

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Индустриальный институт

# Геология нефти и газа

Курс лекций в слайдах

Составитель к.п.н. С.Н. Нагаева

Нефтеюганск, 2024

**Скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов, сосредоточенные в ловушке, в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется залежью.**

- *пластовая*

- *массивная*

- *литологически ограниченная*

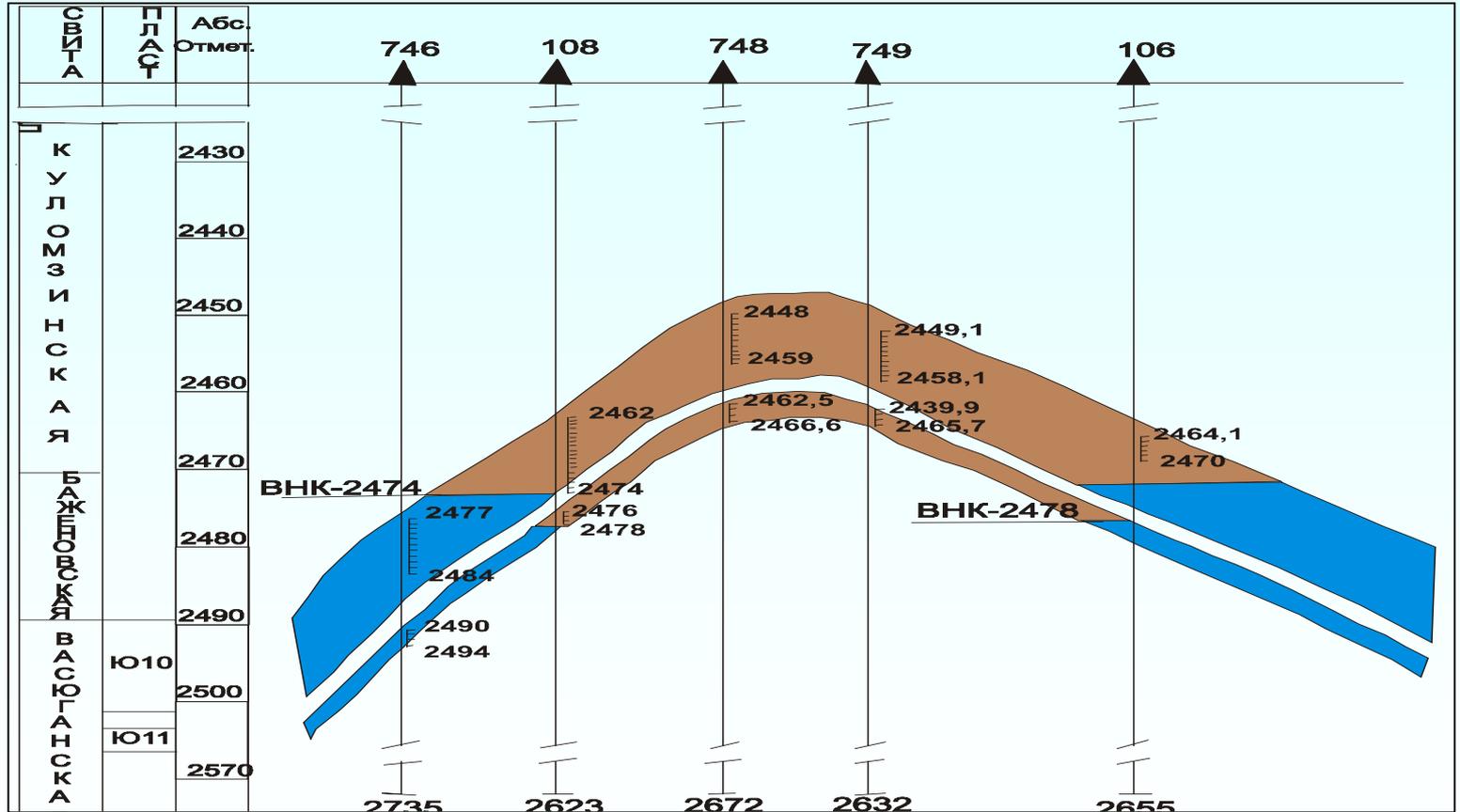
- *стратиграфически ограниченная,*

- *тектонически эранированная*

# Тема 1

## Залежи месторождения нефти и газа

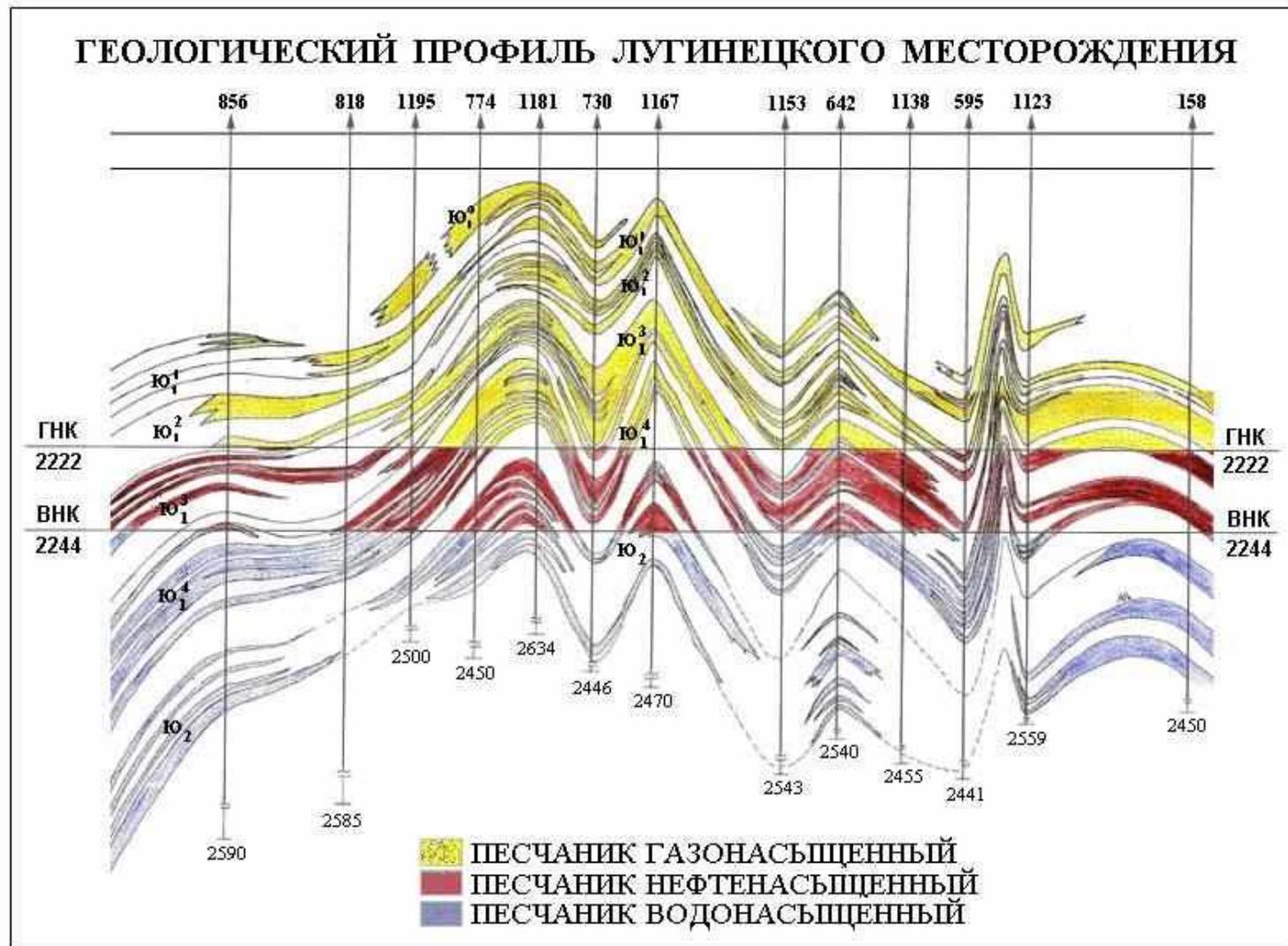
### Пластовый тип залежи



# Тема 1

## Залежи месторождения нефти и газа

### Массивный тип залежи



***Ловушка* – часть природного резервуара, в которой благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.**

Гравитационный фактор вызывает в ловушке распределение газа, нефти и воды по их удельным весам.

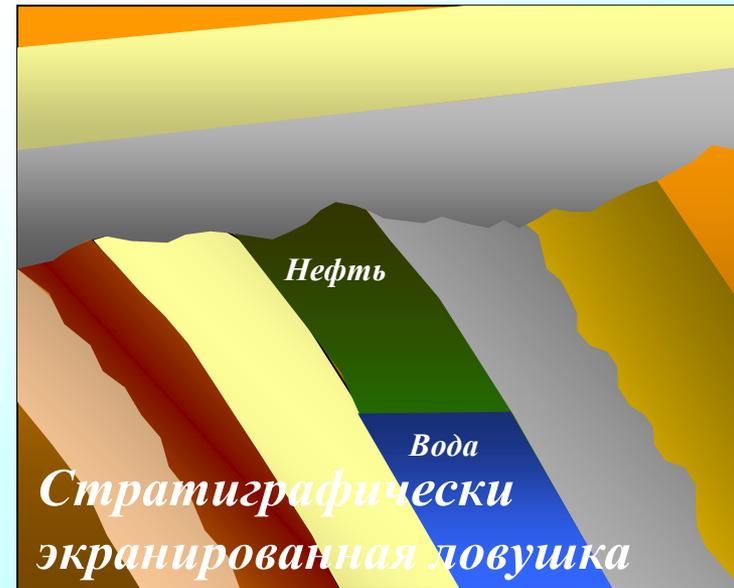
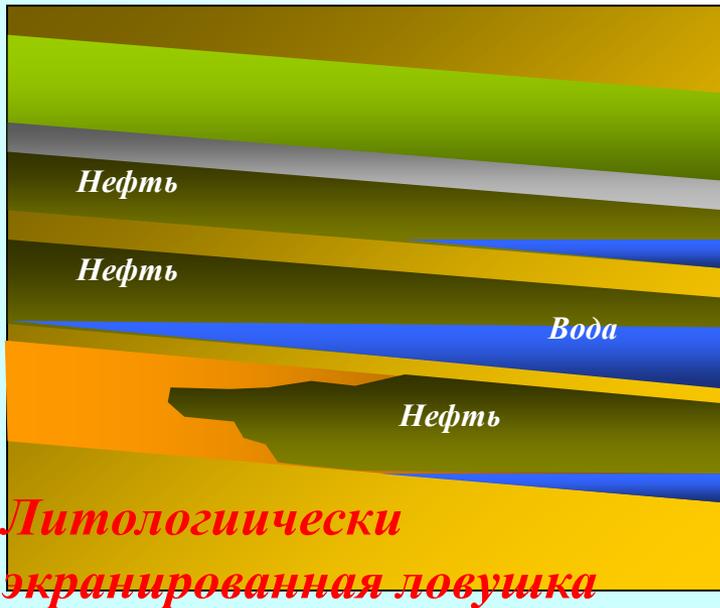
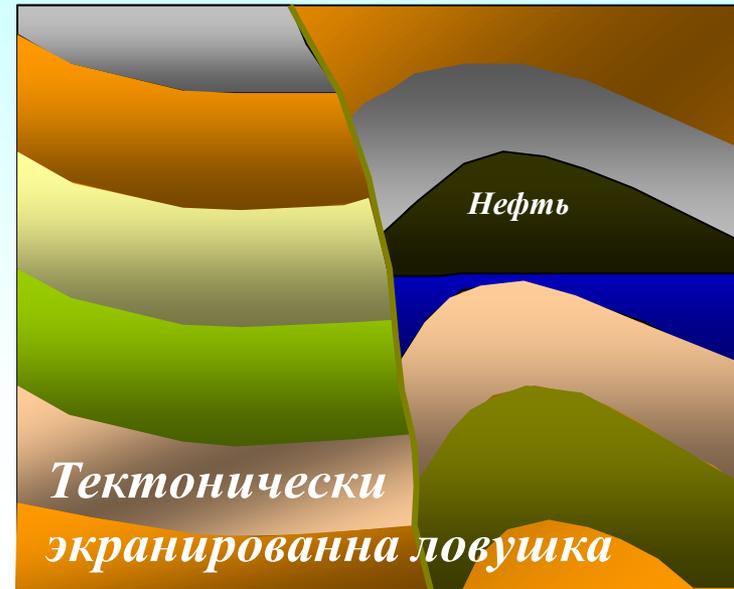
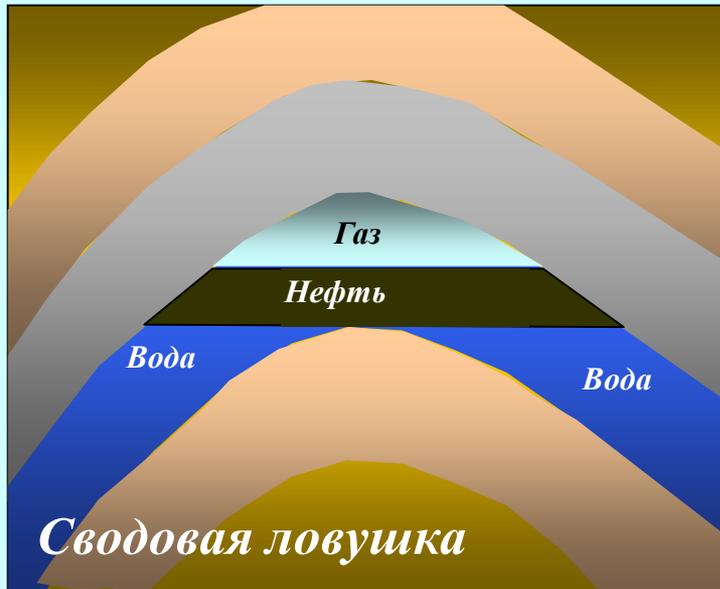
## Тема 1

### Залежи месторождения нефти и газа

- **Структурная ловушка (сводовая)** – образованная в результате изгиба слоев.
- **Стратиграфическая ловушка** – сформированная в результате эрозии пластов – коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами.
- **Тектоническая ловушка** – образованная в результате вертикального смещения пластов относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой.
- **Литологическая ловушка** – образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

# Тема 1

## Залежи месторождения нефти и газа



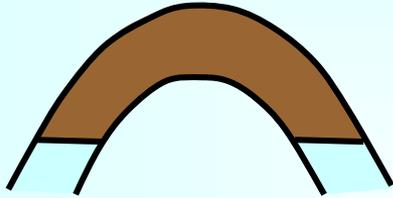
**Под *месторождением* нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой.**

Понятия месторождение и залежь равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется *однопластовым*. Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть *многопластовыми*

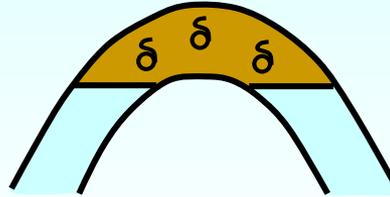
# Тема 1

## Формы залежей нефти и газа

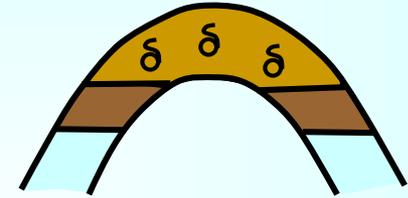
### Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов



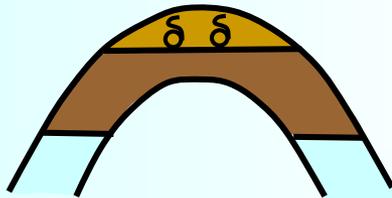
нефтяная



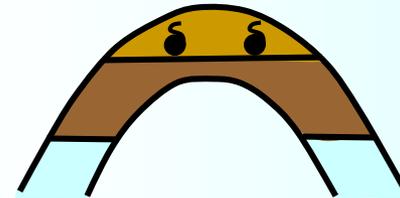
газовая



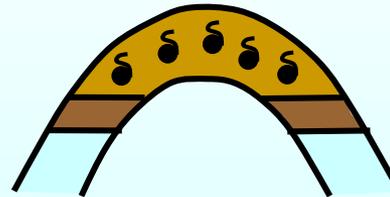
газонефтяная



нефтегазовая



нефтегазоконденсатная



газоконденсатнонефтяная

При большом количестве газа в пласте он может располагаться над нефтью в виде *газовой шапки* в повышенной части структуры. Если же количество газа в залежи по сравнению с количеством нефти мало, а давление достаточно высокое, *газ полностью растворяется в нефти* и тогда газонефтяная смесь находится в пласте в жидком состоянии.

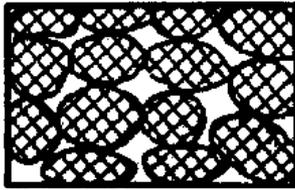
**Коллектором называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве.**

**Порода-коллектор может быть насыщена как нефтью или газом, так и водой.**

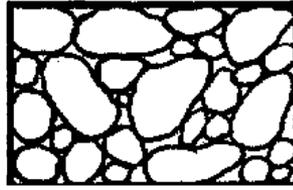
## Тема 1

### Порода-коллектор

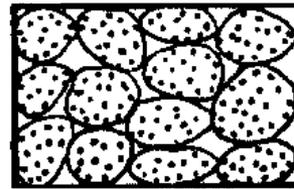
$$V_{\text{пуст.}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещ.}} + V_{\text{каверн}}$$



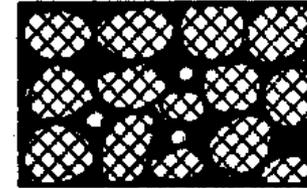
а



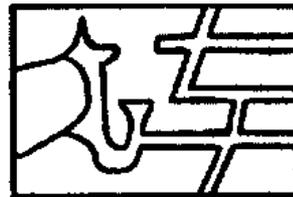
б



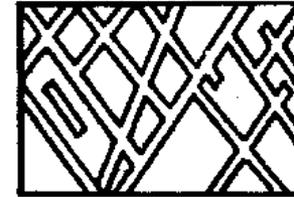
в



г



д



е

### Различные типы пустот в породе

**а** – хорошо отсортированная порода с высокой пористостью; **б** – плохо отсортированная порода с низкой пористостью; **в** – хорошо отсортированная пористая порода; **г** – хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена в результате отложения минерального вещества в пустотах между зернами; **д** – порода, ставшая пористой благодаря растворению; **е** – порода, ставшая коллектором благодаря трещиноватости.

## **ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ**

Под **геологической неоднородностью** понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи.

Различают два основных вида геологической неоднородности - **макронеоднородность** и **микронеоднородность**.

**Макронеоднородность** отражает морфологию залегания пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам.

**Макронеоднородность** изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Существуют следующие количественные показатели, характеризующие макронеоднородность пласта по разрезу и по площади:

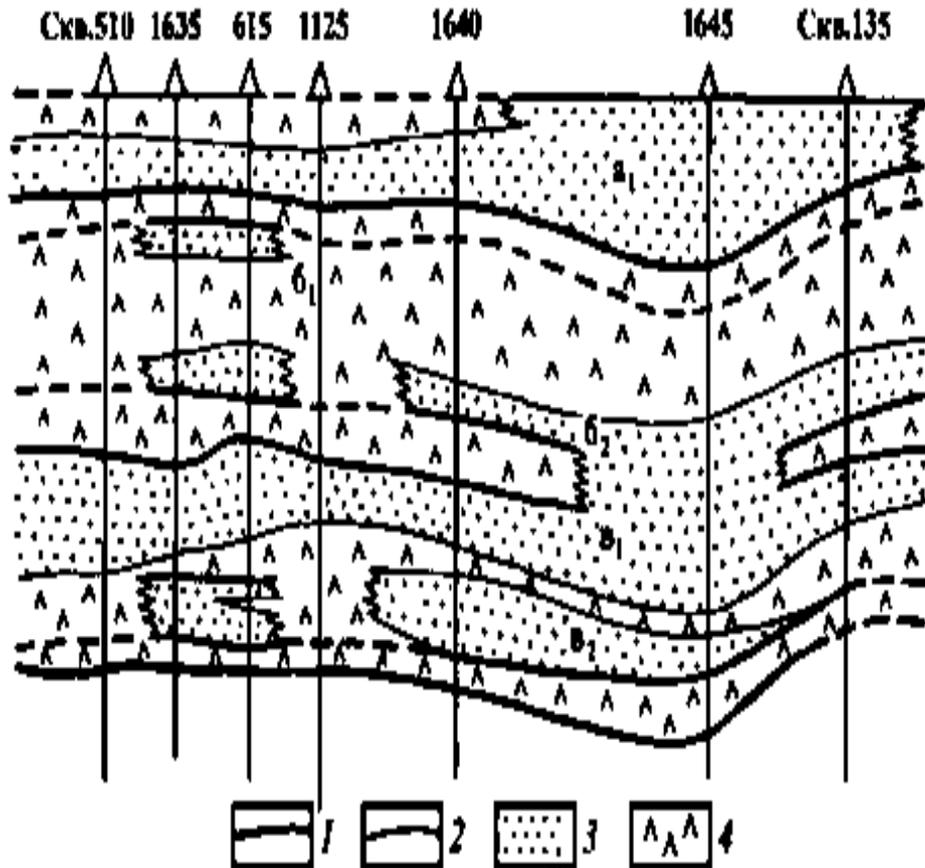
- **коэффициент расчлененности**, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи;
- **коэффициент песчанистости**, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи;
- **коэффициент литологической связанности**, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов,  $K_{св} = F_{св} / F_{к/}$ , где  $F_{св}$  - суммарная площадь участков слияния;  $F_{св}$  – площадь распространения коллекторов в пределах залежи;
- **коэффициент распространения коллекторов на площади залежи**, характеризующий степень прерывистости их залегания,  $K_{расп} = F_{к} / F/$ , где  $F_{к}$  – суммарная площадь зон распространения коллекторов пласта;
- **коэффициент сложности границ** распространения коллекторов пласта,  $K_{сл} = L_{кол} / П$ , где  $L_{кол}$  – суммарная длина границ участков с распространением коллекторов;  $П$  – периметр залежи (длина внешнего контура нефтеносности);

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ



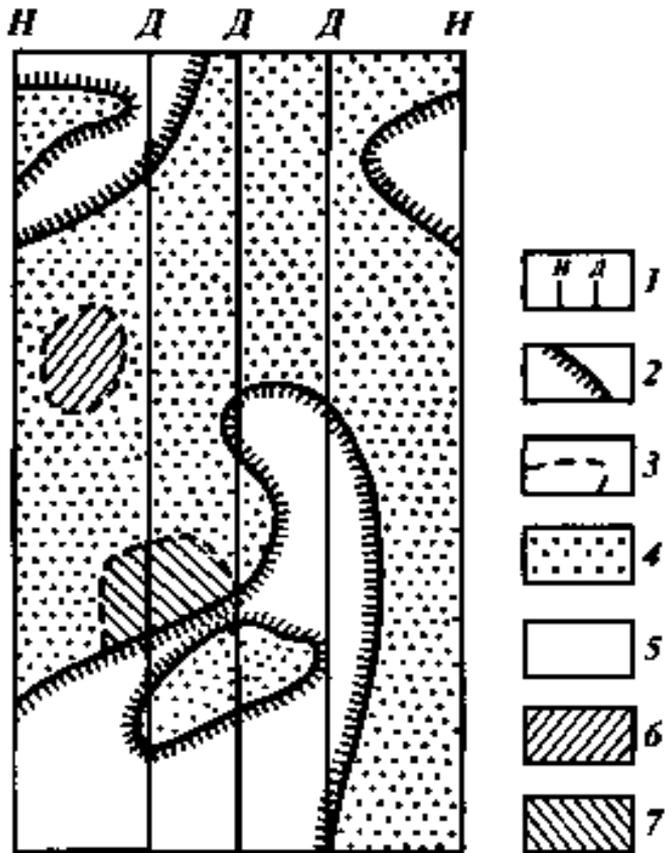
Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта.

Кровля и подошва: 1 - пласта, 2 - прослоя, 3 - коллектор, 4 - неколлектор, а-в - индексы пластов-коллекторов

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов - обычно в разном количестве на различных участках залежей - вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов. Соответственно макронеоднородность проявляется и в изменчивости толщины горизонта в целом.

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей и схем детальной корреляции.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ



По простиранию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов-коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания).

По площади она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта, на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки слияния соседних пластов.

Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:

- 1 - ряды скважин Н - нагнетательных;
- Д - добывающих, 2 - границы распространения коллекторов, 3 - границы зон слияния, участки
- 4 - распространения коллекторов, 6 - слияния пласта с вышележащим пластом, 7 - слияния пласта с нижележащим пластом.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

**Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов.**

Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа - *вероятностно-статистический*, базирующийся на результатах изучения керна, и *графический*, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

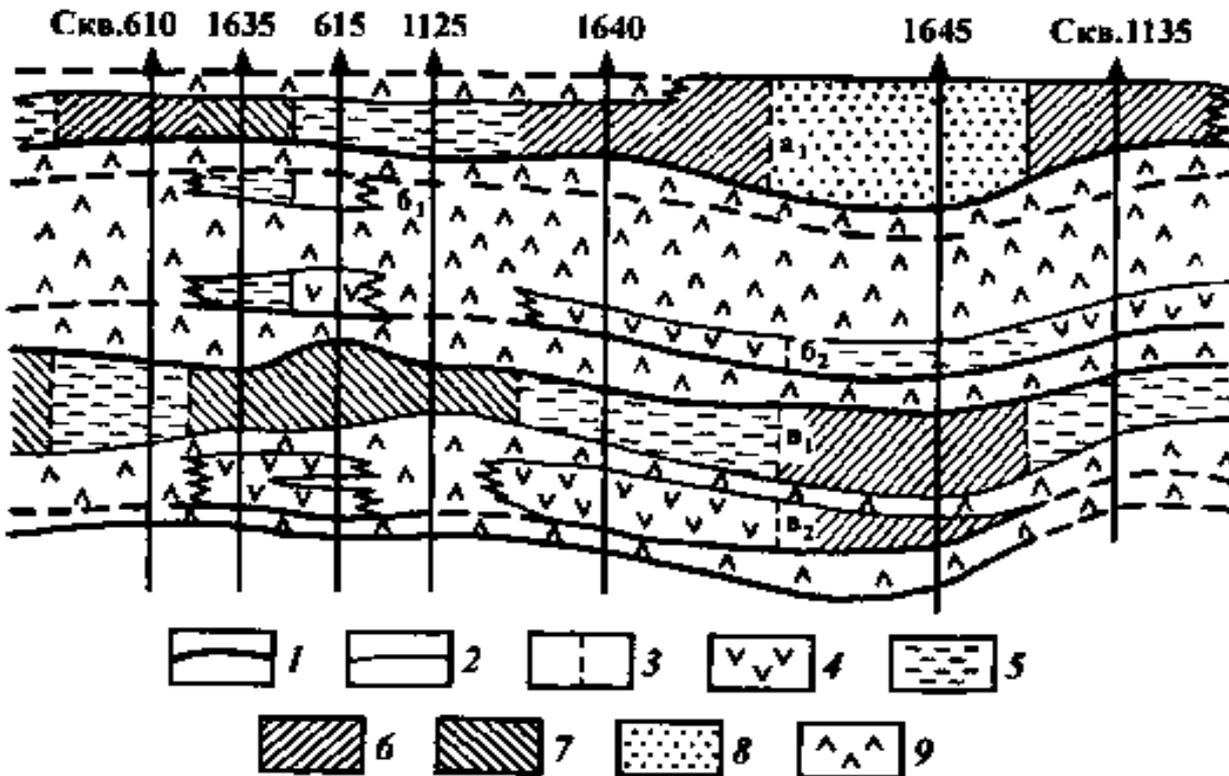
## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Изучение микронеоднородности позволяет:

- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;
- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновать мероприятия по улучшению использования недр

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Отображение макро- и микронеоднородностей на геологическом разрезе.



Кровля и подошва:

1 - пласта;

2 - прослая;

3 - условные границы между частями пласта с различной проницаемостью;

проницаемость, мкм<sup>2</sup>:

4 - < 0,01;

5 - 0,01-0,05,

6 - 0,05-0,1;

7 - 0,1-0,4;

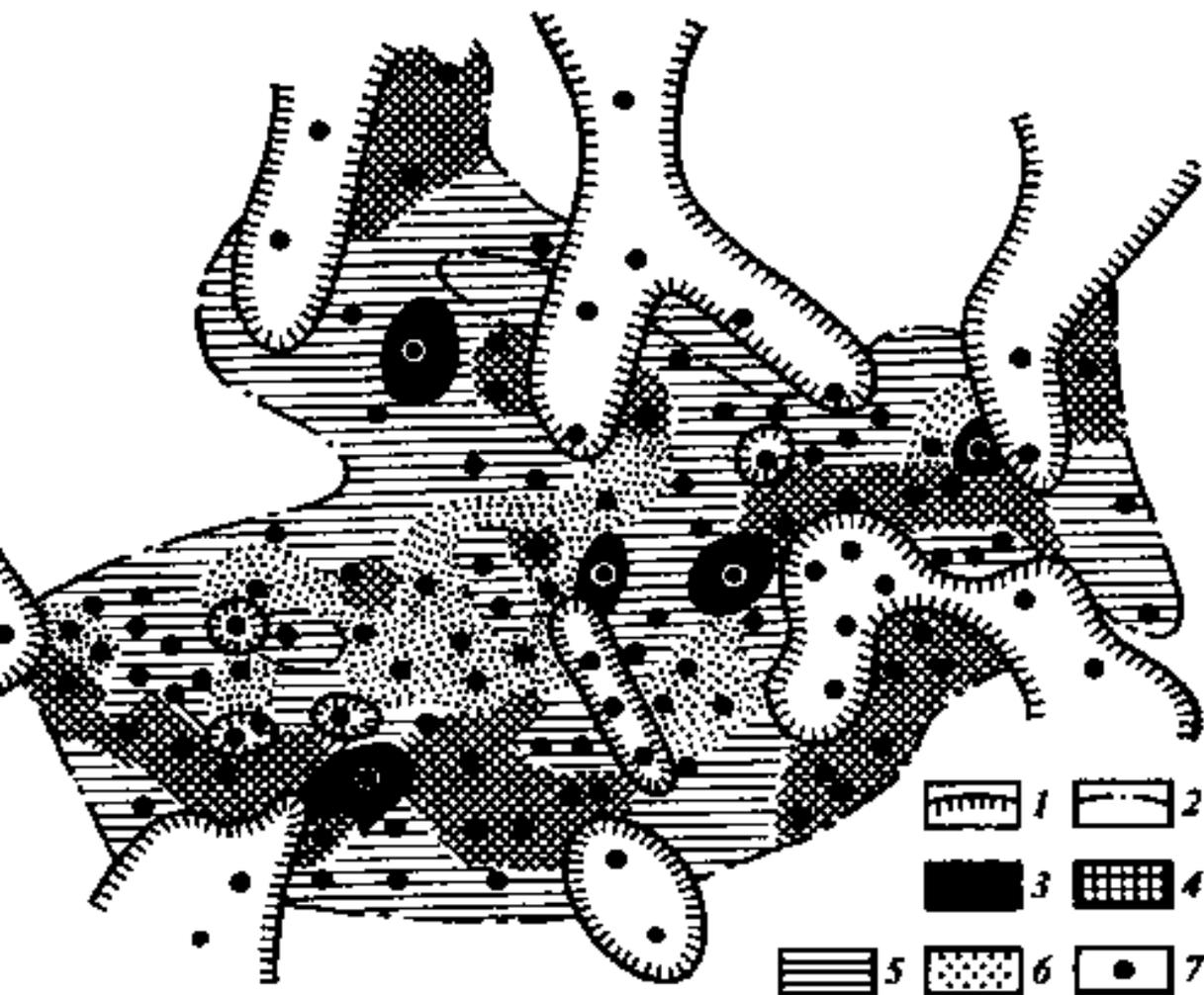
8 - > 0,04;

9 - непроницаемые породы;

a-3 - индексы пластов

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

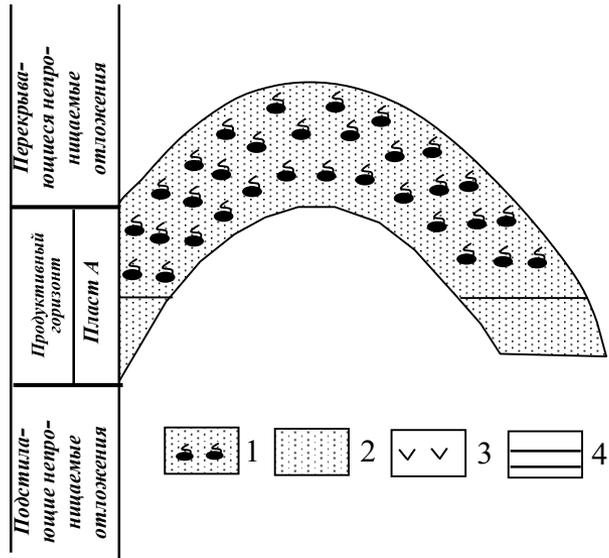
Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта:



- 1 - граница зоны распространения коллекторов;  
2 - внешний контур нефтеносности, коллекторы:  
3 - непродуктивные;  
4 - низкопродуктивные,  
5 - среднепродуктивные;  
6 - высокопродуктивные;  
7 - скважины

## ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ ЗАЛЕЖИ

Характерный признак осадочных горных пород – их слоистость. Данные породы сложены, в основном, из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется *подошвой*, а сверху – *кровлей*.



Породы-коллекторы:  
 1 — нефте(газо)насыщенные;  
 2 - водонасыщенные;

В случаях, когда прикровельная часть продуктивного горизонта повсеместно выполнена проницаемой породой, верхней границей залежи служит верхняя поверхность коллекторов. Такое совпадение имеет место при монолитном строении продуктивного горизонта, выполненного по всей толщине породой-коллектором, или при многопластовом продуктивном горизонте, когда верхний проницаемый пласт (прослой) залегает повсеместно.

## Тема 1

### Степень изученности месторождений нефти и газа

С 1 января 2012 года в РФ действует классификация запасов нефти и газа (приказ МПР от 1 ноября 2005 г. № 298), основывающаяся на показателях геологической изученности и степени промышленного освоения. Классификация по категориям:

- Запасы: А (достоверные)
- В (установленные)
- С<sub>1</sub> (оцененные)
- С<sub>2</sub> (предполагаемые)

Ресурсы: D<sub>1</sub> (локализованные)

- D<sub>2</sub> (перспективные)
- D<sub>3</sub> (прогнозные).

Приказом МПР РФ от 7 марта 1997 г № 40 определялись: запасы категорий А, В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> - по степени разведанности, прогнозные ресурсы категорий Р<sub>1</sub>, Р<sub>2</sub> и Р<sub>3</sub> - по степени обоснованности.

## Тема 1

### Категоризация запасов

С 1 января 2012 года в РФ действует классификация запасов нефти и газа (приказ МПР от 1 ноября 2005 г. № 298), основывающаяся на показателях геологической изученности и степени промышленного освоения.

Классификация по категориям:

Запасы: А (достоверные)

В (установленные)

$C_1$  (оцененные)

$C_2$  (предполагаемые)

Ресурсы:  $D_1$  (локализованные)

$D_2$  (перспективные)

$D_3$  (прогнозные)

Приказом МПР РФ от 7 марта 1997 г № 40 определялись: запасы категорий А, В,  $C_1$  и  $C_2$  - по степени разведанности, прогнозные ресурсы категорий  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$  - по степени обоснованности.

## Тема 1

### Категоризация запасов

Запасы - весовое количество нефти и газового конденсата или объемное количество природного газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и разработке залежей на дату подсчета, а также применяемые методы подсчета. Балансовые запасы - запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна.

**Забалансовые запасы** - запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

**Запасы категории А** - запасы залежи, подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности скважин и др.

## Тема 1

### Категоризация запасов

**Запасы категории В** - запасы залежи: с нефтегазоносностью, установленной на основании промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керн;

приблизительно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи изучены форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, основные особенности, определяющие условия разработки залежи;

детально изучены: состав нефти, газа, сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях; проведена пробная эксплуатация отдельных скважин по нефтяной залежи;

установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность по газовой залежи.

**Запасы категории С<sub>1</sub>** - запасы залежи, в которой:

нефтегазоносность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин; условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований,

коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

**Запасы категории С<sub>2</sub>** - запасы нефти и газа, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, и запасы в новых структурах, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазоносных районов. Промышленные запасы - извлекаемые запасы залежи категорий А+В+С<sub>1</sub>.

Разведанные запасы - балансовые и забалансовые запасы категории А+В+С<sub>1</sub> по залежи, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

## Тема 1

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа:

- уникальные - более 300 млн т нефти или 500 млрд м<sup>3</sup> газа;
- очень крупные - от 100 до 300 млн т нефти или от 100 до 500 млрд м<sup>3</sup> газа;
- крупные - от 30 до 100 млн т нефти или от 30 до 100 млрд м<sup>3</sup> газа;
- средние - от 10 до 30 млн т нефти или от 10 до 30 млрд м<sup>3</sup> газа;
- мелкие - от 1 до 10 млн т нефти или от 1 до 10 млрд м<sup>3</sup> газа;
- очень мелкие - менее 1 млн т нефти или менее 1 млрд м<sup>3</sup> газа.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### **ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ**

Свойства и состояние углеводородов (УВ) зависят от их состава, давления и температуры. В залежах они могут находиться в жидком и газообразном состоянии или в виде газожидкостных смесей.

По физическому состоянию в поверхностных условиях УВ от  $\text{C}_1\text{H}_4$  до  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  - газы; от  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  до  $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$  - жидкости и от  $\text{C}_{17}\text{H}_{34}$  до  $\text{C}_{35}\text{H}_{72}$  и выше - твердые вещества, называемые парафинами и церезинами.

# **Н Е Ф Т Ь**

**Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе.**

**Кроме углеводородов (УВ) в нефтях присутствуют сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлоорганические соединения.**

# **КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ по углеводородному составу**

*Метановые*

*(более 50 %)*

*Нафthenовые*

*(более 50 %)*

*Ароматические*

*(более 50 %)*

# **КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ**

**по содержанию парафинов**

*Малопарафинистые*

*(не выше 1,5 %)*

*Парафинистые*

*(1,51 - 6,00 %)*

*Высокопарафинистые*

*(выше 6,00 %)*

**Содержание парафина в нефти иногда достигает 13 - 14 % и больше.**

**Нефтяной парафин** - это смесь твердых УВ двух групп, резко отличающихся друг от друга по свойствам, - *парафинов*  $C_{17}H_{36}$  -  $C_{35}H_{72}$  и *церезинов*  $C_{36}H_{74}$  -  $C_{55}H_{112}$ .

Температура плавления первых 27-71°C, вторых – 65-88°C. При одной и той же температуре плавления церезины имеют более высокую плотность и вязкость.

# **КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ** **по содержанию серы**

***Малосернистая***

*(не выше 0,5 %)*

***Сернистая***

*(0,51 - 2,0 %)*

***Высокосернистая***

*(выше 2,0 %)*

# КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

по содержанию смол

*Малосмолистые*

*(меньше 5 %)*

*Смолистые*

*(5 - 15 %)*

*Высокосмолистые*

*(выше 15 %)*

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Газосодержание (газонасыщенность)** пластовой нефти - это объем газа растворенного в  $1\text{ м}^3$  объема пластовой нефти:  
 $G=V_{\text{Г}}/V_{\text{пл.н.}}$  ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )

Газосодержание пластовых нефтей может достигать 300-500  $\text{м}^3/\text{м}^3$  и более, обычное его значение для большинства нефтей 30-100  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Вместе с тем известно большое число нефтей с газосодержанием не выше 8-10  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

- **Давлением насыщения** пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Коэффициент сжимаемости** (или объемной упругости) характеризует относительное приращение объема нефти при изменении давления на единицу. Для большинства пластовых нефтей  $= (1-5) \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$

$\beta_n = (1/V)(\Delta V/\Delta p)$ , где  $\Delta V$  - изменение объема нефти,  $V$  - исходный объем нефти,  $\Delta p$  - изменение давления.

- **Объемный коэффициент пластовой нефти** показывает, какой объем занимает в пластовых условиях  $1 \text{ м}^3$  дегазированной нефти:

$b_n = V_{\text{пл.н.}}/V_{\text{дег.}} = \rho_n/\rho_{\text{пл.н.}}$ , где  $V_{\text{пл.н.}}$  - объем нефти в пл. усл.,  $V_{\text{дег.}}$  - объем того же кол-ва нефти после дегазации при атмосферном давлении и  $t=20^\circ\text{C}$ ,  $\rho_{\text{пл.н.}}$  - плотность нефти в пл. усл.,  $\rho$  - плотность нефти в станд. усл.

- **Усадка нефти** - уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность  $U = (b_n - 1)/b_n * 100$

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Под плотностью пластовой нефти** понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2-1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти, плотность которых в пласте составляет всего 0,3-0.4 г/см<sup>3</sup>. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1.0 г/см<sup>3</sup>

*По плотности пластовые нефти делятся на:*

- *легкие с плотностью менее 0.850 г/см<sup>3</sup>;*
- *тяжелые с плотностью более 0,850 г/.*

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые -  
НИЗКИМ.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

- **Вязкость пластовой нефти  $\mu_n$** , определяющая степень ее подвижности в пластовых условиях, также существенно меньше вязкости ее в поверхностных условиях. Это обусловлено повышенным газосодержанием и пластовой температурой.

Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости дегазированной нефти.

Вязкость зависит также от плотности нефти: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Вязкость нефти измеряется в мПа·с

*По вязкости нефти делятся на:*

*незначительной вязкостью -  $\mu_n < 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ;*

*маловязкие -  $1 < \mu_n \leq 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ;*

*с повышенной вязкостью -  $5 < \mu_n \leq 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ;*

*высоковязкие -  $\mu_n > 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ .*

## **ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ НЕФТЕЙ**

### ***В СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ***

плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения

### ***В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ***

газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, вязкость, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность.

# ГОРЮЧИЙ ГАЗ (ГАЗ)

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ.

Основным компонентом является метан  $\text{CH}_4$ .

Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также неуглеводородные компоненты:

азот N, углекислый газ  $\text{CO}_2$ , сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ , гелий He, аргон Ar.

В природных условиях находится в газообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

- Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.
- Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, - смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из  $C_5+$ высш.
- Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

По товарным качествам нефтяные газы условно подразделяются на **сухие, полужирные и жирные**

В **сухих газах** содержание бензина на 1 м<sup>3</sup> газа до 75г. в их составе 90% метана, 3-6% более тяжелых УВ, 15-30% углекислого газа. Плотность их по воздуху 0,75

В **полужирных газах** на 1 м<sup>3</sup> газа приходится 75-150 г. бензина; в них содержится метана около 73%, 22% высших УВ, около 5% углекислого газа; плотность по воздуху 0,9-1.

**Жирные газы** с содержанием бензина свыше 150 г. на 1м<sup>3</sup> газа состоит из 32-55% метана, 28-68% высших УВ; плотность по воздуху 1,15-1,4.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Химический состав природного газа определяет его физические свойства. Основными параметрами, характеризующими физические свойства газов, являются *плотность, вязкость, критическое давление и температура, диффузия, растворимость* и др.

- **Плотность газа ( $\rho_g$ )** – масса  $1\text{ м}^3$  газа при температуре  $0^\circ\text{C}$  и давлении  $0,1\text{ МПа}$ . ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );  $\rho_g = M/V_m$

где  $V_m$  - объем 1 моля газа при стандартных условиях,

$M$  – молекулярная масса компонента.

На практике пользуются *относительной плотностью* газа (по отношению к воздуху), под которой понимают отношение массы единицы объема газа к массе единицы объема воздуха при одинаковых температуре и давлении.

Плотность нефтяных газов колеблется от 0,554 для метана до 3,459 для гептана и выше.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

$$M = \sum_{i=1}^n M_i X_i$$

- **Молекулярная масса** природного газа

где  $M_i$  - молекулярная масса  $i$ -го компонента;  $X_i$  - объемное содержание  $i$ -го компонента, (доли ед).

Для реальных газов обычно  $M = 16-20$ .

- **Вязкость или внутреннее трение** - сопротивление перемещению частиц под влиянием приложенной силы. Вязкость газов очень мала и не превышает  $1 \cdot 10^{-5}$  Па, с повышением давления она увеличивается.

Различают вязкость *динамическую* и *кинематическую*.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

*Динамическая вязкость* — сила сопротивления перемещению слоя газа или жидкости площадью  $1\text{см}^2$  на  $1\text{см}$  со скоростью  $1\text{см/сек}$ ; измеряется в пуазах.

Динамическая вязкость нефтяного газа незначительна, возрастает с повышением температуры.

*Кинематическая вязкость* — отношение динамической вязкости к удельному весу, измеряется в стоксах.

## Тема 1

### Свойства пластовых флюидов

#### ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Уравнение Клайперона-Менделеева для реальных газов записывается в виде:  $pV = ZNRT$ , где  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

- **Коэффициент сверхсжимаемости  $Z$**  реальных газов – это отношение объемов равного числа молей реального  $V$  и идеального  $V_u$  газов при одинаковых термобарических условиях:  $Z = V/V_u$

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов.

## **ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗА**

**Молекулярная масса,  
плотность в стандартных условиях,  
относительная плотность по воздуху,  
среднекритические  
температура и давление,  
коэффициент сверхсжимаемости,  
объемный коэффициент,  
вязкость,  
гидратообразование,  
теплота сгорания.**

# К О Н Д Е Н С А Т

**Природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации.**



## ПЛАСТОВЫЕ ФЛЮИДЫ

### ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНДЕНСАТА

В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат *сырой* и *стабильный*

**Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промышленных сепараторах при давлении и температуре сепарации.** Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ. т.е. из пентанов и высших ( $C_5+$ высш), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, а также  $H_2S$  и других газов.

**Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ - пентана и высших ( $C_6+$ высш)** Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне  $40-200^{\circ}C$ . Молекулярная масса  $90-160$ . Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от  $0,6$  до  $0,82$   $г/см^3$  и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Различают два вида давления в земной коре - **горное** и **гидростатическое**.

**ГОРНОЕ ДАВЛЕНИЕ** – создается суммарным действием на породы *геостатического* и *геотектонического* давления

*Геостатическим* называется давление вышележащих горных пород (от поверхности земли до точки замера).

*Геотектоническое давление* – отражение напряжений, создаваемых в земной коре различными непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами.

Горное давление  $P_{гор}$  – давление в жестком каркасе пород, их матрице, оно передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство пород.

**ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ** – давление в пласте коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ**

**Пластовое давление** - один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом.

Если вскрыть скважиной водоносный пласт-коллектор и снизить в ее стволе уровень промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать вода. Ее приток прекращается после того, как столб воды уравнивает пластовое давление.

Аналогичный процесс - поступление в скважину нефти, газа - протекает при вскрытии нефтегазонасыщенного пласта. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт-скважина:  $P_{пл} = h \cdot \rho \cdot g$

где:  $h$  - высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м;

$\rho$  - плотность жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

## Тема 1

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

#### НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

В зависимости от степени соответствия начального пластового давления глубине залегания пластов-коллекторов выделяют две группы залежей УВ:

- залежи с начальным пластовым давлением, *соответствующим гидростатическому давлению;*
- залежи с начальным пластовым давлением, *отличающимся от гидростатического.*

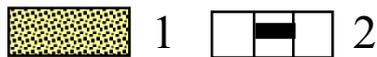
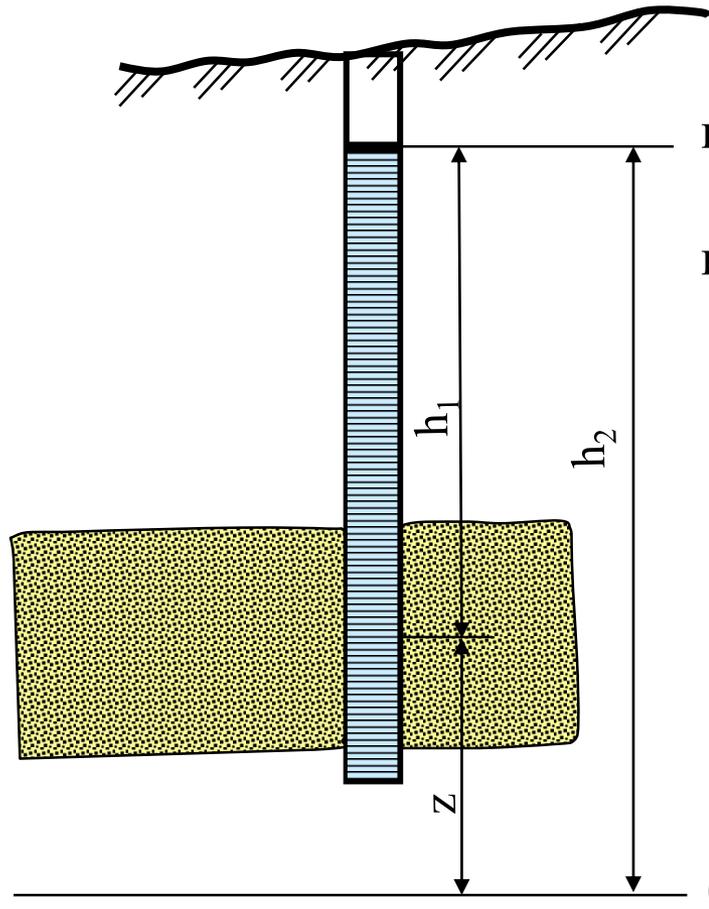
В геолого-промысловой практике принято называть залежи первого вида залежами с **нормальным пластовым давлением**, второго вида - **залежами с аномальным пластовым давлением**. Подобное разделение следует считать условным, так как любое значение начального пластового давления связано с геологическими особенностями района и т.д.

## НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

При практических расчетах формулу используют в следующем виде:  $P_{пл} = h \cdot \rho / c$ ,  
где  $c$  – коэффициент, равный 102 при измерении давления в МПа.

Устанавливающийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называют **пьезометрическим уровнем**.

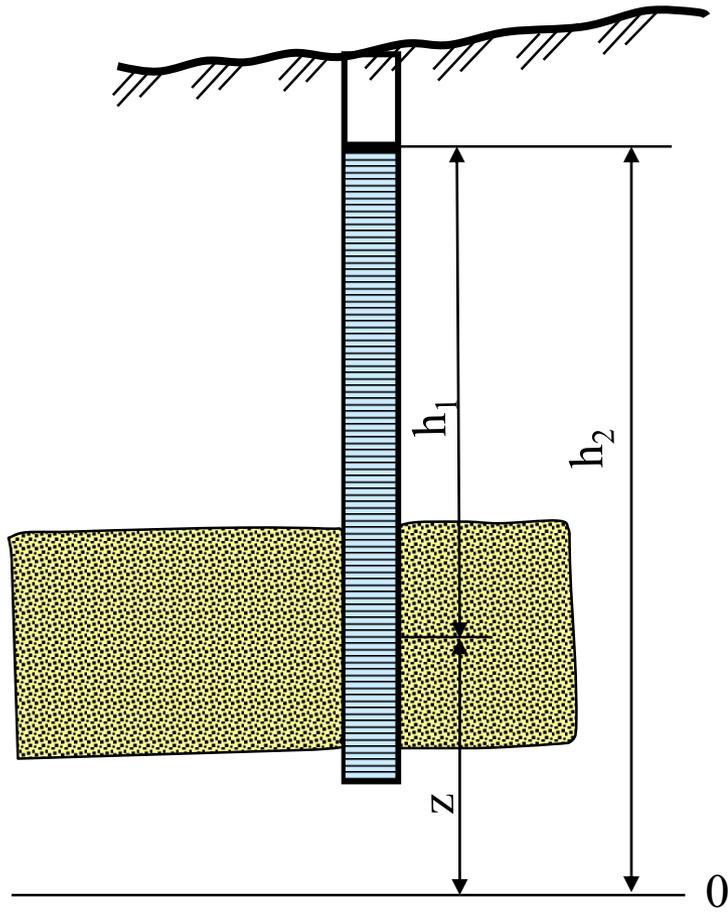
Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют **пьезометрической поверхностью**.



1 - пласт-коллектор; 2 - пьезометрический уровень в скважине;  
O - O - условная плоскость;  $h_1$  - пьезометрическая высота;  
 $z$  - расстояние от середины пласта до условной плоскости;  
 $h_2$  - пьезометрический напор

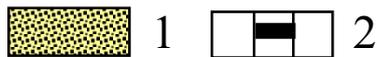
## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

## НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ



Высоту столба жидкости  $h$  в зависимости от решаемой задачи обычно определяют как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта коллектора – такой столб жидкости  $h_1$  называют **пьезометрической высотой** - или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости - этот столб жидкости высотой  $h_2 = h_1 + z$ ,

где  $z$  - расстояние между серединой пласта и условной плоскостью, называют **пьезометрическим напором**.



1 - пласт-коллектор; 2 - пьезометрический уровень в скважине;

O - O - условная плоскость;  $h_1$  - пьезометрическая высота;

$z$  - расстояние от середины пласта до условной плоскости;

$h_2$  - пьезометрический напор

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ**

**Природной водонапорной системой** называют систему гидродинамически сообщающихся между собой пластов-коллекторов и трещинных зон с заключенными в них напорными водами, которая характеризуется едиными условиями возникновения и общим механизмом непрерывного движения подземных вод.

В пределах каждой водонапорной системы могут быть выделены три основных элемента:

**область питания** - зоны, в которых в систему поступают воды, за счет чего создается давление, обуславливающее движение воды,

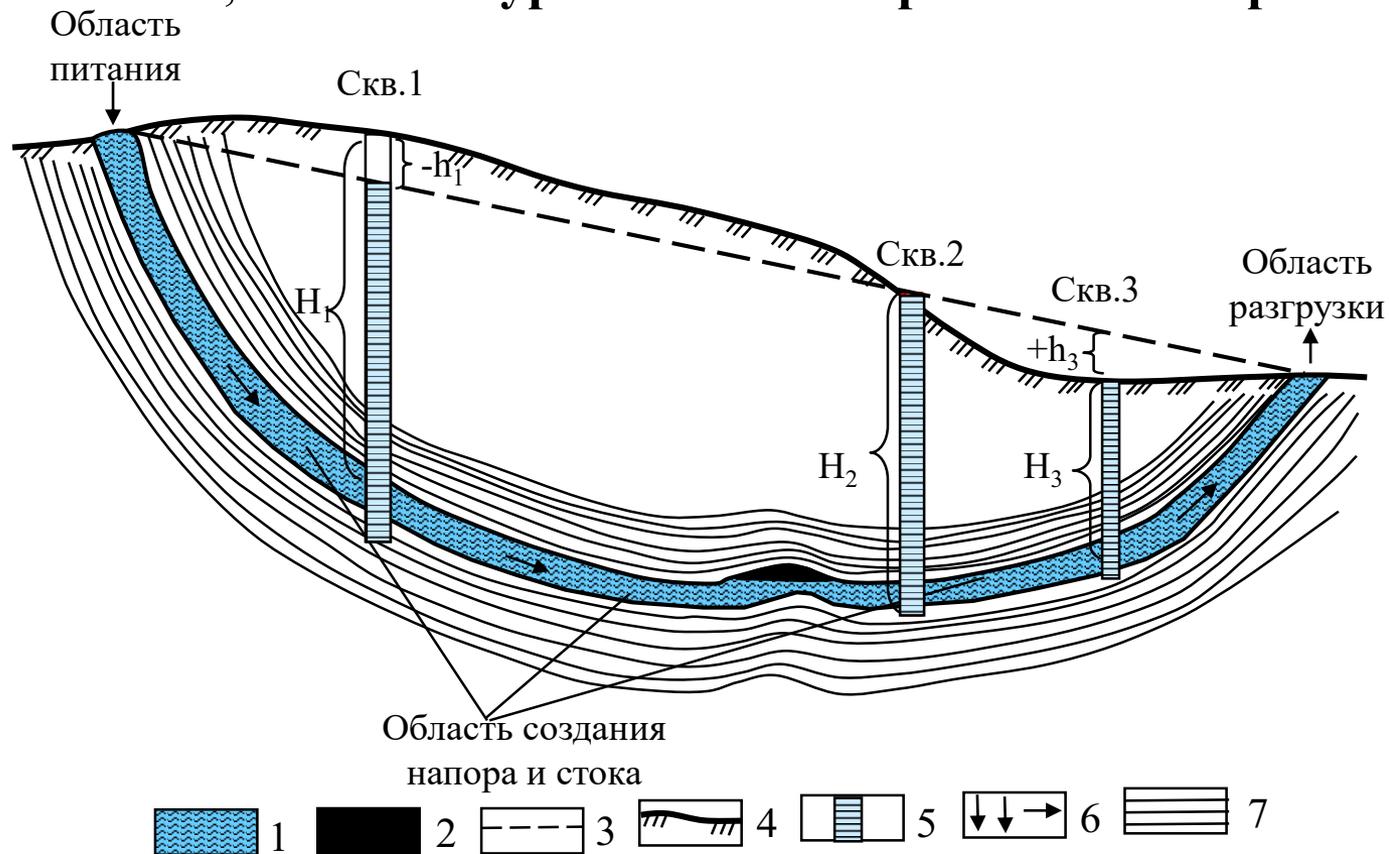
**область стока** - основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод,

**область разгрузки** - части резервуара, выходящие на земную поверхность или расположенные в недрах (например, связанные

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

### НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть **выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности**.



- 1 – водонасыщенный пласт-коллектор;    2 – залежь нефти; 3 – пьезометрическая поверхность;    4 – земная поверхность; 5 – скважина со столбом пластовой воды, 6 – направление движения жидкости; 7 – водоупорные породы.

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**НАЧАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ**

Каждая залежь УВ имеет некоторое природное пластовое давление. В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается, соответственно различают *начальное (статическое)* и *текущее (динамическое)* *пластовое давление*

**Начальное (статическое) пластовое давление - это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей или газа.**

Значение начального пластового давления в залежи и за ее пределами определяется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочена залежь, и местоположением залежи в этой системе.

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

## ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ

Известно, что в недрах месторождений температура возрастает с глубиной, начиная от так называемого нейтрального слоя с неизменной температурой. Продуктивные пласты имеют природную (начальную) температуру, значение которой определяется закономерностями изменения температуры по разрезу месторождения.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и не закрепленными ими. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20-25сут для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим.

## Тема 1

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

#### ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ

Данные замеров температур могут быть использованы для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

Геотермическую ступень, т. е. расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1 °С, определяют по формуле

$$G = \frac{H - h}{T - t},$$

G - геотермическая ступень, м/°С

h - глубина слоя с постоянной температурой, м

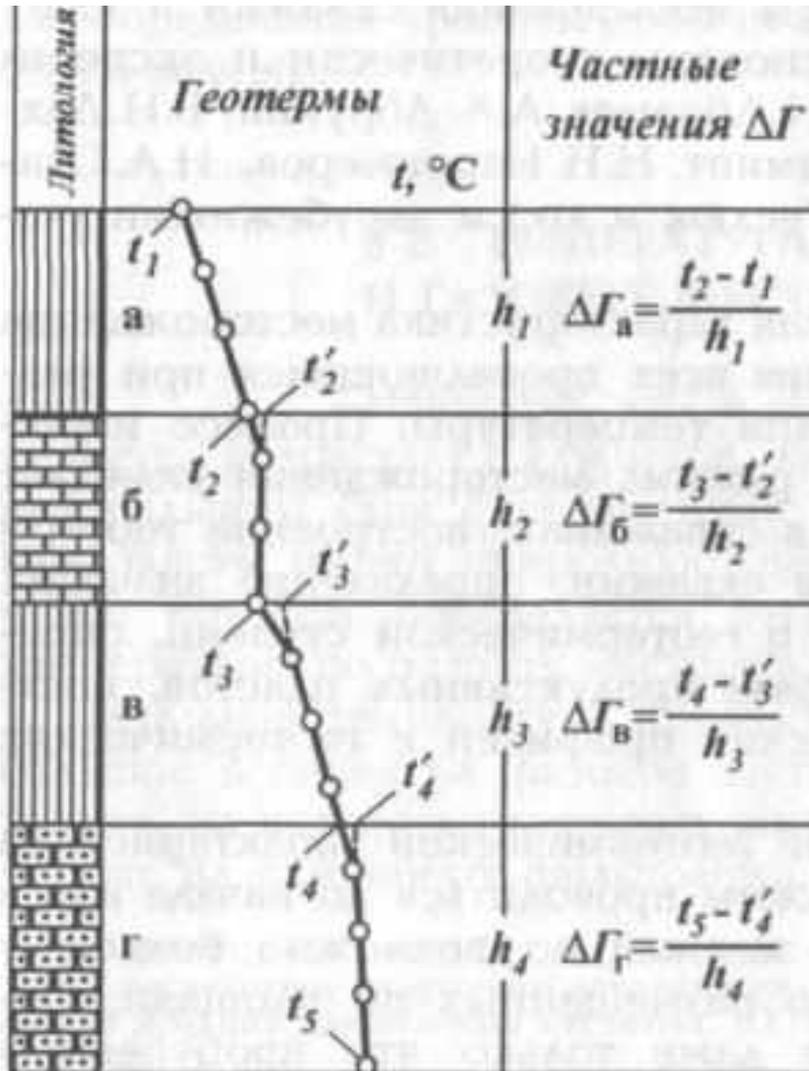
H - глубина места замера температуры, м

T - температура на глубине 0С

t - средняя годовая температура воздуха на поверхности.ю 0С

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

### ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ



По данным температурных исследований строят термограмму, т.е. кривую, отражающую рост естественной температуры пород с увеличением глубины. Такие термограммы называют геотермами. Сочетание геотермы с литолого-стратиграфической колонкой скважины представляет собой геолого-геотермический разрез скважины.

**Геолого-геотермический разрез скважины (по В.А. Луткову):**

а, б, в, г - литолого-стратиграфические пачки пород

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ**

С помощью геолого-геотермического разреза скважины определяют значения геотермического градиента - частные и среднее взвешенное

**Геотермический градиент  $\Delta\Gamma$  характеризует изменение температуры при изменении глубины на 100м.**

$$\Gamma = \frac{(T - t)100}{H - h}$$

Зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением:

$$\Gamma = \frac{100}{G}$$

## **ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

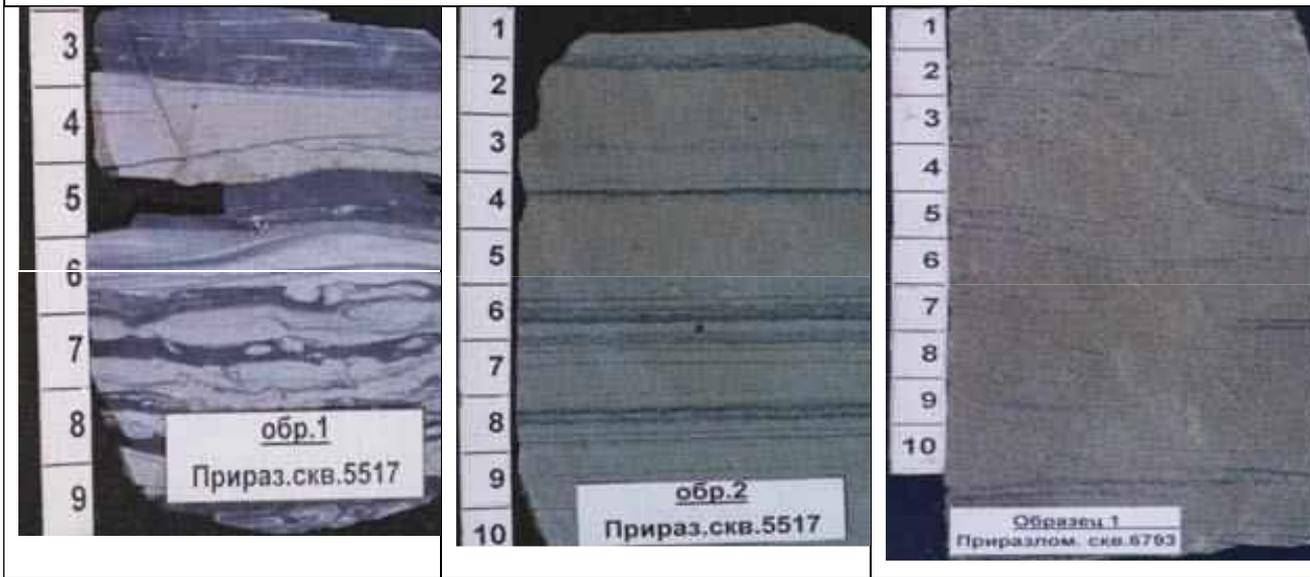
При изучении керна необходимо получить следующую информацию:

- наличие признаков нефти и газа;
- литологическую характеристику пород и их стратиграфическую принадлежность;
- коллекторские свойства пород;
- структурные особенности пород и возможные условия их залегания.

Б

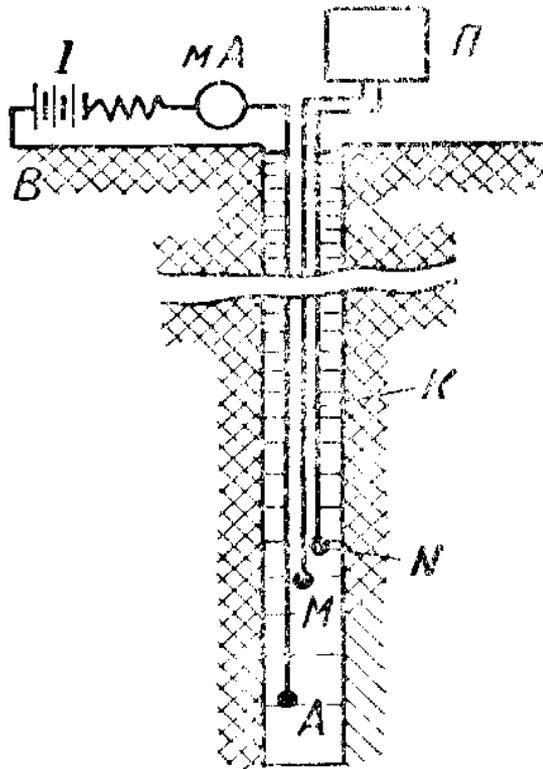


А



**Образцы керн Приразломного  
месторождения**

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (электрический каротаж)



**Электрический каротаж** основан на изучении кажущегося удельного сопротивления пород ( $KС$ ) и потенциала электрического поля ( $ПС$ ) вдоль ствола скважины. Удельное сопротивление горных пород изменяется в широких пределах - от долей до десятков и сотен тысяч омметров.

Зная силу тока, можно определить удельное сопротивление среды по формуле:

$$\rho = K(\Delta U / I), \text{ (Ом м),}$$

где:  $K$  – коэффициент зонда (м)

$\Delta U$  – разность потенциалов (мВ)

$I$  – сила тока (ма)

Схема измерения кажущегося удельного сопротивления  
 А,В – токовые электроды;  
 М, N – измерительные электроды;  
 П – измерительный прибор;  
 К – трехжильный кабель;  
 МА – прибор для измерения силы тока в цепи.

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (электрический каротаж)

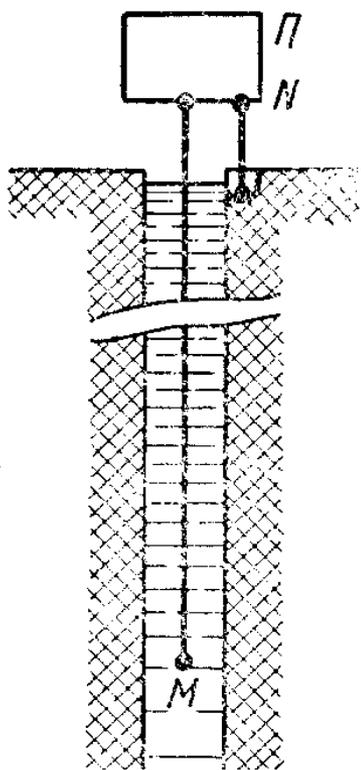


Схема измерения  
кажущегося  
удельного  
сопротивления

При каротаже всегда приходится иметь дело с неоднородной средой, т.е. с пластами пород различного удельного сопротивления, и глинистым раствором, заполняющим скважину. Формулу для определения удельного сопротивления однородной среды используют и для среды неоднородной. Полученное при этом значение удельного сопротивления пород отличается от истинного, поэтому его называют **кажущимся удельным сопротивлением (КС)**.

При электрическом каротаже одновременно с регистрацией КС записывается диаграмма ПС.

Измерение ПС сводится к замеру разности потенциалов между электродом М, который опущен в скважину, и электродом N, находящимся на поверхности.

Точка записи измеряемой разности потенциалов относится к электроду М.

## Тема 2

# ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (электрический каротаж)

Результаты измерений изображаются в виде кривой, показывающей относительное изменение величины естественного потенциала (в мВ) по глубине скважины. Кривая ПС способствует выделению в разрезе проницаемых пород и значительно облегчает изучение геологического разреза скважины.

Измеренные величины, представленные в виде кривых кажущегося удельного сопротивления КС и естественной поляризации ПС, образуют **электрокаротажную диаграмму**.

При электрическом каротаже применяют зонды, различающиеся расстояниями между электродами и характером их взаимного расположения.

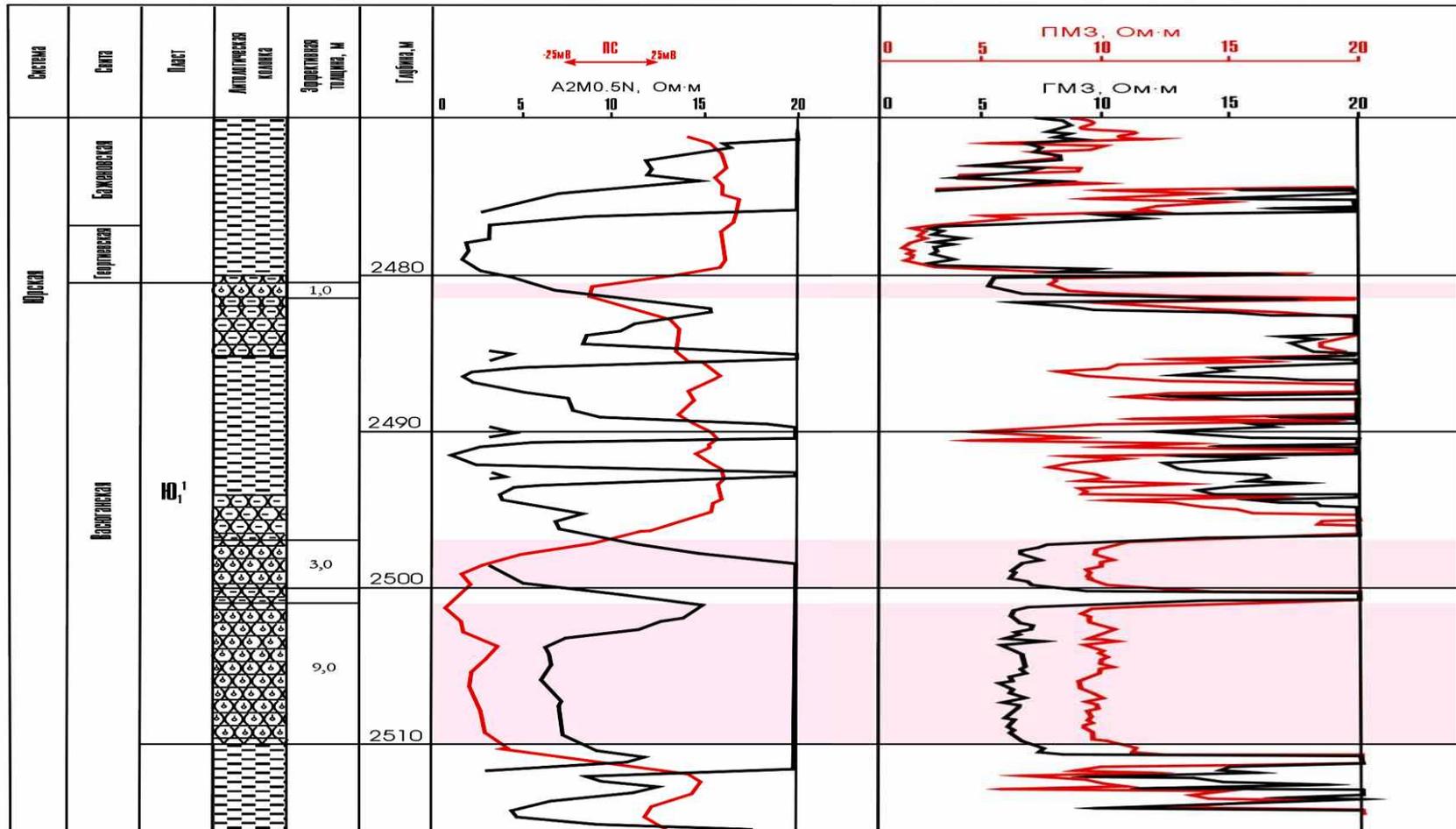
Зонды бывают двух типов: **градиент-зонды** и **потенциал-зонды**. Для обозначения зонда записывают его электроды в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между соответствующими им буквами расстояние в метрах. Например, М2,5А0,25В обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным; на расстоянии 2,5 м ниже него расположен первый питающий электрод А и на расстоянии 0,25 м второй питающий электрод В.

Помимо рассмотренных методов электрических измерений, применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ), получившее широкое развитие при каротаже скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

## Тема 2

**Пример использования диаграммы полного каротажа для построения разреза скважины и выделения коллекторов продуктивных горизонтов**

**Скв.450 Останинское месторождение**



# ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (радиоактивные методы)

В настоящее время широкое распространение получили два метода радиоактивного каротажа: **гамма-каротаж (ГК)** и **нейтронный гамма-каротаж (НГК)**. При гамма-каротаже измеряют относительную естественную радиоактивность пород, пересеченных скважиной, а при нейтронном гамма-каротаже определяют интенсивность вторичного гамма-излучения, вызванного действием нейтронов на породу

По величине естественной радиоактивности осадочные горные породы можно разделить на следующие группы:

- **породы очень высокой радиоактивности** (бентонит, вулканический пепел);
- **породы высокой радиоактивности** (глубоководные тонкодисперсные глины, калийные соли);
- **породы средней радиоактивности** (мелководные континентальные глины, мергели, известняковые и песчаные глины);
- **породы низкой радиоактивности** (пески, песчаники, известняки, доломиты);
- **породы очень низкой радиоактивности** (гипсы, каменная соль, ископаемые угли, ангидрит).

Из данных ГК следует, что увеличение содержания глинистых или илистых частиц в осадочной породе приводит к увеличению ее радиоактивности. Отмечена также зависимость между радиоактивностью горной породы и ее цветом; чем темнее порода, тем выше ее радиоактивность; это не относится к породам, темный цвет которых обусловлен содержанием в них нефти.

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (специальные геофизические исследования)

Эти работы производят чаще всего для детального изучения таких разрезов, для которых обычный каротаж не дает желаемых результатов

В настоящее время широко проводятся специальные электрометрические исследования

**Микрозонд** - специальный каротажный зонд малой длины. Во время замера он прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается уменьшение влияния глинистого раствора на результат измерений. Кривые КС, записанные при помощи микрозонда, позволяют детально расчленить разрез и выделить в нем тонкие прослой, которые не отмечаются на обычных диаграммах.

**Боковой каротаж** является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Благодаря специальному размещению электродов влияние ограниченной мощности пласта и скважины при боковом каротаже сведено к минимуму. Это дает возможность регистрировать диаграмму, позволяющую выделять в разрезе очень тонкие прослой и оценивать их сопротивление.

Боковой каротаж дает хорошие результаты при сильно минерализованных глинистых растворах и тонкослоистых разрезах, когда результаты обычного каротажа по методу сопротивлений сильно искажаются влиянием скважины.

**Индукционный каротаж** не требует прямого контакта электродов с породами и применяется для исследования скважин, не обсаженных колонной, заполненных непроводящим глинистым раствором (на нефтяной основе), или сухих.

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (специальные геофизические исследования)

*Термокаротаж* осуществляют:

- по методу *естественного теплового поля*;
- по методу *искусственного теплового поля*;
- по методу *эффекта охлаждения*.

*Естественное тепловое поле* изучают главным образом для определения геотермического градиента (ступени) в скважине. Геотермический градиент определяют в условиях установившегося теплового режима в скважине, для чего используют простаивающие (законсервированные) скважины.

*Искусственное тепловое поле* может быть создано в скважине при заполнении ее глинистым раствором, температура которого отличается от температуры окружающих пород, а также при экзотермической реакции схватывания цемента. В связи с тем, что разные горные породы имеют разную теплопроводность, по полученным температурным кривым можно выделить пласты с большей или меньшей теплопроводностью и судить, таким образом, о литологии пород, слагающих разрез.

*Эффект охлаждения* возникает в связи с выделением газа из пласта при вскрытии и разработке нефтяных и газовых залежей и понижением температуры против этого пласта.

*Магнитный каротаж* производят для изучения магнитных свойств пород, пересеченных скважиной. Его данные используют с целью сопоставления разрезов скважин и уточнения литолого-петрографической характеристики пластов.

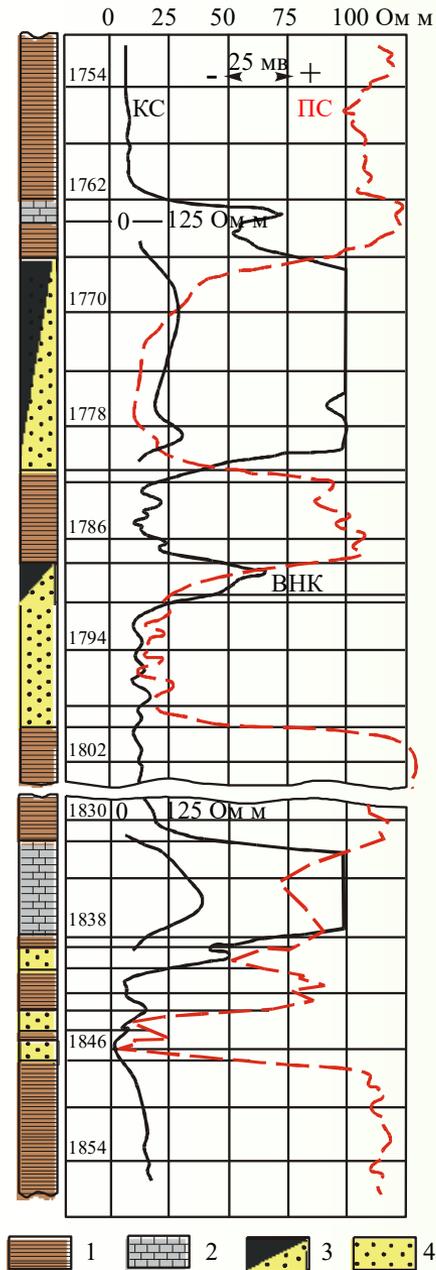
## **РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ**

**Расчленение продуктивной части разреза скважины - это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними.**

*Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, нагнетательные и др.). Данные геофизических исследований увязываются с имеющимися геологическими данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна), с данными опробования интервалов на приток и с результатами исследования скважин гидродинамическими методами.*

## Тема 2

### Пример использования диаграммы стандартного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов



- Глины** на каротажных диаграммах характеризуются следующими признаками:
- ◆ На диаграммах КС и ИК против глин обычно регистрируются низкие значения кажущегося сопротивления.
  - ◆ На диаграммах ПС глинам отвечают положительные аномалии (кривая занимает правое положение).
  - ◆ Высокое значение гамма-излучения.

**Песчаники и проницаемые разности карбонатных пород** характеризуются следующим:

- ◆ Кажущееся сопротивление зависит от характера насыщения пород: нефтегазонасыщенным песчаникам и проницаемым карбонатным породам свойственны высокие значения сопротивления, водонасыщенным - низкие.
- ◆ На диаграммах ПС песчаникам и проницаемым разностям карбонатных пород отвечают отрицательные аномалии, амплитуда которых уменьшается с увеличением глинистости пород.
- ◆ В песчаниках и поровых карбонатных коллекторах диаметр скважины обычно уменьшается за счет образования глинистой корки, в кавернозных и трещиноватых породах - несколько увеличивается.

**Алевритовые породы** характеризуются промежуточными каротажными показаниями между песчаниками и глинами.

**Плотные разности карбонатных пород** характеризуются:

- ◆ Повышенными значениями сопротивления на кривой КС;
- ◆ Положительными аномалиями на кривой ПС;
- ◆ Обычно неизменным диаметром скважины.

1 - глина; 2 - известняк;  
3 - песчаник нефтеносный;  
ВНК - водонефтяной контакт

## Тема 2

### Пример использования диаграммы стандартного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов

Результаты расчленения геофизического разреза скважины изображаются на каротажной диаграмме в левой ее стороне в виде литологической колонки.

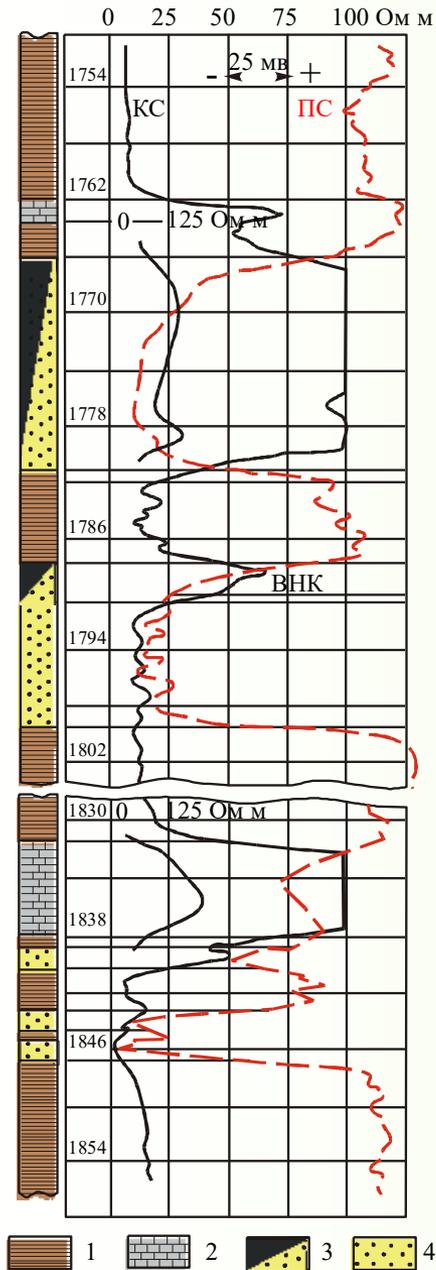
На каротажной диаграмме каждой из скважин проводится вертикальная линия, соответствующая полученному кондиционному значению  $\alpha$ ПС. Пласты, против которых линия ПС располагается левее линии кондиционного предела  $\alpha$ ПС, относят к коллекторам.

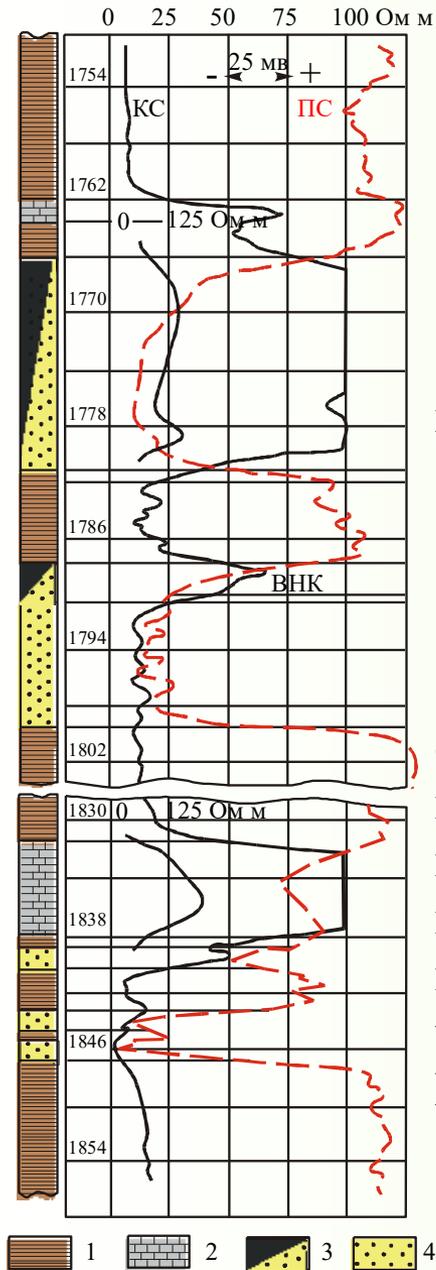
1) общая толщина горизонта (пласта) - расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах;

1 - глина; 2 - известняк;

3 - песчаник нефтеносный;

ВНК - водонефтяной контакт





## Пример использования диаграммы стандартного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов

При изучении разрезов скважин выделяются:

- 1) общая толщина горизонта (пласта) - расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах;
- 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта;
- 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов. В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

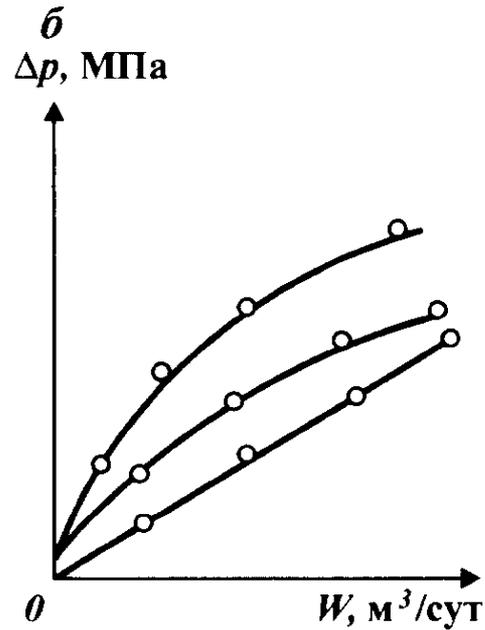
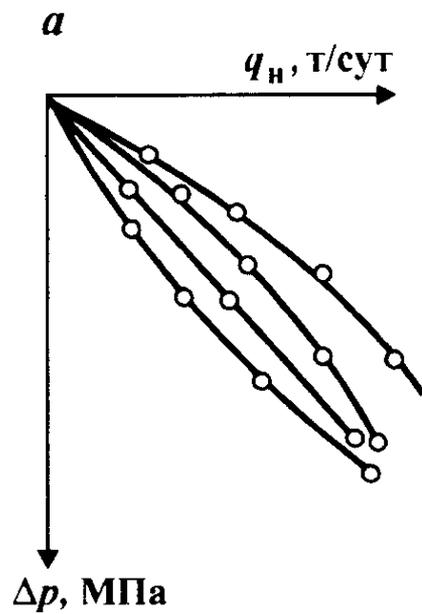
1 - глина; 2 - известняк;

3 - песчаник нефтеносный;

ВНК - водонефтяной контакт

## Тема 2

### ГДИС



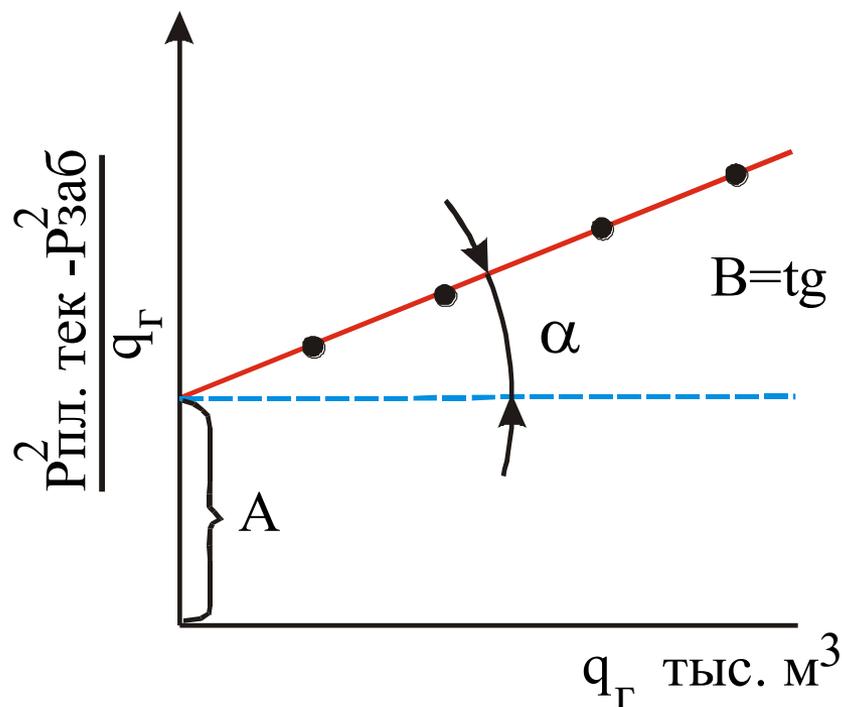
**Индикаторные  
диаграммы добывающих  
(а) и нагнетательных (б)  
скважин:**

$q_n$  - дебит скважин по  
нефти;

$W$  - приемистость  
скважин;

$\Delta p$  - депрессия  
(репрессия) на забое  
скважины

В отличие от уравнения притока нефти к скважине в уравнении притока газа дробь в его правой части не является коэффициентом продуктивности, так как в связи с нелинейностью фильтрации газа дебит его пропорционален не депрессии, а некоторой нелинейной функции давления. Этот коэффициент пропорциональности может быть определен с помощью индикаторной линии, построенной в координатах  $q_g$  и  $(P_{2\text{пл.тек}}^2 - P_{2\text{заб}}^2) / q_g$  (см.рис.).



### Индикаторная диаграмма газовой скважины:

$q_g$  - дебит скважины по газу;  
 давление:  $P_{\text{пл.тек}}$  -пластовое текущее,  
 $P_{\text{заб}}$  - забойное

*По данным исследования скважин* (по методу установившихся отборов) *оценивается* основная фильтрационная характеристика пласта - *коэффициент проницаемости*, а также **комплексные характеристики пластов**, учитывающих одновременно два-три основных свойства продуктивных пластов, оказывающих влияние на разработку залежей.

Далее приводятся наиболее широко применяемые комплексные характеристики продуктивных пластов.

## 1. Коэффициент гидропроводности, (м<sup>5</sup>/(Н·с))

$$\epsilon = k_{\text{пр}} h / \mu,$$

где  $k_{\text{пр}}$  - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;

$h$  - работающая толщина пласта;

$\mu$  - вязкость жидкости или газа.

*Коэффициент  $\epsilon$  - наиболее ёмкая характеристика продуктивного пласта, определяющая его производительность в скважине.*

## 2. Коэффициент проводимости, ( $\text{м}^4/(\text{Н}\cdot\text{с})$ )

$$\alpha = k_{\text{пр}}/\mu$$

где  $k_{\text{пр}}$  - проницаемость пласта в районе исследуемой скважины;  
 $\mu$  - вязкость жидкости или газа.

Он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

### 3. Коэффициент пьезопроводности, (м<sup>2</sup>/с)

$$\chi = k_{\text{пр}} / [\mu(k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})] = \alpha / \beta,$$

где  $k_{\text{п}}$  - коэффициент пористости пласта;

$\beta_{\text{ж}}$  и  $\beta_{\text{с}}$  - коэффициенты сжимаемости пластовой жидкости и пористой среды;

$k_{\text{п}}\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}$  - коэффициент упругоёмкости пласта  $\beta^*$ .

Коэффициент характеризует *скорость перераспределения давления в пласте* (последнее происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени вследствие упругости породы и содержащейся в ней жидкости).

## ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

**Пористость** - наличие пор в горной породе  $m = \frac{V_{пустот}}{V_{породы}} 100 \quad (\%)$

• **Полная пористость** включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему:

$$m_{п} = \frac{\sum V_{пор}}{V_{образца}} \times 100\%$$

• **Открытая пористость** - объем пор связанных между собой. Коэффициентом открытой пористости называется отношение объема открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца:

$$m_{о} = \frac{\sum V_{сообщ. пор}}{V_{образца}} \times 100\%$$

## ПОРИСТОСТЬ И СТРОЕНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

• **Эффективная пористость** - учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

$$m_{эф} = \frac{\sum V_{пор\ фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\%$$

**По величине диаметра поры подразделяются :**

|                  |                 |
|------------------|-----------------|
| Сверхкапиллярные | > 0,5 мм        |
| Капиллярные      | 0,5 - 0,0002 мм |
| Субкапиллярные   | < 0,0002 мм     |

**ПОРИСТОСТЬ И СТРОЕНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА**

**Значения пористости некоторых осадочных пород**

| Горная порода                       | Пористость, % |
|-------------------------------------|---------------|
| Глинистые сланцы                    | 0,54-1,4      |
| Глины                               | 6,0-50,0      |
| Пески                               | 6,0-52        |
| Песчаники                           | 3,5-29,0      |
| Известняки                          | до 33         |
| Доломиты                            | до 39         |
| Известняки и доломиты, как покрышки | 0,65-2,5      |

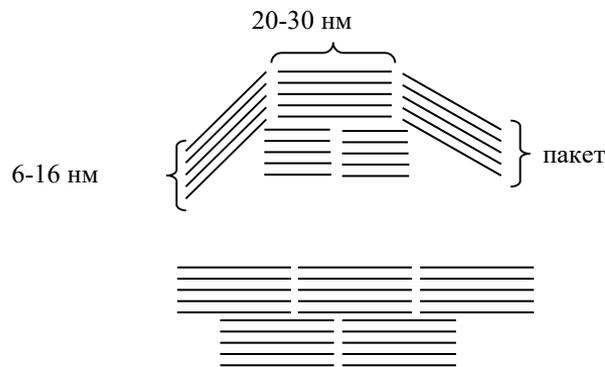
## ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ. ПРОНИЦАЕМОСТЬ,

**Проницаемость** - способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверх высоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов.

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку.

К плохо проницаемым относятся: глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией, глины с упорядоченной пакет. упаковкой.



Массивная упаковка глин - фильтрация происходит через каналы между пакетами

Упорядоченная пакетная упаковка глин - фильтрация практически не происходит

**ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ. ПРОНИЦАЕМОСТЬ,**

***Проницаемость горных пород зависит от следующих основных причин:***

- **от размера поперечного сечения пор**
- **от формы пор**
- **от характера сообщения между порами**
- **от трещиноватости породы**
- **от минералогического состава пород**

### Тема 3 Методы подсчета запасов месторождений нефти и газа

Методы подсчета запасов нефти и газа подразделяются при подсчете запасов нефти на:

объемный;  
отдача с 1 га или с 1 м<sup>2</sup>;  
объемно-генетический;  
кривых эксплуатации, или статистический;  
материальных балансов;  
карт изобар.

Методы подсчета запасов нефти и газа подразделяются при подсчете запасов газа на:

объемный;  
по падению давления;  
материальных балансов;  
карт изобар.

Основным методом подсчета запасов является объемный. Им могут быть подсчитаны абсолютные начальные (геологические) и промышленные (балансовые) запасы нефти и газа, содержащиеся в недрах. Практически из этих запасов удастся добыть только некоторую их часть. Поэтому существенно подсчитать извлекаемые при современных технико-экономических условиях нефть и газ, ввиду чего в формулу подсчета запасов нефти включается коэффициент отдачи.

$$Q_{\text{ГЕОЛ}} = S \cdot H \cdot K_{\text{ПОР}} \cdot K_{\text{НАС}}^{\Gamma} \cdot \frac{\alpha_{\text{Н}} \cdot P_{\text{Н}} - \alpha_{\text{К}} \cdot P_{\text{К}}}{P_{\text{СТ}}} \cdot \frac{T_{\text{СТ}}}{T_{\text{ПЛ}}}$$

$Q_{\text{ГЕОЛ}}$  – геологические запасы газа, млн. куб. м;

$S$  – площадь газонасыщенности, тыс. кв. м.;

$H$  – средняя эффективная газонасыщенная толщина (суммарная толщина газонасыщенных слоев-коллекторов), м;

$K_{\text{ПОР}}$  – пористость, д. ед.;

$K_{\text{НАС}}^{\Gamma}$  – коэффициент газонасыщенности, д. ед.;

$\alpha_{\text{Н}}$  – поправка за отклонение от идеального газа (начальные условия), д. ед.;

$P_{\text{Н}}$  – начальное пластовое давление, МПа;

$\alpha_{\text{К}}$  – поправка за отклонение от идеального газа (конечные условия), д. ед.;

$P_{\text{К}}$  – конечное пластовое давление, МПа;

$P_{\text{СТ}}$  – стандартное давление = 0,10133 МПа;

$T_{\text{СТ}}$  – стандартная температура = 293°К;

$T_{\text{ПЛ}}$  – начальная пластовая температура, °К.

## ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

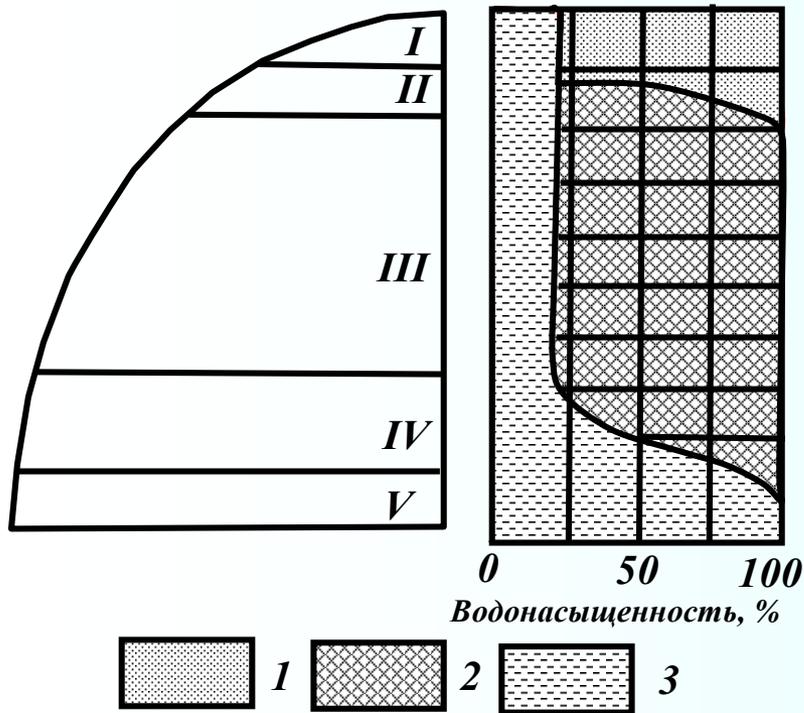
В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт газ, нефть и вода располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных сил.

В результате действия гравитационных сил верхнюю часть залежи заполняет газ, имеющий минимальную плотность, ниже располагается нефть, а еще ниже - вода.

## ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

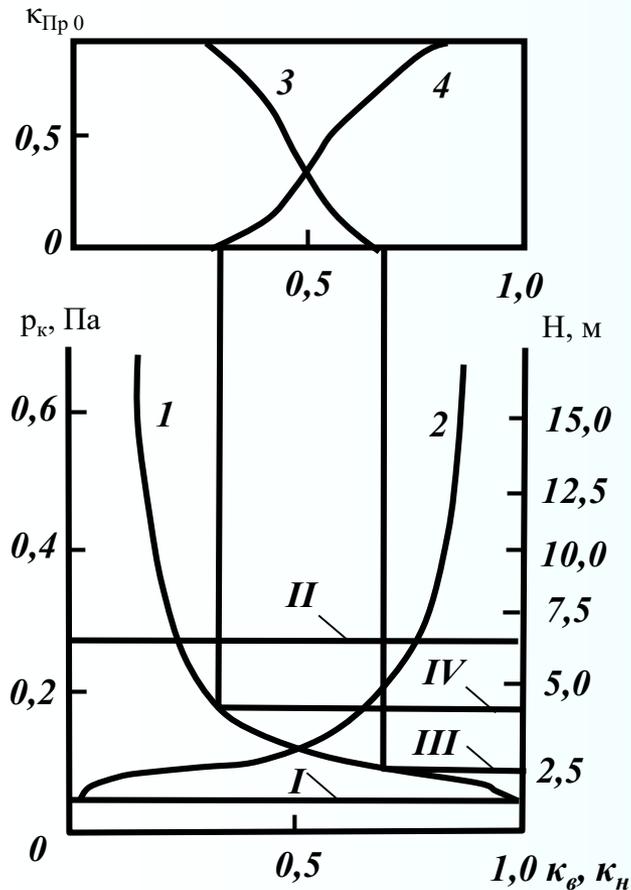
### Размещение нефти, газа и воды в пласте

(по М.И. Максимову)



Переходные зоны от нефти к газу обычно имеют небольшую толщину. На рисунке показано распределение газа, нефти и воды в условном продуктивном пласте с предельной нефтегазонасыщенностью 80 %. Здесь по характеру насыщенности можно выделить пять интервалов (снизу вверх): *V* - водоносная зона; *IV* - переходная зона от воды к нефти; *III* - нефтяная зона; *II* - переходная зона от нефти к газу; *I* - газоносная зона. Указанные особенности распределения газа, нефти и воды по разрезу создают сложности в определении границ залежей по нефтегазонасыщенности пород - водонефтяного контакта (ВНК), газонефтяного контакта (ГНК), газовойводяного контакта (ГВК).

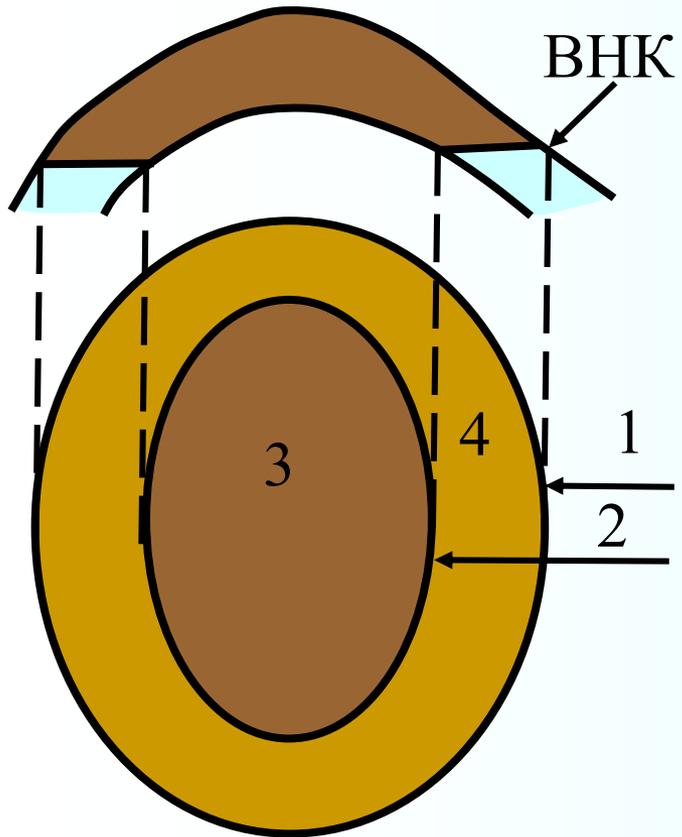
## ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ (пример обоснования положения границ в переходной зоне)



На рис. показано изменение по разрезу нефтеводонасыщенности и капиллярного давления в реальном терригенном коллекторе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (по данным исследования керна одного из месторождений Татарии). Из рисунка видно, что при капиллярном давлении, равном нулю, пористая среда полностью водонасыщена, т.е. коэффициент водонасыщенности  $k_в = 1$ . Несколько выше нулевого уровня капиллярного давления четко выделяется уровень I, на котором в пористой среде появляется нефть (кривая 2). Выше уровня коэффициент нефтенасыщенности  $k_n$  возрастает вначале весьма интенсивно, затем все медленнее, пока не достигает значений, близких к предельному (0,86). Соответственно  $k_в$  выше уровня I уменьшается вначале быстро (кривая I), затем медленнее, до значений, близких к минимальным (0,14). По значениям  $k_n$  близким к максимальным, а  $k_в$  - близким к минимальным, с некоторой долей условности проводится уровень II. Уровень I соответствует подошве переходной зоны, а уровень II - ее кровле. Кривые 3, 4 на рис. характеризуют зависимость фазовой проницаемости в переходной зоне от насыщенности нефтью и водой. По фазовой проницаемости переходную зону можно разделить на три части.

В нижней части переходной зоны фазовая проницаемость коллекторов для нефти равна нулю, и лишь по достижении определенного значения  $k_n$  нефть способна двигаться по пористой среде. Этому значению  $k_n$  соответствует уровень III, ниже которого в переходной зоне подвижной является только вода.

## ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ



- 1 - внешний контур нефтеносности (по кровле пласта)
- 2 - внутренний контур нефтеносности (по подошве пласта)
- 3 - нефтяная зона
- 4 - приконтурная зона  
зона расположения «водоплавающей» нефти

Применительно к каждому контакту различают внешний и внутренний контуры.

**Внешний контур - линия пересечения контакта с верхней поверхностью пласта, внутренний - с нижней поверхностью.**

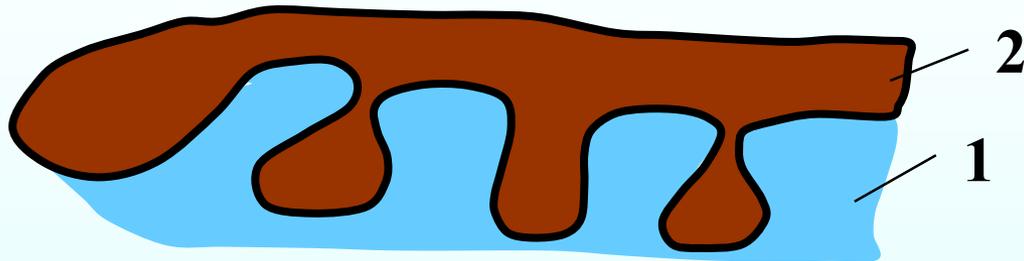
**Во внутреннем контуре находится чисто нефтяная (газовая) часть пласта.**

**Внешний контур является границей залежи.**

**Между внешним и внутренним контурами располагается приконтурная (водонефтяная, водогазовая, газонефтяная) часть.**

**Соответственно положение внешнего контура находят на карте кровли, а внутреннего - на карте подошвы пласта.**

**ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ**  
(расположение языков обводнения и целиков нефти)



1 - языки обводнения;  
2 - целики нефти.

В процессе добычи нефти обычно происходит продвижение контуров нефтеносности

При неравномерном продвижении контуров нефтеносности образуются языки обводнения, что может привести к появлению разрозненных целиков нефти, захваченных водой. Неравномерное продвижение контуров нефтеносности зависит от неоднородности пласта (особенно по его проницаемости), отбора жидкости из пласта без учета этой неоднородности и т.д.

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Количественно доля запасов (нефти, газа, конденсата), которая может быть извлечена определяется: для *нефти* коэффициентом извлечения нефти (КИН), для *газа* и *конденсата* соответственно коэффициентами извлечения газа и конденсата.

Коэффициент извлечения газа по отдельным газовым объектам не рассчитывают, а принимают, исходя из имеющегося опыта в целом по газовой отрасли, равным 0,8.

Исходя из физических особенностей этих УВ наиболее сложным является определение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В общем виде коэффициент извлечения нефти может быть выражен как отношение количества нефти, извлеченной на поверхность -  $Q_{извл}$ . к балансовым запасам нефти залежи  $Q_{бал}$ .

$$КИН = Q_{извл} / Q_{бал}.$$

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Имеется несколько способов расчета конечного (проектного) КИН:

- статистический, основанный на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими факторами;
- покоэффициентный, основанный на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки;
- основанный на технологических расчетах показателей нескольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерных математических моделях конкретной залежи нефти.

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

**Покоэффициентный метод** важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов - вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ), охвата процессом вытеснения ( $K_{\text{охв}}$ ) и заводнения ( $K_{\text{зав}}$ ):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} K_{\text{зав}}$$

**Коэффициент вытеснения** - это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочей агента. Значения  $K_{\text{выт}}$ , как правило, определяют экспериментально в лабораторных условиях на длинных образцах керна с использованием модельных пластовых жидкостей.

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

**Коэффициент охвата Кохв** - это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки. Кохв можно рассчитать по картам распространения коллекторов по площади залежи (всех и заполняемых вытесняющим агентом) на основании эмпирических статистических зависимостей коэффициента охвата от плотности сетки скважин или на основании аналогии с подобными залежами нефти.

**Коэффициент заводнения Кзав.** характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной обводненности добываемой продукции

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА

Наиболее полно учесть все многочисленные факторы, влияющие на конечный КИН, позволяет *геолого-математическое моделирование* процессов фильтрации на трехмерных моделях, с помощью быстродействующих современных ЭВМ.

С этой целью на базе детальных адресных геолого-промысловых моделей создаются статические геолого-математические трехмерные модели, отражающие изменчивость свойств коллекторов по объему залежи.

Затем на базе этих моделей, путем моделирования процессов фильтрации в трехмерном пространстве и вытеснения нефти рабочим агентом к забоям добывающих скважин, с помощью ЭВМ создается динамическая модель эксплуатационного объекта, показывающая прогнозное изменение во времени:

- насыщенности объема объекта нефтью и вытесняющим агентом;
- пластового давления в зоне нагнетания агента и отбора нефти;
- дебитов скважин и обводненности добываемой в них продукции.

При желании, на дисплей ЭВМ можно вывести и зафиксировать состояние залежи на любой момент времени. В результате получают расчет проектных технологических показателей разработки по годам эксплуатации и за отдельные периоды - 10, 20, 40 лет, вплоть до конца разработки.