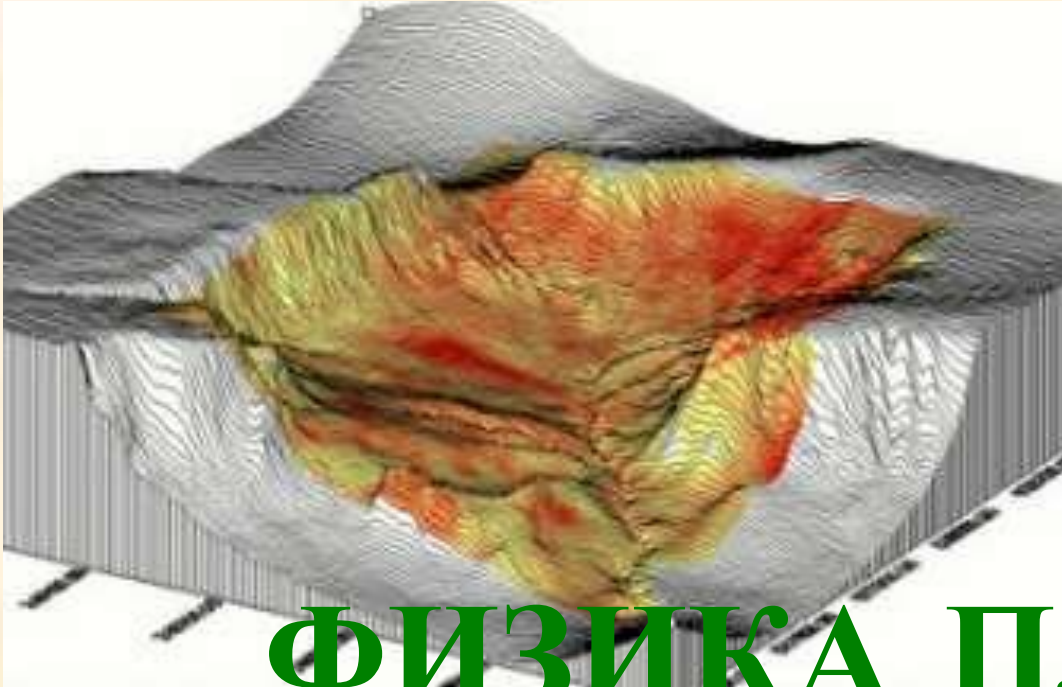


Филиал Тюменского государственного нефтегазового
университета в г. Ноябрьске



ФИЗИКА ПЛАСТА

Презентация учебного курса для студентов
направления 130500 «Нефтегазовое дело»

Физика пласта — наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей; методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

ФИЗИКА ПЛАСТА

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ НЕФТЬ–ГАЗ–ВОДА–ПОРОДА

Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, 312 с.

Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., «Недра», 1977, 287 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов М. Недра, 1982, 311 с.

Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 606 стр.
(NEW YORK TORONTO LONDON **McGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC 1949**)

Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., «Недра», 1975, 216 с.

Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

- 1) гранулометрический (механический) состав пород;**
- 2) пористость;**
- 3) проницаемость;**
- 4) капиллярные свойства;**
- 5) удельную поверхность;**
- 6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);**
- 7) тепловые свойства (теплоемкость, теплопроводность);**
- 8) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.**

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Коллектором называется горная порода (пласт, массив), обладающая способностью **аккумулировать** (накапливать) углеводороды и **отдавать** (фильтровать) пластовые флюиды: **нефть, газ и воду.**

Горные породы по происхождению (генезису) разделяются на **осадочные** (пески, песчаники, доломиты, алевролиты, известняки), **магматические** (изверженные) и **метаморфические.**

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Подавляющая часть месторождений нефти и газа приурочена к **осадочным породам**, являющимся хорошими коллекторами нефти. **60% запасов нефти в мире**

Многие залежи нефти и газа приурочены к коллекторам, сложенным в основном **карбонатными породами** — известняками, доломитами и др. **39% мировых запасов**

Метаморфические и изверженные породы - 1%

ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ

ТЕРРИГЕННЫЕ

пески,
песчаники,
алевриты,
алевролиты,
глины,
аргиллиты
и другие осадки
обломочного
материала

ХЕМОГЕННЫЕ

каменная соль,
гипсы, ангидриты,
доломиты,
некоторые
известняки и др.

(химические,
биохимические,
термохимические
реакции)

ОРГАНОГЕННЫЕ

мел,
известняки
органогенного
происхождения
и другие
окаменелые
останки
животных и
растительных
организмов

ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ

ГРАНУЛЯРНЫЕ (терригенные, обломочные)

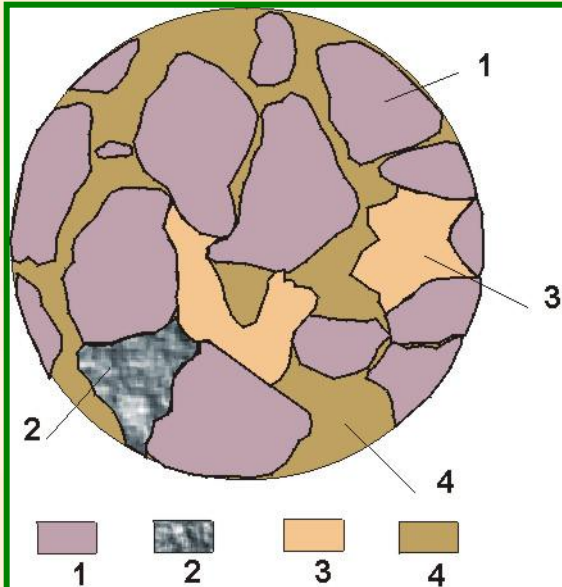


Рис.1. Шлиф пористого коллектора
1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-поровое пространство

коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, состоящие из песчаников, песка, алевролитов, реже известняков, доломитов

СМЕШАННЫЕ

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

**трещинно-пористые,
трещинно-каверновые,
трещинно-карстовые.**

ТРЕЩИННЫЕ

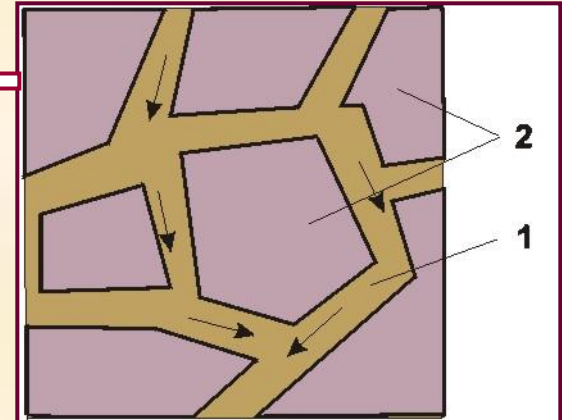
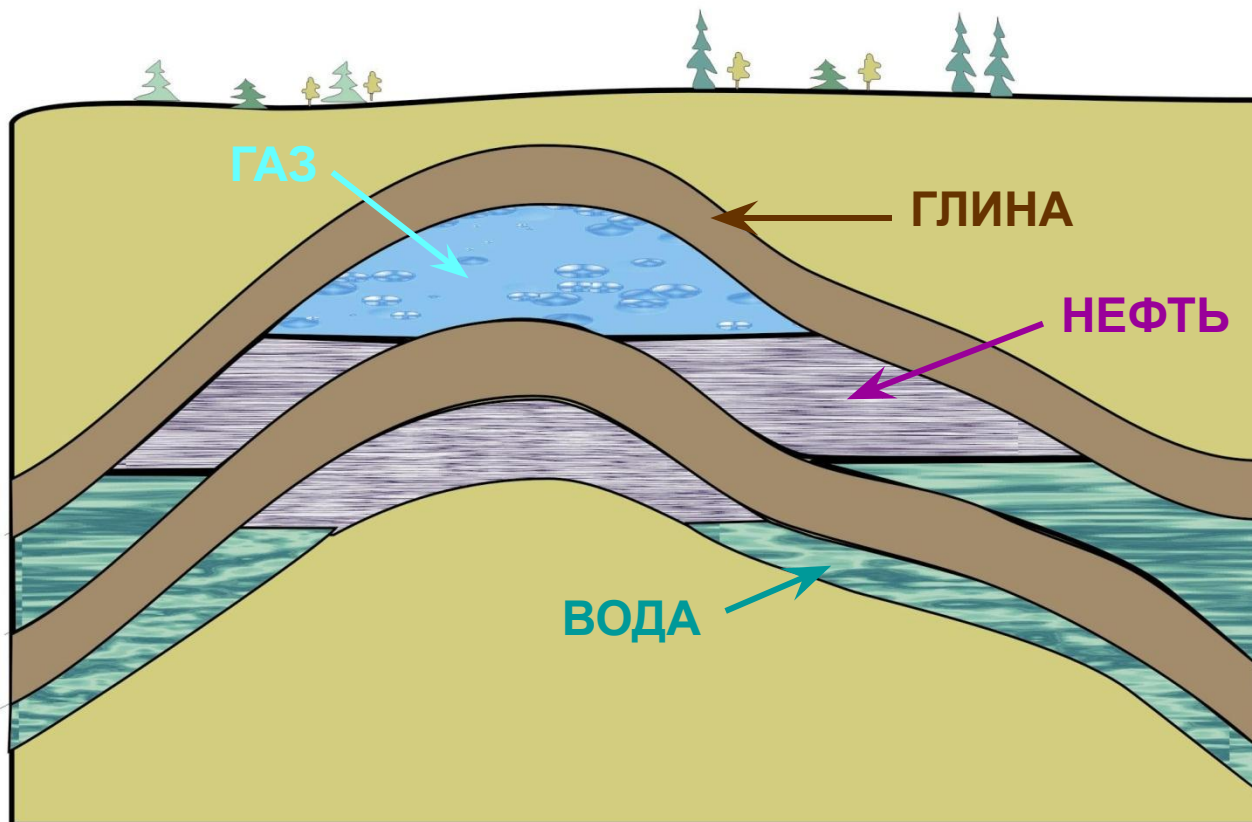


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды
1 - трещины; 2 - пористые блоки

Коллекторы трещинного типа сложены преимущественно карбонатами, поровое пространство которых состоит из микро- и макротрещин.

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА



Промышленные запасы нефти и газа приурочены к тем коллекторам, которые совместно с окружающими их породами образуют **ловушки** различных форм: **антиклинальные складки, моноклинали,** ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости.

Условия формирования нефтеносных толщ включают наличие коллекторов с надежными покрышками практически непроницаемых пород.

Основные коллекторские свойства горных пород, определяющие их способность вмещать и пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления, называются *фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС)*.

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

Гранулометрический состав – содержание в горной породе зерен различной крупности, выраженное в % от массы или количества зерен исследуемого образца.

Диапазон размеров частиц в нефтесодержащих породах **0,01 – 1 мм**
Изучаемый диапазон размеров: **0,001- 5 мм**

Методы анализа гранулометрического состава горных пород

Ситовой анализ
 $d > 0,05$ мм

Седиментационный анализ
 $0,01 < d < 0,1$ мм

Микроскопический анализ шлифов
 $0,002 < d < 0,1$ мм

СИТОВОЙ АНАЛИЗ

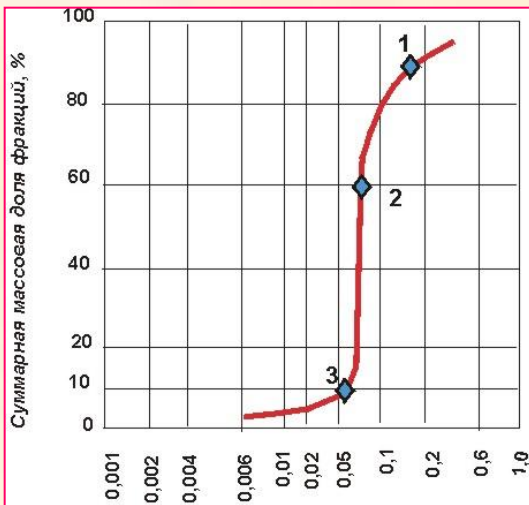


Рис. 3. Кривая суммарного гранулометрического состава
1-точка подбора размеров отверстия фильтров

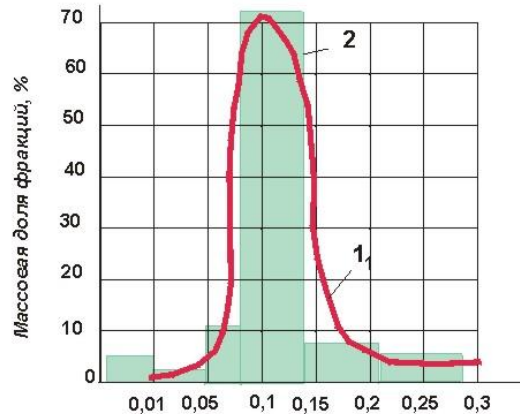
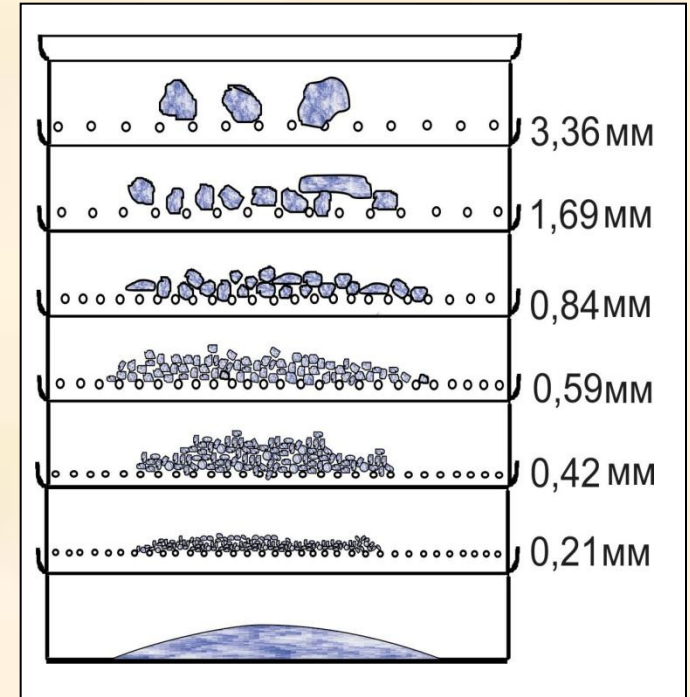


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)



Ситовой анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6—7 мм, а иногда и до 100 мм. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 мм.

Седиментационный анализ

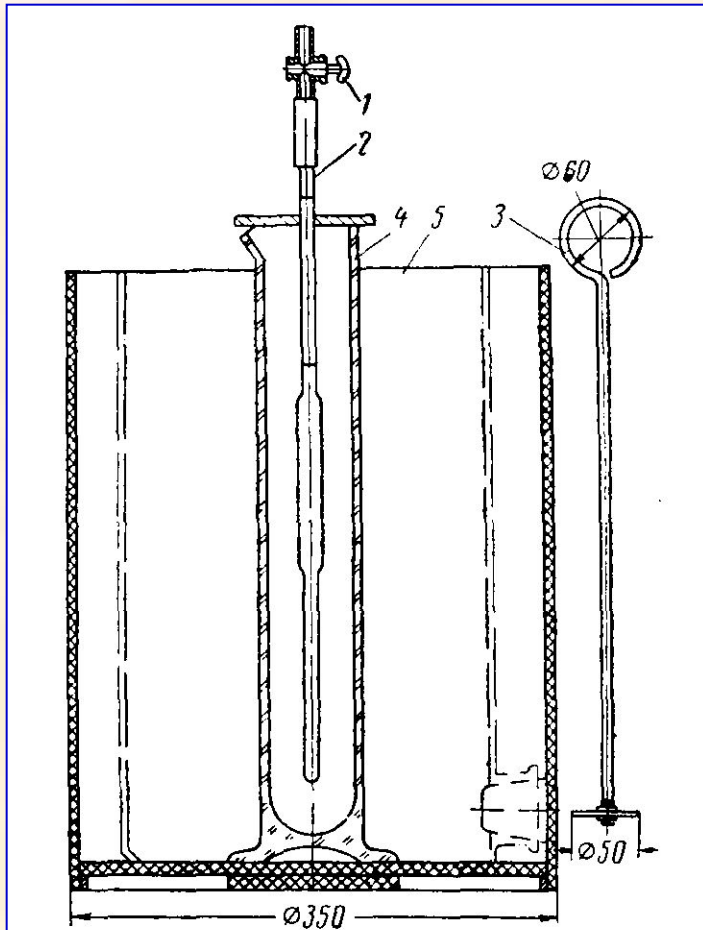


Рис. 1.1. Седиментометр.

1 — стеклянный кран; 2 — пипетка; 3 — мешалка; 4 — градуированный цилиндр; 5 — стеклянный термостат.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы

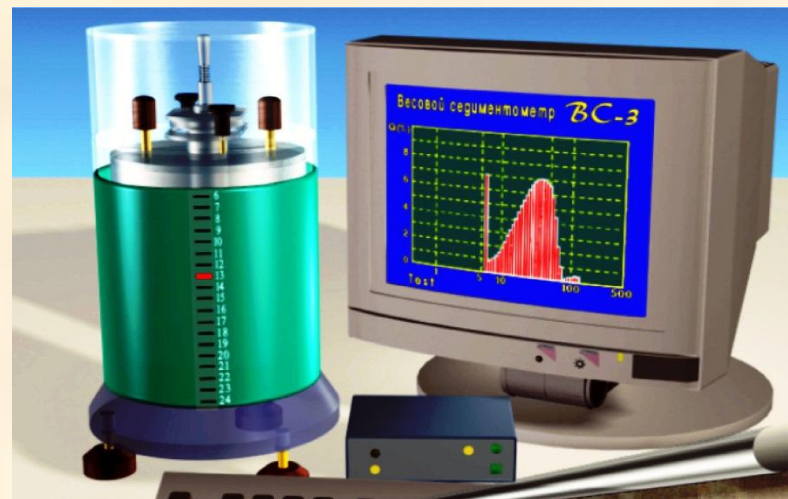
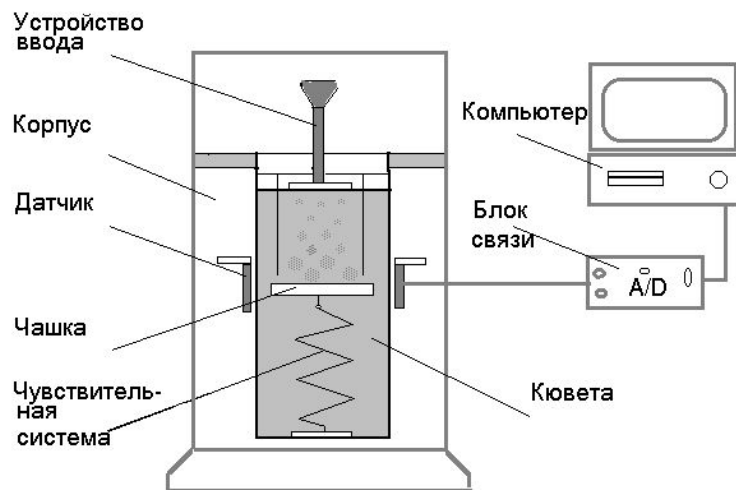
$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)$$

С глубины h через время t_x в пипетку проникнут только те частицы, диаметр которых меньше d_1 , так как к этому времени после начала их осаждения более крупные зерна расположатся ниже кончика пипетки.

$$a = \frac{V_1 G}{V G_1}$$

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

**Весовой седиментометр ВС - 3
для автоматизированного
анализа гранулометрического
состава порошков металлов,
сплавов, органических и
неорганических соединений**



ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измеряемых размеров частиц..2 – 300 мкм

Время анализа одной пробы..10 – 120 мин

Вес анализируемой пробы.....20 – 40 мГ

Количество анализируемых проб ...до 20
(без смены седиментационной жидкости)

Чувствительность системы измерений 0,1 мГ

Объем седиментационной жидкости...2 Л

(дистиллированная вода)

Вес прибора (без компьютера)... до 6 кг

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин).

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор

1. Первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы. Величина **первичной** пористости обусловлена особенностями осадконакопления. Она постепенно уменьшается в процессе погружения и цементации осадочных пород.

Вторичные поры

2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод. В карбонатных породах в результате процессов карстообразования образуются **поры выщелачивания**, вплоть до образования **карста**.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

3.Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, приводящие к сокращению объёма породы. При **доломитизации** (превращение известняка в доломит) идёт сокращение объёмов породы приблизительно на 12 %, что приводит к увеличению объёма пор. Аналогично протекает и процесс **каолинизации** – образование каолинита.

4.Пустоты и трещины, образованные за счёт эрозионных процессов: **выветривания, кристаллизации, перекристаллизации.**

5.Пустоты и трещины, образованные за счёт **тектонических процессов**, напряжений в земной коре.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Различают **физическую** или **абсолютную** пористость, которые не зависят от формы пустот, и **эффективную** или **полезную** пористость, зависящую от формы пустот.

Коэффициент пористости – отношение объема пор в породе к видимому объему образца V

$$m = v_{пор} / V$$

Коэффициентом **полной** (или **абсолютной**) пористости m_p называется отношение **суммарного** объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$

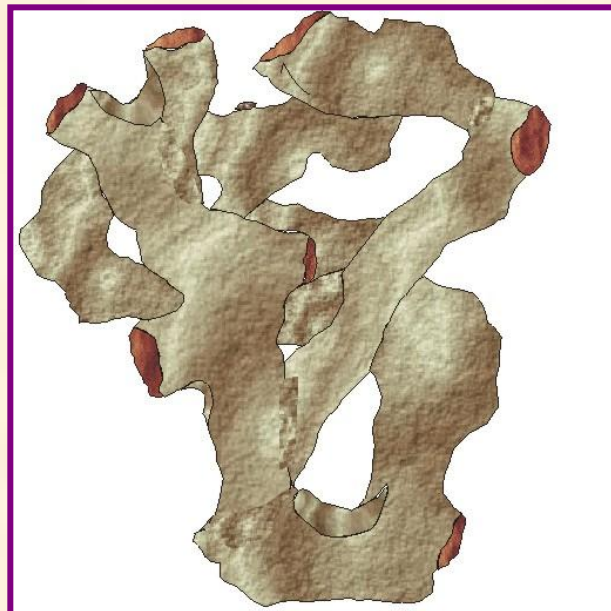


Рис.5. Слепок поровых каналов цементированного песчаника

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Эффективную или **полезную** пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием тех или иных сил, **соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.**

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

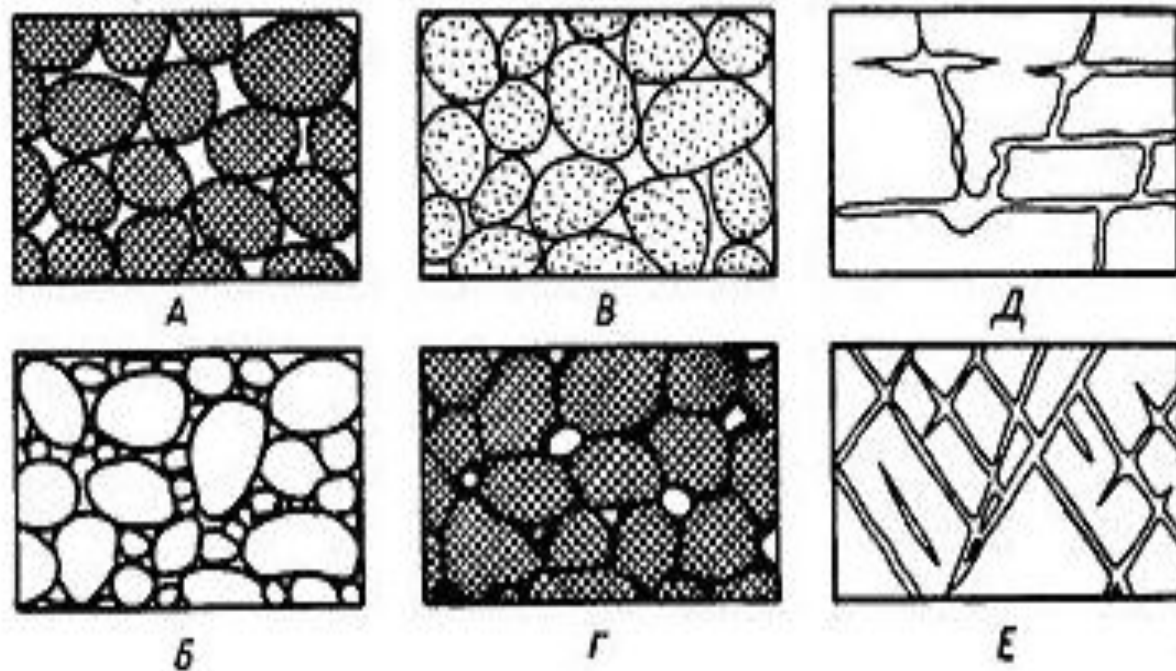


Рис. 4. Различные поровые пространства пород.

А — хорошо окатанный и отсортированный песок, имеющий высокую пористость; Б — плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость; В — хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы; Г — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зернами; Д — поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; Е — порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород

Горная порода	Пористость, %
Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6,0–50,0
Пески	6,0–52
Песчаники	13–29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты как покрышки	0,65–2,5

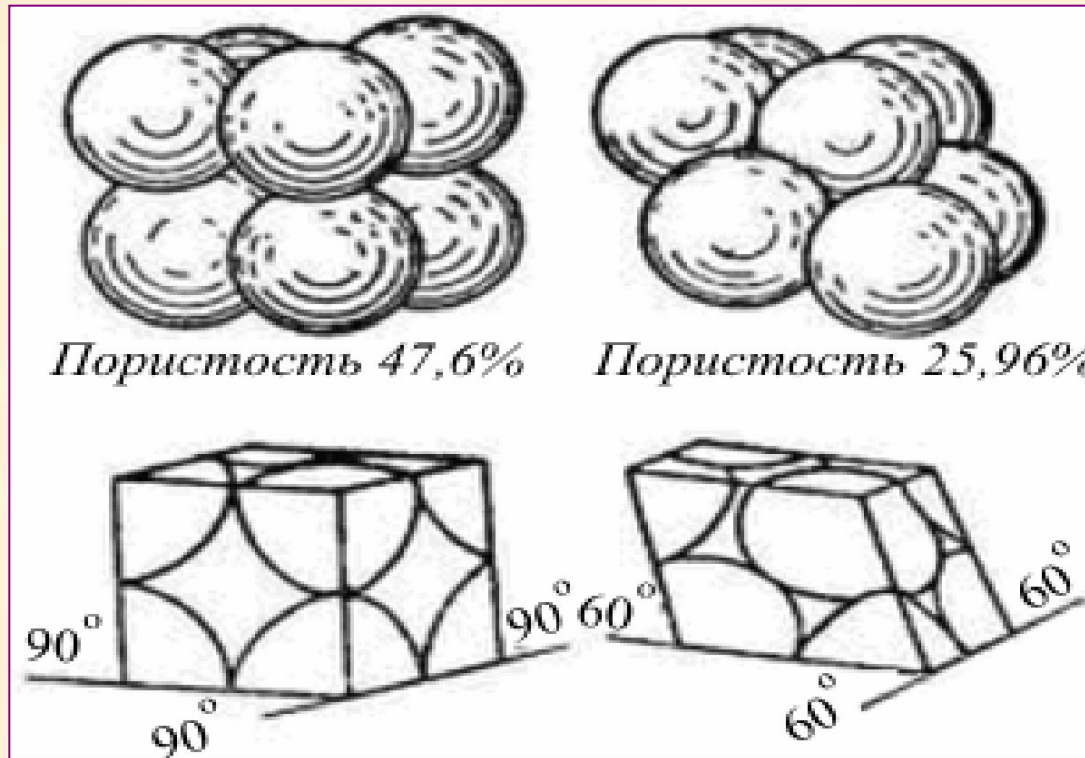
По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) **сверхкапиллярные** — размеры больше 0,5 мм;
- 2) **капиллярные** — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм)
- 3) **субкапиллярные** — меньше 0,2 мкм (0,0002 мм).

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Фиктивный грунт

воображаемый грунт, состоящий из шарообразных частиц одного и того же размера.



$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \alpha) \sqrt{1 + \cos \alpha}},$$

УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца.

Поверхность одной песчинки равна

$$F = 4\pi r^2$$

Объем

$$\omega = \frac{4}{3}\pi r^3$$

Для фиктивного грунта число песчинок в единице объема породы равно

$$N = \frac{1-m}{\omega} = \frac{3}{4} \cdot \frac{1-m}{\pi r^3}$$

Суммарная поверхность всех песчинок в единице объема породы равна

$$S = \frac{6(1-m)}{d}$$

Для песчинок радиусом $r = 0,1$ мм, удельная поверхность будет равна (если пористость $m = 0,26$)

$$S = \frac{3}{r}(1-m) = \frac{3(1-0.26)}{10^{-4}} = 2.2 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3}$$

В 1 м^3 песка общая поверхность частиц с радиусом $0,1$ мм составит 22000 м^2 .

Удельная поверхность частиц с радиусом $0,05$ мм составит уже $44\,000 \text{ м}^2/\text{м}^3$

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость коллектора — параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ. Как и пористость проницаемость не постоянная величина и изменяется по площади пласта и по пластованию.

Абсолютной называется проницаемость при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) или газа при полном насыщении пор этой жидкостью или газом. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Фазовой или **эффективной** называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред.

Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется **относительной проницаемостью**.

Проницаемость

Количественной характеристикой проницаемости служит **коэффициент проницаемости**, являющийся коэффициентом пропорциональности в линейном законе фильтрации – **законе Дарси**.

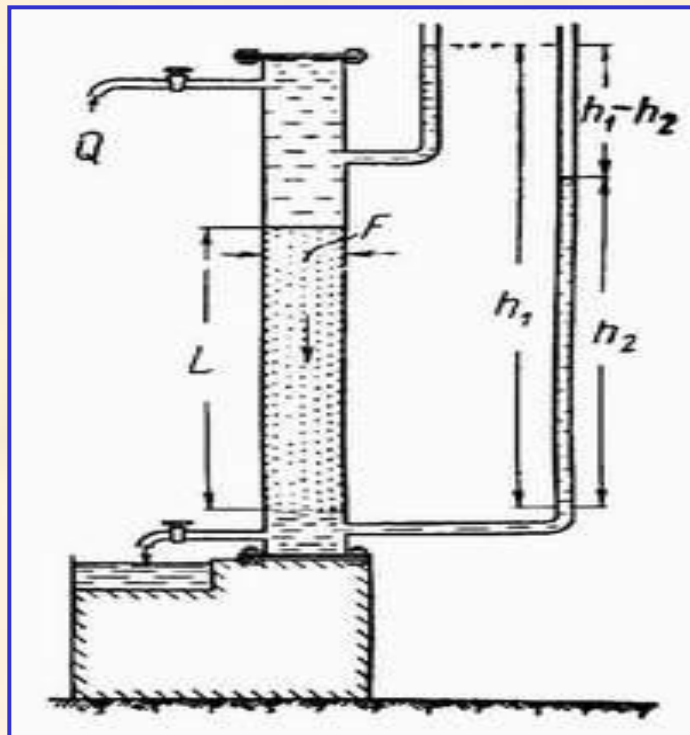
Закон Дарси:

скорость фильтрации v прямо пропорциональна градиенту давления $\Delta p / \Delta l$ (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости μ фильтрующегося газа или жидкости

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

Q - объемный расход жидкости или газа,

F - площадь фильтрации.



Проницаемость

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это **величина площади сечения** каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3 / \text{с}$.

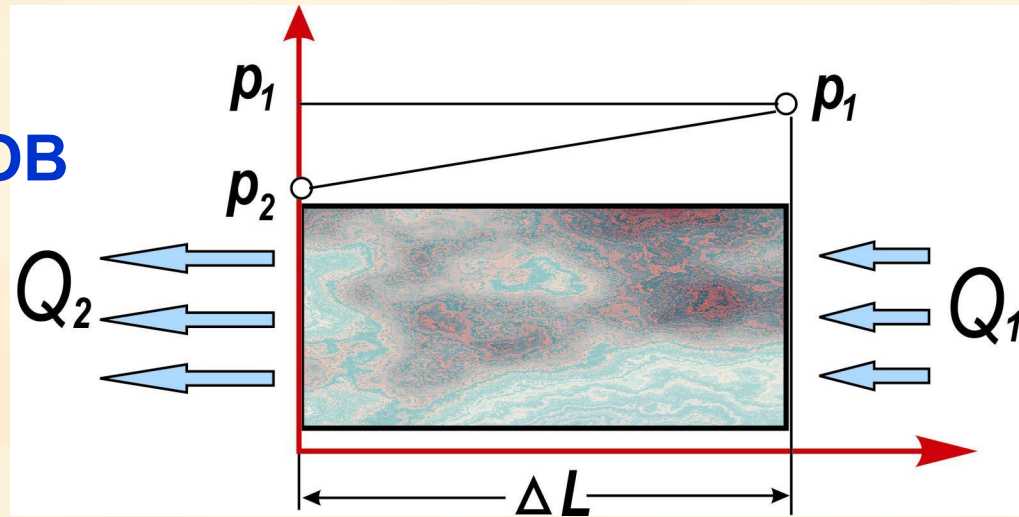
За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3 / \text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

Проницаемость

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОВ

Газ – сжимаемая система и при уменьшении давления по длине образца **объёмный расход газа непостоянный**.



$$k = \frac{\bar{Q}_r \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

Закон Бойля-Мариотта \Rightarrow при $T = \text{const}$, $pV = \text{const}$

$$p_{\text{ср}} V_{\text{ср}} = p_0 V_0 = p_1 V_1 = p_2 V_2 \quad p_{\text{ср}} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \quad \bar{Q}_r = \frac{V_{\text{ср}}}{t}$$

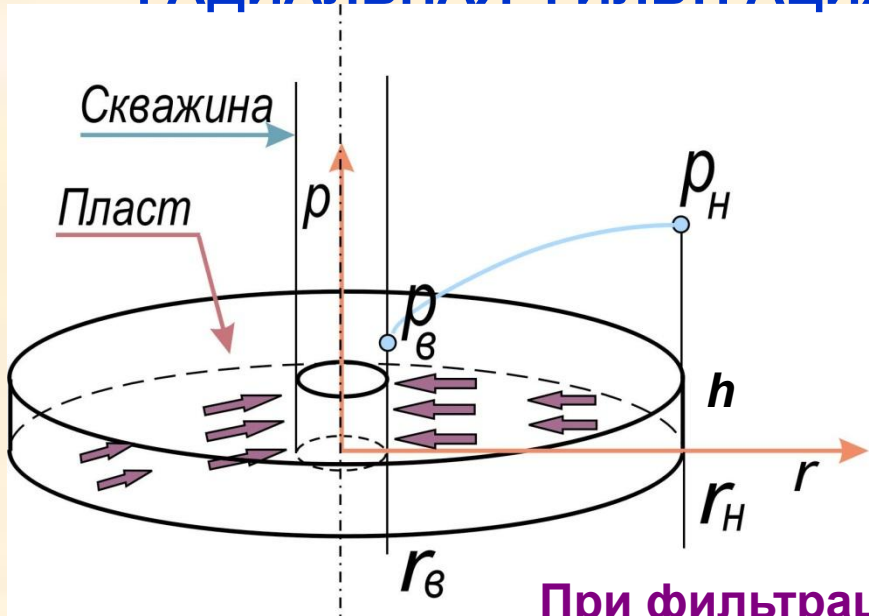
$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$$

Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F}$$

Проницаемость

РАДИАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ



$$Q = \frac{2\pi h k_{np} (P_H - P_v)}{\mu \ln \frac{r_H}{r_v}}$$

При фильтрации жидкости

$$k_{np} = \frac{Q_{ж} \mu_{ж} \ln \frac{r_H}{r_v}}{2\pi h (P_H - P_v)}$$

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{np} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} \Rightarrow \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \int_{r_v}^{r_H} \frac{dr}{r} = \frac{k_{np}}{\mu} \int_{P_v}^{P_H} dP$$

При фильтрации газа

$$k_{np} = \frac{\mu_{г} \bar{Q}_{г} \ln \frac{r_H}{r_v}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (p_H - p_v)} = \frac{\mu_{г} Q_0 \ln \frac{r_H}{r_v}}{\pi \cdot h \cdot (p_H^2 - p_v^2)}$$

Проницаемость

Зависимость проницаемости от пористости

Закон Пуазейля для пористой среды из трубок одинакового сечения

$$Q = \frac{n\pi r^4 F \Delta P}{8\mu L}$$

где n – число пор на единицу площади фильтрации; r – радиус порового канала; F – площадь фильтрации; ΔP – перепад давления; L – длина порового канала; μ – вязкость жидкости.

Пористость

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{nF\pi r^2 L}{FL} = n\pi r^2$$

$$Q = F \frac{m r^2 \Delta P}{8\mu L}$$

Закон Дарси

$$Q = F \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r^2}{8}$$

$$r = \sqrt{\frac{8 \cdot k_{\text{пр}}}{m}}$$

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{\text{пр}} \cdot \phi}{m}}$$

ϕ – структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства (1,7 – 2,6)

Проницаемость

Водонасыщенность (S_B) характеризует отношение объёма открытых пор, заполненных водой, к общему объёму пор горной породы

$$S_B = \frac{V_B}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%$$

$$S_B + S_H + S_G = 1,$$

Для сформированных нефтяных месторождений остаточная **водонасыщенность** изменяется в диапазоне от **6 до 35 %**.

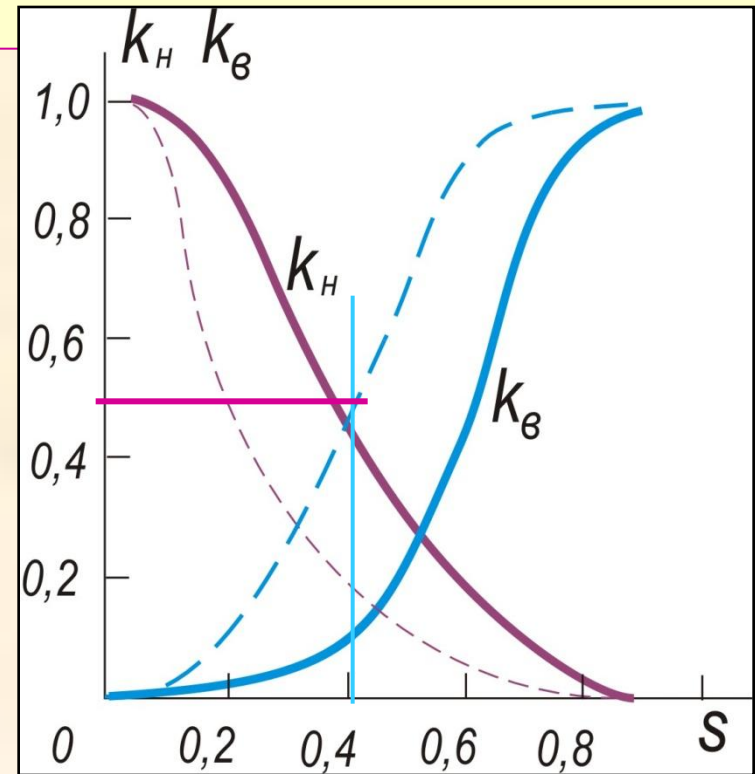
Нефтенасыщенность (S_H), равная **65 %** и выше (**до 90 %**) пласта считается хорошим показателем залежи.

Проницаемость

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от **нефте-, газо- и водонасыщенности** порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

При содержании воды в нецементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности, как неподвижной фазы, еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 %, относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю

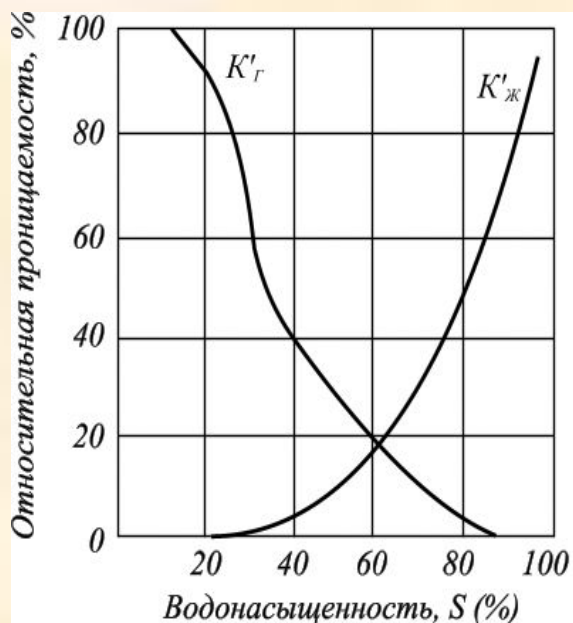


$$k_n = \frac{k_{nф}}{k}$$

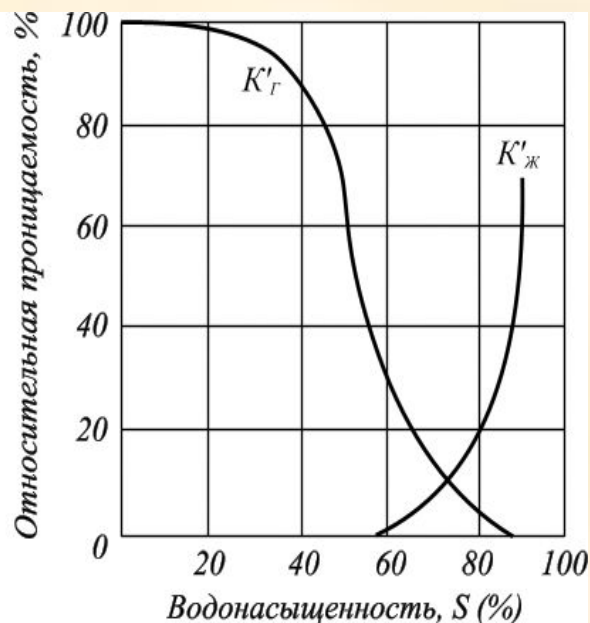
$$k_v = \frac{k_{вф}}{k}$$

Проницаемость

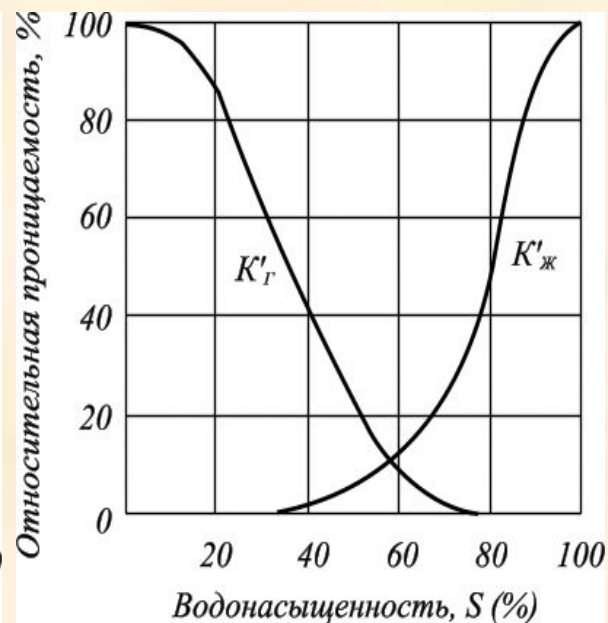
ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



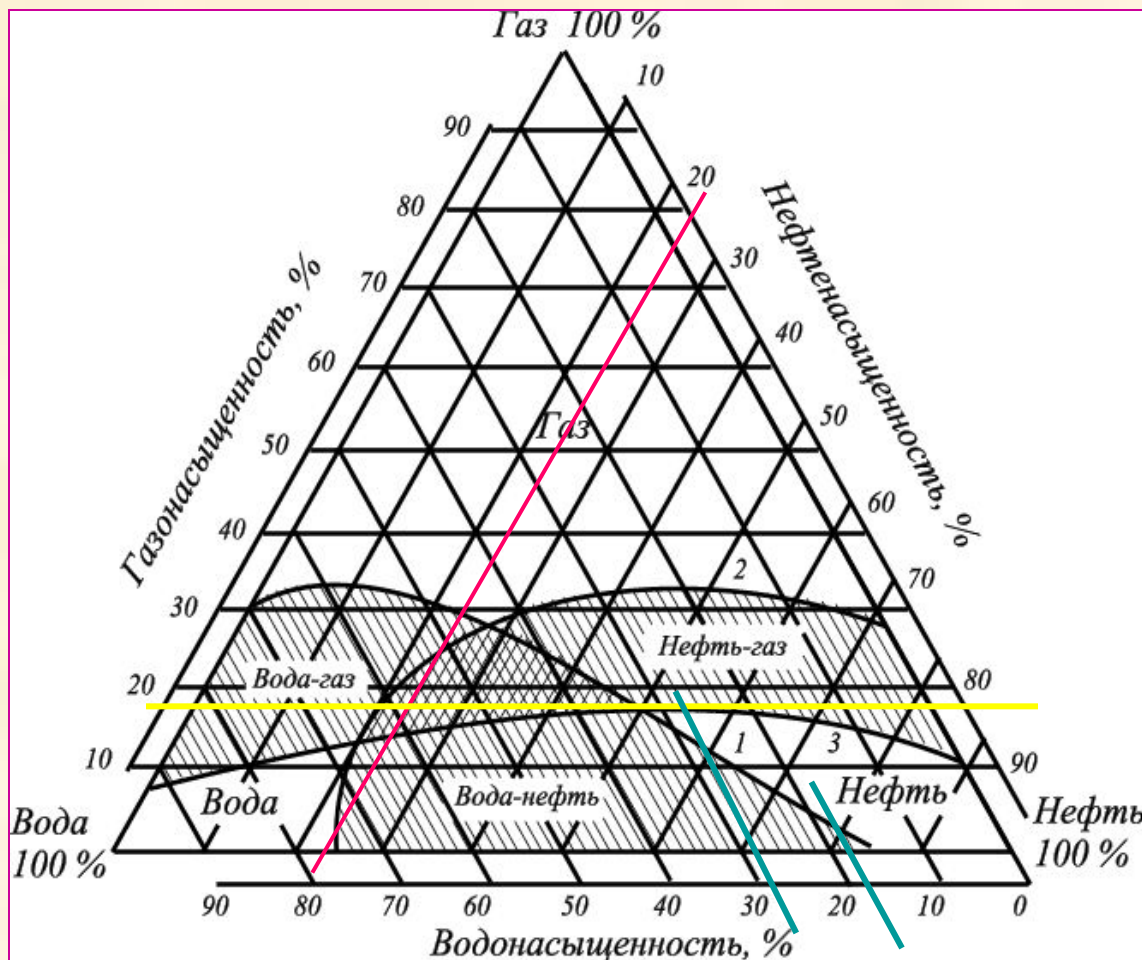
известняки и
доломиты

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа.

При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

Проницаемость

При газонасыщенности меньше 10 % и нефтенасыщенности меньше 23 % в потоке будет практически одна вода. При газонасыщенности меньше 10 % движение газа не будет происходить. При содержании в породе газа свыше 33–35 % фильтроваться будет один газ.



При нефтенасыщенности меньше **23 %** движение нефти не будет происходить. При содержании воды от **20 до 30 %** и газа от **10 до 18 %** фильтроваться может только одна нефть.

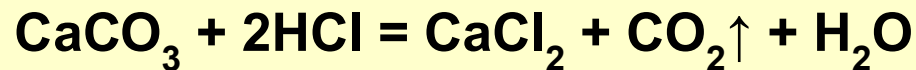
Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трёх систем) для несцементированных песков находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 33 %.

Карбонатность горных пород

Под **карбонатностью** породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: **известняка** – CaCO_3 , **доломита** – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, **соды** – Na_2CO_3 , **поташа** – K_2CO_3 , **сидерита** – FeCO_3 и других.

Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения вторичной пористости и проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом.



По объёму выделившегося газа (CO_2) вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк (CaCO_3).

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Упругость – свойство горных пород сопротивляться изменению их объёма и формы под действием приложенных сил.

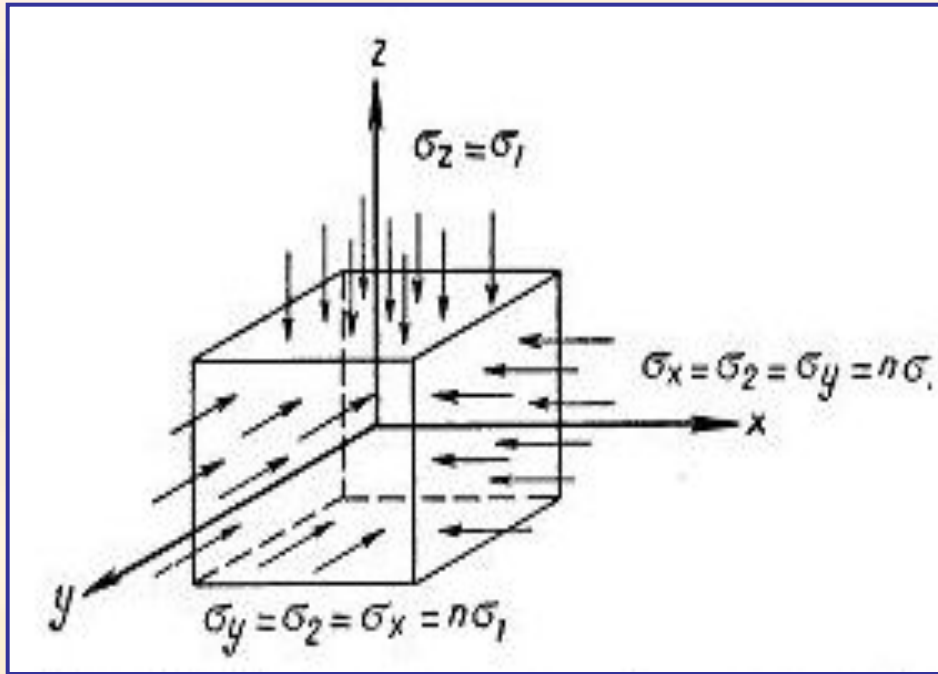
Прочность на сжатие, растяжение, изгиб, сдвиг горной породы оценивается через модули, представляющие собой сопротивление, которое оказывает данное тело различным видам деформации.

Если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает её в течение длительного времени, то оно называется **пластичным**.

Горные породы	Растяжение	Изгиб	Сдвиг
Граниты	0,02-0,04	0,08	0,09
Песчаники	0,02 - 0,05	0,06 - 0,2	0,1-0,12
Известняки	0,04 - 0,1	0,08 - 0,1	0,15

← Сопротивление некоторых горных пород при разных деформациях (в долях от прочности на сжатие)

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД



$$\sigma_z = \gamma H = \rho g H = p_g$$

p_g - горное давление

$$\sigma_y = \sigma_x = n\gamma H = n\rho g H$$

n — коэффициент бокового распора

$$p_g = \sigma + p$$

Для пористого элемента породы

$$\beta_c = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V_{\text{пор}}}{\Delta p}$$

Коэффициент объемной упругости пористой β_c среды характеризует относительное (по отношению ко всему выделенному элементу объема пласта) изменение объема порового пространства при изменении давления на 1 Па.

Физические свойства коллекторов

ПЬЕЗОПРОВОДНОСТЬ

П ь е з о п р о в о д н о с т ь — параметр, характеризующий скорость перераспределения давления в упругом пласте в связи с изменением пористости и проницаемости. В зоне насыщенной нефтью, она имеет меньшее значение, чем в зоне, насыщенной водой.

$$\chi = \frac{k}{\mu_{жс} \beta^*} = \frac{k}{\mu_{жс} (m_{\text{э}} \beta_{жс} + \beta_c)} \quad \beta^* = m_{\text{э}} \beta_{жс} + \beta_c$$

где k — коэффициент проницаемости в м²; $\mu_{жс}$ — динамическая вязкость жидкости в Па·с; $\beta_{жс}$ и β_c — коэффициенты объемной упругости или коэффициенты сжимаемости жидкости и пласта (пористой среды) в Па⁻¹;

β^* — коэффициент упругоёмкости пласта в Па⁻¹

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Тепловые свойства горных пород характеризуются следующими физическими параметрами:

- удельной теплоёмкостью;
- коэффициентом температуропроводности;
- коэффициентом теплопроводности.

Удельная (массовая) теплоёмкость характеризуется количеством теплоты, необходимой для нагрева единицы массы породы на 1° [Дж/(кг · К)]

$$c = \frac{dQ}{M \cdot dT}$$

Удельная теплоёмкость зависит от **минералогического состава**, **дисперсности**, **температуры**, **давления** и **влажности** горных пород.

Чем больше **пористость**, **температура** и **влажность** горных пород, тем выше их теплоёмкость, особенно при слабой минерализации пластовой воды

Удельная теплоёмкость для горных пород, слагающих нефтяные залежи, изменяется в небольших пределах **0,4 – 1,5 кДж/(кг·К)**.

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Коэффициент теплопроводности (λ)

характеризует количество теплоты dQ , переносимой в породе через единицу площади S в единицу времени t при градиенте температуры (dT/dx) , равном единице **$[Вт/(м \cdot К)]$**

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt$$

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением **плотности** пород и их **влажности**. С ростом **пористости** пород теплопроводность их уменьшается. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением **проницаемости**.

С увеличением **нефтенасыщенности** пород коэффициент теплопроводности также уменьшается.

Породам также присуща **анизотропия тепловых свойств** — в направлении **напластования** теплопроводность **выше**, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост **газонасыщенности** пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Коэффициент температуропроводности (α) горных пород характеризует скорость прогрева пород, т.е. скорости распространения изотермических границ **$[м^2/сек]$** .

$$\alpha = \frac{\lambda}{C\rho}$$

Температуропроводность горных пород повышается с уменьшением **пористости** и с увеличением **влажности**. В **нефтенасыщенных** породах она более низкая, чем в **водонасыщенных**, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород выше, чем поперек напластования.

Коэффициенты линейного (α_L) и объёмного (α_V) теплового расширения характеризуют изменение размеров породы при повышении тем-ры на dT **$[1/К]$**

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT \cdot L}; \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT \cdot V}$$

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Горная порода	c , кДж/кг·К	λ , Вт/м·К	$\alpha \cdot 10^3$, м ² /с	$\alpha_L \cdot 10^5$, 1/К
Глина	0,755	0,99	0,97	–
Глинистые сланцы	0,772	1,54–2,18	0,97	0,9
Доломит	0,93	1,1–4,98	0,86	–
Известняк кристаллический	1,1	2,18	0,5-1,2	0,5–0,89
Известняк доломитизированный	1,51	–	–	–
Кварц	0,692	2,49	1,36	1,36
Мергель	0,92–2,18	–	–	–
Песок (сухой)	0,8	0,347	0,2	0,5
Песок с влажностью 20–25 %	–	3,42	–	–
Песчаник плотный	1,27–3,01	0,838	1,39	0,5
Пластовые флюиды: Нефть	2,1	0,139	0,069–0,086	–
Вода	4,15	0,582	0,14	–

Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Неоднородность продуктивных пластов - изменчивость литологофациального и минералогического состава, агрегатного состояния и физических свойств пород, слагающих продуктивный горизонт

По геологическим и физико - гидродинамическим признакам: выделяют два основных типа неоднородности продуктивного пласта

литолого-фациальная неоднородность продуктивного горизонта (пласта)

Макронеоднородность *изменчивость минералогического и гранулометрического состава пород, изменение толщины пород; их выклинивание; замещение одних пород другими. На границе этих пород основные параметры продуктивных пластов будут изменяться резко и скачкообразно.*

неоднородность по физическим (коллекторским) свойствам продуктивного пласта: по проницаемости; по пористости; по распределению остаточной водонасыщенности; параметрическую неоднородность, или микро-неоднородность **Микро-неоднородность** *отражает структурные, текстурные и другие особенности строения выделенной для изучения «однородной» породы. Коллекторские свойства в этом случае изменяются более плавно и непрерывно.*

Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Поскольку месторождения в основном многопластовые и, как правило, единый эксплуатационный объект содержит значительное число пластов и пропластков, скоррелированных по площади, то геологическую неоднородность целесообразно изучать по разрезу и по площади.

В гидродинамических расчетах реальную залежь заменяют расчетной схемой или моделью поэтому выделяют еще три вида неоднородности:

- **послойную неоднородность горизонта (пласта), в том числе с наличием гидродинамической связи и ее отсутствием между отдельными пропластками;***
- **зональную (площадную) неоднородность горизонта (пласта);***
- **пространственную (объемную) неоднородность горизонта (пласта).***

Отсутствие универсальной меры неоднородности затрудняет возможность удовлетворительного учета неоднородности вообще в гидродинамических и технологических расчетах.

Физические свойства коллекторов

СРАВНИТЕЛЬНАЯ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ

Литолого-фациальная неоднородность
коэффициент песчанистости
(для терригенных пород),

$$K_{п} = \frac{\sum_{i=1}^N h_i}{\sum_{i=1}^N H_i}$$

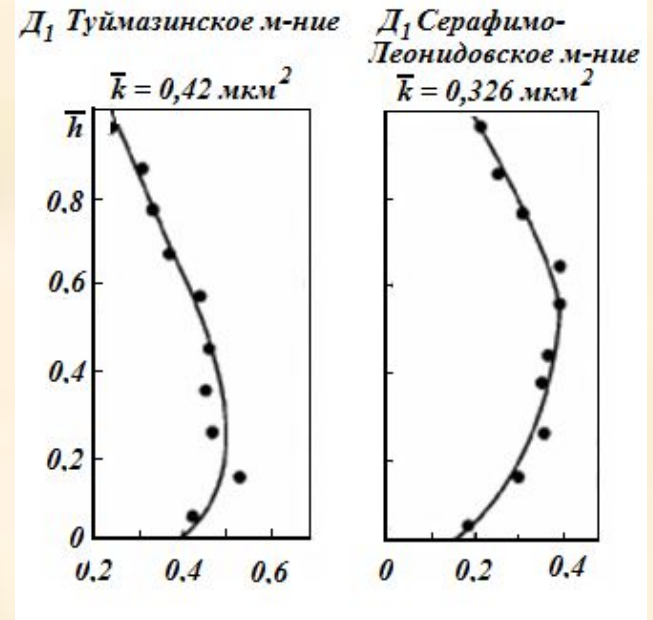
коэффициент расчлененности,

$$K_{р} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i}{N}$$

коэффициент связанности

$$K_{с} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i}{S_0(n_{\max} - 1)}$$

Послойная неоднородность пласта по проницаемости – изменение усредненных по слоям значений проницаемости от толщины пласта



$$k = \frac{\sum h_i \cdot k_i}{\sum h_i}$$

$$k_{\text{пл}} = \frac{\sum F_i \cdot H_i \cdot k_i}{\sum F_i \cdot H_i}$$

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Неравномерное распределение остаточной водонасыщенности пород - коллекторов - фактор неоднородности строения нефтяных залежей

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяется многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей – структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды

Виды остаточной воды

адсорбционная вода, удерживаемая молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды;

капиллярно связанная вода в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

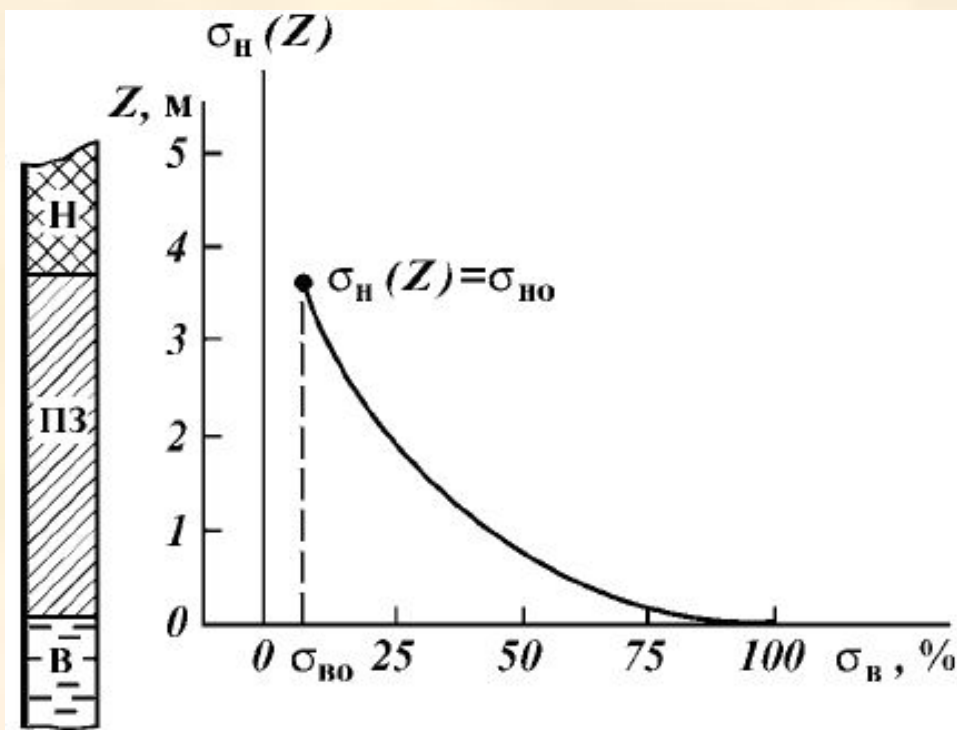
свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхности раздела вода – нефть, вода – газ)

Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

НАЛИЧИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН (ВНЗ) - ФАКТОР НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

$$\sigma_H = 1 - (a * Z)^{-1/n}$$



По условиям залегания выделяют четыре типа водонефтяных зон:

водонефтяные зоны в виде локальных участков разнообразной формы внутри безводной части нефтяной залежи;

водонефтяные зоны, окаймляющие нефтяную залежь в виде узких полос шириной до 1,5 км;
водонефтяные зоны площадного развития (широкие полосы, поля);

водонефтяные зоны с хорошей гидродинамической связью с вышележащими высокопродуктивными пластами

Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

ИЗМЕНЧИВОСТЬ СОСТАВА И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА КАК ФАКТОР НЕОДНОРОДНОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Состав и свойства нефти определяются такими факторами, как:
возраст вмещающих отложений;
глубина залегания;
дифференциация внутри залежи;
фациально- литологические условия;
гидрогеологические условия;
тектонические условия и миграционные процессы;
содержание газа в нефтяной залежи

Влияние фациально-литологических условий на свойства нефти обусловлено адсорбционными, каталитическими и реакционными свойствами пород-коллекторов нефти.

Активные глины (монтмориллонитовые), адсорбируют из нефти асфальтены и смолы, что ведет к уменьшению смолистости нефти. Глины оказывают и каталитическое воздействие на нефть, ускоряя процессы ее метаморфизма (разукрупнения молекул) и, следовательно, уменьшая ее плотность

Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

ДЛЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАКРОНЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ВЫДЕРЖАННОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ ПРОСЛОЕВ КОЛЛЕКТОРОВ ОПРЕДЕЛЯЮТ

Прерывистость пластов характеризуются показателями:
содержанием коллектора и неколлектора ω в общей площади пласта;
средними поперечными (по отношению к направлению потока) размерами коллектора и неколлектора l ;
частотой выклинивания (или появления) пласта от скважины к скважине;
долей участков коллектора (по площади), изолированных от воздействия нагнетания;

коэффициент выклинивания $K_{кл} = h_{выкл} / h_{эф}$

для практических целей рекомендуется применять коэффициент выдержанности $K_{в} = 1 - K_{кл}$

Долю объема непрерывной части определяют по формуле

$$V_{Н} = \sum_{i=1}^n V_{ни} / \sum_{i=1}^n V_{ни} (V_{л} + V_{нл} + V_{ни})$$

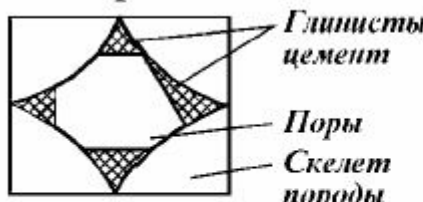
Физические свойства коллекторов

ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ


МЕТОД СИСТЕМНО-СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

При выделении иерархических структур терригенных пород придерживаются системы, состоящей из четырех структурных уровней:

элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета, количества цементирующего вещества коллекторских свойств;

<p>I</p>  <p>Глинистый цемент Поры Скелет породы</p>	<p>Определение минералогического состава породы и цемента Определение массовой и объемной глинистости лабораторными методами</p>	<p>Оценка массового содержания глины</p>
---	--	--

геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород, по геофизическим данным определяют коллекторские свойства и массовую глинистость

<p>II</p>  <p>$k_{II}, k_H, k_{IIp}, K_{IIp}$</p>	<p>Определение коллекторских свойств по месторождению с использованием зависимости</p> $k_{II}, k_H, k_{IIp} = f(C_{гп}, C'_{гп})$
---	--

Физические свойства коллекторов

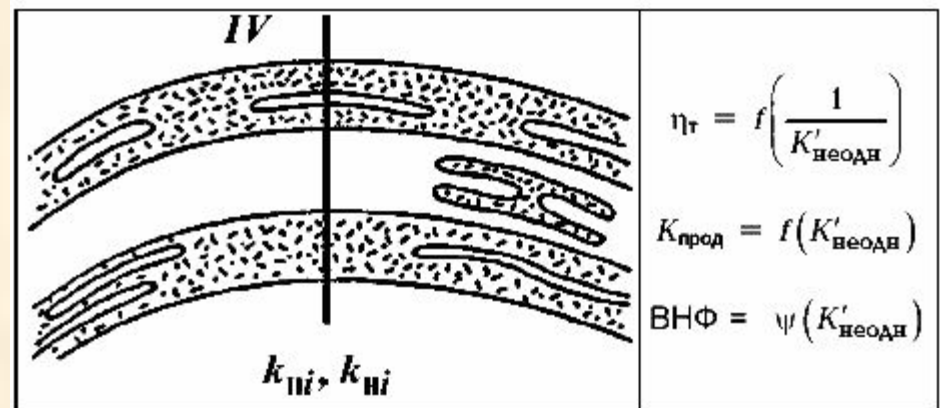
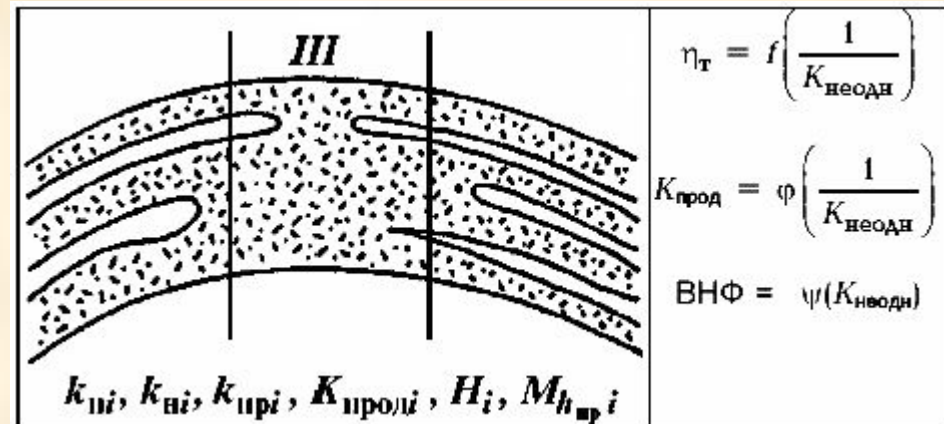
ПОНЯТИЕ О НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

МЕТОД СИСТЕМНО-СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

При выделении иерархических структур терригенных пород придерживаются системы, состоящей из четырех структурных уровней:

геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков - соответствует эксплуатационному объекту

гидродинамически связанный пласт состоит из сложного сочетания песчаных пропластков, сливающихся между собой, расчленяющихся и выклинивающихся как по толщине, так и по площади



Физические свойства коллекторов

Модель пласта – это система количественных представлений о его геолого-физических свойствах, используемая в расчетах разработки нефтяного месторождения.

Модели пластов с известной степенью условности подразделяют на **детерминированные и вероятностно-статистические.**

Детерминированные модели — это такие модели, в которых стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Другими словами, детерминированная модель при все более детальном учете особенностей пласта должна стать похожей на «фотографию» пласта. Практическое применение детерминированных моделей пластов стало возможным благодаря широкому развитию быстродействующей вычислительной техники и соответствующих математических методов.

Вероятностно-статистические модели ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный.

Физические свойства коллекторов

Вероятностно-статистические модели

Модель однородного пласта

В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, **усредняют**. Часто, используя модель такого пласта, принимают гипотезу и о его **изотропности**, т.е. равенстве проницаемостей в любом направлении, исходящем от рассматриваемой точки пласта.

Свойства пласта в количественном выражении определяют как средневзвешенные по объему величины:

$$\bar{x}_V = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta V_i}{V}$$

Чаще используют средневзвешенные по площади залежи величины, которые устанавливают с помощью карт равных значений рассматриваемых параметров:

$$\bar{x}_S = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{x}_i \Delta S_i}{S}$$

\bar{x}_i — параметр, определяемый как средний между двумя соседними линиями равных его значений; ΔS_i — площадь, образованная двумя соседними линиями с параметрами x_i и x_{i-1} ;

$$S = \sum_{i=1}^n \Delta S_i \quad \text{— общая площадь залежи.}$$

Физические свойства коллекторов

Вероятностно-статистические модели

Модель зонально-неоднородного пласта – это пласт, свойства которого не изменяются по толщине, а на его площади выделяются зоны прямоугольной или квадратной формы с различными свойствами. Каждую зону можно рассматривать как элементарный однородный объем пласта (сторона квадрата) размером больше или равным расстоянию между соседними скважинами.

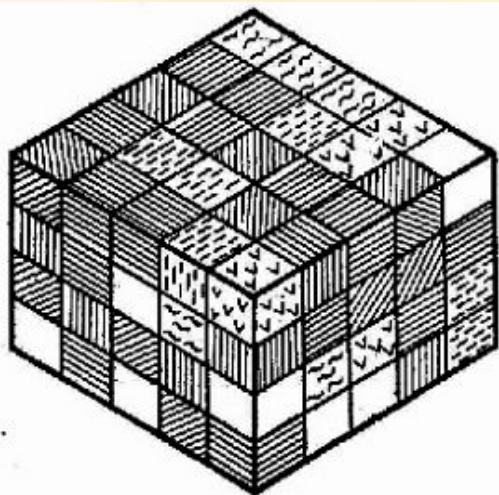
Модель слоисто-неоднородного пласта представляет собой пласт, в пределах которого выделяются слои с непроницаемыми кровлей и подошвой, характеризующиеся различными свойствами. По площади распространения свойства каждого слоя остаются неизменными. Сумма всех слоев равна общей нефтенасыщенной толщине пласта, т. е.

$$h = \sum_{i=1}^n \Delta h_i ,$$

где n – число слоев.

Физические свойства коллекторов

Вероятностно-статистические модели



Модель зонально-неоднородного и слоисто-неоднородного пласта объединяет характеристики предыдущих двух моделей. Для иллюстрации на рис. изображена схематично модель такого пласта.

Модель пласта с двойной пористостью представляет собой пласт, сложенный породами с первичной (гранулярной) и вторичной (трещиноватой) пористостью. По первичной пористости определяют **запасы углеводородов** в пласте, поскольку коэффициент пористости на порядок больше коэффициента трещиноватости. Однако гидродинамическое движение жидкостей и газов, вызванное перепадом давления, происходит по системе трещин, которая определяет **проницаемость пласта**.

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

Углеводороды в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях — газообразном, жидком, твердом или в виде газожидкостных смесей.

В зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на:

ГАЗОВЫЕ

ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ

ГАЗОНЕФТЯНЫЕ (нефтяные залежи с газовой шапкой и газовые залежи с нефтяной оторочкой)

НЕФТЯНЫЕ

ГАЗОГИДРАТНЫЕ (залежи твердых углеводородов)

В 1 м³ нефти → 1000 м³ газа

Более 50 % залежей на глубине 1250 – 2250 м

ГАЗОГИДРАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ

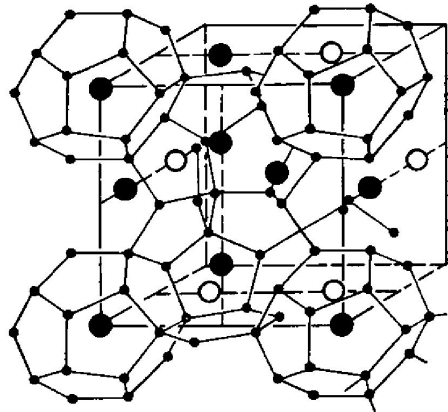
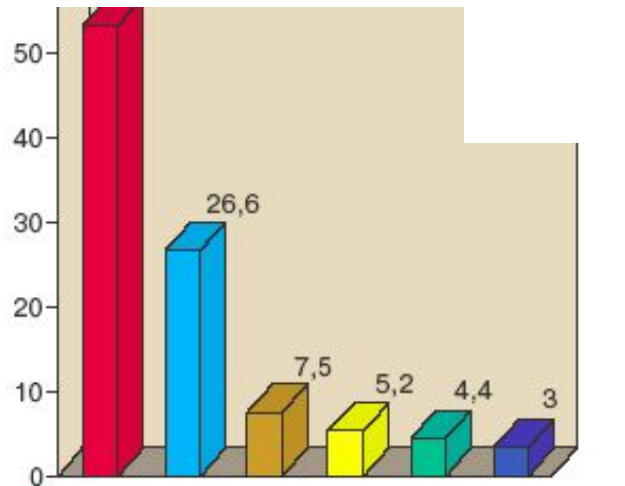


Рис. IV.20. Структура газового гидрата.

60



- Газовые гидраты
- Разведанные и неразведанные ресурсы угля, нефти и газа
- Почва
- Растворенное в воде органическое вещество
- Наземная растительность
- Торф, детритовое органическое вещество, атмосфера и морские растения

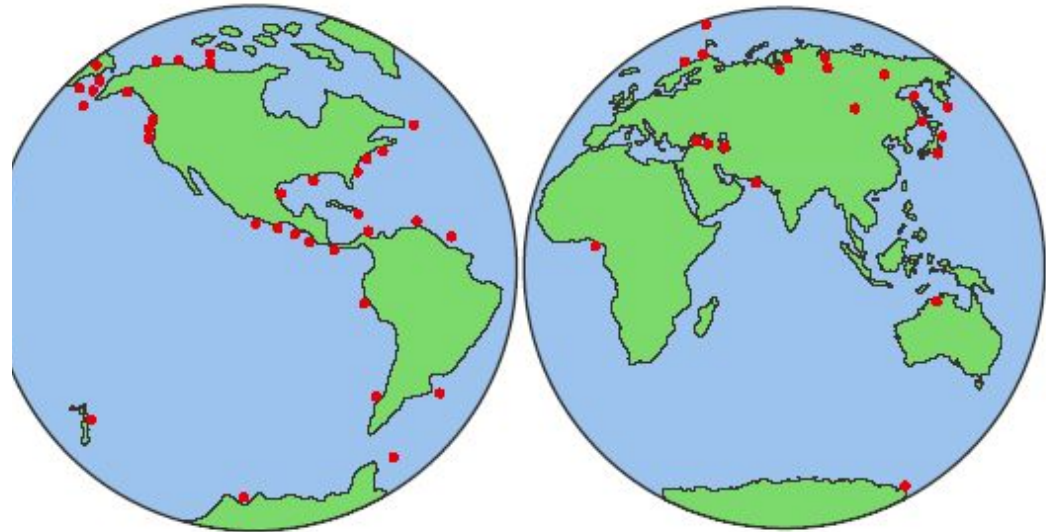


Рис. 2. Разведанные месторождения природных газовых гидратов на Земле

Запасы углеводородного сырья в газогидратном виде оцениваются как $\sim 2 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$, что заметно превышает запасы топлива на Земле во всех остальных видах вместе взятых

СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

Углеводородный состав нефтей

Углеводороды метанового
или парафинового ряда

(алканы) $C_n H_{2n+2}$
(35 – 70%)

CH_4 -метан

C_2H_6 -этан

C_3H_8 -пропан

C_4H_{10} -бутан

C_5H_{12} – $C_{17}H_{36}$ - жидк.
 $C_{18}H_{38}$ и выше – тверд.

Нафтеновые
углеводороды

$C_n H_{2n}$
(25 – 75%)

C_3H_6 -циклопропан

Ароматические
углеводороды

$C_n H_{2n-6}$

(10 – 50%)

Бензол

Кислородсодержащие

(фенолы, эфиры,
нафтеновые кислоты)

(0,1- 2 %)

Серосодержащие

(меркаптаны,
сульфиды,
дисульфиды)

(0,1 – 7%)

Гибридные
углеводороды

(парафины, церезины)

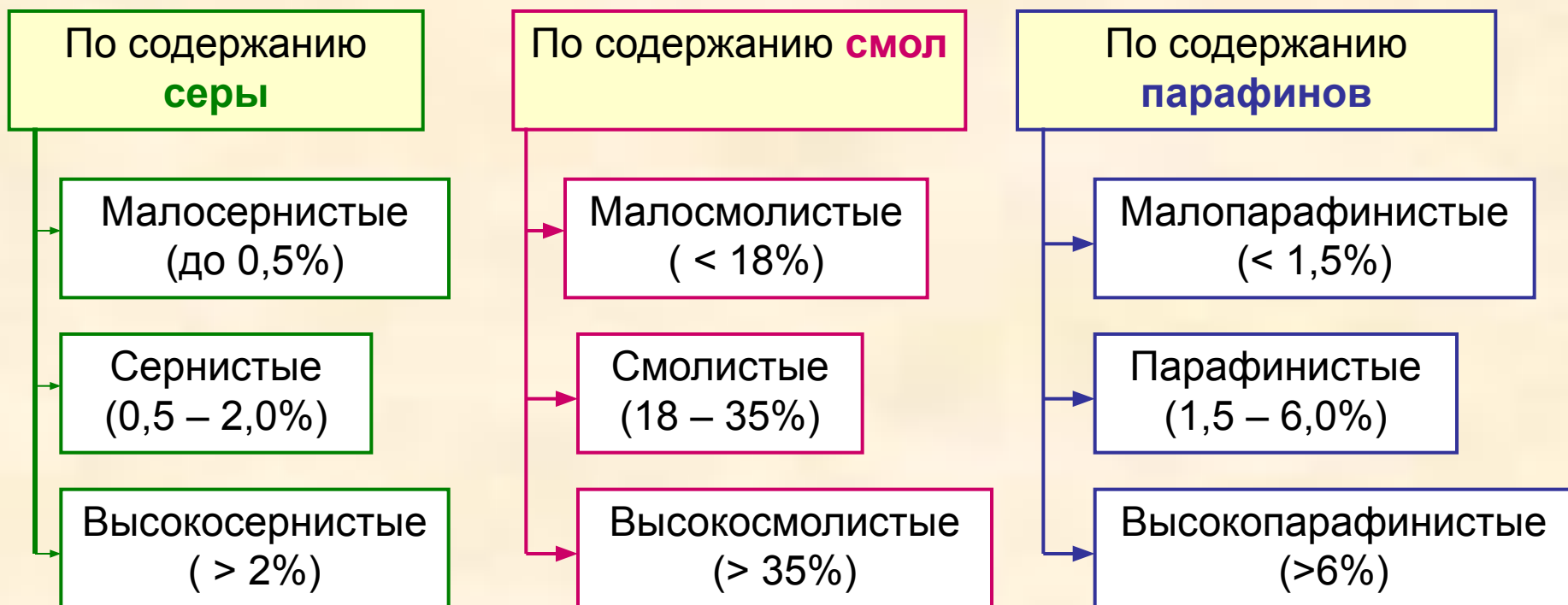
(до 14%)

Асфальто-смолистые вещества (до 40%)

(нейтральные смолы, асфальтены,
асфальтогеновые кислоты)

СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ



Нефти Западной Сибири в основном малосмолистые, мало-сернистые, малопарафинистые

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Основные свойства пластовых и дегазированных нефтей:

- 1) плотность нефти пластовой и дегазированной;
- 2) вязкость нефти (динамическая);
- 3) давление насыщения нефти газом (при пластовой температуре);
- 4) объемный коэффициент;
- 5) газосодержание (газовый фактор);
- 6) коэффициент сжимаемости;
- 7) структурно-механические свойства (для аномально вязких нефтей)

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Плотность характеризует количество массы вещества, в единице объёма [**кг/м³**; **г/см³**]:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

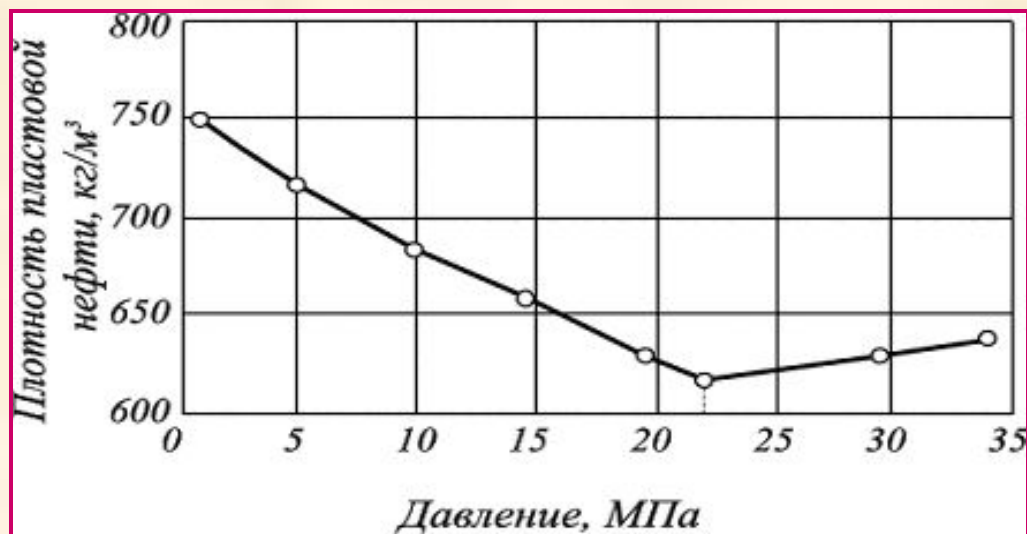
Плотность **пластовой** нефти 780 – 840 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 800$ кг/м³)

Плотность **дегазированной** нефти 840 – 870 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 859$ кг/м³)

лёгкие (800–860 кг/м³)

средние (860–900 кг/м³)

тяжелые (900–940 кг/м³)



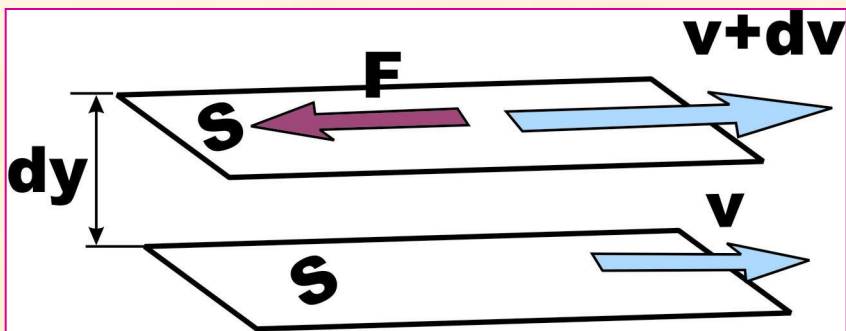
ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ

Вязкость - свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении.

Различают **динамическую** и **кинематическую** вязкости.

Закон Ньютона

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}$$

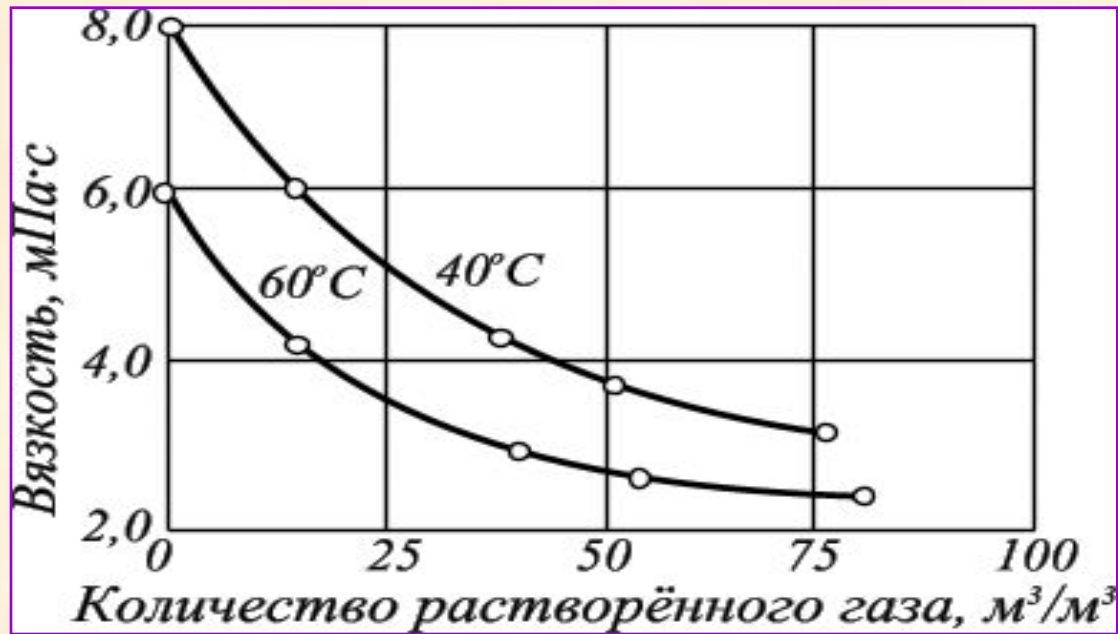


За единицу **динамической вязкости** принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в **1Н** (Ньютон) на площади **1 м²** между слоями, движущимися на расстоянии **1 м** с относительной скоростью **1м/сек.**

Размерность динамической вязкости:
[μ]=Па·с. (Паскаль-секунда).

Кинематическая вязкость - отношение динамической вязкости к плотности, измеряется в **м²/с.**

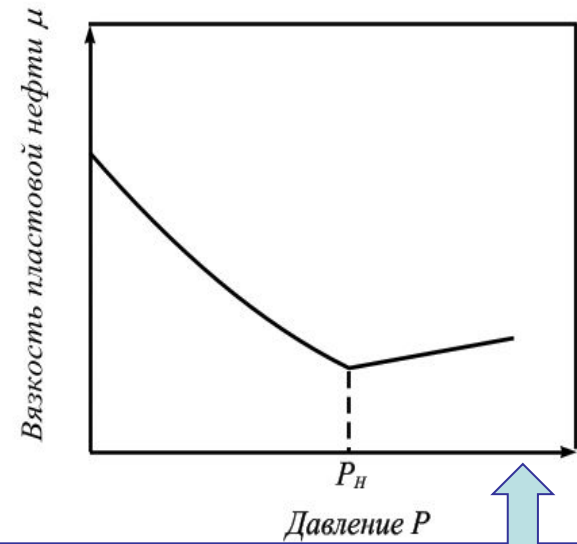
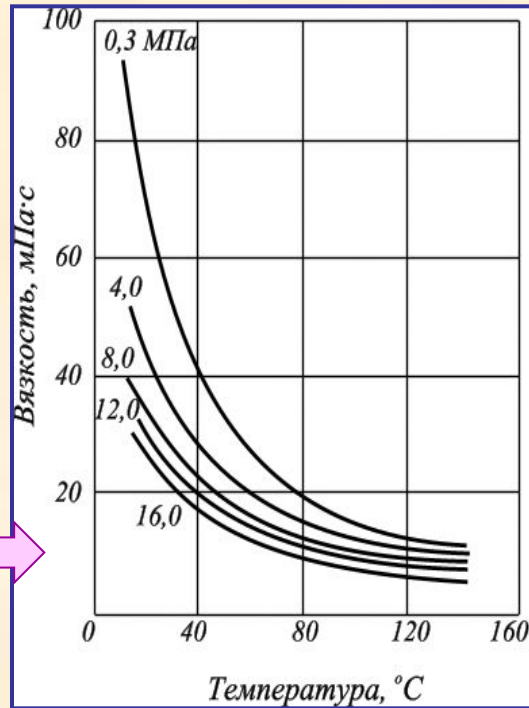
ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ



С повышением температуры вязкость нефти (как и любой другой жидкости) уменьшается. С увеличением количества растворенного газа в нефти вязкость нефти также значительно уменьшается.

ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ

С увеличением давления в пластовых условиях влияние температуры на вязкость нефти уменьшается



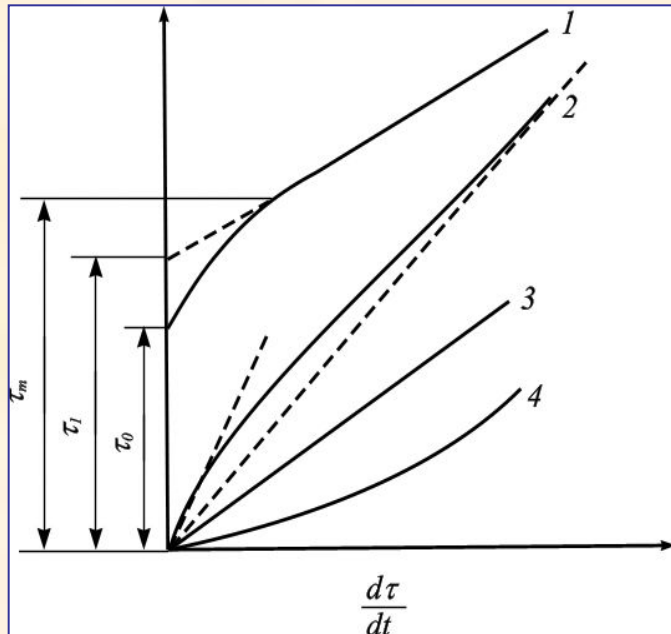
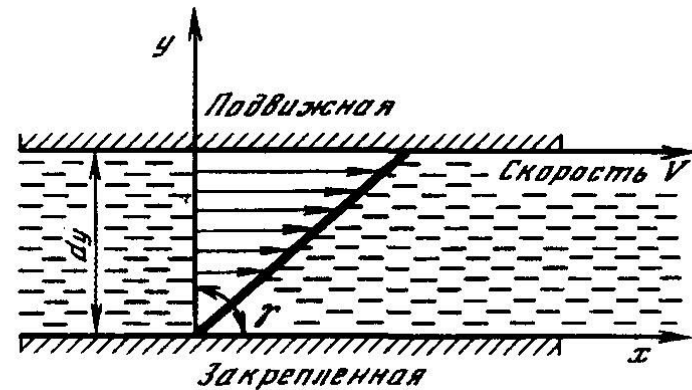
Снижение давления, ниже давления насыщения, приводит к уменьшению газового фактора и, как следствие, к увеличению вязкости. Повышение давления выше давления насыщения для пластовой нефти приводит к увеличению величины вязкости

СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНО ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Реологические характеристики нефти в значительной степени определяются содержанием в ней смол, асфальтенов, твердого парафина, порфиринов.

Ньютоновская жидкость

$$\tau = -\mu \frac{dV}{dy} \quad \frac{d\gamma}{dt} = \frac{\tau}{\mu}$$



Неньютоновская жидкость

$$\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau)$$

- 1 – бингамовские пластики;
- 2 – псевдопластики;
- 3 – ньютоновские жидкости;
- 4 – дилатантные жидкости

Формула Шведова-Бингама $\tau = \tau_1 + \eta \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)$

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В НЕФТИ

По закону Генри растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению:

$$V_r = \alpha p V_{\text{ж}}$$

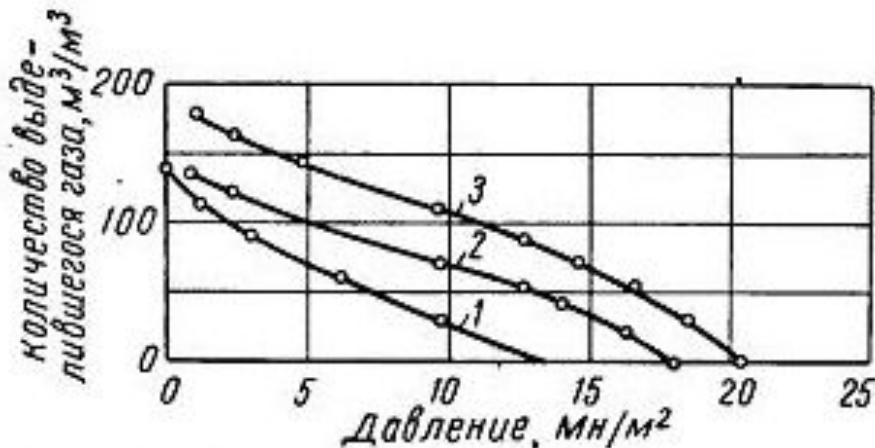
Коэффициент растворимости α показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 единицу $[\alpha] = 1/\text{Па}$

Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$

=

объем выделившегося нефтяного газа из пластовой нефти в процессе её изотермического контактного разгазирования

объем дегазированной нефти, полученный из пластовой в процессе её разгазирования.



Контактное (одноступенчатое, однократное стандартное)

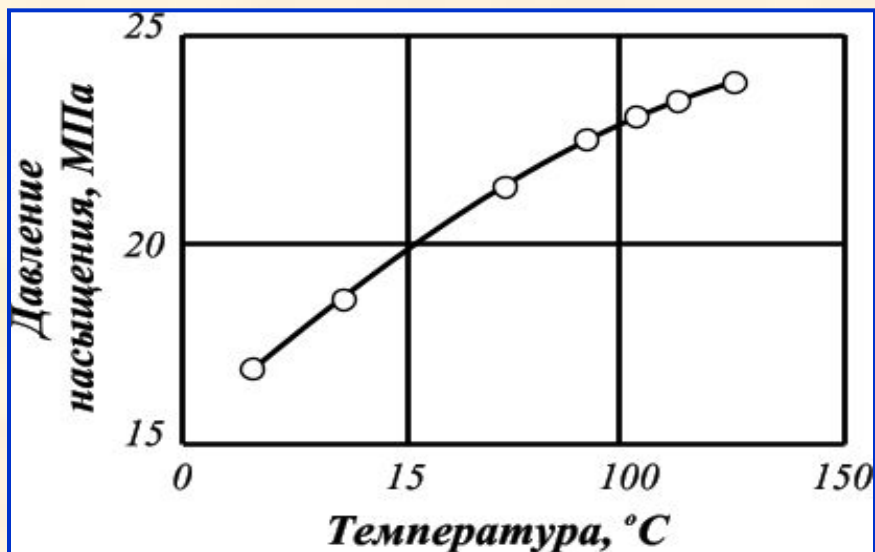
РАЗГАЗИРОВАНИЕ

Дифференциальное (ступенчатое, многократное)

ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давлением насыщения пластовой нефти называют **максимальное** давление, при котором растворённый газ начинает выделяться из нефти при изотермическом её расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти (азот), давление насыщения также увеличивается.



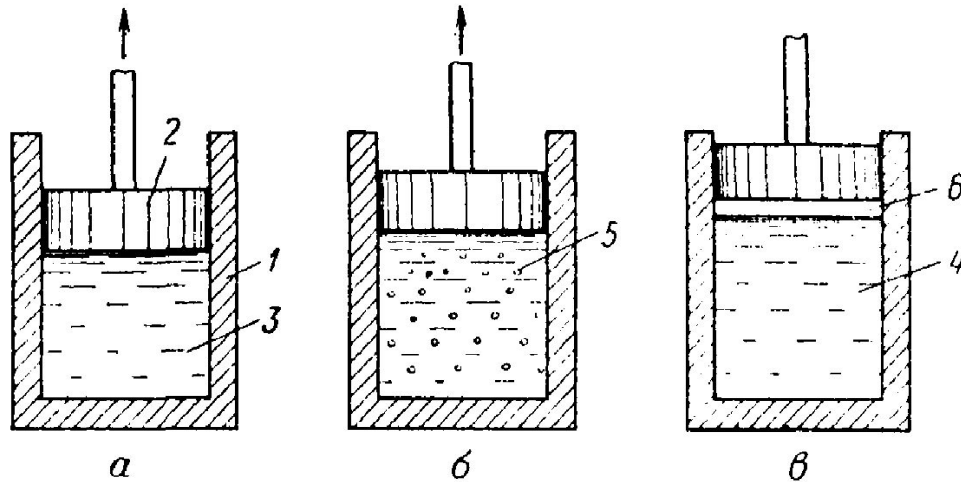
$$p_{пл} = p_{нас}$$

полностью насыщена газом

$$p_{пл} - p_{нас} = 0 \div 33 \text{ МПа}$$

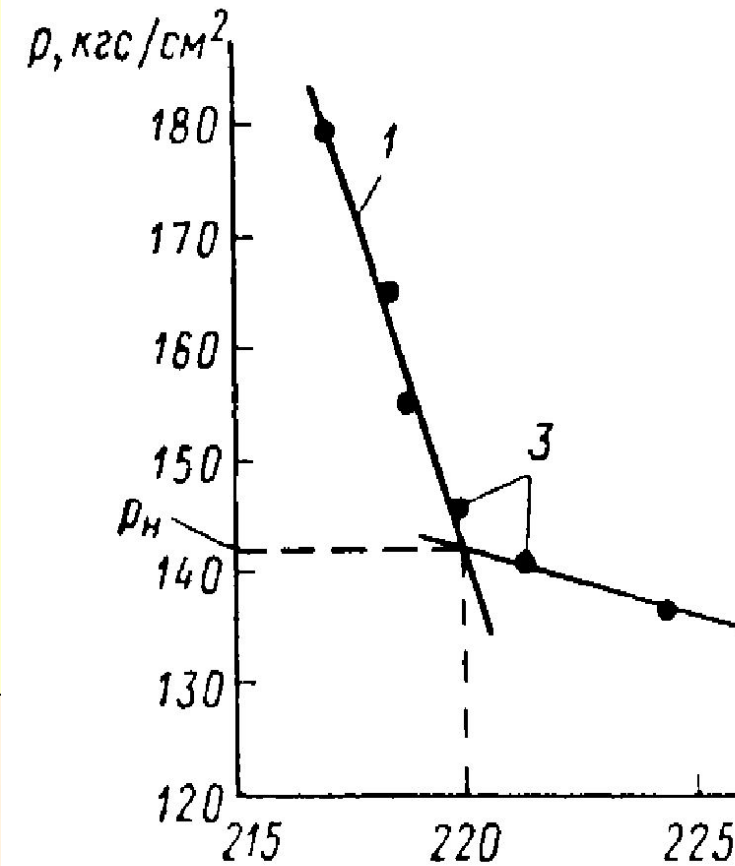
недонасыщена

Давление насыщения нефти газом



Разгазирование пластовой нефти:

- 1- цилиндр; 2 - поршень; 3 - нефть с растворенным в ней газом;
4 - дегазированная нефть; 5 - пузырьки газа; 6- газ

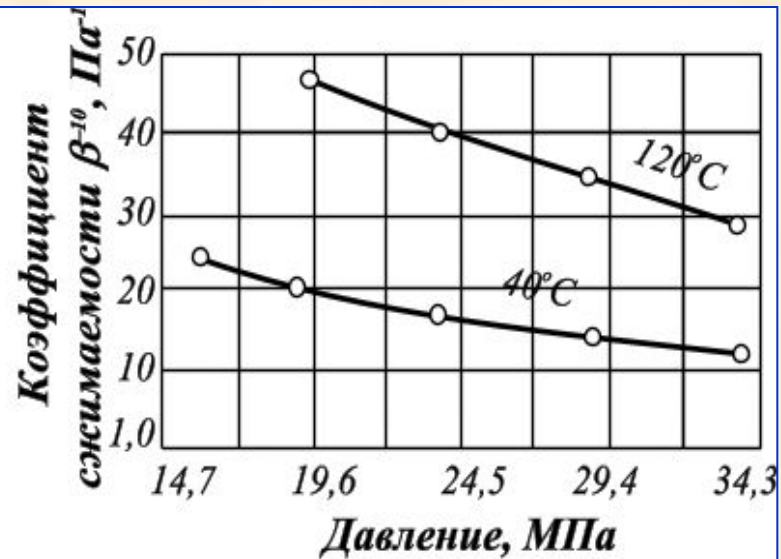
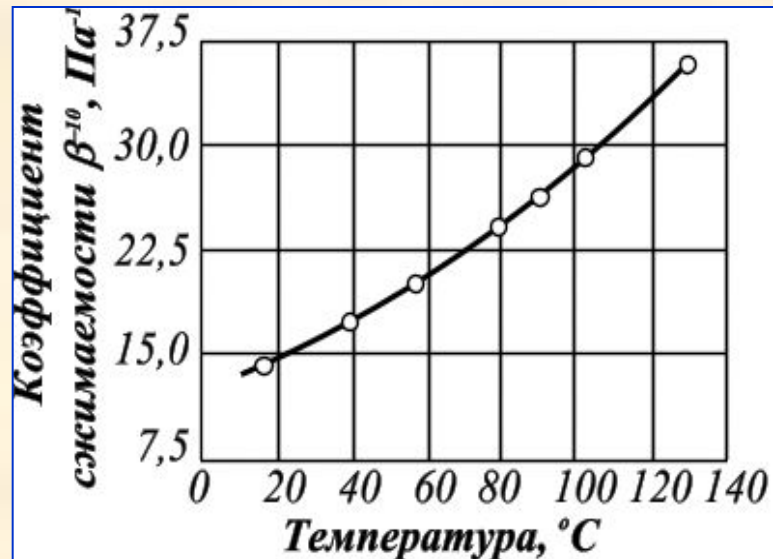


СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТИ

$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

Коэффициент сжимаемости β характеризует относительное приращение единицы объема нефти при изменении давления на одну единицу.

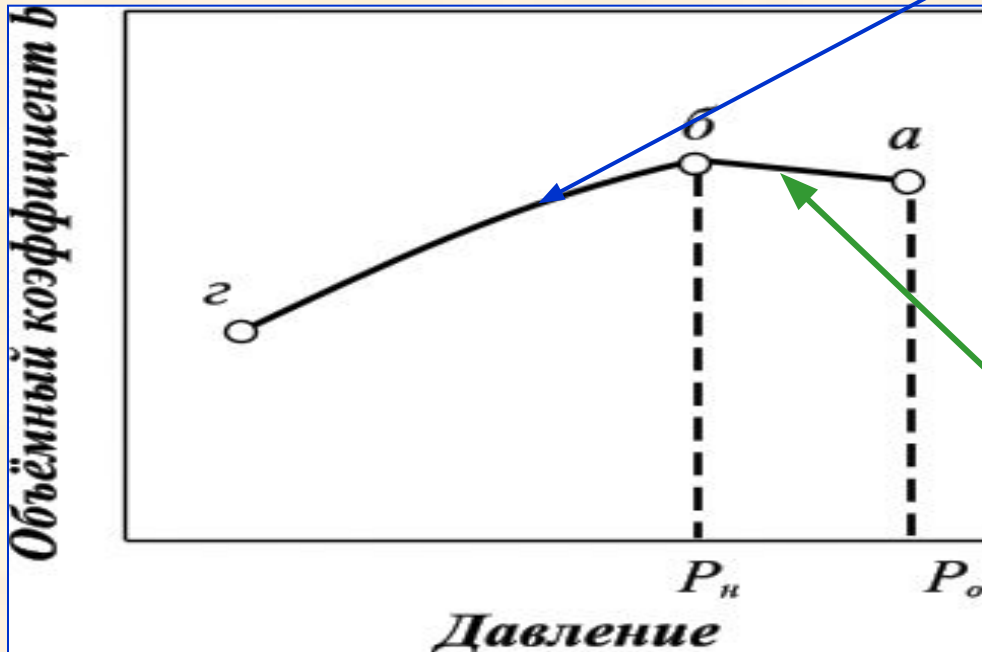
Коэффициент сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости, порядка $4 \cdot 10^{-10}$ – $7 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости. Чем выше температура, тем больше коэффициент сжимаемости.



ОБЪЁМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТИ

Объёмный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объём в пластовых условиях занимает 1 м³ сепарированной нефти

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}}$$



Увеличение пластового давления до давления насыщения приводит к увеличению количества растворенного в нефти газа и, как следствие, к увеличению величины **объёмного коэффициента**

Дальнейшее увеличение пластового давления, выше давления насыщения, будет влиять на уменьшение объёма нефти в пластовых условиях за счёт её сжимаемости, что приводит к уменьшению **объёмного коэффициента**.

Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи

В сводовой части залежи всегда больше газа. Состав газа в куполе складки имеет больше азота, метана, этана, пропана приблизительно на 2 %, чем в крыльях.

Распределение тяжёлых углеводородов газа увеличивается от свода к крыльям залежи. Бутановых углеводородов больше находится в крыльях.

Давление насыщения нефти газом и количество растворенного газа в единице объёма нефти уменьшается по направлению к водонефтяному контакту

Вязкость нефти увеличивается от купола свода к крыльям и к зоне водонефтяного контакта.



ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Свойства пластовых нефтей некоторых месторождений России и США

Месторождения	$T_{пл},$ °C	$P_{пл},$ МПа	$P_{нас},$ МПа	$\Gamma_{ст},$ м ³ /м ³	Об. коэфф, b	U, %
Песчаный умет	37	5,5	5,29	45,3	1,08	7,2
Хлебновка	23	7,05	7,05	50,5	1,12	10,7
Ромашкино	40	16,67	8,33	50,0	1,15	13,0
Ахтырское	58	15,88	14,8	96,7	1,28	21,8
Новодмитриевское, кумский горизонт	103	33,86	23,32	216,7	1,68	40,5
Элк-Сити, США	62	30,1	23,32	506,0	2,62	61,9

$$\text{усадканефти } U = \frac{(b-1)}{b} \cdot 100\%$$

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

В **пластовых условиях** газы в зависимости от их состава, давления и температуры (термобарического режима в пласте) могут находиться в различных **агрегатных состояниях** – **газообразном, жидком**, в виде **газожидкостных смесей**.

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов (УВ) метанового ряда $\text{CH}_4 - \text{C}_4\text{H}_{10}$: **метана, этана, пропана, изобутана** и **н-бутана**, а также неуглеводородных компонентов: **H_2S , N_2 , CO , CO_2 , H_2 , Ar, He, Kr, Xe** и другие.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состав газовых смесей выражается в виде массовой или объемной концентрации компонентов в процентах и мольных долях

Массовая доля

$$(M\%) = \frac{W_i}{\sum W_i} 100$$

W_i - масса i -го компонента;
 $\sum W_i$ - суммарная масса смеси.

Объемная доля

$$(V\%) = \frac{V_i}{\sum V_i} 100$$

V_i - объем i -го компонента в смеси;
 $\sum V_i$ - суммарный объем газа

Мольная доля

$$y_i = \frac{n_i}{\sum n_i}$$

n_i - число молей i -го компонента в смеси;
 $\sum n_i$ - суммарное число молей газа в системе.

из закона Авогадро

$$V_i = kn_i$$

где K - коэффициент пропорциональности.
Следовательно,

$$\frac{V_i}{\sum V_i} 100 = \frac{Kn_i}{\sum n_i K} 100 = \frac{n_i}{\sum n_i} 100,$$

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состав газа газовых месторождений, объёмный %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	N ₂	CO ₂	Относит. плотность
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,03	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,15	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	1,0	0,1	0,56
Заполярье	98,6	0,17	0,02	0,013	1,1	0,18	0,56

Состав газа газоконденсатных месторождений, объёмный %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Отност. плотность
Вуктыльское	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	0,882
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5	0,5	0,680
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	0,713
Уренгойское (БУ–8, БУ–14)	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состав попутного газа нефтяных месторождений, объёмный %

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	Относит. плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,38	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	–	1,010
Трехозерное	48,0	12,2	24,0	11,1	2,6	2,1	–	1,288

В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов газы разделяются на **сухие и жирные**.

Сухим газом называют природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

Жирным газом называют газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в 1 м³ которого содержится **более 60г газового бензина**.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Упругость насыщенных паров углеводородов, т. е. то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, повышается с ростом температуры и она тем выше, чем ниже плотность углеводорода.

Из рисунка следует, что давление паров метана наибольшее; при нормальных условиях его нельзя превратить в жидкость (пунктирная линия 1 давления ненасыщенного пара метана), так как его критическая температура $t = -82,95^\circ \text{C}$.

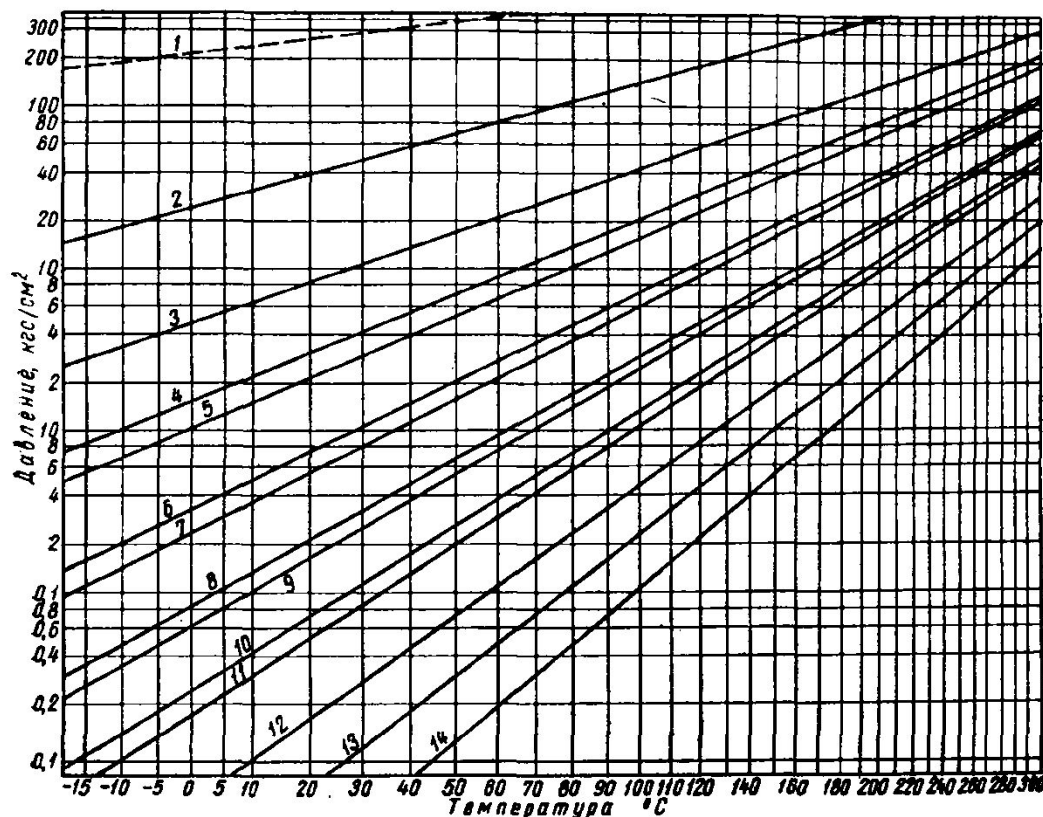


Рис. III.1. Упругость паров углеводородов метанового ряда.

1 — метан; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — изобутан; 5 — бутан; 6 — изопентан; 7 — пентан; 8 — изогексан; 9 — гексан; 10 — изогептан; 11 — гептан; 12 — октан; 13 — nonан; 14 — декан.

Аддитивный подход к расчету физико-химических свойств углеводородных газов

Каждый компонент газа в смеси ведёт себя так, как если бы он в данной смеси был один.

$$\Pi_{\text{смеси}} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \cdot N_i (g_i, V_i)$$

N_i – мольная доля; g_i – весовая доля; V_i – объёмная доля;
 Π_i – физико-химическое свойство i -го компонента.

Закон Дальтона: Для идеальных газов общее давление в системе (смеси газов) равно сумме парциальных давлений компонентов

$$P = \sum_{i=1}^n p_i$$

$$p_i = N_i \cdot P$$

Закон Амага: Аддитивность парциальных объёмов (V_i) компонентов газовой смеси

$$V = \sum_{i=1}^n V_i$$

$$V_i = N_i \cdot V$$

Уравнение состояния газов

Уравнение состояния связывает давление, температуру и объем газа, представленного в виде физически однородной системы, при условиях термодинамического равновесия.

Для **идеальных** газов согласно уравнению Клапейрона— Менделеева

$$pV = GRT$$

где p — давление, Па; V — объем газа, м³, G — масса газа, кг; R — газовая постоянная, Дж/(кг • К); T — абсолютная температура, К.

Идеальным называют газ, силами взаимодействия между молекулами и объемами молекул в котором можно пренебречь.

Газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при увеличении температуры газа на 1 К.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состояние реальных газов описывается различными уравнениями

Уравнение Ван-дер-Ваальса

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) \cdot (v - b) = RT$$

a — сила притяжения молекул; b — собственный объем молекул газа.

Уравнение Битти-Бриджмена

$$p = \frac{RT}{V^2} \left(1 - \frac{c}{VT^3}\right) \cdot \left[V + B_0 \left(1 - \frac{b}{V}\right)\right] - \frac{A_0 \left(1 - \frac{a}{V}\right)}{V^2}$$

Величины a , b , c , A_0 и B_0 — постоянные для данных компонентов природного газа вычислены на основании экспериментальных данных

При инженерных расчетах обычно используют уравнение Клапейрона — Менделеева, в которое вводят коэффициент сверхсжимаемости газа:

$$pV = zGRT$$

Значение z зависит от давления, температуры и состава газа.

Коэффициент сверхсжимаемости учитывает отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов

ПРИВЕДЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗОВ

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются.

Критическая температура ($T_{кр}$) – максимальная температура, при которой свойства газовой и жидкой фаз находятся в равновесии

Критическое давление – давление паров вещества при критической температуре

Приведёнными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа: температура, давление, объём, плотность и другие больше или меньше критических

$$P_{пр} = \frac{p}{\sum y_i P_{kpi}}$$

$$T_{пр} = \frac{T}{\sum y_i T_{kpi}}$$

$P_{kpi}; T_{kpi}$ критические давление и абсолютная температура i -го компонента

$$T_{кр} = \sum y_i T_{kpi} \quad P_{кр} = \sum y_i P_{kpi}$$

среднекритические (псевдокритические) абсолютная температура и давление;
 y_i — мольная концентрация i -го компонента в газе.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Критические давления и температуры компонентов нефтяных газов

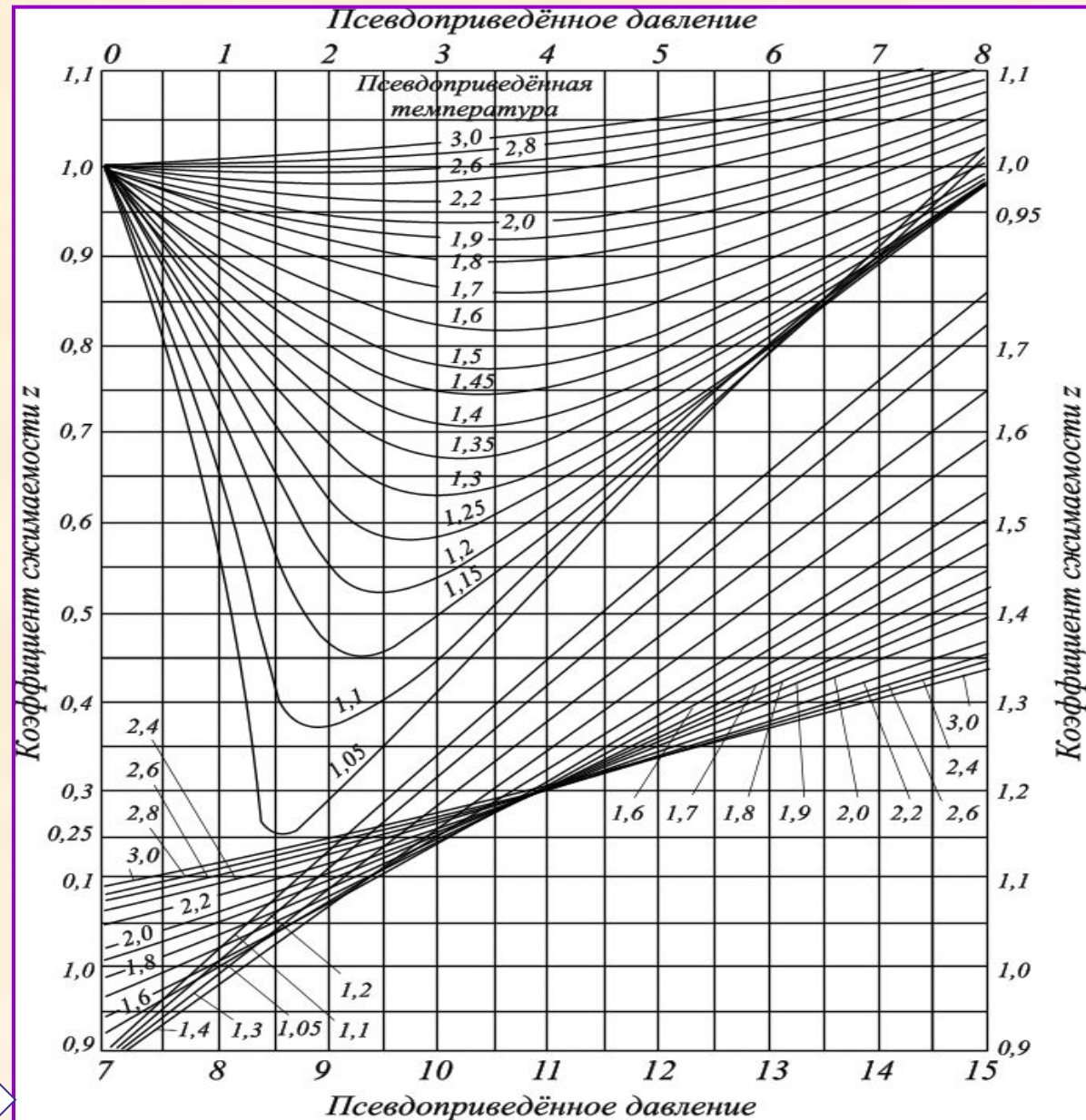
№ п./п.	Компонент	Относительная молекулярная масса	$P_{\text{КРi}}$, МПа	$T_{\text{КРi}}$, К
1	Метан, CH_4	16,04	4,63	190,55
2	Этан, C_2H_6	30,07	4,87	305,45
3	Пропан, C_3H_8	44,09	4,26	369,82
4	изо-Бутан, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	58,12	3,65	408,13
5	н-Бутан, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	58,12	3,797	425,16
6	изо-Пентан, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	72,15	3,381	460,4
7	н-Пентан, $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	72,15	3,369	469,6
8	н-Гексан, C_6H_{14}	86,17	3,031	507,4
9	н-Гептан, C_7H_{16}	100,20	2,736	640,61
10	Азот, N_2	28,02	3,399	126,25
11	Двуокись углерода, CO_2	44,01	7,387	304,15
12	Сероводород, H_2S	34,08	9,01	373,55

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

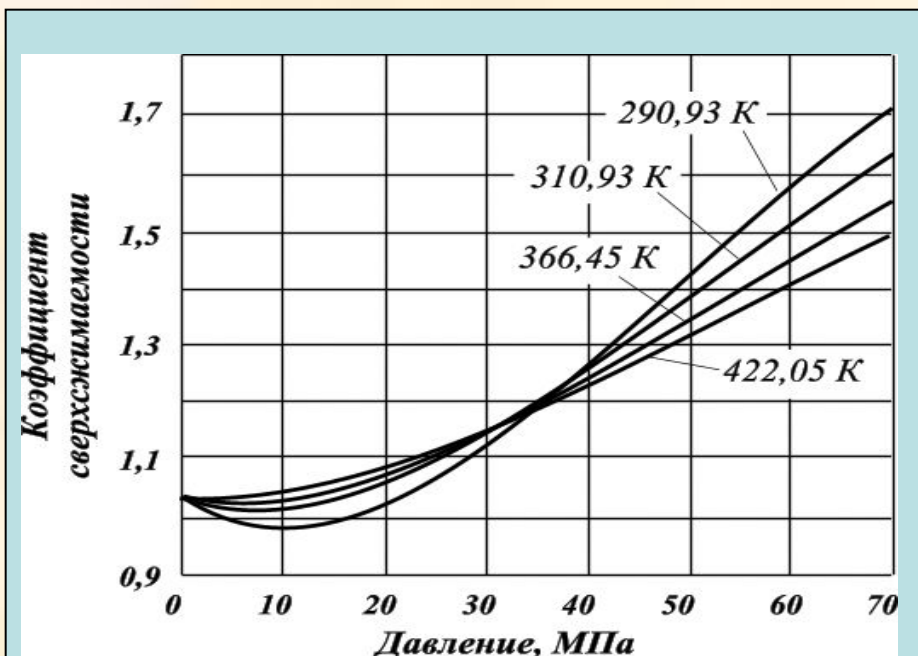
Коэффициенты сверхсжимаемости углеводородных газов, в зависимости от приведённых параметров

По принципу соответственных состояний термодинамические свойства веществ (в том числе и коэффициенты сжимаемости различных газов), имеющих равные приведенные температуры и давления, приблизительно одинаковы, так как при этом различные газы находятся как бы в одинаковом относительном приближении к жидкому состоянию.

График изменения коэффициента z в зависимости от приведенной температуры $T_{пр}$ и приведенного давления $p_{пр}$ для метана



Коэффициенты сверхсжимаемости газов, содержащих неуглеводородные компоненты (азот)



Зависимости коэффициентов
сверхсжимаемости азота от давления
и температуры

по правилу аддитивности

$$z = y_a z_a + (1 - y_a) \cdot z_y$$

y_a — мольная доля азота;
 z_a — коэффициент сжимаемости азота;
 z_y — коэффициент сжимаемости
 углеводородной части газа.

Объём газа при пластовых условиях
по закону Бойля–Мариотта:

$$V_{\text{пл}} = z \cdot \frac{V_o \cdot T_{\text{пл}} \cdot P_o}{T_o \cdot P_{\text{пл}}}$$

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_o} = z \frac{T_{\text{пл}} \cdot P_o}{P_{\text{пл}} \cdot T_o}$$

Объёмный коэффициент газа

ПЛОТНОСТЬ ГАЗОВ

За **относительную плотность** газа принимается число, показывающее, во сколько раз **масса данного газа**, заключенная в определенном объеме при данном давлении и температуре, больше или меньше **массы сухого воздуха**, заключенного в том же объеме при нормальных условиях:

$$d = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{В}}}$$

Газ	Относительная плотность
Воздух	1
Гелий	0,138
Азот	0,97
Углекислый газ	0,518
Сероводород	1,191
Метан	0,55
Этан	1,038
Пропан	1,52
Бутан	2,0065

$$\bar{M} = y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n = \sum y_i M_i$$

\bar{M} - средняя относительная молекулярная масса газа
 M_1, M_2, \dots, M_n — относительные молекулярные массы соответствующих компонентов; y_1, y_2, \dots, y_n — мольные доли компонентов.

$$d = \frac{\bar{M}}{M_{\text{воздух}}} = \frac{\bar{M}}{28,97}$$

$$\bar{M} = 22,4 \cdot \rho_0$$

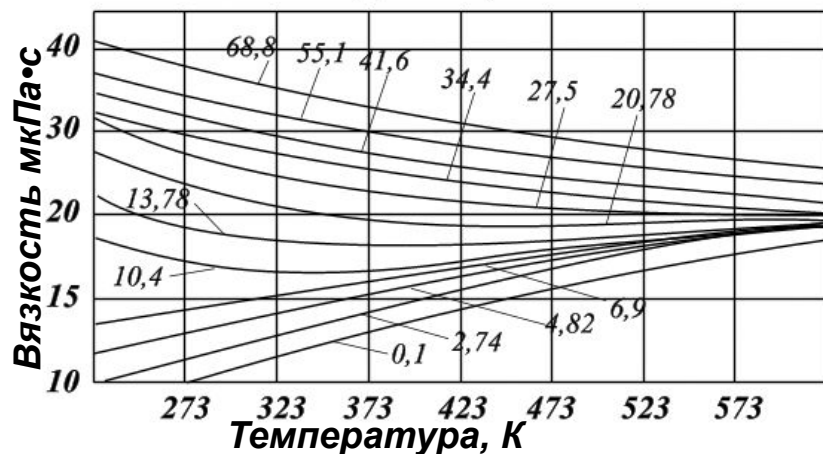
где ρ_0 плотность газа при нормальных условиях

ВЯЗКОСТЬ ГАЗОВ

Вязкость — одно из свойств газов, определяющих закономерности их движения в газоносных пластах

Исходя из положений кинетической теории газов динамическая вязкость газа связана с его плотностью ρ_r , средней длиной свободного пути λ , и средней скоростью молекул v соотношением

$$\mu = \frac{\rho v \lambda}{3}$$



Зависимости коэффициентов динамической вязкости нефтяного газа плотности 0,6 от температуры при различных давлениях

С возрастанием температуры средняя длина свободного пробега молекул и средняя скорость движения молекул увеличиваются, а следовательно, и **вязкость газа возрастает**, несмотря на уменьшение величины плотности

Повышение давления от 0,1 до 1,2 МПа **не влияет на величину вязкости газа**.

Газы с более высокой молекулярной массой, как правило, имеют и большую вязкость.

При содержании в углеводородном газе более 5 % азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и оценивать средневзвешенную вязкость смеси по правилу аддитивности:

$$\mu = y_a \mu_a + (1 - y_a) \mu_y$$

РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В НЕФТИ

По закону Генри растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению:

$$V_r = \alpha p V_{\text{ж}}$$

Коэффициент растворимости α показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 единицу

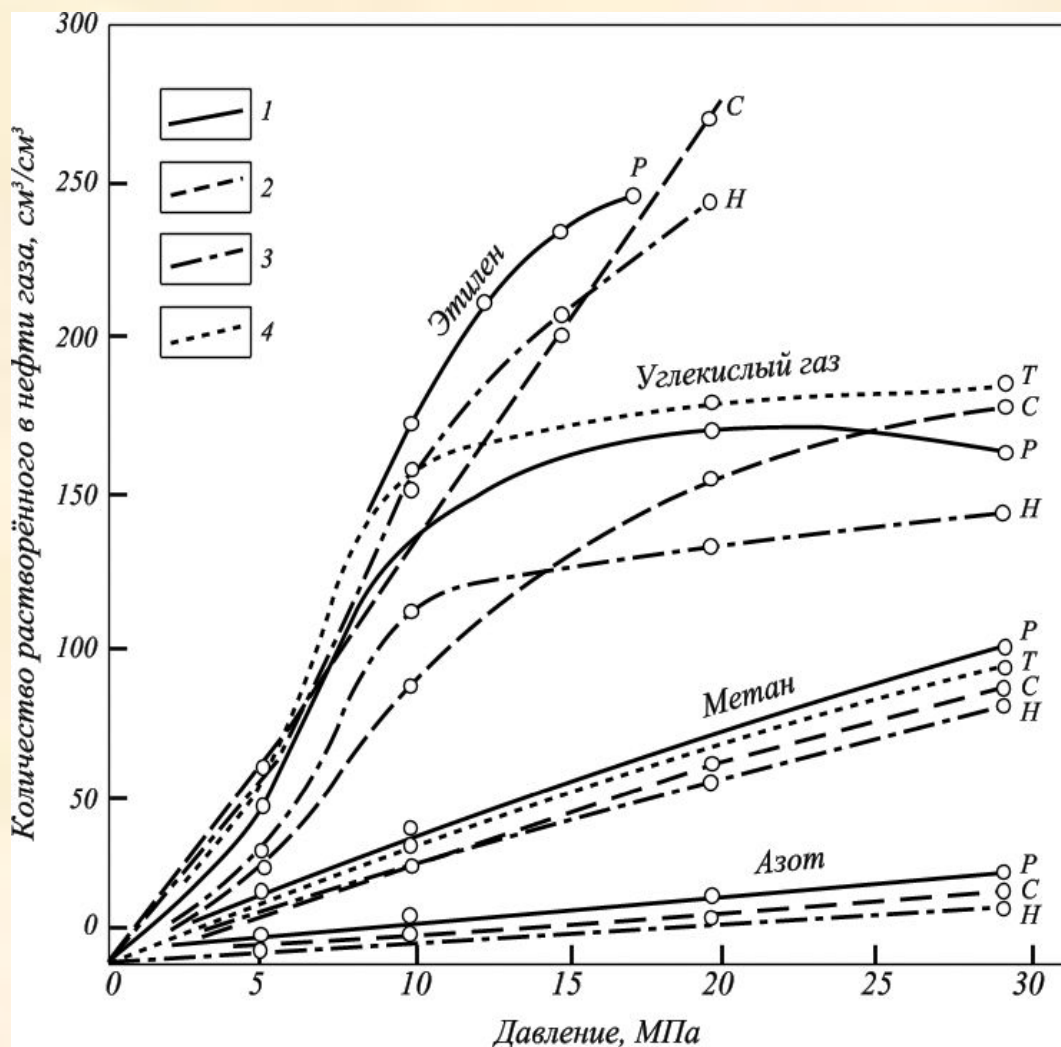
Коэффициент растворимости **зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры**

С увеличением **молекулярной массы** газа коэффициент растворимости его **возрастает**

Растворимость газов **увеличивается** с повышением содержания в нефти **парафиновых углеводородов**

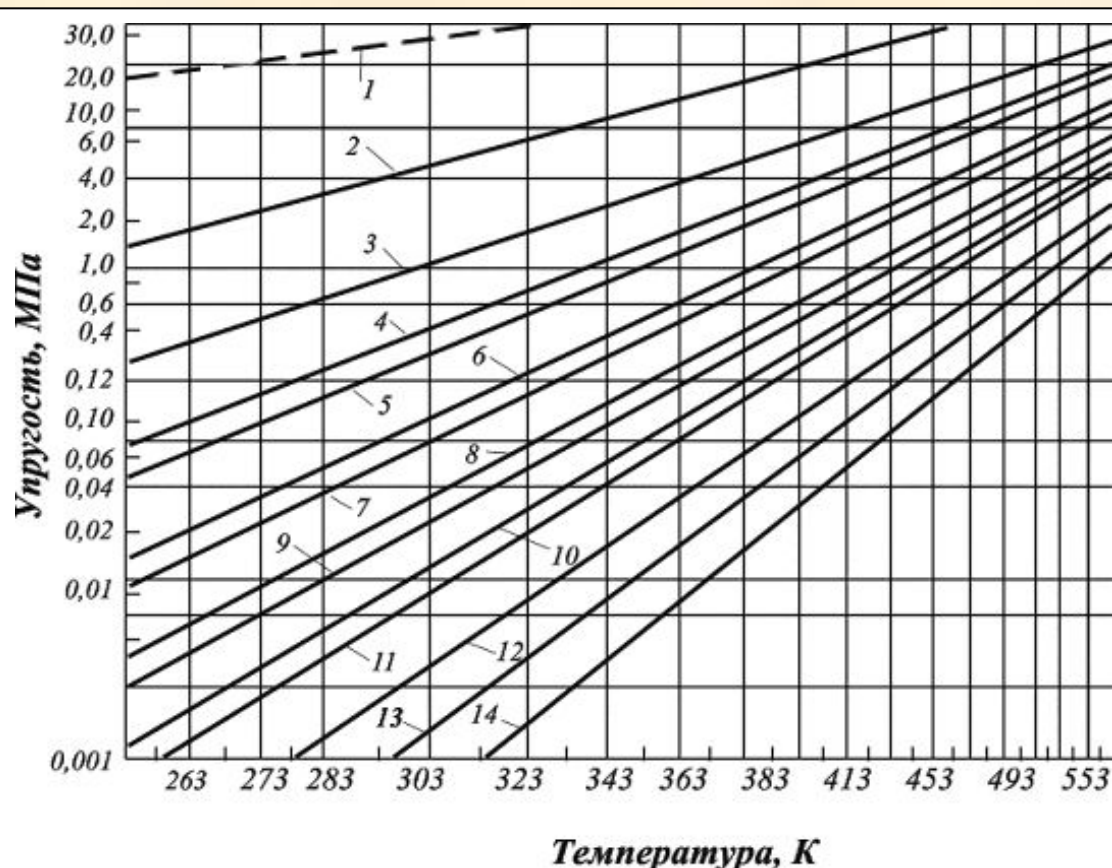
Изотермы хорошо растворимых газов **выполаживаются**, что объясняется **обратными процессами растворения компонентов нефти в сжатом газе при высоких давлениях**

Углеводородные газы хуже растворяются в нефти при повышении температуры



УПРУГОСТЬ НАСЫЩЕННЫХ ГАЗОВ

Упругость (давление насыщенного пара) углеводородов характеризует то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние



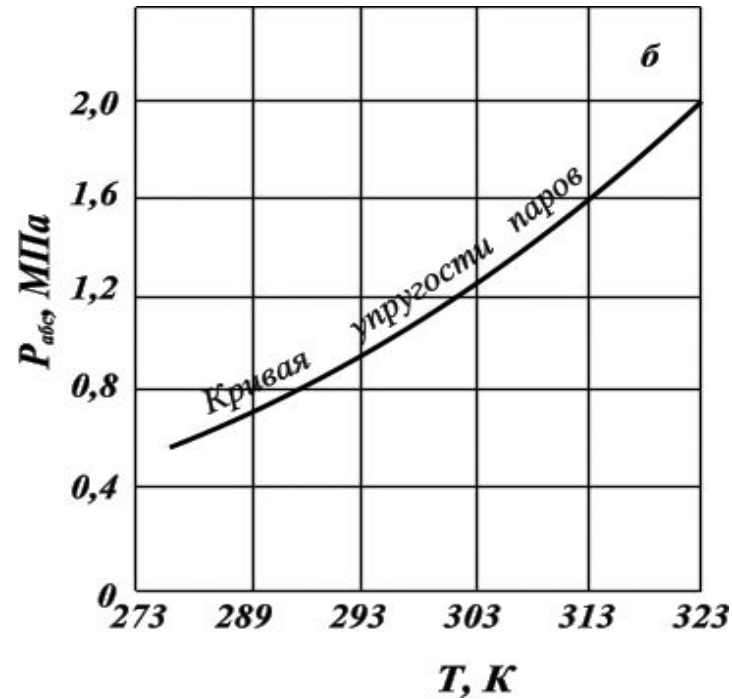
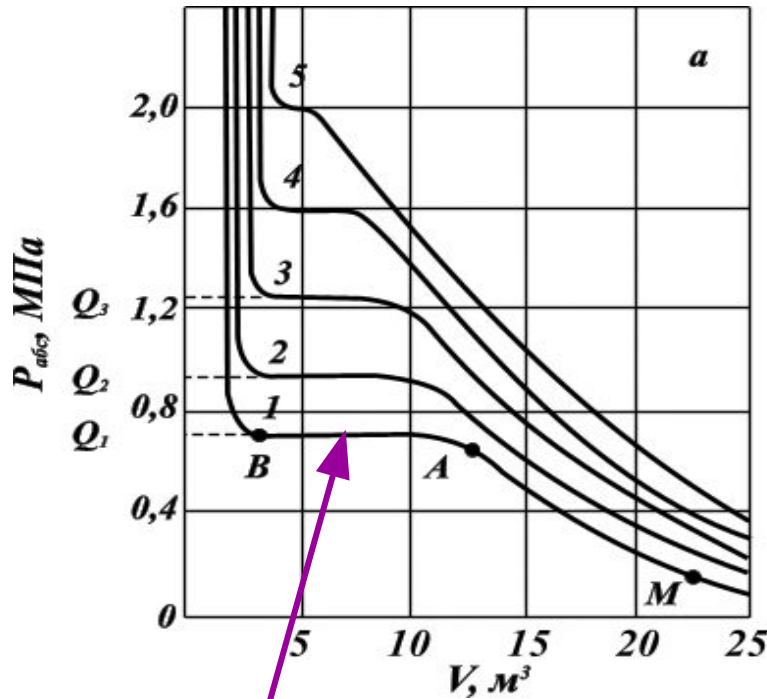
Кривые упругости насыщенных паров чистых углеводородов:
 1 – метан; 2 – этан; 3 – пропан; 4 – изобутан; 5 – бутан;
 6 – изопентан; 7 – пентан; 8 – изогексан; 9 – гексан; 10 – изогептан; 11 – гептан; 12 – октан; 13 – нонан; 14 – декан

Величина упругости насыщенных паров углеводородов повышается с ростом температуры

С **ростом** молекулярной массы углеводорода **величина упругости насыщенных паров углеводородов уменьшается** при равных температурах

Ненасыщенные пары могут существовать при данном давлении, если их температура выше температуры насыщенных паров, или при данной температуре, если их давление меньше давления насыщенных паров.

Насыщенным называется пар (газ), находящийся в равновесии с жидкостью.



Зависимости объёма жидкости от давления и температуры (а) и кривая упругости насыщенных паров (б) при температурах К: 1 – 283; 2 – 293; 3 – 303; 4 – 313; 5 – 323

Величина этого давления называется упругостью насыщенных паров природного газа при температуре опыта (Q)

Упругость паров углеводородной смеси

$$Q_{CM} = f(T, p_{CM}) \quad Q_{CM} = f(Q_i, N_{xi})$$

Константа равновесия

$$K_{pi} = Q_i / p_{CM}$$

Критическая температура ($T_{кр}$) – максимальная температура, при которой газ и жидкость могут ещё сосуществовать в равновесии.

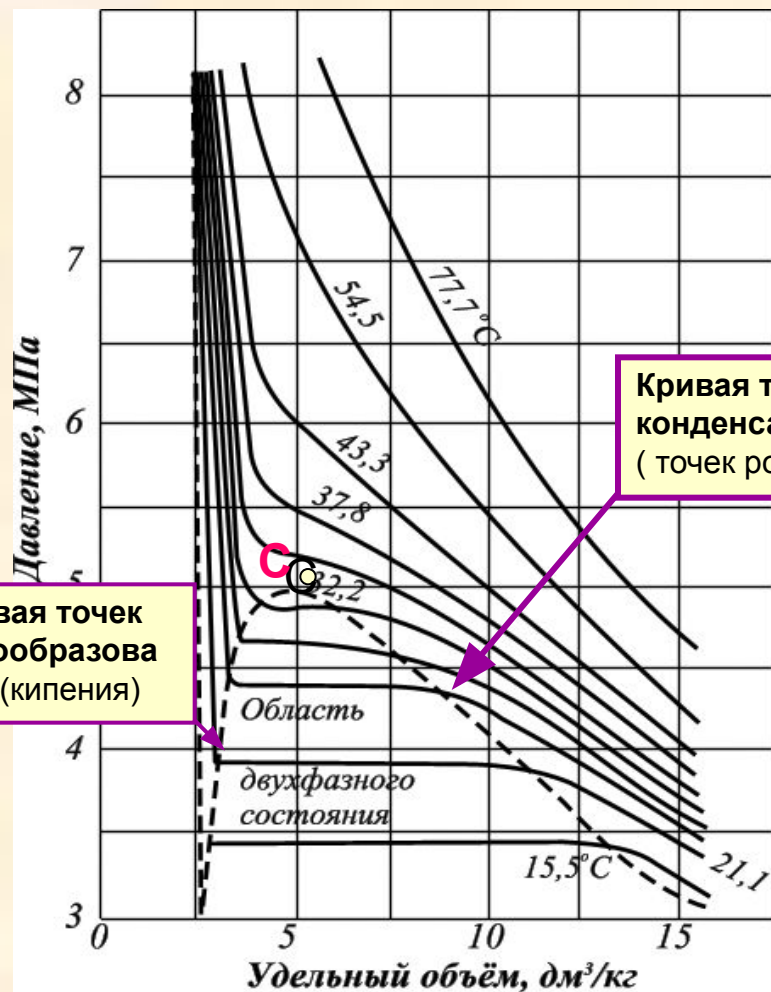
Выше температуры, равной критической, газ никаким повышением давления нельзя перевести в жидкость.

Давление насыщенных паров, соответствующее критической температуре называется критическим давлением ($P_{кр}$)

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Фазовые превращения однокомпонентных систем

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются



Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давления в двухфазной области, т. е. после начала конденсации газа дальнейшее превращение его в жидкость с уменьшением объема системы происходит при постоянном давлении до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат.

Диаграмма фазового состояния чистого этана

Фазовые превращения однокомпонентных систем

Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление - температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах, значения которых не располагаются на этой кривой, вещество находится в однофазном состоянии - в жидком, если при данной температуре давление выше кривой давления насыщенного пара.

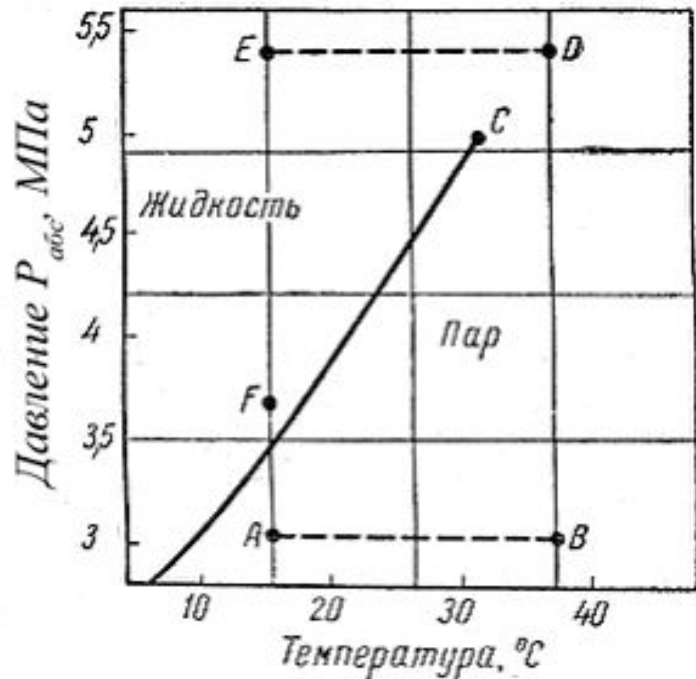
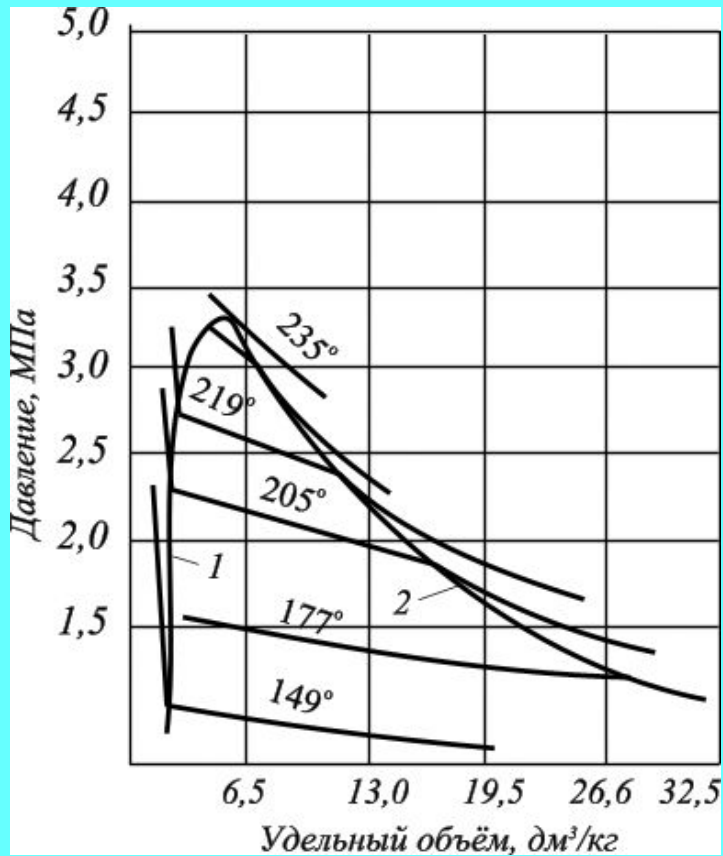


Диаграмма фазового состояния этана в координатах P–T

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов в координатах давление - температура ограничивается критической точкой C.

Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых еще могут существовать две фазы одновременно.

Фазовые состояния углеводородных смесей



Зависимость "давление – удельный объём" для смеси $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ – $n\text{-C}_7\text{H}_{16}$;

Для двух- и многокомпонентных систем давление в процессе сжатия в двухфазной области не остается постоянным и для конденсации газа необходимо повышать его для полного превращения газовой фазы в жидкость. Поэтому давление точки парообразования (кипения) для двух- и многокомпонентной смеси выше точек конденсации. В соответствии с этим не одинаков и состав жидкой и газовой фаз в точках парообразования и конденсации.

Фазовые состояния углеводородных смесей

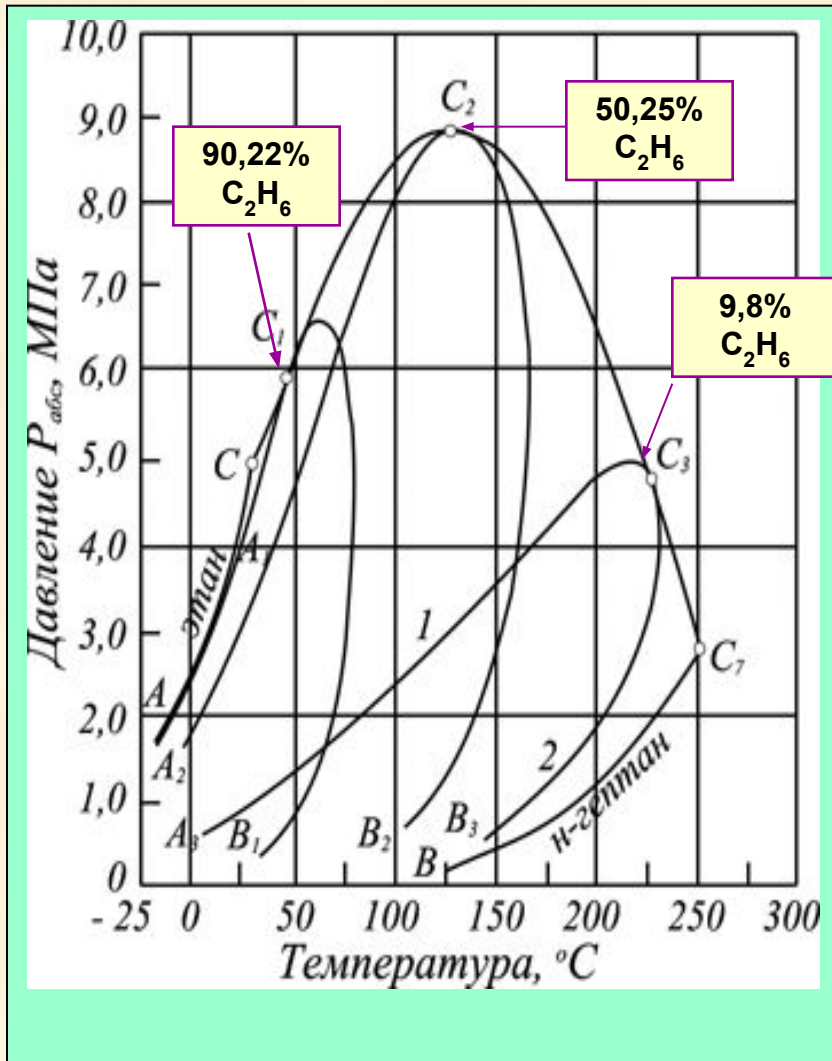


Диаграмма "давление – температура"
для смеси C_2H_6 – $\text{n-C}_7\text{H}_{16}$

С увеличением содержания н-гептана в системе критическая точка, располагающаяся слева от максимальных значений давления и температуры, при которых две фазы могут существовать в равновесии, сдвигается вправо от нее. Кривые же точек росы и начала кипения при этом приближаются к кривой давления насыщенного пара, преобладающего в смеси компонента - н-гептана. Аналогично изменяются также критические температуры и давления при изменении состава смеси.

Для многокомпонентных систем, в силу их неидеальности, возможно существование двух фаз при температурах или давлениях выше критических величин.

Поведение бинарных и многокомпонентных систем в критической области

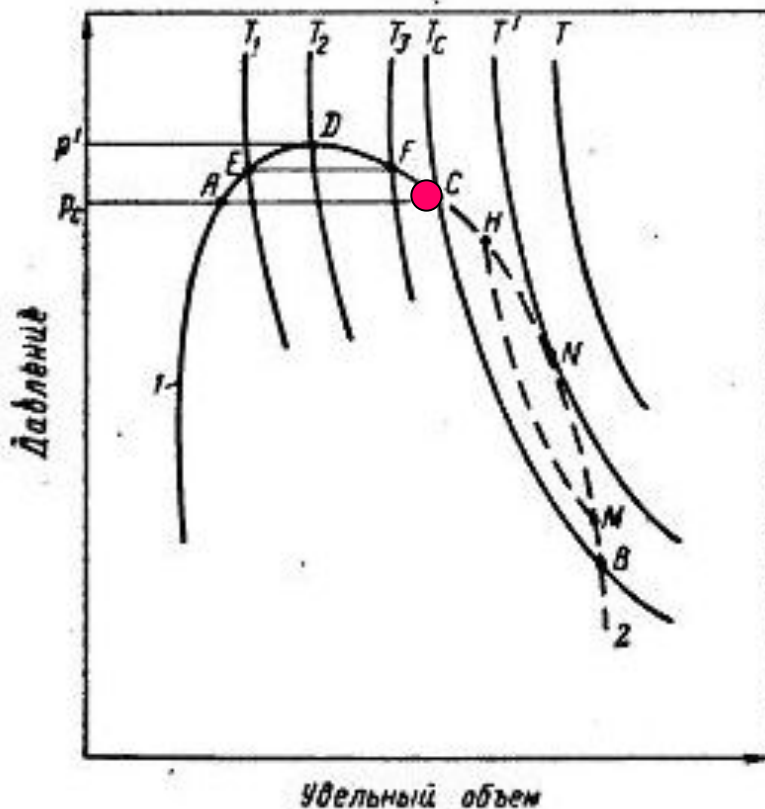


Рис. 57. Типовые изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критической области.

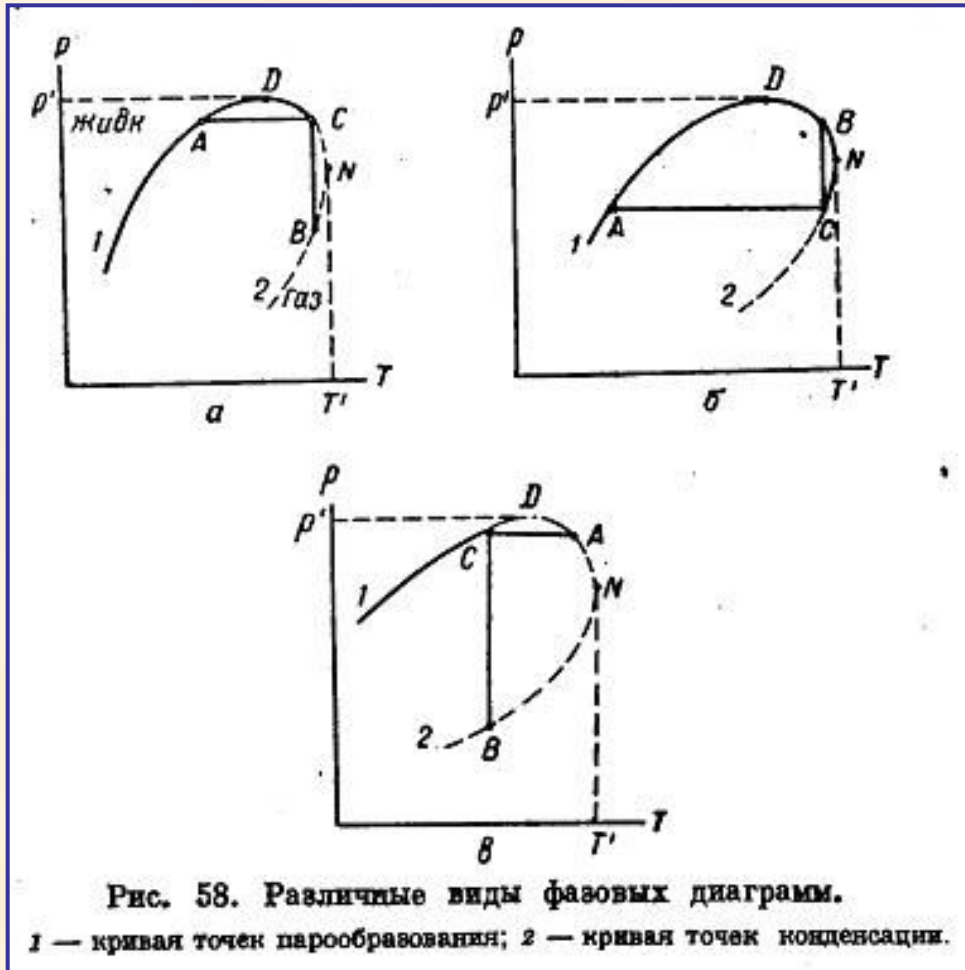
1 — кривая точек парообразования; 2 — кривая точек конденсации.

Наибольшее давление, при котором жидкость и пар могут существовать в равновесии, принято называть **криконденбар**.

Наивысшая температура при которой жидкость и пар существуют в равновесии, называется **крикондентерм**.

Необычные процессы фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем в области выше критической называются процессами **обратного или ретроградного испарения и конденсации**

Фазовые состояния углеводородных систем



а – газонефтяные залежи

б – нефтяные залежи

в – газоконденсатные залежи

Изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры (крикондентермы). Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением (криконденбарой).

Фазовые состояния углеводородных систем

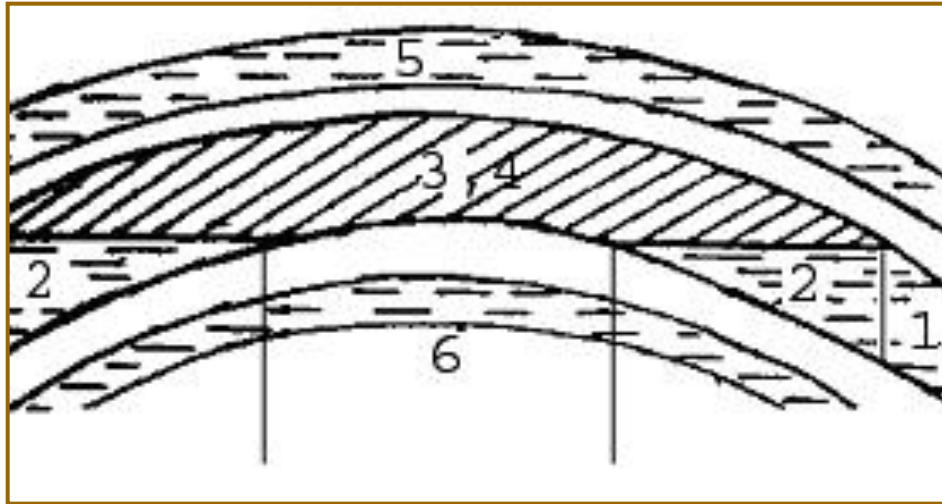
Поведение бинарных и многокомпонентных систем в критической области



Процесс ретроградного испарения можно упрощенно рассматривать как растворение тяжелых компонентов в плотной паровой фазе подобно тому, как тяжелые фракции нефти растворяются в легком бензине.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений следует обязательно и точно учитывать фазовые превращения, сопровождающие изменение давления и температуры смеси. Даже небольшие снижения пластового давления в таких месторождениях могут привести к выпадению конденсата из паровой фазы в пласт. Конденсат при этом смочит огромную поверхность пористой среды и будет в значительной мере потерян.

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД



1 - краевые воды, заполняющие поры вокруг залежи;
2 - подошвенные воды, заполняющие поры коллектора под залежью; **3 - остаточные воды**, оставшиеся со времён образования залежи;
4 - промежуточные воды, расположенные между продуктивными пропластками, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в нефтяном пласте; **5 - верхние**; **6 - нижние**.

В продуктивных горизонтах нефтяных и газовых залежей величина остаточной водонасыщенности (S_o) составляет в среднем 6–35 % от объёма пор в коллекторах.

По степени **минерализации** пластовые воды делятся на четыре группы:

рассолы ($Q > 50$ г/л);

солёные ($10 < Q < 50$ г/л);

солончатые ($1 < Q < 10$ г/л);

пресные ($Q \leq 1$ г/л).

До 80–90 % от общего содержания солей в воде содержатся хлористые соли.

Типы пластовой воды

хлоркальциевые
(хлоркальциево-магниевые)



Хлоркальциевый тип в основном определяется солями соляной или серной кислот, и обусловлен наличием хлор-анионов (Cl^-) и сульфат-анионов (SO_4^{-2}).

гидрокарбонатные
(гидрокарбонатно-натриевые, щелочные)



Гидрокарбонатный тип воды определяется солями угольной кислоты, обусловленный наличием карбонат-анионов (CO_3^{-2}), или бикарбонат-анионов (HCO_3^-).

Жёсткость пластовых вод

Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: **кальция, магния и железа**.

Временная жёсткость или **карбонатная (Жк)** обусловлена содержанием в воде **карбонатов** или **гидрокарбонатов** двухвалентных металлов: **кальция, магния, железа**.

Постоянная жёсткость или **некарбонатная (Жнк)** обусловлена наличием в воде **сульфатов** или **хлоридов** (или соли других кислот) двухвалентных металлов: **кальция, магния, железа**.

Физические свойства пластовых вод

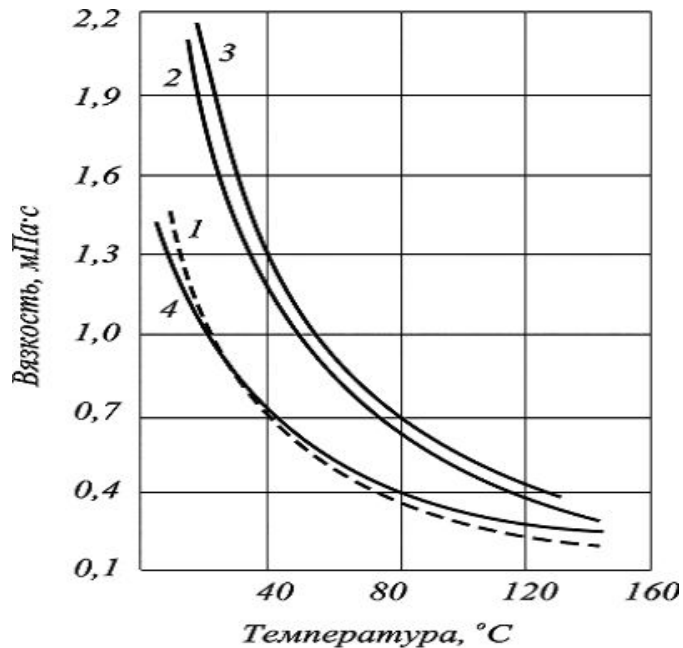
Плотность пластовых вод сильно зависит от минерализации, то есть содержания растворённых в ней солей. В среднем плотность пластовых вод изменяется в диапазоне $1010\text{--}1210\text{ кг/м}^3$

Пластовые воды месторождений нефти Томской области имеют меньшую плотность, они – слабоминерализованы.

Величина плотности изменяется в интервале:

- для мезозойских залежей $1007\text{--}1014\text{ кг/м}^3$;
- для палеозойских $1014\text{--}1048\text{ кг/м}^3$;
- для сеноманского горизонта $1010\text{--}1012\text{ кг/м}^3$.

Вязкость



Вязкость воды в пластовых условиях зависит от температуры и минерализации. С возрастанием минерализации пластовых вод вязкость их возрастает.

Наибольшую вязкость имеют воды хлоркальциевого типа

В области низких температур (0–32 °С) с возрастанием давления вязкость уменьшается, а в области температур выше 32 °С возрастает

Физические свойства пластовых вод

Коэффициент сжимаемости пластовой воды

характеризует изменение единицы объёма воды при изменении давления на единицу

$$\beta_v = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

Коэффициент сжимаемости воды, насыщенной газом ($\beta_{вг}$) можно приближённо оценивать по формуле

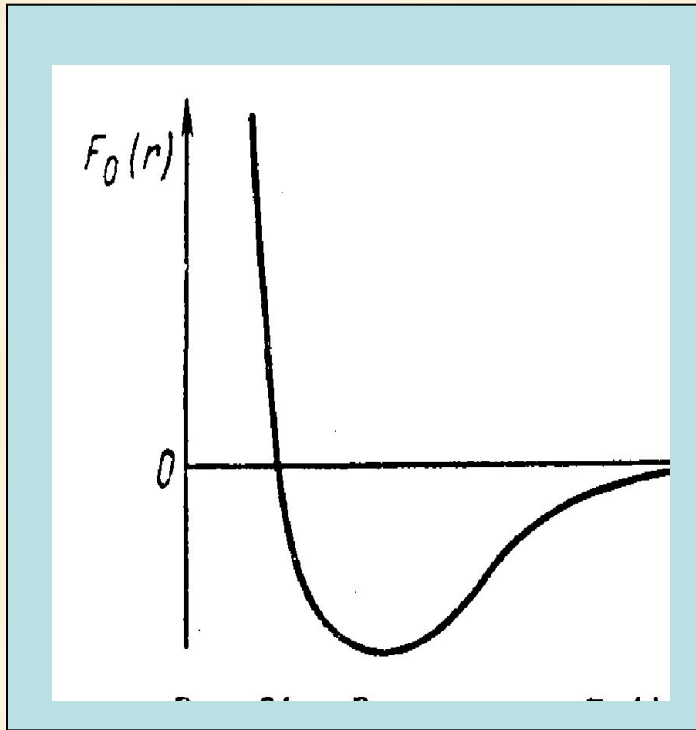
$$\beta_{вг} = \beta_v (1 + 0,05 \cdot \Gamma)$$

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях к удельному объёму воды в стандартных условиях. Объёмный коэффициент изменяется в пределах **0,99–1,06**.

$$b_{водпл} = V_{пл} / V_{с.у.}$$

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ НЕФТЬ–ГАЗ–ВОДА–ПОРОДА

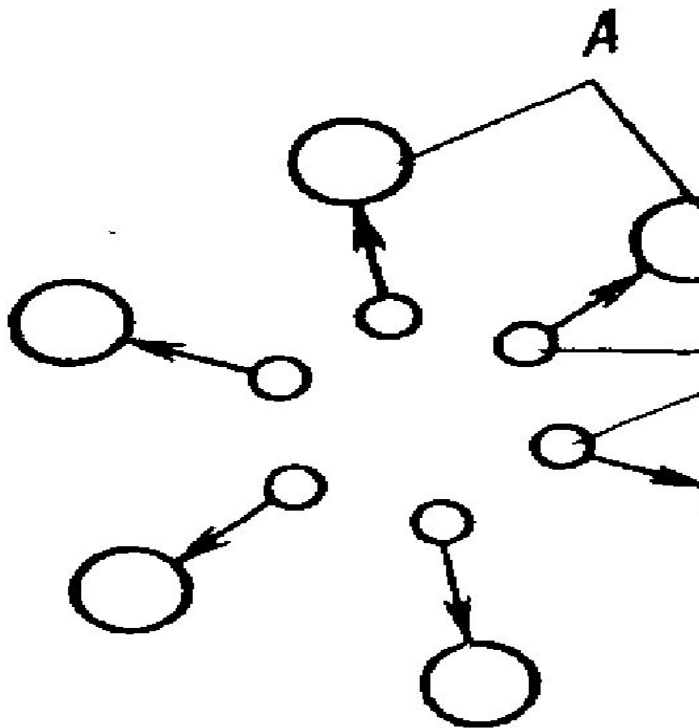
Закономерности движения нефти в пласте и её вытеснения из пористых сред зависят от **поверхностных явлений**, от свойств пограничных слоёв соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой



Характер молекулярного взаимодействия зависит от природы вещества. При нормальных расстояниях между молекулами вещества (при нормальных давлении и температуре) взаимодействие молекул выражается в притяжении их друг к другу. При сильном сближении молекул возникают силы отталкивания. Сила взаимодействия молекул F_0 сильно зависит от расстояния r между молекулами при малых r

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА

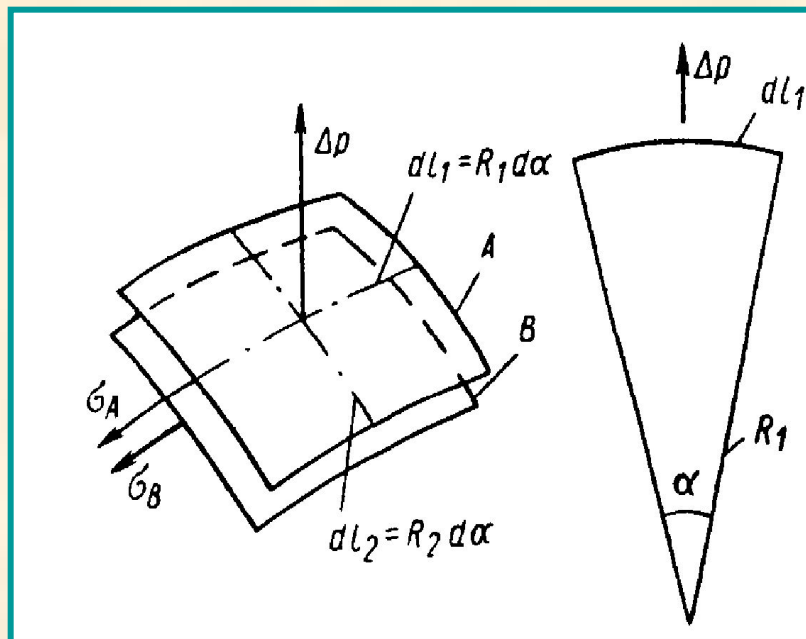
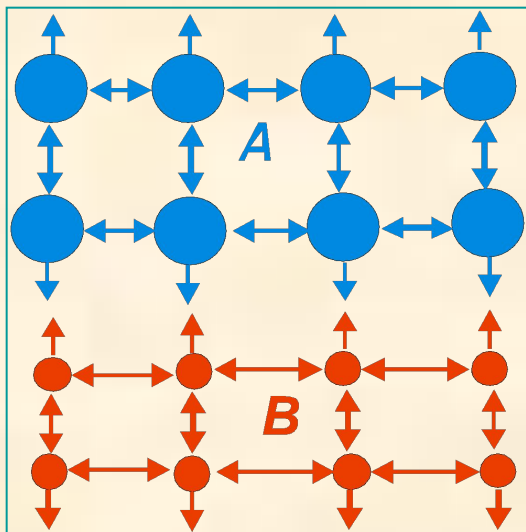
Пусть молекулы жидкости B сильнее притягиваются к молекулам жидкости A , чем между собой. Жидкость B является в данном случае полностью растворимой в жидкости A .



Если же взаимное притяжение молекул жидкости B намного больше притяжения молекул жидкости B к молекулам жидкости A такие жидкости называются взаимно нерастворимыми или несмешивающимися.

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА

Молекулы A и B испытывают также притяжение в сторону той жидкости, которой они принадлежат.



Формула Лапласа

$$\Delta p = p_A - p_B = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad \sigma = \sigma_A + \sigma_B$$

При $R_1 = R_2$ формула Кельвина $\Delta p = \frac{2\sigma}{R}$

Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть–газ–вода–порода

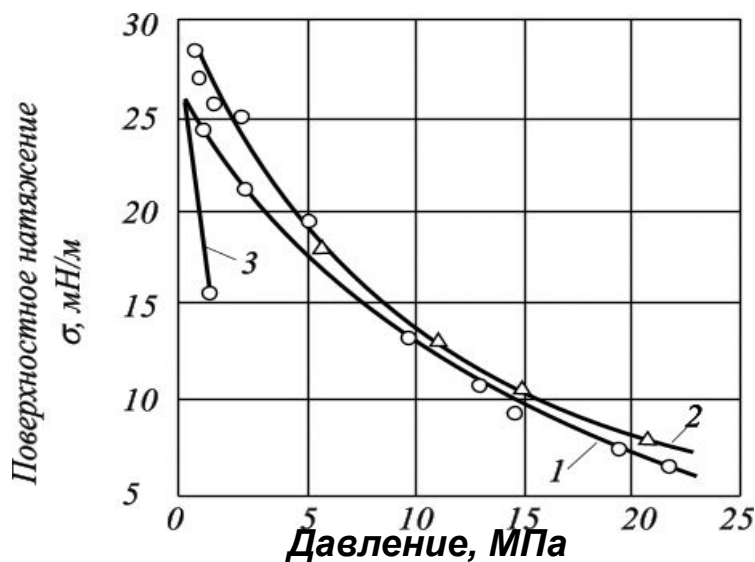
Вода на границе с воздухом имеет поверхностное натяжение $75 \cdot 10^{-3} \text{Н/м}$, а на границе с нефтью — около $30 \cdot 10^{-3} \text{Н/м}$.

Поверхностное натяжение (σ) характеризует **избыток свободной энергии**, сосредоточенной на одном квадратном сантиметре площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз:

$$E = \sigma \cdot S$$

Величину коэффициента поверхностного натяжения можно определить как величину работы, необходимой для образования 1 см^2 новой поверхности (Дж/м^2 , Н/м)

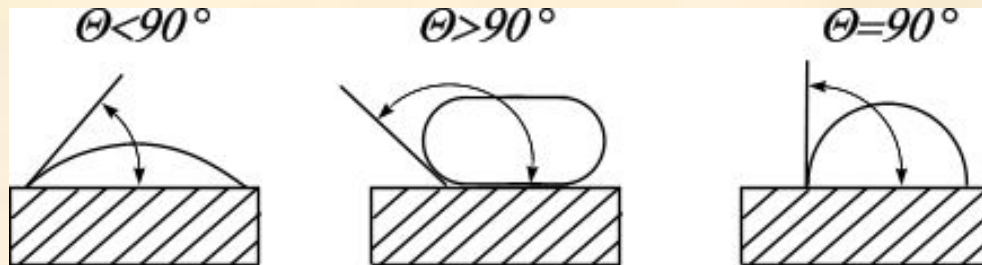
Коэффициент поверхностного натяжения (σ) зависит от давления, температуры, газового фактора, свойств флюидов. **Поверхностное натяжение с увеличением давления понижается**, тем сильнее, чем ниже температура. **Поверхностное натяжение уменьшается с повышением температуры.**



Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть–газ–вода–порода

Смачивание и краевой угол

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – несмешиваемые жидкости или жидкость и газ.



гидрофильность

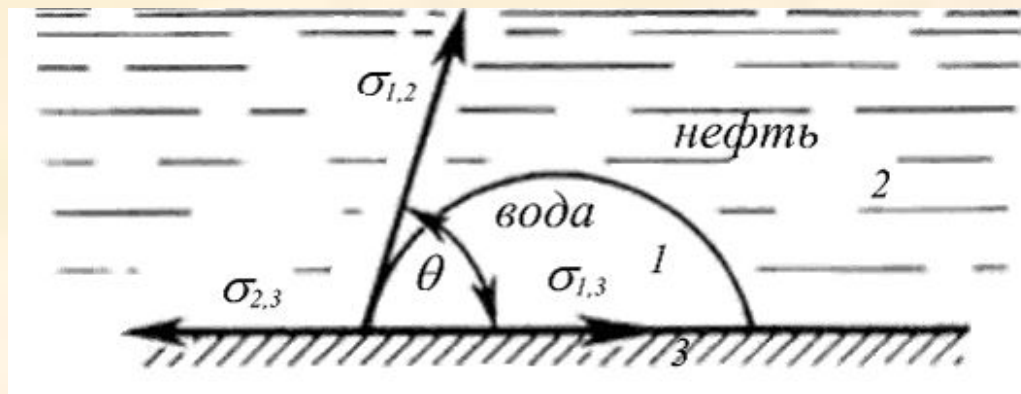
гидрофобность

Интенсивность смачивания характеризуется величиной **краевого угла смачивания** Θ , образованного **поверхностью твёрдого тела с касательной**, проведённой к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью

Краевой угол (Θ) измеряется в сторону **более полярной фазы**, в сторону воды.

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cdot \cos \Theta$$

$$\cos \Theta = (\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}) / \sigma_{1,2}$$



Адгезия и теплота смачивания

Уравнение Дюпре

$$W_a = \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}$$

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cdot \cos\Theta$$

$$W_a = \sigma_{1,2} \cdot (1 + \cos\Theta)$$

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cdot \cos\Theta$$

При смачивании свободная энергия единицы поверхности твёрдого тела уменьшается на величину $\sigma_{1,2} \cdot \cos\Theta$, которую принято называть **натяжением смачивания**.

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твёрдого тела и природу его поверхности. Больше количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твёрдую поверхность.

q_1 – удельная теплота смачивания породы водой
 q_2 – удельная теплота смачивания породы нефтью

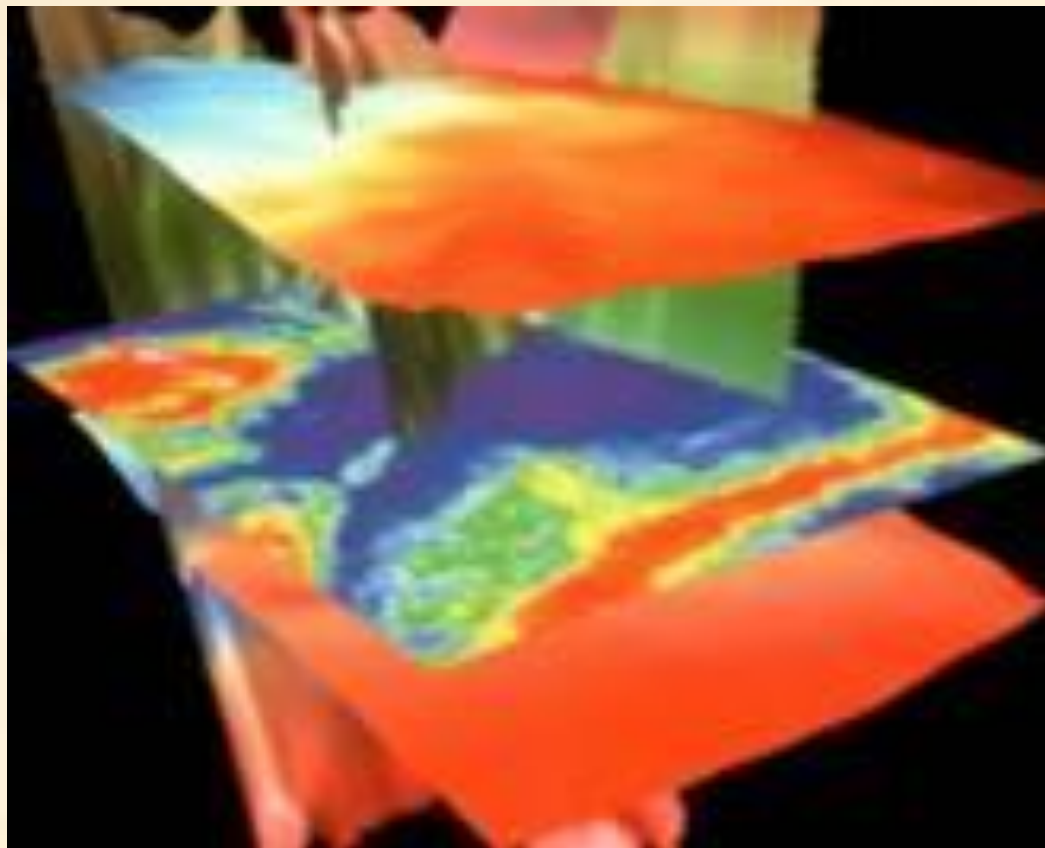
$$(q_1/q_2) > 1$$

гидрофильность

$$(q_1/q_2) < 1$$

гидрофобность

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ



РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Энергия, заключенная как в самой залежи, так и в окружающей ее водоносной области начинает действовать только при эксплуатации нефтяного пласта.

Режимом работы залежи называется проявление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки

Знать режимы работы залежи необходимо для проектирования рациональной системы разработки месторождения и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

Энергия — это физическая величина, определяющая способность тел совершать работу. Работа, применительно к нефтедобыче, представляется как разность энергий или освободившаяся энергия, необходимая для перемещения нефти в пласте и дальше на поверхность.

Различаем естественную и в случае ввода извне, с поверхности искусственную пластовые энергии. Они выражаются в виде потенциальной энергии как энергии положения, так и энергии упругой деформации.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Потенциальная энергия положения

$$E_n = Mgh_{cm}$$

где: M — масса тела (пластовой или закачиваемой с поверхности воды, нефти, свободного газа); g — ускорение свободного падения; h_{cm} — высота, на которую поднято тело по сравнению с произвольно выбранной плоскостью начала отсчета.

Поскольку масса тела $M = V \cdot \rho$ то энергия положения равна произведению объема тела V на создаваемое давление p :

$$E_n = V\rho gh_{cm} = Vp$$

Чем больше масса тела и высота его положения (напор) или объем тела и создаваемое им давление, тем больше потенциальная энергия положения

Потенциальная энергия упругой деформации

$$E_{\partial} = P \Delta l$$

где $P = pF$ — сила, равная произведению давления p на площадь F ; F
 Δl — линейная деформация (расширение).

Так как приращение объема $\Delta V = F \Delta l$ то

$$E_{\partial} = p \Delta V$$

Приращение объема при упругой деформации можно представить, исходя из закона Гука, через объемный коэффициент упругости среды

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

$$E_{\partial} = \beta V p \Delta p$$

Чем больше упругость и объем среды (воды, нефти, газа, породы), давление и возможное снижение давления, тем больше потенциальная энергия упругой деформации.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Количество растворенного в нефти газа определяется объемом нефти и давлением насыщения нефти газом (по закону Генри) или газосодержанием (газонасыщенностью) пластовой нефти (объемное количество растворенного газа, измеренного в стандартных условиях, которое содержится в единице объема пластовой нефти):

$$V_g = \alpha_p P_H V_H = \Gamma_0 V_H$$

где α_p — коэффициент растворимости газа в нефти.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора (положения) пластовой воды (контурной, подошвенной);
- энергия упругости (упругой деформации) жидкости (воды, нефти) и породы;
- энергия напора (положения) нефти.
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа.

Эти виды энергии могут проявляться в залежи совместно, а энергия **упругости** нефти, воды, породы – **наблюдается всегда**.

Искусственная энергия вводится в пласт при закачке в нагнетательные скважины воды, газа, пара и др. рабочих агентов.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей:

упругий
водонапорный
растворенного газа
газонапорный
гравитационный
смешанные

Такое деление на режимы в «чистом виде» весьма условно. При реальной разработке месторождений в основном отмечают смешанные режимы.

Упругий режим

Это режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме работы залежи.

Главное условие упругого режима — превышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом P_n . При этом забойное давление P_z не ниже P_n , нефть находится в однофазном состоянии.

Упругий режим проявляется всегда, когда поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его контурной области неустановившиеся, изменяющиеся во времени в каждой точке пласта. При этом, происходит постепенное снижение пластового давления как в прискважинной зоне, так и на окружающей нефтяную залежь площади.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Упругий режим

Приток нефти происходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы — энергии их упругого расширения. При снижении давления увеличивается объем нефти и связанной воды и уменьшается объем пор; соответствующий объем нефти поступает в скважины.

В объеме всего пласта упругий запас нефти составляет обычно малую долю (~ 5-10%) по отношению к общему запасу, однако он может выражать довольно большое количество нефти в **массовых единицах**.

Если залежь литологически или тектонически ограничена (замкнута), то в дальнейшем наступает вторая фаза упругого режима - **замкнуто-упругий режим**.

Если залежь не ограничена, то общая депрессионная воронка будет распространяться в законтурную область, значительную по размерам и гидродинамически связанную с залежью. Упругий режим будет переходить во вторую разновидность - **упруговодонапорный режим**.

Водонапорный режим

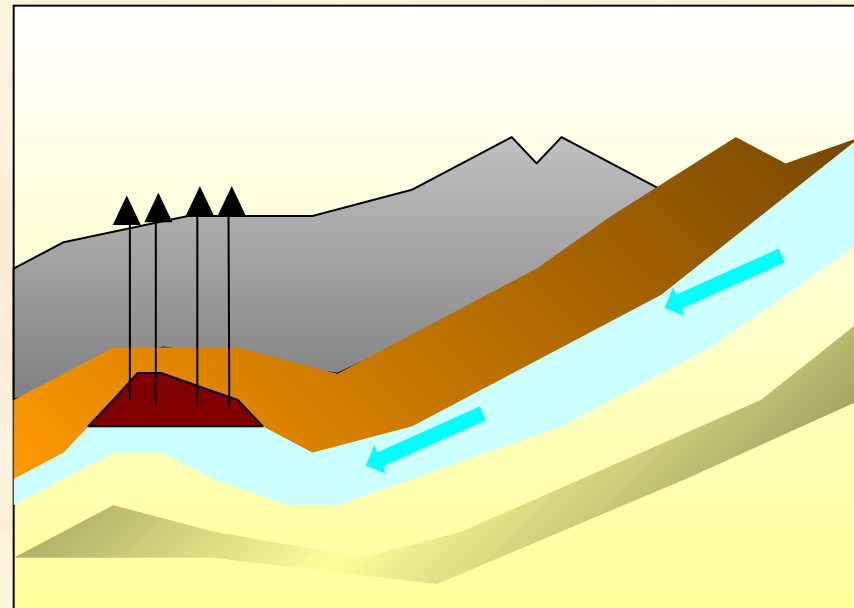
Водонапорный режим проявляется с момента начала распространения депрессионной воронки за пределы водонефтяного контакта (ВНК) в законтурную водоносную область. Нефть движется в пласте к забоям добывающих скважин под напором краевых (или подошвенных) вод. Извлечение нефти сопровождается ее замещением законтурной водой, что объясняет достаточно стабильные во времени дебиты скважин. При этом, благодаря гидродинамической связи с **поверхностными источниками** (естественные водоемы), залежь пополняется из них водой в количествах, равных или несколько меньших количества отбираемой жидкости и газа из пласта в процессе его разработки. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды.

При **водонапорном** режиме нефть в пласте находится в **однофазном состоянии**; выделения газа в пласте не происходит, как и при упругом режиме.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Водонапорный режим

Когда наступает **равновесие** (баланс) между отбором из залежи жидкости и поступлением в пласт краевых или подошвенных вод водонапорный режим, переходит в **жесткий водонапорный**. Существование его связывают с наличием контура питания и с **закачкой** в пласт **необходимых объемов воды** для выполнения равновесия.



В естественных условиях такой режим в чистом виде не встречается, однако его выделение способствует успешному проектированию процесса извлечения нефти.

Нарушение равновесия между отбором жидкости и поступлением воды приводит к тому, что начинают играть роль **энергии других видов**: при увеличении поступления воды — **энергия упругости**; при уменьшении поступления воды (увеличении отбора) и снижении давления ниже давления насыщения — **энергия расширения растворенного газа**.

Режим растворенного газа

Режим растворенного газа обусловлен преимущественным проявлением энергии расширения растворенного в нефти газа, перешедшего из растворенного в адсорбированное состояние при понижении пластового давления ниже давления насыщения.

Снижение давления ниже значения P_H сопровождается выделением из нефти ранее растворенного в ней газа. Пузырьки этого газа, расширяясь, продвигают нефть и сами перемещаются по пласту к забоям скважин. Часть пузырьков газа сегрегирует (всплывает), накапливаясь в своде структуры и образуя газовую шапку.

В отсутствие продвижения краевых вод, режим растворенного газа характеризуется резким понижением пластового давления и сильным падением отборов жидкости из скважин в начальный период разработки залежи.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Режим растворенного газа

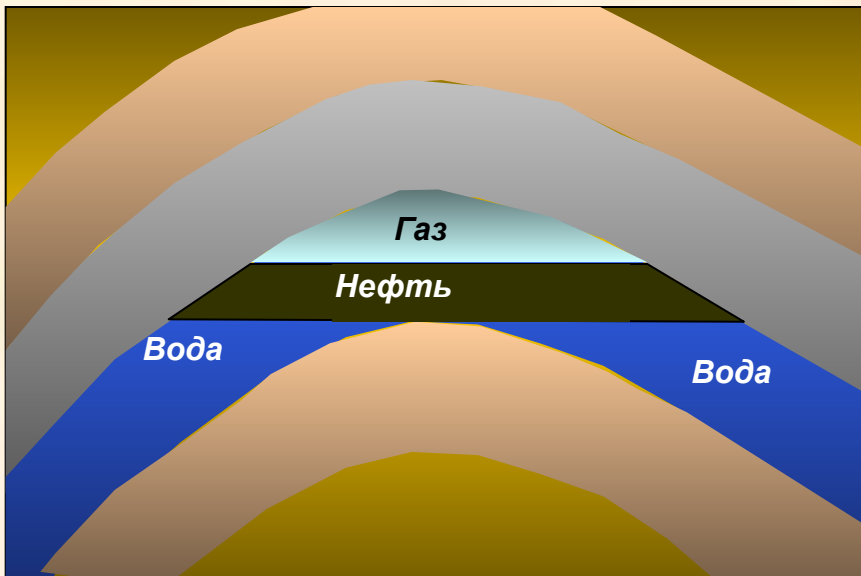
Это режим работы залежи, при котором нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. При этом режиме основной движущей силой является газ, растворенный в нефти или вместе с ней рассеянный в пласте в виде мельчайших пузырьков

Режим растворенного газа в чистом виде может проявиться в пласте, содержащем нефть, полностью насыщенную газом (начальное давление $p_{пл} = p_H$).

Если залежь характеризуется некоторым превышением начального давления $p_{пл}$ над давлением p_H , то в начальный период при снижении давления до значения p_H она работает за счет **энергии упругости** либо за счет **энергий упругости и напора вод**. Если $p_з < p_H$ **то энергия расширения газа** сочетается с этими видами энергии.

Газонапорный режим

Газонапорный режим (режим газовой шапки) связан с преимущественным проявлением энергии расширения сжатого свободного газа в газовой шапке. При этом нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта (первичная газовая шапка).



В зависимости от состояния давления в газовой шапке различают газонапорный режим двух видов: **упругий** и **жесткий**.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Газонапорный режим

При **упругом газонапорном режиме** в результате некоторого снижения давления на газонефтяном контакте (ГНК) вследствие отбора нефти начинается расширение объема свободного газа газовой шапки и вытеснение им нефти. По мере отбора нефти из залежи давление газа уменьшается.

Жесткий газонапорный режим отличается тем, что давление в газовой шапке в процессе отбора нефти **остается постоянным**. Такой режим в чистом виде возможен только при **непрерывной закачке** в газовую шапку достаточного количества газа (что позволяет поддерживать, а иногда и восстановить газовую энергию залежи) или же в случае **значительного превышения запасов газа** над запасами нефти (в объемных единицах при пластовых условиях), когда давление в газовой шапке уменьшается незначительно по мере отбора нефти.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Газонапорный режим

Эффективность разработки залежи при газонапорном режиме зависит от соотношения **размеров газовой шапки и характера структуры залежи**. Благоприятные условия для наиболее эффективного проявления такого режима - высокая проницаемость коллекторов, большие углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти.

По мере извлечения нефти из пласта и снижения пластового давления в нефтенасыщенной зоне, газовая шапка расширяется, и газ вытесняет нефть к забоям скважин. При этом газ прорывается к скважинам, расположенным вблизи от ГНК. **Выход газа и газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким дебитом недопустима**, так как прорывы газа приводят к бесконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти. Поэтому необходимо вести постоянный контроль за работой скважин, расположенных вблизи газовой шапки, а в случае резкого увеличения количества газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, ограничить их дебит или даже прекратить эксплуатацию скважин.

Гравитационный режим

Гравитационный режим начинает проявляться тогда, когда действует только потенциальная энергия напора нефти (гравитационные силы), а остальные энергии истощились

Выделяют такие разновидности гравитационного режима:

Гравитационный режим с перемещающимся контуром нефтеносности (напорно-гравитационный), при котором нефть под действием собственного веса перемещается вниз по падению крутозалегающего пласта и заполняет его пониженные части; дебиты скважин небольшие и постоянные.

Гравитационный режим с неподвижным контуром нефтеносности (со свободной поверхностью), при котором уровень нефти находится ниже кровли горизонтально залегающего пласта; дебиты скважин меньше дебитов при напорно-гравитационном режиме и со временем медленно уменьшаются.

Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

Смешанные режимы

Проявляются в основном при разработке месторождений с воздействием на пласт путем ввода в него дополнительной энергии.

ВЫТЕСНЕНИЕ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

Режим, при котором возможно одновременное проявление энергии растворенного в нефти газа, упругости, напора воды.

Протекает в несколько фаз:

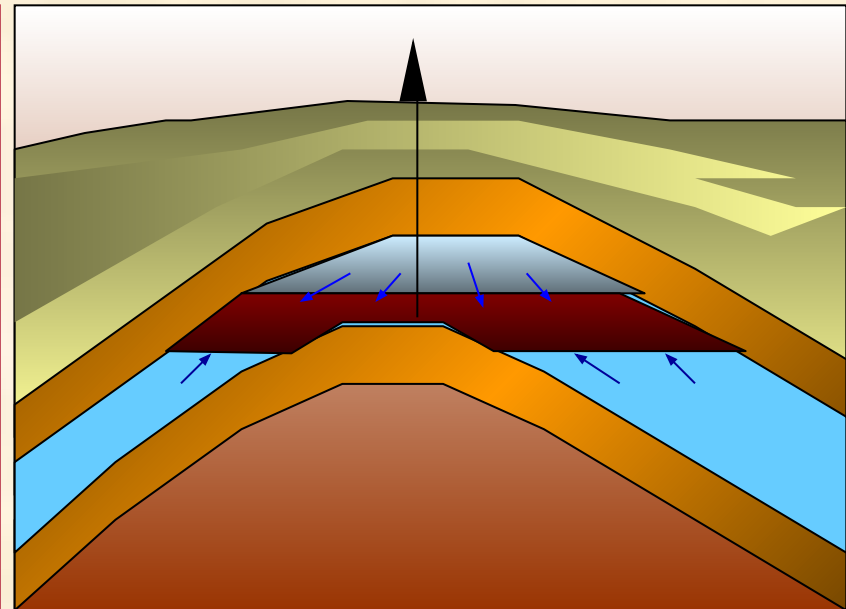
1. Проявление энергии упругости нефти и породы;
2. Проявление энергии расширения растворенного в нефти газа;
3. Проявление энергии упругости и напора водонапорной области.

ГАЗОВОДОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ

Наблюдается в нефтегазовых залежах с водонапорной областью.

Особенность такого режима – двухстороннее течение жидкости:

1. На залежь нефти одновременно наступает ВНК и ГНК;
2. Нефтяная залежь потокообразующей поверхностью условно делится на зону, разрабатываемую при газонапорном режиме, и зону, разрабатываемую при водонапорном режиме



РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЗАЛЕЖЕЙ

Доп. характеристики режимов работы НЗ

РЕЖИМЫ ВЫТЕСНЕНИЯ

- Водонапорный
- Газонапорный
- Смешанный

РЕЖИМЫ ИСТОЩЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

- Упругий
- Растворенного газа
- Гравитационный

РЕЖИМЫ С ПЕРЕМЕЩАЮЩИМИСЯ КОНТУРАМИ НЕФТЕНОСНОСТИ

- Водонапорный
- Газонапорный
- Напорно-гравитационный
- Смешанный

РЕЖИМЫ С НЕПОДВИЖНЫМИ КОНТУРАМИ НЕФТЕНОСНОСТИ

- Упругий
- Растворенного газа
- Гравитационный со свободной поверхностью