

Список литературы:

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. – Физика нефтяного и газового пласта.
2. Новик, Ржевский – Основы физики горных пород.
3. Амикс Дж., Уайтинг Р. – Физика нефтяного пласта.
4. Котяхов Ф.И. – Физика нефтяных и газовых коллекторов.

Физические процессы явлений в нефтегазовых пластах.

Их роль в технологиях извлечения углеводородов

Физика пласта – это прикладная наука, которая изучает физ. свойства пластов, их изменения под действием природных процессов, а так же физику процессов, протекающих в пластах с целью оценки нефтегазовых пластов и эффективного извлечения углеводородов (У.В.)

Физическое свойство пласта – это его способность взаимодействовать с искусственными и естественными полями, а конкретно числовая характеристика – мера воздействия на пласт.

Пласт – это сложная система, которая может периодически менять свои свойства.

Любой процесс разработки – это процесс разрушения природной системы.

Основные цели и задачи физики пласта

1. Установление физических, физико – технологических параметров, необходимых для расчета извлечения нефти и газа.
Физико-технологическое свойство – это реакция пласта на воздействие.
2. Разработка и создание принципиально – новых методов воздействия на пласт и оценка их эффективности.
3. Разработка принципиально-новых технологий сооружения горных выработок на базе свойств пласта.
4. Изучение методов и путей создания систем контроля за состоянием и динамикой нефтегазового пласта в процессе реализации технологий извлечения У.В.

Структура и свойства нефтегазового пласта как многофазной многокомпонентной системы.

Пласт – как гетерогенная многофазная многокомпонентная термодинамическая система.

Термодинамическая система – это совокупность материальных тел и полей, способных взаимодействовать друг с другом.

Энергия частиц характеризует энергию системы. Полная энергия складывается из внутренней и внешней энергии.

Пример внутренней энергии – растворенный газ.

Три типа взаимодействия пласта:

- **Механическое** – давление вышележащей толщи.
- **Тепловое**
- **Масса обмена** – компенсация обмена закачкой.

Термодинамическая система может обмениваться веществом и энергией с другими системами.

Системы бывают:

- **Открытые и закрытые**
- **Гетерогенная** – состоит из отдельных систем, разграниченных поверхностями раздела, причем при переходе через поверхность системы, хотя бы одно из свойств изменяется скачкообразно.
- **Гомогенная** – однородная система, в которой свойства либо меняются плавно, либо не меняются вовсе.

Фаза – гомогенная часть гетерогенной термодинамической системы, которая ограничена поверхностью раздела.

Компоненты термодинамической системы – это индивидуальные вещества, состоящие из отдельных молекул, и наименьшее число этих молекул необходимо и достаточно для образования всех фаз этой системы.

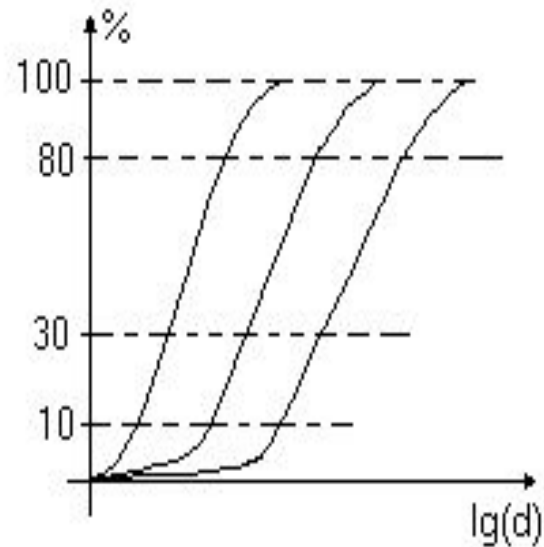
Например, газ состоит из CH_4 и H_2S .

Компоненты пластовых смесей – это индивидуальные углеводороды.

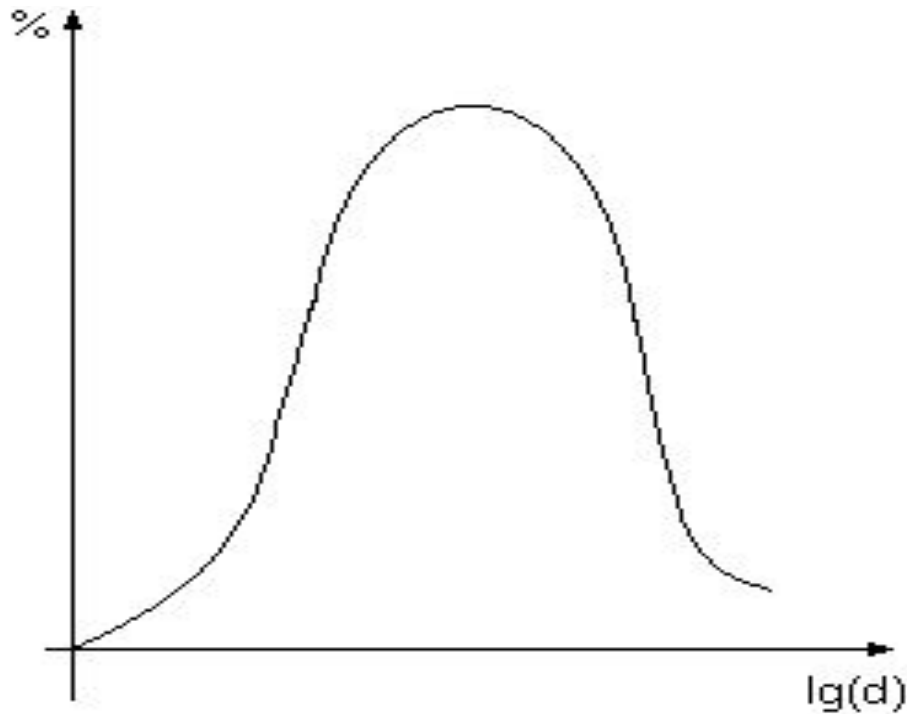
Гранулометрический анализ пород.

Пласты состоят из различных твердых частиц. Чтобы охарактеризовать свойства пласта, нужно знать его **гранулометрический состав**. Степень неоднородности пласта по размерам напрямую связана с составом.

Интегральные кривые



Существуют так же дифференциальные кривые распространения частиц по размерам. Особую роль играют частицы, размер которых меньше 0,01 мм (глинистая фракция).



Породы бывают осадочные и магматические.

Фундамент – это те магматические породы, на которых залегают осадочные породы.

Скорость оседания вычисляется по формуле

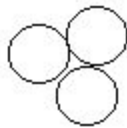
$$V = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_{жс}} - 1 \right)$$

Пористость.

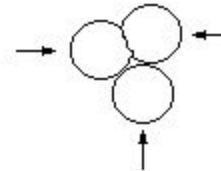
Под **пористостью** горной породы понимается наличие в ней пор (пустот). Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкости и газы.

Пористость бывает:

первичная



вторичная.



Виды пористости

Общая (полная, абсолютная) пористость – суммарный объём всех пор ($V_{пор}$), открытых и закрытых.

Пористость **открытая** эквивалентна объёму сообщающихся ($V_{сообщ}$) между собой пор.

Коэффициент **эффективной** пористости ($m_{эф.}$) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор ($V_{пор\ фильтр}$), через которые идёт фильтрация.

Полная –
$$m_{\Pi} = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

Открытая-
$$m_o = \frac{\sum V_{\text{сообщ пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100\%$$

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

Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород

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

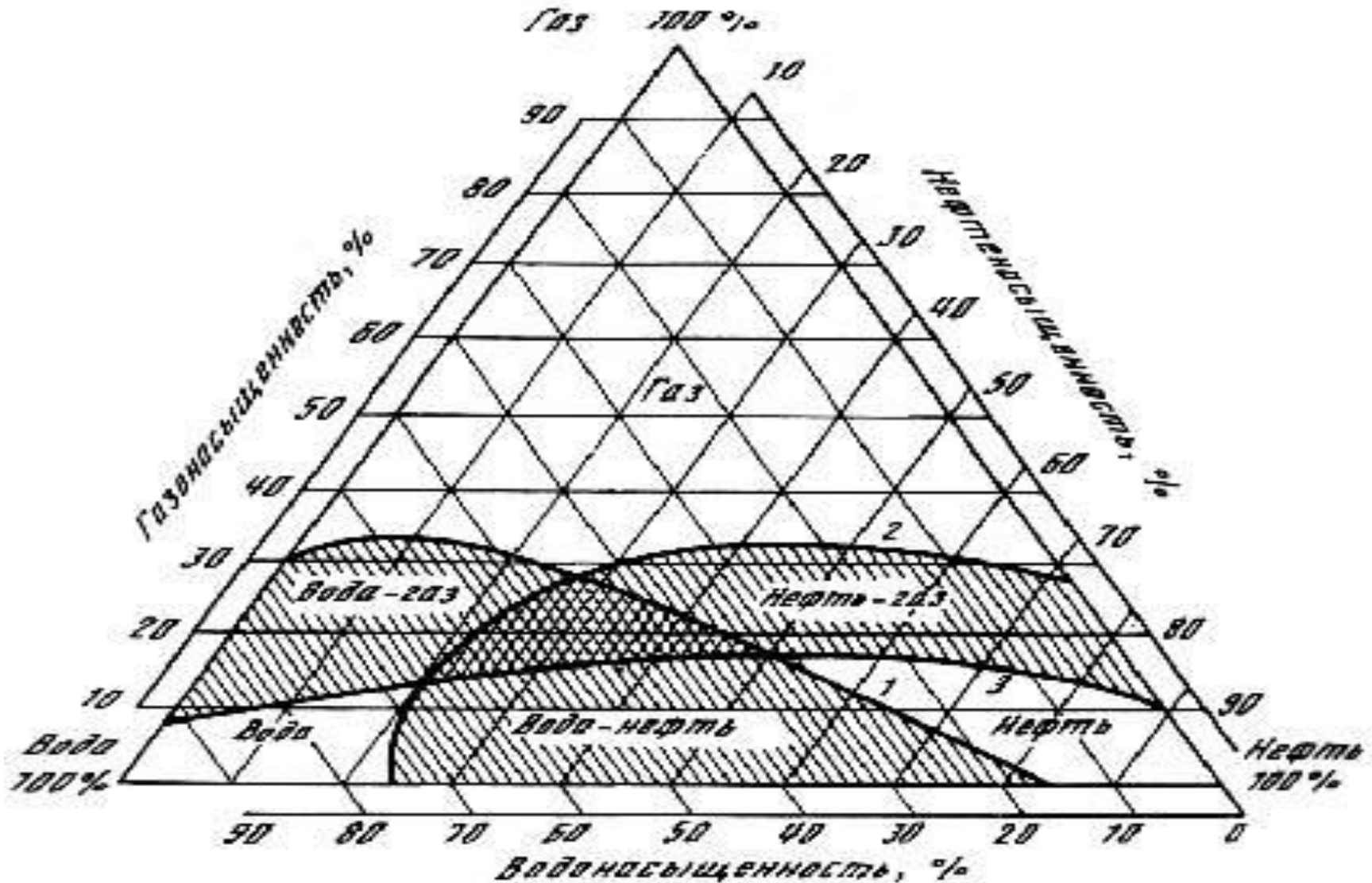
Насыщенность

С пористостью связаны величины насыщения пласта флюидами: **водонасыщенность** (S_B), **газонасыщенность** (S_g), **нефтенасыщенность** (S_H), величины, выраженные в долях или в процентах.

$$S_B = \frac{V_{\text{воды}}}{V_{\text{пор в образце}}}; \quad S_g = \frac{V_{\text{газа}}}{V_{\text{пор в образце}}}; \quad S_H = \frac{V_{\text{нефти}}}{V_{\text{пор в образце}}}$$

Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков:

1. – 5% воды; 2. – 5% нефти; 3. – 5% газа.



Удельная поверхность

Удельная поверхность – это суммарная поверхность поровых частиц (каналов), содержащихся в единице объема.

Удельная поверхность может быть массовая или объемная (соответственно к единице массы или к единице объема): $[м^{-1}]$ $[м^2/кг]$.

Объемная поверхность $S_v = S_{ТВ} (1 - K_{п})$

Удельная поверхность $S_m = \frac{Q}{\rho \cdot m}$

ПРОСВЕТНОСТЬ

Просветность – это характеристика плотности.

$$n = \frac{S_{\text{пуст}}}{S_{\text{общ}}}$$

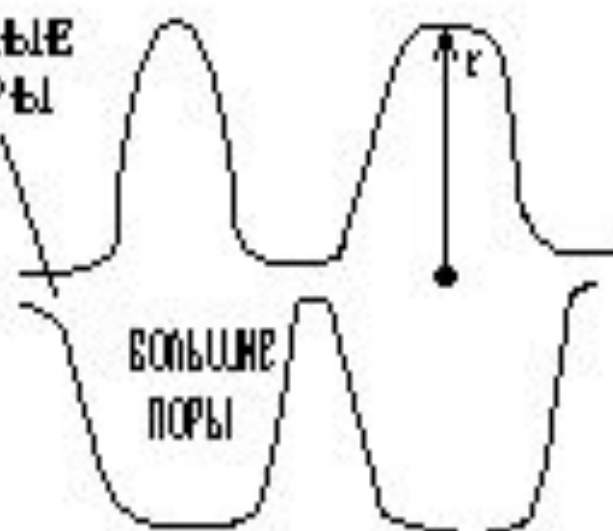
В гидродинамике истинная скорость равна скорости фильтрации, деленной на просветность:

$$V_u = \frac{V_\phi}{n}$$

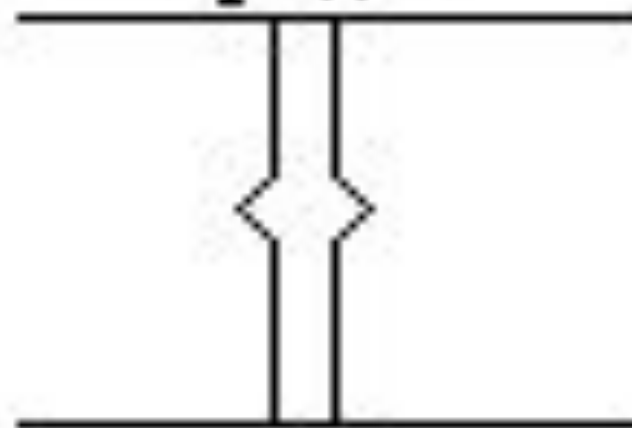
Структура порового пространства и ее влияние на фильтрационно – емкостные свойства.

- Пористость бывает вторичная, первичная и т. д. Этого мало, чтобы сказать, какого типа коллектор. В разных пластах с разным типом трещин поры различны.
- Под структурой порового пространства понимается характер распределения пор по размерам, конфигурации и взаимному расположению пор.

МАЛЫЕ
ПОРЫ



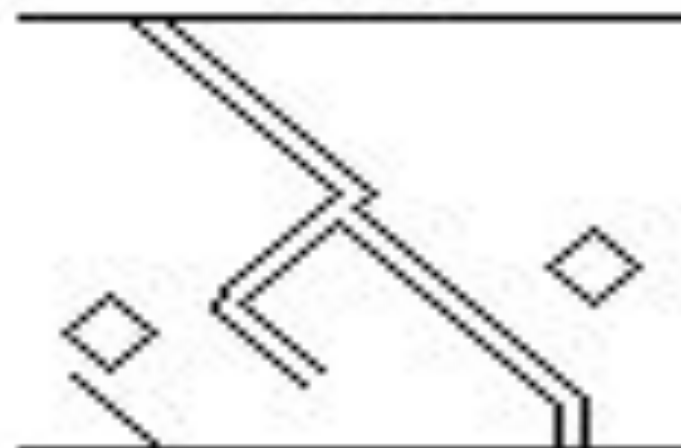
В твердых
породах



В ГЛИНАХ



Трещиновый
тип



Виды пор

С точки зрения «вида» конфигурации пор, поры делятся на категории:

1. сверхкапиллярные поры, $\varnothing > 10^{-4}$ м;
2. капиллярные поры, $\varnothing: 10^{-7} - 10^{-4}$ м;
3. субкапиллярные поры, $\varnothing: 10^{-9} - 10^{-7}$ м;
4. микропоры, $\varnothing < 10^{-9}$ м.

1) **Сверхкапиллярные поры:**

характерны для слабосцементированного галечника, гравия, среднезернистых песков, зон выщелачивания, карст.

Поверхность взаимодействия на единицу объема – мала.

2) **Капиллярные:** существенное взаимодействие, поверхностное натяжение препятствует движению флюидов. Характерны сцементированным породам, доломитам.

3) Субкапиллярные:

Поры могут быть заполнены прочносвязывающей жидкостью, нефтью.

Глины, мелкокристаллические известняки, доломиты и т.д.

4) Микропоры:

Нефть в таких порах неподвижна.

Глины.

- Анизотропия – разница в свойствах по разным направлениям.
- Координационное число – это количество мелких капилляров на круглую форму. Для западной Сибири координационное число может составлять 20, 30 и т.д.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость – это свойство пропускать через себя жидкости и газы.

Проницаемость бывает:

- 1. абсолютная**
- 2. относительная**
- 3. фазовая**

Размерность проницаемости – $[м^2]$.
Техническая величина: [Дарси] = $10^{-12} м^2$

Виды проницаемости

Проницаемость абсолютная (физическая) – проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при следующих условиях:

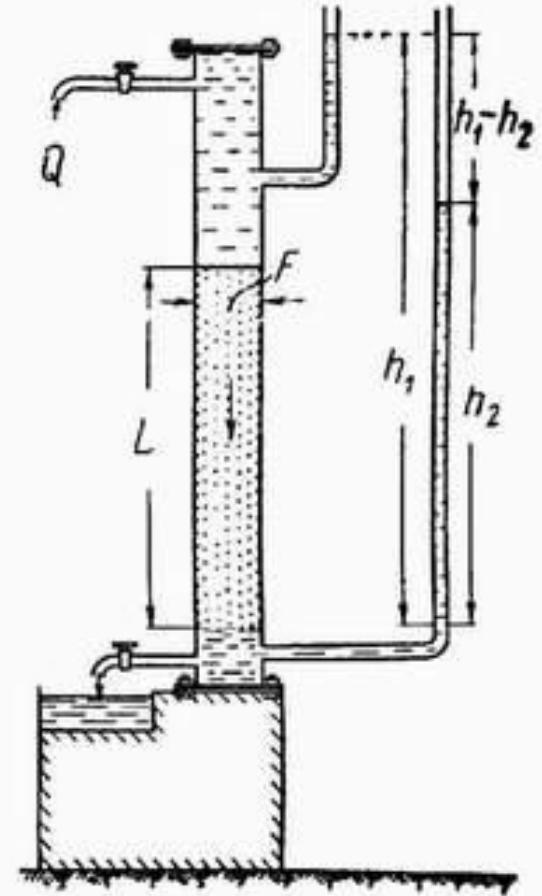
1. Отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью.
2. Полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Проницаемость фазовая (эффективная) – проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы или системы.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Линейная фильтрация нефти и газа в пористой среде

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси. Дарси в 1856 году, изучая течение воды через песчаный фильтр, установил зависимость скорости фильтрации жидкости от градиента давления



- Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации воды в пористой среде пропорциональна градиенту давления:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

- Q – объёмная скорость воды;
- v – линейная скорость воды;
- F – площадь сечения, $F = \pi d^2/4$;
- L – длина фильтра;
- k – коэффициент пропорциональности .

Нефть – **неидеальная система** (компоненты нефти взаимодействуют между собой), поэтому линейный закон фильтрации для нефти, содержит **вязкость**, учитывающую взаимодействие компонентов внутри нефтяной системы:

$$Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu}$$

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k который называется **коэффициентом проницаемости** ($k_{пр}$).

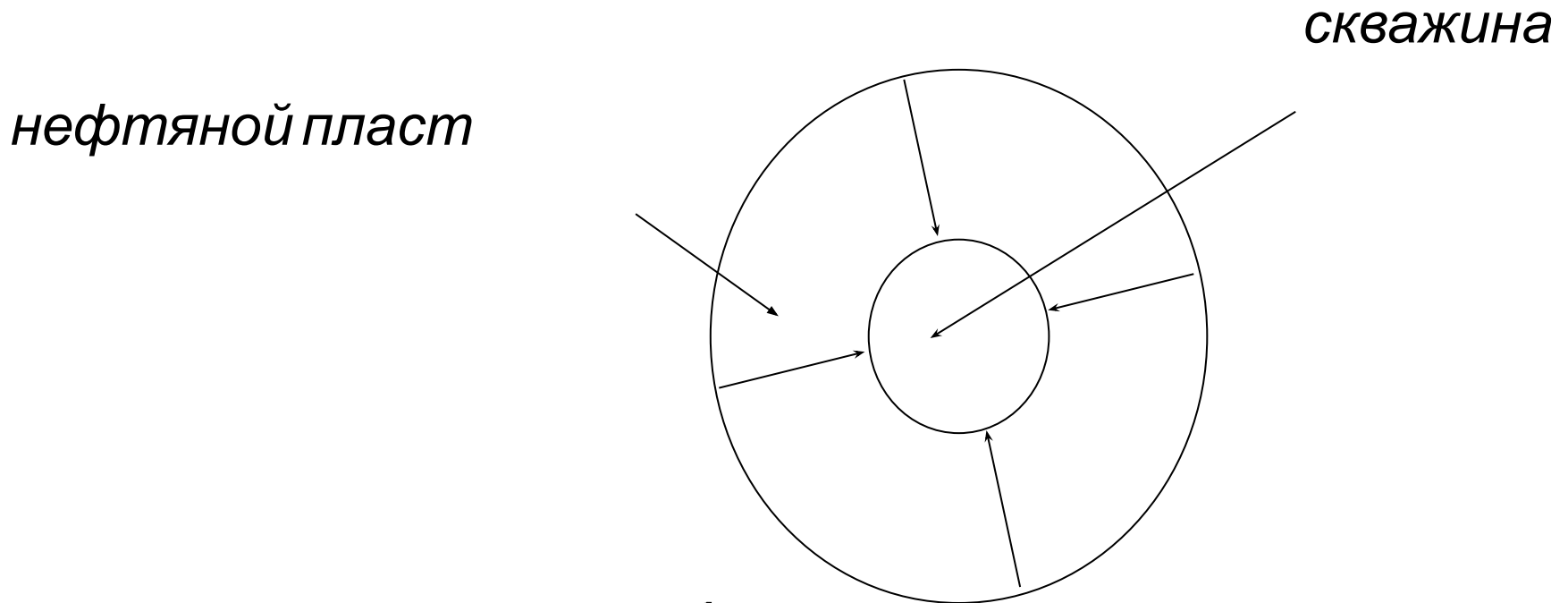
Размерность параметров уравнения Дарси в разных системах единиц

Параметры уравнения	СИ	СГС	НПГ
Объемный дебит, Q	$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{см}^3/\text{с}$	$\text{см}^3/\text{с}$
Площадь поперечного сечения фильтра, F	м^2	см^2	см^2
Длина фильтра, L	м	см	см
Перепад давления, ΔP	Па	$\text{дн}/\text{см}^2$	атм
Вязкость жидкости, μ	Па·с	$\text{дн}\cdot\text{с}/\text{см}^2$	спз (сант пуаз)

Радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении

Схема радиального притока жидкости в скважину



Из закона Дарси дебит при радиальной
фильтрации жидкости:

$$Q = \frac{2\pi r h k_{\text{пр}} (P_{\text{н}} - P_{\text{в}})}{\mu \ln \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{в}}}}$$

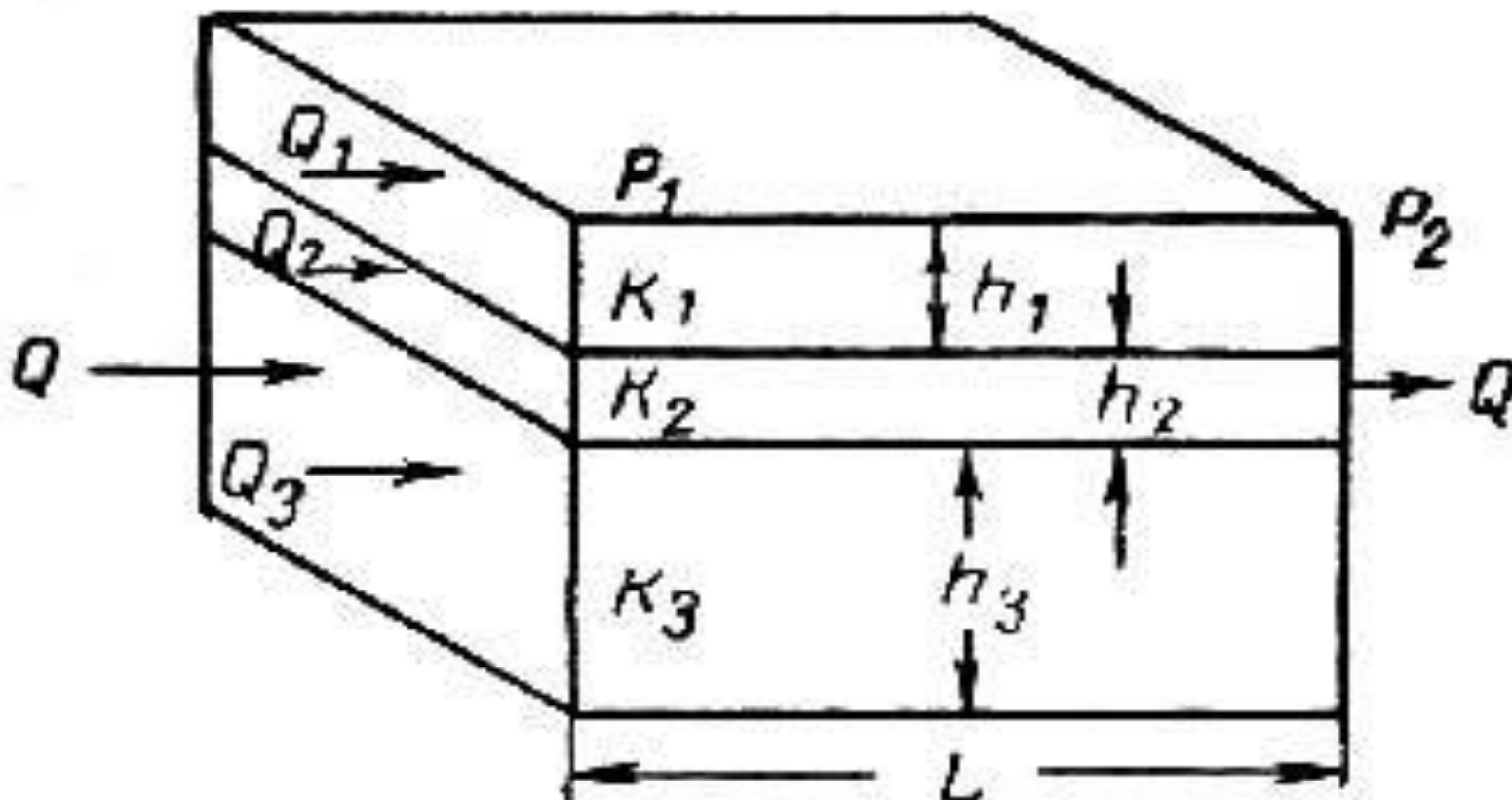
Таким образом, коэффициент
проницаемости при радиальной
фильтрации:

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q\mu \ln \frac{r_{\text{H}}}{r_{\text{B}}}}{2\pi r h (P_{\text{H}} - P_{\text{B}})}$$

Оценка проницаемости пласта, состоящего из нескольких пропластков различной проницаемости

Пласт состоит, как правило, из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта ($k_{пр}$) оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации.

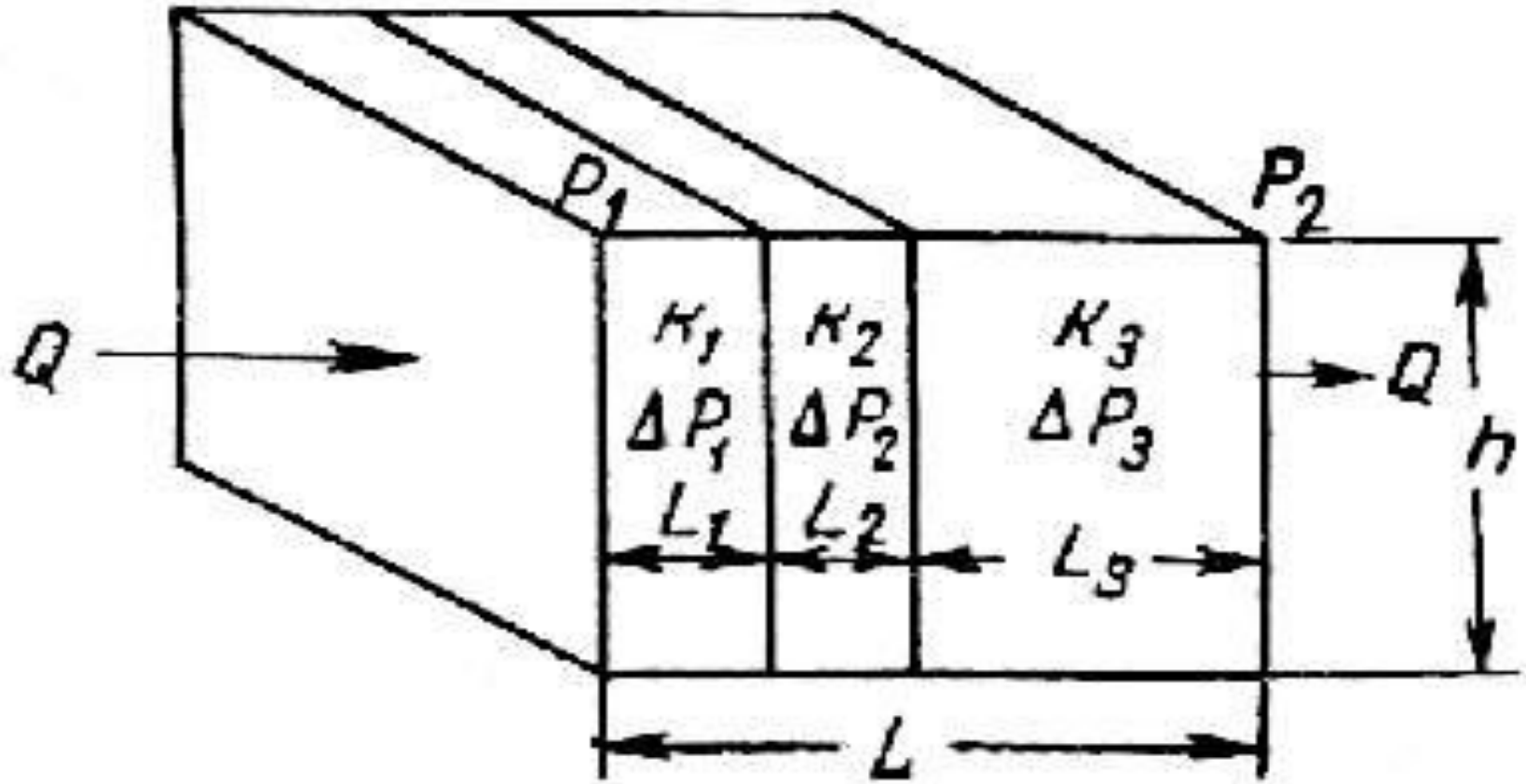
**Линейная фильтрация в пласте,
состоящем из нескольких изолированных
пропластков различной мощности и
проницаемости**



При линейной фильтрации жидкости в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости, средняя проницаемость пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

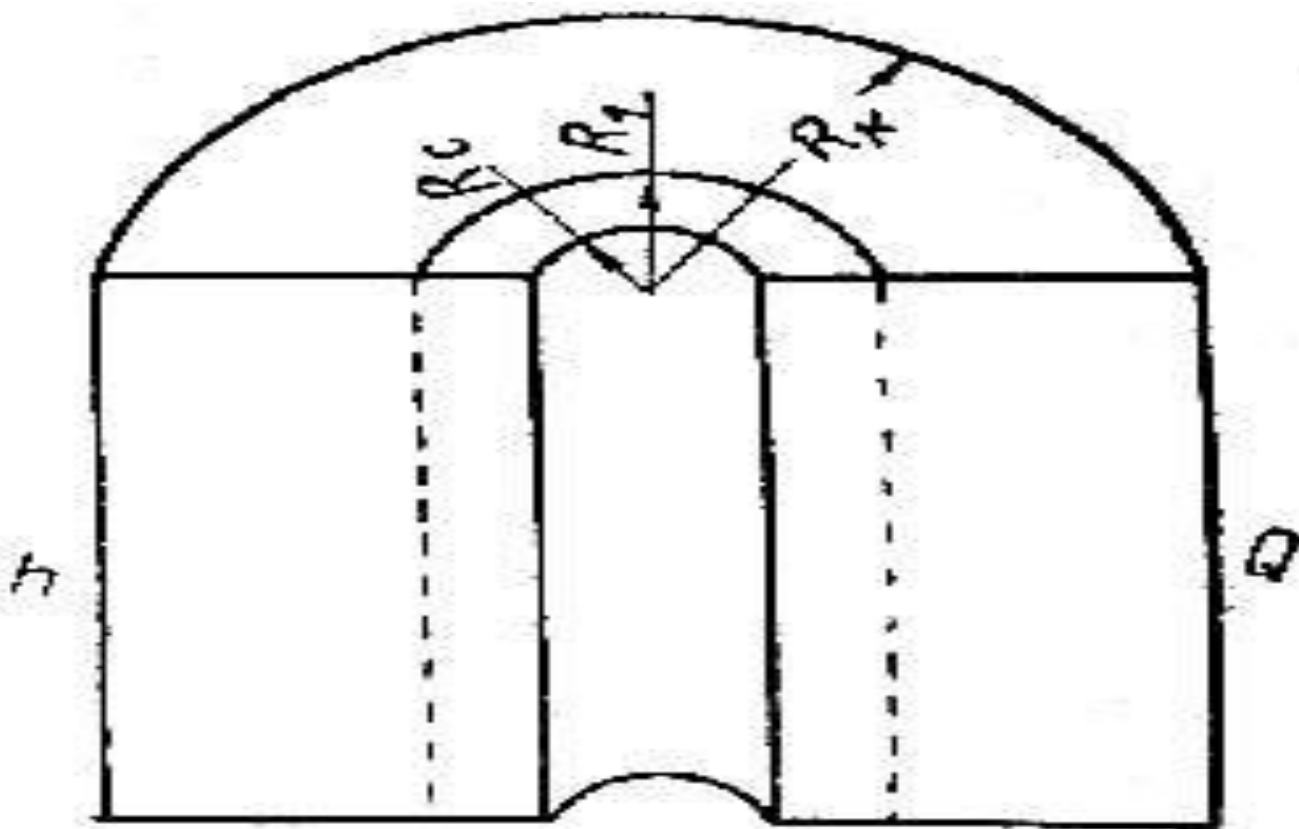
**Линейная фильтрация через пласт,
имеющий несколько
последовательно расположенных зон
различной проницаемости**



**При линейной фильтрации жидкости
через пласт, имеющий несколько
последовательно расположенных зон
различной проницаемости,
коэффициент проницаемости пласта
рассчитывается следующим образом:**

$$k_{\text{ср}} = \frac{L_{\text{общ}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}}$$

**Радиальная фильтрация через пласт,
имеющий несколько концентрически
расположенных зон различной
проницаемости.**



**При радиальной фильтрации жидкости
через пласт, имеющий несколько
концентрически расположенных зон
различной проницаемости, средняя
проницаемость пласта оценивается
следующим образом:**

$$k_{np} = \frac{\lg\left(\frac{r_k}{r_{ck}}\right)}{\sum_{i=1}^n \lg\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right) / k_i}$$

Классификация проницаемых пород

**По характеру проницаемости
(классификация Теодоровича Г. И.)
различают коллектора:**

- 1. равномерно проницаемые;**
- 2. неравномерно проницаемые;**
- 3. трещиноватые.**

По величине проницаемости (мкм^2) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

1. очень хорошо проницаемые (>1);
2. хорошо проницаемые ($0,1 - 1$);
3. средне проницаемые ($0,01 - 0,1$);
4. слабопроницаемые ($0,001 - 0,01$);
5. плохопроницаемые ($<0,001$).

Зависимость проницаемости от пористости

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеально пористой среды оценивается из соотношения уравнений Пуазейля и Дарси.

Уравнение Пуазейля описывает объёмную скорость течения жидкости через такую пористую среду:

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

**Коэффициент пористости среды,
через которую проходит фильтрация:**

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

Следовательно, уравнение Пуазейля
можно переписать следующим образом:

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

Из уравнения Дарси следует:

$$Q = Fk \frac{\Delta P}{L\mu}$$

Из уравнения Пуазейля следует:

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

Приравнивая правые части
данных равенств получим

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

$$k = \frac{m r^2}{8} \Rightarrow$$

$$r = \sqrt{\frac{8k}{m}}$$

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность – наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

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

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

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Тепловые свойства горных пород характеризуются **удельной теплоёмкостью, коэффициентом температуропроводности и коэффициентом теплопроводности.**

Удельная теплоёмкость характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на 1°С:

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

Коэффициент теплопроводности (удельного теплового сопротивления) λ характеризует количество теплоты dQ , переносимой в породе через единицу площади S в единицу времени t при градиенте температуры dT/dx :

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

Коэффициент температуропроводности (α) характеризует скорость прогрева пород (или скорость распространения изотермических границ).

$$\alpha = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}$$

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы – это вещества, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии.

Углеводородные газы, в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях – **газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей и твердом.**

Давление, при котором весь имеющийся в залежи газ растворён в нефти, называется **давлением насыщения**. Оно определяется составом нефти и газа и температурой в пласте.

От давления насыщения зависит **газовый фактор** – количество газа (в м³), содержащееся в 1 тонне нефти.

$$G = \frac{V_G}{M_H}$$

Состав природных газов

Природные газы, добываемые из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоят из углеводородов ($\text{CH}_4 - \text{C}_4\text{H}_{10}$, для Н.У. и С.У.), а также неуглеводородных компонентов (H_2S , N_2 , CO , CO_2 , Ar , H_2 , He)

Химический состав газа газовых месторождений

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
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	—	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	—	—	1,0	0,1	0,56

Химический состав газа газоконденсатных месторождений

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	Относит. плотность
Вуктыльское	74,80	7,70	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	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

Химический состав газа нефтяных месторождений (попутного газа)

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	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

Физико-химические свойства углеводородных газов

Плотность смеси газов рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{\text{см}} = \sum \rho_i \cdot N_i$$

Массовая доля (g_i) – отношение массы i -го компонента, содержащегося в системе к общей массе системы:

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}; \quad \sum g_i = 1.$$

Молярная (мольная) доля (N_i) – отношение числа молей i -го компонента к общему числу молей в системе:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}; \quad \sum N_i = 1.$$

Объёмная доля (V_i) – доля, которую занимает компонент в объёме системы.

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{g_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} = \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i}}$$

Молекулярная масса смеси

рассчитывается следующим образом:

$$M_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot N_i, \quad M_{\text{см}} = \frac{100}{\sum \frac{g_i}{M_i}}$$

Относительная плотность газа по

воздуху:

$$\rho_{\text{см}}^{\circ} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{возд}}}$$

Для определения многих физических свойств природных газов используется **уравнение состояния.**

Состояние газа при стандартных условиях (идеального газа) характеризуется уравнением состояния **Менделеева-Клайперона:**

$$PV = \nu RT$$

- где P – абсолютное давление, Па;
- V – объём, м³;
- ν – количество вещества, кмоль;
- T – абсолютная температура, К;
- R – универсальная газовая постоянная
Па · м³/(кмоль · град).

При повышенном давлении газ сжимается. За счёт направленности связи C-H происходит перераспределение электронной плотности, и молекулы газов начинают притягиваться друг к другу.

Для учёта этого взаимодействия в уравнение состояния вводится коэффициент **сверхсжимаемости** z , предложенный голландским физиком **Ван-дер-Ваальсом**, учитывающий отклонения реального газа от идеального состояния:

$$PV = znRT$$

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние.

Приведёнными параметрами

индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа отклоняются от критических:

$$T_{\text{привед}} = \frac{T}{T_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } T_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot T_{i \text{ крит.}}$$

$$P_{\text{привед}} = \frac{P}{P_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } P_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot P_{i \text{ крит.}}$$

Объёмный коэффициент газа используется при пересчёте объёма газа в нормальных условиях на пластовые условия и наоборот (например, при подсчёте запасов):

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

Вязкость газа – свойство газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой.

Различают **динамическую вязкость μ** и **кинематическую вязкость ν** . Кинематическая вязкость учитывает влияние силы тяжести. Динамическая вязкость зависит от средней длины пробега молекул газа и от средней скорости движения молекул газа:

$$\mu = \frac{\rho \bar{\nu} \bar{\lambda}}{3}$$

- где ρ – плотность газа;
- λ – средняя длина пробега молекулы;
- ν – средняя скорость молекул.

Растворимость газов в нефти и воде

Распределение компонентов нефтяного газа между жидкой и газообразной фазами определяется закономерностями процессов растворения. Способность газа растворяться в нефти и воде имеет большое значение на всех этапах разработки месторождений от добычи нефти до процессов подготовки и транспортировки.

Процесс растворения для идеального газа при небольших давлениях и температурах описывается законом

Генри:

$$V_2 = \alpha P V_{ж} \quad \frac{V_{г}}{V_{ж}} = K P$$

- $V_{ж}$ – объём жидкости-растворителя;
- α – коэффициент растворимости газа;
- $V_{г}$ – количество газа, растворённого при данной температуре;
- P – давление газа над поверхностью жидкости
- K – константа Генри ($K=f(\alpha)$).

Коэффициент разгазирования – количество газа, выделившегося из единицы объёма нефти при снижении давления на единицу.

При движении газа по пласту наблюдается так называемый **дроссельный эффект** – уменьшение давления газового потока при его движении через сужения в каналах. При этом наблюдается изменение температуры. Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется коэффициентом Джоуля-Томсона:

$$\Delta T = \alpha \cdot \Delta P$$

где ΔT – изменение температуры:

α – коэффициент Джоуля-Томсона (зависит от природы газа, давления, температуры);

ΔP – изменение давления.

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95%. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Физико-химические свойства пластовых вод

Плотность пластовых вод сильно зависит от минерализации, т.е. содержания растворённых солей. В среднем плотность пластовой воды составляет 1010-1210 кг/м³.

Тепловое расширение воды характеризуется **коэффициентом теплового расширения**:

$$E = \frac{\Delta V}{V \Delta t}$$

Коэффициент сжимаемости воды

характеризует изменение единицы объёма воды при изменении давления на единицу:

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

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах $3,7 \cdot 10^{-10} - 5,0 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. При наличии растворённого газа он увеличивается, и приближённо может рассчитываться по формуле:

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

где S – количество газа, растворённого в воде, м³/м³.

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях к удельному объёму воды в стандартных условиях:

$$B_{\text{п.в.}} = \frac{V^{\text{пласт}}}{V^{\text{с.у.}}}$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объёмного коэффициента, а рост температуры – увеличению. Объёмный коэффициент изменяется в пределах 0,99-1,06.

Минерализация воды – содержание растворённых солей в г/л. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

1. рассолы ($Q > 50$ г/л);
2. солёные ($10 < Q < 50$ г/л);
3. солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л);
4. пресные ($Q \leq 1$ г/л).

По типу растворённых в воде солей различают **хлоркальциевые** (хлоркальциево-магниевые) и **гидрокарбонатные** (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные) пластовые воды.

Состав воды определяет её **жёсткость**.
Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей кальция, магния, железа.
Жёсткость подразделяется на **временную** (карбонатную) и **постоянную** (некарбонатную).

Временную (карбонатную) жёсткость можно устранить термическим методом (длительным кипячением) или химическим методом – добавлением гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$.

В обоих случаях выпадает в осадок карбонат кальция CaCO_3 .

Постоянную жёсткость устраняют химическим способом с помощью добавления соды или щёлочи.

Содержание водородных ионов в воде определяется параметром **pH**: , где C_{H^+} – концентрация ионов водорода. В зависимости от pH различают следующие типы воды:

1. нейтральная (pH=7);
2. щелочная (pH>7);
3. кислая (pH<7).

Вода, находясь в контакте с нефтью, частично в ней растворяется.

За счёт растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Чёткой границы вода-нефть не существует. За счёт растворения воды образуется т.н. "переходная зона", величина которой зависит от полярности нефти.

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов и их производных. Вследствие изменчивости химического состава, физико-химические свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

В нефти в основном содержатся следующие классы углеводородов:

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой $C_n H_{2n+2}$. Содержание в нефти – 30-70%.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные алициклические углеводороды с общей формулой $C_n H_{2n}$, $C_n H_{2n-2}$ (бициклические) или $C_n H_{2n-4}$ (трициклические). В нефти присутствуют в основном пяти- и шестичленные нафтены. Содержание в нефти – 25-75%.

Ароматические углеводороды – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические полисопряжённые системы. К ним относятся бензол и его гомологи, толуол, фенантрен и др. Содержание в нефти – 10-15%.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, азот, сера, металлы. К ним относятся: смолы, асфальтены, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, порфирины, фенолы, нафтеновые кислоты. На их долю приходится до 15%.

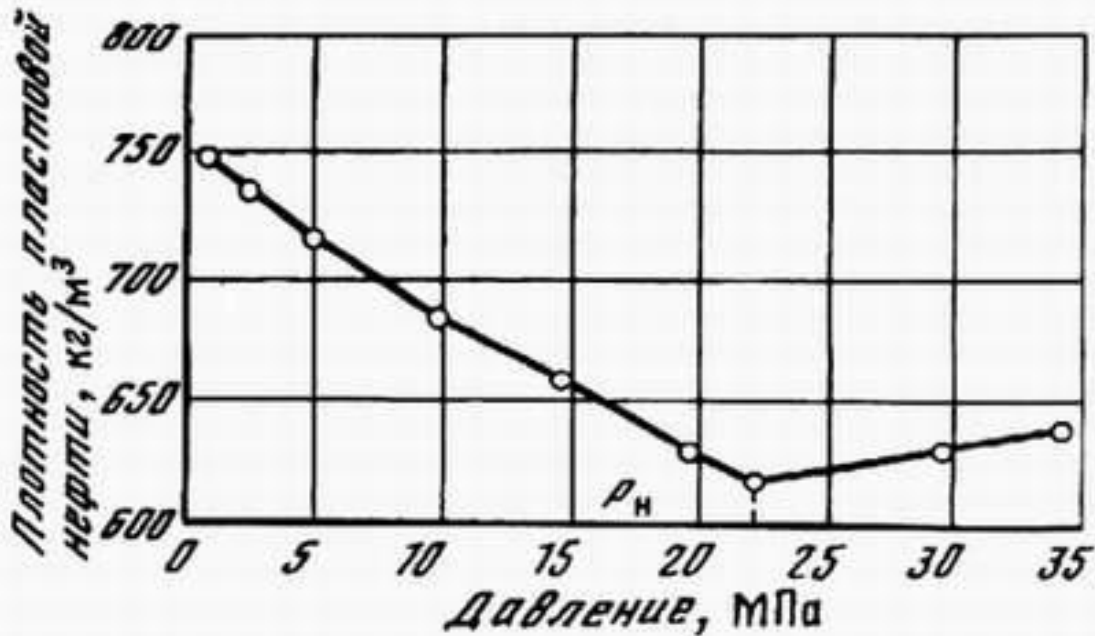
В нефти также содержатся в малых количествах неорганическая сера, различные металлы и т.д.

Фракционный состав нефти отражает содержание соединений, выкипающих в различных интервалах температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур – 28-550°С и выше. Различают следующие фракции нефти:

- 1) 28-180°С – широкая бензиновая фракция;
- 2) 120-240°С – керосиновая фракция (150-240°С – осветительный керосин; 140-200 – уайт-спирт);
- 3) 140-340°С – дизельная фракция (180-360°С – летнее топливо);
- 4) 350-500°С – широкая масляная фракция;
- 5) 380-540 – вакуумный газойль.

Физико-химические свойства нефти

Плотность пластовой нефти зависит от состава нефти, давления, температуры, количества растворённого газа

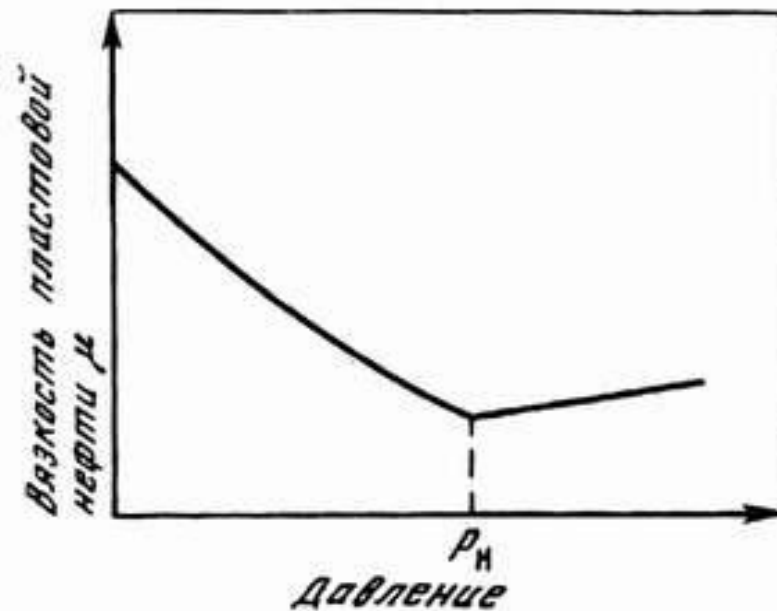
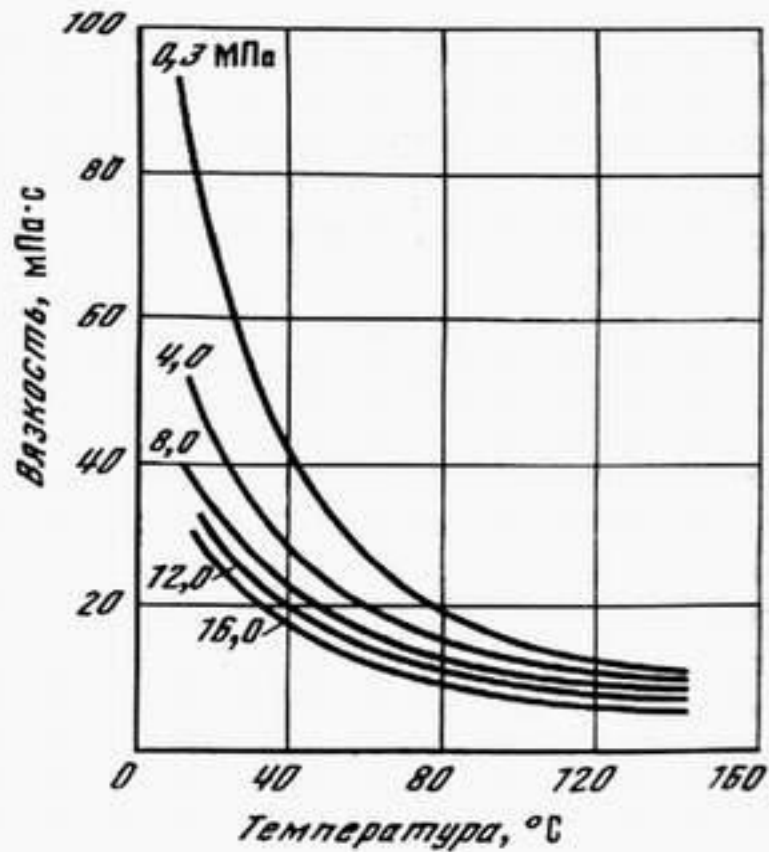


Вязкость – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении

Динамическая вязкость определяется через закон Ньютона:

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

Изменение вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры



С вязкостью связан ещё один параметр – **текучесть** φ – величина обратная вязкости:

$$\varphi = \frac{1}{\mu}$$

Кроме динамической вязкости для расчётов используют также **кинематическую вязкость** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т.е. способностью изменять свой объём под действием внешнего давления. Уменьшение объёма характеризуется **коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости) β** :

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

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Нефти, не содержащие растворённого газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4-0,7 ГПа⁻¹)

С количеством растворённого газа в нефти также связан **объёмный коэффициент b** , характеризующий соотношение объёмов нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}$$

Используя объёмный коэффициент, можно определить **усадку нефти (U)**, т.е. уменьшение объёма пластовой нефти при извлечении её на поверхность (в %):

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100\%$$

ПОВЕРХНОСТНО- МОЛЕКУЛЯРНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ ПЛАСТ-ВОДА

Физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением на границе раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и когезии, теплотой смачивания.

Поверхностное натяжение σ – избыток свободной энергии сосредоточенной на одном квадратном сантиметре площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз.

Поверхностное натяжение связано с такими понятиями как свободная энергия поверхностного слоя жидкости и сила поверхностного натяжения.

Свободная энергия поверхности:

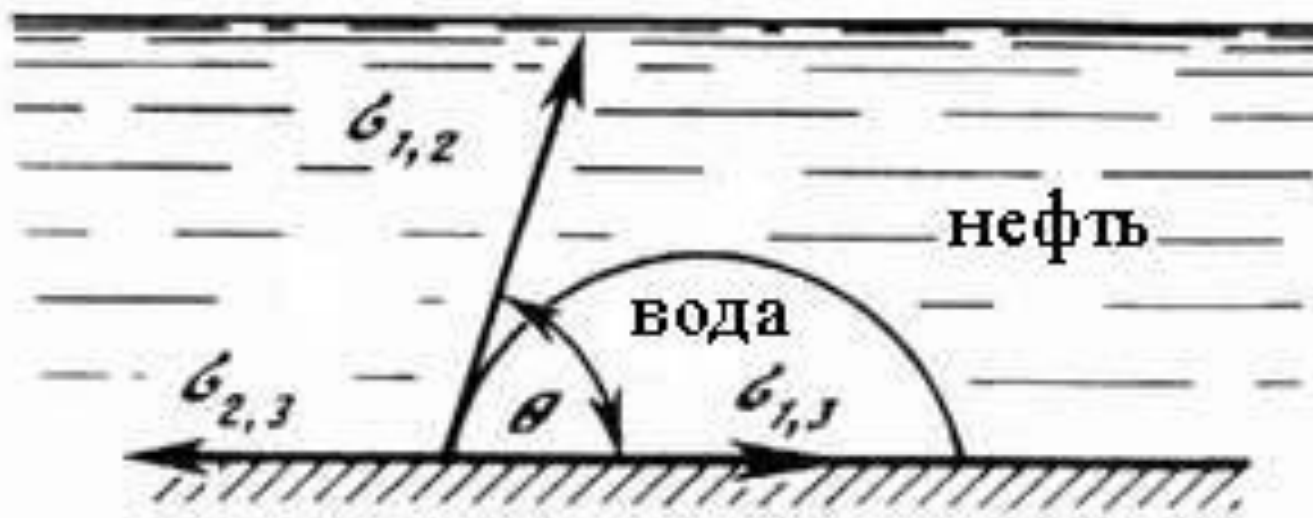
$$E = \sigma \cdot s$$

Сила поверхностного натяжения – сила, действующая на единицу длины периметра взаимодействия двух фаз (линию смачивания):

$$F = \sigma \cdot \Delta$$

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

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 данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, цифрой 2 – углеводородную жидкость или газ, цифрой 3 – твёрдое тело.

Предполагая, что краевой угол Θ отвечает термодинамическому равновесию, получим уравнение, впервые выведенное Юнгом:

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

откуда получим выражение для краевого угла Θ :

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

Если $\sigma_{23} > \sigma_{13}$, то $0 < \cos\Theta < 1$, из чего следует, что угол Θ – острый (наступающий), а поверхность – гидрофильная.

Если $\sigma_{23} < \sigma_{13}$, то $-1 < \cos\Theta < 0$, из чего следует, что угол Θ – тупой (отступающий), а поверхность – гидрофобная.

Поверхностные явления описываются также работой адгезии.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел.

Когезия – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленной межмолекулярным или химическим взаимодействием.

Работа адгезии оценивается уравнением Дюпре:

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

Уравнение Дюпре-Юнга:

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

Работа когезии

$$W_k = 2\sigma_{\text{ж}}$$

Подставив в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим:

$$\cos\Theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k}$$

Из этого уравнения следует, что смачиваемость жидкостью твёрдого тела тем лучше, чем меньше работа когезии (и поверхностное натяжение жидкости на границе с газом).

Ещё одна характеристика, используемая для описания поверхностных явлений – **теплота смачивания**.

Теплота смачивания – количество теплоты выделяющееся при смачивании

ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии.

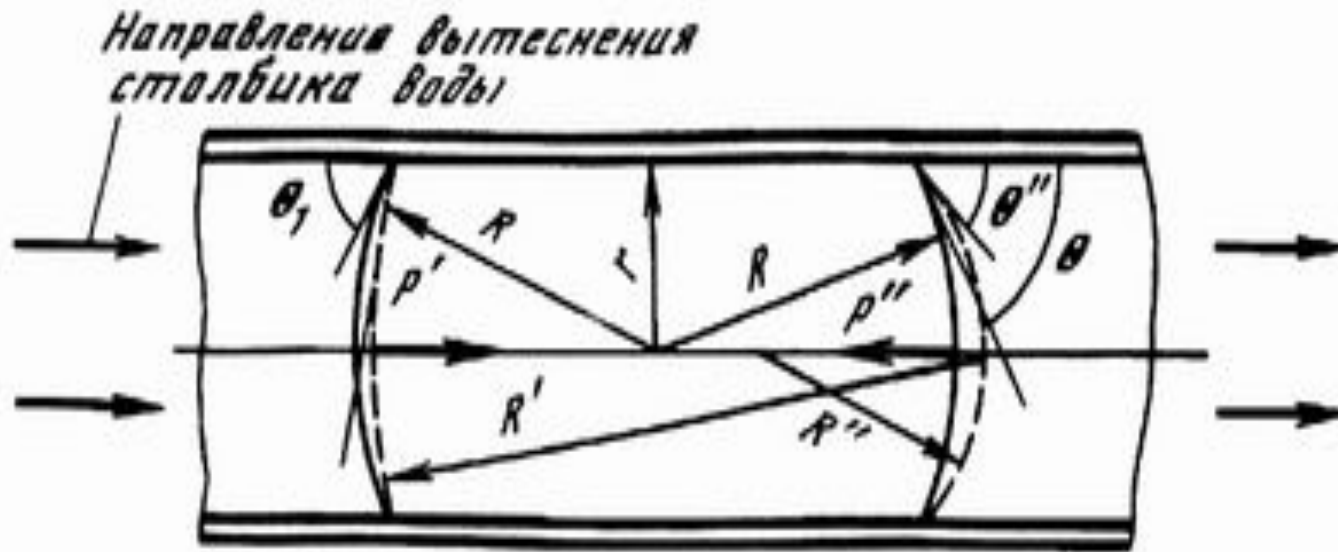
В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается:

- напором краевых вод;
- напором газа, сжатого в газовой шапке;
- энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
- упругостью сжатых пород;
- гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи:

- водонапорный,
- режим газовой шапки (газонапорный),
- растворенного газа,
- упругий или упруговодонапорный,
- гравитационный и смешанный.

СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖИ



Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при это давление P на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$P = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}$$

Явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах называется **эффектом Жамена**.

Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газоводонефтяных смесей в пористой среде.

Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

ОБЩАЯ СХЕМА ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах. Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности



НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95–100%.

Наиболее эффективен водонапорный режим, поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой.

Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой.

РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т. е. увеличивается с ростом градиентов давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, проницаемости пород $> 1-2 \text{ мкм}^2$ и др.), скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу.