

# Исследование скважин и пластов

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА

ЛАБОРАТОРНЫЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ  
КЕРНА

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ  
СКВАЖИН

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
ПРОМЫСЛОВО-  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ДАнных

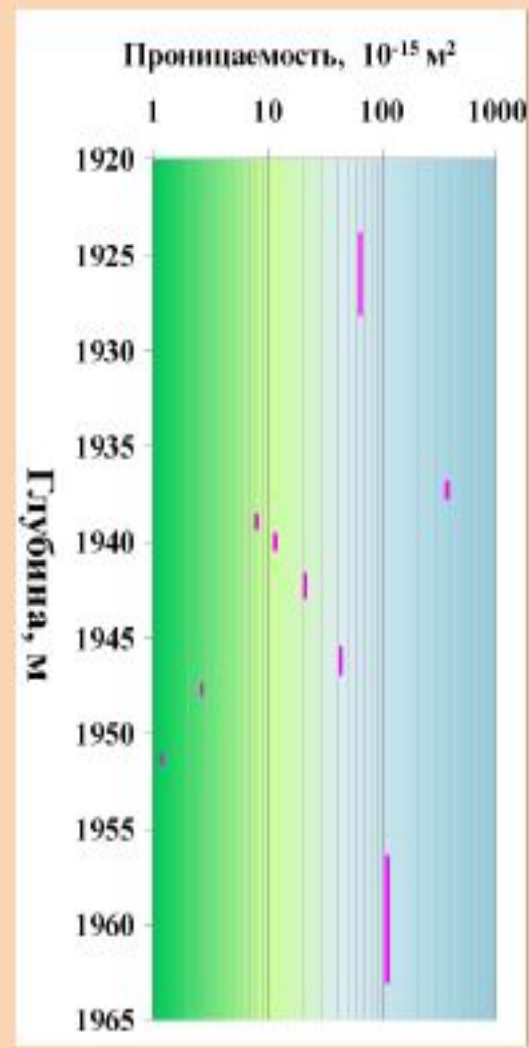
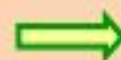
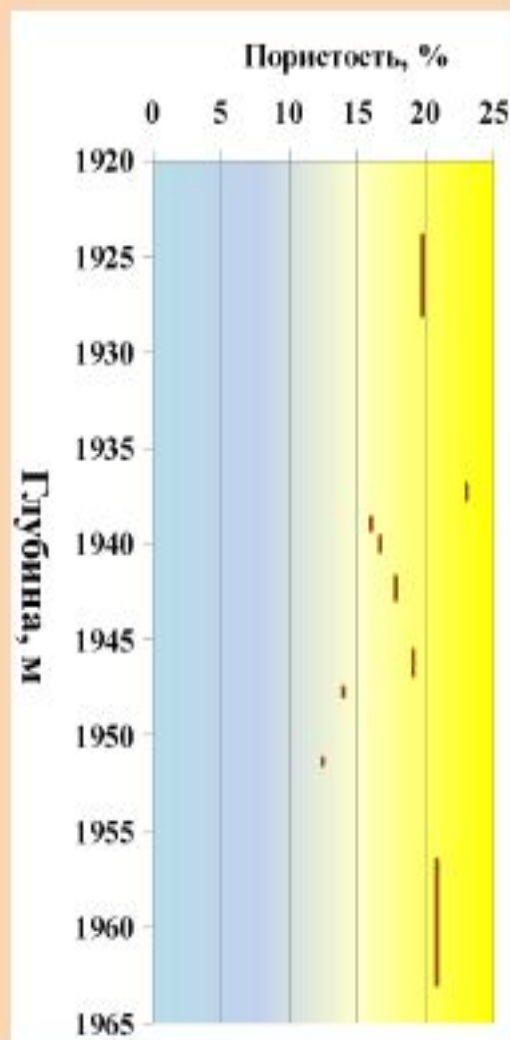
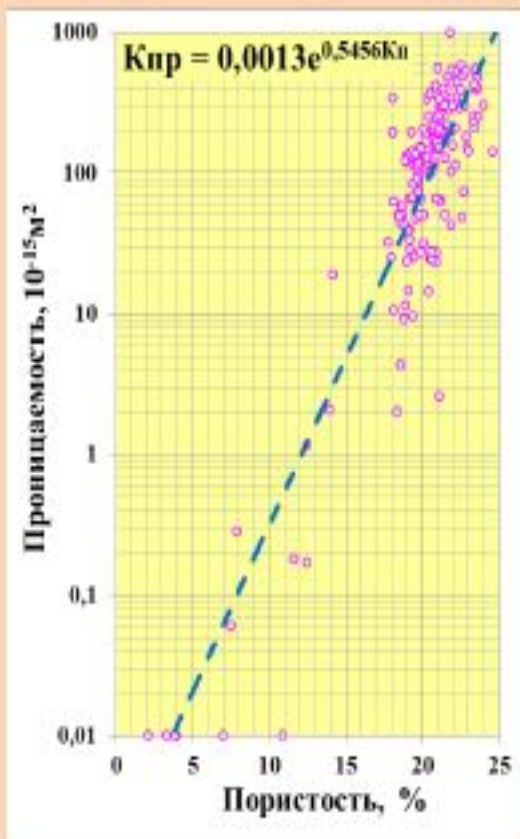


# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА НА ОСНОВНИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

*I. Определение зависимости Пористость - проницаемость*

*II. Определение пористости по данным промысловой геофизики*

*III. Расчет проницаемости*



**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА НА ОСНОВАНИИ  
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

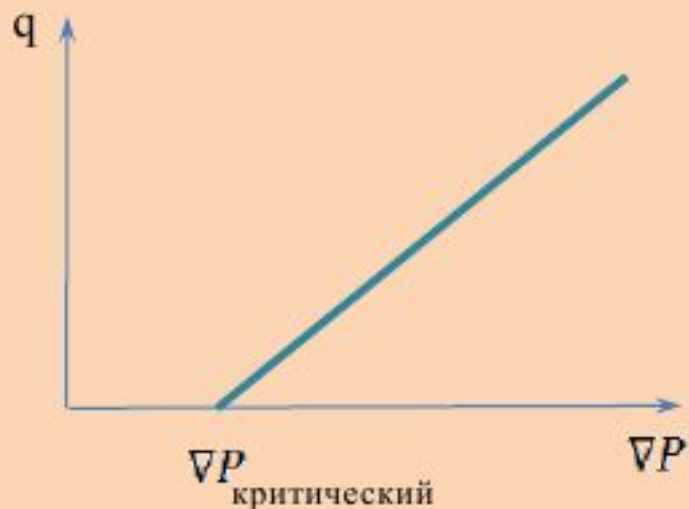
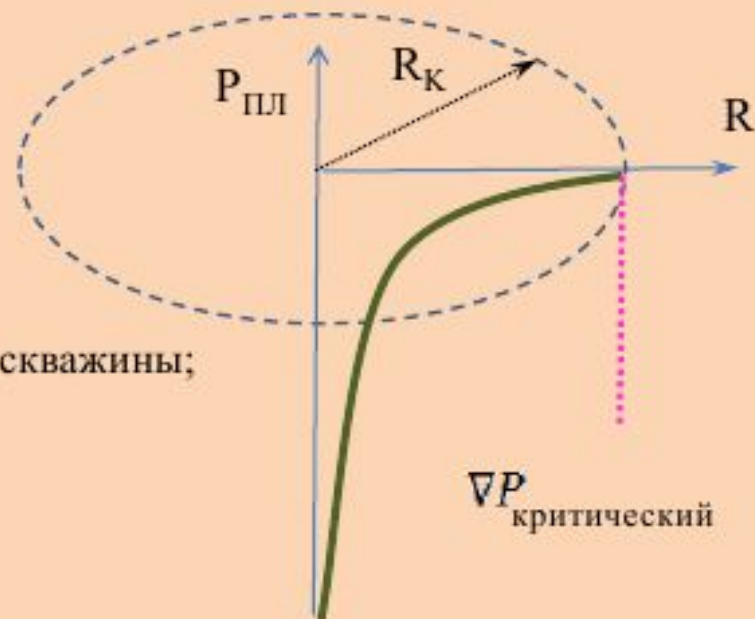
***Методы:***

- 1. Установившихся отборов;***
- 2. Восстановления давления;***
- 3. Гидропрослушивания.***

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ ФИЛЬТРАЦИИ

$$q = \frac{2\pi \cdot K_{\text{пр}} \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{\ln(R_K) - \ln(r_c)}$$

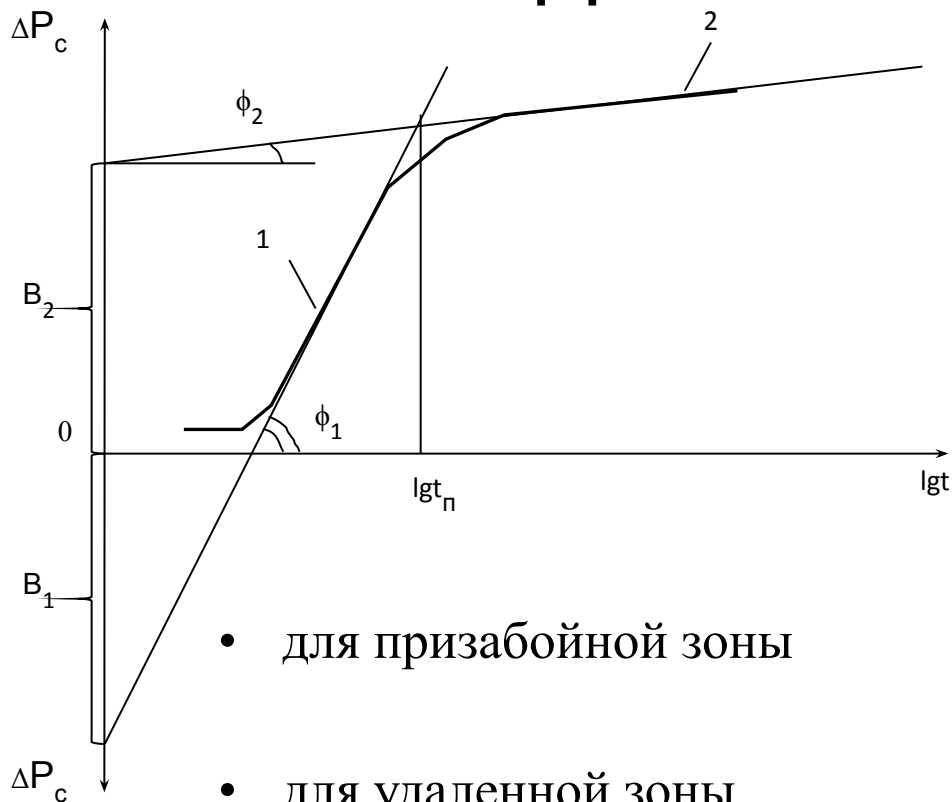
- $q$  – дебит скважины;
- $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости;
- $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;
- $P_c$  – забойное давление, измеренное в момент остановки скважины;
- $R_K$  – радиус контура питания;
- $r_c$  – радиус скважины;
- $\mu$  – вязкость;
- $h$  – эффективная толщина.



$$\nabla P = \lim_{\Delta L \rightarrow 0} \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

- $\nabla P$  - градиент давления;
- $\Delta P$  - изменение давления;
- $\Delta L$  - изменение расстояния.

# КВД



- для призабойной зоны
- для удаленной зоны
- Затем находят проницаемость и пьезопроводность для призабойной зоны :

$$K_1 = \frac{\varepsilon_1 \mu}{h}$$

$$\chi_1 = \frac{K_1}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_c)}$$

- для удаленной зоны  $K_2 = \frac{\varepsilon_2 \mu}{h}$

$$\chi_2 = \frac{K_2}{\mu(m\beta_{жс} + \beta_c)}$$

$$A = \operatorname{tg} \varphi = \frac{2,3Q\mu}{4\pi Kh}$$

$$A = \operatorname{tg} \varphi = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}$$

$$B = \frac{2,3Q\mu}{4\pi Kh} \lg \frac{2,25 \chi}{\bar{r}_c^2}$$

$$\varepsilon_1 = \frac{K_1 h}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi A_1}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{K_2 h}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi A_2}$$

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

*Нагнетательная скважина*

*Наблюдательная скважина*

*Давление при котором осуществляется закачка, объемы закачиваемой жидкости в режиме реального времени*

*Расстояние*

*Фиксируется изменения давления в режиме реального времени*





# Геофизические методы исследования

**Электрокаротаж** позволяет проследить за изменением электрического поля в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой и кажущегося удельного сопротивления этих пород. Электрокаротаж и его разновидности, боковой каротаж - БК, микрокаротаж, индукционный каротаж - ИК, позволяют дифференцировать горные породы разреза, находить **отметку кровли и подошвы проницаемых и пористых коллекторов, определять нефтенасыщенные пропластки и получать другую информацию о породах.**

**Радиоактивный каротаж - РК** основан на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов горных пород и насыщающих их жидкостей. **Разновидностью РК является гамма-каротаж ГК**, дающий каротажную диаграмму интенсивности естественной радиоактивности вдоль ствола скважины, что позволяет **дифференцировать породы геологического разреза**. **Гамма-гамма-каротаж (ГГК)** фиксирует вторичное рассеянное породами гамма-излучение в при их облучении источником гамма-квантов, находящихся в спускаемом в скважину аппарате. **Существующие две разновидности ГГК позволяют косвенно определять пористость коллекторов, а также обнаруживать в столбе скважинной жидкости поступление воды как более тяжелой компоненты.**

**Нейтронный каротаж (НК)** основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых нейтронов и индикатор, удаленный от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой. Существует несколько разновидностей НК, нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (НГ-Т и НГ-Н), которые **дают дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях.**

**Акустический каротаж (АК)** позволяет определить упругие свойства горных пород. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в окружающей среде и воспринимаются одним или более приемниками, расположенными в том же спускаемом аппарате. Зная расстояние между источниками колебания и приемником, можно определить скорость распространения упругих колебаний и их амплитуду, т. е. затухание. В соответствии с этим **выделяется три модификации АК: по скорости распространения упругих волн, по затуханию упругих волн и АК для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.**

**Кавернометрия**, т. е. измерение о диаметра необсаженной скважины, его изменение вдоль ствола. Каверно-грамма в сочетании с другими видами каротажа **указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород.** Увеличение диаметра соответствует глинам и глинистым породам; сужение происходит против песков и проница-емых песчаников. Против известняков и других крепких пород замеряемый диаметр соответствует диаметру долота. **Кавернограммы используются при корреляции пластов** и в сочетании с другими методами дифференцируют разрез, так как отражают глинистости и проницаемости разреза.

**Термокаротаж** - изучение распределения температуры в обсаженной или необсаженной скважине, позволяет дифференцировать породы по температурному градиенту и по тепловому сопротивлению. Охлаждение ствола скважины или нагрев при закачке холодной или горячей жидкости позволяет получить **информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов, выделить местоположение продуктивного пласта, газонефтяной контакт, места потери циркуляции в бурящейся скважине или дефекта в обсадной колонне зоны разрыва при ГРП и зоны поглощения воды и газа при закачке.**

# ОДНОМЕРНЫЕ УСТАНОВИВШИЕСЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПОТОКИ ГАЗА

# функция Л.С.Лейбензона

$$P = \int \frac{K(P)\rho(P)}{\mu(P)} dP + C$$

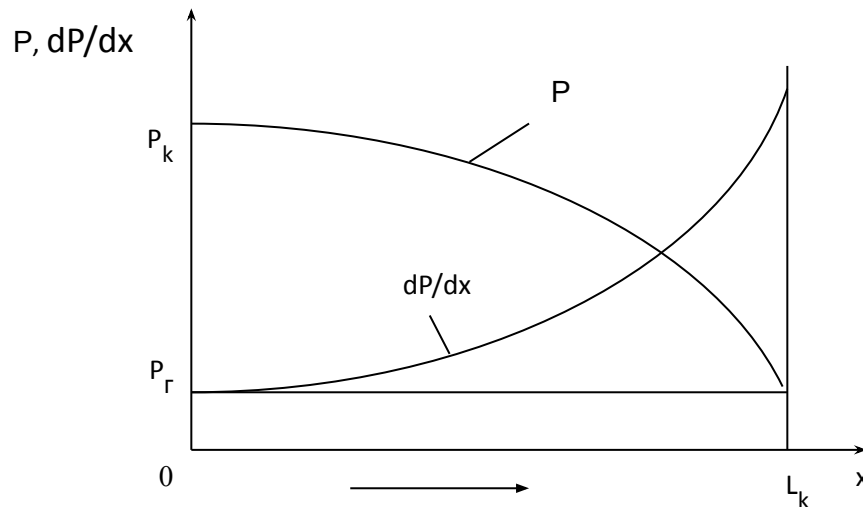
$$P = \int \rho(P) dP + C$$

Жидкость	Газ
$Q = -\frac{K}{\mu} \frac{dP}{dS} f(S),$ <p>где <math>Q=const</math> – объемный расход жидкости;  <math>f(S)</math> – площадь поперечного сечения струи</p>	$Q_m = \rho Q = -\frac{K}{\mu} \rho(P) \frac{dP}{dS} f(S) =$ $= -\frac{K}{\mu} \frac{dP}{dS} f(S),$ <p>где <math>Q_m = \rho Q = const</math> – массовый расход газа</p>

<i>Несжимаемая жидкость</i>	<i>Газ</i>
объемный расход $Q$	- массовый расход $Q_m$
давление $P$	- функция Л.С.Лейбензона $\mathcal{P}$
объемная скорость фильтрации $V$	- массовая скорость фильтрации $\rho V$

# Сравнительный анализ прямолинейно-параллельного и плоскорадиального фильтрационных потоков идеального газа

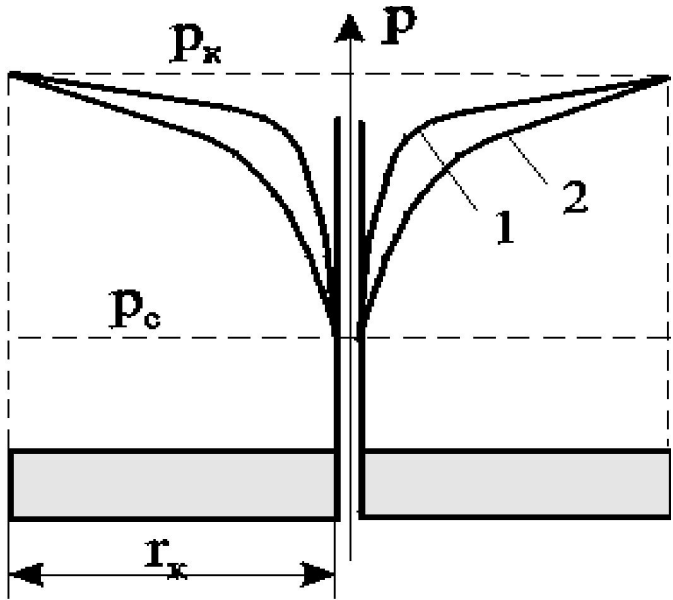
- В прямолинейно-параллельном потоке:
- а) давление по длине пласта изменяется по параболическому закону, зависимость  $P^2(x)$  - линейная;
- б) объемный расход газа, приведенный к атмосферному давлению, постоянный по длине пласта;
- в) скорость фильтрации и градиент давления возрастают при приближении к галерее. Физически возрастание скорости фильтрации вдоль газового потока происходит за счет расширения газа при снижении давления.





В плоскорадиальном потоке:

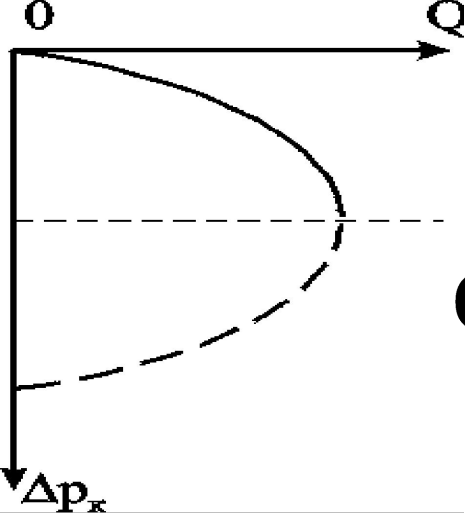
## □ Распределение давления



Пьезометрическая кривая для газа имеет более пологий характер на большем своём протяжении, чем кривая несжимаемой жидкости; однако у неё более резкое изменение у стенки скважины, чем для несжимаемой жидкости.

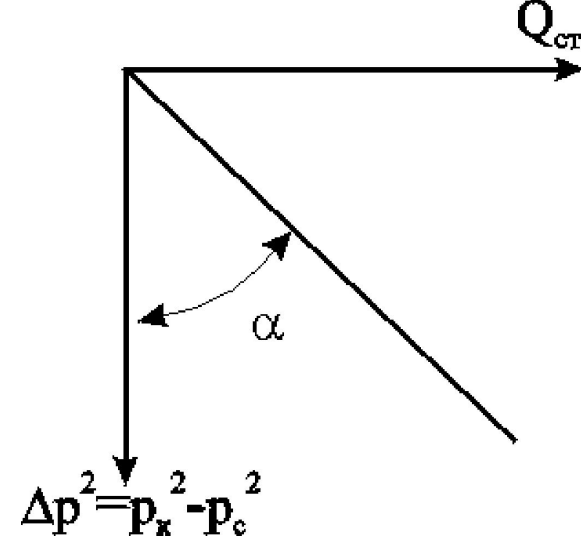
**Распределение давления в недеформируемом пласте**

1 - газ; 2 - несжимаемая жидкость



## Уравнение притока

$$Q_{\text{ст}} = \alpha \left[ 2p_k \Delta p_k - (\Delta p_k)^2 \right]$$

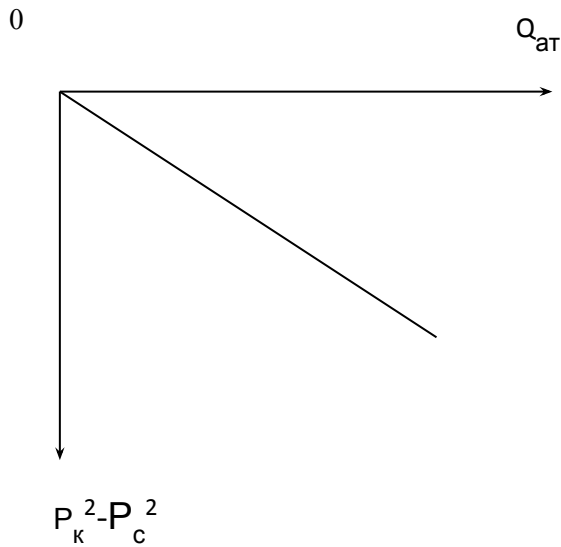


Индикаторная зависимость при фильтрации газа по закону Дарси в переменных  $Q - \Delta p$

т.к.  $p_k^2 - p_c^2 = 2p_k \Delta p_c - (\Delta p_c)^2$   
(где  $\Delta p_c = p_k - p_c$ )

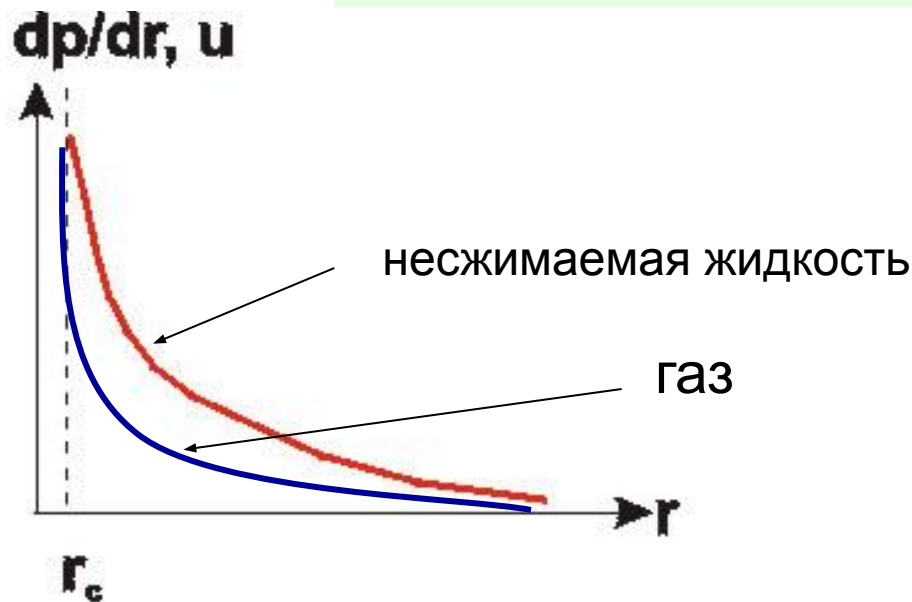
Индикаторная зависимость при фильтрации газа по закону Дарси в переменных  $Q - \Delta p^2$

Индикаторная зависимость для газа -- параболическая зависимость дебита  $Q_{\text{ст}}$  от депрессии  $\Delta p_k$  (с осью, параллельной оси дебитов) и линейная зависимость дебита от разницы квадратов пластового и забойного давлений.



Индикаторная диаграмма при фильтрации газа строится в координатах  $Q_{ат} - (P_k^2 - P_c^2)$  и в установившемся плоскорадиальном потоке имеет прямолинейный характер

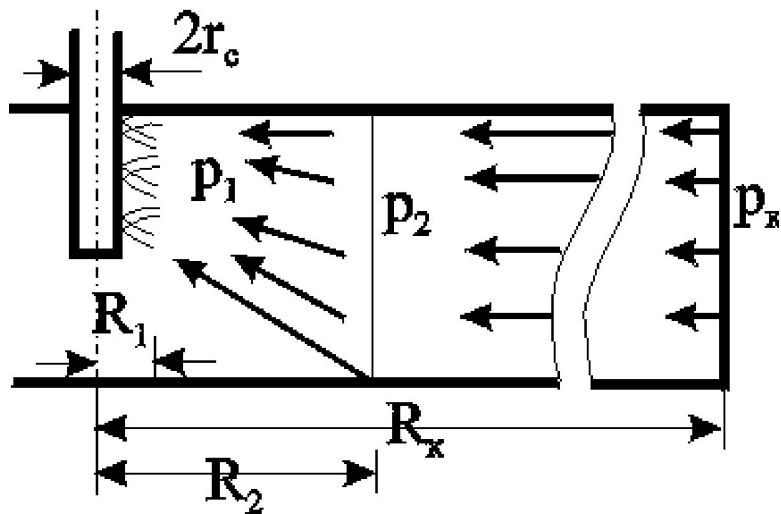
## Распределение градиента давления



Градиент давления вблизи забоя резко возрастает как за счёт уменьшения  $r$ , так и за счёт падения давления  $p$ , вызванного сжимаемостью газа.

## Изменение скорости фильтрации

Скорость фильтрации слабо меняется вдали от скважины и резко возрастает в призабойной зоне



$R_1 \approx (2-3) r_c$  - из-за больших скоростей вблизи перфорации происходит нарушение закона Дарси и проявляется в основном несовершенство по характеру вскрытия; **закон фильтрации** - двухчленный ;

$$p_2^2 - p_1^2 = A_1 Q_{\text{ст}} + B_1 Q_{\text{ст}}^2$$

$$A_1 = \frac{\tilde{\mu} \tilde{z} p_{\text{с}0}}{\pi k h} \left( \ln \frac{R_1}{r_c} + C_3 \right);$$

$$B_1 = \frac{\rho_{\text{с}0} \tilde{z} p_{\text{с}0} \beta}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k}} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_1} + C_4 \right)$$

$C_3$  - по графикам Щурова, а  $C_4$  по формуле

$$C_4 = \frac{h^2}{3N^2 R_0^2}$$

$N$  - суммарное число отверстий;  $R_0$  - глубина проникновения перфорационной пули в пласт.

2)  $R_2 \approx h$  - линии тока искривляются из-за несовершенства по степени вскрытия; фильтрация плоскорадиальна, но с переменной толщиной (от  $h_{вск}$  до  $h$ ); **закон фильтрации** - двухчленный .

$$p_2^2 - p_1^2 = A_1 Q_{ст} + B_1 Q_{ст}^2$$

$$A_1 = \frac{\mu \tilde{z} p_{c0}}{\pi kh} \left( \ln \frac{R_2}{R_1} + C_1 \right); \quad B_1 = \frac{\rho_{c0} \tilde{z} p_{c0} \beta}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k}} \left( \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} + C_2 \right);$$

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{h}{R_1}; \quad C_2 \approx \left( \frac{1}{\bar{h}^2} - 1 \right) \frac{1}{h}; \quad \bar{h} = \frac{h_{ан}}{h}.$$

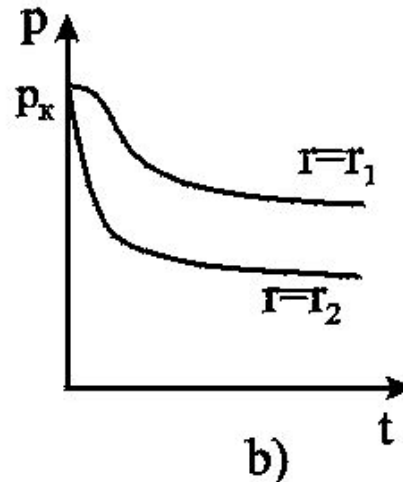
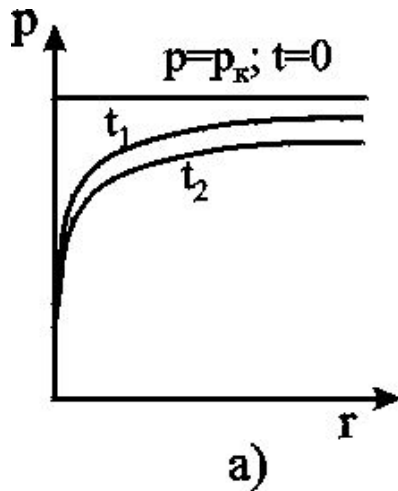
3)  $R_2 < r < R_k$  - действует закон Дарси и течение плоскорадиально

$$p_k^2 - p_2^2 = A Q_{ст}$$

## Неустановившееся фильтрация газа в пористой среде

$$p(r, t) = \sqrt{p_{\kappa}^2 - \frac{\mu Q_{cm} p_{cm}}{2\pi h k} \left[ -Ei\left( -\frac{r^2}{4\alpha' t} \right) \right]}$$

изменение давления



Пьезометрические кривые при неустановившемся притоке газа к скважине в разные моменты времени (а) и изменение давления с течением времени в фиксированных точках пласта (б)

Уравнение (1) используется для расчета коллекторских параметров газовых пластов методом обработки КВД. Принцип расчета такой же, что и в случае нефтяных скважин, но **для получения линейной зависимости по оси ординат надо откладывать не депрессию, а разность квадратов пластового и забойного давлений**

# Многофазные фильтрации



# ОСНОВЫ ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

## Углеводородные системы

```
graph TD; A[Углеводородные системы] --> B[Гомогенные]; A --> C[Гетерогенные];
```

### Гомогенные

Составляющие (компоненты) “размазаны” по пространству и взаимодействуют на молекулярном уровне. Изменение физических и химических свойств непрерывно.

### Гетерогенные

Составляющие(фазы) - разделены отчетливыми геометрическими границами и взаимодействуют на поверхностях раздела. Изменение физических и химических свойств разрывно.

## Характеристики многофазной среды

### Насыщенность

Насыщенностью  $S_i$  порового пространства  $i$ -й фазы называется доля объема пор  $\Delta V_i$ , занятая этой фазой в элементарном объеме:

### Скорость фазы

вектор скорости фильтрации  $\mathbf{u}_i$  фазы определяется как вектор, проекция которого на некоторое направление  $\mathbf{L}$  равна отношению объемного расхода  $Q_i$  данной фазы к площадке  $\Omega_i$ , перпендикулярной к указанному направлению:

$$(\mathbf{u}_i)_L = \frac{Q_i}{\Omega_i}$$

# Двухфазная фильтрация

**Насыщенность элемента пористой среды** данной фазой  $S_i = \Delta V_i / \Delta V_n$ , где  $i = 1, 2$  ( $S_1, S_2$  — насыщенность смачивающей и несмачивающей фазами),  $\Delta V_i$  — объем среды, занятой жидкостью,  $\Delta V_n$  — общий объем активных пор в данном элементе.

$$S_1 + S_2 = 1, S_1 = S.$$

# НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициентом **нефтенасыщенности** (**газонасыщенности**) коллектора называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Коэффициентом **водонасыщенности** коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного  
коллектора

для газонасыщенного  
коллектора

для коллектора, содержащего  
нефть и газ

$$S_H + S_{CB} = 1 \quad S_G + S_{CB} = 1 \quad S_G + S_H + S_{CB} = 1$$

Соотношение коэффициентов эффективной пористости и водонасыщенности:

$$m_{эф} = m \cdot (1 - S_{CB})$$

$$\omega_1 = \frac{k_1^* \Delta p_1}{\mu_1 L}$$

## Закон Дарси

$$\omega_2 = \frac{k_2^* \Delta p_2}{\mu_2 L}$$

где  $\omega_1$  и  $\omega_2$  — скорости фильтрации фаз;  $\mu_{12}$  — динамические коэффициенты вязкости жидкостей;  $\Delta p_{12}$  — разности давлений в соответствующих фазах;  $k_{12}^*$  — **фазовые проницаемости**, зависящие от природы пористой среды, ее **абсолютной проницаемости  $k$** , от насыщенности пористой среды каждой фазой.

При описании двухфазных течений обычно вместо фазовых проницаемостей вводят **«относительные проницаемости»  $k_{i\text{фаз}}$** , определяемые из отношений:

$$k_{12} = \frac{k_{12}^*}{k}$$

Закон Дарси для каждой из фаз :

$$\omega_i = k \frac{k_i(S) \Delta p_i}{\mu_i L}$$

Здесь и далее индекс  $i = 1$  будем относить к более смачивающей фазе - воде (в системе вода-нефть), а индекс  $i = 2$  - к менее смачивающей жидкости - нефти;

Для каждой фазы существует **предельная насыщенность** такая, что при меньших значениях насыщенности эта фаза неподвижна.

Движение первой фазы может происходить только в том случае, если  $S > S^*$  (для водонефтяной системы  $S^*$  называют **насыщенностью связанной водой**).

Для второй фазы связанная насыщенность  $1 - S^*$  и называется **остаточной нефтенасыщенностью**.

Сумма относительных проницаемостей для каждого фиксированного значения  $S$  меньше 1:

$$k_1(S) + k_2(S) < 1 \quad 0 < S < 1.$$

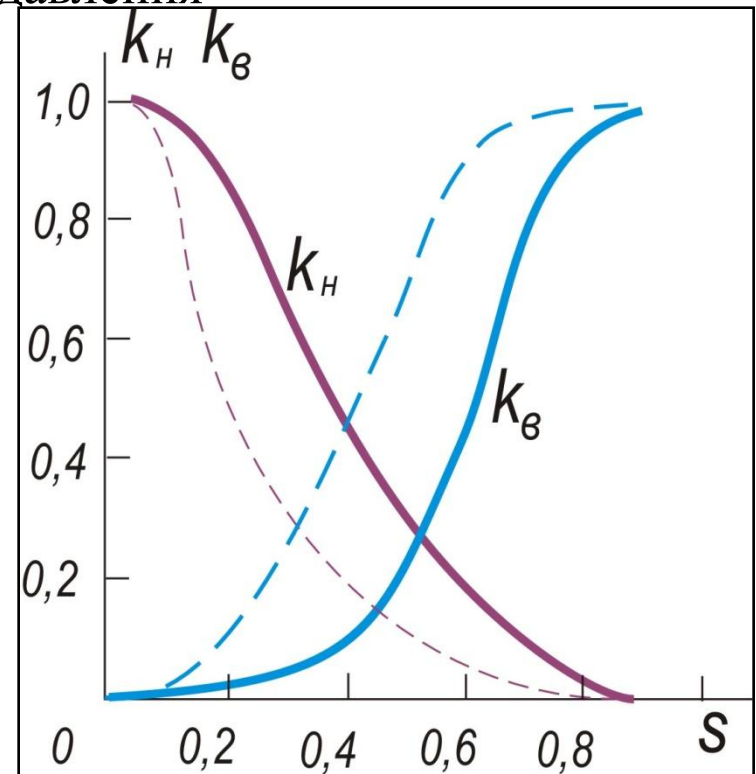
каждая фаза движется под действием своего давления

Характерная несимметричная форма кривых относительной проницаемости объясняется тем, что при одной и той же насыщенности более смачивающая фаза занимает преимущественно мелкие поры и относительная проницаемость у неё меньше.

Пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность

$$S_B < 25\%$$

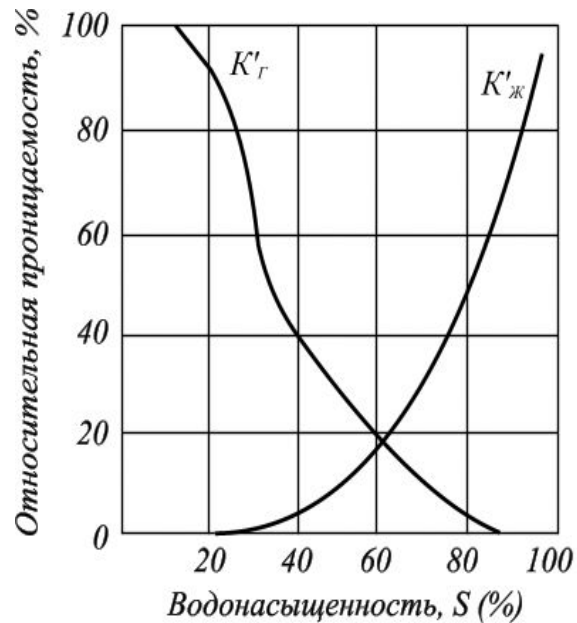
**Присутствие связанной смачивающей фазы мало влияет на течение не смачивающей жидкости, тогда как присутствие остаточной не смачивающей фазы значительно "стесняет" движение смачивающей фазы.**



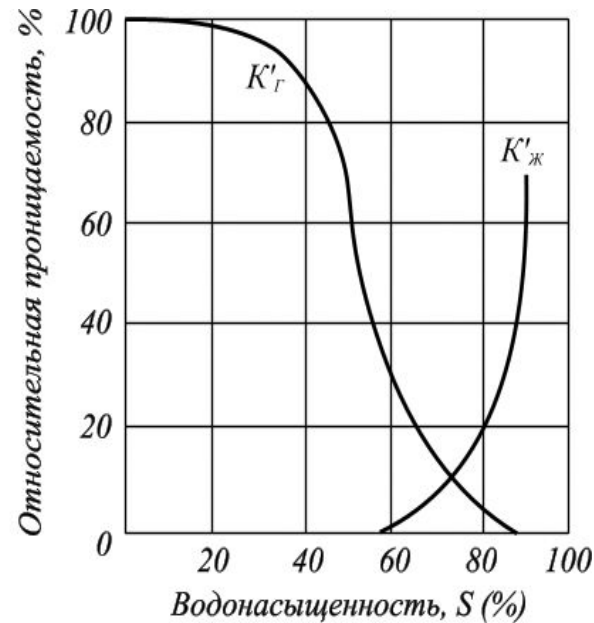
Зависимость относительных проницаемостей  $k_i$  от насыщенности



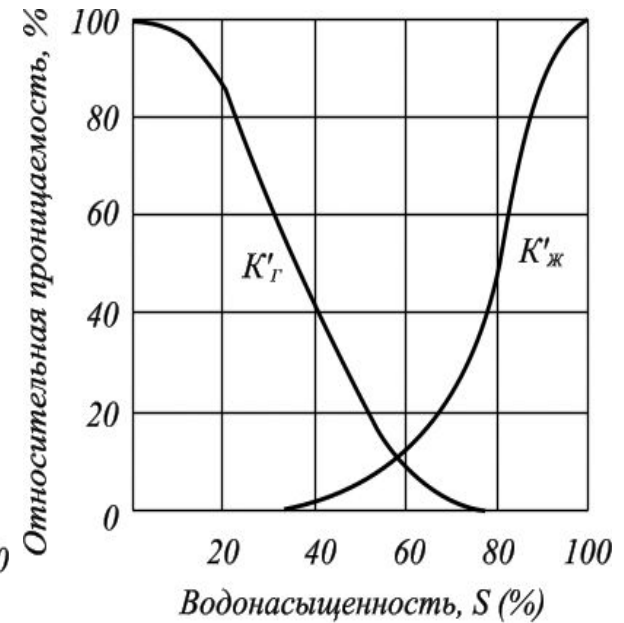
# ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



известняки и доломиты

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

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

# Обобщенный закон Дарси для **трехфазной** **фильтрации**

$$V_i = -\frac{K}{\mu_i} K_i(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) \frac{\partial P}{\partial x}$$

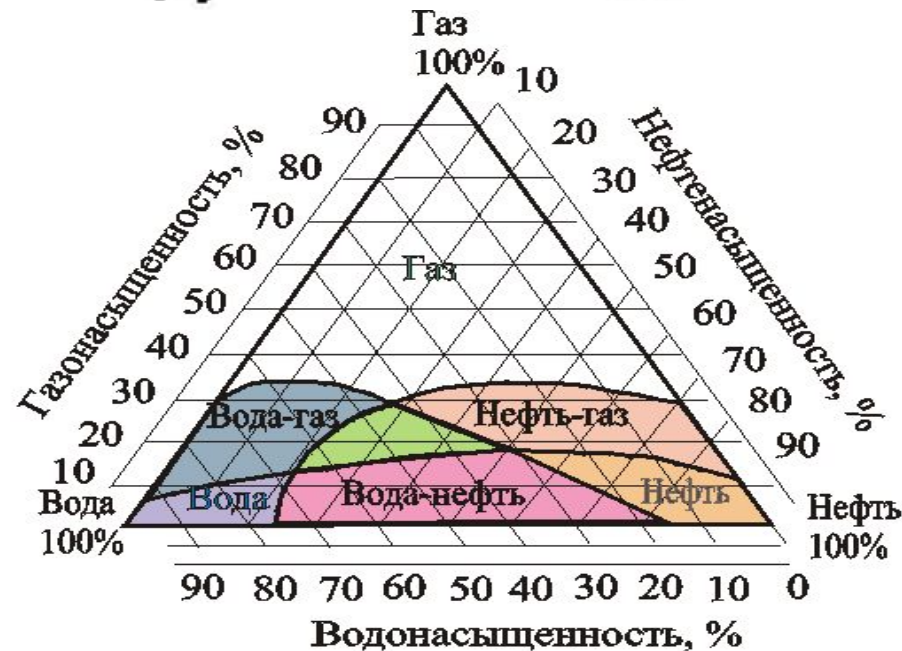


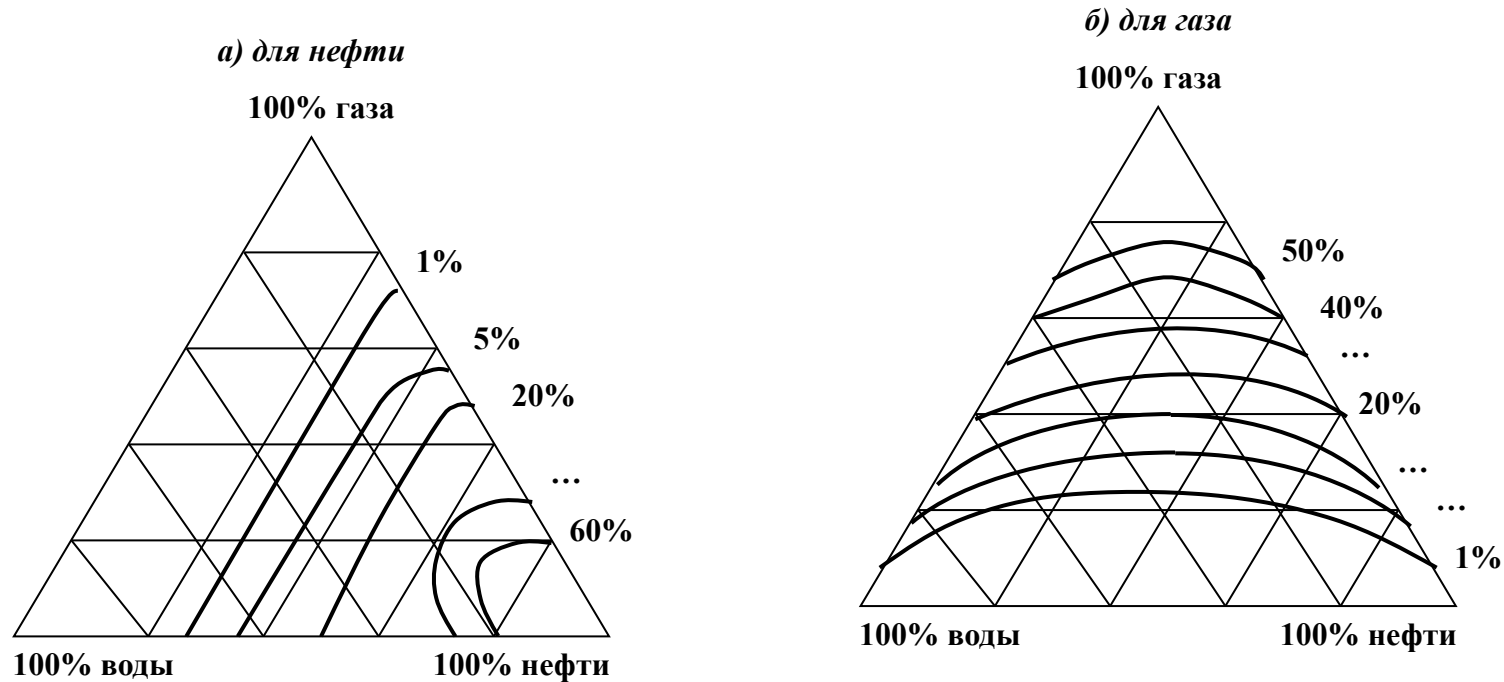
Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трёхфазном движении

- При содержании в породе более 35% газа движущейся фазой является только газ, а вода и нефть, занимающие оставшийся объем пор, неподвижны.
- При содержании газа меньше 10% и нефти меньше 23% поток содержит одну воду, а при насыщенности водой от 20 до 30% и газом от 10 до 18% в движении участвует только нефть.
- Затененные области, примыкающие к той или иной стороне треугольной диаграммы, отвечают одновременному движению двух фаз: газ-вода, вода-нефть и газ-нефть. В центре диаграммы расположена область насыщенностей, при которых в потоке одновременно движутся три фазы.

- Вершины треугольной диаграммы соответствуют 100%-ному насыщению пористой среды одной из фаз.
- Противоположные эти вершинам стороны соответствуют отсутствию данной фазы в породе.
- В каждой точке внутри треугольной диаграммы сумма насыщенностей равна единице.
- Кривые линии отделяют на диаграмме возможные области одно-, двух- или трехфазного течения.

- Насыщенности фаз  $S_i$  удовлетворяют равенству:
  - $S_1 + S_2 + S_3 = 1$ .
- При этом следует иметь ввиду, что фазовые проницаемости являются уже функциями двух независимых насыщенностей  $S_n$  и  $S_v$  (газонасыщенность  $S_g = 1 - S_n - S_v$ ):
  - $K_n = K_n(S_n, S_v)$ ;
  - $K_v = K_v(S_n, S_v)$ ;
  - $K_g = K_g(S_n, S_v)$ .

Относительные проницаемости можно определить с помощью диаграмм



Параллельно каждой стороне равностороннего треугольника проводятся прямые, вдоль которых насыщенность одной из фаз постоянна. Каждая насыщенность изменяется от нуля вдоль стороны треугольника до 100% на противоположной вершине. Каждая точка внутри треугольника, находящаяся на пересечении двух прямых, параллельных двум сторонам, соответствует определенным значениям  $S_H$ ,  $S_B$  и  $S_G$ .

Процессы многофазной фильтрации зависят от:

- 1) размеров области течения
- 2) от характерного времени фильтрационного процесса;

Влияние капиллярных сил на распределение давления незначительно и их действие проявляется в локальных процессах перераспределения фаз.

**Если размеры области малы, то при достаточно малых скоростях фильтрации капиллярные силы могут превзойти внешний перепад давления.**

**Если рассматривается движение в очень большой области (например, в целой нефтяной или газовой залежи), то влияние капиллярных сил на распределение давления незначительно и их действие проявляется в локальных процессах перераспределения фаз.**

# Потенциальное движение газированной жидкости

*Газированная жидкость - смесь жидкой и газовой фаз*

*Необходимое условие – давление меньше давления насыщения*

*При увеличении содержания свободного газа фазовая проницаемость для газа растет, а фазовая проницаемость для жидкой фазы уменьшается.*

**Расчеты параметров потока газированной жидкости необходимо проводить на основе многофазной модели течения**



- Под **газовым фактором Гг** понимается отношение объемного расхода газа  $Q_{го}$ , приведенного к атмосферному давлению, к объемному расходу нефти  $Q_{но}$  в нормальных условиях;
- под **водонефтяным фактором Гв** — отношение объемного расхода воды  $Q_{во}$  к объемному расходу нефти  $Q_{но}$  в нормальных условиях.  $\Gamma_g = Q_{го}/Q_{но}$

$$\Gamma_B = Q_{Bo} / Q_{но} \quad Q_{го} = \frac{(\rho_r \omega_r)_c}{\rho_{го}} \omega = \left( \frac{\rho_r}{\rho_{го}} \omega_r + \frac{s}{\beta_H} \omega_H \right) \omega$$

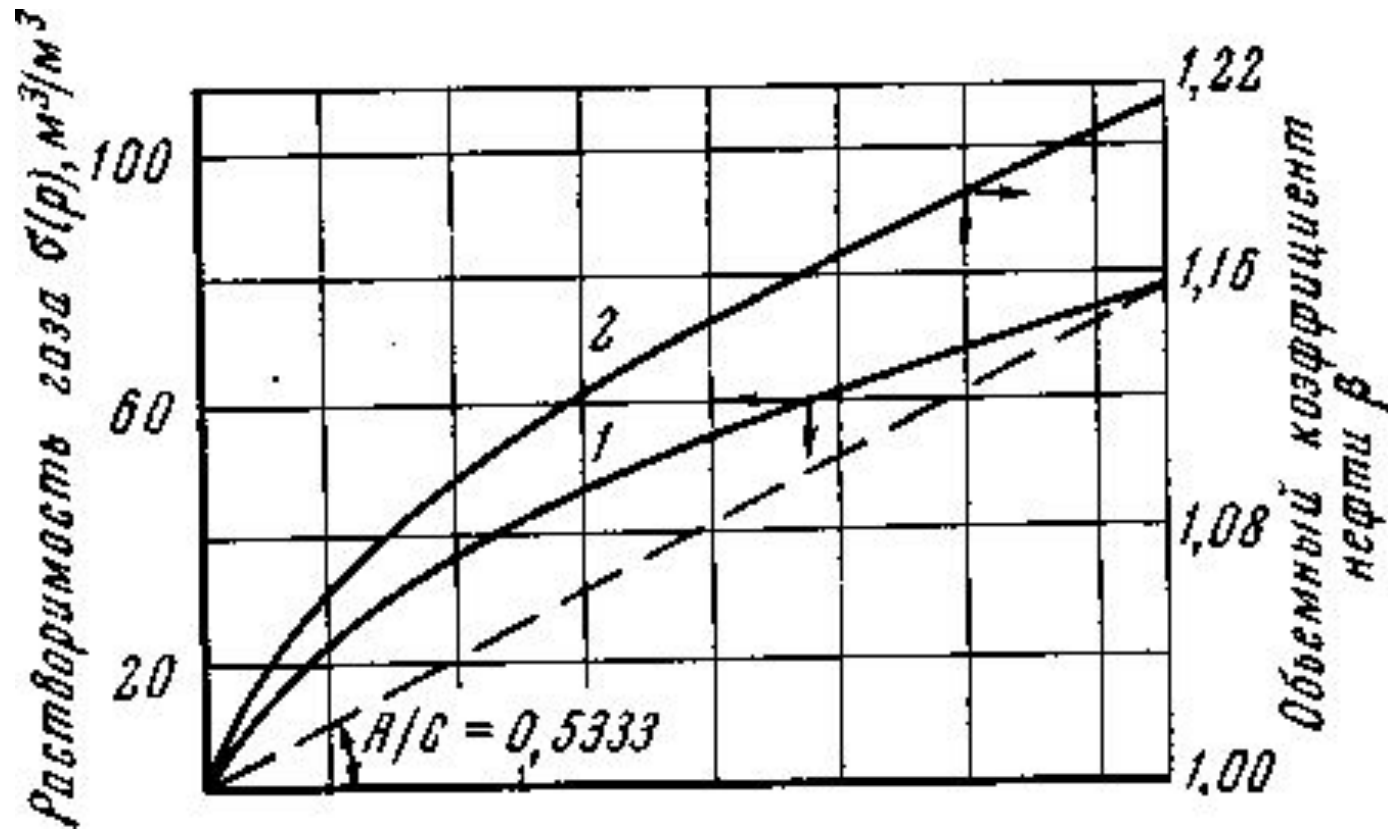
$$Q_{но} = \frac{\rho_H \omega_H}{\rho_{го}} \omega = \frac{\omega_H}{\beta_H} \omega$$

$$Q_{во} = \frac{\rho_B \omega_B}{\rho_{Bo}} \omega = \frac{\omega_B}{\beta_B} \omega, \text{ где } \omega \text{ — площадь сечения пласта.}$$

$$\Gamma_r = \frac{\rho_r(p) \omega_r \beta_H(p)}{\rho_{го} \omega_H} + s(p)$$

$$\Gamma_B = \frac{\omega_B \beta_B(p)}{\beta_B(p) \omega_H}$$

Кривые зависимости коэффициента растворимости газа в нефти и объёмного коэффициента нефти от давления



# ВЫВОДЫ

## по течению газированной жидкости

1. Дебит газированной жидкости при прочих равных условиях всегда меньше дебита однородной несжимаемой жидкости.
2. С повышением газового фактора при неизменяющейся депрессии  $\Delta p_c$  дебит жидкой фазы уменьшается, а дебит газа увеличивается
3. При данной депрессии  $\Delta p_c$  и газовом факторе  $\Gamma$  более высокий дебит будет при более высоком пластовом давлении.
4. Для повышения добычи более эффективным средством является увеличение депрессии за счет повышения пластового (контурного) давления  $p_k$ , но не путем снижения забойного давления  $p_c$ .

5. Зависимость дебита жидкости и газа от депрессии, в отличие от однородной жидкости, не является линейной.

6. Искривление индикаторной линии при фильтрации газированной жидкости еще не означает наличия отклонений от линейного закона фильтрации.

7. Индикаторная кривая для реальной газированной нефти имеет меньший наклон, чем кривая для идеальной газированной жидкости, т.е. для реальной жидкости существуют добавочные сопротивления при фильтрации, не учтенные в идеальной жидкости.

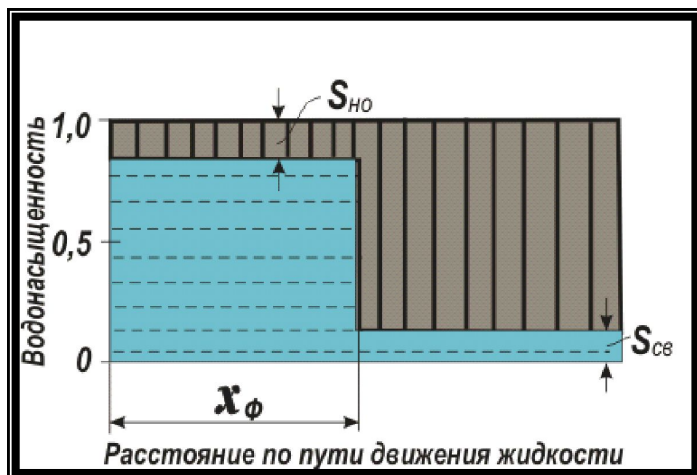
8. Начальный период (первые месяцы) неустановившейся радиальной фильтрации газированной жидкости в условиях режима растворенного газа характеризуется высокими дебитами жидкости и газа.
9. Величина дебита жидкости быстро уменьшается с течением времени, но стремится к асимптоте относительно стабильной добычи. При этом абсолютная величина дебита жидкости невелика (уменьшается на порядок).
10. Темп падения дебита газа меньше, чем темп падения дебита жидкости.
11. Газовый фактор сначала резко возрастает, достигая в скором времени максимума, затем постепенно уменьшается.

- С. А. Христиановичем была показана возможность сведения нелинейных задач установившейся фильтрации газожидкостных систем к задачам движения однородной несжимаемой жидкости в пористой среде:

- $$H(p) = \int k \frac{k_H(\sigma_H \sigma_B)}{\beta_H(p) \mu_H(p)} dp + \text{const}$$

## Модели вытеснения нефти

### Модель поршневого вытеснения

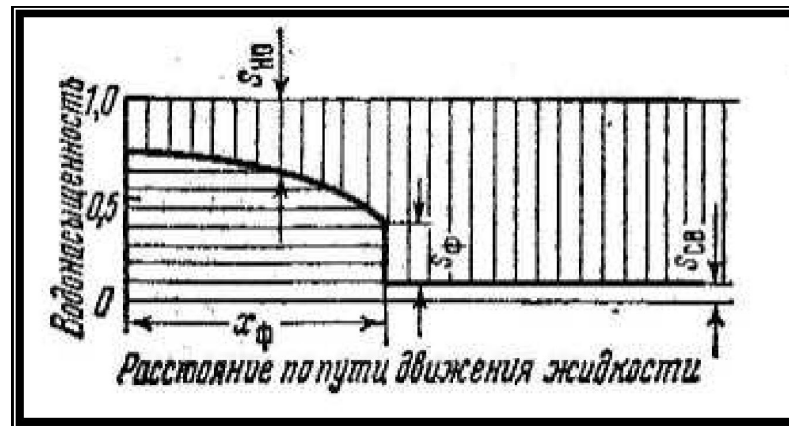


Предполагается движущийся в пласте вертикальный фронт, впереди которого нефтенасыщенность равна начальной

$$s_{OH} = 1 - s_{св}$$

а позади остается промытая зона с остаточной нефтенасыщенностью  $s_{HO}$ . Обводнение продукции скважин должно произойти **мгновенно** в момент подхода фронта вытеснения к скважинам.

### Модель непоршневого вытеснения



Перед фронтом вытеснения движется только нефть, позади него — одновременно нефть и вода со **скоростями, пропорциональными соответствующим фазовым проницаемостям**. По мере продвижения фронта вытеснения скорости изменяются не только в зависимости от насыщенности в пласте, но и во времени. В момент подхода фронта к скважине происходит мгновенное обводнение до некоторого значения, соответствующего скачку нефти-насыщенности на фронте, а затем обводненность **медленно нарастает**.