub> на Тюменском месторождении. На Александровском своде, на Верхнеколикьеганском месторождении газовые залежи выявлены в пластах ПК<sub>14</sub> и ПК<sub>17</sub>, нефтяные залежи - в пластах ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>20</sub>, ПК<sub>22</sub>, газонефтяные залежи - в пластах ПК<sub>11</sub>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>21</sub>. На Охтеурьевском месторождении газонефтяные залежи выявлены в пластах ПК<sub>10</sub>, ПК<sub>15</sub>.

Запасы сеноманского газа составляют 61,3% от общих запасов провинции, нефти – 4,6%.

## **Формации и залежи верхнемелового (без сеноманского яруса) нефтегазоносного комплекса**

Начиная с туронского века, в Западной Сибири вновь наступила широкая трансгрессия моря, установилась эпоха тектонической стабильности и накопления тонкоилистых осадков, продолжившаяся до раннего олигоцена включительно. Коллекторские пласты песчаного типа отлагались на ограниченных площадях. В верхней части туронского яруса они выделяются под названием газсалинской пачки, насыщены газом на Заполярном, Русском, Южно-Русском, Казанцевском месторождениях. На Ваньеганском месторождении, находящемся в Нижневартовском районе, на Охтурьевском, Верхне-коликьеганском месторождениях, расположенных на Александровском своде, газоносны песчаники и алевроиты ипатовской свиты (коньяк-сантон).

Палеогеновые отложения в Западной Сибири залегают на малых глубинах, частично размывы, поэтому вероятность сохранения в них углеводородных скоплений невысокая. Залежи нефти и газа в них не выявлены.

### **Выводы**

1. В Западной Сибири отчетливо проявлено территориальное разделение преимущественно нефтеносных и преимущественно газоносных осадочных комплексов, и формаций: основные запасы нефти находятся в Среднеобской области, газа - в северных областях.

2. Главным нефтеносным комплексом Западной Сибири является неокомский осадочный комплекс, главным газоносным комплексом - апт-альб-сеноманский осадочный комплекс.

3. Главной нефтеносной формацией Западной Сибири является песчано-глинистая ритмично-слоистая (ритмитовая) континентально-морская формация неокома, главной газоносной формацией - глинисто-песчаная континентальная формация апт-альб-сеноманского возраста.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Широко применяемые в нефтегеологической науке термины «коллектор», «крыша», «ловушка», «резервуар» были введены И.М.Губкиным в 1932 году. В своем учебнике под названием «Учение о нефти» он писал: «можно считать, что в своей основе антиклинальная или структурная теория остается непоколебимой... К месторождениям, где литологический фактор играет преобладающую роль, относятся рукавообразные залежи типа шнурков». В 1935 году в мире было добыто 226,7 млн.т. нефти, в СССР – 25,1 млн.т.

С тех пор нефтегазовая геология обогатилась новыми методами исследования земных недр и прогнозирования потенциально нефтегазоносных территорий на континентах и на шельфах морей. Были открыты десятки новых нефтегазоносных бассейнов. Среди этих открытий первое место занимает открытие в 1953 году Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В 2012 году из недр этой провинции было добыто 304 млн.т. нефти и 602 млрд. кубических метров природного газа.

Мировой научно-технический прогресс в нефтегазовой отрасли продолжается. В конце XX века в мировой практике появилась цифровая технология записи и обработки геолого-геофизической информации и построения трехмерных моделей строения залежей и месторождений нефти и газа. В 1970 году мировая добыча нефти достигла 2 млрд. тонн, в 1980 году – 3,3 млрд.т, в 2010 году – 3,8 млрд.т. Около половины этого объема было добыто со дна морей.

В России в 2012 году было добыто 518 млн. тонн нефти и 671 млрд. кубических метров природного газа. Эти цифры впечатляют, они были достигнуты в том числе и благодаря науке прогнозирования, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, разработанной в недрах Академии наук Российской Федерации.

## Перечень вопросов для устной аттестации

### I - аттестация

1. Общая характеристика и классификация природных резервуаров по морфологическим и генетическим признакам.
2. Общая характеристика и классификация пород-коллекторов нефти и газа.
3. Типы структуры и текстур осадочных горных пород.
4. Гранулометрический состав горных пород как показатель условий их формирования. Методика обработки результатов гранулометрического анализа.
5. Текстуры горных пород как показатели условий их формирования.
6. Литотипы крупно- и грубообломочных горных пород
7. Литотипы среднеобломочных горных пород.
8. Литотипы тонкообломочных горных пород.
9. Классификация пор и пустот горных пород по форме и размерам (по М.К. Калинко).
10. Типы пористости и проницаемости горных пород.
11. Методы определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород.
12. Закон Дарси.
13. Классификация горных пород-коллекторов по пористости и проницаемости (по А.А. Ханину).
14. Общая характеристика и классификация пород-флюидоупоров.
15. Расчленение разреза скважины на литотипы (по керну).

### II-аттестация

16. Общая характеристика и классификация карбонатных горных пород.
17. Типы пород-коллекторов и природных резервуаров карбонатного состава.
18. Классификация карбонатных пород-коллекторов по пористости и проницаемости (по А.И. Конюхову).
19. Природные резервуары рифового типа, методы их поисков.
20. Полевые и лабораторные методы изучения трещинных коллекторов.
21. Классификация трещин по морфологическим и генетическим признакам.
22. Породы-коллекторы и природные резервуары трещинного типа.

23.Классификация пород-коллекторов трещинного и порово-трещинного типов.

24.Эпигенетическое минералообразование и его влияние на коллекторские свойства карбонатных и терригенных горных пород.

25.Вторичные коллекторы, способы образования и методы изучения.

26.Зависимость пористости пород от глубины.

27.Породы-коллекторы и природные резервуары больших глубин.

28.Генетические типы природных резервуаров. Методы определения генетического типа осадочной породы.

29.Природные резервуары и ловушки литологических типов. Методы определения границ литологических замещений.

30.Природные резервуары рукавообразного типа.

31.Природные резервуары барового типа.

32.Природные резервуары дельтового типа.

33.Природные резервуары и ловушки стратиграфических типов. Их строение и диагностика. Методы определения границ несогласного залегания.

34.Природные резервуары коры выветривания.

35.Природные резервуары Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

### III-аттестация

36.Методы изучения природных резервуаров нефти и газа.

37.Картирование природных резервуаров сейсмическими методами. Сейсмофации и сейсмофациальные комплексы.

38.Построение сейсмогеологических моделей методом комплексирования материалов сейсморазведки и ГИС.

39.Определение литологического состава и эффективной толщины природного резервуара по каротажным диаграммам.

40.Определение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по каротажным диаграммам.

41.Расчленение разреза скважин на циклиты (по каротажным диаграммам).

42.Цель, основные принципы и методы палеогеологических реконструкций.

43.Метод актуализма и метод мощностей в геологии.

44.Методика литолого-фациального анализа.

45.Фациальные законы Гресли, Вальтера-Головкинского.

46.Методика построения палеогеографических карт.

47.Прогнозирование природных резервуаров методом построения палеогеографических реконструкций.

48.Конседиментационные процессы. Некомпенсированное и перекомпенсированное осадконакопление.

## Перечень вопросов для электронного тестирования по предмету «Нефтегазовая литология».

Составил Е.М. Максимов

Количество секций -5, количество вопросов 111.

### 1. Литологические типы осадочных горных пород.

1. Конгломераты представляют собой осадочную горную породу, состоящую из окатанных обломков размерами (отметить один)

1. 10см; 2. 5 – 10см; 3. 2-5 см; 4. 1-10см.

2. Гравелит представляет собой осадочную горную породу, состоящую из окатанных обломков размерами (отметить один)

1. 1-10мм; 2. 5-10мм; 3. 1-2см. 4. >2см.

3. Пески, песчаники, алевролиты состоят в основном из следующих двух минералов: 1. слюда; 2. кварц; 3. кальцит; 4. полевые шпаты.

4. Песчаники состоят из минеральных частиц, размеры которых составляют (отметить один): 1. 2-3мм; 2. 1-2 мм; 3. 0,1 – 1,0мм; 4. 0,01 – 0,1мм.

5. Алевролиты состоят из минеральных частиц, размеры которых составляют (отметить один): 1. 1-2мм; 2. 0,1-1,0мм; 3. 0,01 – 0,1мм; 4. <0,01мм.

6. Глины состоят из минеральных частиц, размеры которых составляют (отметить один): 1. 1-2мм; 2. 0,1-1,0мм; 3. 0,01 -0,1мм; 4. <0,01мм.

7. По объёму в земной коре преобладают осадочные горные породы (отметить один):

1. терригенного типа; 2. хемогенного типа; 3. биогенного типа; 4. биогенно-хемогенного типа.

8. По объёму в земной коре преобладают осадочные породы (отметить один):

1. морского происхождения; 2. лагунного происхождения; 3. речного происхождения; 4. эолового происхождения.

9. Возраст осадочных пород определяется (отметить три):

1. по цвету горных пород; 2. по микрофаунистическим остаткам; 3. по фаунистическим остаткам; 4. по остаткам растений; 5. по литологическому составу;

6. по минералогическому составу.

10. Напишите химическую формулу наиболее распространенных минералов, из которых состоят песчаники:

1. кварц –  $SiO_2$ ; 2. полевые шпаты –  $K, Na (AlSi_3O_8)$ .

11. Напишите наименование четырех компонентов из которых состоит песчаник (под микроскопом):

1. зерна 2. мелкие зерна 3. цемент 4. поры. 5. трещины. 6. прожилки.

12. Медианный диаметр зерен песчаных пород определяется в лабораториях (отметить один): 1. под микроскопом; 2. гранулометрическим методом; 3. статистическим методом; 4. иммерсионным методом.

13. Коэффициент отсортированности зерен песчаных пород определяется (отметить один): 1. под микроскопом; 2. гранулометрическим методом; 3. химическим анализом; 4. статистическим методом.

14. Составьте перечень наиболее распространенных минералов тяжелой фракции в песчаных породах (отметить два): 1. магнетит; 2. лимонит; 3. гранат; 4. циркон.

15. Структура осадочных горных пород определяется (отметить один): 1. по минералогическому составу; 2. по размеру минеральных зерен; 3. по типу слоистости; 4. по происхождению

16. Перечислите наиболее распространенных структур песчаных пород (отметить два):

1. мелкозернистая; 2. среднезернистая; 3. крупнозернистая; 4. грубозернистая.

17. Текстура осадочных горных пород определяется (отметить один): 1. по минералогическому составу; 2. по размеру минеральных зерен; 3. по типу слоистости; 4. по происхождению.

18. Перечислите наиболее распространенные типы текстур песчаных пород (отметить два): 1. параллельно-слоистая; 2. косослоистая; 3. линзовидно-слоистая; 4. массивная.

19. Перечислите типы песчаных пород по содержанию алевритовой и глинистой примеси: 1. алевритистый; 2. глинистый; 3. алевритоглинистый.

20. выделите наиболее распространенный тип песчаных пород по минералогическому составу: 1. кварцевый; 2. кварц-полевошпатовый; 3. аркозовый; 4. граувакковый.

21. Перечислите типы песчаных пород по содержанию полезных ископаемых (отметить три): 1. углистый; 2. нефтеносный; 3. газоносный; 4. золотоносный.

22. Перечислите наиболее распространенные типы песчано – алевритовых пород по условиям происхождения (отметить два): 1. морской; 2. лагунный; 3. озерно-речной; 4. эоловый.

23. Известняк представляет собой осадочную горную породу, состоящую в основном из минерала (отметить один): 1. кварц; 2. кальцит; 3. ортоклаз; 4. доломит.

24. Известняки представляют собой (выбрать два): 1. терригенную горную породу; 2. хемогенную горную породу; 3. органогенную горную породу; 4. метаморфическую горную породу.

25. Перечислите типы известняков по содержанию минеральных примесей (отметить два наиболее распространенных типа).

1. домитистый; 2. кремнистый; 3. битуминозный; 4. глинистый.
26. Известняки и доломиты образуются (отметить два).
  1. в теплых морях; 2. в холодных морях; 3. в солёных озерах; 4. в тёплых лагунах; 5. на дне рек.
27. Доломит представляет собой осадочную горную породу, состоящую из минералов (отметить один): 1. кварц; 2. кальцит; 3. ангидрит; 4. доломит.
28. Напишите химические формулы наиболее распространенных минералов осадочного происхождения: 1. кальцит –  $CaCO_3$ ; 2. доломит –  $CaMg(CO)_2$ ; 3. гипс -  $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ; 4. ангидрит  $CaSO_4$ ; 5. галит -  $NaCl$ ; 6. сидерит –  $FeCO_3$ .
29. Составьте перечень наиболее распространенных глинистых минералов (отметить три): 1. каоленит; 2. монтмориллонит; 3. гидрослюда; 4. хлорит.
30. Перечислите наиболее распространенные типы глинистых пород по минералогическому составу (отметить три).
  1. каолиновые; 2. монтмориллонитовые; 3. гидрослюдистые; 4. смешанно-слоистые.
31. Перечислите наиболее распространенные типы глинистых пород по содержанию минеральной примеси (отметить два):
  1. песчанистые; 2. алевролитистые; 3. известковистые; 4. кремнистые.
32. Перечислите типы глинистых пород по содержанию полезных ископаемых (отметить два наиболее распространенные):
  1. углистые; 2. бокситоносные; 3. битуминозные; 4. глауконитовые.
33. Перечислите типы глинистых пород по условиям происхождения (отметить два наиболее распространенные):
  1. морские; 2. озерные; 3. лагунные; 4. элювиальные.
34. Перечислите типы трещин по ориентировке в пространстве (отметить три наиболее распространенные):
  1. наклонные; 2. вертикальные; 3. горизонтальные; 4. северо-восточного простирания; 5. северо-западного простирания.
35. Перечислите наиболее распространенные типы трещин по происхождению (отметить три):
  1. трещины усыхания; 2. трещины кливажа; 3. приразломные трещины; 4. литогенетические трещины.
36. Роль трещин и зон трещиноватости в процессе рудообразования магматического типа: 1. отрицательная 2. положительная.
37. Назовите два основных признака, по которым выделяются слои осадочных горных пород: 1. литологический состав; 2. цвет пород; 3. минералогический состав; 4. тип слоистости.
38. Назовите три основных элемента слоя:
  1. кровля; 2. подошва; 3. толщина (мощность); 4. угол наклона.

39. Назовите три основных элемента наклонного слоя:

1. толщина (мощность); 2. азимут падения; 3. азимут простирания; 4. угол падения.

## 2. Горные породы - коллекторы нефти и газа

40. В условиях земных недр наиболее часто нефть скапливается в пластах следующих горных пород (выбрать два правильных ответа):

1. песчаники; 2. известняки; 3. глины; 4. вулканические породы; 5. мергели.

41. Выделите один из наиболее распространенных типов коллектора по форме пустот (отметить один): 1. трещинный; 2. поровый; 3. каверновый; 4. порово-трещинный.

42. Назовите основные свойства коллекторских пород (выбрать два правильных ответа): 1. плотность; 2. пористость; 3. минералогический состав; 4. проницаемость; 5. твердость; 6. магнитность.

43. Размеры пор в среднезернистых песчаниках в основном составляют (выбрать один из трех вариантов): 1. 0,001 - 0,01 мм.; 2. 0,01 - 0,1 мм.; 3. 0,1 - 0,2 мм.

44. Непроницаемыми для нефти являются пустоты размерами (выбрать один правильный ответ): 1.  $<0,0001$  мм.; 2.  $<0,001$  мм.; 3.  $<0,01$  мм.; 4.  $<0,1$  мм.

45. Единицей измерения пористости горных пород является (выбрать два из четырех вариантов): 1. метр; 2. кубический метр; 3. процент; 4. доля единицы.

46. Единицей измерения проницаемости в системе СИ является: (выберите один ответ): 1. метр в секунду; 2. квадратный метр; 3. кубический метр.

47. Открытая пористость коллекторских пород определяется в лабораториях методом (выберите один ответ): 1. насыщения пор породы керосином; 2. химического анализа породы; 3. под микроскопом.

48. Абсолютная проницаемость коллекторских пород определяется в лабораториях методом (выбрать один): 1. прокачивания через породу водой; 2. под микроскопом; 3. продувания через породу воздухом.

49. Закон Дарси гласит: скорость фильтрации жидкости через пористую среду прямо пропорциональна (выбрать два из четырех): 1. вязкости жидкости; 2. коэффициенту пористости; 3. длине пути фильтрации; 4. перепаду давлений на входе и выходе.

50. Закон Дарси гласит: скорость фильтрации жидкости через пористую среду обратно пропорциональна (выбрать два из четырех):

1. вязкости жидкости; 2. коэффициенту пористости; 3. длине пути фильтрации (толщине фильтра); 4. перепаду давлений на входе и выходе жидкости.

51. Песчаная порода относится к среднему классу коллектора при значениях эффективной пористости (выделить один): 1. 20 - 25%; 2. 15 - 20%; 3. 5 - 15%; 4. 1 - 5%.

52. Основные свойства песчаной породы, обеспечивающие ее высокие коллекторские свойства (выделите два из пяти): 1. однородность; 2. слоистая структура; 3. крупный размер пор; 4. хорошая отсортированность зерен; 5. наличие прослоев глины.

53. Песчаная порода относится к низшему классу коллектора при значениях эффективной пористости (выделить одно из значений): 1. <10%; 2. <5,8%; 3. <1%.

54. Песчаная порода не является промышленно значимым коллектором при значениях проницаемости (выделить одно из значений): 1. 0,1 - 0,01 мкм<sup>2</sup>; 2. 0,01 - 0,001 мкм<sup>2</sup>; 3. <0,001 мкм<sup>2</sup>.

55. Основные свойства песчаной породы, обуславливающие низкие ее коллекторские свойства (выделите три из пяти):

1. присутствие глинистой примеси; 2. наличие алевритовой примеси; 3. наличие глинистых прослоек; 4. плохая отсортированность зерен; 5. трещиноватость.

56. Лучшими коллекторскими свойствами обладают следующие горные породы (выделить три из пяти): 1. пески; 2. плотные песчаники; 3. слабо уплотненные песчаники; 4. органогенные известняки; 5. микрoзернистые известняки.

57. По мере увеличения глубины залегания коллекторские свойства горных пород (выбрать правильный ответ): 1. сохраняются; 2. улучшаются; 3. ухудшаются.

58. Классификация среднезернистых песчаных пород-коллекторов по их эффективной пористости (по А.А.Ханину). Проставить значения пористости в процентах по классам:

1. I высокий (>16,5); 2. II высокий (15 – 16,5); 3. III средний (11-15); 4. IV средний (5,8-11); 5. V низкий (1 – 5,8); 6. VI низкий (< 1).

59. Классификация песчаных пород-коллекторов по их проницаемости (по А.А.Ханину). Проставить значения проницаемости в мкм<sup>2</sup> по классам:

1. I высокий (>1) 2. II высокий (0,5 - 1) 3. III средний (0,1 – 0,5) 4. IV средний (0,01 – 0,1) 5. V низкий (0,001 - .01) 6. VI низкий (<0,001)

### **3. Горные породы - флюидоупоры**

60. К категории основных пород-флюидоупоров относятся следующие горные породы (выделить два из пяти): 1. алевролиты; 2. глины, аргиллиты; 3. известняки; 4. магматические породы; 5. соляные породы.

61. Основные свойства, обеспечивающие высокие качества породы-флюидоупора (выделить два из пяти): 1. плотность; 2. твердость; 3. пластичность; 4. отсутствие трещин; 5. минералогический состав.

62. Классификация глинистых пород-флюидоупоров по давлению прорыва. К среднему классу относятся флюидоупорные породы с давлением прорыва от 5,0 до 8,0 МПа.

63. К высшему классу относятся пласты-флюидоупоры состоящие из (выделить два из четырех): 1. солей (гипс, ангидрит, поваренная соль); 2. мергелей; 3. монтмориллонитовых глин; 4. известняков.

64. По мере увеличения глубины залегания экранирующие качества пород-флюидоупоров (выбрать правильный ответ): 1. сохраняются; 2. ухудшаются; 3. улучшаются.

65. Между толщиной пласта-флюидоупора и его экранирующими качествами существует (выбрать правильный ответ): 1. прямая зависимость; 2. обратная зависимость; 3. нет зависимости.

66. К низшему классу относятся пласты-флюидоупоры состоящие из (выделить два из пяти):

1. известковых глин; 2. однородных тонких глин; 3. песчанистых глин; 4. алевролитистых глин; 5. соляных пород.

#### **4. Природные резервуары и ловушки нефти и газа**

67. Природный резервуар представляет собой (выберите два правильных ответа):

1. подземную пещеру; 2. крупную трещину; 3. пористые горные породы; 4. зону повышенной трещиноватости горных пород.

68. Границами природных резервуаров являются (выделить один из трех):

1. проницаемые породы; 2. полупроницаемые породы; 3. непроницаемые породы.

69. Основными параметрами природных резервуаров являются (выделить два из четырех): 1. емкость (объем); 2. размеры по длине, ширине, толщине; 3. глубина залегания; 4. возраст слагающих его горных пород.

70. Классификация природных резервуаров по форме (выберите два наиболее распространенных типа природных резервуаров нефти и газа):

1. округлый; 2. линзовидный; 3. пластовый; 4. клиновидный; 5. массивный.

71. К массивному типу относятся природные резервуары ограниченные непроницаемыми породами-покрышками (выделить один):

1. сверху; 2. снизу и сверху; 3. сбоку; 4. со всех сторон.

72. К пластовому типу относятся природные резервуары ограниченные непроницаемыми породами-покрышками (выделить один):

1. сверху; 2. снизу и сверху; 3. сбоку; 4. со всех сторон.

73. К резервуару замкнутого типа относятся природные резервуары ограниченные непроницаемыми породами-покрышками (выделить один):

1. сверху; 2. снизу и сверху; 3. сбоку; 4. со всех сторон.

74. Средняя толщина пластового резервуара составляет (выбрать один из четырех):

1. 1-5м.; 2. 5-10м.; 3. 10-15м.; 4. 15-20м.

75. Средняя толщина массивного резервуара составляет (выбрать один из четырех):

1. 10 – 30м.; 2. 30 - 50м.; 3. 50-100м.; 4. >100м.

76. Полезная емкость природного резервуара зависит от (выбрать два из четырех):

1. общей толщины; 2. формы; 3. качества слагающих его горных пород-коллекторов; 4. генетического типа.

77. Наличие внутри резервуара прослоев непроницаемых пород влияет на его емкость (выбрать один правильный ответ): 1. отрицательно; 2. положительно; 3. не оказывает влияния.

78. Ловушка представляет собой (выбрать один правильный ответ):

1. пласт проницаемых пород; 2. тупиковую зону на путях миграции нефти или газа внутри резервуара; 3. пласт непроницаемых пород.

79. Наиболее распространенными ловушками для нефти и газа являются (выбрать один правильный ответ): 1. участки выклинивания пластов; 2. синклинальные складки; 3. антиклинальные складки.

80. Ловушки литологического типа образуются (отметить один правильный ответ):

1. вдоль границы замещения проницаемых пород непроницаемыми; 2. вдоль границы срезания и несогласного перекрытия слоев; 3. вдоль линий тектонических разломов.

81. Ловушки стратиграфического типа образуются (отметить один правильный ответ):

1. вдоль границы замещения проницаемых пород непроницаемыми; 2. вдоль границы срезания и несогласного перекрытия слоев; 3. вдоль линий тектонических разломов.

82. Ловушки тектонического типа образуются (отметить один правильный ответ):

1. вдоль границы замещения проницаемых пород непроницаемыми; 2. вдоль границы срезания и несогласного перекрытия слоев; 3. вдоль линий тектонических разломов.

83. Ловушки антиклинального типа находятся (отметить один правильный ответ):

1. на моноклиналях; 2. на крыльях антиклинальных складок; 3. на сводах антиклинальных складок.

84. Ловушки неантиклинального типа находятся на (отметить два правильных ответа):

1. на моноклиналях; 2. на крыльях антиклинальных складок; 3. на сводах антиклинальных складок.

85. Ловушки комбинированного типа находятся на (отметить один правильный ответ):

1. на моноклиналях; 2. на крыльях антиклинальных складок; 3. на сводах антиклинальных складок.

### **5. Методы изучения природных резервуаров нефти и газа.**

86. Составьте перечень наиболее эффективных геофизических и геологических методов изучения природных резервуаров нефти и газа (отметить три):

1. сейсморазведка; 2. бурение скважин; 3. геологическая съемка; 4. каротаж скважин; 5. гидрогеологическая съемка.

87. Составьте перечень наиболее эффективных лабораторных методов исследования горных пород – коллекторов и флюидоупоров (отметить два):

1. микроскоп; 2. определение пористости; 3. гранулометрия; 4. определение пористости и проницаемости.

88. Составьте перечень основных признаков, по которым выделяются литологические типы (литотипы) терригенных и карбонатных пород по керну (отметить три):

1. литологический состав; 2. возраст пород; 3. гранулометрический состав; 4. цвет горных пород; 5. тип слоистости.

89. Составьте перечень основных параметров, природного резервуара, которые определяются по результатам сейсмических исследований (отметить три):

1. толщина; 2. форма; 3. состав пород; 4. глубина залегания; 5. степень однородности.

90. Составьте перечень основных параметров природного резервуара, пород – коллекторов и флюидоупоров, которые определяются по каротажным диаграммам (отметить четыре): 1. пористость; 2. глубина залегания; 3. толщина; 4. проницаемость; 5. литологический состав; 6. степень однородности.

91. Дайте перечень основных эпигенетических процессов, приводящих к ухудшению коллекторских свойств песчано – алевритовых пород (отметить три):

1. перекристаллизация; 2. уплотнение пород; 3. заполнение пор минералами; 4. уменьшение пор.

92. Дайте перечень основных эпигенетических процессов, приводящих к улучшению коллекторских свойств карбонатных и терригенных пород (отметить два):

1. кальцитизация; 2. перекристаллизация; 3. образование вторичных пустот растворения; 4. образование вторичных трещин.

93. Дайте перечень основных эпигенетических процессов, приводящих к ухудшению качества пород – флюидоупоров (отметить два):

1. уплотнение глин; 2. потеря пластичности глин; 3. перекристаллизация глинистых минералов; 4. образование трещин уплотнения.

94. Трещинные коллекторы образуются главным образом в (отметить два):

1. песчаниках; 2. аргиллитах; 3. известняках; 4. породах фундамента.

95. С глубиной температуры и давления в пластах: (отметить один):

1. сохраняется; 2. уменьшается; 3. возрастает

96. С глубиной значимость трещинных коллекторов (отметить один):

1. сохраняются; 2. уменьшается; 3. возрастает.

97. Составьте перечень основных карт геологического содержания, характеризующих качества природного резервуара (отметить три):

1. литофаций; 2. пористости; 3. медианных размеров зерен коллекторских пород; 4. эффективных толщин; 5. проницаемости.

98. Составьте перечень основных признаков, по которым определяется генетический тип осадочных пород и природного резервуара (отметить три):

1. цвет горных пород; 2. структура и текстура горной породы; 3. плотность горной породы; 4. степень окатонности минеральных зерен; 5. включения фауны и микрофауны; 6. пористость.

99. Дайте определение фации осадочных горных пород (отметить один): 1. фация – это генетический тип горных пород; 2. фация – это литологический тип горных пород.

100. Составьте перечень наиболее широко распространенных типов фаций осадочных горных пород (отметить два): 1. мелководно-морская; 2. пляжевая; 3. лагунная; 4. глубоководно-морская; 5. озерная; 6. речная.

101. Дайте формулировку фациального закона Вальтера-Головкинского (отметить один): 1. фациальный тип осадочных пород зависит от типа седиментационного бассейна; 2. в горизонтальном направлении каждая фация замещается другой фацией того же возраста.

102. Составьте перечень основных признаков осадочных горных пород, используемых при построении литологических карт (отметить два): 1. фациальный тип; 2. литотип породы; 3. текстура горных пород; 4. коэффициент песчаности.

103. Составьте перечень основных признаков осадочных пород, используемых при построении литолого-фациальных и палеогеографических карт (отметить три):

1. структура породы; 2. цвет горных пород; 3. фауна, микрофауна; 4. остатки растений; 5. текстура горных пород; 6. фациальный тип горных пород.

104. Дайте перечень основных диагностических признаков морских отложений (отметить три): 1. морская фауна; 2. косая слоистость; 3. наличие растительных осадков; 4. хорошая окатонность песчаных пород;

5. хорошая отсортированность зерен; 6. отсутствие фаунистических осадков.

105. Дайте перечень основных диагностических признаков континентальных отложений (отметить три): 1. плохая окатонность зерен; 2. преобладание глинистых пород; 3. обилие растительных осадков; 4. высокая степень неоднородности осадочных разрезов; 5. наличие прослоев торфа, угля; 6. отсутствие фаунистических остатков.

106. Дайте перечень основных диагностических признаков морских мелководных отложений (отметить два): 1. преобладание глинистых пород; 2. наличие грубообломочных пород; 3. хорошая отсортированность зерен; 4. преобладание песчаных пород; 5. высокая степень однородности осадочных разрезов.

107. Дайте перечень основных диагностических признаков морских глубоководных отложений (отметить три): 1. отложения известняков; 2. преобладание глинистых пород; 3. песчано-глинистые фации; 4. микрофауна планктонного типа; 5. отсутствие макрофауны; 6. наличие битоминозных глин.

108. Дайте перечень основных диагностических признаков речных отложений (отметить три): 1. наличие растительных осадков; 2. наличие гравийно-галечных отложений; 3. плохая окатонность обломков; 4. преобладание песчаных пород; 5. тонкая слоистость пород; 6. преобладание глинистых пород.

109. Дайте перечень основных диагностических признаков озерных отложений (отметить три): 1. тонкая слоистость горных пород; 2. преобладание песчаных пород; 3. наличие остатков пресноводной фауны; 4. косая слоистость песчаных пород; 5. преобладание песано-глинистых пород.

110. Дайте перечень основных диагностических признаков дельтовых отложений (отметить два): 1. русловые и пойменные фации; 2. морская фауна; 3. обилие растительного детрита; 4. хорошая отсортированность песчаных пород.

111. Дайте перечень основных диагностических признаков лагунных отложений (отметить два): 1. морская фауна; 2. хорошая отсортированность песчаных зерен; 3. фации полузамкнутого водоема; 4. преобладание песчаных отложений.

## Литература

### Учебники, Учебные пособия.

1. Бурлин Ю. К. Природные резервуары нефти и газа. Учебное пособие. - М.: МГУ, 1976. – 136 с.
2. Литология нефтегазоносных толщ. / Бурлин Ю. К., Конюхов А.И., Карнюшина Е.Е. Учебное пособие. -М.: Недра, 1991. – 286 с.
3. Буялов Н.И., Забаринский П.П. Практическое руководство по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие для вузов. -М.: Высшая школа, 1957. – 164 с.
4. Губкин И.М. Учение о нефти. Издание 3-е. Учебник. -М.: Наука, 1975. – 385 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие для вузов. -М.: Недра, 1987. – 376 с.
6. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород. Учебник для вузов 3-е издание. -М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.
7. Логвиненко Н.В. Морская геология. Учебное пособие. -Л.: Недра, 1980. – 343 с.
8. Логвиненко Н.В., Сергеева Э.И. Методы определения осадочных пород. Учебное пособие для вузов. -Л.: Недра, 1986. – 240 с.
9. Максимов Е.М. Литология природных резервуаров нефти и газа [Текст] / Учебное пособие. - М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2008. - 432 с.
10. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. Учебник для вузов. -М.: Недра, 1987. – 284 с.
11. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология. -М.: Недра, 1991. – 445 с.
12. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / Бакиров Э.А., Бакиров А.А., Мстиславская Л.П., Керимов В.Ю., Юдин Г.Т., Мелик – Пашаев. Учебник для вузов. -М.: Высшая школа, 1987 – 384 с.
13. Швецов М.С. Петрография осадочных пород. Учебник для вузов. – М.: Госгеолтехиздат. 1958. – 416 с.

### Литература, переведенная с иностранных языков.

14. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Перевод с английского. -М.: Мир, 1977. – 215 с.
15. Леворсен А.И. Геология нефти. Перевод с английского. – М.: Гостоптехиздат. 1958. – 487 с.
16. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. Перевод с английского. - М.: Мир, 1970. – 639 с.
17. Рейнек Г.Э., Сингл И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. Перевод с английского. -М.: Мир, 1981. – 438 с.

- 18.Седиментология. / Градзинский Р., Костецкая А., Унруг Р. Научный редактор Унруг Р. Перевод с польского. - М.: Недра, 1980. – 647 с.
- 19.Селли Р.К. Введение в седиментологию. Перевод с английского. - М.: Недра, 1981. – 370 с.
- 20.Селли Р.К. Древние обстановки осадконакопления. Перевод с английского. -М.: Недра, 1989. – 293 с.
- 21.Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. / Кинг Р., Хэлбути М., Риттенхаус Г., и др. Под редакцией Кинга Р.Е. Перевод с английского. -М.: Недра, 1975. – 472 с.

### **Литература основная**

- 22.Проблема поисков скоплений углеводородов в ловушках неантиклинального типа. / Алексин А.Г., Глотов О.К., Хромов В.Т. Советская геология, 1989, №3. с. 7 – 15.
- 23.Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. -М.: Недра, 1982. – 256 с.
- 24.Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазонасыщенности недр. -М.: Недра, 1973. – 344 с.
- 25.Ботвинкина Л.П. Методическое руководство по изучению слоистости. -М.: Наука, 1965. – 260 с.
- 26.Выветривание и литогенез. / Бгатов В.И., Гурова Т.И., Казаринов В.П., Казанский Ю.П. -М.: Недра, 1969. – 455 с.
- 27.Методика поисков и разведки нефти и газа. / Габриэлянц Г.А., Пороскин В.И., Сорокин Ю.В. -М.: Недра, 1985. – 304 с.
- 28.Гостинцев К.К., Гроссгейм В.Я. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. -Л.: Недра, 1969. – 366 с.
- 29.Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. -М.: Недра, 1982. – 230 с.
- 30.Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Под ред. Трофимука и др. / Тр. СО АН СССР, институт геологии и геофизики, вып. 131. - -М.: Недра, 1972. – 312 с.
- 31.Казанский Ю.П. Введение в теорию осадконакопления. / Тр. ИГиГ АН СССР, вып. 557. - Новосибирск: Наука, 1983. – 223 с.
- 32.Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литологию. - Новосибирск: Наука, 1990. – 240 с.
- 33.Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. Сборник статей. Под ред. Гурари Ф.Г., Калинин М.К. - Новосибирск: Наука, 1983. – 160 с.
- 34.Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. -М.: Недра, 1992. – 240 с.
- 35.Марковский Н.И. Палеографические основы поисков нефти и газа. -М.: Недра, 1973. – 302 с.

36. Маслов К.С. Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах. -М.: Недра, 1968. – 220 с.
37. Методы палеографических реконструкций при поисках залежей нефти и газа. / Гроссгейм В.А., Бескровная О.В. и др. -Л.: Недра, 1984. – 271с.
38. Микуленко К.И. Изучение трещиноватости пород. / Методы изучения тектоники нефтегазоносных мезозойских отложений Сибири. // Тр. СНИИГГИМС, вып. №180, -М.: Недра, 1974. с. 114 – 150.
39. Михайлов В.Н., Рогов М.М., Чистяков А.А. Речные дельты. – Л.: Гидрометеиздат, 1986. – 280 с.
40. Наливкин Д.В. Учение о фациях. Том I, II. – М. – Л.: АН СССР, 1956. -524 с., 393 с.
41. Нефтегазоносность баженовской свиты Западной Сибири. Под ред. Крылова Н.А. -М.: Недра, 1980. – 206 с.
42. Породы – коллекторы больших глубин. Сборник научных трудов. Под ред. Прошлякова Б.К. -М.: Наука, 1990. – 168 с.
43. Рухин Л.Б. Основы общей палеогеографии. Изд. 2-е. - Л.: Гостоптехиздат, 1962. – 628 с.
44. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. -Л.: Недра, 1989. – 260 с.
45. Страхов Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. - М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 535 с.
46. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных. / Мушин И.А., Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Хатьянов Ф.Н. -М.: Недра, 1990. – 298 с.
47. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Методологические вопросы геологии нефти и газа - Новосибирск: Наука, 1983. – 128 с.
48. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров. -Л.: Недра, 1967. – 119 с.
49. Фации и условия формирования нефтегазопроводящих свит. Сборник научных статей. Под ред. Теодоровича Г.И. - М.: Наука, 1966. – 180 с.
50. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. / Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. -М.: Недра, 1983. – 287 с.
51. Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. -М.: Недра, 1984. – 222 с.
52. Ханин А.А. Основы учения о породах – коллекторах нефти и газа. -М.: Недра, 1965. – 360 с.
53. Ханин А.А. Породы – коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. - М.: Недра, 1973. – 303 с.
54. Ханин А.А. Породы – коллекторы нефти и газа на больших глубинах. -М.: Недра, 1979. – 140 с.

55. Черников О. А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии. [Текст] / М.: Недра, 1981. - 236 с.

56. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород. -Л.: Недра, 1987. – 270 с.

### **Литература по Западной Сибири.**

57. Атлас текстур и структур осадочных горных пород [Текст]/. Том 1 –обломочные и глинистые породы. М., Госгеолтехиздат, 1961. 578 с.

58. Атлас литолого-палеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. Под. ред. И.И. Нестерова. / Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 93. – Тюмень, 1976.

59. Геология нефти и газа Западной Сибири. / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. - М.: Недра, 1975. – 679 с.

60. Гидион В.Я. Прогнозирование геологического разреза неокомских толщ по конфигурации сейсмических отражений. / Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1989. - С. 99 – 106.

61. Гидион В.Я. Сейсмостратиграфическая характеристика неокомских отложений Среднего Приобья. / Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных регионах Западной Сибири. // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1988. - С. 56 – 61.

62. Гурова Т.И., Казаринов В.П. Литология и палеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. - Л.: Гостоптехиздат, 1962. – 296 с.

63. Северное Приобье Западной Сибири. / Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. - Новосибирск: СО РАН, 2000. – 200 с.

64. Коллекторские свойства пород Западно-Сибирской низменности. Сборник научных трудов. Под. ред. Прозоровича Г.Э. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 62 – Тюмень, 1972. – 142 с.

65. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. / Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А. и др. / Тр. ВНИГРИ. -Л.: Недра, 1983. – 131 с.

66. Корнев В.А. Геолого-геофизические предпосылки поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в Среднем Приобье. / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1979. - С. 89 – 94.

67. Микуленко К.И., Шемин Г.Г. Трециноватость юрских и нижнемеловых пород Обь – Иртышского междуречья. / Тектоника нефтегазоносных районов Западной Сибири. // Труды СНИИГГиМС, вып.132, - Новосибирск, 1971. - С. 90 – 100.

68. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского седиментационного бассейна. / Геология и геофизика, №10, 1977. - С. 38 – 47.

69.Нестеров И.И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири. / Сов. геология. – 1980, №11 - С. 3 – 10.

70.Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири. / Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Малыхин А.Я., Ставицкий Б.П., Пьянков Б.Н. // Тр. ЗапСибНИГНИ, -Л.: Недра, 1987. – 255 с.

71.Нефтегазоносность карбонатных пород силура – нижнего карбона Западной Сибири. / Запивалов Н.П., Сердюк З.Я., Залазаева Л.В., Яшина С.М. // Геология нефти и газа – 1978 - №1 - С. 25 – 31.

72.Нефтегазоносные комплексы Западно- Сибирского бассейна. /Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.Л., Максимов Е.М. - М.: Недра, 1988. – 303 с.

73.Приобская нефтеносная зона Западной Сибири. / Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С. и др. Под ред. Трофимука А.А. - Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

74.Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа. Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. №49, -М.: Недра, 1972. – 117с.

75.Породы – коллекторы нефтегазоносных районов Западной Сибири. / Гурова Т.И., Антонова Т.Ф. и др. // Труды СНИИГГиМС, вып.40, -М.: Недра, 1971. –252 с.

76.Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины. – Пермь: ПГУ, 1995. – 143 с.

77.Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. -М.: Недра, 1974. – 280 с.

78.Сейсмогеологический анализ и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири. / Нежданов А.А. и др. -М.: МГП Геоинформмарк, 1992. – 199 с.

79.Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. / Мкртчян Д.М., Гребнева И.Л., Игошкин В.П., Карнеев М.А., Нежданов А.А., Филина С.И. -М.: Наука, 1990. – 108 с.

80.Сидоренков А.И. Фациально – палеогеографическая классификация ловушек выклинивания мезозоя Западной Сибири. / Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 132 – Тюмень, 1978. - С. 3 – 14.

81.Соколовский А.П. О структурно – фациальных условиях формирования залежей нефти в мезозойских отложениях. / Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 61 – Тюмень, 1972. - С. 40 – 48.

82.Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири. / Сборник научных трудов. Под ред. Нестерова И.И. – Тюмень, 1985. – 174 с.

83.Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти. / Геология нефти и газа. – 1981, № 5. - С. 29 – 33.

84.Физико – литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. / Сборник научных трудов. Под ред. Медведского Р.И. // Тр. ЗапСибНИГНИ, – Тюмень, 1988. - 171с.

## ЧАСТЬ II.

### ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

Всестороннее исследование образцов керна и слоев горных пород различными лабораторными и каротажными методами в конечном итоге имеет одну цель: обоснование подсчетных параметров и проектов дальнейших поисковых, разведочных и эксплуатационных работ. Поэтому от геолога требуется извлечение из материалов бурения каждой скважины как можно больше полезной информации, строить карты, разрезы, графики прогнозного или доказательного назначения.

В методическом отношении мы придерживаемся принципов системного подхода (анализа) в геологии, основное положение которого заключается в признании множественной сущности (свойств) одного и того же природного объекта. В зависимости от конкретных отношений каждый объект проявляет разные свои свойства по горизонтальным рядам связей. В то же время признается существование иерархического (вертикального) ряда объектов и свойств, соподчиненных друг другу по принципу рангов. В этом плане мы предлагаем каждый исследуемый объект четко (строго) определить конкретным термином (понятием), отражающим его основную геологическую сущность, затем составить перечень его основных свойств (признаков) и дать классификацию по каждому признаку, т.е. выделять классы по интенсивности проявления (от ... до) каждого признака. После этого строим карты и разрезы, наглядно изображающие поведение исследуемого признака по классам в плане месторождения и по вертикали. Для каждого признака строятся свои карты и разрезы. Работу можно выполнять вручную и на компьютере.

Исследование завершается анализом построенных карт и рекомендациями практического характера (где продолжать поиск, где и сколько бурить скважин и др.).

## 1. Работа с керном

Керном называются куски горной породы цилиндрической формы, доставляемые с глубины бурением скважин. Он является основным источником информации о глубоко лежащих слоях. Из него отбираются пробы для определения минералогического, петрографического, гранулометрического, химического состава, возраста, пористости, проницаемости горных пород и других их свойств. Наиболее ценным является керн, отобранный из нефтегазосодержащих слоев и из пород фундамента, поскольку информация, извлеченная из него, привлекается для построения прогнозных карт, подсчета запасов нефти и газа.

После извлечения из ствола скважины керн раскладывается по ящикам и документируется. Первичная документация включает в себя поинтервальное, послойное макроскопическое описание пород, отбор образцов, проб. Выделение слоев по керну так же, как и при описании обнажений, производится по петрографическому составу: слой 1 -песчаник, слой 2 - алевролит, слой 3 - аргиллит, слой 4 - частое переслаивание песчаников, алевролитов и т.д. Описание горных пород производится в последовательности: название, цвет, структура, минеральный состав, текстура, включения. Для осадочных горных пород структура определяется по размеру зерен: мелкозернистая, среднезернистая и т.д. Текстура определяется по типу слоистости: параллельно-, линзовидно-, косо-, волнисто-, тонко-, грубо-слоистая. Замеряются углы наклона слоев (*рис.101*).

Для определения минералогического состава зерен и включений применяются увеличивающие линзы, раствор соляной кислоты и другие средства. Включениями в осадочных породах чаще являются фаунистические остатки, минеральные зерна и агрегаты, заполняющие каверны, поры, трещины, обломки углефицированных стеблей растений. Внутри слоя включениями являются прослойки, гнезда, отдельные обломки, гальки, гравий инородных пород. Все включения тщательно исследуются, замеряются, оцениваются количественно, поскольку наличие их определяет степень однородности слоя, в том числе и нефтегазонасыщенного. С другой стороны включения являются одним из главных диагностических признаков, по которым реконструируются условия осадконакопления - составляются фациальные карты, которые используются для прогнозирования границ распространения нефтегазосодержащих горных пород.

В поисковых и разведочных скважинах керн отбирается только с глубин, где ожидается проходка продуктивного пласта. Остальная часть разреза проходится без отбора керна, а определение петрографического состава и границ слоя в этой части разреза производится по каротажным диаграммам, получаемым исследованием ствола скважины приборами, спускаемыми на кабеле. Поэтому при описании керна геолог всегда работает одновременно и с каротажными диаграммами, интерпретируя их литологически.

С керна отбираются эталонные образцы, в том числе для изготовления шлифов, пришлифовок, пробы на различные виды анализа. Все отобранные образцы и пробы регистрируются, сопровождаются этикетками, отправляются в лаборатории.

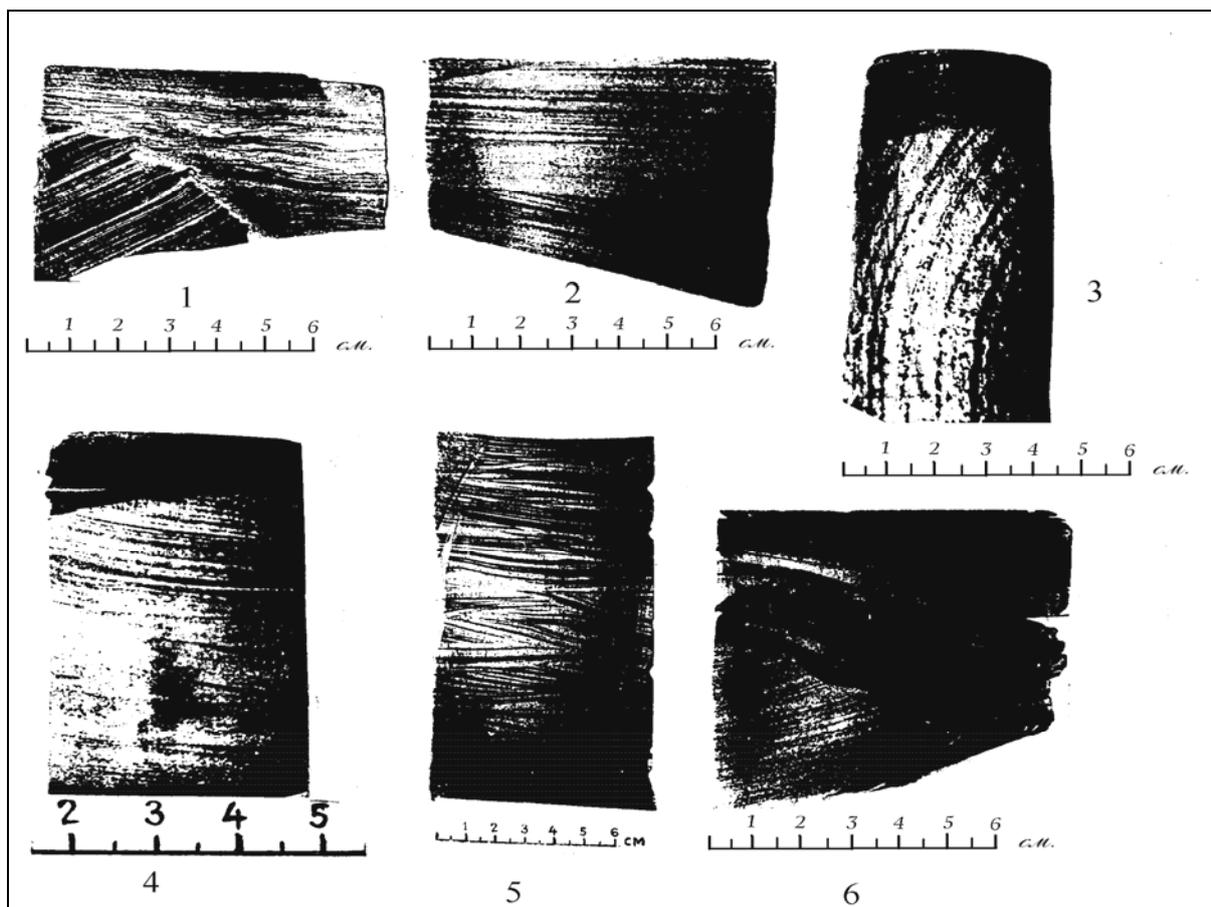
По комплексу признаков, в перечень которых в первую очередь входят петрографический состав, структурно-текстурные характеристики, макроскопически видимые включения, разрез скважины расчленяется на литотипы для терригенных пород Западной Сибири по М.Ю.Эрвье *см. стр.23*.

При внимательном чтении приведенного списка литотипов можно заметить, что номера их увеличиваются в направлении возрастания неоднородности, от глубоководно-морских к мелководно-морским и континентальным отложениям. Во-вторых, этот перечень показывает, какое широкое разнообразие видов одной и той же породы существует в геологическом мире.

Вся первичная информация по анализу керна, в том числе и описание керна с выделением литотипов, вносится в картотеку, банк данных. На вертикальных колонках скважин литотипы показываются соответствующими условными знаками. После этого строятся профильные разрезы и карты литотипов для пласта коллектора. Литотипы переинтерпретируются в генетические типы, а карты литотипов - в фациальные карты (*см. рис. 6,7*).

Такова упрощенная схема работы геолога с керновым материалом. Чтобы эта работа стала эффективным инструментом при определении направлений поиска зон улучшенных коллекторов нефти и газа, необходимо, чтобы она была регулярной - с внесением в банк данных результатов бурения новых скважин и оперативной корректировкой ранее построенных карт, профилей с учетом новых данных.

Литологические исследования по результатам бурения эксплуатационных скважин проводятся так же, как и при разведочном бурении, с целью оконтуривания коллекторских пород различных классов и типов. Сеть эксплуатационных скважин густая (500×500м), поэтому по их данным становится возможным выделять объекты малых размеров и существенно уточнить общую модель литологического строения пласта-резервуара, построенную по результатам бурения разведочных скважин. На *рис. 8* показан пример выделения литотипов в пластах ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> Талинского месторождения Красноленинского района Западной Сибири. Литотипы выделены по проницаемости пород-коллекторов. По совокупности таких профилей строится трехмерная модель строения резервуара и нефтяной залежи в целом, определяются эффективные толщины, извлекаемые запасы и технология её разработки. Работа выполняется вручную и на компьютере.



**Рис. 101.** Фотографии образцов керна с угловыми несогласиями (Западная Сибирь). Составил Е.М. Максимов  
 1 – Харасавейская 5, 1679 – 2079м, апт; 2 – Западно-Таркосалинская 98-р, 3070-3177м, оксфорд; 3 – Южно-Русская 14-р, 1490-1500м, апт-альб; 4 – Урьевская 16-р, 2488-2495м; 5 – Верхне-Толькинская 3-р, 3325-3338м; 6 – Тарасовская 64, 2429-2444м, готерив.

## 2. Обработка результатов гранулометрического анализа керна

Гранулометрический анализ образцов керна производится с целью определения размеров зерен (гранул), из которых состоит порода. Образец породы разрушается (разрыхляется) в ступке, обрабатывается соляной кислотой, промывается, высушивается, взвешивается. Проба просеивается через сита с различными диаметрами отверстий. Полученные фракции взвешиваются и по весу определяется долевое участие каждой из них в общей массе породы (в %). Гранулометрические пробы отбираются в каждой скважине и по несколько штук от пласта. В итоге, получается довольно представительный материал для массового анализа по каждому месторождению и по каждому пласту. Для извлечения из этого материала полезной информации строятся гранулометрические графики (гистограммы, ку-

мулятивные кривые), а по ним определяются медианный (средний) размер зёрен, коэффициент отсортированности и некоторые другие характеристики (рис. 102). Вся работа ведется с использованием цифровой информации вручную и на компьютере.

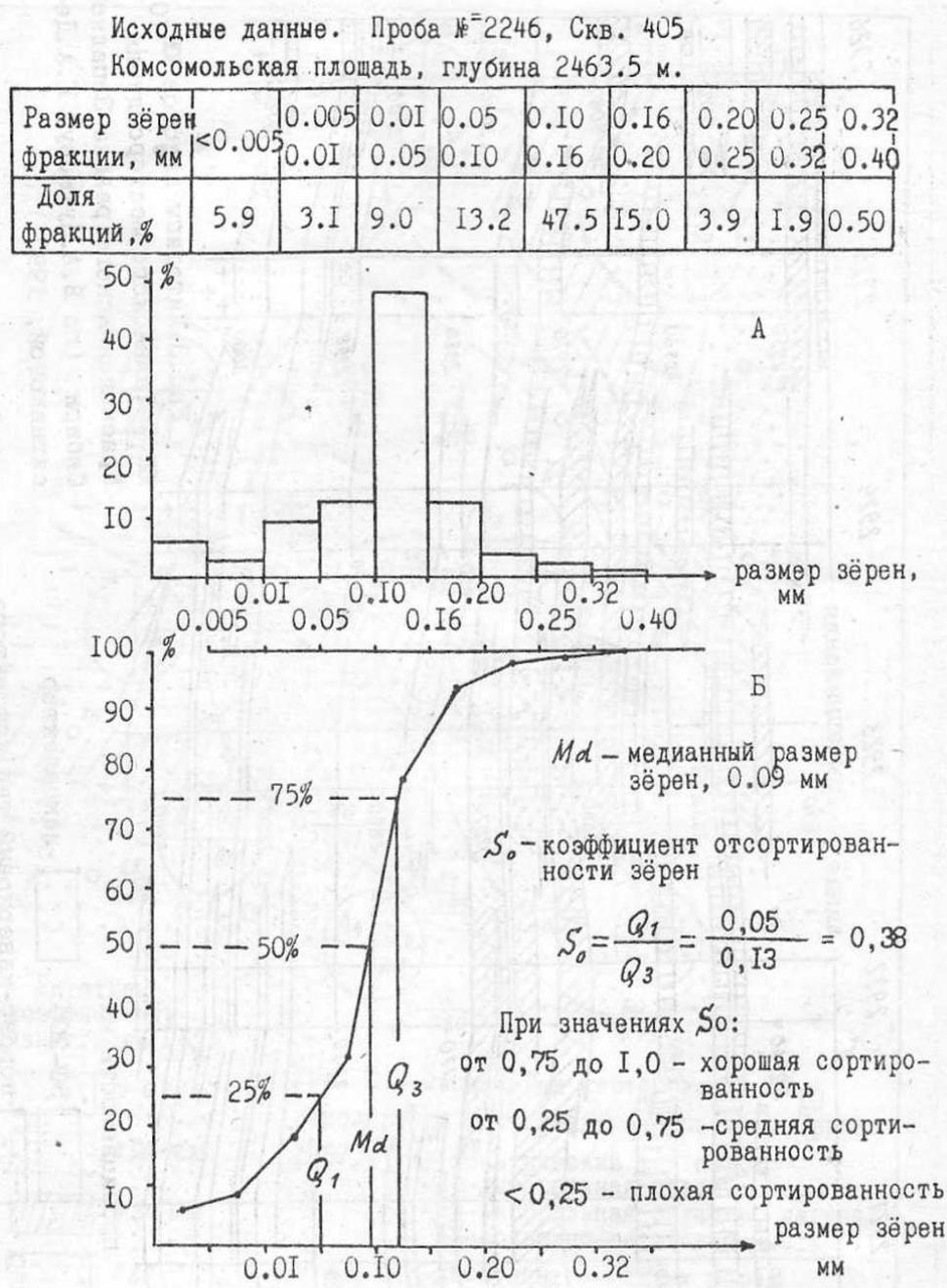


Рис. 102. Обработка результатов гранулометрического анализа методом построения гистограмм (А) и кумулятивных кривых (Б).

Резкое преобладание одной из фракций (>50%) свидетельствует о хорошей отсортированности зёрен. Чем лучше отсортирован песчаник, тем он лучше как коллектор. Присутствие алевритовой и пелитовой

примеси (матрикса) ухудшает качество коллектора, т.к. она заполняет поры породы. Для определения названия (литотипа) породы применяются треугольные диаграммы (*рис.5*). Такие диаграммы используются для классификации пород по трём параметрам, поэтому предварительно все фракции необходимо группировать на три части: песчаную ( $> 0,1\text{мм}$ ), алевритовую ( $0,1 - 0,01\text{мм}$ ), пелитовую ( $<0,01\text{мм}$ ). Определяется процентная доля каждой из этих частей. Каждая проба на этой диаграмме изображается в виде одной точки, три координаты которой равны соответственно процентным содержаниям песка, алеврита, глины (пелита). Счет ведется перпендикулярно к сторонам треугольника в направлении к вершине, где он достигает 100%. Сумма трёх координат составляет 100. Название (литотип) породы определяется в зависимости от того, в какой сектор попала точка. Таким методом можно расклассифицировать все пробы, а полученные результаты разнести условными знаками на план расположения скважин, из которых отобраны пробы. Получится карта литотипов, выделенных по результатам гранулометрического анализа керн. Она будет показывать, в какой части площади залегают песчаники, глинистые песчаники и т.д. Можно так же строить карты медианных размеров зёрен и коэффициента отсортированности в изолиниях, вручную и на компьютере. Все графики и карты интерпретируются геологически.

### **3. Микроскопические исследования образцов керн**

При исследовании под микроскопом решаются следующие задачи:

Определение минералогического состава и литологического типа горной породы.

Определение размера и формы обломочных и кристаллических зёрен, из которых состоит порода.

Определение минералогического состава, типа и количества вещества, цементирующего обломочные зёрна.

4. Определение количества, размера и формы межзерновых пор, пустот и поровых каналов, являющихся вместилищем для нефти, газа и воды.

5. Геологическая интерпретация полученных результатов и изображение их в виде рисунков, графиков, коэффициентов, функций и др.

По данным многих исследователей (Селли, 1981) порода-коллектор обломочного типа представляет собой четырёхкомпонентную систему (*рис. 2*). Составными её частями являются: зёрна, матрикс (мелкие зёрна), цемент, поры. В песчаных породах к матриксу относится примесь зёрен алевритовой размерности ( $0,1-0,01\text{мм}$ ). Эти зёрна располагаются между крупными зёрнами и в поровом пространстве, тем самым они ухудшают качество коллектора. Чем больше в песчанике алевритовой примеси, тем он хуже, как коллектор. В идеальных случаях, например, при укладке бил-

лиардных шаров по кубической системе расчетная пористость составляет 47,6%, по ромбической системе – 25,96%.

Минералогический состав обломочной породы определяется составом материнских пород. Например, если порода образовалась за счет разрушения карбонатных пород (известняков, мраморов), то зёрна её будут состоять также из карбонатов. Такие породы называются обломочными известняками и часто являются коллекторами нефти и газа. Темноцветные минералы (пироксены, амфиболы, оливин) легко разрушаются в зоне выветривания и в песчано-алевритовых породах встречаются редко. Основными пороодообразующими минералами в песчаниках и алевролитах являются кварц, полевые шпаты, слюды. Часть зёрен представлена обломками пород (эффузивов, кремнистых пород и др.).

Количественное определение минералогического состава породы под микроскопом производится по методу Б.П.Батурина и П.П.Авдусина - замерами длин отрезков линии, приходящихся на частицы того или иного материала. Замеры производятся вдоль нескольких прямых линий, записываются в таблицы. Затем производится суммирование отрезков и расчет отношения суммы к общей длине линии, вдоль которой производились замеры. Так определяется процентное содержание зерен по минералогическому составу, а результаты расчетов выносятся на треугольную диаграмму (*см. рис.5*), которая позволяет более точно определить литологический тип пород.

Минералогический состав оказывает влияние на нефтеотдачу. Зёрна кварца обладают низкой сорбционной способностью. Высокой сорбцией обладают обломки эффузивных пород и глины. Полевые шпаты и слюды имеют шероховатую поверхность и спайность, характеризуются средней сорбционной способностью. Экспериментально доказано, что кварцевый песок имеет проницаемость в два с лишним раза выше, чем граувакковый. Резко снижает фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов глинистая примесь: каолинит, монтмориллонит.

Форма и размеры обломочных зёрен определяют форму и размеры пор и каналов, по которым происходит движение жидкости и газов при разработке залежей. Чем крупнее зёрна, тем крупнее и поры. Следовательно, тем выше проницаемость. Чем однороднее частицы по величине, тем выше пористость и проницаемость. Определение размеров зёрен под микроскопом производится на интеграционном столике ИСА с помощью окуляр-микрометра и препаратопроводителя. Замеры производятся вдоль прямой линии, результаты записываются в таблицу с разделением на группы по размерам фракций. Измерения производятся по 5-6 направлениям. Затем производится суммирование замеров, определяется доля каждой фракции в процентах. Строятся гистограммы и кумулятивные кривые точно так же, как и по гранулометрическим данным. Определяются средний (медианный) размер зёрен, коэффициент отсортированности и некоторые другие параметры.

Цемент в песчаных коллекторах обычно пленочный, пленочно-поровый, контактный, представлен глинистыми минералами: каолинит, гидрослюда, хлорит, смешанно-слоиные. Кроме того, в состав цемента входят микрозернистый кварц, кальцит. Увеличение количества цемента приводит к ухудшению пористости и проницаемости коллектора. Наиболее пластичен монтмориллонит: он способен разбухать и закупоривать поровое пространство. При базальном типе цемента содержание цементирующей массы составляет 40-45%. Порода при этом практически становится неколлектором. При поровом типе цемента пустоты заполнены цементирующим веществом, количество его составляет 20-35% от общего объёма породы. Пористость отсутствует или очень низкая. Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники с контактовым и пленочным типами цемента (*рис.2*). Различают также сгустковый тип цемента, когда цементирующая масса распределяется в породе неравномерно. В несцементированных песках общая пористость достигает 43%, открытая - около 40%.

Пустоты, поры, поровые каналы коллекторских пород исследуются в специально изготовленных шлифах с большой площадью, пропитанных окрашенной бакелитовой смолой. Размеры пор измеряются на интеграционном столике с помощью окуляр - микрометра. Предварительно определяется цена деления. Измерения производятся вдоль прямой линии по 5-6 пересечениям так же, как производятся измерения размеров зерен. Результаты измерений записываются в таблицы, с выделением групп пор по их размерности. По этим данным строятся гистограммы размеров пор, порометрические кривые, кумулятивные кривые подобно тому, как это делается при обработке результатов гранулометрического анализа. Известно, что в процессе фильтрации жидкости в первую очередь участвуют поры крупной размерности. Обычно размеры пор всегда меньше (в среднем на один порядок) размеров зёрен, но чем крупнее зёрна, тем крупнее и поры.

Гистограммы и порометрические кривые показывают долю пор каждой размерности в общей пористости породы. По кумулятивной кривой можно определить средний (медианный) диаметр пор исследуемого образца породы. Упрощенным методом эти же характеристики можно получить по следующим формулам:

$$\text{Коэф. пористости} = \frac{\text{площадь пор}}{\text{площадь шлифа}} = \frac{\text{сумма длин пор}}{\text{длина отрезка}}$$

$$\text{Средний размер пор} = \frac{\text{сумма длин пор}}{\text{количество пор}}$$

С глубиной породы уплотняются, цементируются, частично видоизменяются по минералогическому составу за счет процессов перекристаллизации, растворения и образования вторичных минералов. Объём порово-

го пространства уменьшается. Возрастает плотность упаковки (укладки) зёрен, что отражается изменением морфологии контактов между зёрнами. Различаются четыре типа контактов зёрен: 1) точечный (тангенциальный); 2) линейный; 3) выпукло-вогнутый; 4) сутуровидный. Свободной считается укладка зёрен, когда они соприкасаются друг с другом лишь в отдельных точках. При количестве цемента до 5% пористость таких пород составляет 20-25%. При плотной упаковке она не превышает 10-15%. На глубинах 3,5-4,0 километра пористость коллекторов незначительная. Но бывают исключения. Например, в молодых бассейнах (Азербайджан, Аризона, Техас) на глубине 6-8км встречаются коллекторы, пористость которых достигает 15-18%.

Форма пор и поровых каналов бывает очень разнообразной, а чаще сложной. Чем больше в породе цемента, тем более извилистее поровые каналы и хуже проницаемость. Вдоль слоистости проницаемость выше, чем поперек слоистости. Это объясняется ориентированным расположением минеральных зёрен и пор параллельно слоистости при процессах седиментогенеза, а позже - под давлением вышележащих пород.

Изложенная методика исследования с массовыми замерами размеров зёрен и пор, с построением графиков и вычислением различных коэффициентов требует значительных затрат труда, иногда неоправданных. Дело в том, что при этом исследованию подвергается только точечная проба (площадь одного шлифа), в то время как коллекторские пласты имеют толщину несколько метров, иногда и десятки метров. Все свойства пласта на этих метрах изменчивы и эта изменчивость может быть выражена коэффициентами макро- и микронеоднородности, определяемыми по каротажным диаграммам и по описанию керна, т.е. на уровне слоев и прослоев. Поэтому представительность одного-двух шлифов для пласта в целом будет весьма невысокой.

В производственных организациях исследования под микроскопом чаще органичиваются обобщенным описанием шлифа, производимым опытными петрографами. В этих описаниях содержатся те же сведения (минералогический состав, форма и "размеры зёрен, количество и тип цемента и др.), но в форме краткой характеристики, без множества измерений. Ниже приводится пример такого описания шлифа, изготовленного из песчаной породы-коллектора. Табличная форма описания, принятая по стандарту, характеризующему породу по 20 признакам, удобна для создания банка данных и обработки информации на компьютерах (*см. табл. 24*).

#### **4. Работа с каротажными диаграммами**

##### Построение схемы корреляции пластов.

Каротажная диаграмма является графическим изображением физических свойств горных пород, вскрытых бурением скважины. Существует

множество видов каротажа, но для диагностики литологического состава пород эффективнее всех используются диаграммы стандартного электрического каротажа и гамма-каротажа. На диаграммах показываются интервалы отбора и описания керна.

По кривой ПС коллекторские пласты выделяются отрицательными аномалиями, на диаграммах НК, ГГК - уменьшением естественной радиоактивности. Из других видов каротажа для диагностики песчаных пластов применяется кавернометрия: напротив, песчаника за счёт образования глинистых корок диаметр скважины уменьшается. По данным электрического каротажа с различной глубиной исследования (БКЗ, БК, БМК, ИК) коллекторские породы устанавливаются изменением сопротивления пластов в радиальном направлении, на диаграммах микрорезонансов - по положительному приращению. Отбивка границ производится с точностью 0,2мм. В соответствии с этим можно выделить слои толщиной 0,4м и более.

Главная геологическая задача, которая решается при работе с каротажными диаграммами - это построение схем корреляции разрезов, т.е. диагностика, прослеживание пластов от скважины к скважине вдоль профиля и по площади месторождения в целом. Для этого на диаграмме прежде всего находятся реперные горизонты - литологически идентичны и одновозрастные пласты, и границы. По одному из реперов - каротажные диаграммы выравниваются вдоль одной линии. Дальнейшие построения выполняются ниже этой линии: строятся литологические колонки по масштабу с выделением пластов, слоев, прослоек по петрографическому составу. Затем границы слоев прослеживаются от колонки к колонке и соединяются отрезками прямых линий. Выделенные слои обозначаются штриховыми или цветовыми условными знаками (*см. рис. 6,7,8,61,80*).

Лучше всех коррелируются разрезы осадочных толщ морского происхождения. В качестве реперных горизонтов выбираются глинистые пласты, отличающиеся высокой степенью однородности и легко опознающиеся по керну и каротажным диаграммам. Такие горизонты имеют широкое распространение по площади, выдержаны по составу и мощности. Они формируются на трансгрессивных стадиях седиментогенеза, т.е. при высоком стоянии воды (базиса эрозии), когда транспортирующая энергия речных потоков, выносящих с континента терригенный материал, резко ослаблена. Некоторые реперы имеют собственные названия. Например, в Западной Сибири ими являются алымская свита, пимская, чеускинская пачки, баженовская свита. В качестве пласта-резервуара принимается слой или группа слоев проницаемых пород мощностью от 2-3 до 20-30м, ограниченные снизу или сверху непроницаемыми породами - флюидоупорами. Считается, что формирование их происходит на регрессивных стадиях седиментогенеза, т.е. при низком положении уровня воды (базиса эрозии), в результате которого водные потоки, выносящие обломочный материал с суши, приобретают высокий энергетический потенциал для транспортировки обломков.

Каждый пласт-резервуар имеет буквенное и цифровое обозначение. Ниже приводится список пластов резервуаров на примере Сургутского района (см. *рис.80*). Пласты группы АС начинаются под алымской свитой, счет им ведется сверху вниз. Под пимской пачкой (готерив) начинаются пласты группы БС, счёт их ведется до кровли баженовской свиты.<sup>1</sup>

Всего выделяется около 20 пластов этой группы. Юрские пласты обозначены буквой Ю: Ю<sub>0</sub>- внутри баженовской свиты, Ю<sub>1</sub> - в васюганской свите, Ю<sub>2</sub> - в кровле тюменской свиты. Более нижние пласты индексируются Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub> и т.д. В других районах Западной Сибири индексация выполнена аналогичным образом, но вместо АС и БС выделяются пласты АВ, БВ - в Вартовском районе, АУ, БУ - в Уренгойском районе и т.д.<sup>2</sup>. Каждый пласт-резервуар отделен от других пластом-покрышкой.

Для каждого района разработана типовая схема расчленения осадочной толщи на свиты, ярусы, пачки, пласты. Пользование ими существенно облегчает работу по диагностике конкретного пласта и корреляцию разрезов вновь пробуренных скважин.

Схемы корреляции разрезов являются основой для определения всех других параметров пласта: общей и эффективной толщин, коэффициента песчаности, литологического коэффициента и др. По каждому из перечисленных параметров строятся карты.

## **5. Построение карт природных резервуаров**

### **Структурная карта кровли пласта-резервуара.**

Такая карта является изображением формы (рельефа) поверхности пласта, залегающего на некоторой глубине. Глубина до кровли определяется по каротажным диаграммам, схемам корреляции разрезов. Абсолютная глубина вычисляется вычитанием альтитуды из глубины.

Полученное значение записывается на плане расположения скважин под номером скважины через черточку, со знаком минус. Построение карты производится методом треугольников: после подписания всех цифр скважины соединяются друг с другом отрезками прямых линий так, чтобы получились треугольники более или менее равносторонней формы. Затем выбираем сечение изогипс (через 10-25 или более метров). Отрезки прямых, соединяющих скважины, делим пропорционально так, чтобы на них получились точки с выбранными отметками глубин. Точки с одинаковыми значениями соединяем друг с другом плавными линиями. Это будет изолинии равных глубин – изогипсы в метрах.

---

<sup>1</sup> В последние годы пласты ачимовской пачки индексируются как Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>

<sup>2</sup> вторая буква меняется в зависимости от названия района.

Полученная карта будет представлять собой структурную карту по кровле исследуемого пласта-резервуара. Отметки, изолиний будут показывать глубину залегания поверхности, а замкнутые линии - форму изображаемой складки - антиклинальной ловушки в плане. По густоте изолиний можно судить об угле наклона кровли пласта: чем гуще изолинии – тем круче склон. По разнице абсолютных отметок на своде и на крыле вычисляется амплитуда складки. Зная масштаб карты, можно вычислить размеры складки по короткой и длинной осям (по ширине и глубине), площадь ловушки и залежи по ее внешнему контуру.

Карта строится вручную или на компьютере, оформляется заголовком и условными знаками. К ней прилагается краткое геологическое описание изображенных на ней структур: формы, размеров по ширине, длине и амплитуде.

### **Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта-резервуара.**

Мощность (толщина) пласта замеряется по каротажной диаграмме скважины или по схеме корреляции разрезов (*рис.80*) как расстояние от кровли до подошвы. Геологов-нефтяников более всего интересует эффективная (полезная) толщина, определяемая как суммарная мощность проницаемых слоев и прослоек, составляющих пласт. По ней определяется объём залежи, считаются запасы нефти и газа.

Расчленение его на прослой-коллекторы и прослой - неколлекторы (глины). Пласт неоднородный производится по кривой ПС стандартного электрического каротажа или по радиоактивному каротажу, акустическому каротажу. Привлекаются диаграммы и других видов каротажа. Измерения суммарной мощности производится с помощью циркуля-измерителя. Полученные цифровые данные выносятся на карту расположения скважин. После этого на карту наносятся внешний и внутренний контуры залежи.

Построение изолиний эффективных нефтенасыщенных или газонасыщенных толщин производится точно так же, как и изолиний глубин на структурной карте, методом треугольников и пропорционального деления отрезков прямых, соединяющих скважины. Работа выполняется вручную или на компьютере.

Карта оформляется заголовком, условными знаками, краткой объяснительной запиской. В последней указываются пределы изменения параметра (в данном случае эффективной толщины), местоположение зон максимальных значений относительно скважин, свода и крыльев складки, форма и размеры песчано-алевритовых тел, составляющих пласт. При геометризации резервуаров, осложненных зонами глинизации, принимается линия глинизации пласта коллектора, определяемая бурением скважин.

## **Карта песчанности пласта-резервуара.**

Песчанность определяется как отношение суммарной мощности песчаных и алевритовых пород (т.е. эффективной мощности) к общей мощности пласта. Измеряется как коэффициент в долях единицы или в процентах. Суммирование мощностей слоев и прослоев производится по диаграмме стандартного электрического каротажа (по линии ПС) или другого вида каротажа с помощью циркуля-измерителя. Вычисленные значения коэффициентов песчанности выносятся на план расположения скважин. Построение изолиний песчанности производится по той же программе, как и при построении любой другой карты в изолиниях: методом расчленения полигона на треугольники и пропорционального деления их сторон в соответствии с принятой шкалой (например, через 5%).

Основное назначение карты песчанности - это исследование неоднородности пласта и прогнозирование зон, улучшенных коллекторских пород на основе выявленных закономерностей. По минимальным значениям коэффициента песчанности определяются местоположение и направление границы частичной или полной глинизации пласта. Во-вторых, по коэффициенту песчанности оцениваются фациальные условия осадконакопления: чем выше этот показатель, тем меньше глубина водного бассейна, в котором зародились слои. Этот принцип лежит в основе переинтерпретации карт песчанности в фациальные карты.

Практическая ценность карты песчанности возрастает по мере увеличения площади исследования. Но много и таких примеров, когда глинизация пластов происходит на площади одного месторождения (*рис. 7*). Особенно сложное литологическое строение имеют пласты континентального генезиса и находящиеся в зоне перехода одних фаций в другие (*рис. 6*).

При исследованиях пластов-резервуаров кроме коэффициента песчанности применяется литологический коэффициент, определяемый как отношение суммарной мощности проницаемых (песчано-алевритовых) пород к суммарной мощности непроницаемых (глинистых) пород.

Как и любая карта в изолиниях, карта песчанности может быть построена вручную или на компьютере. Она оформляется заголовком, условными знаками и пояснительной запиской, в которой дается анализ построенной карты.

## **Карта пористости и проницаемости коллекторских пород, слагающих пласт-резервуар.**

Коэффициент открытой пористости коллекторских пород, из которых состоит природный резервуар, входит в формулу подсчета промышленных запасов нефти и газа. По эффективной пористости считаются из-

влекаемые запасы. Поэтому на всех стадиях геолого-поисковых и разведочных работ ведется отбор керн из пород-коллекторов для определения пористости и проницаемости. Такая работа выполняется и при бурении эксплуатационных скважин. Результаты их показывают, что пласт неоднороден: в каждом блоке, в каждой скважине, в каждом прослое породы отличаются своими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). Тем не менее, некоторая закономерность в изменении этих параметров внутри пласта существует и может быть выявлена методом построения карты пористости и проницаемости породы-коллектора. Количественные значения коэффициента пористости, определенные в лаборатории по образцам керн или по каротажным диаграммам, выносятся на карту расположения скважин. Дальнейшие построения выполняются вручную или на компьютере по той же программе, что и при построении любой другой карты в изоляциях.

При определении пористости по каротажным диаграммам используются диаграммы ПС стандартного каротажа, плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П), нейтронных методов (НГК, НКТ, МНК), акустического каротажа. Сопоставление их с керновыми данными показывают, что наилучшие результаты достигаются по зависимости ПС/Кпор керн. Аналогичным образом выполняется построение карты проницаемости. Полученные карты по существу представляют собой схему расчленения резервуара на блоки, отличающиеся друг от друга по пористости и проницаемости (т.е. по классу коллектора). Блоки раскрашиваются или штрихуются разными цветами и знаками. По этим картам считаются запасы нефти и газа по промышленным категориям, конкретизируется схема размещения нагнетающих и добывающих скважин на этапе разработки залежи.

### **Палеогеологические карты.**

К ним относятся палеоструктурные, палеогеоморфологические, литолого-фациальные и палеогеографические карты. Палеоструктурная карта представляет собой карту мощности разновозрастных отложений. Палеогеологическая интерпретация карт мощности производится по принципу: там, где накопились осадки большой мощности, происходило интенсивное прогибание земной коры. Чем меньше мощность, тем меньше было прогибание. Площадь отсутствия осадков принимается как область воздымания (денудации). По разности мощностей можно судить об амплитуде вертикальных движений отдельных блоков относительно друг друга за время накопления исследуемой свиты, толщи, пачки слоя.

Литолого-фациальная карта представляет собой карту литотипов, интерпретированную палеогеологически на языке фаций и условий формирования осадков. Составляется для каждой свиты, толщи, пачки и пласта отдельно (*см. рис. 7*). В качестве исходного материала при этом чаще

используется карта эффективной толщины или карта песчаности, построенные по каротажным данным. По керну определяется литотип и фациальный тип породы (см. гл. 1). Штриховыми или цветовыми условными знаками на карте показываются площади распространения каждой фациальной зоны: русловой, пойменной, лагунной и т.д. Карта объясняет поведение параметров пласта (коэффициента песчаности, размеров зёрен, коллекторской породы и др.) генетическими причинами и тем самым имеет прогнозную ценность. Например, по ней можно определить ориентировочное направление древних русел рек, береговой линии моря, местоположение дельт и т.д. По этим данным можно прогнозировать зоны улучшенных коллекторов нефти и газа на малоизученных соседних территориях.

Палеогеоморфологические карты и палеогеографические карты - это карты древнего рельефа земной поверхности и древнего климата. Для их составления привлекаются не только мощности и литотипы, но и палеонтологические и палинологические данные, т.е. ископаемых остатков древнего животного и растительного мира. Такие карты обычно составляются для больших территорий, т.е. для территорий, значительно превышающих площадь одного месторождения.

## **6. Построение профильных разрезов пластов-резервуаров.**

Все вышеперечисленные карты, графики, колонки, разрезы с различных позиций характеризуют пласт-резервуар и в совокупности представляют собой общую модель строения пласта-резервуара. Цифровые данные, использованные для их построения, представляют собой базу данных по исследуемому пласту<sup>3</sup>. Если на этих картах показать внешний и внутренний контуры нефтеносности, то это будет моделью залежи по комплексу признаков.

Для построения профильного разреза из банка данных извлекается информация по тем скважинам, через которые проходит линия профиля. Расстояния между скважинами и абсолютные отметки кровли пласта принимаются по структурной карте, мощность пласта - по карте изопакит, положение слоев, прослоев и литологический состав - по схеме корреляции разрезов или по каротажным диаграммам. Вертикальный масштаб при этом принимается в десятки раз больше, чем горизонтальный, поэтому углы наклона слоев на разрезе получаются в десятки раз круче, чем в натуре. Разрезы строятся в нескольких взаимно - перпендикулярных направлениях. На их основе можно построить трёхмерные модели пласта-резервуара и залежи в виде блок-диаграммы.

Палеогеологические профили строятся вдоль линии скважин. Они называются по-другому профилями выравнивания, например, к концу се-

---

3

номанского века, в конце мела и т.д. При этом мощности нижележащих свит, толщ, пачек, пластов, замеренные по скважинам, откладываются вниз от горизонтальной линии (линии выравнивания). Пачки соединяются плавно от скважины к скважине. Это и будет палеоструктурный профиль. Он показывает, где и сколько прогнулось к концу сеномана, мела и т.д. Если этот профиль насытить литотипами и интерпретировать их в фациальном отношении, то это будет литолого-фациальный профиль (*см. рис.80*).

---

<sup>3</sup>Кроме цифровой информации в базу данных могут входить короткие тексты описания и анализа керна, нефти и газа.

## **Задания для выполнения лабораторных работ по предмету «Нефтегазовая литология».**

### **Задание 1**

По макроскопическому описанию керна определить литотипы. и генетические типы горных пород.

Скважина № 1 опорная, площадь Колпашевская

332-344 м. Песчаники серые с грязно-зеленым оттенком, тонкозернистые, хорошо отсортированные с включениями, гнёздами и прослоями до 20 см темно-серой глины. Присутствуют скопления растительного детрита, стебли растений, стяжения пирита. На глубине 333-334 м песчаник приобретает бурю окраску за счет гидроокислов железа.

792-806 м. Песок светло-серый, мелкозернистый, кварцевый, рыхлый, хорошо отсортированный, с крупными включениями обуглившейся древесины, с прослоями алевролита до 1.5 м. Алевролит темно-серый, тёмно-зеленый, светло-серый, плотный с прожилками кальцита. Отмечаются единичные прослои зеленовато-серой глины.

1502-1507 м. Вначале слоя аргиллит серовато-зеленый с бурыми пятнами, плитчатой отдельностью, с включениями обуглившейся древесины, переходящий в желто-бурю глину. В конце слоя светло-серый скрыто -кристаллический известняк.

Скважина 2-Р, площадь Колпашевская.

2160,5-2193,2 м. Мощная пачка песчаников светло-серых, в верхней части зеленовато-серых, мелкозернистых, полимиктовых, хорошо отсортированных. Отмечается неясная волнистая и косая прерывистая слоистость, подчеркиваемая тонкой сыпью углистого вещества.

2267-2284,35 м. Аргиллит темно-серый, крепкий, плотный.

Содержит включения обломков обуглившейся древесины, раковины пелеципод плохой сохранности.

2593,15-2603,4 м. Аргиллит серый, тёмно-серый, участками буроватый, плотный, крепкий, плитчатый. Содержит прослои и включения светло-серого алевролита, углистые растительные остатки.

## Задание 2

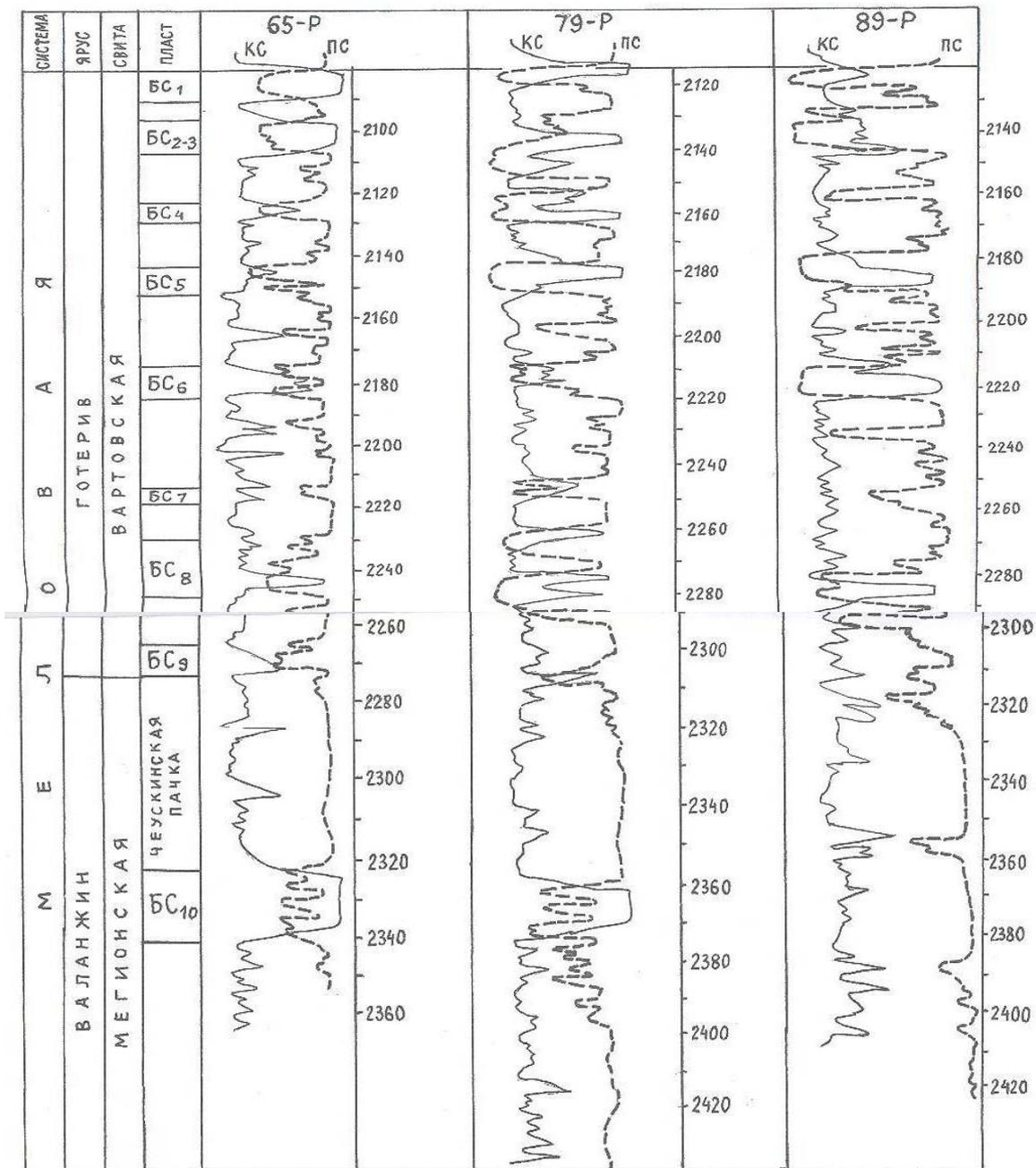
По таблице гранулометрического анализа кернa построить гистограммы, кумулятивные кривые, треугольную диаграмму. Дать их анализ.

№ п/п	Место взятия пробы	Фракции в мм, вес в граммах							
		0,5 0,8	0,315 0,50	0,250 0,315	0,16- 0,25	0,10- 0,16	0,01 0,10	0,001 0,01	<0,001
1.	Родниковая пл. Скв.33, гл.2461м	0,1	0,6	0,4	4,7	5,4	0,4	0,7	0,8
2.	Комсомольская пл. Скв.426, гл.2328м.	-	-	0,1	0,7	9,6	7,9	1,3	0,2
3.	Ай-Еганская пл. Скв.271, гл.2654м	-	0,6	1,3	8,4	3,1	5,2	1,2	0,4
4.	Зап.-Салымская пл. Скв.282, гл.2717	-	0,1	0,2	3,1	8,8	5,8	1,2	0,3
5.	Вачимская пл. Скв.43, гл.2044.5	-	0,3	0,9	12,5	2,0	2,7	1,1	0,3
6.	Ачимовская пл. Скв.447, гл.2904.5	0,3	1,3	1,4	7,2	5,5	2,5	0,5	0,4
7.	Чумпасская пл. Скв.165, гл.1783.6	-	0,2	0,5	9,7	2,5	4,5	1,8	1,2

### Задание 3

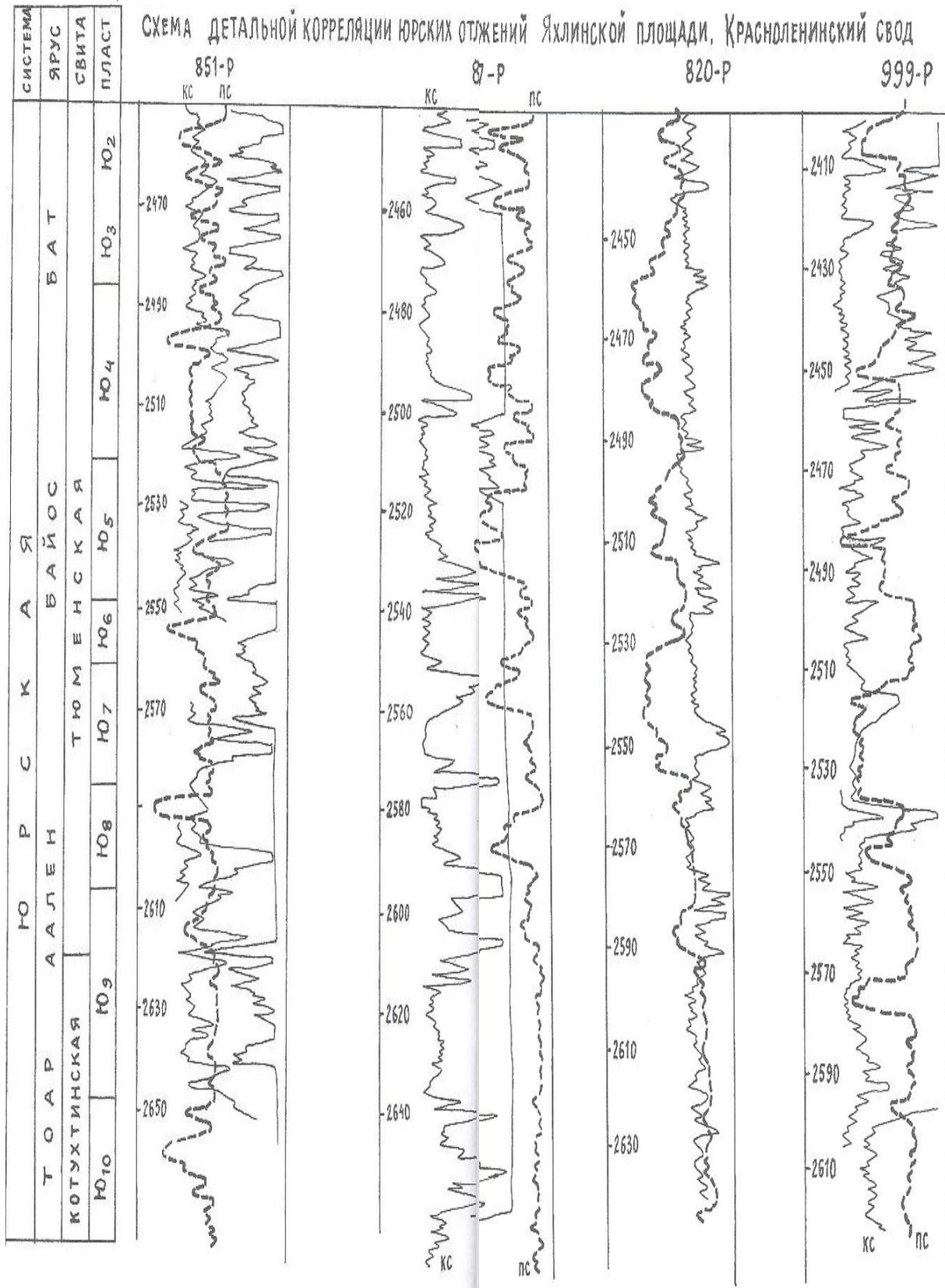
Построить схему корреляции пластов по каротажным диаграммам скважин. Параллельно-слоистое строение разреза.

#### Усть-Балыкское месторождение



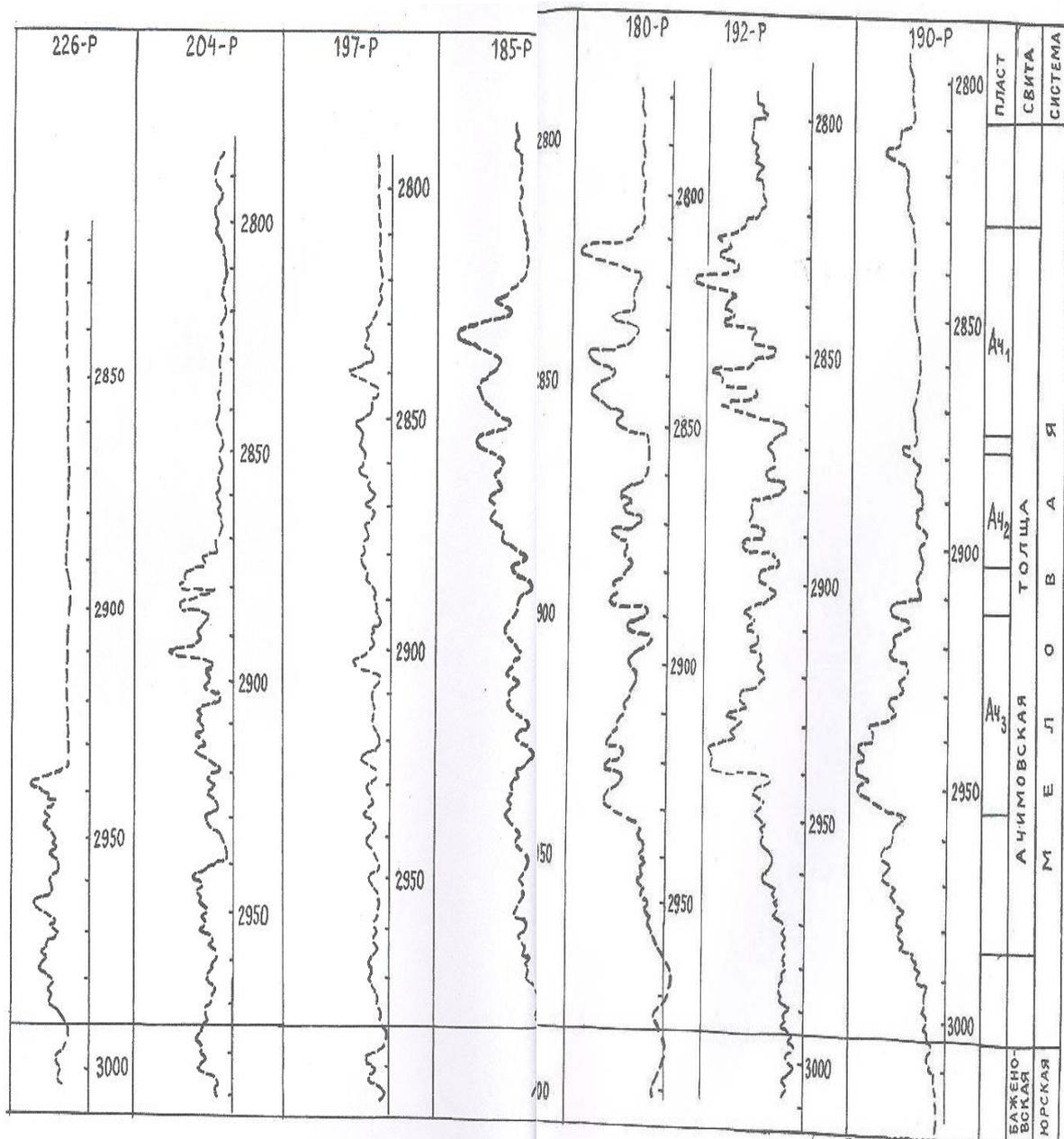
### Задание 4

Построить схему корреляции пластов по каротажным диаграммам скважин. Линзовидно-слоистое строение разреза.



### Задание 5

Построить схему корреляции пластов по диаграмме ПС Западно-Варьганское месторождение. Клиноформный тип строения пластов.



### Задание 6

Построить карты по данным таблицы: структурную карту, карты пористости, проницаемости, эффективной толщины, коэффициента песчаности.

Пограничное месторождение					
№ скв	Абсолютная глубина кровли пласта БС 11, м	Коллекторские св-ва пласта БС 11		Эффективная толщина, м	Коэффициент песчаности %
		Пористость, %	Проницаемость, мД		
61	2528	18,7	68,9	14,8	0,61
62	2479	20,6	64,4	16,6	0,85
63	2520	18,4	68,6	5,4	0,34
64	2511	19,6	62,9	12,0	0,74
65	2467	21,1	128,2	15,8	0,74
66	2498	18,8	79,6	17,8	0,85
67	2482	19,6	138,4	17,8	0,90
69	2489	19,8	69,6	10,4	0,67
70	2522	19,1	71,2	15,2	0,64
71	2464	20,9	85,8	9,8	0,67
74	2478	20,2	77,1	20,8	0,82
75	2493	20,6	130,1	18,8	0,85
76	2507	21,0	126	8,8	0,60
77	2517	18,9	73,8	8,6	0,54
80	2527	18,3	63,5	16,6	0,41
82	2508	19,2	96,3	20,6	0,84
85	2492	20,8	127,6	18,9	0,88
87	2500	21,6	118,8	18,0	0,69
90	2485	20,7	111,3	22,6	0,87
163	2506	21,7	139,8	16,4	0,62

## Задание 7

Построить карты по данным таблицы: структурную карту, эффективной пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины, песчаности пласта.

Сургутский район, пласт АС <sub>4</sub>				
Площадь, скв	Абсолютная глубина, м	Общая мощность, м	Мощность песчано- алевритовых пород, м	Песчаность,%
<b>Ватлорская: 100</b>	1990	225	16	40
81	1994	225	14	36
<b>Нижнее- сортимская: 222</b>	1969	187	15	28
219	1960	185	14	26
224	1939	191	13	24
201	1924	178	15	22
211	2009	177	17	14
204	1962	180	14	26
213	1962	180	14	8
225	1963	179	1	2
226	1957	165	15	7
205	2005	156	4	7
<b>Тромъеганская: 1</b>	1946	180	25	44
<b>Сохтымская:160</b>	1877	132	17	23
152	1828	127	12	15
155	1782	119	8	10
<b>Конитлорская: 176</b>	1875	106	13	14
<b>Кочевская: 56</b>	1898	123	15	18
51	1873	103	15	16
55	1863	114	16	18
52	1878	102	11	11
<b>Итурская:74</b>	1970	70	100	70
108	1929	130	72	93
110	1931	136	66	90
107	1932	119	97	115
116	1960	126	71	90
<b>Имилорская:61</b>	1913	93	72	68
18	1911	122	55	71
<b>Холмогорская: 30</b>	1891	115	59	62
3	1885	117	48	56
34	1938	114	50	51
31	1935	104	60	57
12	1887	110	40	44
32	1871	116	47	59
8	1920	121	55	67
21	1941	94	46	43
11	1908	113	35	36

<b>Грибная: 16</b>	1806	58	34	29
80	1767	67	43	29
90	1796	53	34	18
62	1776	69	25	17
105	1790	67	46	21
5	1780	62	34	21
<b>Тевлинская: 2</b>	1772	106	24	26
41	1754	96	18	19
43	1761	89	21	19
8	1773	59	13	8
6	1791	69	26	18
40	1761	86	14	12
<b>Когалымская: 85</b>	1809	63	32	20
100	1776	54	7	4
60	1774	82	26	21
<b>Восточно-Надымская: 61</b>	1892	157	40	63
<b>Восточно-Перевальная: 42</b>	1898	116	40	63
<b>Соимлорская: 101</b>	1948	139	58	81

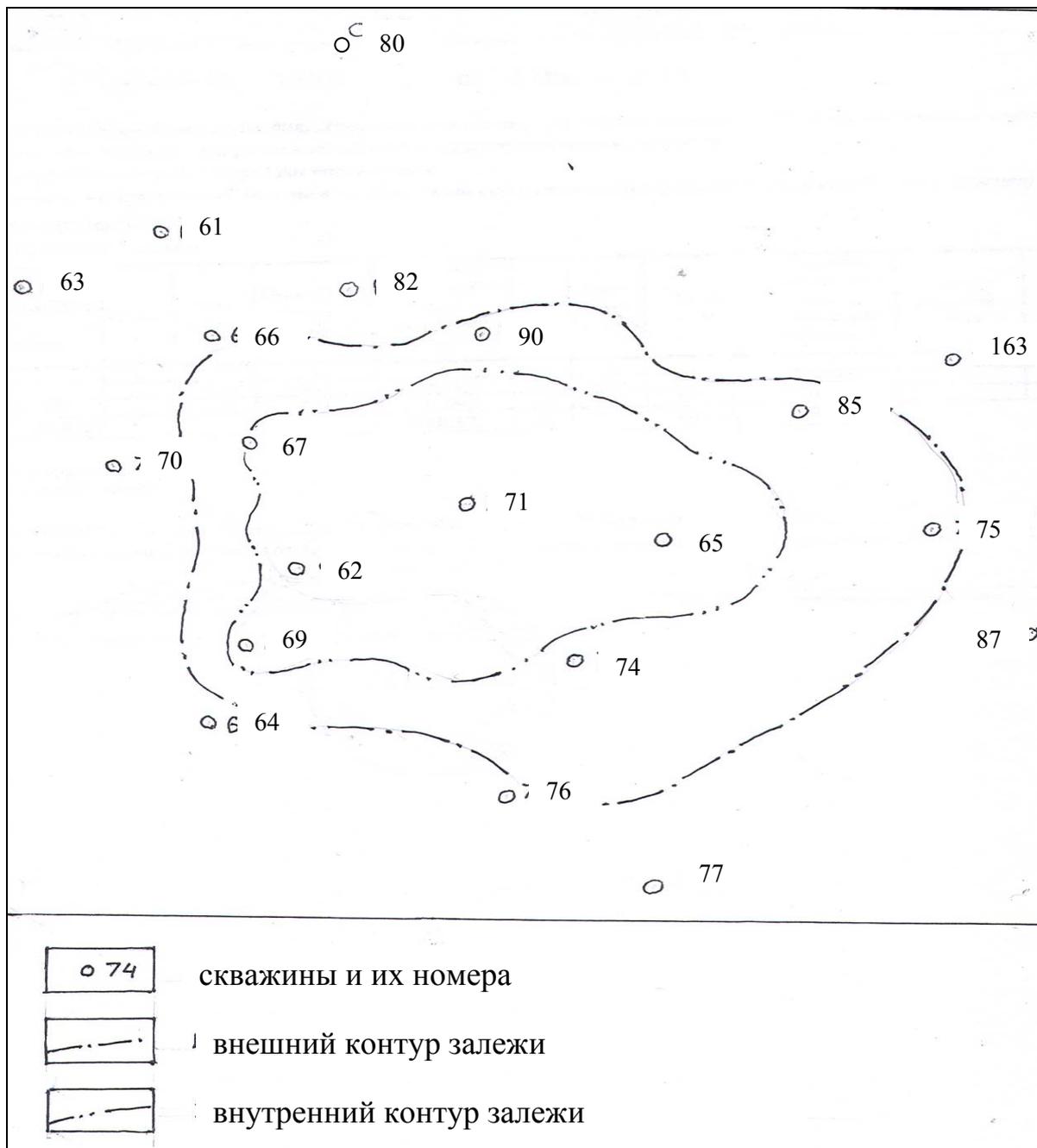
### Задание 8

Построить карты по данным таблицы: структурную карту, карты общей мощности, мощности песчано-алевритовых пород, песчаности пласта.

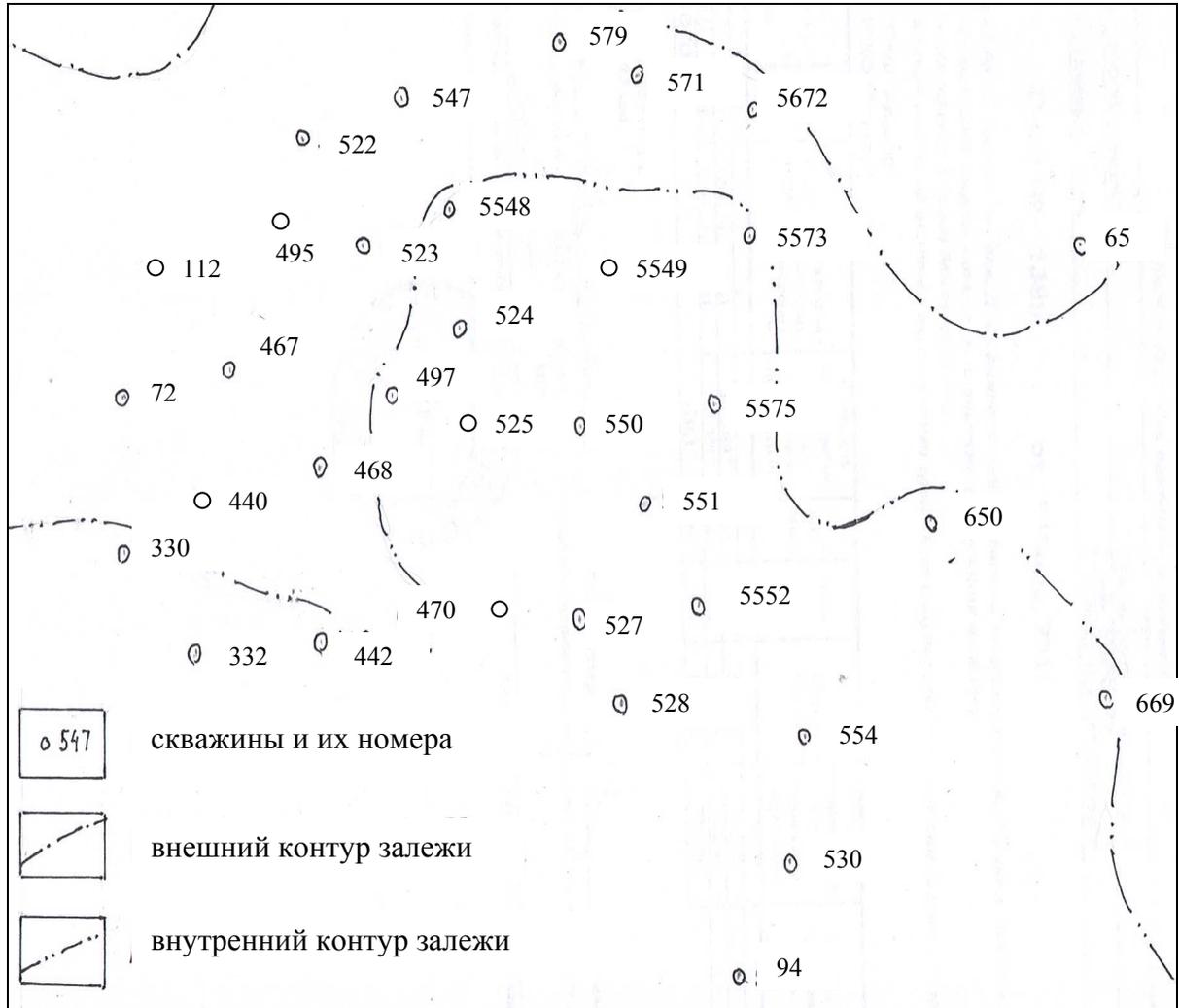
<b>Самотлорское месторождение. Пласт БВ<sub>8</sub><sup>1-2</sup></b>				
<b>№ скв</b>	<b>Абсолютная глубина, м</b>	<b>Песчаность, %</b>	<b>Эффективная пористость, %</b>	<b>Эффективная нефтенасыщенная толщина, м</b>
522	2060,3	60	20,9	23,0
547	2060,3	49	17,7	21,9
579	2070	45	18,4	7,8
571	2074	58	18,7	2,5
5672	2053	52	20,0	1,8
65	2084	43	18,8	5,0
112	2076	53	17,8	4,8
495	2068	64	18,8	20,7
523	2051	65	18,9	16,5
5548	2048	64	20,2	6,3
5549	2042	61	20,4	18,1
5573	2043	57	25,0	9,0
72	2070	58	17,3	5,0
467	2072	67	18,6	8,0
496	2063	69	19,0	17,9
524	2094	72	18,9	13,1

330	2077	57	18,5	14,2
440	2069	69	19,2	9,1
497	2059	68	20,2	11,8
468	2075	71	24,0	8,2
525	2048	69	20,6	16,7
550	2038	72	18,1	19,1
5575	2032	45	18,4	15,9
551	2028	43	19,3	19,2
650	2056	44	19,1	17,0
332	2046	60	20,0	19,5
442	2056	47	20,1	21,3
470	2056	70	19,1	16,6
527	2031	61	18,0	16,6
5552	2023	43	17,2	17,7
528	2043	70	17,6	13,3
471	2048	86	20,0	20,0
554	2020	61	19,4	14,1
669	2045	39	17,1	12,2
530	2031	79	17,9	13,4
94	2027	54	18,4	12,9

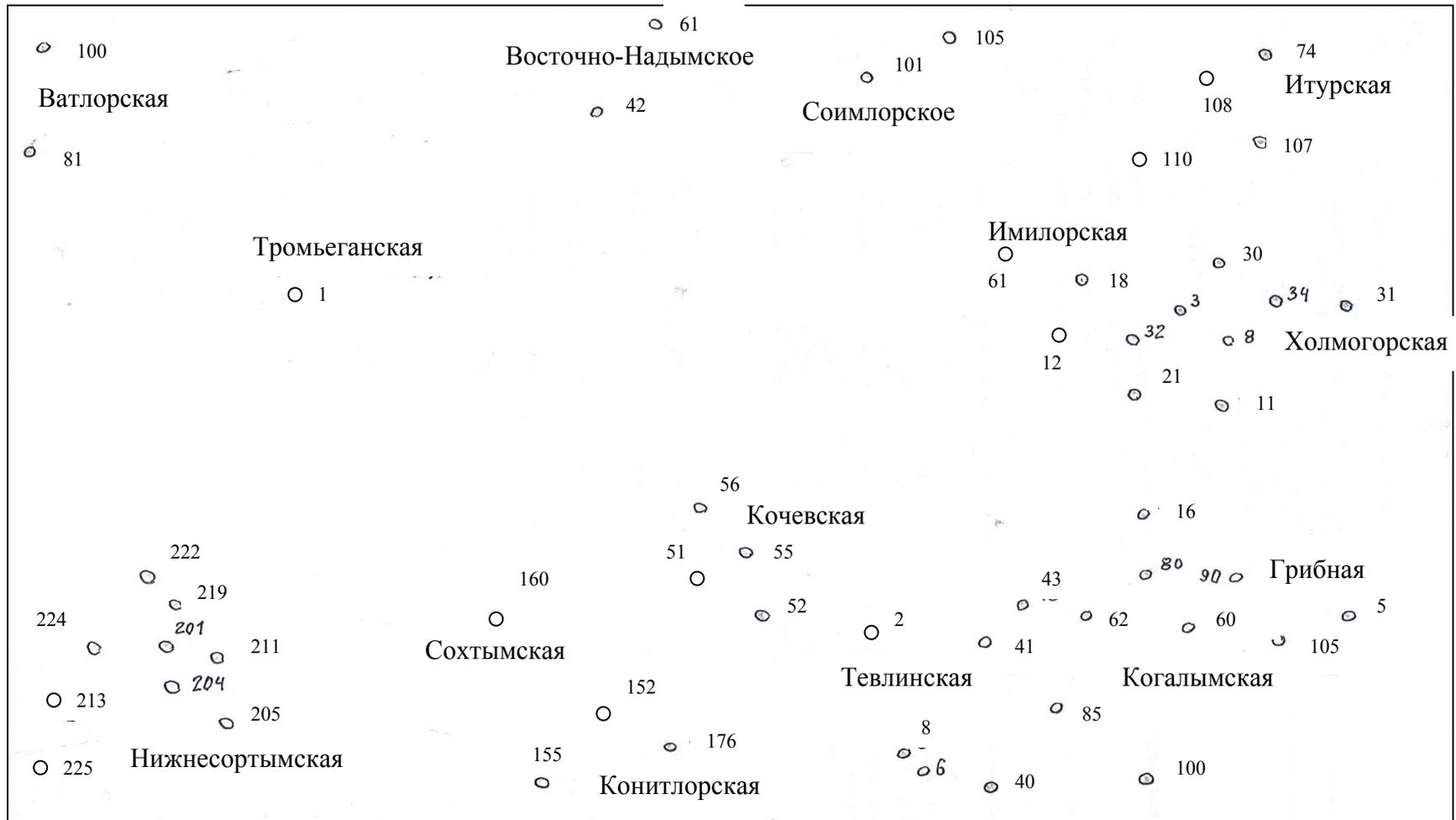
План расположения скважин  
Пограничное месторождение. Пласт БС<sub>11</sub>. Масштаб 1:25000



План расположения скважин.  
Самотлорское месторождение. Пласт БВ<sub>8</sub>. Масштаб 1:25000.



План расположения скважин. Сургутский район. Пласт АС4.



Научное издание

Максимов Евгений Максимович

**«Нефтегазовая литология»**

*В авторской редакции*

Подписано в печать 28.11.2016. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 22.  
Тираж 50 экз. Заказ № 598.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.