

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*

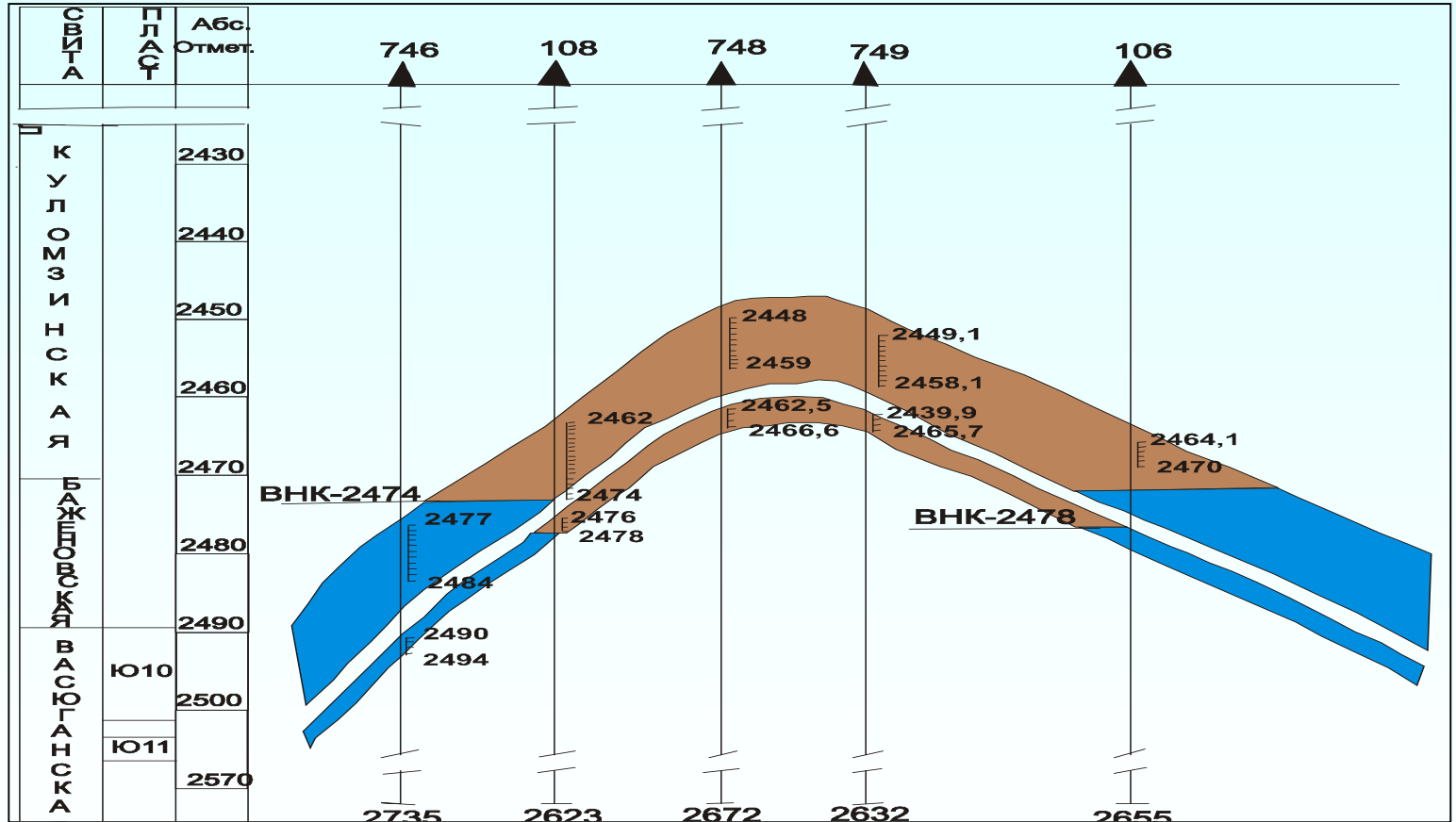
- *стратиграфически ограниченная,*

- *тектонически эранированная*

Тема 1

Залежи месторождения нефти и газа

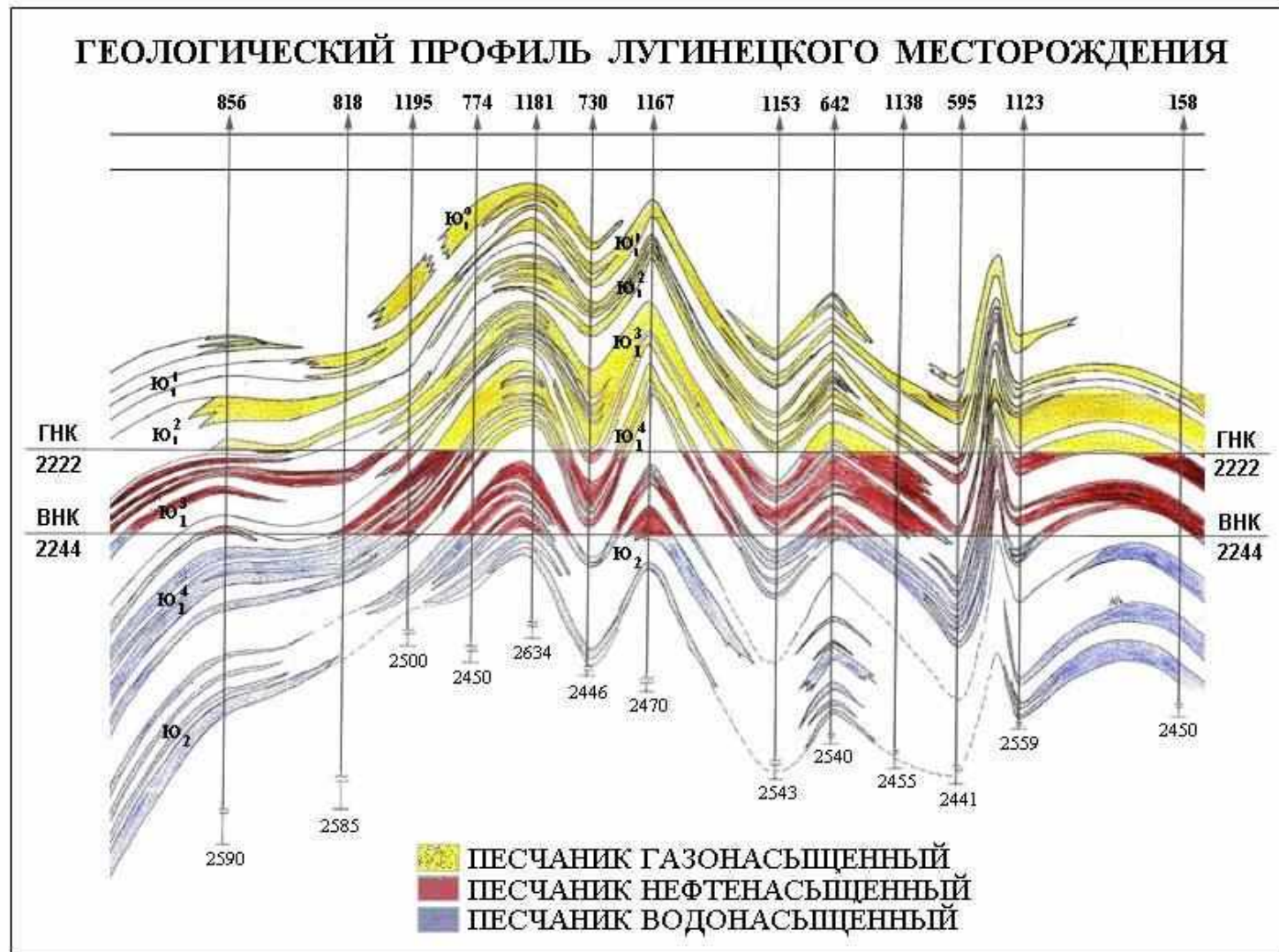
Пластовый тип залежи



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.

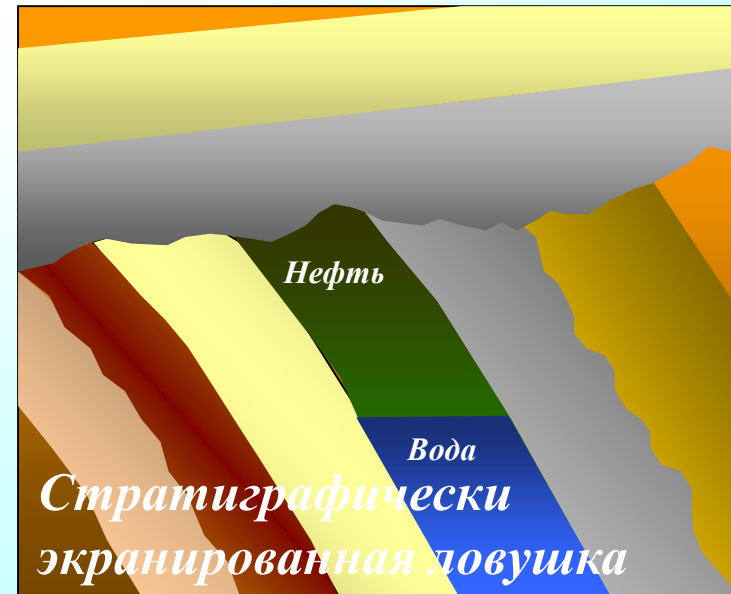
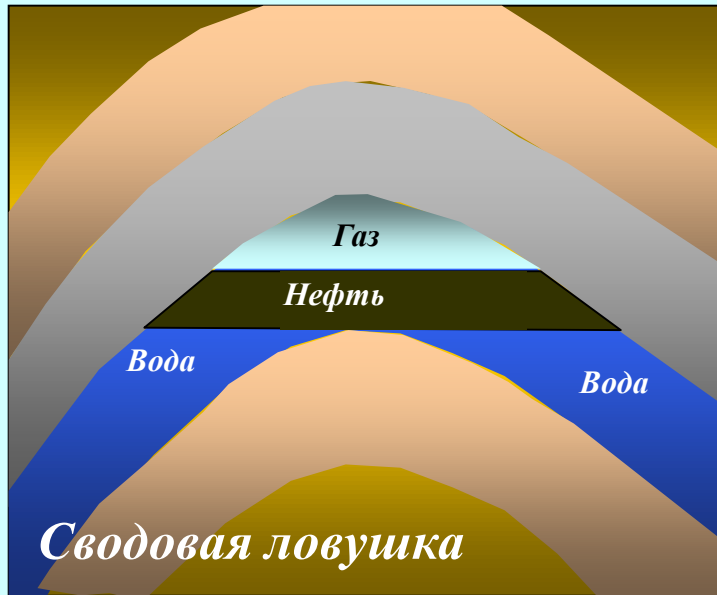
Тема 1

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



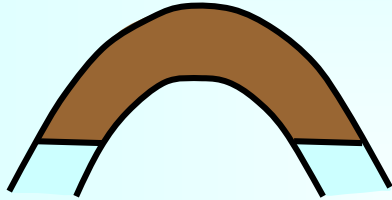
Под *месторождением* нефти и газа понимается совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой.

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*

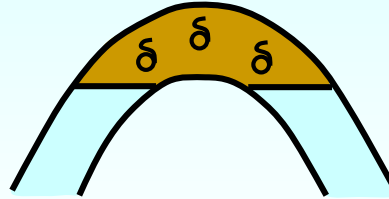
Тема 1

Формы залежей нефти и газа

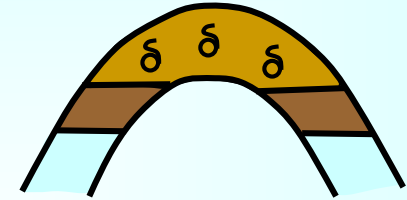
Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов



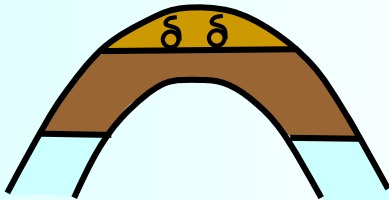
нефтяная



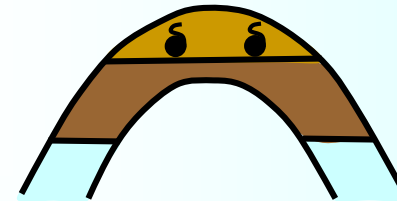
газовая



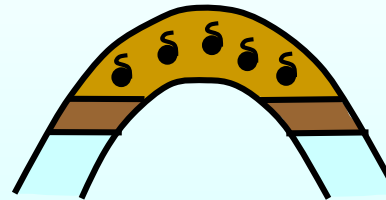
газонефтяная



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.

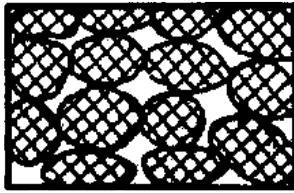
Коллектором называется горная порода, обладающая такими геолого-физическими свойствами, которые обеспечивают физическую подвижность нефти или газа в ее пустотном пространстве.

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

Тема 1

Порода-коллектор

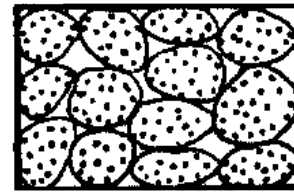
$$V_{\text{пуст.}} = V_{\text{пор}} + V_{\text{трещ.}} + V_{\text{каверн}}$$



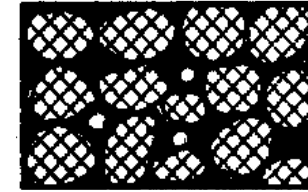
а



б



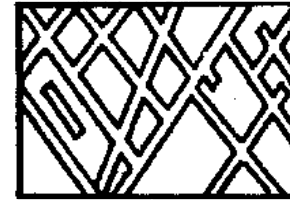
в



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:

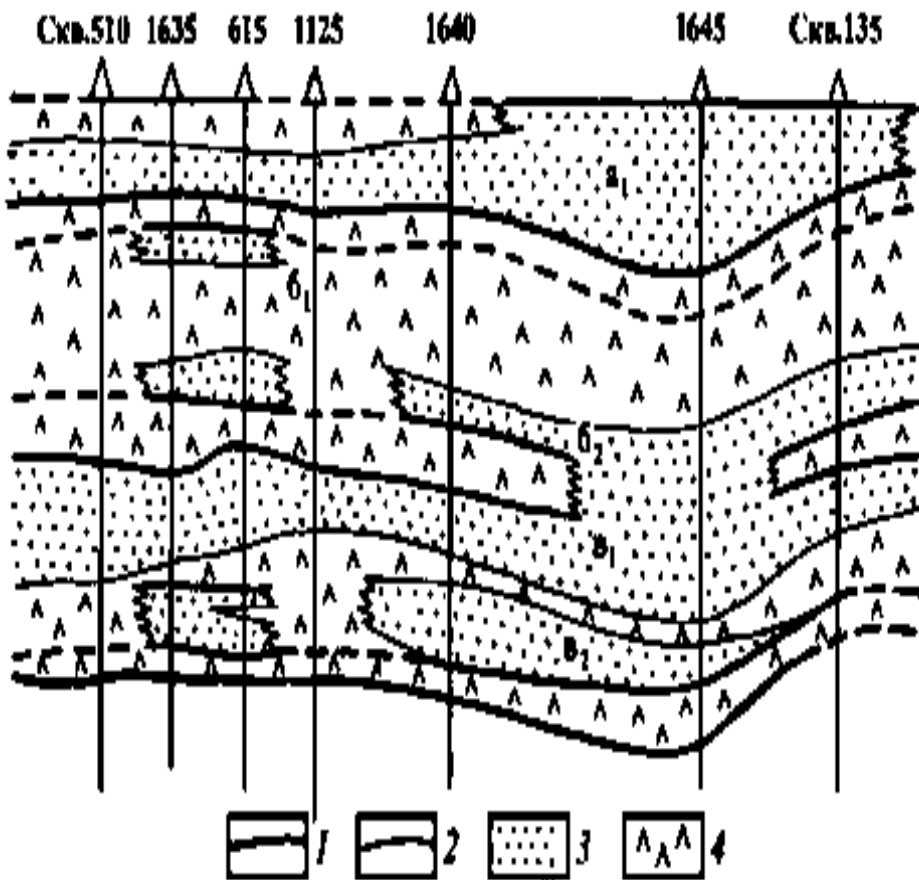
- **коэффициент расчлененности**, показывающий среднее число пластов (прослоев) коллекторов в пределах залежи;
- **коэффициент песчанистости**, показывающий долю объема коллектора (или толщины пласта) в общем объеме (толщине) залежи;
- **коэффициент литологической связанности**, оценивающий степень слияния коллекторов двух пластов, $K_{св} = F_{св} / F_k$, 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, $K_{расп} = F_k / F$, где F_k – 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



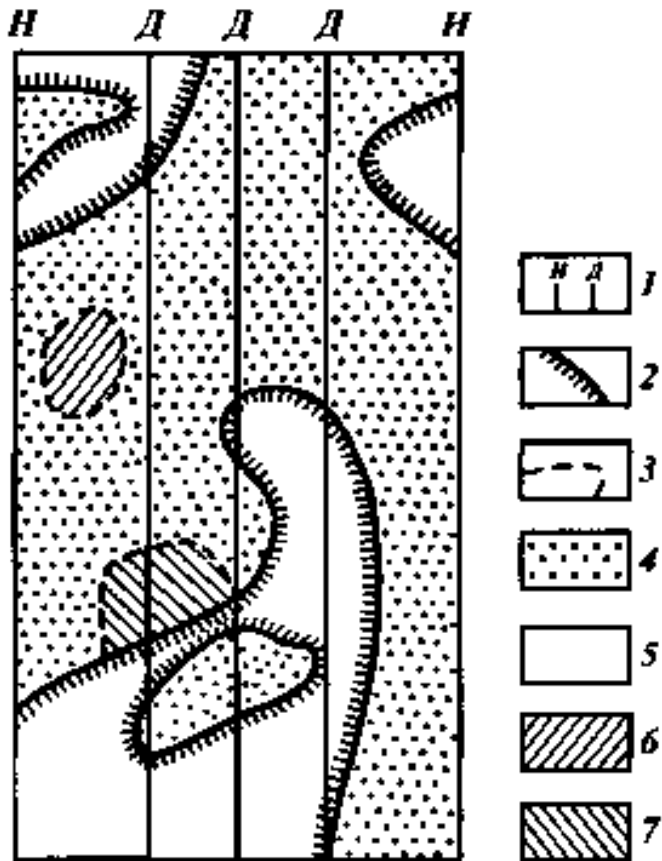
Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта.

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.

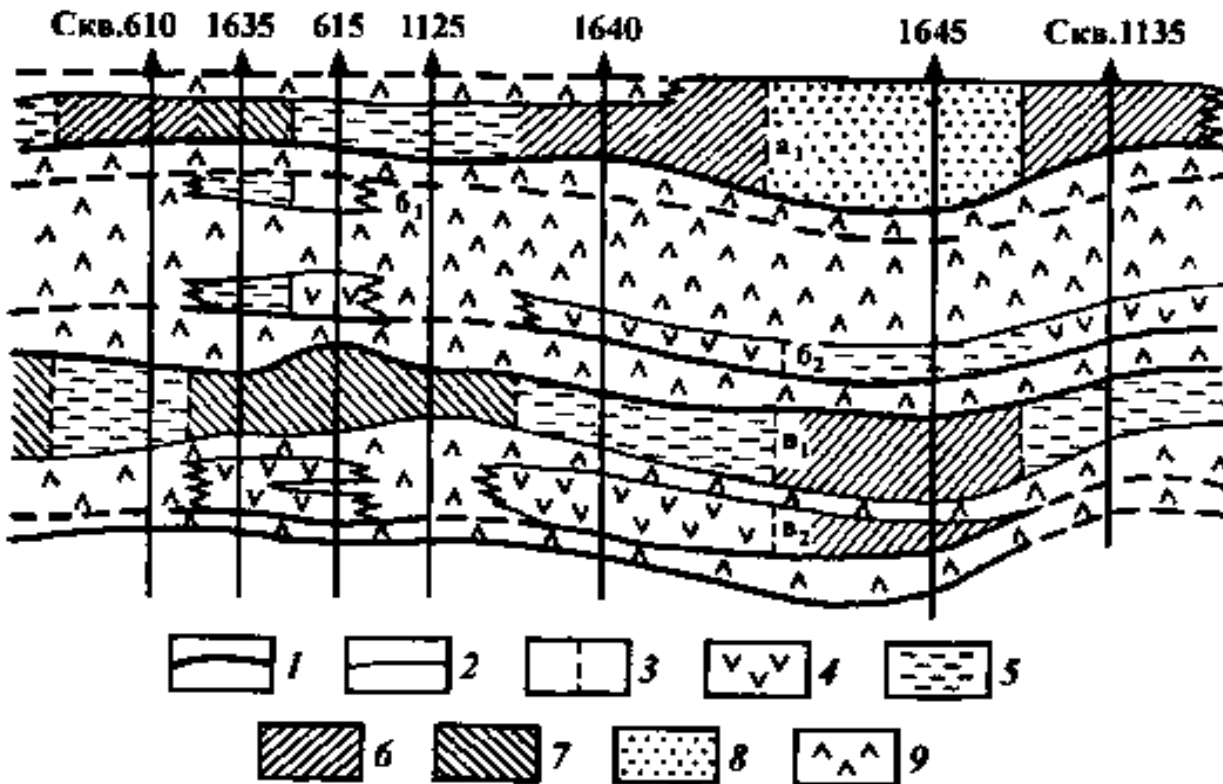
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

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, мкм²:

4 - < 0,01;

5 - 0,01-0,05,

6 - 0,05-0,1;

7 - 0,1-0,4;

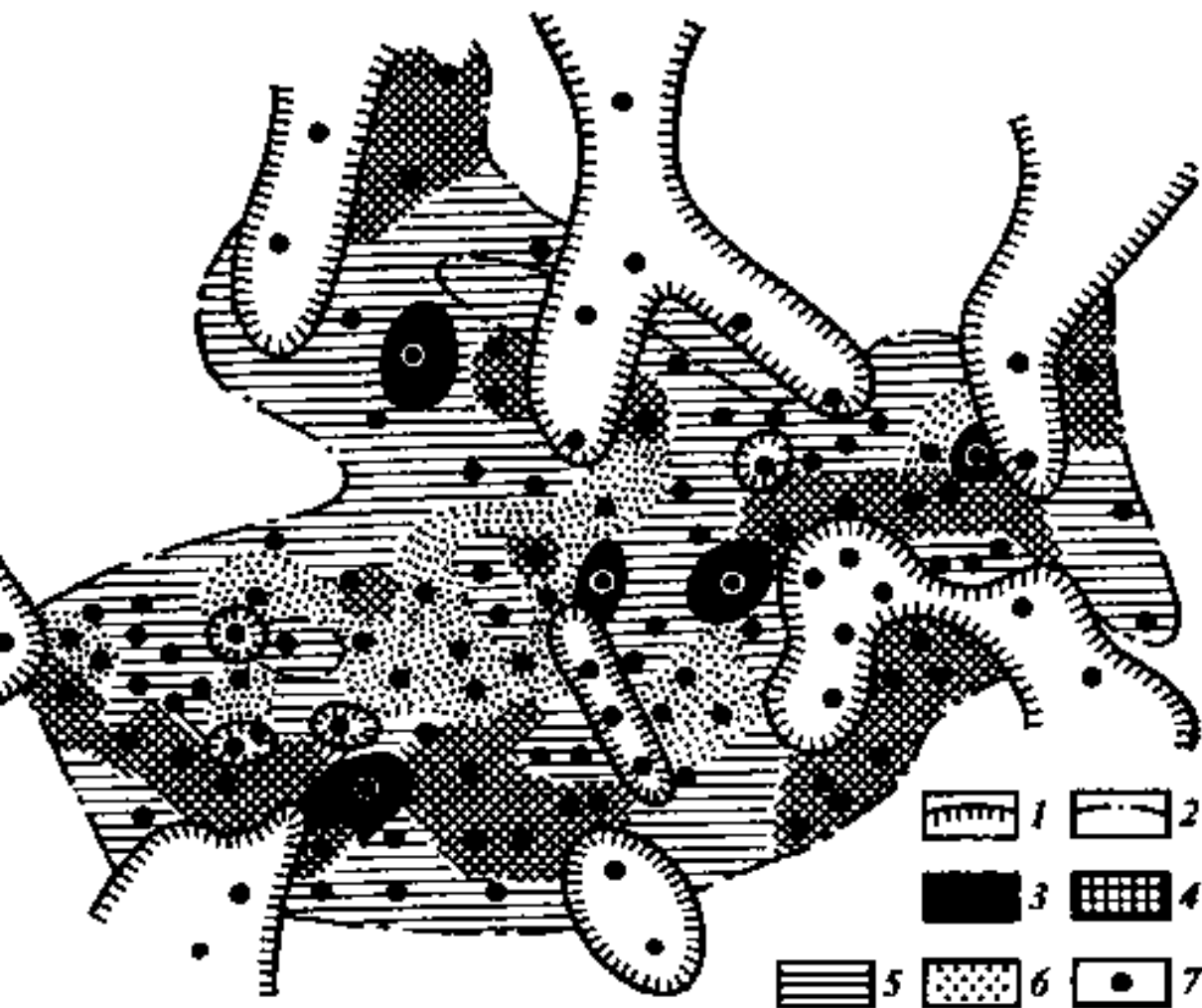
8 - > 0,04;

9 - непроницаемые породы;

a-3 - индексы пластов

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

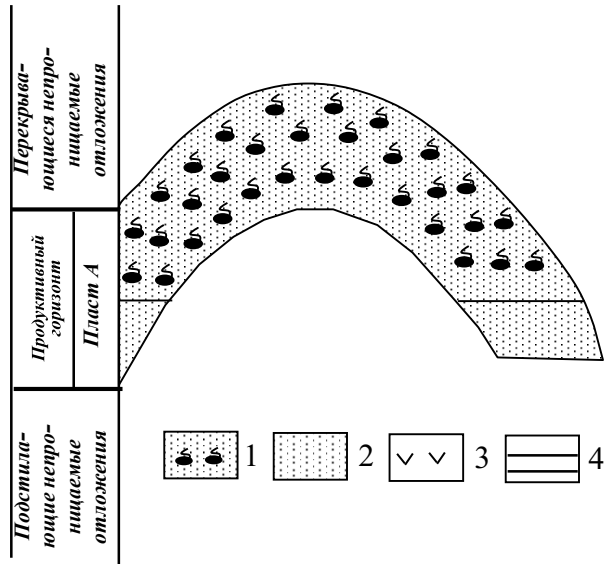
Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности пласта:



- 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)
- С₁ (оцененные)
- С₂ (предполагаемые)

Ресурсы: D₁ (локализованные)

- D₂ (перспективные)
- D₃ (прогнозные).

Приказом МПР РФ от 7 марта 1997 г № 40 определялись: запасы категорий А, В, С₁ и С₂ - по степени разведанности, прогнозные ресурсы категорий Р₁, Р₂ и Р₃ - 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 C₁ - 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 C₂ - 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 A+B+C₁.

Разведанные запасы - балансовые и забалансовые запасы категории A+B+C₁ 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 м³ газа;
- очень крупные - от 100 до 300 млн т нефти или от 100 до 500 млрд м³ газа;
- крупные - от 30 до 100 млн т нефти или от 30 до 100 млрд м³ газа;
- средние - от 10 до 30 млн т нефти или от 10 до 30 млрд м³ газа;
- мелкие - от 1 до 10 млн т нефти или от 1 до 10 млрд м³ газа;
- очень мелкие - менее 1 млн т нефти или менее 1 млрд м³ 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 C_1H_4 до C_4H_{10} - газы; от C_5H_{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 $27-71^{\circ}C$, вторых – $65-88^{\circ}C$. 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 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 ΔV - изменение объема нефти, V - исходный объем нефти, Δp - изменение давления.

- **Объемный коэффициент пластовой нефти** показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 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., ρ - 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/см³. Ее значения в пластовых условиях могут достигать 1.0 г/см³

По плотности пластовые нефти делятся на:

- *легкие с плотностью менее 0.850 г/см³;*
- *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 μ_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 CH_4 .

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

азот N, углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S , 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 м³ 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 м³ 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 1м³ 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 (ρ_r)** – масса 1 м^3 газа при температуре 0°C и давлении $0,1\text{ МПа}$. ($\text{кг}/\text{м}^3$); $\rho_r = M/V_m$

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 1см^2 на 1см со скоростью 1см/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°C. Молекулярная масса 90-160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ 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;

ρ - плотность жидкости в скважине, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

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.

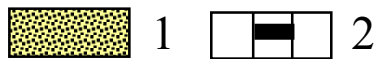
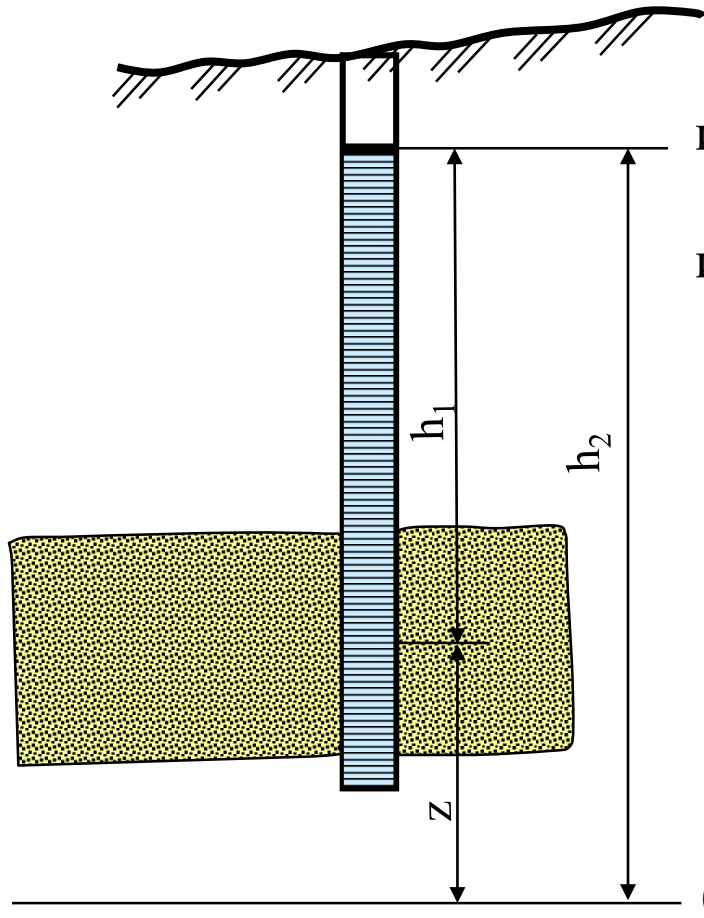
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

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**.

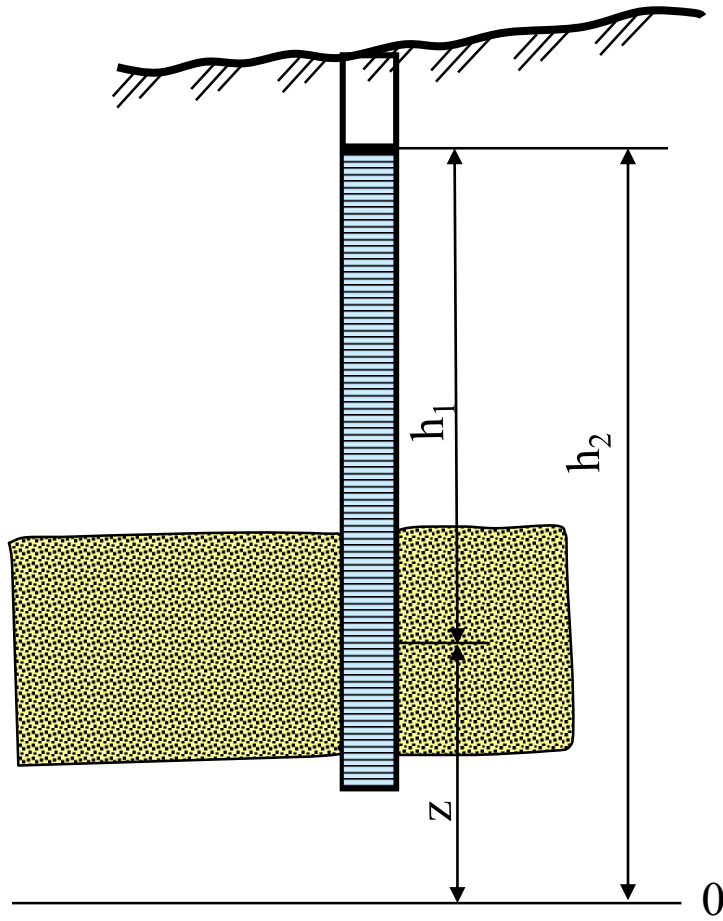
Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют **пьезометрической поверхностью**.



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

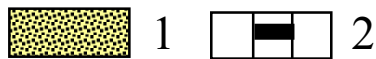
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

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,

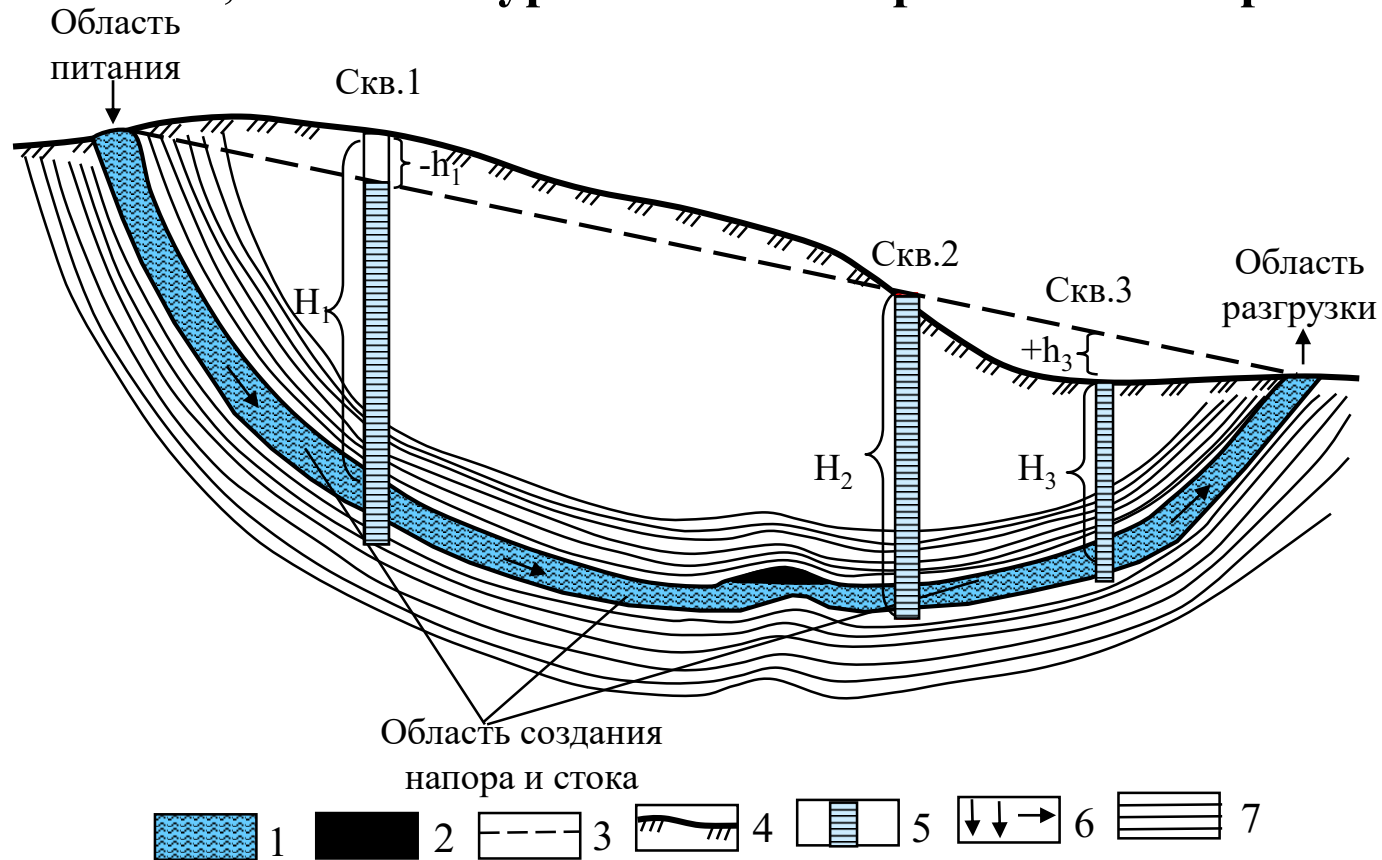
область стока - основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод,

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

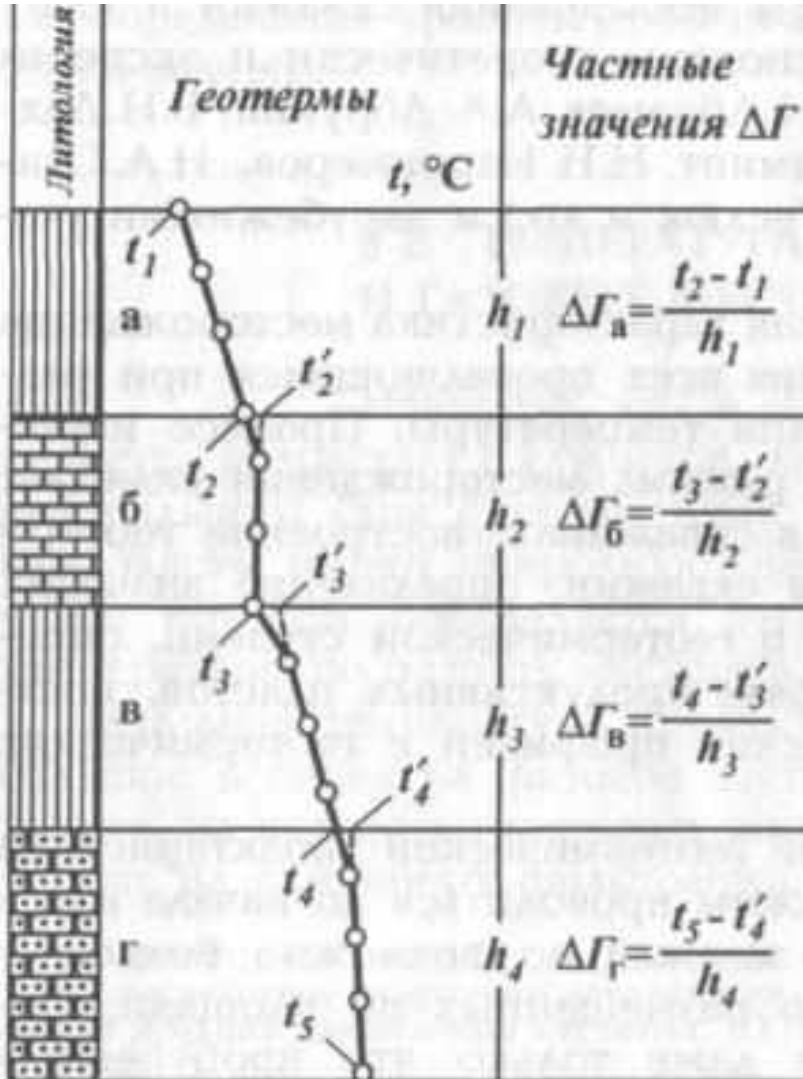
H - глубина места замера температуры, м

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:

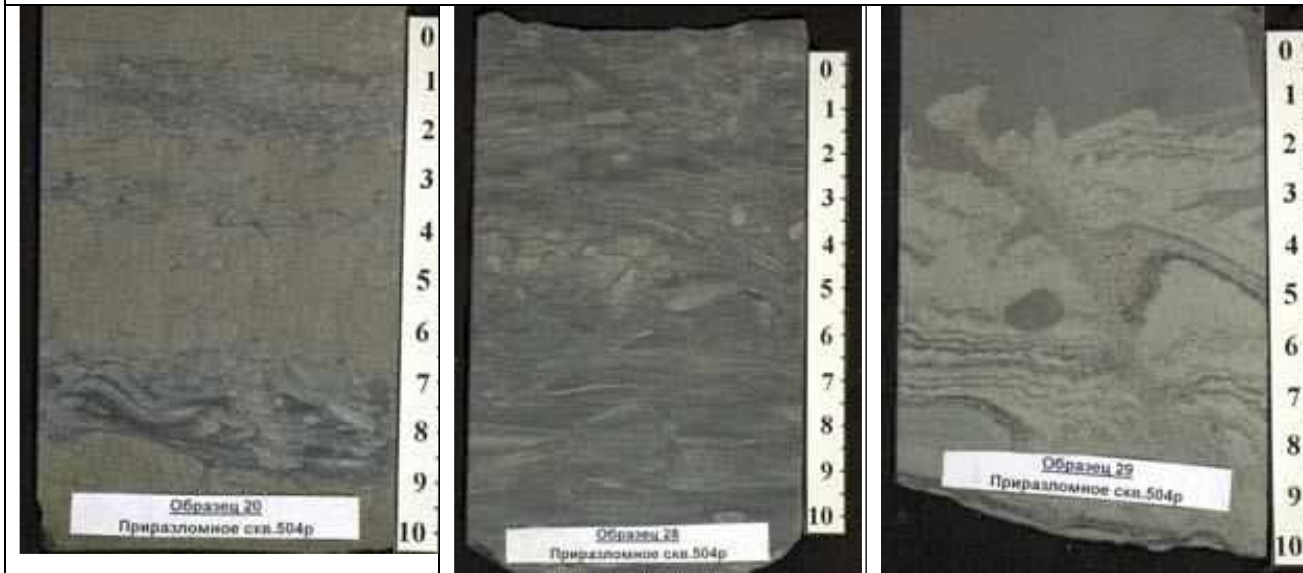
$$\Gamma = \frac{100}{G}$$

ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОД ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

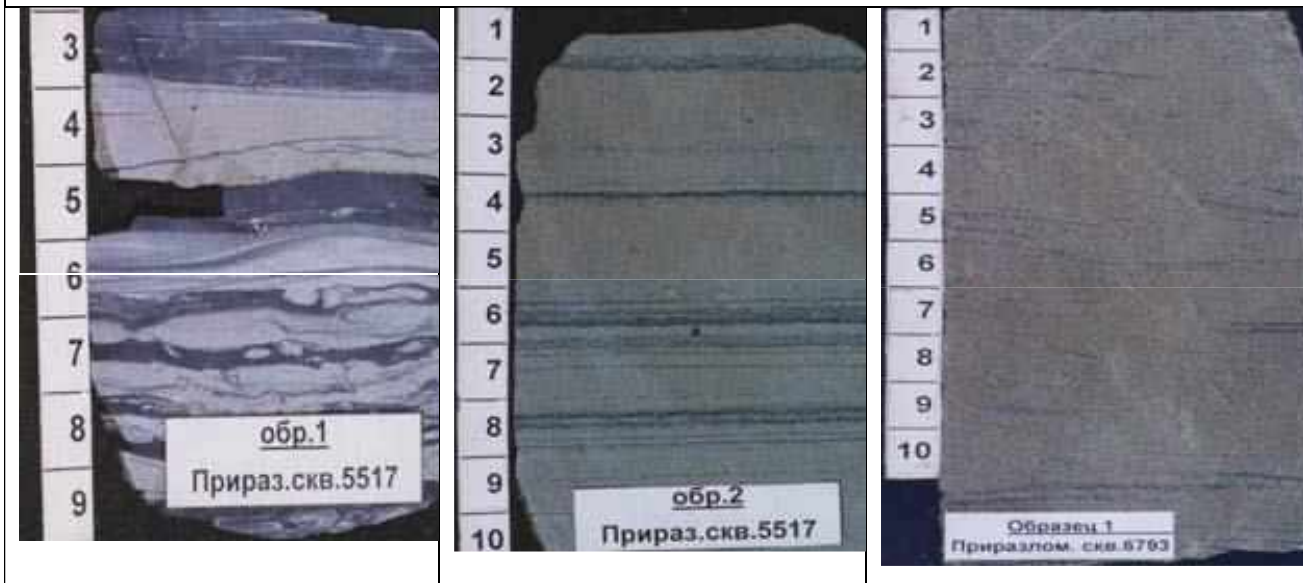
При изучении керна необходимо получить следующую информацию:

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

Б

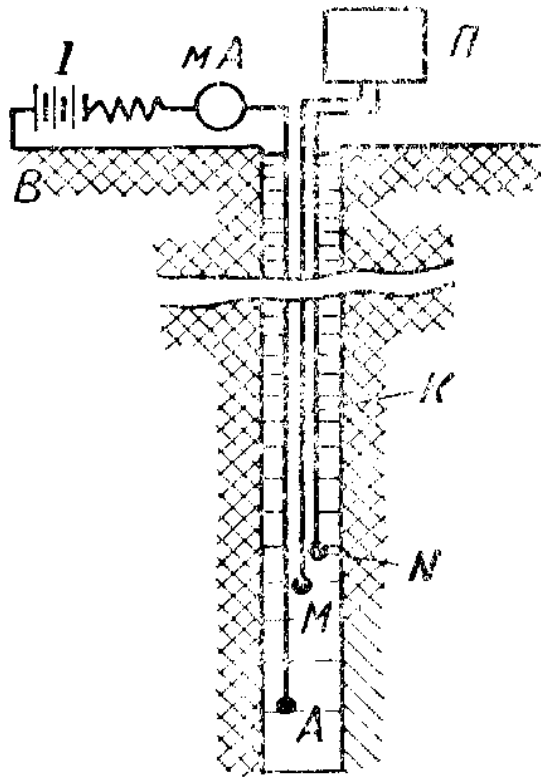


А



**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)

ΔU – 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)

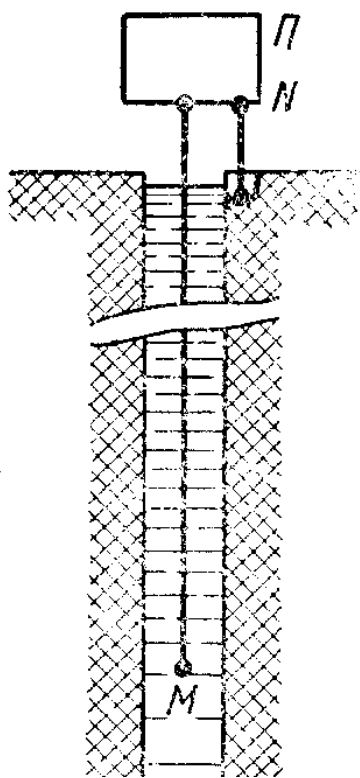


Схема измерения
кажущегося
удельного
сопротивления

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.

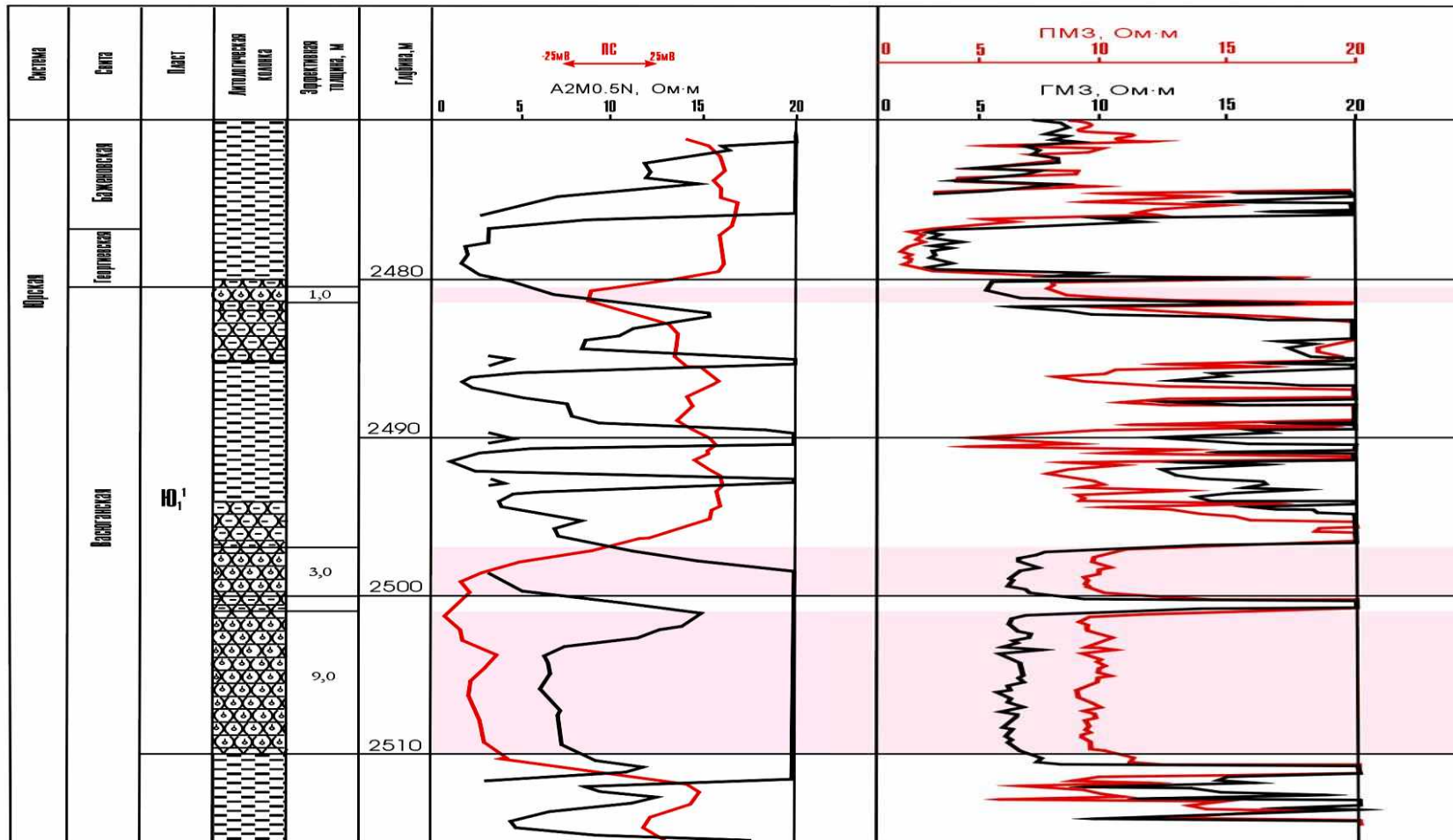
Зонды бывают двух типов: **градиент-зонды** и **потенциал-зонды**. Для обозначения зонда записывают его электроды в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между соответствующими им буквами расстояние в метрах. Например, М2,5А0,25В обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, 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 песчанистые 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.

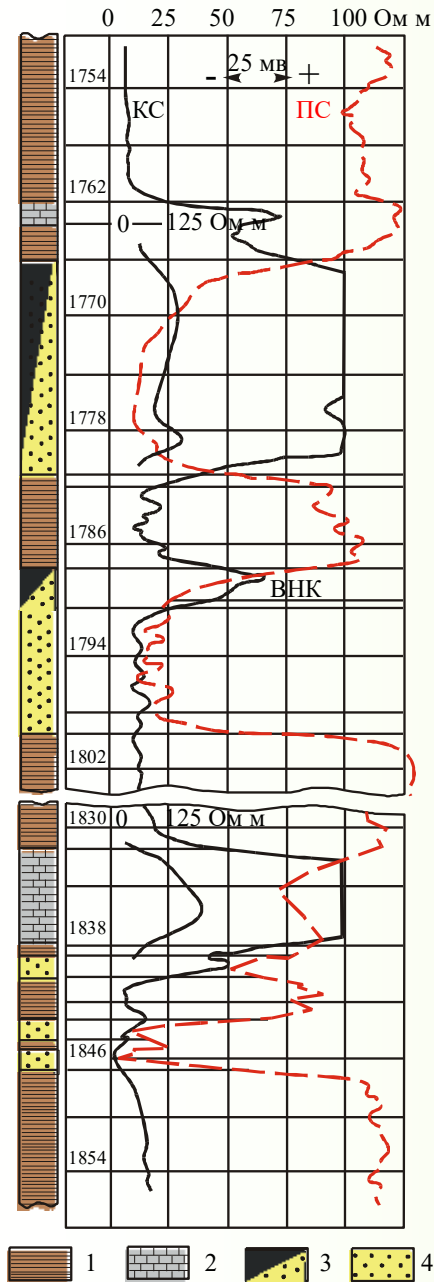
РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

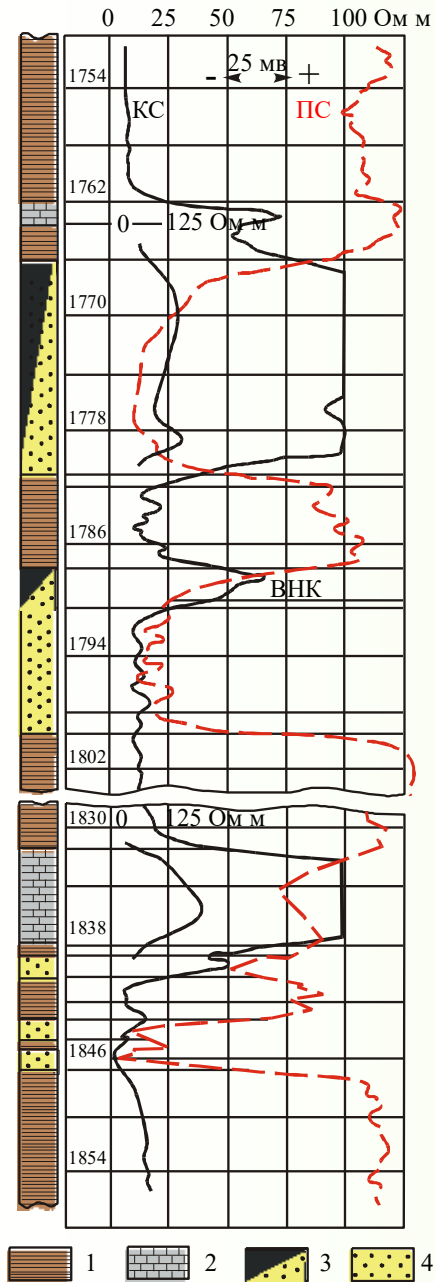
Тема 2

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 α ПС. Пласты, против которых линия ПС располагается левее линии кондиционного предела α ПС, относят к коллекторам.

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

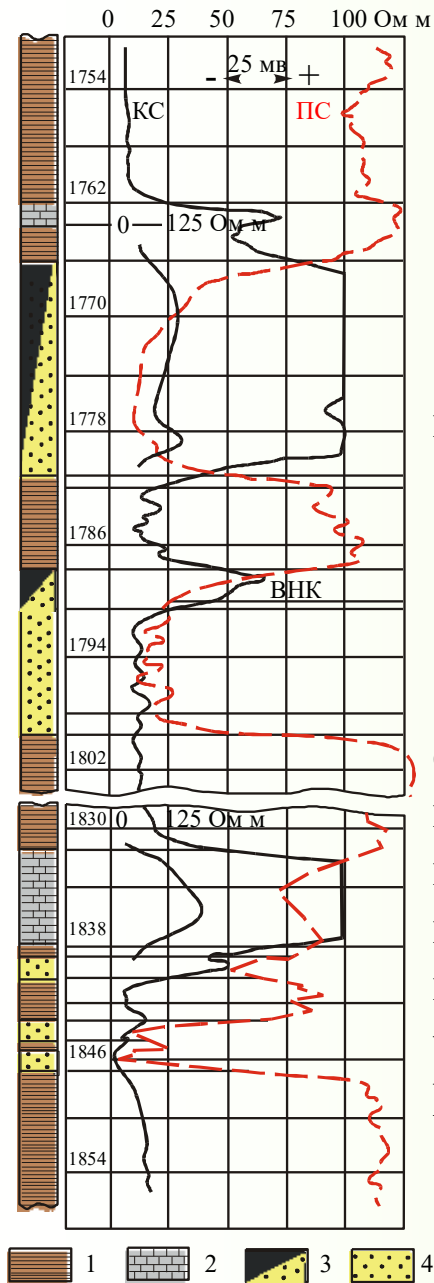


1 - глина; 2 - известняк;
3 - песчаник нефтеносный;
ВНК - водонефтяной контакт

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

При изучении разрезов скважин выделяются:

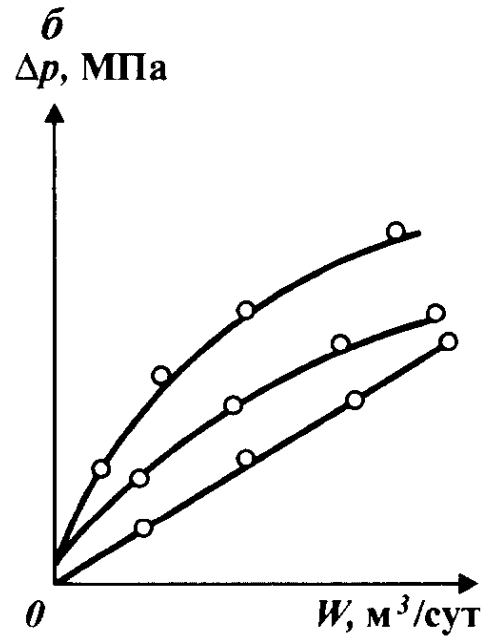
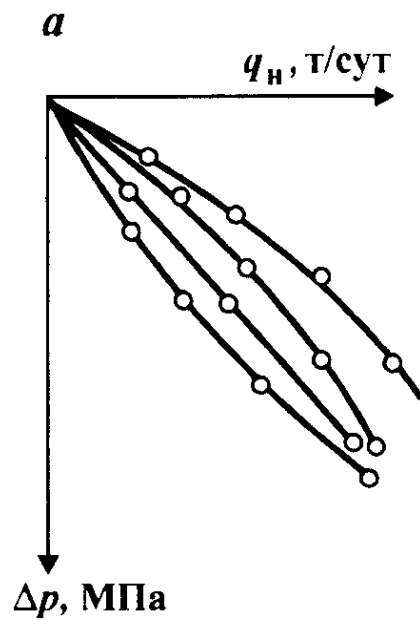
- 1) общая толщина горизонта (пласта) - расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах;
- 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта;
- 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной 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



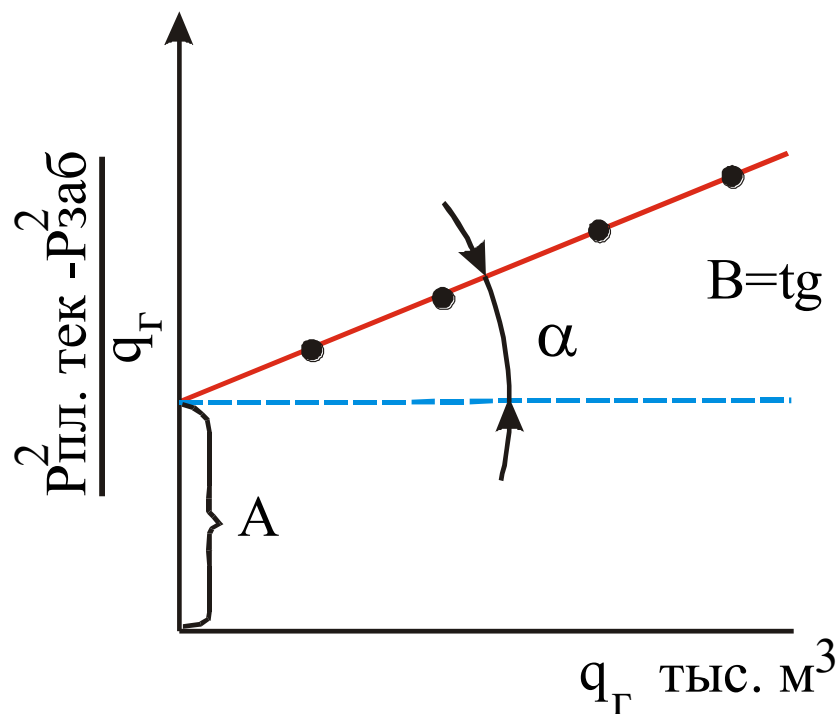
**Индикаторные
диаграммы добывающих
(а) и нагнетательных (б)
скважин:**

q_n - дебит скважин по
нефти;

W - приемистость
скважин;

Δp - 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 $(P_{\text{пл.тек}}^2 - P_{\text{заб}}^2) / q_g$ (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, (м⁵/(Н·с))

$$\epsilon = k_{\text{пр}} h / \mu,$$

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

h - работающая толщина пласта;

μ - вязкость жидкости или газа.

Коэффициент ϵ - 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;
 μ - вязкость жидкости или газа.

Он характеризует подвижность флюида в пластовых условиях в районе скважины.

3. Коэффициент пьезопроводности, (м2/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 β^* .

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

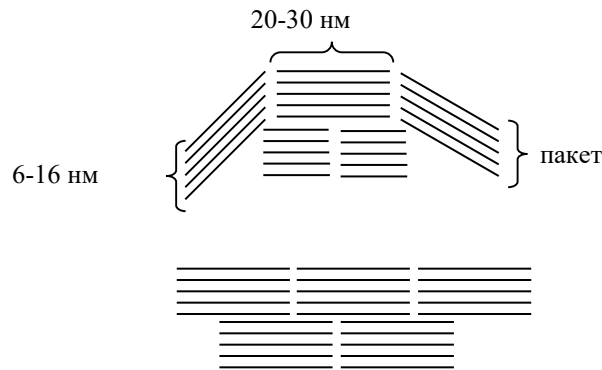
ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ. ПРОНИЦАЕМОСТЬ,

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 м²;
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 газоносности, 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

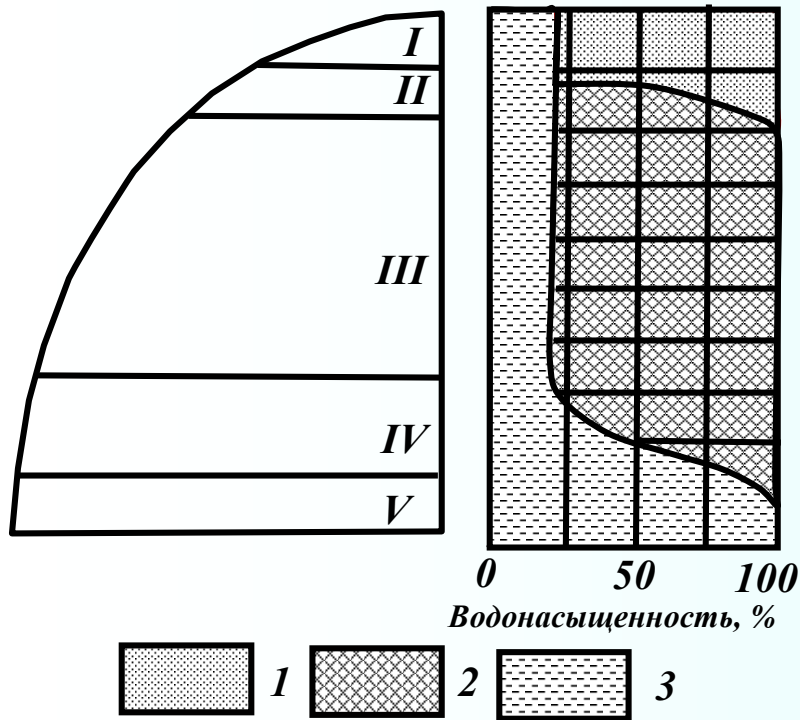
В пределах залежей насыщающие продуктивный пласт газ, нефть и вода располагаются по высоте в соответствии с действием гравитационных и молекулярно-поверхностных сил.

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

ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ

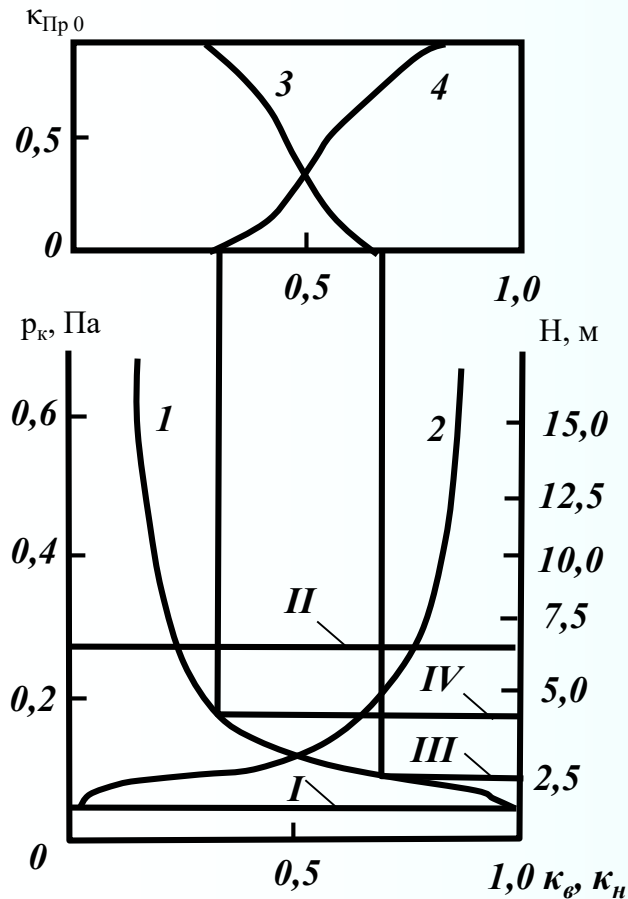
Размещение нефти, газа и воды в пласте

(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).

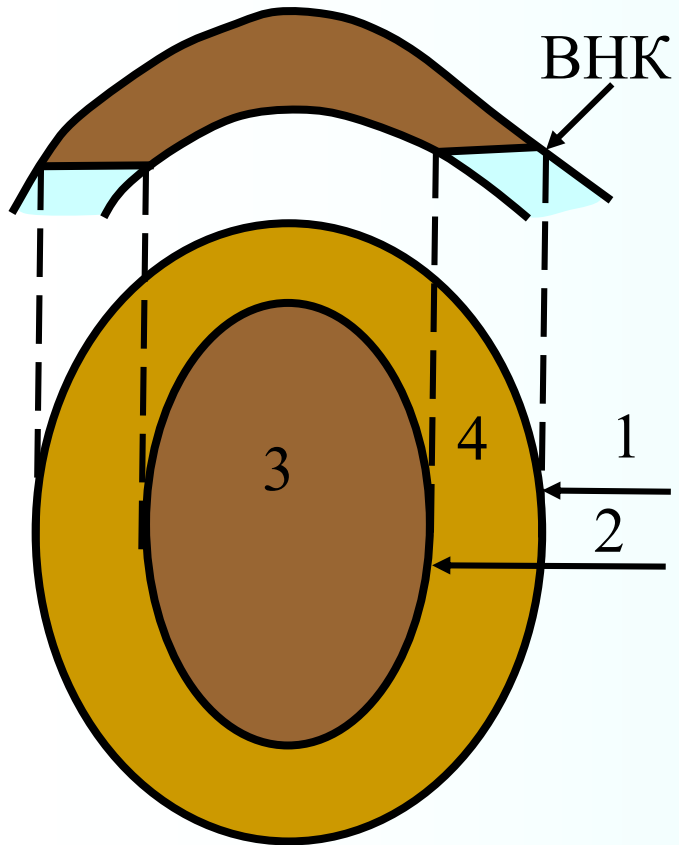
ИЗУЧЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ (пример обоснования положения границ в переходной зоне)



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 $k_g = 1$. 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_g 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_g - 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.

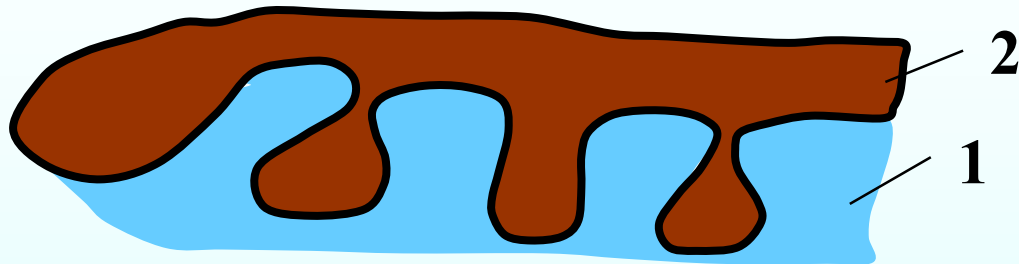
Во внутреннем контуре находится чисто нефтяная (газовая) часть пласта.

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;
- покоеэффициентный, 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.