



# ФИЗИКА ПЛАСТА

Обучающий модуль для молодых специалистов





## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

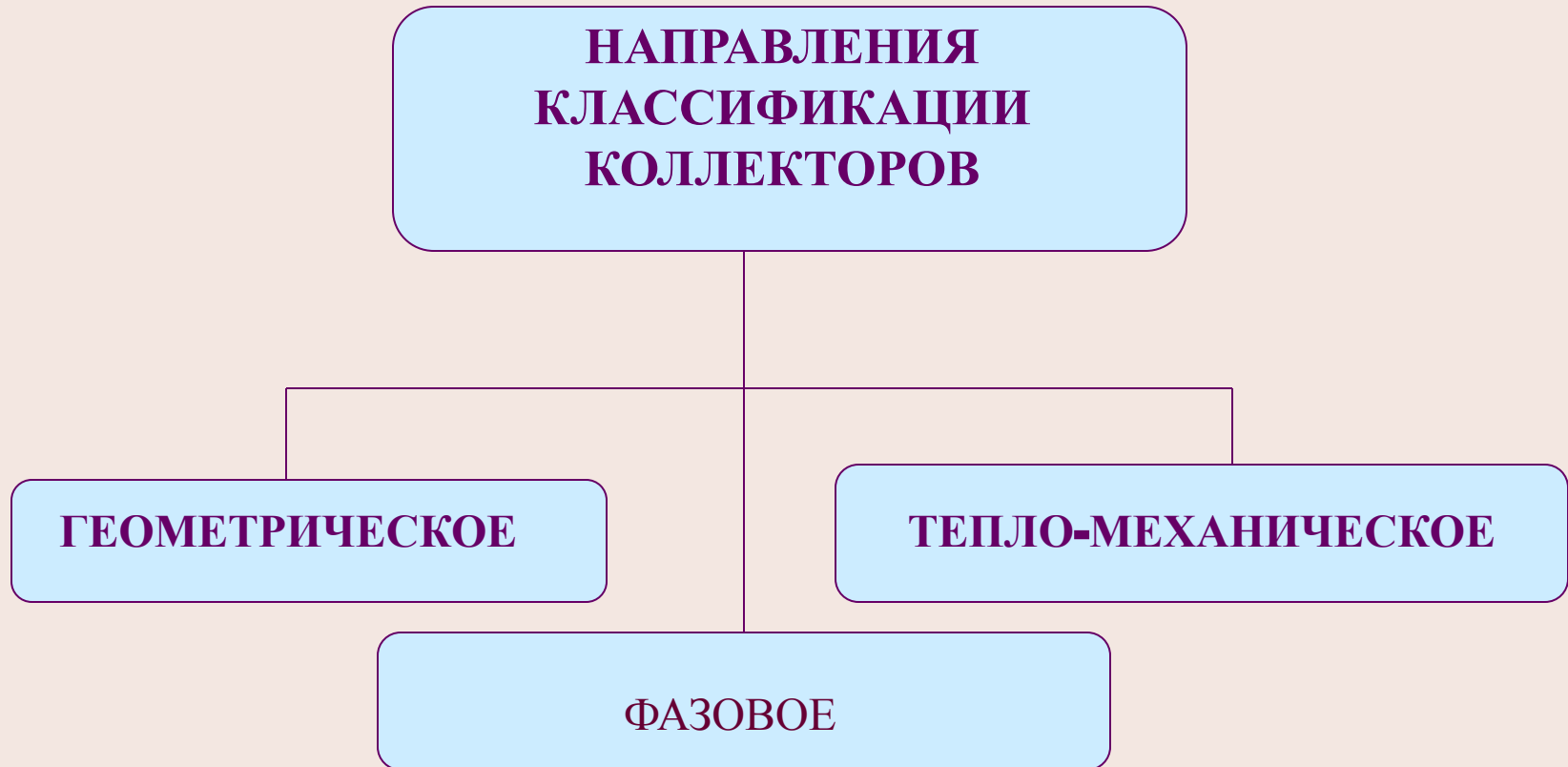
**ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОДИНАМИКА** - наука, изучающая движение флюидов через горные породы, имеющие пустоты, одни из которых называют порами, другие трещинами.

**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



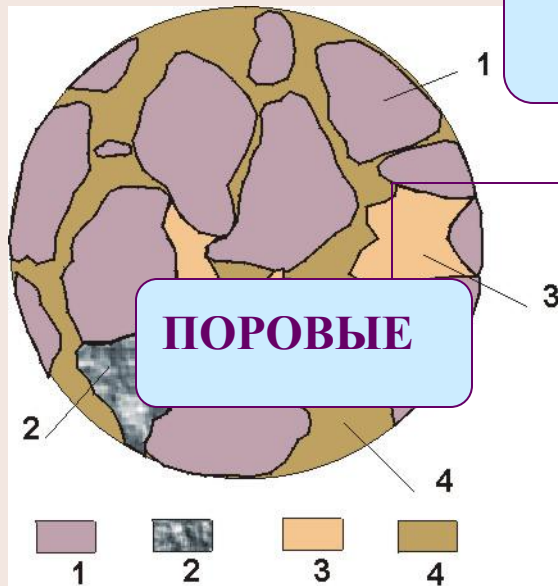
## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ





## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

### ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ



**ПОРОВЫЕ**

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

**ТРЕЩИНОВАТЫЕ**

**СМЕШАННЫЕ**

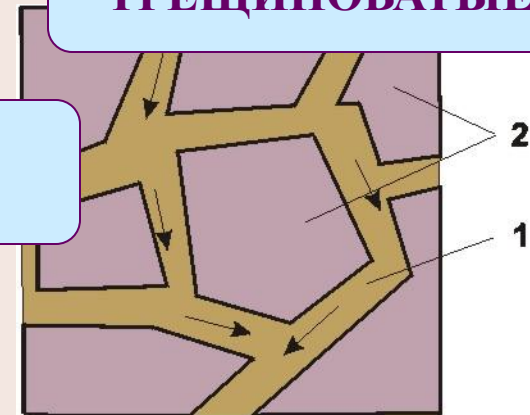


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды  
1 - трещины; 2 - пористые блоки



## 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

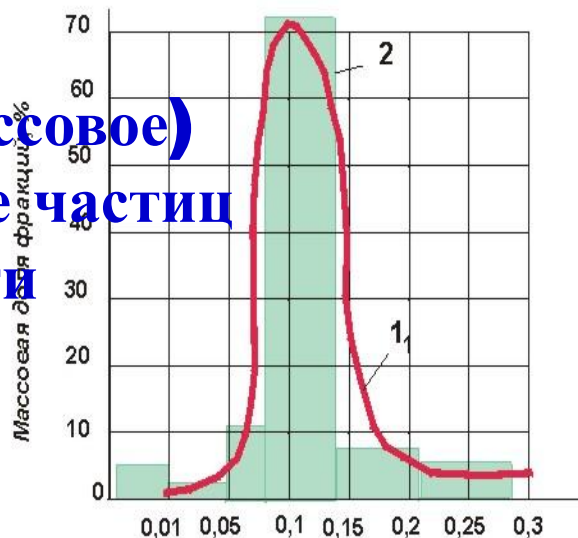


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)

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).

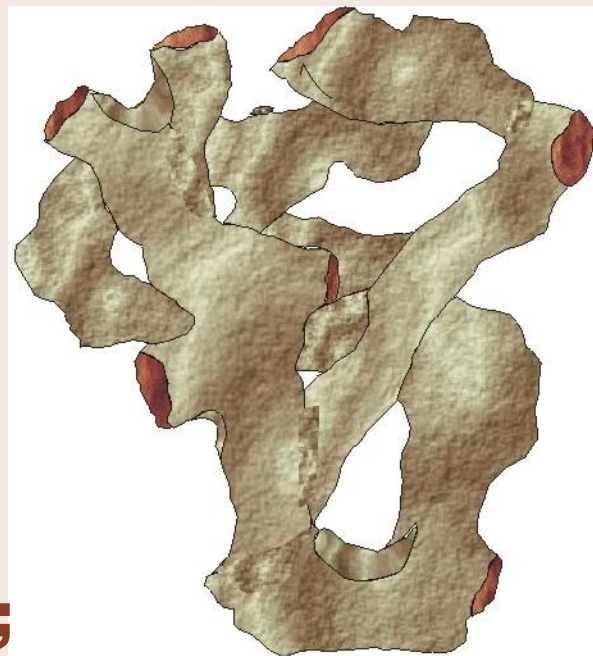


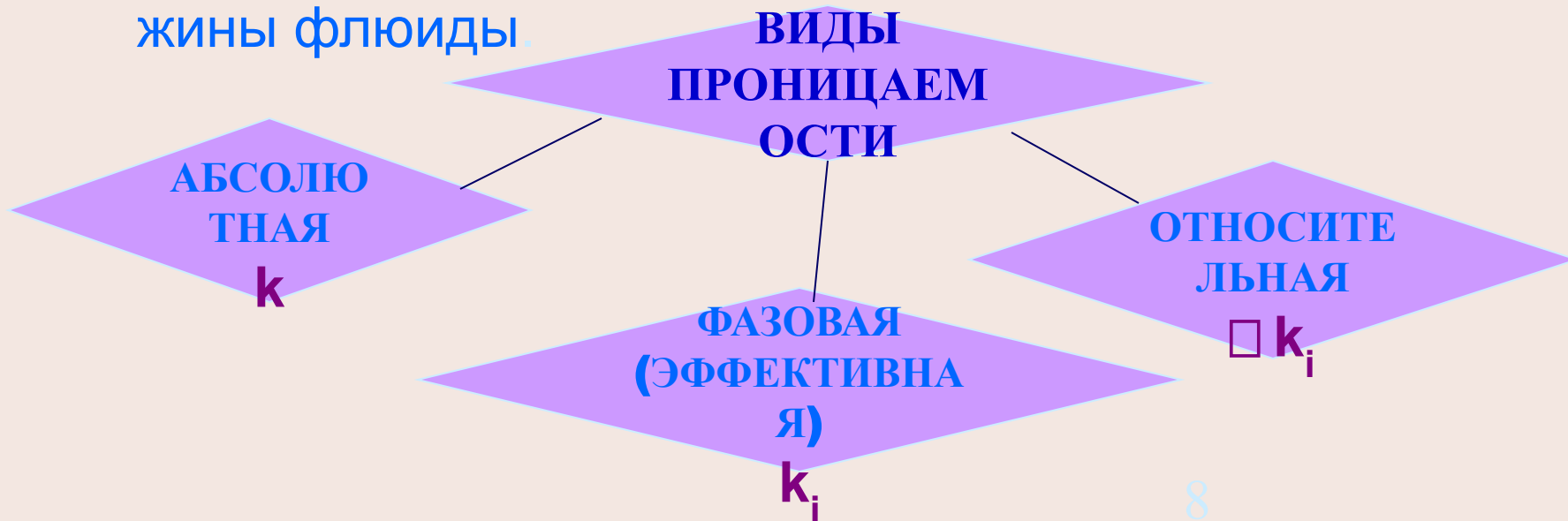
Рис.5. Слпок поровых каналов цементированного песчаника



**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.  $\frac{1}{м}$**

**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 $\delta_T$

Ширина трещины

$$m_T = \alpha_T \Gamma \delta_T,$$

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



## ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД

Параметры деформируемого состояния:  $E$  –модуль Юнга,  $\nu$  - коэффициент Пуассона;  $G$  – модуль сдвига;  $\beta$ -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

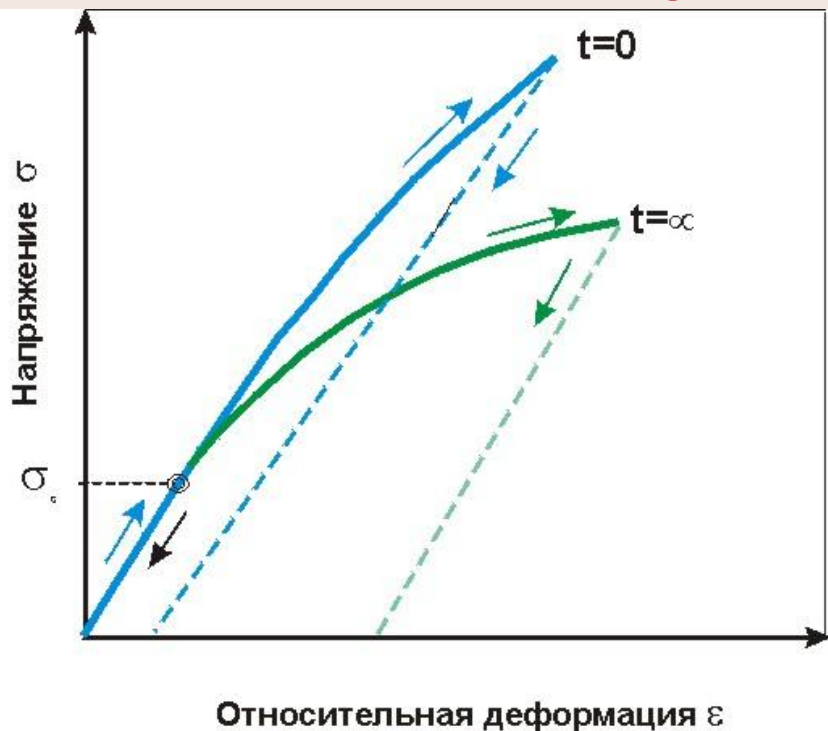


Рис.6. Схематическая зависимость деформации от напряжения для глинистого сланца

**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

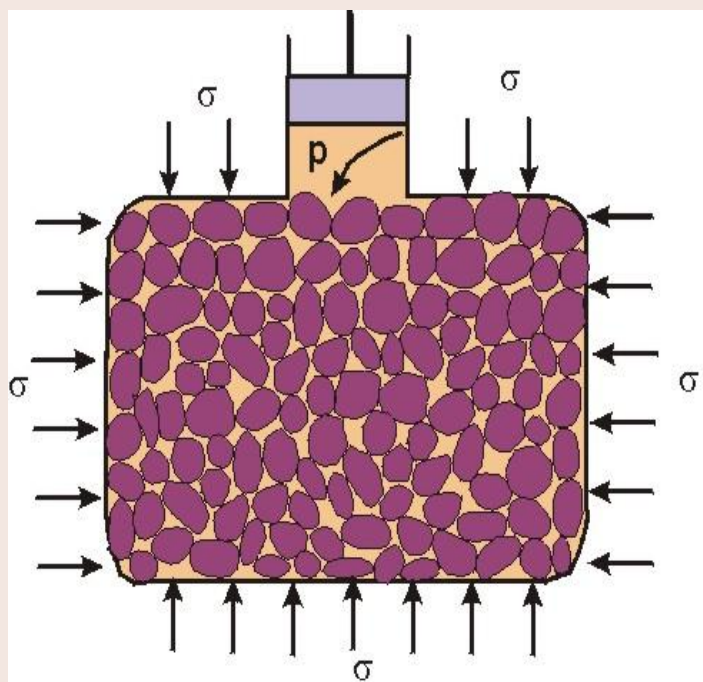


Рис.7. Схема проявления горного и эффективного давлений в породе

#### 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  $\alpha$  находится в интервале -1,25+ -1,8.



## ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

#### ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

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

**УДЕЛЬНАЯ  
ТЕПЛОЁМКОСТЬ  $c$**

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

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

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

**КОЭФФИЦИЕНТ  
ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ  $\lambda$**

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

**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/СМ<sup>2</sup>*



## СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

### СМАЧИВАЕМОСТЬ

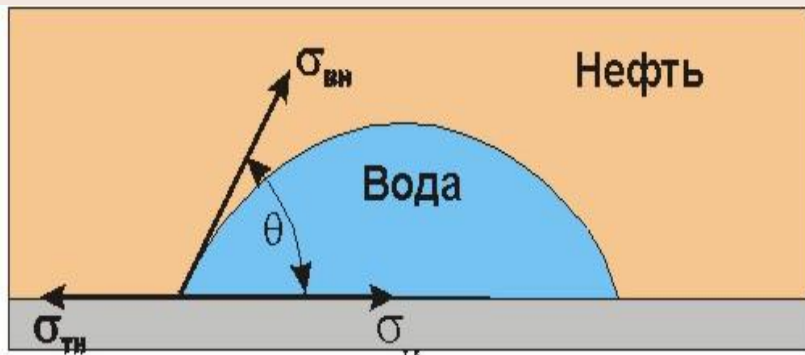
#### АДГЕЗИОННОЕ НАТЯЖЕНИЕ

$$A_H = \sigma_{ТН} - \sigma_{ТВ} = \sigma_{ВН} \cos \theta_{ВН}$$

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

или

гидрофобной ( $\theta < 0$ ).



$$\cos \theta = (\sigma_{ТН} - \sigma_{ТВ}) / \sigma_{ВН}$$

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



## СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

### ПОДЪЁМ ЖИДКОСТИ В КАПИЛЛЯРАХ

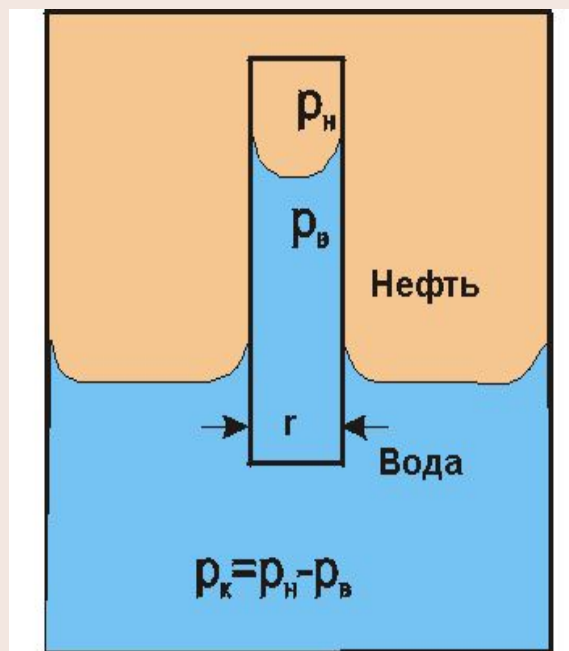


Рис. 9. Капиллярное давление на границе раздела вода - нефть

### 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:

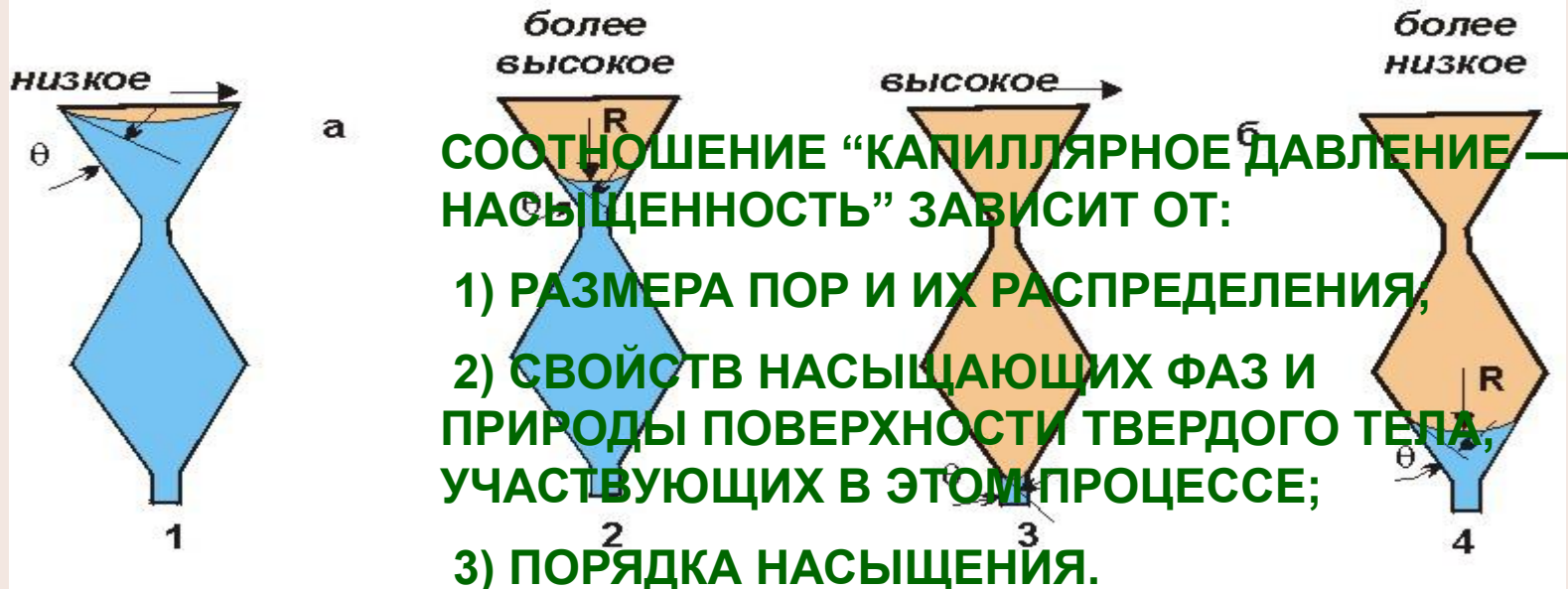


Рис.10. Зависимость равновесной насыщенности поры переменного размера от порядка насыщения.

а - дренирование; б - впитывание (угол смачивания  $\theta$  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 $\sigma_i$ , ЭФФЕКТИВНАЯ $k_i$ И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ $\square k_i$

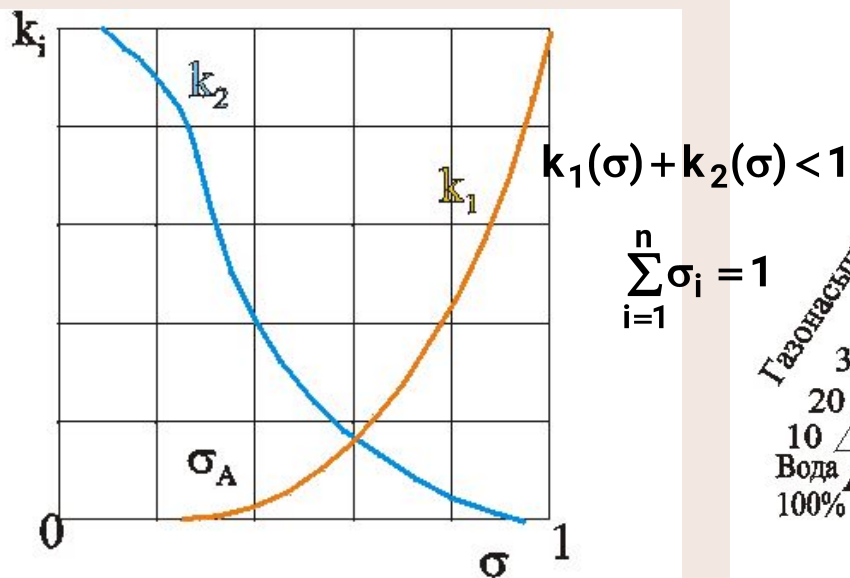


Рис.11. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности  $\sigma$   
 $k_1$ - нефть,  $k_2$ - вода

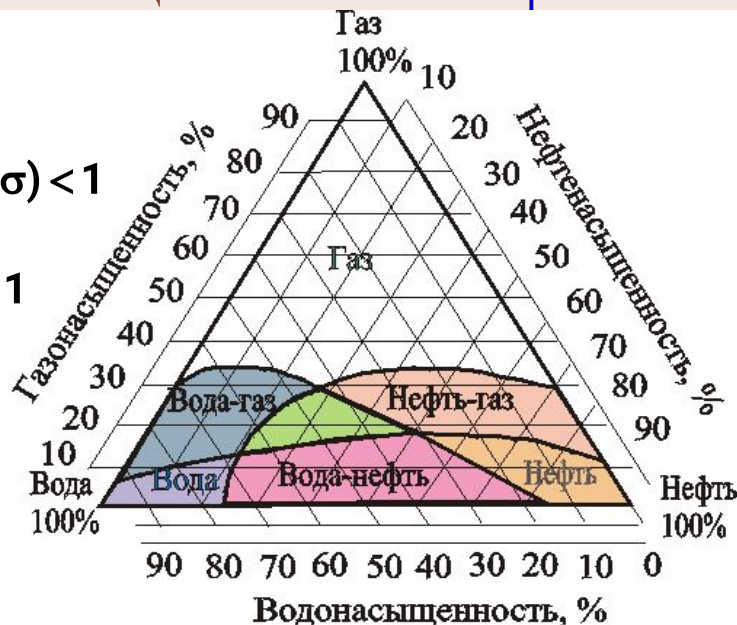


Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трёхфазном движении

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



## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

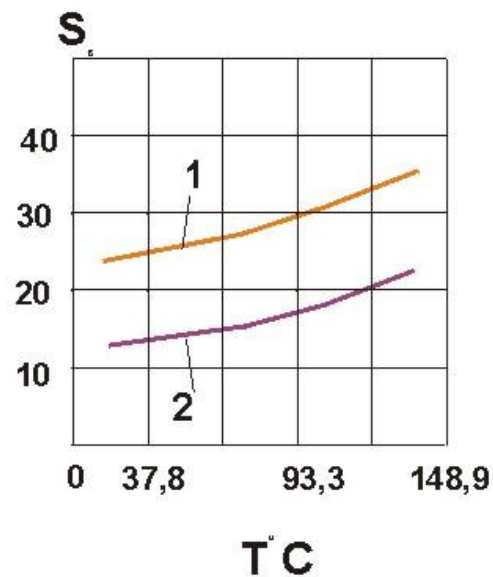
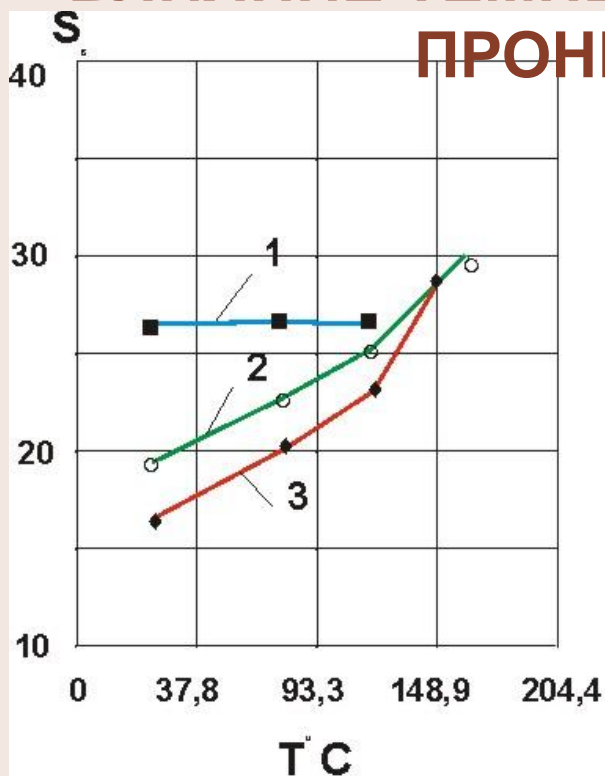


Рис.13. Зависимость водонасыщенности  $S_w$  (в %) от температуры  
1 - известняк; 2 - песчаник БАНДЕРА; 3 - песчаник БЕРЕА

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**

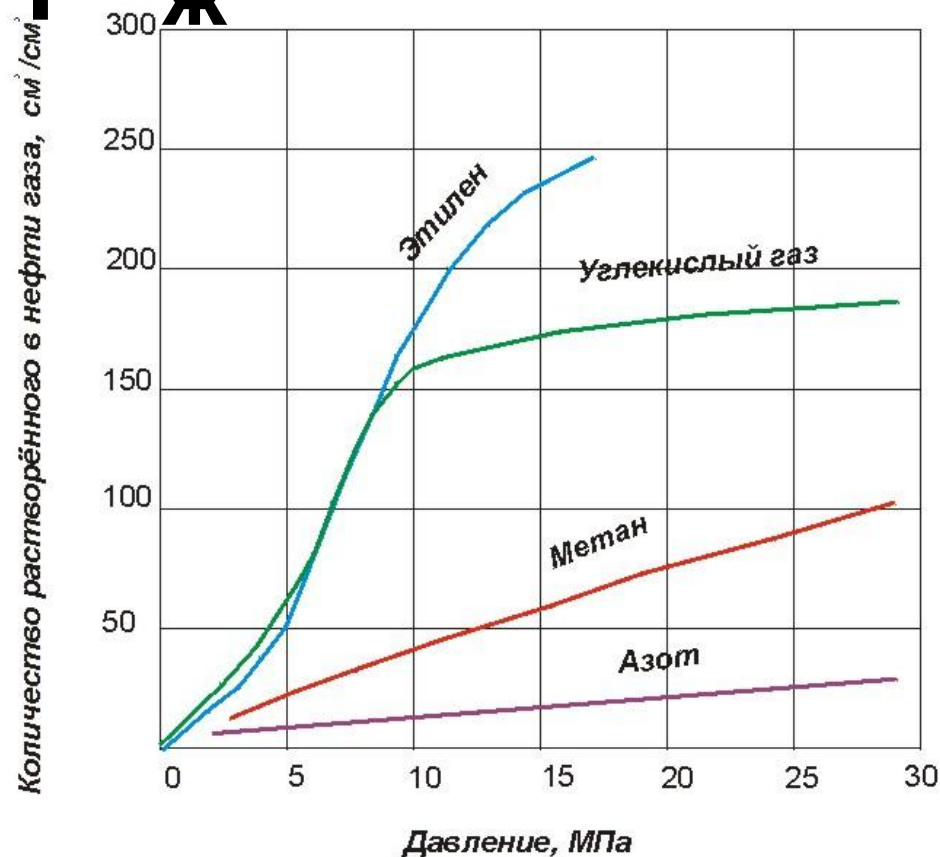


Рис.15. Изотермы растворимости газов в нефти при температуре 50° С



## 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

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

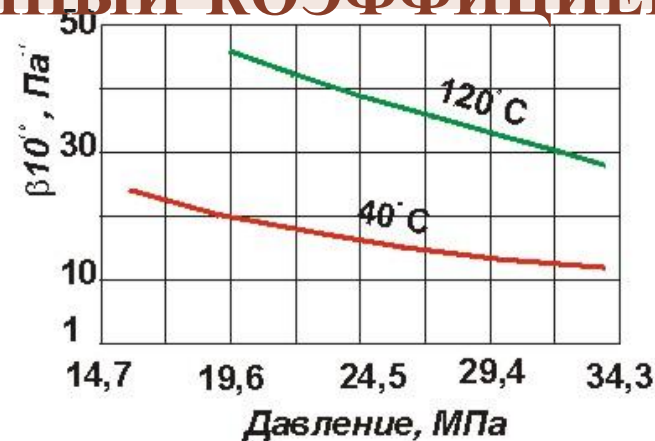


Рис.16. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления и температуры

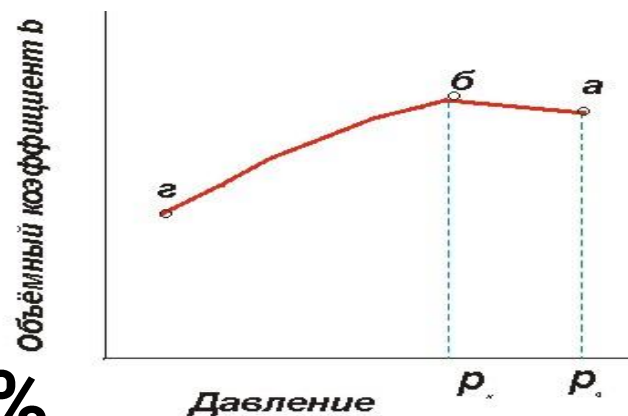


Рис.17. Зависимость объёмного коэффициента от давления для недонасыщенной нефти



## ПЛОТНОСТЬ

## ВЯЗКОСТЬ

## ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

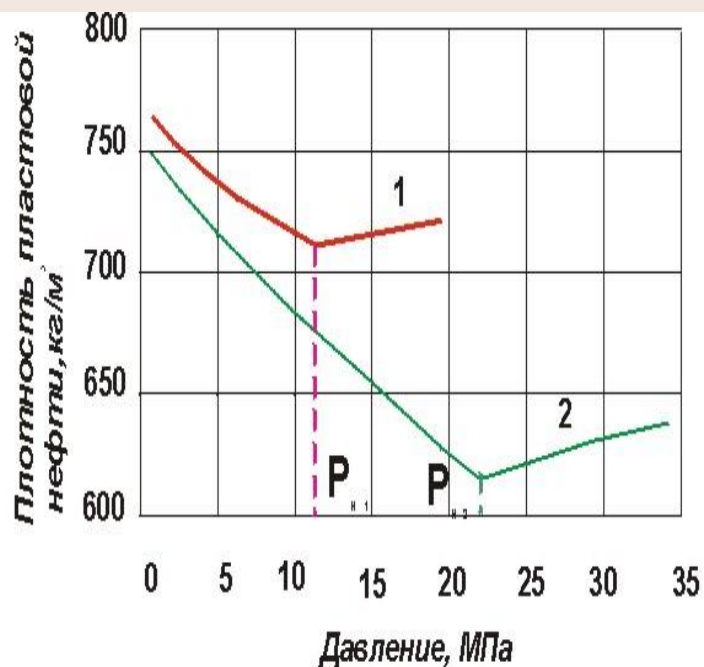


Рис.18. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа  
1 -Ахтырское месторождение,  $t=70^{\circ}\text{C}$ ;  
2-Новодмитриевское месторождение,  $t=70^{\circ}\text{C}$

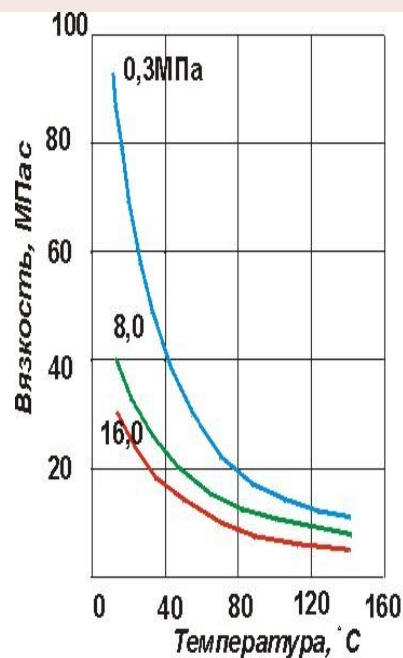


Рис.19. Влияние температуры на вязкость

Цифры у кривых - давление насыщения нефти газом

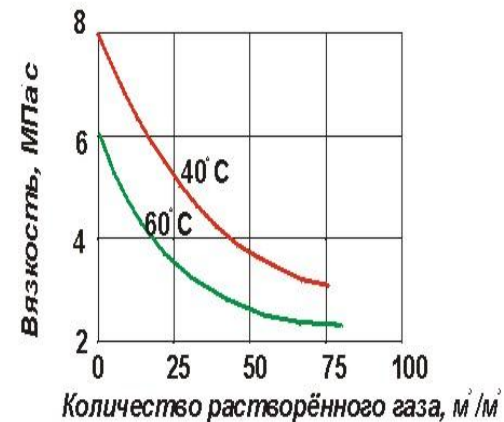


Рис.20. Изменение вязкости нефти при насыщении её газом

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

$$\beta_{\text{вг}} = \beta_V (1 + 0,05S)$$

ОБЪЁМНЫЙ  
КОЭФФИЦИЕНТ  
ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

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



## ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ФАЗОВЫЕ ДИАГРАММЫ

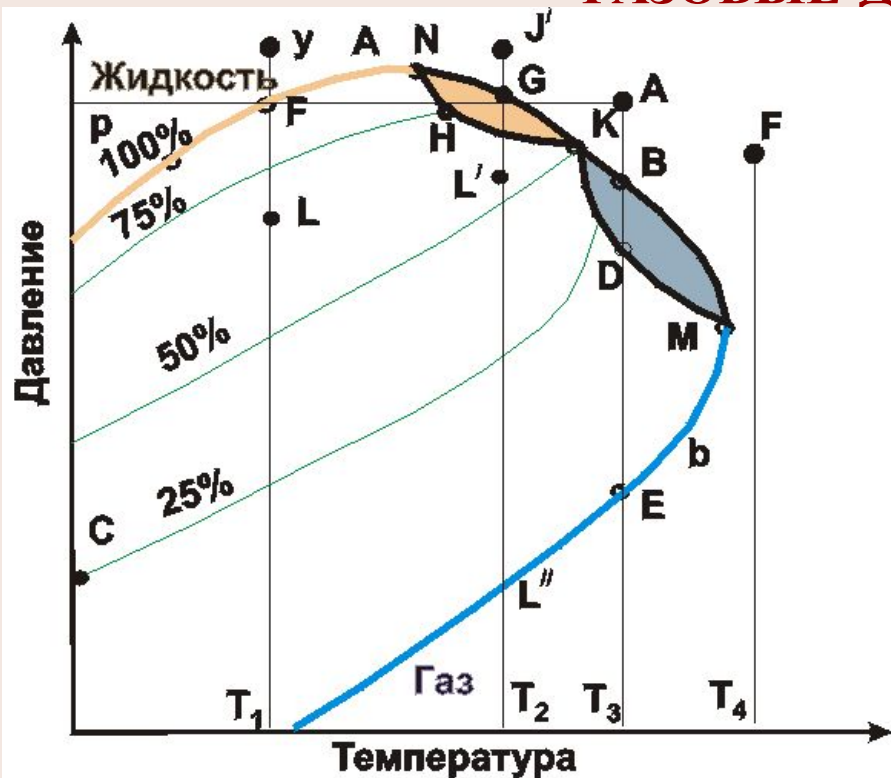


Рис.21. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

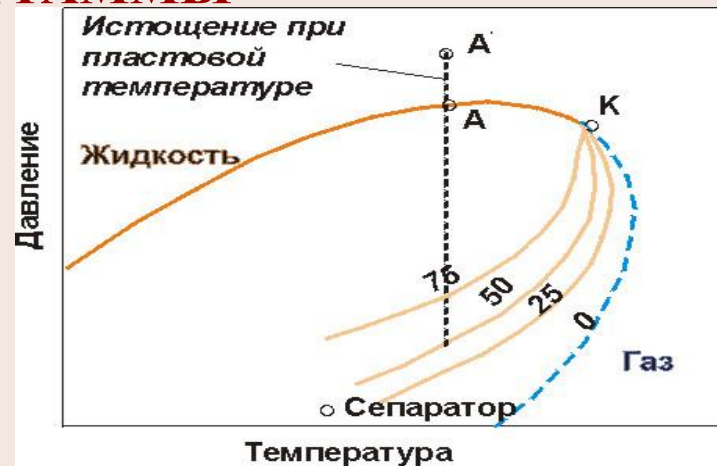


Рис.22. Фазовая диаграмма для нефти с низкой усадкой

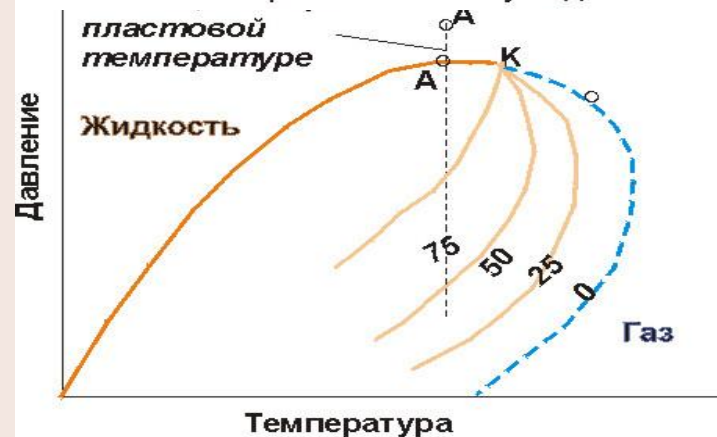


Рис.23. Фазовая диаграмма для нефти с высокой усадкой



## 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)

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

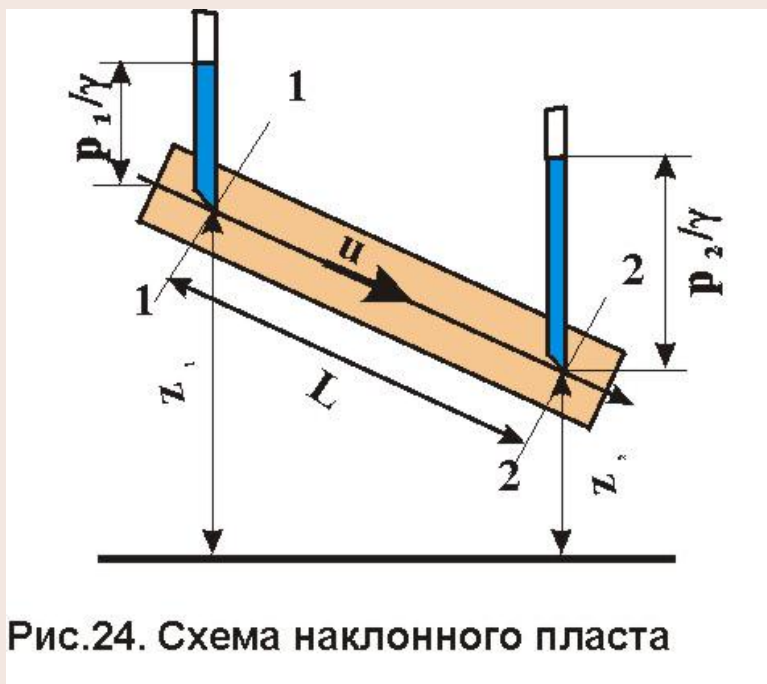


Рис.24. Схема наклонного пласта

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

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





## 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

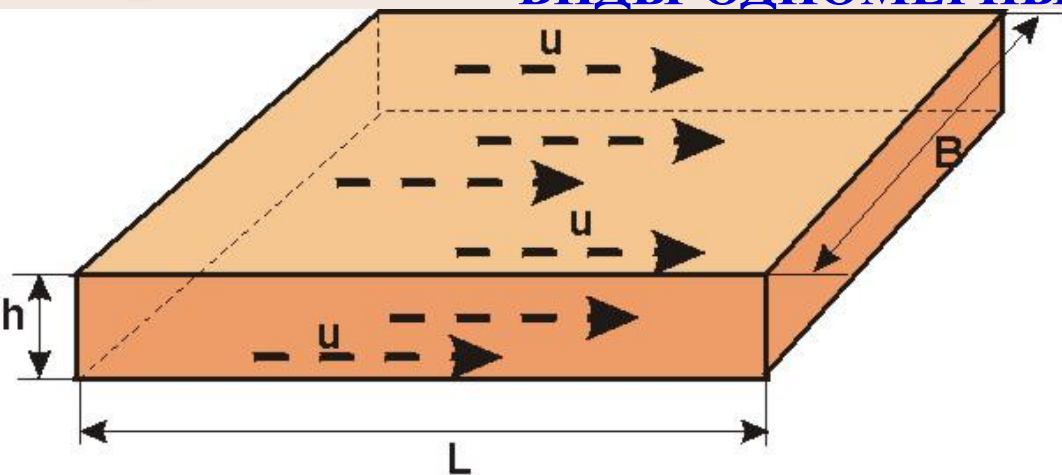
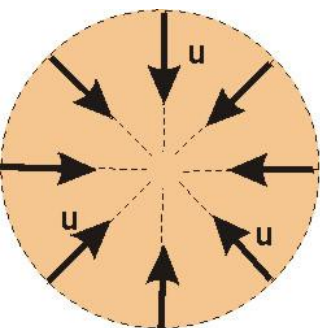
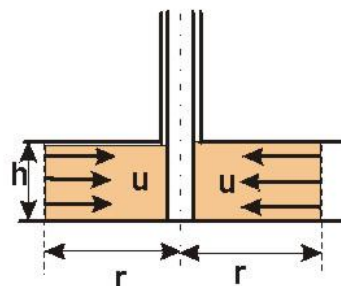


Рис.25. Схема прямолинейно-параллельного потока в пласте



a)



b)

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

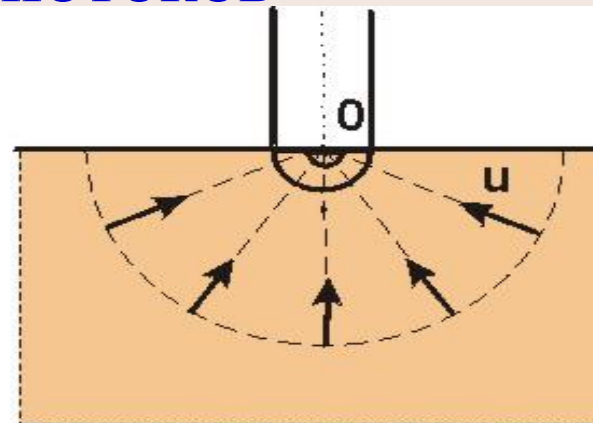


Рис. 27. Схема радиально-сферического фильтрационного потока



## 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)

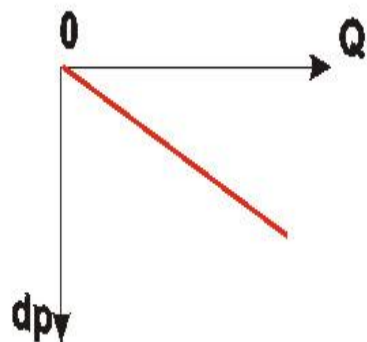


Рис.28. Индикаторная диаграмма плоскорадиального потока несжимаемой жидкости по закону Дарси

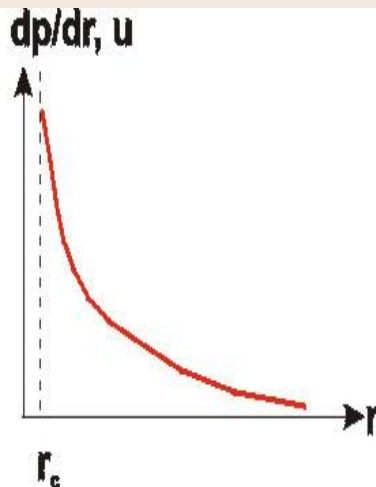


Рис.29. График зависимости градиента давления и скорости фильтрации от расстояния до центра скважины

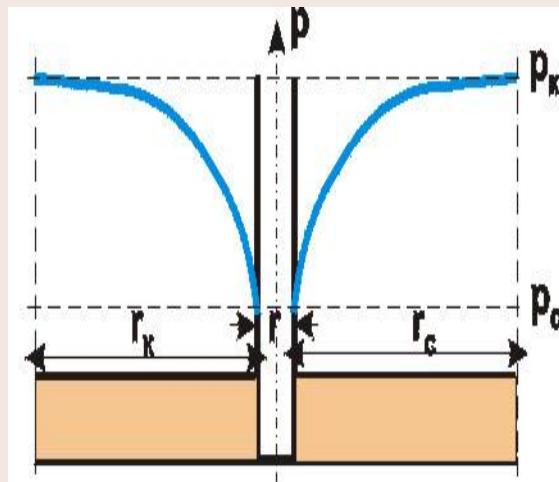


Рис.30. График распределения давления в плоскорадиальном фильтрационном потоке



## 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**

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

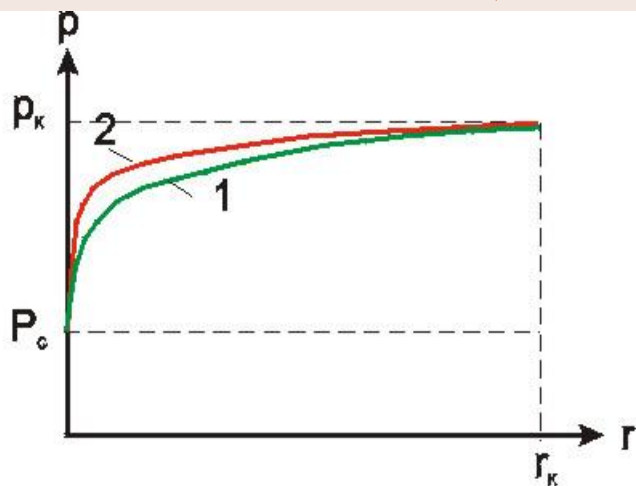


Рис.31. Кривые распределения давления:  
1 - в пористом пласте;  
2 - в трещиноватом пласте

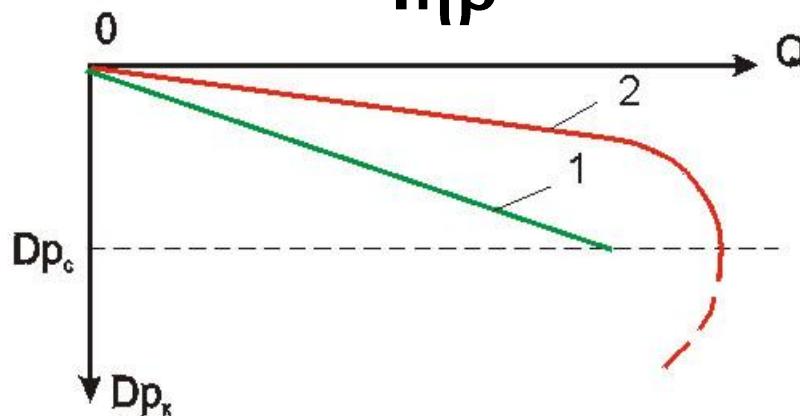


Рис.32. Индикаторные кривые  
1 - в пористом пласте;  
2 - в трещиноватом пласте



# 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 <sub>к</sub> =100 кгс/см²	Р <sub>с</sub> =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 <sub>к</sub> =100 кгс/см²	Р <sub>с</sub> =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	$y = \sqrt{x}$	$y = \sqrt{x^3}$

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