



ФИЗИКА ПЛАСТА

Обучающий модуль для молодых
специалистов





ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- **ФИЗИКА ПЛАСТА** - наука, изучающая свойства коллекторов и флюидов, а также процессы их взаимодействия.

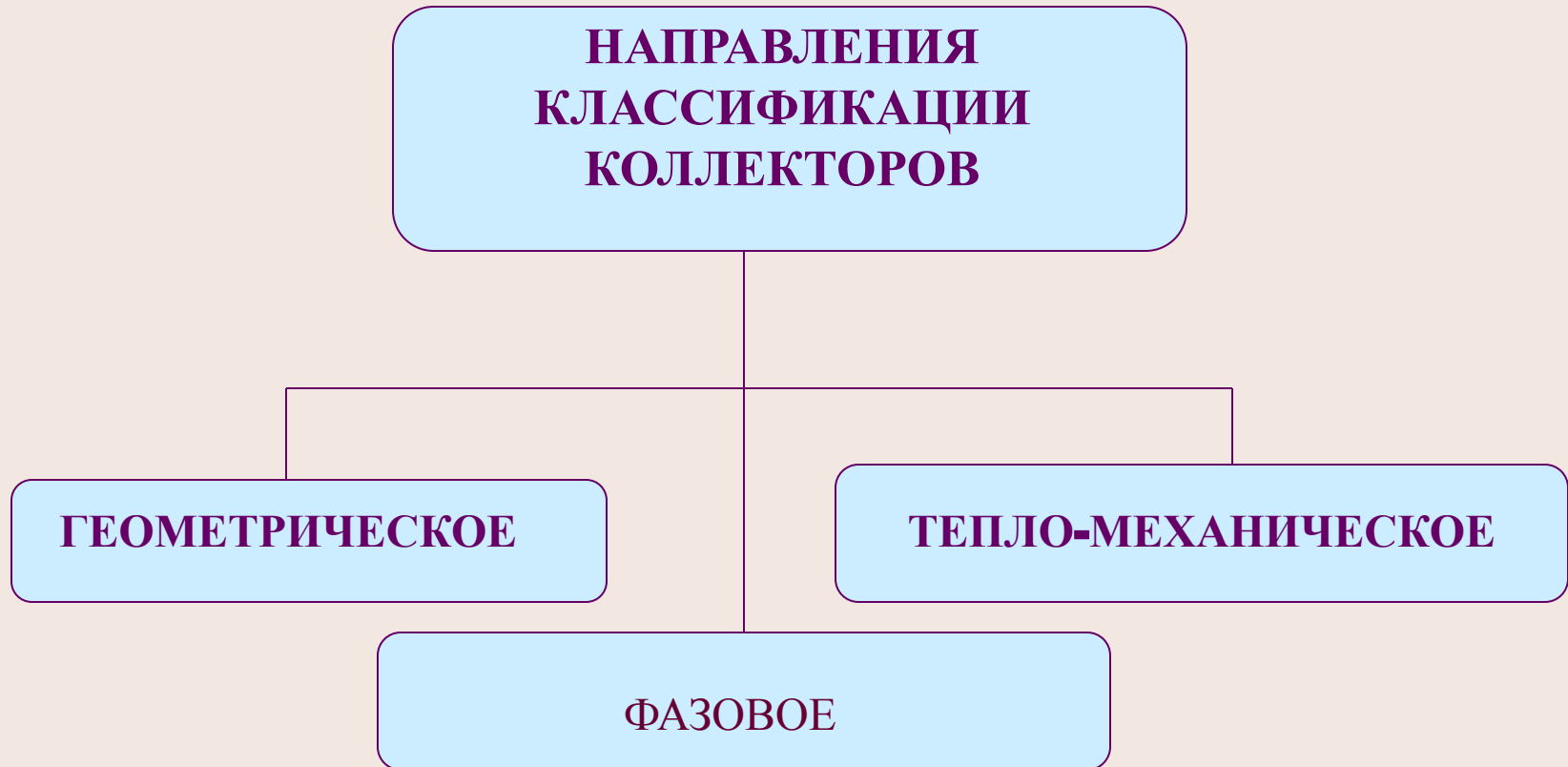
ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОДИНАМИКА - наука, изучающая движение флюидов через горные породы, имеющие пустоты, одни из которых называют порами, другие трещинами.

ТЕОРИЯ ФИЛЬТРАЦИИ - наука, описывающая движение флюидов с позиций механики сплошной среды, т.е. гипотезы сплошности (неразрывности) течения

КОЛЛЕКТОРА - горные породы, которые могут служить хранилищами флюидов и отдавать их при разработке



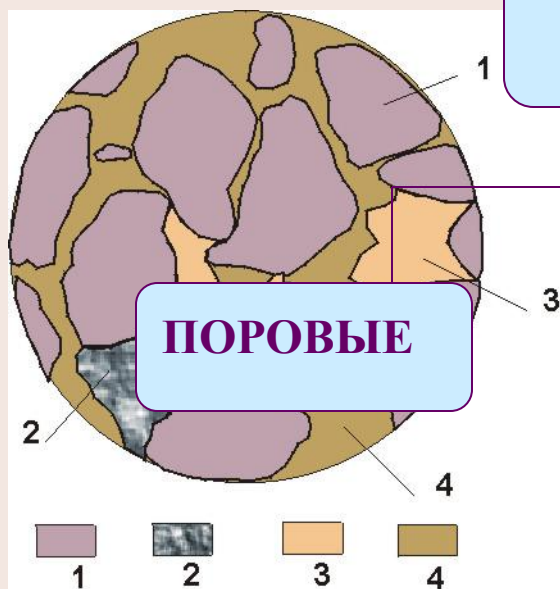
ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ





ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ



ПОРОВЫЕ

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

ТРЕЩИНОВАТЫЕ

СМЕШАННЫЕ

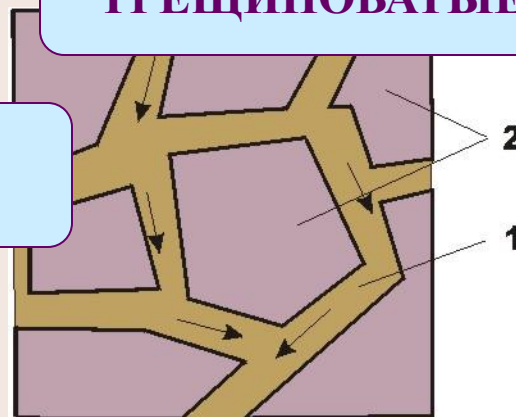


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды
1 - трещины; 2 - пористые блоки



ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОРИСТЫХ КЛЛЕКТОРОВ

ФИЗИКА ПЛАСТА

**ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ
СОСТАВ**

ПОРИСТОСТЬ

**УДЕЛЬНАЯ
ПОВЕРХНОСТЬ**

ПРОНИЦАЕМОСТЬ



ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ

Гранулометрическим составом породы называют количественное (массовое) содержание в породе частиц различной крупности



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

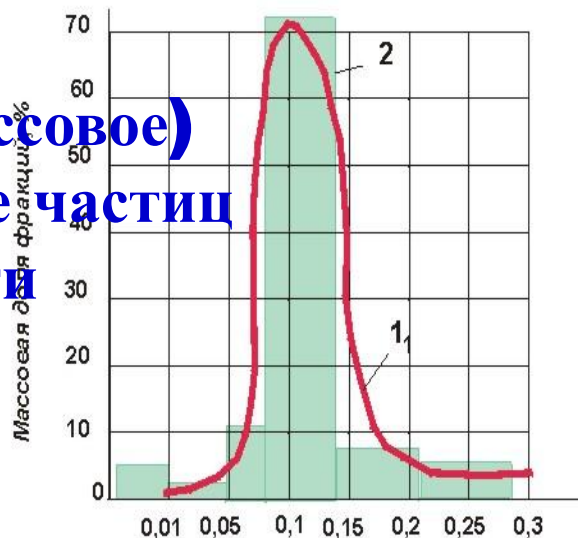


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)

Степень неоднородности

$$\frac{d_{60}}{d_{10}}$$

Эффективный диаметр

$$d_{\text{э}} = \sqrt[3]{\frac{\sum n_i d_i^3}{\sum n_i}}$$

ПОРИСТОСТЬ

$$m_o = V_p/V$$

ПОЛНАЯ

ОТКРЫТАЯ

ДИНАМИЧЕСКАЯ

ПОРОВЫЕ КАНАЛЫ

- 1) сверхкапиллярные – более **0,5** мм;
- 2) капиллярные – от **0,5** до **0,0002** мм (**0,2** мкм);
- 3) субкапиллярные — менее **0,0002** мм (**0,2** мкм).

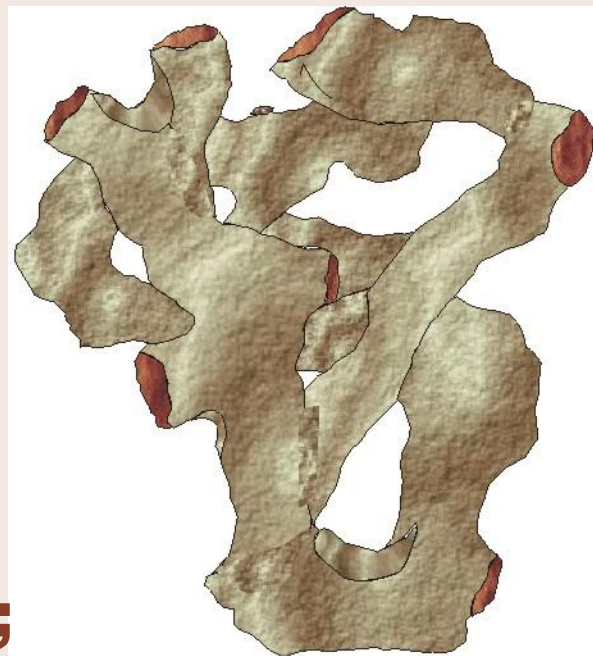


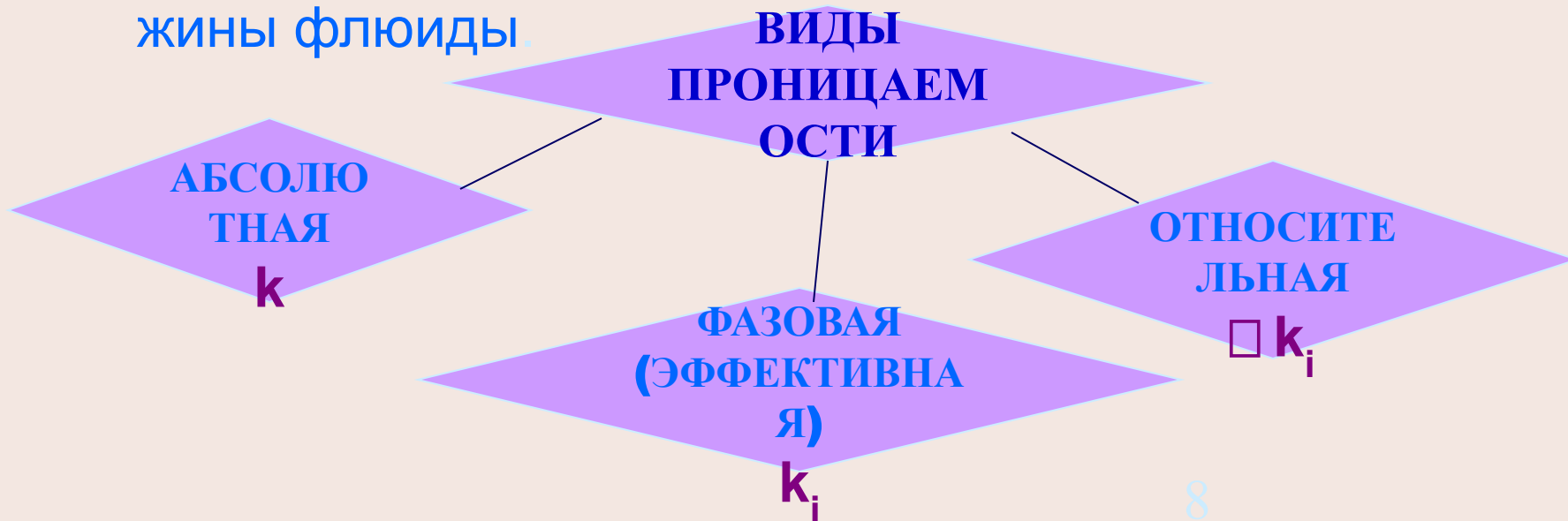
Рис.5. Слпок поровых каналов цементированного песчаника



УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ $S_{уд}$ - суммарная площадь поверхности частиц, содержащихся в единице объёма

Среднее значение $S_{уд}$ для нефтесодержащих пород изменяется в пределах 40 тыс. - 230 тыс. $\frac{1}{м м}$

ПРОНИЦАЕМОСТЬ - параметр породы, характеризующий её способность пропускать к забоям скважины флюиды





ТРЕЩИНОВАТЫЕ ПОРОДЫ

ПАРАМЕТР Ы

ТРЕЩИНО ВАТОСТЬ

отношение объёма трещин V_T ко всему объёму V трещинной среды.

$$m_T = \frac{V_T}{V}$$

ГУСТОТА

отношение полной длины $\sum l_i$ всех трещин, находящихся в данном сечении трещинной породы к удвоенной площади сечения f

$$\Gamma_T = \frac{\sum l_i}{2f} \left[\frac{1}{M} \right].$$

РАСКРЫТО СТЬ δ_T

Ширина трещины

$$m_T = \alpha_T \Gamma_T \delta_T,$$

$$\delta_T = \delta_{T0} \left[1 - \beta_T^* (p_0 - p) \right]$$



ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД

Параметры деформируемого состояния: E –модуль Юнга, ν - коэффициент Пуассона; G – модуль сдвига; β -модуль объёмной упругости.

$$10^9 \leq E \leq 10^{11} \text{ Па}, \quad 0 \leq \nu \leq 0,5.$$

СОСТАВЛЯЮЩИЕ НОРМАЛЬНОГО ПОЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ

ПО ВЕРТИКАЛИ

$$\sigma_z = \rho g H$$

ПО ГОРИЗОНТАЛИ

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

Коэффициент бокового распора

$$n = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad 0 \leq n \leq 0,5$$



ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В РАЙОНЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

**АНОМАЛЬНЫЕ
НАПРЯЖЕНИЯ**

**РАЗГРУЗКА АНОМАЛЬНЫХ
НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ
ПЛАСТИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ**

**РАДИУС ОБЛАСТИ РАЗГРУЗКИ
ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ**

$$r_p = 0,61r_c \exp \left[\frac{(\rho_n - \rho_v)gH}{2K_n} \right]$$

ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ДЕФОРМАЦИОННЫЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

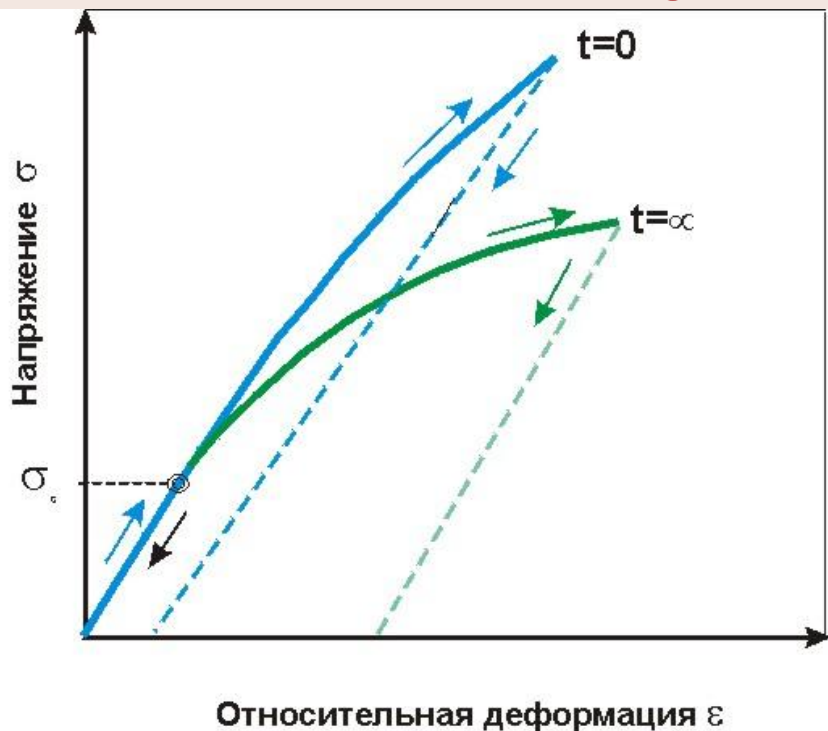


Рис.6. Схематическая зависимость деформации от напряжения для глинистого сланца

ДЕФОРМАЦИЯ:

- 1. УПРУГАЯ ($\sigma \leq \sigma_s$);**
- 2. ПЛАСТИЧЕСКАЯ ($\sigma \geq \sigma_s$);**
- 3. КРИП (ПОЛЗУЧЕСТЬ);**
- 4. ХРУПКАЯ**

ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

УПРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

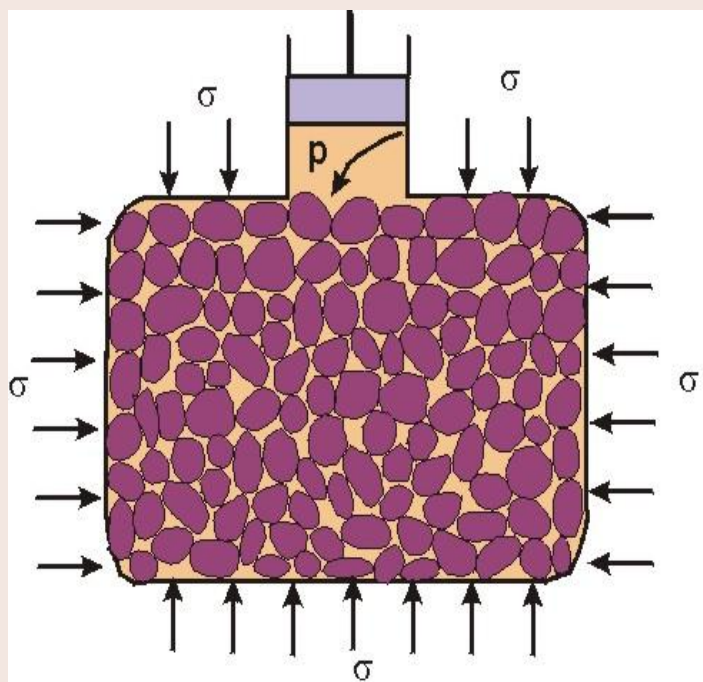


Рис.7. Схема проявления горного и эффективного давлений в породе

ЭФФЕКТИВНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

$$\sigma_{\text{эф}} = \sigma - p$$

КОЭФФИЦИЕНТ
СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ [1/Па]

$$\beta = m\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{т}}$$

КОЭФФИЦИЕНТ ОБЪЁМНОЙ
УПРУГОСТИ ПЛАСТА

$$\beta_{\text{с}} = m\beta_{\text{п}}$$



ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

ПОРИСТОСТЬ $m = m_0 \exp[-\beta_n (\sigma - \sigma_0)]$

ПРОНИЦАЕМОСТЬ $k = k_0 \exp[-n(\sigma - \sigma_0)]$

ГДЕ
$$n = 2 \frac{(3 + \alpha)}{(2 + \alpha)} \beta_{n0} (\sigma - p)_0$$

Для цементированных песчаников структурный коэффициент α находится в интервале -1,25+ -1,8.



ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}$$

**УДЕЛЬНАЯ
ТЕПЛОЁМКОСТЬ c**

$$c = 0,4-2 \text{ кДж}/(\text{кг } K).$$

$$1,5 \cdot 10 \leq c\rho \leq 3 \cdot 10^3 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot K).$$

**УДЕЛЬНОЕ ТЕПЛОВОЕ
СОПРОТИВЛЕНИЕ $\Sigma 1/\lambda$**

**КОЭФФИЦИЕНТ
ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ λ**

$$dQ = \lambda \frac{\Delta T}{\Delta x} S dt$$

**КОЭФФИЦИЕНТ
ТЕМПЕРАТУРОПРОВОДНОСТИ a**

$$\alpha_L = \frac{dL}{LdT} \quad \alpha_V = \frac{dV}{VdT}$$



СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

ПОВЕРХНОСТНЫЕ СИЛЫ

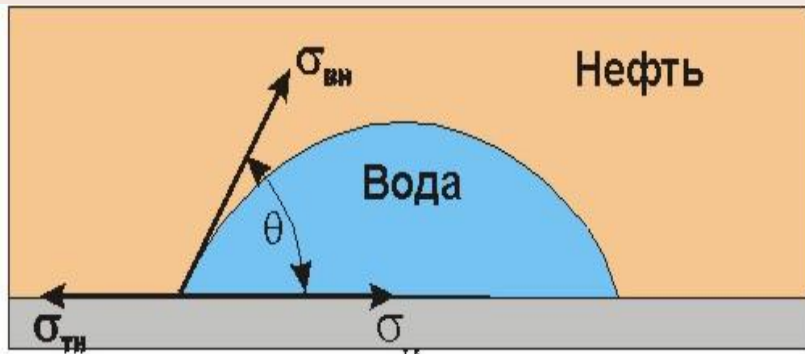
ПРИРОДА
ПОВЕРХНОСТНЫХ
СИЛ

СВОБОДНАЯ ПОВЕРХНОСТНАЯ
ЭНЕРГИЯ - РАБОТА,
НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ
ОБРАЗОВАНИЯ ЕДИНИЦЫ
ПЛОЩАДИ НОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ

ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ — ЭТО СИЛА НА ЕДИНИЦУ ДЛИНЫ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ НОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ, ВЫРАЖАЕМАЯ В *ДИН/СМ* И ЧИСЛЕННО РАВНАЯ ВЕЛИЧИНЕ ПОВЕРХНОСТНОЙ ЭНЕРГИИ В *ЭРГ/СМ²*

СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

СМАЧИВАЕМОСТЬ



$$\cos \theta = (\sigma_{TN} - \sigma_{TV}) / \sigma_{VN}$$

Рис.8. Равновесие сил на границе раздела трёх фаз: вода - нефть - твердое тело

АДГЕЗИОННОЕ НАТЯЖЕНИЕ

$$A_H = \sigma_{TN} - \sigma_{TV} = \sigma_{VN} \cos \theta_{VN}$$

ПОВЕРХНОСТЬ МОЖЕТ БЫТЬ:
гидрофильной ($\theta > 0$)

или

гидрофобной ($\theta < 0$).



СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

ПОДЪЁМ ЖИДКОСТИ В КАПИЛЛЯРАХ

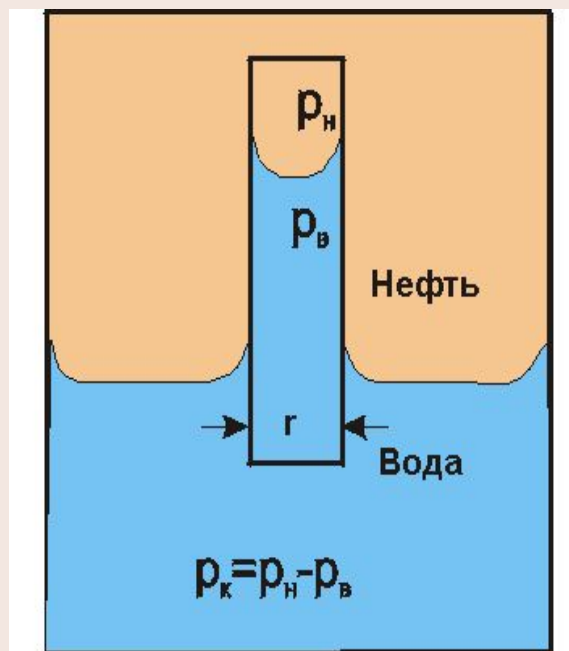


Рис. 9. Капиллярное давление на границе раздела вода - нефть

КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

$$p_k = \frac{2\sigma_{вн} \cos\theta_{вн}}{r}$$

В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ СМАЧИВАЮЩАЯ
ФАЗА НАХОДИТСЯ ПОД МЕНЬШИМ
ДАВЛЕНИЕМ, ЧЕМ НЕСМАЧИВАЮЩАЯ



ПОРЯДОК НАСЫЩЕНИЯ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Капиллярное давление:

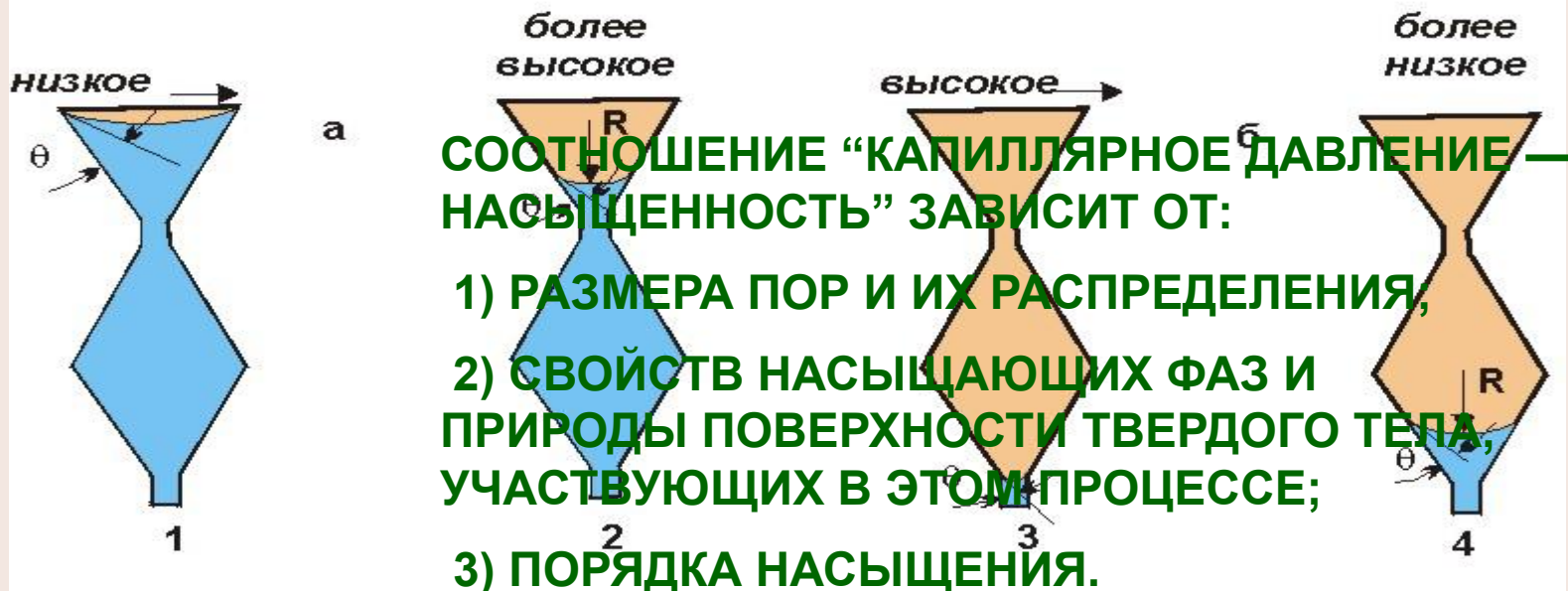


Рис.10. Зависимость равновесной насыщенности поры переменного размера от порядка насыщения.

а - дренирование; б - впитывание (угол смачивания θ и капиллярное давление p_x одни и те же)

1 - низкое капиллярное давление ($\varepsilon=100\%$); 2 - $p_x = p_c$ ($\varepsilon=80\%$);

3- высокое капиллярное давление ($\varepsilon=0$); 4 - $p_x = p_c$ ($\varepsilon=10\%$)



НАСЫЩЕННОСТЬ σ_i , ЭФФЕКТИВНАЯ k_i И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ $\square k_i$

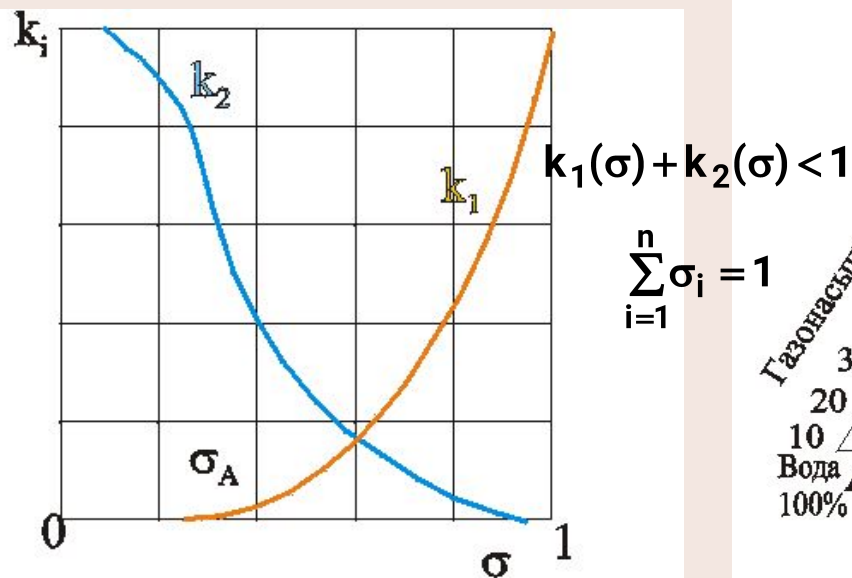


Рис.11. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности σ
 k_1 - нефть, k_2 - вода

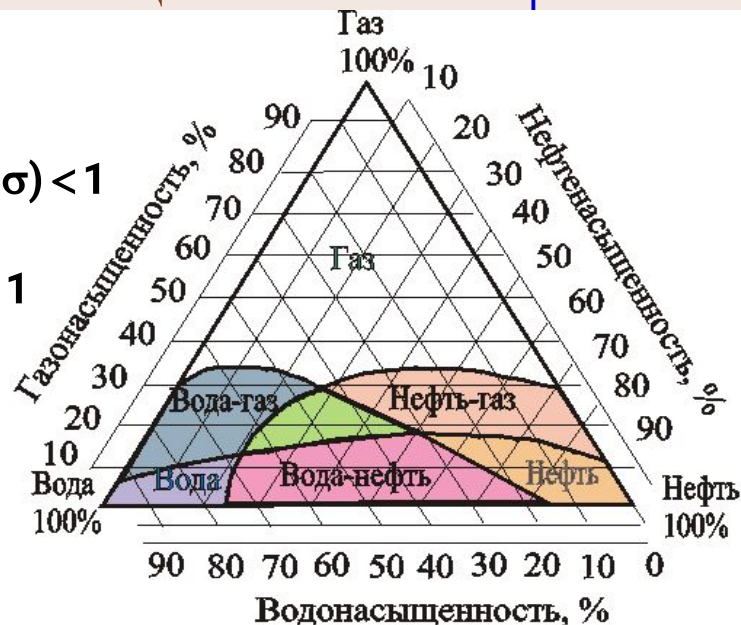


Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трёхфазном движении

$$\sigma_i = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_n} \quad \sum_{i=1}^n \sigma_i = 1 \quad k_1(\sigma) + k_2(\sigma) < 1$$



ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

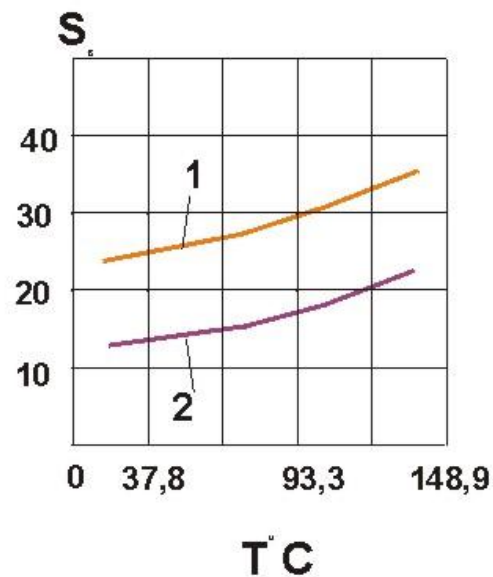
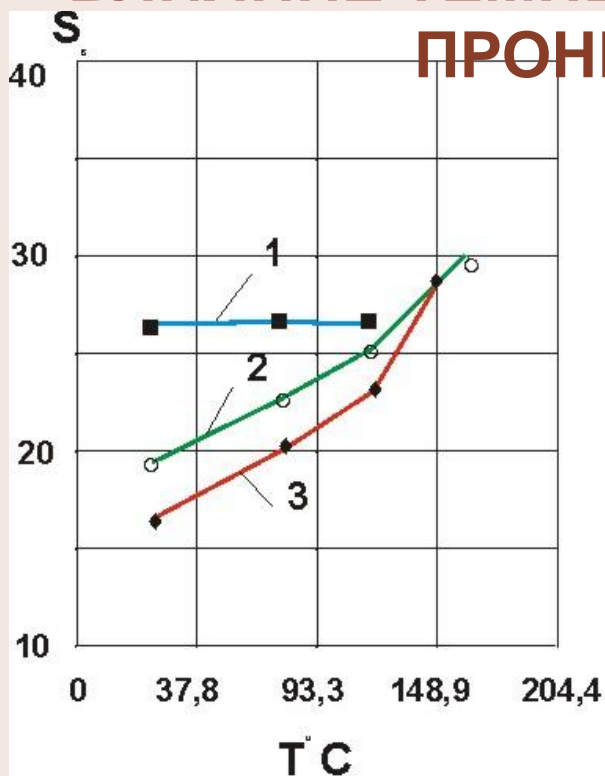


Рис.13. Зависимость водонасыщенности S_w (в %) от температуры
1 - известняк; 2 - песчаник БАНДЕРА; 3 - песчаник БЕРЕА

Рис. 14. Зависимость S_w (в %) от температуры
1 - природный песок; 2 - песок ХЬЮСТОН



1. С ростом температуры увеличивается водонасыщенность пористой среды и уменьшается остаточная нефтенасыщенность (рис. 13).
2. С ростом температуры уменьшается абсолютная проницаемость породы для воды, не изменяется абсолютная проницаемость для нефти и газа.
3. С ростом температуры значительно увеличивается относительная фазовая проницаемость для нефти и уменьшается относительная фазовая проницаемость для воды при постоянной насыщенности пористой среды. Кривые относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды при увеличении температуры смещаются вправо (рис 14).
4. Гистерезис между вытеснением нефти водой и капиллярным впитыванием воды уменьшается при увеличении температуры.
5. Контактный угол на границе нефть-вода—порода уменьшается при увеличении температуры, т.е. пористая среда становится более смачиваемой водой.
2. Относительная фазовая проницаемость для нефти увеличивается, а для воды уменьшается при возрастании температуры.
3. Использование в расчетах кривых относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, полученных экспериментально при комнатной температуре, приводит к занижению коэффициента нефтеотдачи.



СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТОВЫХ И АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ

ГЕТЕРОГЕННЫЕ И ГОМОГЕННЫЕ СИСТЕМЫ

**“ФАЗА” — ЭТО “ОПРЕДЕЛЕННАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ,
КОТОРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ ГОМОГЕННОЙ И ФИЗИЧЕСКИ
ОТДЕЛЕНА ОТ ДРУГИХ ФАЗ ОТЧЕТЛИВЫМИ
ГРАНИЦАМИ”.**



ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ
ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

ГАЗОНЕФТЯНЫЕ

НЕФТЯНЫЕ

СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

ОБЩИЙ
СОСТАВ

МЕРКАПТАНЫ

АСФАЛЬТО-
СМОЛИСТЫЕ
ВЕЩЕСТВА

АСФАЛЬТЕНЫ

КЛАССЫ ПО
СОДЕРЖАНИЮ

ПАРАФИНЫ
ЦЕРЕЗИНЫ

СЕРЫ

СМОЛ

ПАРАФИНОВ



РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В НЕФТИ И ВОДЕ

ЗАКОН ГЕНРИ

$$V_r = \alpha p V_{ж}$$

**КАЖУЩИЙСЯ
УДЕЛЬНЫЙ
растворенного
жидкой фазе**

**ОБЪЕМ
газа в**

$$v = \frac{\Delta V}{G}$$

**КОНТАКТНОЕ И
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ
РАЗГАЗИРОВАНИЕ**

**КОЭФФИЦИЕНТ
РАЗГАЗИРОВАНИЯ**

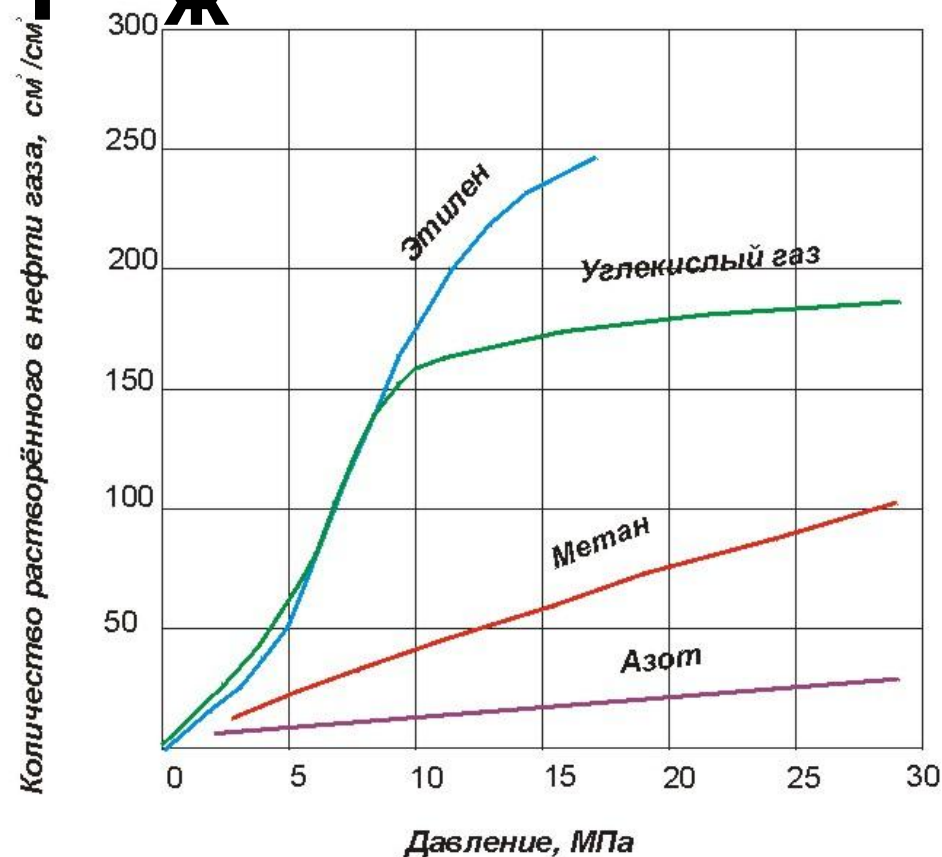


Рис.15. Изотермы растворимости газов в нефти при температуре 50° С



ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давление насыщения пластовой нефти P_H - максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия

ПАРАМЕТРЫ, УВЕЛИЧИВАЮЩИЕ P_H

1. молекулярная масса (плотность);
2. температура;
3. содержание плохо растворимых в нефти компонент (N_2)

НАСЫЩЕННАЯ И НЕДОНАСЫЩЕННАЯ НЕФТЬ



СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТИ. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

КОЭФФИЦИЕНТ СЖИМАЕМОСТИ
(ОБЪЁМНОЙ УПРУГОСТИ)

$$\beta_H = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

ОБЪЁМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}$$

УСАДКА НЕФТИ

$$U = \frac{b-1}{b} 100 \quad U = (b-1)100\%$$

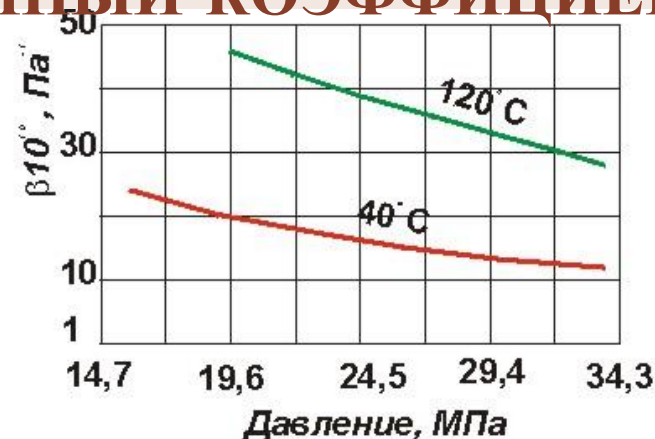


Рис.16. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления и температуры

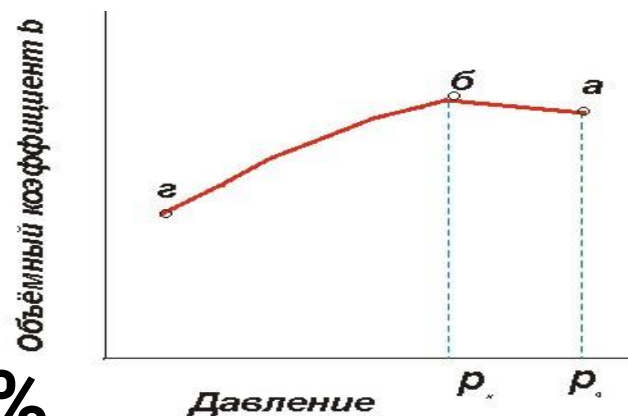


Рис.17. Зависимость объёмного коэффициента от давления для недонасыщенной нефти



ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

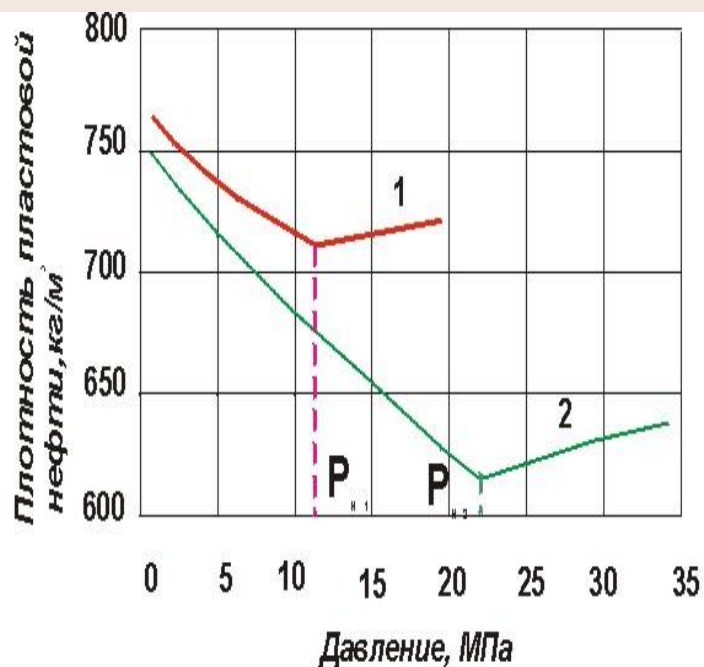


Рис.18. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа
1 -Ахтырское месторождение, $t=70^{\circ}\text{C}$;
2-Новодмитриевское месторождение, $t=70^{\circ}\text{C}$

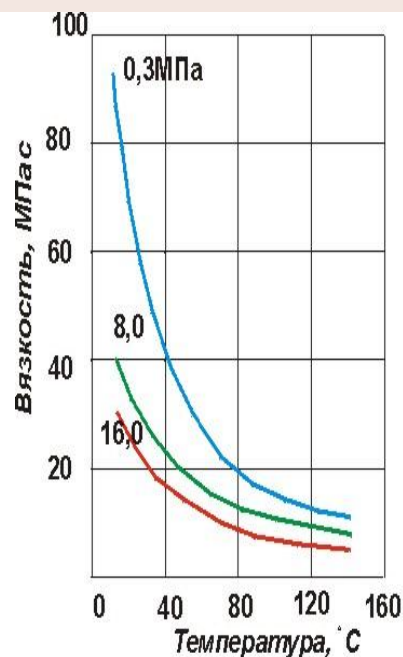


Рис.19. Влияние температуры на вязкость

Цифры у кривых - давление насыщения нефти газом

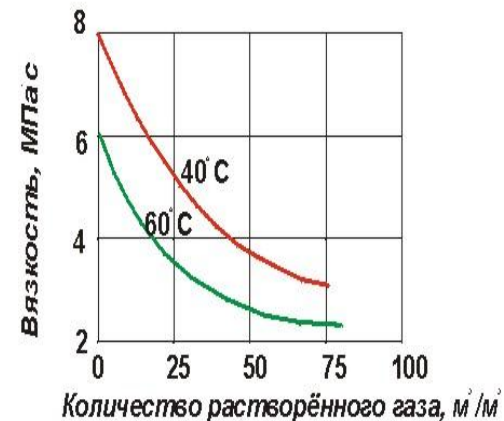


Рис.20. Изменение вязкости нефти при насыщении её газом

Цифры у кривых - температура нефти



ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛОВОГО
РАСШИРЕНИЯ

$$\alpha = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta t}$$

КОЭФФИЦИЕНТ
СЖИМАЕМОСТИ ВОДЫ

$$\beta_V = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

ПРИ НАЛИЧИИ
РАСТВОРЁННОГО ГАЗА

$$\beta_{ВГ} = \beta_V (1 + 0,05S)$$

ОБЪЁМНЫЙ
КОЭФФИЦИЕНТ
ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

$$b = \frac{V_{пл}}{V_H}$$



ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ФАЗОВЫЕ ДИАГРАММЫ

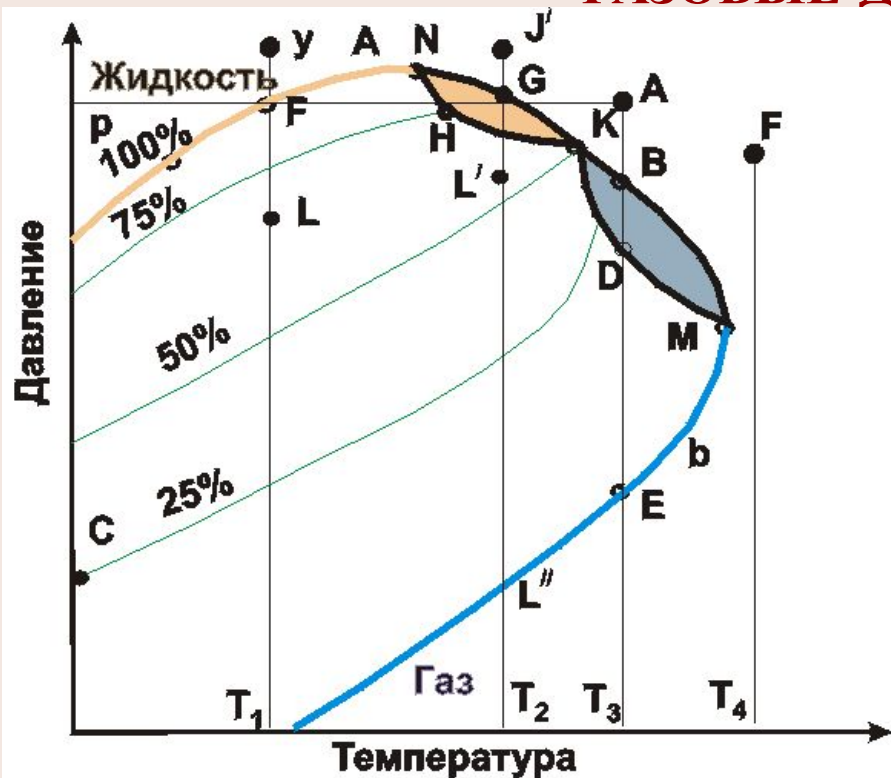


Рис.21. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

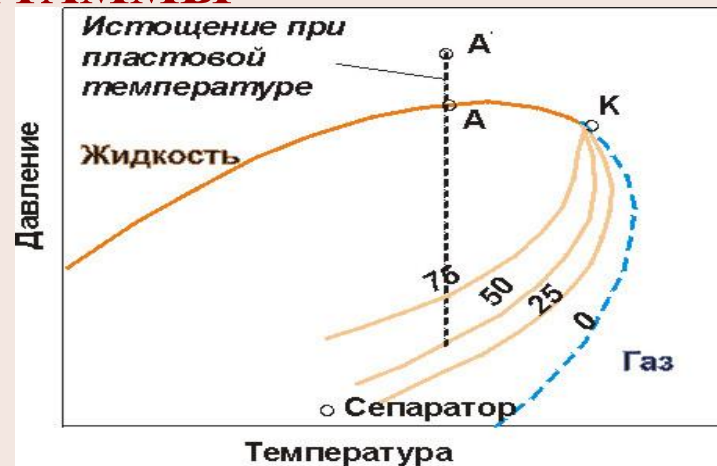


Рис.22. Фазовая диаграмма для нефти с низкой усадкой

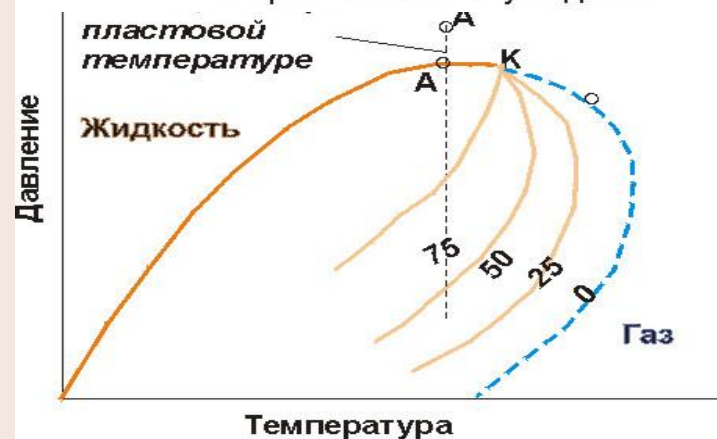


Рис.23. Фазовая диаграмма для нефти с высокой усадкой



МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ТЕЧЕНИЯ

**ПОНЯТИЕ
СПЛОШНОЙ
СРЕДЫ**

**ИЗОТЕРМИЧЕСКОЕ
ПРИБЛИЖЕНИЕ**

**ВРЕМЕННЫЕ
МОДЕЛИ**

**ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ
МОДЕЛИ**

**МОДЕЛИ ПО
СТЕПЕНИ
СЖИМАЕМОСТИ**

**МОДЕЛИ ПО ЧИСЛУ
ФАЗ**

**РЕОЛОГИЧЕСКИЕ
МОДЕЛИ**

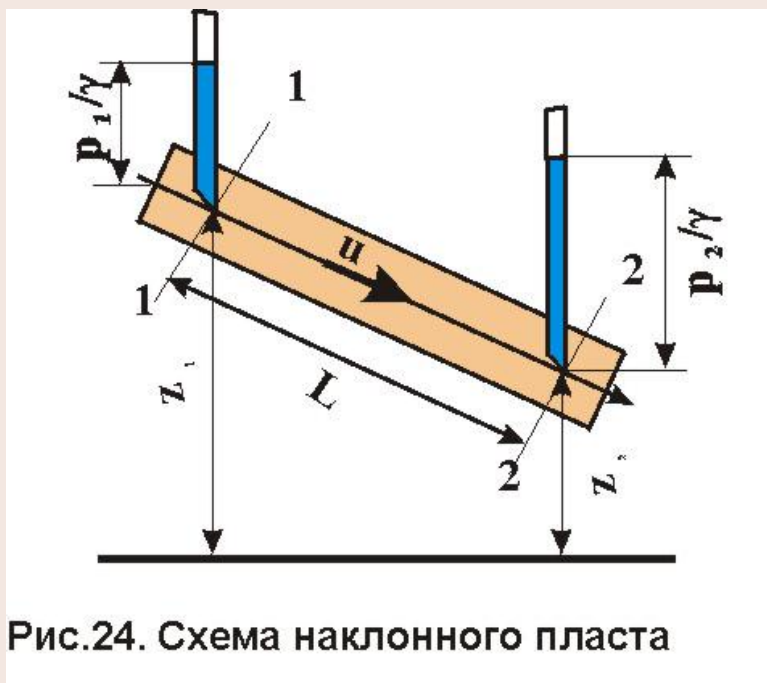
$$\tau_{xy} = \eta \frac{\partial u_x}{\partial y}$$

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

$$\mathbf{u} = \mathbf{w} \cdot \mathbf{m}$$

ЗАКОН ДАРСИ (ЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ)

$$\mathbf{u} = -c \cdot \text{grad}H \quad H = z + \frac{p}{\gamma}$$



$$u = -\frac{k\gamma}{\eta} \text{grad}H$$

$$u = -\frac{k}{\eta} \text{grad}p^*$$



ГРАНИЦЫ ПРИМЕНИМОСТИ ЗАКОНА ДАРСИ

ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА
ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА

$$Re = \frac{w a \rho}{\eta}$$

Формула Щелкачева

$$Re = \frac{10 a \rho \sqrt{k}}{m^{2,3} \eta},$$

$$Re_{кр} = 1-12$$

где $a = 10 \sqrt{k} / m^{2,3}$; $w = u$.

НИЖНЯЯ ГРАНИЦА

$$-\frac{dp}{dl} = \frac{\eta}{k} u + \tau, \quad u > 0,$$

$$-\frac{dp}{dl} \leq \tau_H, \quad u = 0.$$



НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ

СТЕПЕННОЙ

$$u = C \left(-\frac{dp}{dl} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad 1 \leq n \leq 2$$

**ДВУХЧЛЕННАЯ
ЗАВИСИМОСТЬ**

$$-\frac{dp}{dl} = Au + Bu^2.$$

$$A = \frac{\eta}{k}; \quad B = \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}}, \quad \beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} d^2}{mk}.$$



УРАВНЕНИЯ ТЕЧЕНИЯ

ПОТЕНЦИАЛ $\varphi = \int \frac{k\rho}{\eta} dp + C$

ЗАКОН ДАРСИ $\rho \vec{u} = -\text{grad}\varphi$

УРАВНЕНИЯ ЛАПЛАСА

$$\frac{\partial \rho m}{\partial t} = \Delta \varphi$$

$$\Delta \varphi = 0$$

ВИДЫ ОДНОМЕРНЫХ ПОТОКОВ

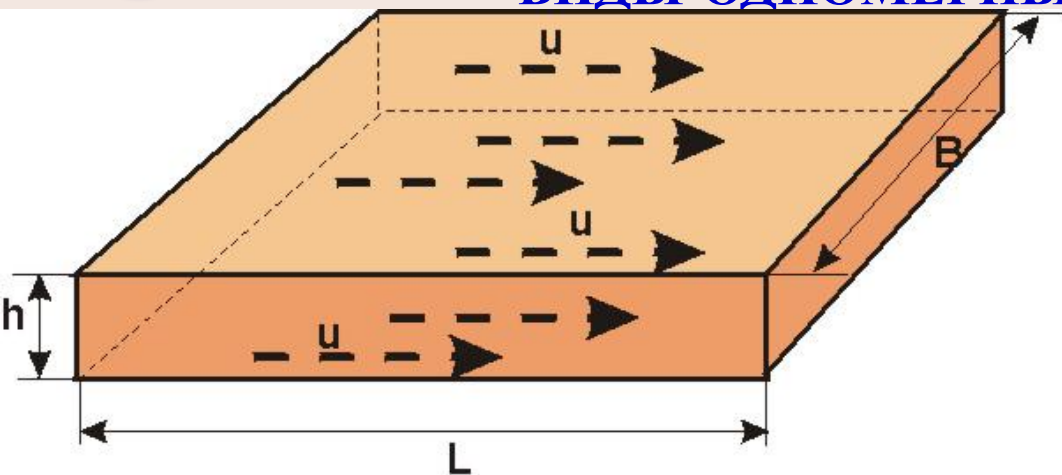
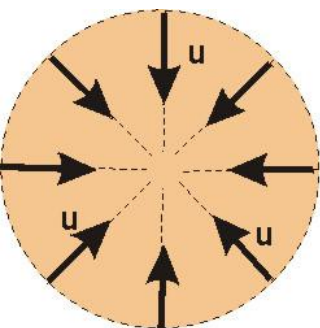
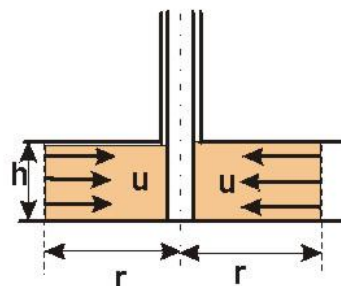


Рис.25. Схема прямолинейно-параллельного потока в пласте



a)



b)

Рис.26. Схема плоскорадиального потока в пласте
а) горизонтальное сечение
б) вертикальное сечение

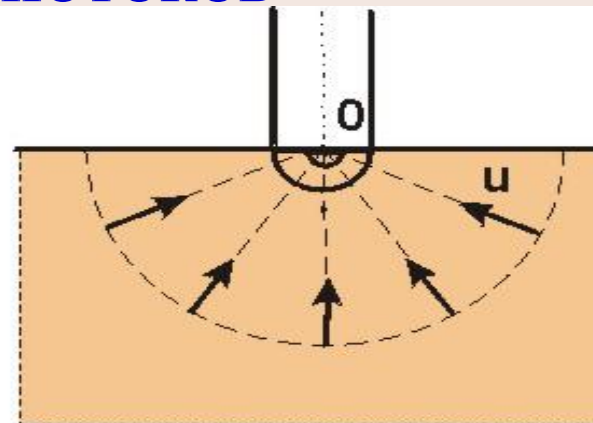


Рис. 27. Схема радиально-сферического фильтрационного потока



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ИСХОДНЫЕ УРАВНЕНИЯ

ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ФУНКЦИИ

$$\varphi = \varphi_K - \frac{\Delta\varphi_K}{\ln \bar{r}_K} \ln \frac{r_K}{r}, \quad \Delta\varphi_K = \varphi_K - \varphi_C; \quad \bar{r}_K = \frac{r_K}{r_C}$$

ПРИТОКА

$$G = 2\pi h \frac{\Delta\varphi_K}{\ln \bar{r}_K};$$

ИЗМЕНЕНИЯ ГРАДИЕНТА ПОТЕНЦИАЛА

$$\frac{d\varphi}{dr} = \frac{1}{r} \frac{\Delta\varphi_K}{\ln \bar{r}_K}$$



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ПОРИСТЫЙ ПЛАСТ)

ПОТЕНЦИАЛ $\varphi = \frac{k\rho}{\eta} p + C$

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

$$p = p_k - a_1 \cdot \ln \frac{r_k}{r}, \quad \text{где } a_1 = \frac{\Delta p_k}{\ln \bar{r}_k};$$

ОБЪЁМНЫЙ ДЕБИТ (ФОРМУЛА ДЮПЮИ)

$$Q = \frac{2\pi hk}{\eta} a_1 = \frac{2\pi hk}{\eta} \frac{\Delta p_k}{\ln \bar{r}_k}$$

ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ

$$\frac{dp}{dr} = \frac{a_1}{r};$$

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

$$u = \frac{Q}{2\pi hr} = \frac{k}{\eta} a_1 \frac{1}{r};$$



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ПОРИСТЫЙ ПЛАСТ)

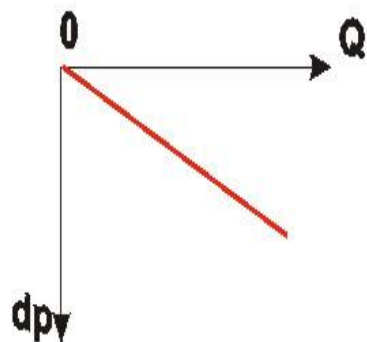


Рис.28. Индикаторная диаграмма плоскорадиального потока несжимаемой жидкости по закону Дарси

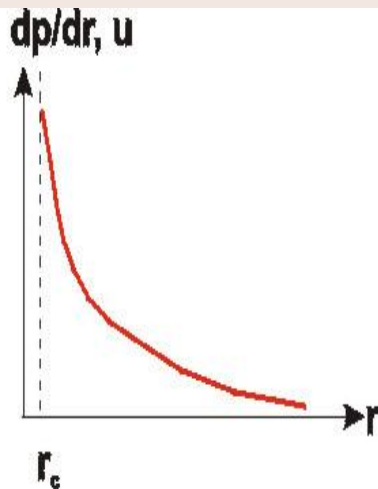


Рис.29. График зависимости градиента давления и скорости фильтрации от расстояния до центра скважины

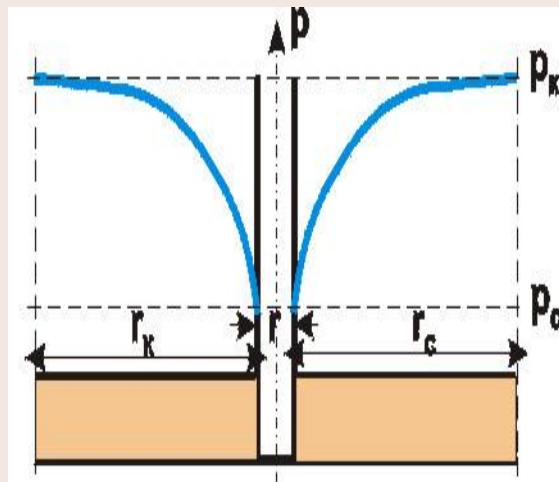


Рис.30. График распределения давления в плоскорадиальном фильтрационном потоке



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ТРЕЩИНОВАТЫЙ ПЛАСТ)

ПОТЕНЦИАЛ

$$\varphi = \frac{k_T^0 \rho}{4\eta \beta^*} \left[1 - \beta^* (p_K - p) \right]^4 + C$$

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

$$p = p_K - \frac{1 - \sqrt[4]{\Lambda}}{\beta},$$

$$\text{где } \Lambda = 1 - \frac{a_2}{\ln \bar{r}_K} \ln \frac{r_K}{r},$$

$$a_2 = \left[1 - \left(1 - \beta^* \Delta p_K \right)^4 \right]$$

ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ

$$\frac{dp}{dr} = \frac{a_2}{4r} \cdot \frac{1}{\ln \bar{r}_K \left[1 - \beta^* (p_K - p) \right]^3};$$



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ТРЕЩИНОВАТЫЙ ПЛАСТ)

ОБЪЁМНЫЙ ДЕБИТ (ФОРМУЛА ДЮПЮИ)

$$Q = \pm \frac{\pi h k_T^0}{2\eta\beta^* \ln \bar{r}_k} a^2$$

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

$$u = \frac{Q}{2\pi hr} = \frac{k}{4\eta\beta^*} a^2 \frac{1}{r};$$

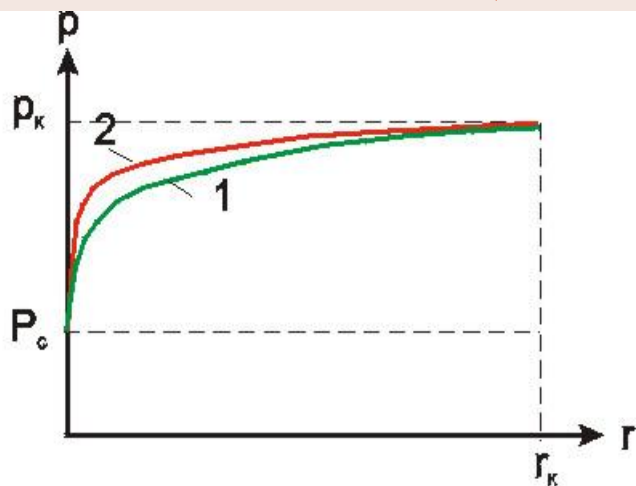


Рис.31. Кривые распределения давления:
1 - в пористом пласте;
2 - в трещиноватом пласте

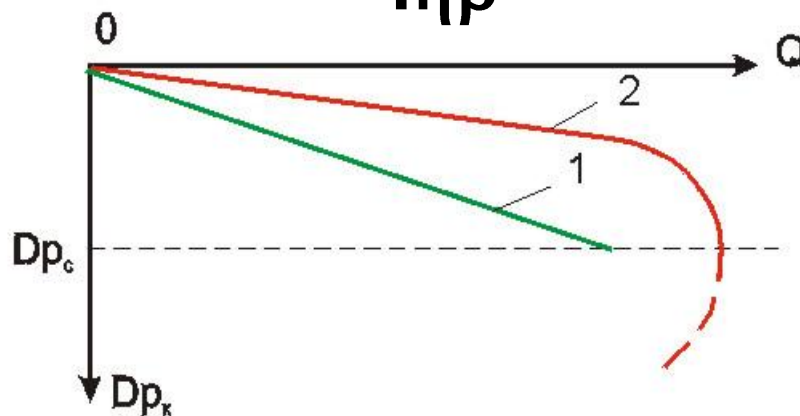


Рис.32. Индикаторные кривые
1 - в пористом пласте;
2 - в трещиноватом пласте



ПОДЗЕМНАЯ НЕФТЕГИДРОДИНАМИКА



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ МЕНЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ГАЗИРОВАННАЯ НЕФТЬ)

$$Q = \frac{2\pi b k_{ж} (p_k - p_c)}{\mu_{ж} \ln \frac{r_k}{r_c}}$$



Сравнительная величина дебитов в случае газированной жидкости при различных газовых факторах

Рис. 33. Индикаторные кривые
1 - идеальная газированная нефть
2 - реальная газированная нефть

Газовый фактор Г, М³/М³	Фазовая относительная проницаемость К' (s)		Отношение объемного дебита жидкой фазы к дебиту однофазной жидкости, %	Отношение объемного дебита газа к дебиту газа в однофазном потоке, %
	Р _к =100 кгс/см²	Р _с =50 кгс/см²		
200	0.698	0.583	64.4	1.71
400	0,573	0.471	52.4	2,80
600	0,535	0,409	47.6	3,80



ПОДЗЕМНАЯ НЕФТЕГИДРОДИНАМИКА



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ МЕНЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ГАЗИРОВАННАЯ НЕФТЬ)

$$Q = \frac{2\pi b k_{ж} (p_k - p_c)}{\mu_{ж} \ln \frac{r_k}{r_c}}$$



Сравнительная величина дебитов в случае газированной жидкости при различных газовых факторах

Рис. 33. Индикаторные кривые
1 - идеальная газированная нефть
2 - реальная газированная нефть

Газовый фактор Г, М³/М³	Фазовая относительная проницаемость К' (s)		Отношение объемного дебита жидкой фазы к дебиту однофазной жидкости, %	Отношение объемного дебита газа к дебиту газа в однофазном потоке, %
	Р _к =100 кгс/см²	Р _с =50 кгс/см²		
200	0.698	0.583	64.4	1.71
400	0,573	0.471	52.4	2,80
600	0,535	0,409	47.6	3,80



АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО НЕЛИНЕЙНОМУ ЗАКОНУ ПРИТОК НЕФТИ В ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

ИНДИКАТОРНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ

ДВУХЧЛЕННАЯ $p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)$

ВОГЕЛЯ $Q = Q_{\max} \left[1 - (1 - v_c) \frac{p_c}{p_k} - v_c \frac{p_c^2}{p_k^2} \right]$

ФЕДКОВИЧА $Q = F_c (p_k^2 - p_c^2)^{F_e}$



ВЛИЯНИЕ РАДИУСА СКВАЖИНЫ НА ЕЁ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Закон фильтрации	Тип потока	
	плоско-радиальный	радиально-сферический
Дарси	$y = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln x}$	$y=x$
Краснопольского	$y = \sqrt{x}$	$y = \sqrt{x^3}$

$$y = \frac{G}{G'}; \quad x = \frac{r_c}{r'_c}$$