



# ФИЗИКА ПЛАСТА

Обучающий модуль для молодых  
специалистов





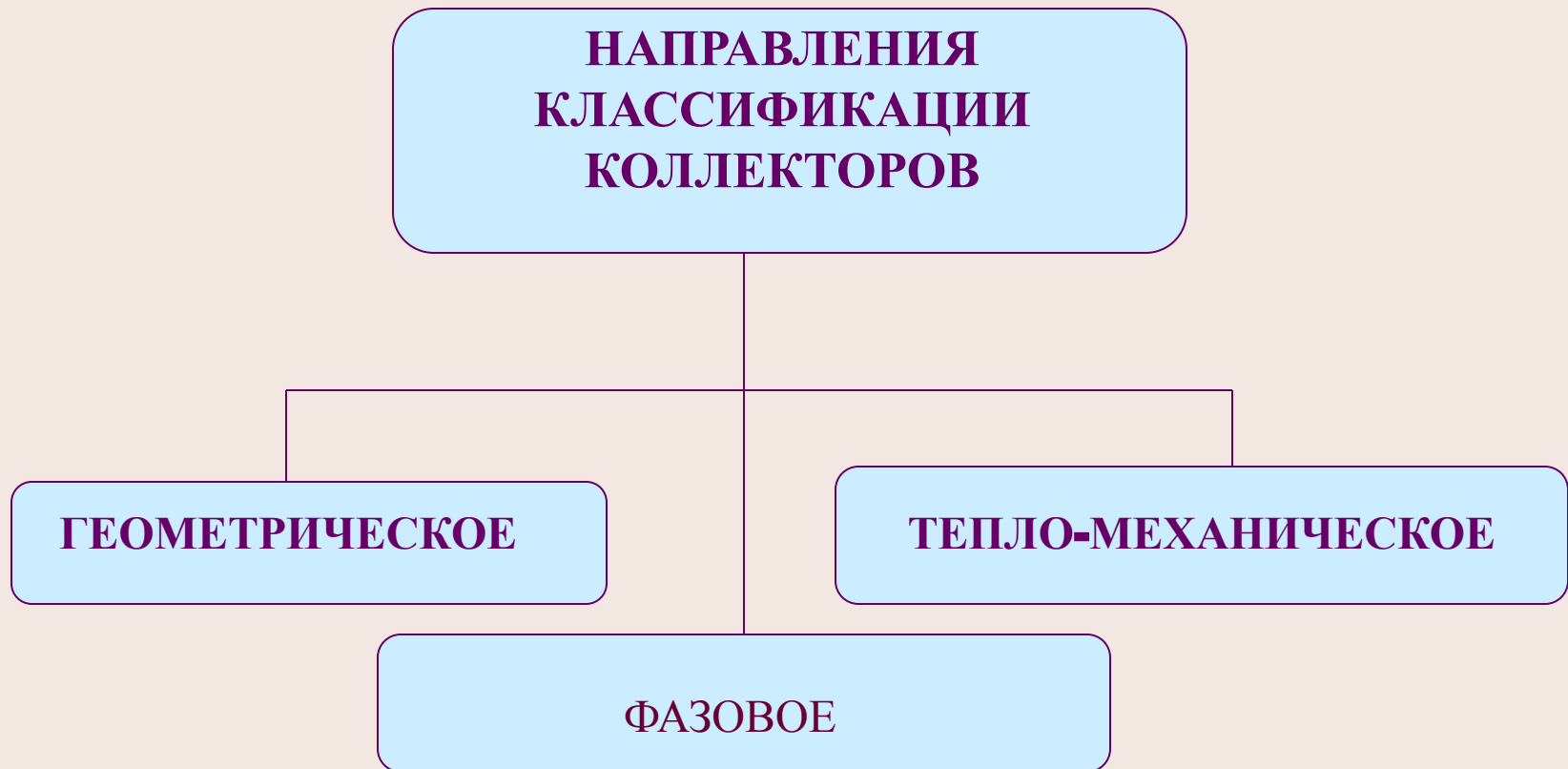
## ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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



## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ





## ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

### ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ

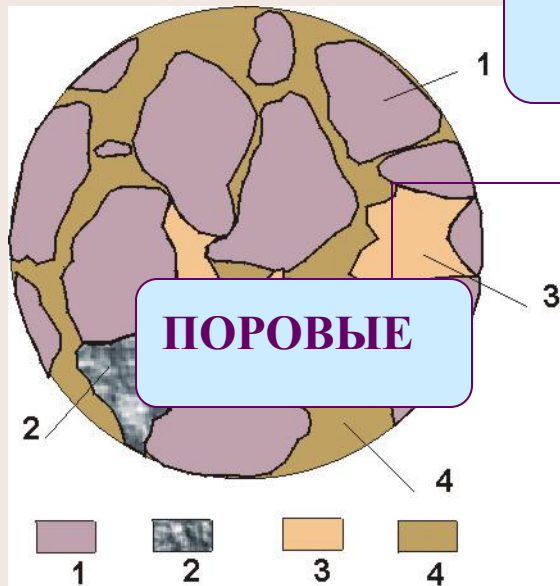


Рис.1. Шлиф пористого коллектора

1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-пористое пространство

### ТРЕЩИНОВАТЫЕ

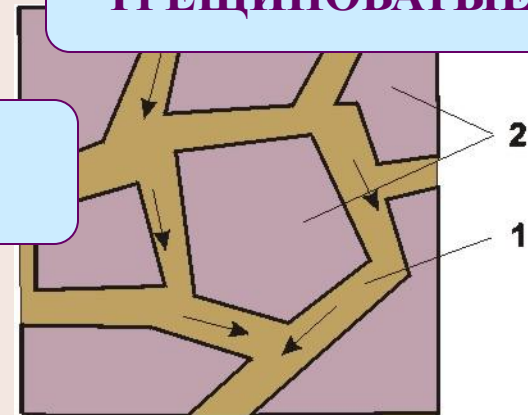


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды

1 - трещины; 2 - пористые блоки

### СМЕШАННЫЕ



## ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОРИСТЫХ КЛЕКТОРОВ

### ФИЗИКА ПЛАСТА

**ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ  
СОСТАВ**

**ПОРИСТОСТЬ**

**УДЕЛЬНАЯ  
ПОВЕРХНОСТЬ**

**ПРОНИЦАЕМОСТЬ**

## ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ



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

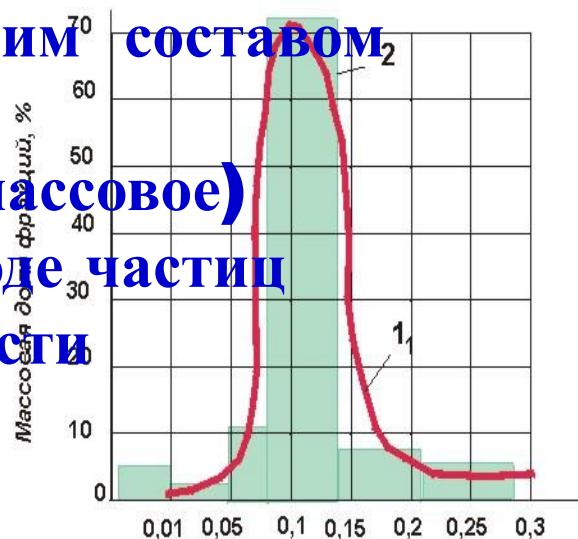


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)

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

$$m_p = V_p / V$$

ПОЛНАЯ

$$m_{от} = V_{от.п} / V$$

ОТКРЫТАЯ

ДИНАМИЧЕСКАЯ

$$m_d = V_{д.п} / V$$

## 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).



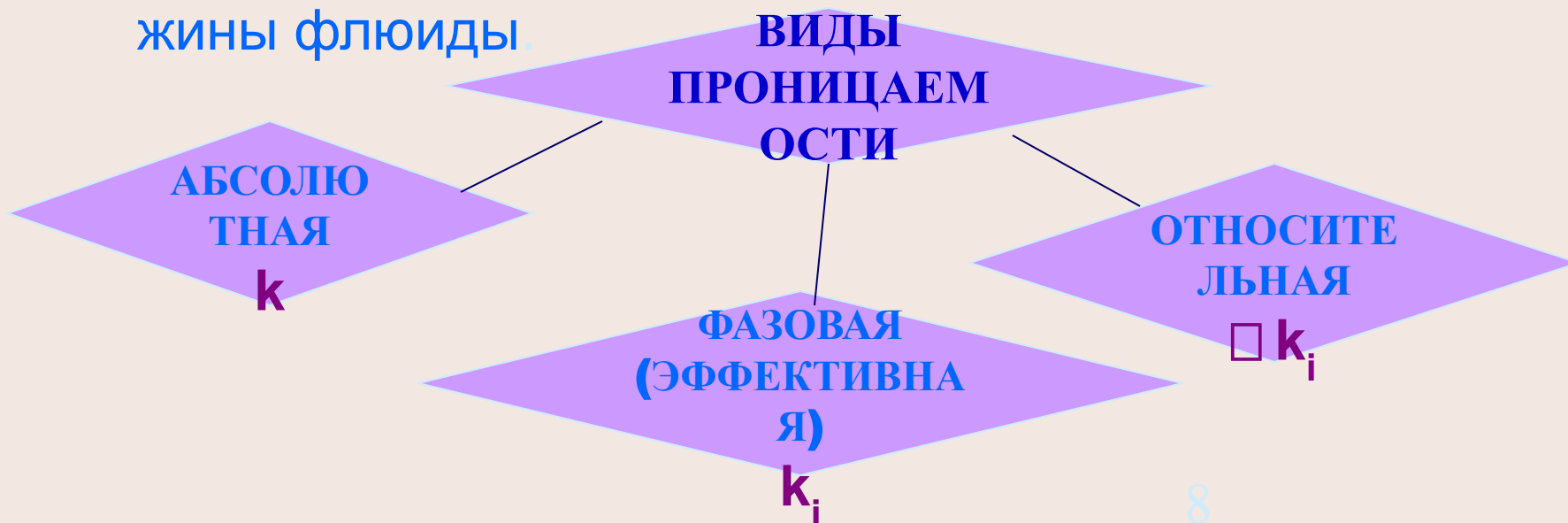
Рис.5. Слепок поровых каналов сцементированного песчаника



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

**Среднее значение  $S_{уд}$  для нефтесодержащих пород изменяется в пределах 40 тыс. м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> - 230 тыс. м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>.**

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



**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.



## 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

$$m_T = \alpha \Gamma_T \delta_T,$$

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



## ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД

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

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

### 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

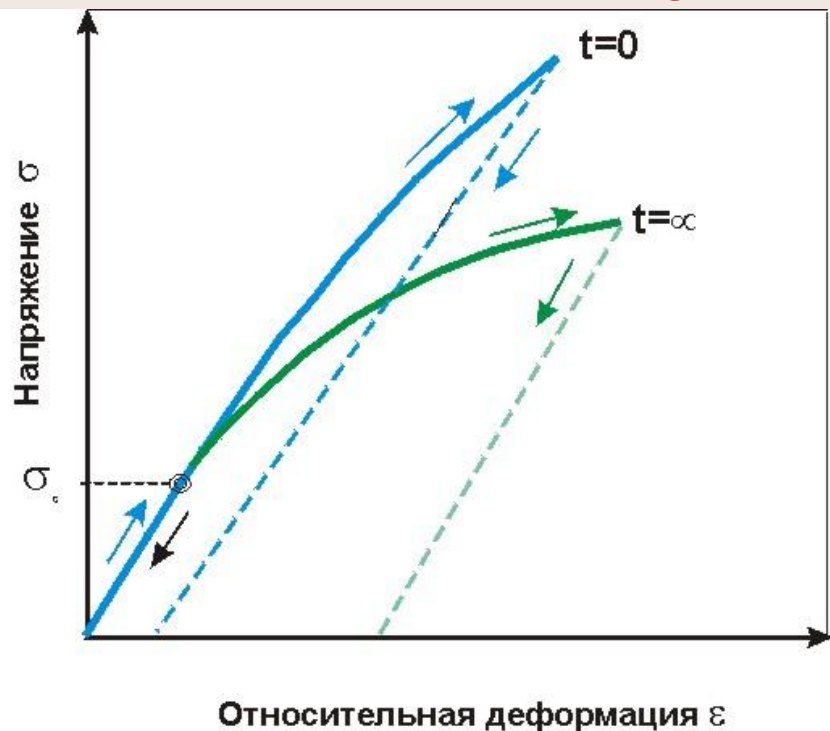


Рис.6. Схематическая зависимость деформации от напряжения для глинистого сланца

**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

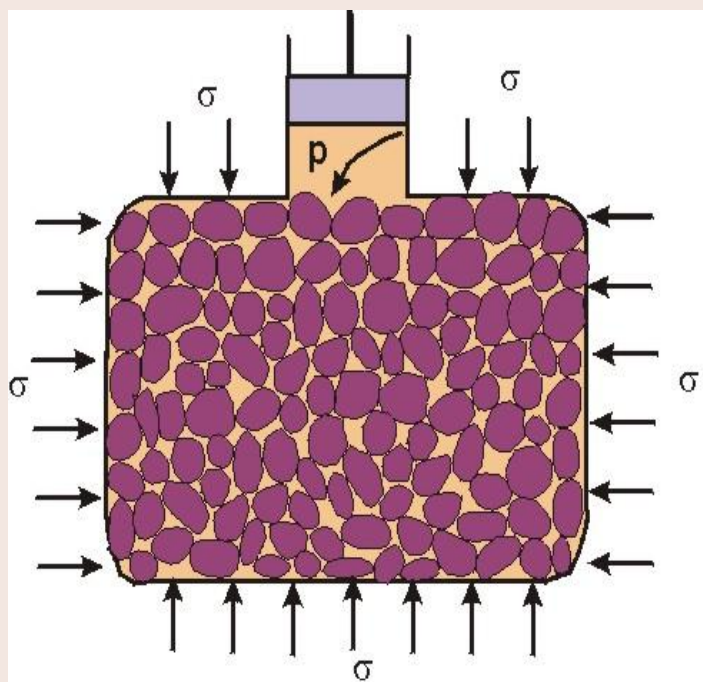


Рис.7. Схема проявления горного и эффективного давлений в породе

#### ЭФФЕКТИВНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

$$\sigma_{\text{эф}} = \sigma - p$$

КОЭФИЦИЕНТ  
СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ [1/Па]

$$\beta = m\beta_n + \beta_T$$

КОЭФИЦИЕНТ ОБЪЁМНОЙ  
УПРУГОСТИ ПЛАСТА

$$\beta_c = m\beta_n$$



## ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

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

ПРОНИЦАЕМОСТЬ  $k = k_0 e^{[-n(\sigma - \sigma_0)]}$

ГДЕ 
$$n = 2 \frac{(3 + \alpha)}{(2 + \alpha)} \beta_{п0} (\sigma - p_0)$$

Для цементированных песчаников структурный коэффициент  $\alpha$  находится в интервале -1,25+ -1,8.



## ТЕПЛО- МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

### ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

#### ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

**УДЕЛЬНАЯ  
ТЕПЛОЁМКОСТЬ  $c$**

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

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

**КОЭФФИЦИЕНТ  
ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ  $\lambda$**

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

**КОЭФФИЦИЕНТ  
ТЕМПЕРАТУРОПРОВОДНОСТИ  $a$**

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



## СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

### ПОВЕРХНОСТНЫЕ СИЛЫ

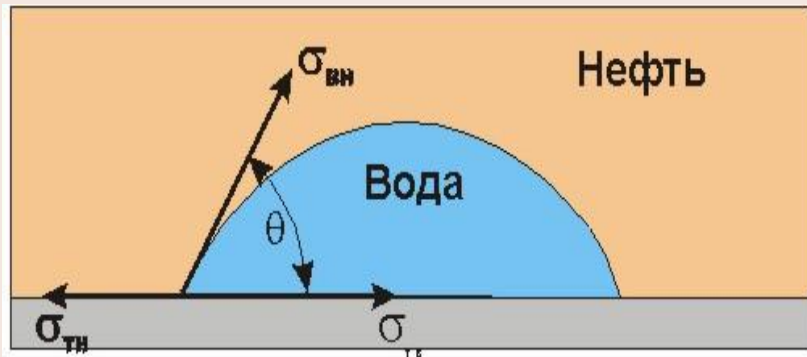
ПРИРОДА  
ПОВЕРХНОСТНЫХ  
СИЛ

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 *Н/м* И ЧИСЛЕННО РАВНАЯ  
ВЕЛИЧИНЕ ПОВЕРХНОСТНОЙ ЭНЕРГИИ В *Дж/м<sup>2</sup>*

## СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

### СМАЧИВАЕМОСТЬ



$$\cos \theta = (\sigma_{\text{тн}} - \sigma_{\text{тв}}) / \sigma_{\text{вн}}$$

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

### АДГЕЗИОННОЕ НАТЯЖЕНИЕ

$$A_H = \sigma_{\text{тн}} - \sigma_{\text{тв}} = \sigma_{\text{вн}} \cos \theta_{\text{вн}}$$

ПОВЕРХНОСТЬ МОЖЕТ БЫТЬ:  
гидрофильной ( $90^\circ > \theta > 0^\circ$ )

или

гидрофобной ( $\theta > 90^\circ$ ).



## СВОЙСТВА ПОРИСТОЙ СРЕДЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ НЕСКОЛЬКО ФАЗ

### ПОДЪЁМ ЖИДКОСТИ В КАПИЛЛЯРАХ

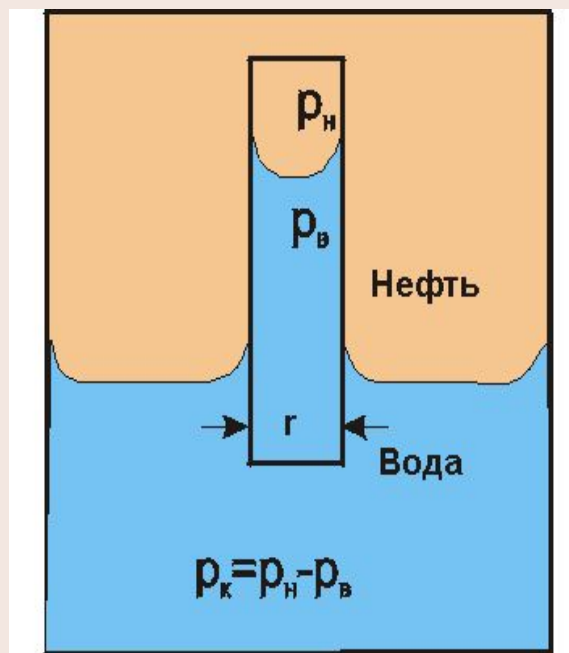


Рис. 9. Капиллярное давление на границе раздела вода - нефть

### КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

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

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

## ПОРЯДОК НАСЫЩЕНИЯ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Капиллярное давление:

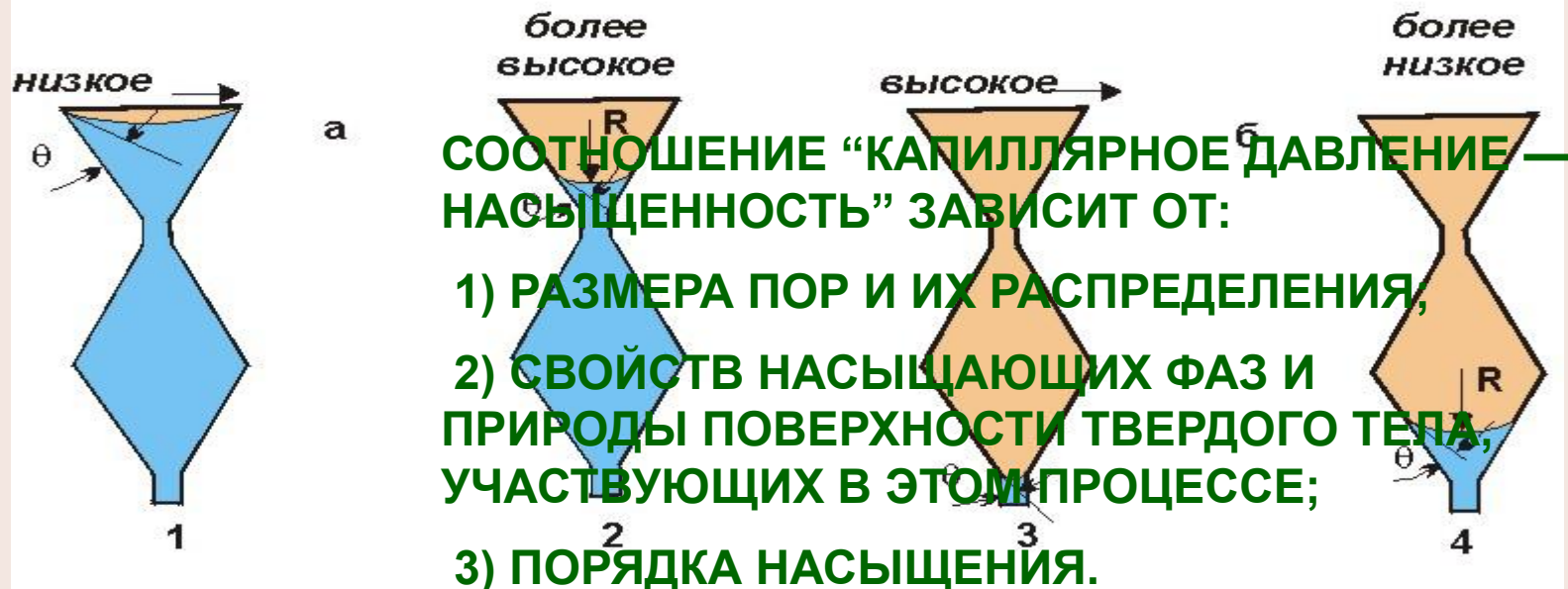


Рис.10. Зависимость равновесной насыщенности поры переменного размера от порядка насыщения.

а - дренирование; б - впитывание (угол смачивания  $\theta$  и капиллярное давление  $p_k$  одни и те же)

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

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



## НАСЫЩЕННОСТЬ $\sigma_i$ , ЭФФЕКТИВНАЯ $k_i$ И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ $\square k_i$

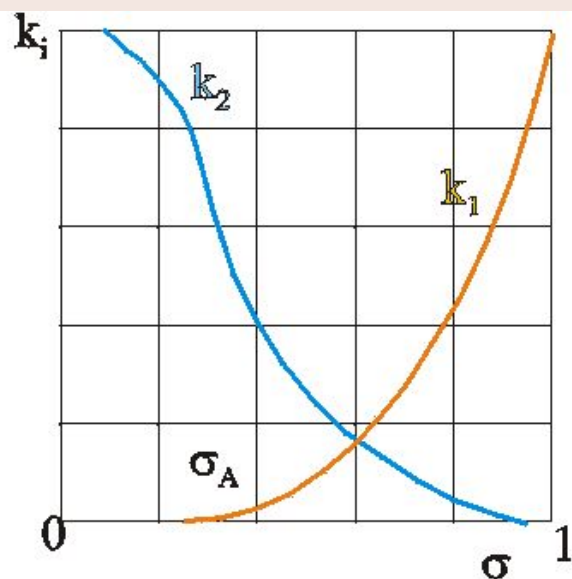


Рис.11. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности  $\sigma$   
 $k_1$ - нефть,  $k_2$ - вода

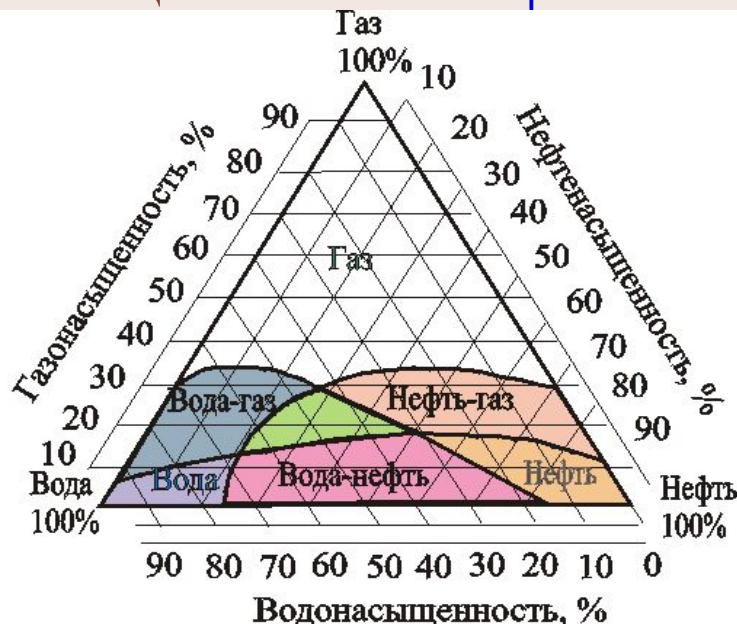


Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трёхфазном движении

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



## ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

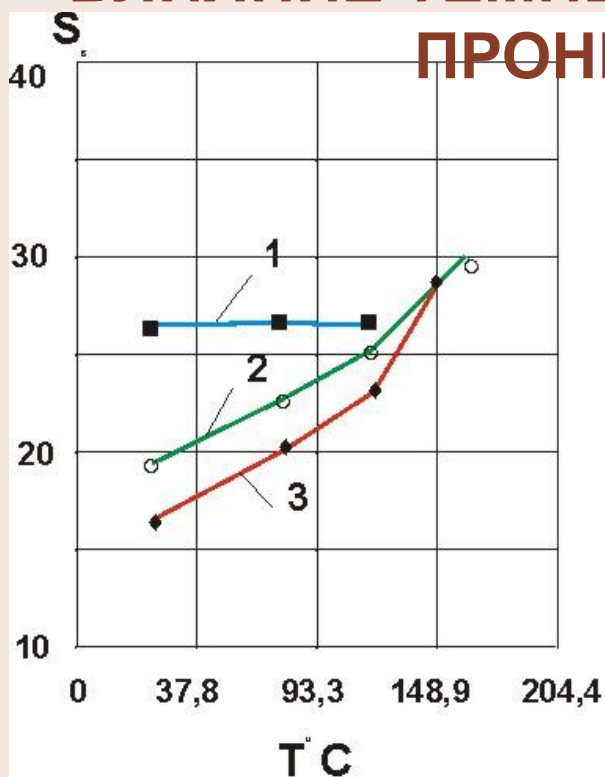


Рис.13. Зависимость водонасыщенности  $S_e$  (в %) от температуры  
1 - известняк; 2 - песчаник БАНДЕРА; 3 - песчаник БЕРЕА

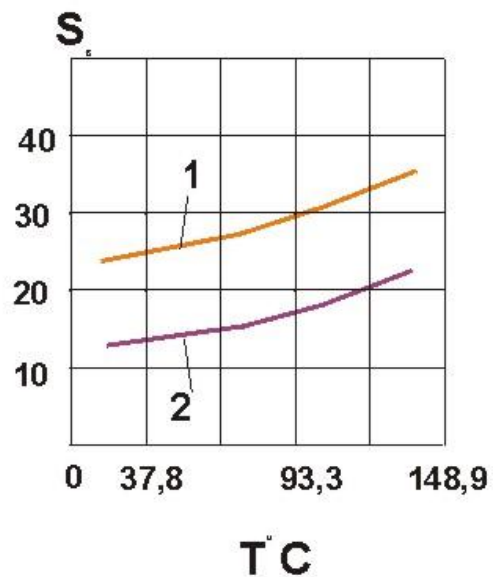


Рис. 14. Зависимость  $S_e$  (в %) от температуры  
1 - природный песок; 2 - песок ХЬЮСТОН



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.
6. Относительная фазовая проницаемость для нефти увеличивается, а для воды уменьшается при возрастании температуры.
7. 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

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

КОНТАКТНОЕ И  
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЕ  
РАЗГАЗИРОВАНИЕ

КОЭФФИЦИЕНТ  
РАЗГАЗИРОВАНИЯ

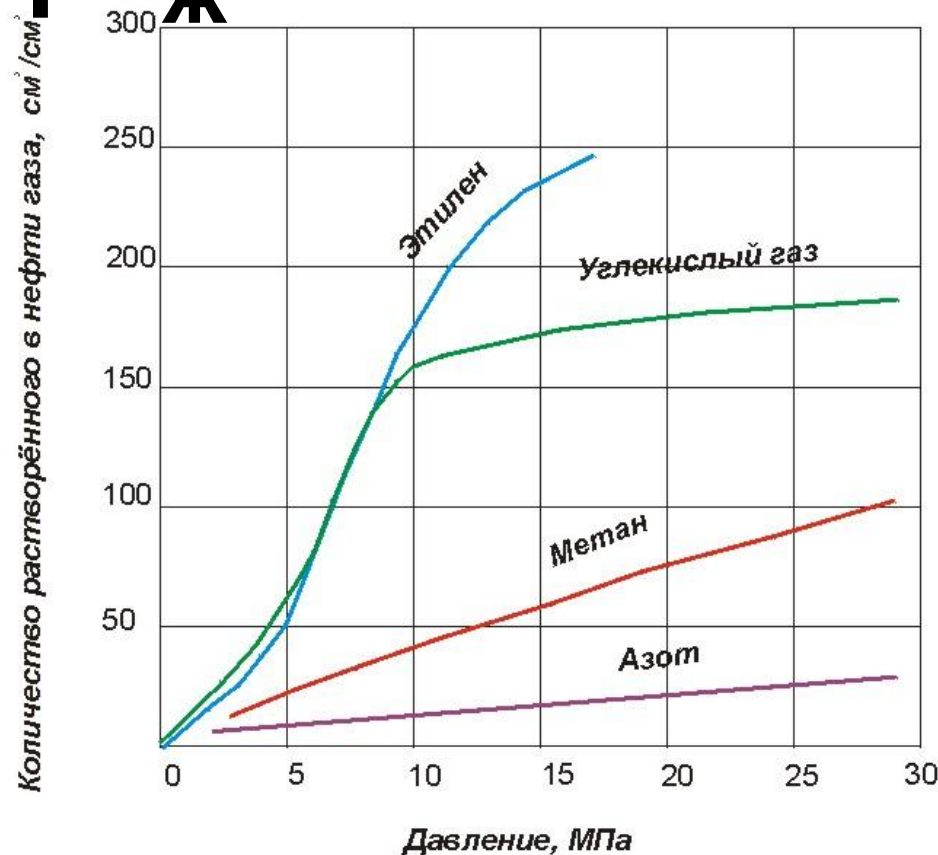


Рис.15. Изотермы растворимости газов в нефти при температуре 50° С



## 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)

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

ОБЪЁМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}$$

УСАДКА НЕФТИ

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

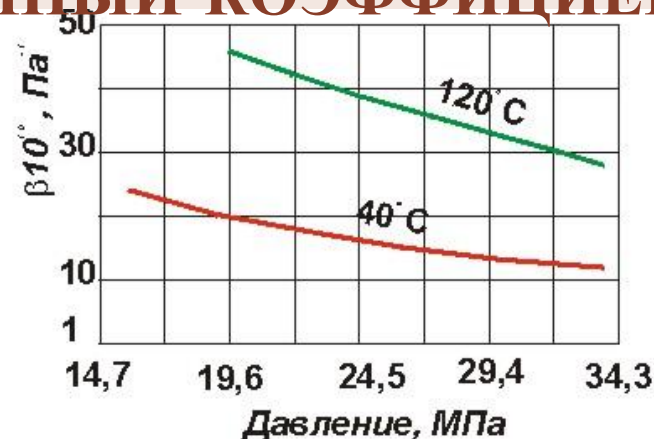


Рис.16. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления и температуры

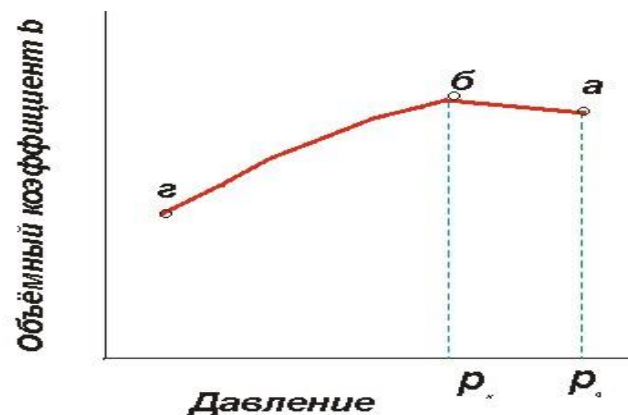


Рис.17. Зависимость объёмного коэффициента от давления для недонасыщенной нефти



## ПЛОТНОСТЬ

## ВЯЗКОСТЬ

## ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

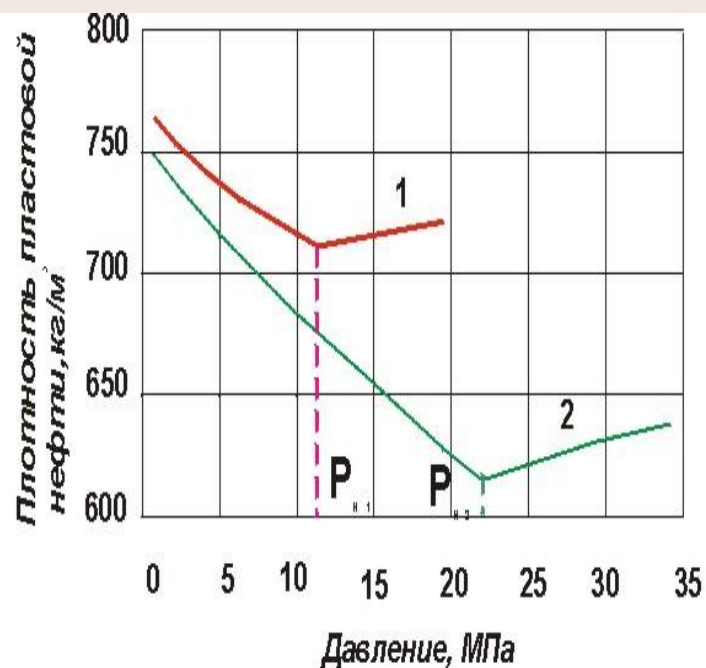


Рис.18. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа  
1 -Ахтырское месторождение,  $t=70^\circ\text{C}$ ;  
2-Новодмитриевское месторождение,  $t=70^\circ\text{C}$

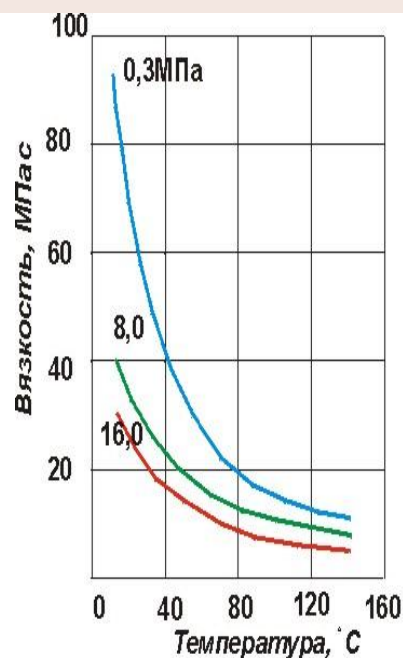


Рис.19. Влияние температуры на вязкость

Цифры у кривых - давление насыщения нефти газом

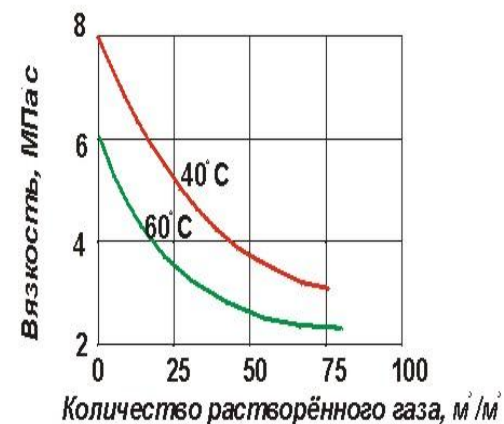


Рис.20. Изменение вязкости нефти при насыщении её газом

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

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

ОБЪЁМНЫЙ  
КОЭФФИЦИЕНТ  
ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

$$b = \frac{V_{пл}}{V_n}$$



## ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ ФАЗОВЫЕ ДИАГРАММЫ

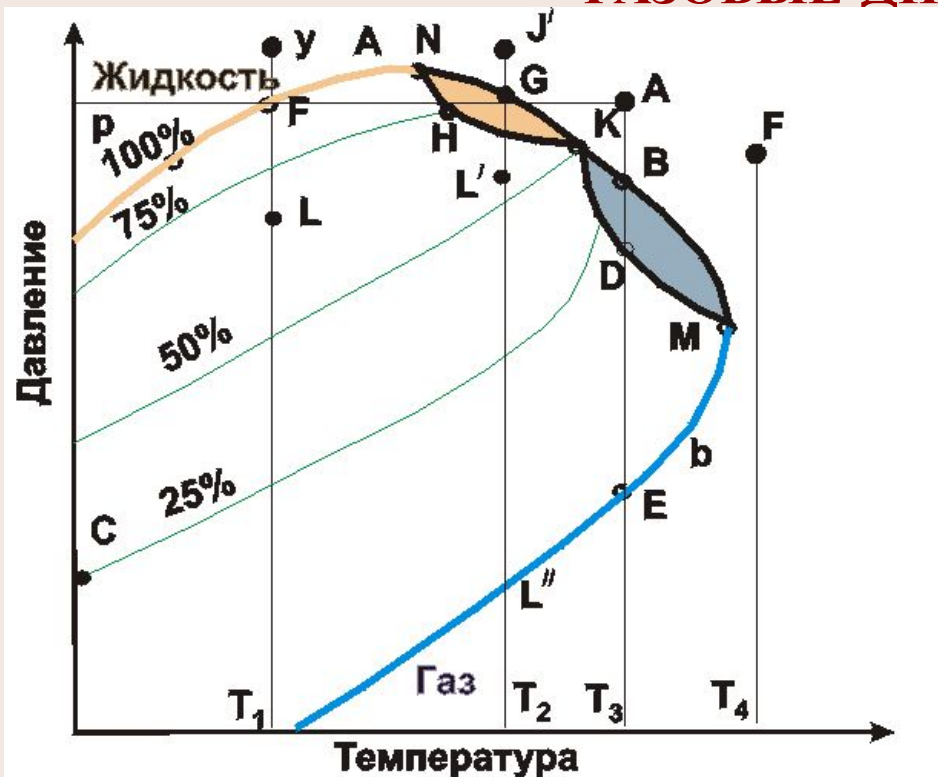


Рис.21. Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

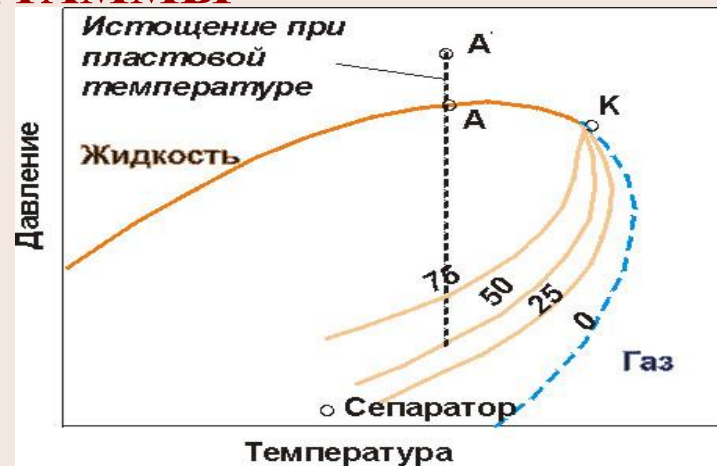


Рис.22. Фазовая диаграмма для нефти с низкой усадкой

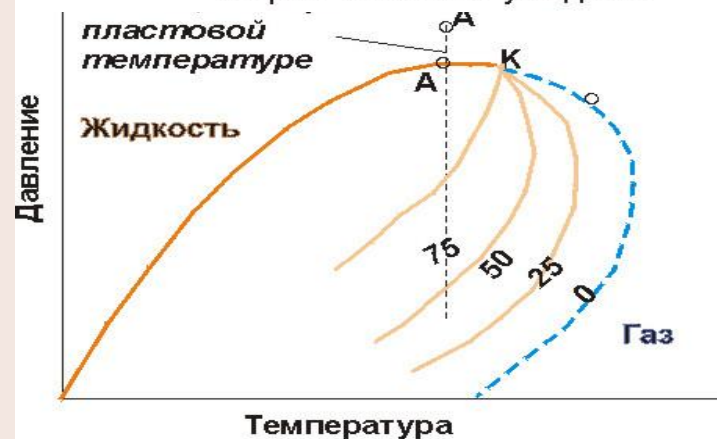


Рис.23. Фазовая диаграмма для нефти с высокой усадкой



## МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ТЕЧЕНИЯ

ПОНЯТИЕ  
СПЛОШНОЙ  
СРЕДЫ

ИЗОТЕРМИЧЕСКОЕ  
ПРИБЛИЖЕНИЕ

ВРЕМЕННЫЕ  
МОДЕЛИ

ПРОСТРАНСТВЕННЫЕ  
МОДЕЛИ

МОДЕЛИ ПО  
СТЕПЕНИ  
СЖИМАЕМОСТИ

МОДЕЛИ ПО ЧИСЛУ  
ФАЗ

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ  
МОДЕЛИ

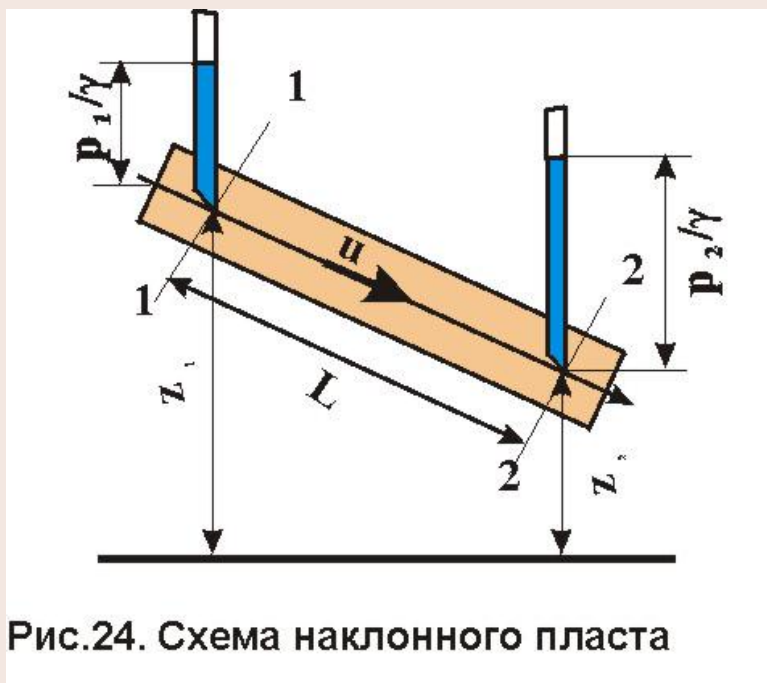
$$\tau_{xy} = \eta \frac{\partial u_x}{\partial y}$$

## СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

$$\vec{u} = \vec{W} \cdot m$$

## ЗАКОН ДАРСИ (ЛИНЕЙНЫЙ ЗАКОН ФИЛЬТРАЦИИ)

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



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

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



## ГРАНИЦЫ ПРИМЕНИМОСТИ ЗАКОНА ДАРСИ

ВЕРХНЯЯ ГРАНИЦА  
ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА

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

Формула Щелкачева

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

$$Re_{кр} = 1-12$$

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

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

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

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



# ФИЗИКА ПЛАСТА

## 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

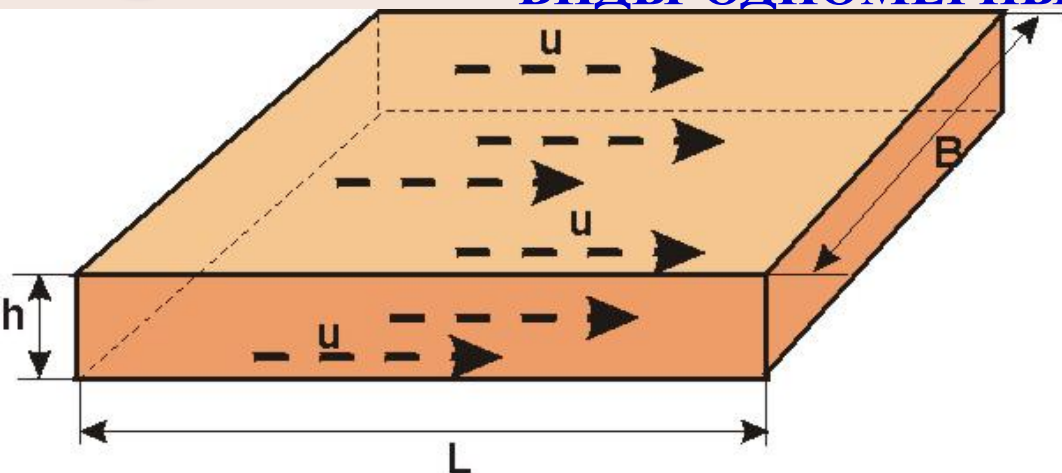
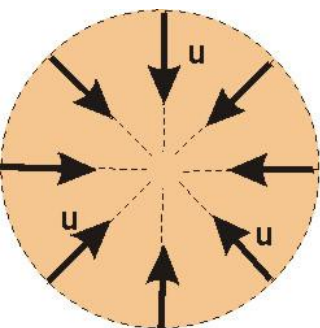
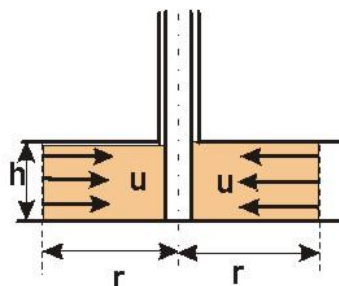


Рис.25. Схема прямолинейно-параллельного потока в пласте



а)



б)

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

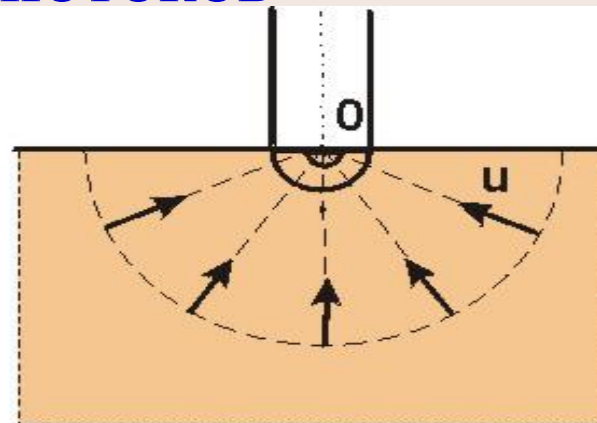


Рис. 27. Схема радиально-сферического фильтрационного потока



## АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ИСХОДНЫЕ УРАВНЕНИЯ

### ИЗМЕНЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ФУНКЦИИ

$$\varphi = \varphi_K - \frac{\Delta\varphi_K}{\ln \bar{r}_K} \ln \frac{r_K}{r}, \quad \Delta\varphi_K = \varphi_K - \varphi_c; \quad \bar{r}_K = r_K / r_c$$

### 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**  $p = p_k - a_1 \cdot \ln \frac{r_k}{r}$ , 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)

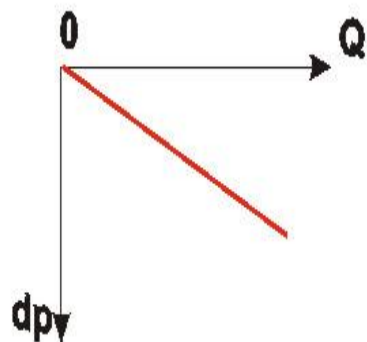


Рис.28. Индикаторная диаграмма плоскорадиального потока несжимаемой жидкости по закону Дарси

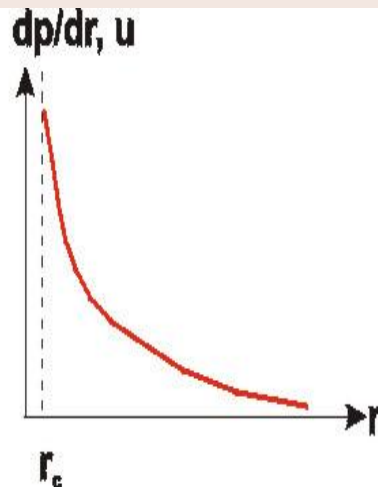


Рис.29. График зависимости градиента давления и скорости фильтрации от расстояния до центра скважины

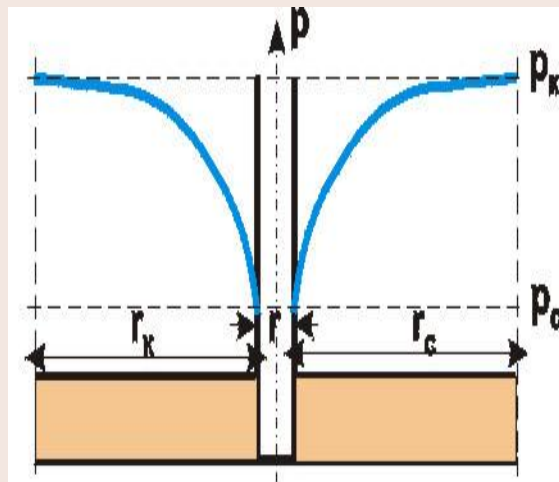


Рис.30. График распределения давления в плоскорадиальном фильтрационном потоке



## 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**

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

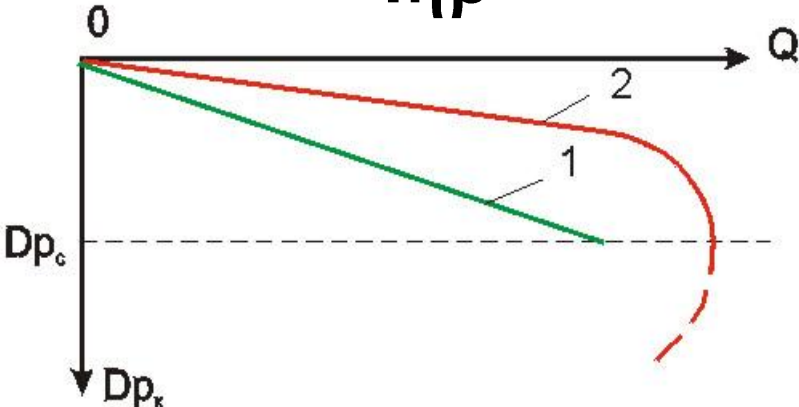


## АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ К СКВАЖИНЕ ПО ЗАКОНУ ДАРСИ ПРИТОК НЕФТИ ПРИ ДАВЛЕНИИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ (ТРЕЩИНОВАТЫЙ ПЛАСТ)

ОБЪЁМНЫЙ ДЕБИТ (ФОРМУЛА ДЮПЮИ)

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

СКОРОСТЬ ФИЛЬТРАЦИИ

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


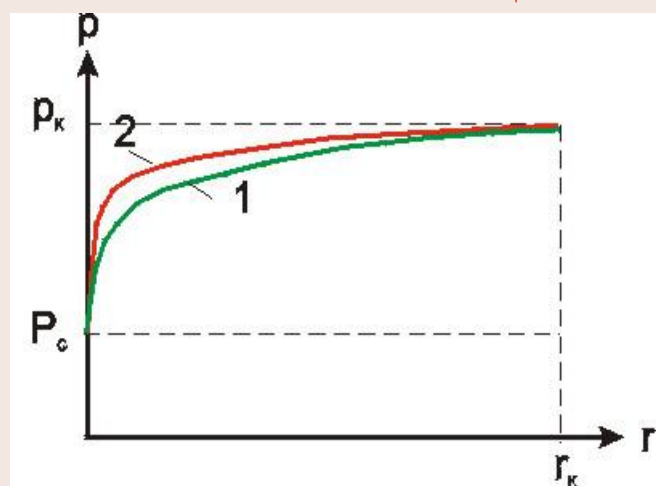


Рис.31. Кривые распределения давления:

1 - в пористом пласте;  
2 - в трещиноватом пласте

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



# ФИЗИКА ПЛАСТА



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

$$Q = \frac{2\pi b k_{\text{ж}} (p_{\text{к}} - p_{\text{с}})}{\mu_{\text{ж}} \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}$$



Сравнительная величина дебитов в случае газированной жидкости при различных газовых факторах

Рис. 33. Индикаторные кривые

1 - идеальная газированная нефть  
2 - реальная газированная нефть

| Газовый<br>фактор<br>Г,<br>М³/М³ | Фазовая относительная<br>проницаемость<br>K' (s) |                               | Отношение объемно-<br>го дебита жидкой фа-<br>зы к дебиту одно-<br>фазной жидкости, % | Отношение объем-<br>ного дебита газа к<br>дебиту газа в одно-<br>фазном потоке, % |
|----------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
|                                  | P <sub>к</sub> =100<br>кгс/см²                   | P <sub>с</sub> =50<br>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                                                                              |



# ФИЗИКА ПЛАСТА



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

$$Q = \frac{2\pi b k_{\text{ж}} (p_{\text{к}} - p_{\text{с}})}{\mu_{\text{ж}} \ln \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}$$



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<br>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     | $y = \sqrt{x}$                                                | $y = \sqrt{x^3}$      |

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