

# Раздел 4. Основы геологии нефти и газа.



## Тема 4.1. Нефть и природный газ.



# Нефть.

Элементарный и химический состав.  
Товарные и физические свойства.

Нефть – разновидность горных пород. Вместе с другими осадочными породами (торф, уголь и др.), но не твердыми, жидкими она образует семейство **каустобиолитов.**



## Элементарный состав нефти.

1. Углерод - **82-87%**;
2. Водород - **11-14%**;
3. Сера в количестве от **0,1** до **1,2%**;
4. Азот - от **0,001** до **1%**;
5. Кислород – от **0,01** до **1%**.

# Углеводородные соединения подразделяются:

- 1. Парафиновые (метановые или алканы)**
- 2. Нафтеновые (полиметиленовые или цикланы)**
- 3. Ароматические (арены)**
- 4. Смешанные**

□ Метан  $\text{CH}_4$ , этан  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$  и бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – при атмосферном давлении и температуре  $20^\circ\text{C}$  находятся в газообразном состоянии.

□ Пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ , гексан  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  и гептан  $\text{C}_7\text{H}_{16}$  при тех же условиях находятся в неустойчивом состоянии, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно.

□ Углеводороды от  $C_8H_{18}$  до  $C_{17}H_{36}$  – **жидкие вещества.**

□ Углеводороды, в молекулах которых содержится свыше 17 атомов углерода, относятся к **твердым веществам.**

Это **парафины и церезины**, которые содержатся в тех или иных количествах во всех нефтях.

## Классификация нефти по наличию примесей

### **По содержанию серы нефти делятся:**

1. Малосернистые – содержание серы не более 0,5%
2. Сернистые -0,5 – 2,0%
3. Высокосернистые более 2,0%

### **По содержанию смол нефти делятся:**

1. Малосмолистые – содержание смол ниже 18%
2. Смолистые – 18 - 35%
3. Высокосмолистые более 35%

## **По содержанию парафина нефти делятся:**

- 1. Малопарафинистые - содержание парафина менее 1,5% по массе**
- 2. Парафинистые – 1,5 – 6,0% по массе**
- 3. Высокопарафинистые более 6,0%**

# Фракционный состав нефти

Фракцией называется доля нефти, выкипающая в определенном интервале температур.

Основные фракции:

- 28 - 180<sup>0</sup>С – широкая бензиновая фракция
- 140 - 200<sup>0</sup>С – уайт - спирт;
- 180 - 320<sup>0</sup>С – широкая керосиновая фракция
- 150 - 240<sup>0</sup>С – осветительный керосин
- 180 - 280<sup>0</sup>С – реактивное топливо
- 140 - 340<sup>0</sup>С – дизельное топливо (зимнее)
- 180 - 360<sup>0</sup>С – дизельное топливо (летнее)
- 350 - 500<sup>0</sup>С – широкая масляная фракция
- 380 - 540<sup>0</sup>С – вакуумный газойль



# Физические свойства нефти

1. **Плотность** - отношение ее массы к объему при температуре 20°C и атмосферном давлении.

По плотности пластовые нефти делятся на:

- **Легкие** - с плотностью менее 0,850 г/см<sup>3</sup> ( характеризуется высоким газосодержанием);
- **Тяжелые** – с плотностью более 0,850 г/см<sup>3</sup> ( характеризуется низким газосодержанием).

**2. Вязкость** - свойство любой жидкости, в том числе и нефти, оказывать при движении сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга, т.е. **характеризует подвижность жидкости.**

Различают:

**1. Динамическая (абсолютная) вязкость  $\mu$  (Па\*с)–**

Характеризует силу трения (внутреннее сопротивление жидкости ее движению), возникающую между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении.

**Динамическая  
вязкость  
определяется:**

$$\mu = \frac{F \times \Delta V}{A \times \Delta Y}$$

**2. Кинематическая вязкость  $\eta$  (м<sup>2</sup>/с) –**  
отношение динамической вязкости  
к плотности жидкости при температуре  
определения.

**Кинематическая  
вязкость определяется:**

$$\eta = \mu \div \rho$$

**3. Условная (относительная) вязкость**  
показывает, насколько вязкость данной  
жидкости больше или меньше вязкости воды.

## Вязкость нефти колеблется в широких пределах:

- с незначительной вязкостью –  
 $\mu_n < 1$  мПа·с;
- маловязкие –  $1 < \mu_n \leq 5,1$  мПа·с;
- с повышенной вязкостью –  
 $5 < \mu_n \leq 25$  мПа·с;
- высоковязкие -  $\mu_n > 25$  мПа·с.

### 3. Газосодержание.

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

□ **Растворимость газа** – это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлениях и температуре.

□ **Коэффициентом разгазирования нефти** называется количество газа, выделяющееся из единицы объема нефти при снижении давления на единицу.

**4. Давлением насыщения пластовой нефти называется максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нее в условиях термодинамического равновесия.**

**В природных условиях давление насыщения может быть:**

- равным пластовому давлению - нефть может быть полностью насыщена газом;**
- может быть меньше него - нефть недонасыщена.**

# Углеводородный газ.

## Химический состав, физические свойства. Газоконденсат.

Углеводородные газы, сформированные в осадочной оболочке земной коры, могут находиться :

- **в свободном состоянии** - образуют газовые скопления промышленного значения;
- **в растворенном состоянии** - при определенных условиях вступают в соединения с водой;
- **в твердом состоянии** - при определенных условиях переходят в твердое состояние.



Природные углеводородные газы -  
это смесь предельных УВ вида  $C_nH_{2n+2}$ .  
Основным компонентом является метан  $CH_4$ .

Вместе с метаном в состав природных газов входят:

- более тяжелые УВ :  
суммарное содержание УВ от  
этана  $C_2H_6$  и выше;
- неуглеводородные компоненты:  
азот  $N_2$ , углекислый газ  $CO_2$ ,  
сероводород  $H_2S$ , гелий  $He$ , аргон  $Ar$ .

**1.** УВ  $C_1 - C_4$  при нормальных и стандартных условиях находятся в газообразном состоянии.

**2.** УВ  $C_5$  и выше при нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

**3.** При высоких давлениях жидкие УВ растворяются в газовой фазе (газовые растворы, газоконденсаты). Поэтому при высоких давлениях плотность газа приближается к плотности легких углеводородных жидкостей.

## **Конденсатом**

**называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления.**

**В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе.**

## Различают:

- Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промышленных сепараторах при давлении и температуре сепарации.
- Стабильный конденсат состоит из жидких УВ. Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего.

**Тема 4.2. Условия залегания нефти,  
природного газа,  
пластовой воды.**

**Понятие о породах-коллекторах.**

**Группы пород-коллекторов.**

**Гранулометрический состав.**

**Коллекторские свойства пород-  
коллекторов.**

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

**60%** запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам,  
**39%** - к карбонатным отложениям,  
**1%** - к выветренным метаморфическим и изверженным породам.

**Следовательно, основными коллекторами нефти и газа являются пористые породы осадочного происхождения.**

**Тип коллектора** определяется природой, структурой и геометрией порового пространства.

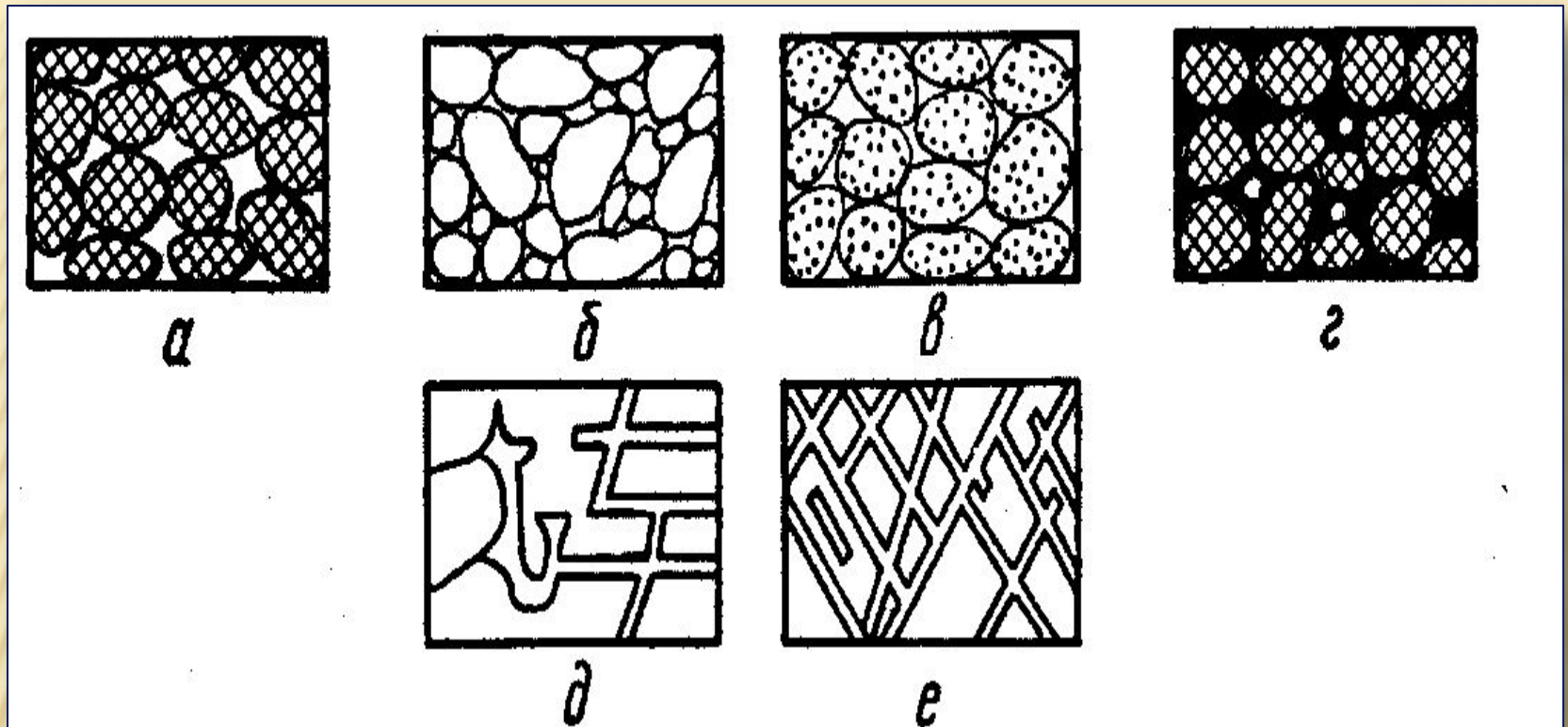
Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трех **ТИПОВ**■

**1. Гранулярный (терригенный, обломочный) коллектор** – относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, состоящие из песчаников, песка, алевролитов, реже из известняков, доломитов. **Поровое пространство** этих коллекторов состоит в основном из **межзерновых полостей.**

**В Томской области нефтяные месторождения приурочены к песчаникам и большей частью имеют гранулярный тип коллектора.**



**2. Трещинные коллектора** - сложены в основном карбонатами. Поровое пространство этих коллекторов состоит из микро- и макротрещин. При этом участки коллектора между трещинами представляют собой плотные малопроницаемые блоки пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации.



**Рисунок 1. 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.

**3. Коллекторы смешанного строения - на практике встречаются чаще всего. Поровое пространство включает как системы трещин, так и поровое пространство межзерновых полостей, а также каверны и карст.**

Трещинные коллекторы смешанного типа в зависимости от наличия в них пустот различного вида подразделяются на подтипы:

- а) трещинно-пористые
- б) трещинно-каверновые
- в) трещинно-карстовые.

**Коллекторские свойства  
пород-коллекторов.  
Емкостные свойства.  
Пористость.**

**Под пористостью понимают отношение объема пустот к общему объему породы, включающему минеральную ее часть (которая образует твердый каркас – матрицу) и пустотное пространство, занимаемое в недрах жидкостями или газом.**

**Это емкостной параметр горной породы.**

1. Общая (полная, абсолютная, физическая) пористость  
характеризует суммарный  
объем всех пор ( $V_{\text{пор}}$ ),  
независимо открытые они или  
изолированные (закрытые),  
какую имеют форму, величину  
и взаимное расположение.

Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости ( $k$ ), который измеряется в долях или процентах от объема породы.

Коэффициентом полной пористости ( $k_n$ ) называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему:

$$k_n = \frac{\Sigma V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

**2. Открытая пористость** характеризует объем сообщающихся между собой пор ( $V_{\text{сообщ. пор}}$ ). **Коэффициентом открытой пористости ( $K_o$ )** называется отношение открытых, сообщающихся пор к видимому объему образца:

$$k_o =$$

$$\frac{\Sigma V_{\text{сообщ. пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$



**3. Эффективная пористость** учитывает часть объема связанных между собой пор, насыщенных нефтью. **Коэффициент эффективной пористости** – это относительный объем пор, по которым возможно движение заполняющих их жидкостей и газов:

$$k_{\text{эф}} = \frac{\Sigma V_{\text{пор фильтр.}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

**Поры нефтяных и газовых коллекторов делятся на три группы:**

- 1. Сверхкапиллярные –**  
диаметром **2 – 0,5 мм;**
- 2. Капиллярные –**  
**0,5 – 0,0002 мм;**
- 3. Субкапиллярные –**  
менее **0,0002 мм.**

**По крупным (сверхкапиллярным) порам и каналам движение нефти, воды и газа происходит свободно.**

**По капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.**

**В субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости практически перемещаться не могут.**

Породы, пустоты в которых представлены в основном субкапиллярными порами и каналами, независимо от значения коэффициента пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

**Фильтрационные  
свойства.**

**Проницаемость.**

- **Важнейшим свойством пород-коллекторов является их способность к фильтрации, т.е. к движению в них жидкостей и газов при наличии перепада давления.**
- **Способность пород-коллекторов пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления называется проницаемостью.**

Породы, не обладающие проницаемостью, относятся к неколлекторам.

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазовая фильтрация.

При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазовая фильтрация – совместное перемещение нефти и газа, газа и воды или смеси нефти, газа и воды.

В разных условиях фильтрации проницаемость породы-коллектора для каждой фазы будет существенно иной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтегазосодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

**1. Абсолютная проницаемость -**  
проницаемость, определенная при  
условии, что порода насыщена  
однофазовым флюидом, химически  
инертным по отношению к ней.

Для ее оценки обычно используется  
воздух, газ или инертная жидкость, т.

к. физико-химические свойства  
пластовых жидкостей оказывают  
влияние на проницаемость породы.

Величина абсолютной  
проницаемости выражается  
коэффициентом проницаемости  $k_{пр}$



Значение  $k_{пр}$  в лабораторных условиях обычно определяют по керну на основе закона Дарси.

$$k_{пр} = \frac{Q \mu \Delta L}{\Delta p F}$$

## 2. Эффективная (фазовая) проницаемость ( $k_{\text{пр.эф.}}$ ) пород –

для данной жидкости или газа при движении в пустотном пространстве многофазных систем.

Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз и от их физико-химических свойств.

**3. Относительная проницаемость ( $k_{пр.от.}$ ) породы - отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной.**

Наибольшей, приближающейся по значению к абсолютной, проницаемость пород бывает в тех случаях, когда по порам движется и нефть и газ в отдельности (две фазы), эффективная проницаемость (фазовая) для нефти начинает уменьшаться. Если по порам движутся три фазы (нефть, газ, вода) эффективная (фазовая) проницаемость для нефти еще больше уменьшается.

## **Классификация проницаемых пород**

**По характеру проницаемости  
(классификация Теодоровича Г.И.)  
различают следующие виды коллекторов:**

- 1. Равномерно проницаемые**
- 2. Неравномерно проницаемые**
- 3. Трещиноватые.**

## По величине проницаемости ( $\text{мкм}^2$ ) для нефти выделяют 5 классов коллекторов

1. Очень хорошо проницаемые ( $k_{\text{пр}} > 1$ );
2. Хорошо проницаемые ( $k_{\text{пр}} \approx 0,1-1$ );
3. Средне проницаемые ( $k_{\text{пр}} \approx 0,01-0,1$ );
4. Слабопроницаемые ( $k_{\text{пр}} \approx 0,001-0,01$ );
5. Плохопроницаемые ( $k_{\text{пр}} < 0,001$ ).

Классификация коллекторов газовых месторождений включает 1-4 классы.

## Нефте,- газо,- водонасыщенность пород – коллекторов.

**Коэффициентом нефтенасыщенности  $K_n$**   
**(газонасыщенности  $K_r$ )** называется  
отношение объема нефти (газа),  
содержащейся в открытом пустотном  
пространстве, к суммарному объему  
пустотного пространства.

**Коэффициентом водонасыщенности  $K_v$**   
коллектора, содержащего нефть или газ,  
называется отношение остаточной воды,  
содержащейся в открытом пустотном  
пространстве, к суммарному объему  
открытых пустот.

**Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, с характером пустот, со свойствами нефти, газа и самой воды. Породы коллекторы могут отличаться по характеру смачиваемости.**



Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот. Такую поверхность называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой).

В других случаях поверхности зерен могут не смачиваться водой из-за адсорбции на них пленки нефти. Такие породы называют гидрофобными.

## Породы - покрышки (П-П)

Породы - покрышки (флюидоупоры, «непроницаемые» породы) – породы, препятствующие уходу (миграции) нефти, газа и воды из коллектора. Эти породы могут перекрывать коллектор сверху (непроницаемый пласт залегает над проницаемым - пласт глин над песчаником), замещать его по площади (глины контактируют с песком по сбросу, песчаник постепенно замещается глиной) и т.д.

Э.А. Бакиров предложил классификацию, выделяющую четыре группы по площадному распространению:

**1) региональные – площадь распространения сотни и десятки тысяч км<sup>2</sup>;**

**2) субрегиональные – десятки тысяч км<sup>2</sup>;**

**3) зональные – 1000 до 10000 км<sup>2</sup>;**

**4) локальные – сотни км<sup>2</sup>.**

Эти пределы - общее представление о масштабах экранирования.

Качество покрышек зависит от механизма миграции. Т.к. основным является движение по трещинам, именно способность породы растрескиваться или пластично деформироваться служит главным критерием.

Покрышки могут быть:

- 1. Сульфатно-галогенные** – толщи каменной соли, переслаивание солей и ангидритов, солей и терригенных пород и т.д.
- 2. Глинистые** – наиболее встречающийся вид покрышек. Глины, алевролиты и т.д.
- 3. Карбонатные породы** и их переходные и смешанные разновидности.

# Залежи углеводородов в природном состоянии.

## Природные резервуары.

Природный резервуар – естественноеместилище нефти, газа и воды (внутри его может происходить циркуляция подвижных веществ), форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Виды:

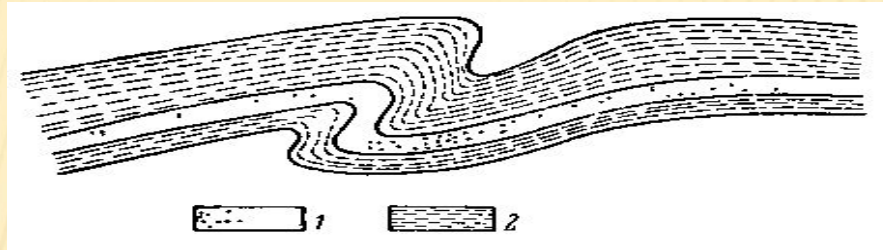
1. Пластовый резервуар (рис.1) – коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами.

**2. Массивный резервуар** – мощные толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

По характеру слагающих их пород массивные резервуары подразделяются на две группы:

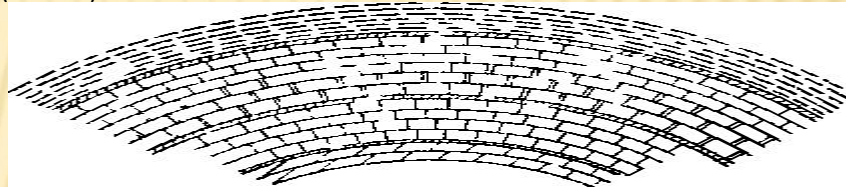
**а) Однородные массивные резервуары** сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатными (рис. 2а).

**б) Неоднородные массивные резервуары** – толща пород неоднородна. Представлена чередованием известняков, песков, песчаников, сверху перекрытых глинами. (рис 2б).



**Рис. 1** Принципиальная схема пластового резервуара.

1 – коллектор (песок); 2 – плохо проницаемые породы (глины)



**Рис. 2а** Схема однородного массивного резервуара.



**Рис. 2б** Схема неоднородного массивного резервуара

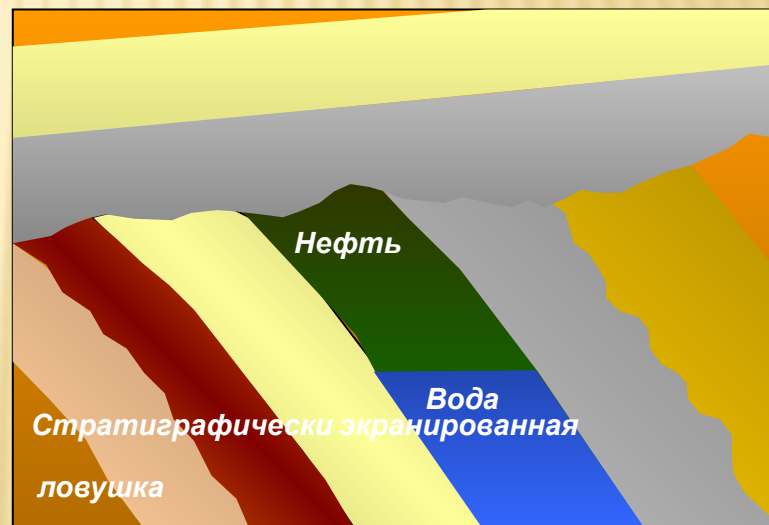
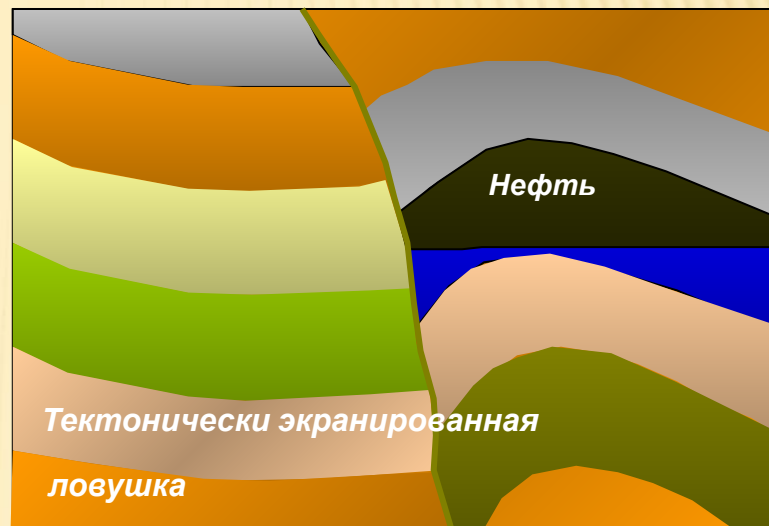
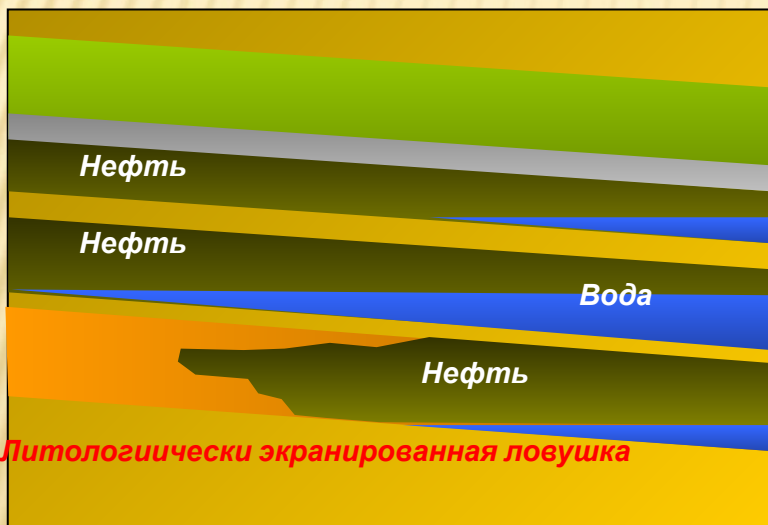
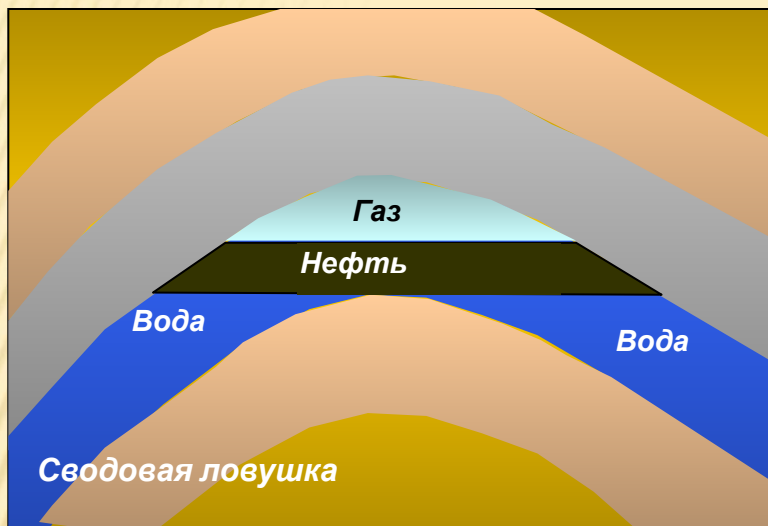


Рис. 3 Резервуар, литологически ограниченный со всех сторон практически непроницаемыми породами

**3. Литологически ограниченные со всех сторон** (рис.3) – резервуары, в которых насыщающие их флюиды окружены со всех сторон либо практически непроницаемыми породами, либо породами, насыщенными слабоактивной водой.



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



## Типы ловушек (рис.4):

Структурная (сводовая) – образованная в результате изгиба слоев.

Стратиграфическая – сформированная в результате эрозии пластов-коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами.

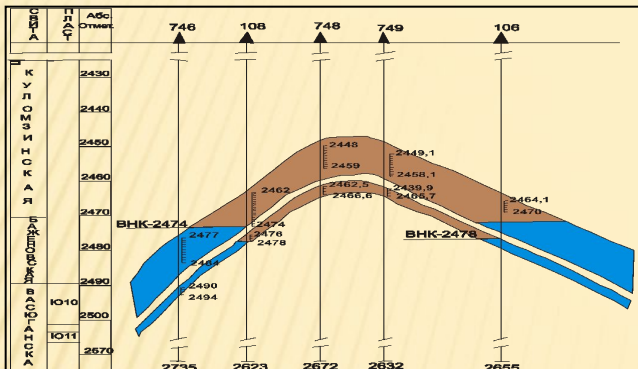
Тектоническая – образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой.

Литологическая – образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

# Залежь

Скопление нефти, газа, конденсата и других сопутствующих компонентов, сосредоточенные в ловушке, ограниченные поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки, называется залежью.

Типы залежей: **пластовая, массивная, литологически ограниченная, стратиграфически ограниченная, тектонически экранированная (рис.5).**



**а – пластовый тип**



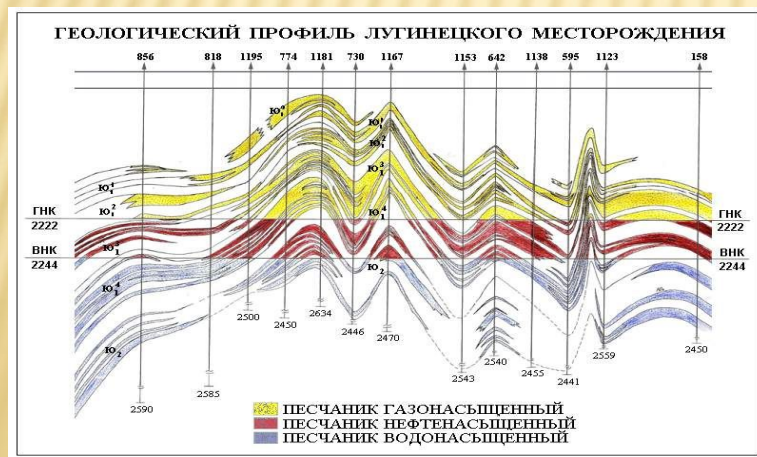
**в – стратиграфически ограниченный тип**



**б - литологически ограниченный тип**



**г – тектонически экранированный тип**



**д – массивный тип.**

**Рисунок 5 Типы залежей**

**Под месторождением нефти и газа понимается совокупность залежей, расположенных на одной площади.**

**Понятия месторождение и залежь равнозначны.**

**Если на одном месторождении имеется всего одна залежь, такое месторождение называется однопластовым.**

**Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности – многопластовые.**

По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются:

1. Однофазные залежи:

а) нефтяные залежи - приурочены к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;

б) газовые (состоящие более чем на 90% из метана) или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ с углеводородным конденсатом.

**2. Двухфазные залежи - приурочены к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой) или газовая залежь с нефтяной оторочкой.**

**Двухфазные залежи подразделяются на:**

- а) нефтяные с газовой или конденсатной шапкой;**
- б) газо – или газоконденсатнонефтяные;**
- в) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные;**
- г) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой.**



К газоконденсатным относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза – конденсат.

В зависимости от того, каких запасов больше, основным эксплуатационным объектом в двухфазных залежах считается газонасыщенная или нефтенасыщенная часть (рис 6).

**Газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные:**

в первых – основная по объему нефтяная часть, а во вторых газоконденсатная (рис. 6).

К **газоконденсатным** относят такие месторождения, из которых при снижении давления до атмосферного выделяется жидкая фаза – конденсат.



нефтяная



газовая



нефтегазовая



газоконденсатнонефтяная



газонефтяная



нефтегазоконденсатная

**Рисунок 6. Классификация залежей по фазовым состояниям углеводородов.**

## Основные элементы и параметры нефтегазовой залежи антиклинального типа.

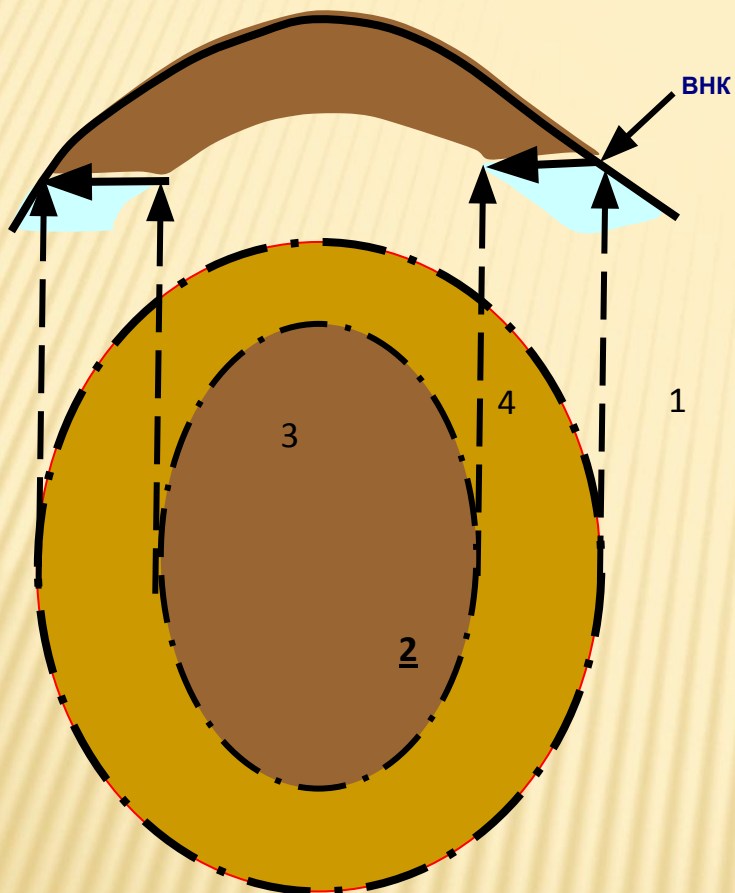
Поверхность или граница, разделяющая нефть и воду в пласте, называется **водонефтяным контактом (ВНК)**, граница между газом и водой в газовых залежах – **газоводяным контактом (ГВК)** и граница между газом и нефтью при наличии газовой шапки или нефтяной оторочки – **газонефтяным контактом (ГНК)**.

Площадь контакта нефти или газа с водой имеет обычно кольцеобразную форму; ширина контакта зависит от мощности нефтяного пласта и углов его падения.

**Линия пересечения поверхности ВНК с кровлей пласта называется внешним контуром нефтеносности, а линия пересечения поверхности ВНК с подошвой пласта – внутреннем контуром нефтеносности.**

**Соответственно линия пересечения поверхности ГНК с кровлей пласта представляет внешний контур газоносности, а с подошвой пласта – внутренний контур газоносности. Для массивных залежей внутренний контур нефтеносности или газоносности отсутствует, т.к. вода расположена под всей залежью.**

**Расстояние от верхней точки кровли нефтяной или газовой залежи до ВНК или ГВК – это высота залежи  $H$ .**



### Схема расположения контакта нефть - вода

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

## Основные понятия о миграции.

**Миграция нефти и газа** – это перемещение их в осадочной оболочке по порам и трещинам горных пород, а также в поверхностных наслоениях, разрывных нарушениях и стратиграфических несогласиях, по которым нефть и газ не только мигрируют в земной коре, но могут и выходить на поверхность.

Миграция может происходить в одном и том же пласте, а также УВ могут перемещаться из одного пласта в другой.

Различают миграции:

- внутрипластовая (внутрирезервуарная) - осуществляется по порам и трещинам внутри пласта;
- межпластовая (межрезервуарная) – осуществляется по разрывным нарушениям и стратиграфическим несогласиям из одного природного резервуара в другой, а также по порам (трещинам) горных пород.

И внутрирезервуарная и межрезервуарная могут иметь боковое (латеральное) направление – вдоль напластования, и вертикальное – нормальное к напластованию. Поэтому различают боковую и вертикальную миграцию.

**По характеру движения и в зависимости от физического состояния УВ различается миграция:**

- **молекулярная** - диффузия, движение в растворенном состоянии вместе с водой.
- **фазовая** - в свободном состоянии. УВ могут находиться в жидком (нефть) и газообразном (газ) состоянии, а также в виде парообразного газонефтяного раствора.



По отношению к **нефтематеринским толщам** различают:

- **первичную миграцию** - процесс перехода УВ из пород, в которых они образовались, в коллекторы;
- **вторичную миграцию** - миграция газа и нефти вне материнских пород.

## **Пластовые воды и их физические свойства.**

**В месторождении вода залегает в тех же пластах, что и нефтяная или газовая залежь, а также в собственно водоносных пластах (горизонтах).**

**По положению относительно залегания нефтегазовых пластов воды делятся:**

**1. Собственные пластовые воды** – один из основных природных видов вод месторождений УВ. Они подразделяются:

- а) контурные (краевые)** – воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности залежи;
- б) подошвенной** называется вода, залегающая под ВНК (ГВК).
- в) к промежуточным** относятся воды водоносных пропластков иногда залегающих внутри нефтегазоносных пластов.

**2. Чуждые (посторонние).** К ним относятся воды:

**а) верхние** - воды водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтеносного.

**б) нижние** - воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже данного нефтеносного.

**в) грунтовые** - гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта, имеющая свободную поверхность.

**г) тектонические** - воды, поступающие по дизъюнктивным нарушениям.

**3. Искусственно введенными или техногенными называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.**

## Физические свойства пластовых вод.

**1. Минерализация пластовых вод характеризуется количеством растворенных в ней минеральных солей.**

Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м<sup>3</sup> в пресной воде до **300** кг/м<sup>3</sup> в концентрированных рассолах. Пластовые воды обычно сильно минерализованы.

По степени минерализации  
пластовые воды подразделяются:

- **пресные** – содержание солей  $\leq 1$  г/л;
- **соленоватые** – минерализация **1 – 10** г/л;
- **соленые** – минерализация **10 – 50** г/л;
- **рассолы** – минерализация более **50** г/л.

Пластовые воды делятся на два основных типа:

- **воды жесткие или хлоркальциевые** – отличаются большим содержанием солей соляной и серной кислот;
- **воды щелочные или гидрокарбонатные** – содержание солей угольной кислоты.



**2. Плотность** пластовой воды зависит в основном от ее минерализации, пластовых давлений и температуры. В большинстве случаев она меньше плотности в поверхностных условиях (не более чем на **20%**), т.к. пластовая температура выше стандартной.

**3. Вязкость** воды в пластовых условиях зависит от температуры, минерализации и химического состава. С возрастанием минерализации пластовых вод вязкость их возрастает.

**4. Электропроводность** пластовых вод зависит от минерализации. Пресные воды плохо проводят или не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам.

**5. Растворимость газов в воде** значительно меньше их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды их растворимость уменьшается.

**6. Сжимаемость воды** – обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Сжимаемость воды, содержащей растворенный газ, увеличивается; сжимаемость минерализованной воды уменьшается с увеличением концентрации солей.