

Неоднородность нефтегазоносных пластов

- Под **геологической неоднородностью** понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи.

Различают :

- **Микронеоднородность** это изменчивость размеров пор, трещиноватости, смачиваемости.
Это основной фактор, определяющий полноту вытеснения нефти водой и другими рабочими агентами.
- **Макронеоднородность** отражает залегание пород-коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Неоднородность, выражается в прерывистости отдельных пропластков в разрезе, линзовидными включениями в толще основного горизонта, расчлененностью и др.

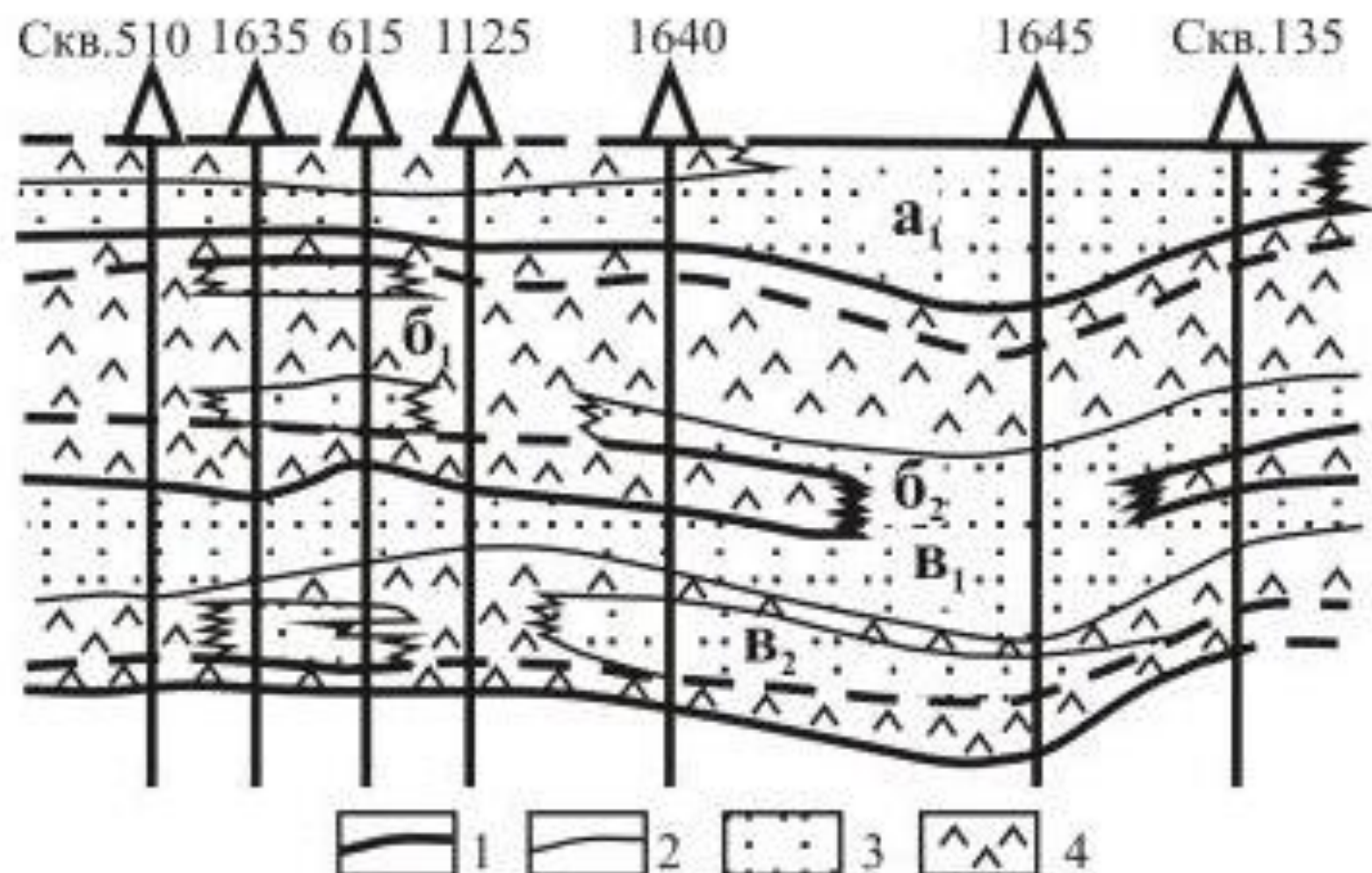
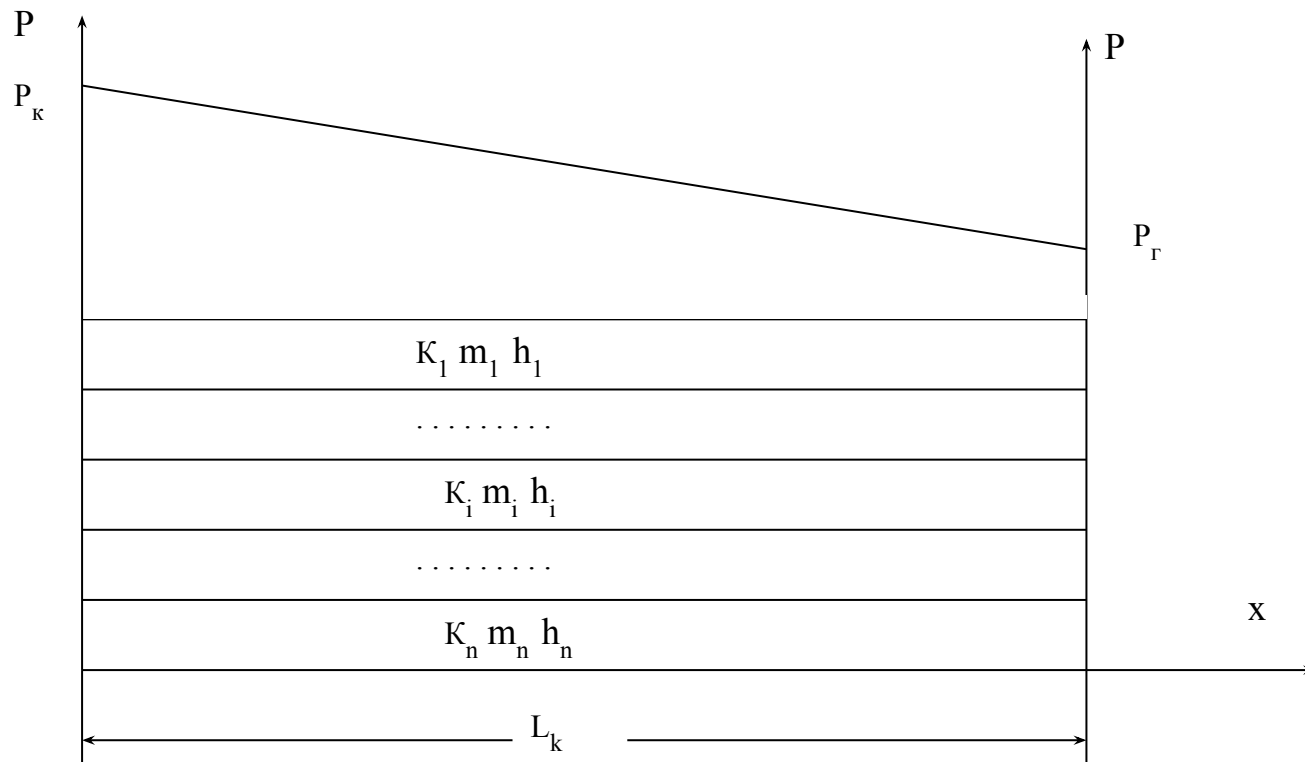


Рис. 31. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического разреза горизонта.

Кровля и подошва: 1 - пласта, 2 - прослая, 3 - коллектор, 4 - неколлектор, а-в - индексы пластов-коллекторов

Основные виды макронеоднородности

- Слоистая неоднородность – пласт разделяется по толщине на несколько слоев, в каждом из которых проницаемость в среднем постоянна, но отлична от проницаемости соседних слоев.



В слоисто-неоднородном пласте:

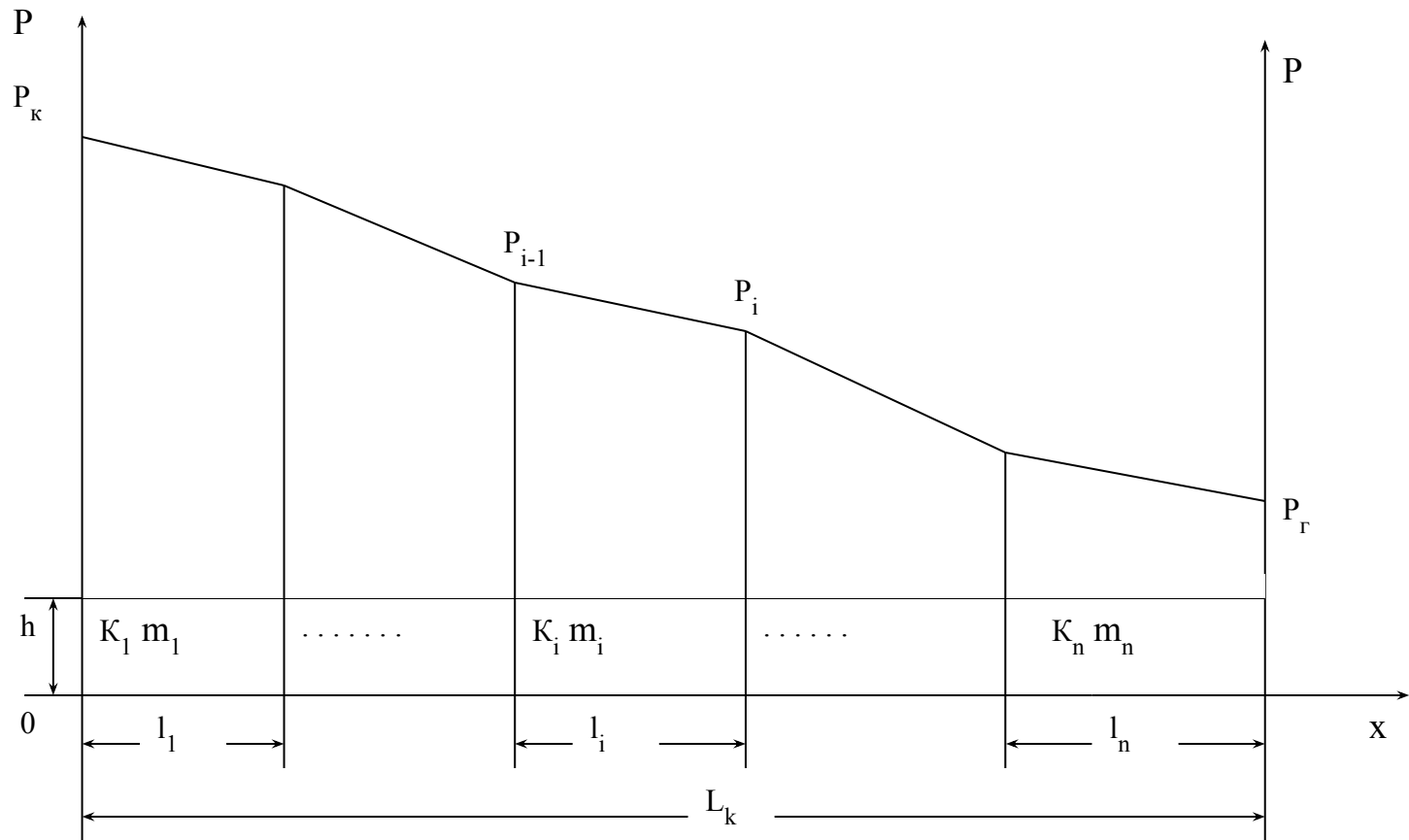
- При одном и том же значении координаты x давления в каждом пропластке одинаковы. Распределение давления в каждом пропластке линейно вдоль линии тока;
- градиент давления в каждом пропластке одинаков;
- скорость фильтрации в i -том пропластке своя, пропорциональная проницаемости пропластка K_i ;
- дебит потока равен сумме дебитов отдельных пропластков.

Если скважина дренирует несколько пропластков , то общий приток из многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_{i=1}^n q_i$$

Параметры $k, h, \mu, (P_k - P_c)$  q

- **Зональная неоднородность**- пласт по площади состоит из нескольких зон с различной проницаемостью.



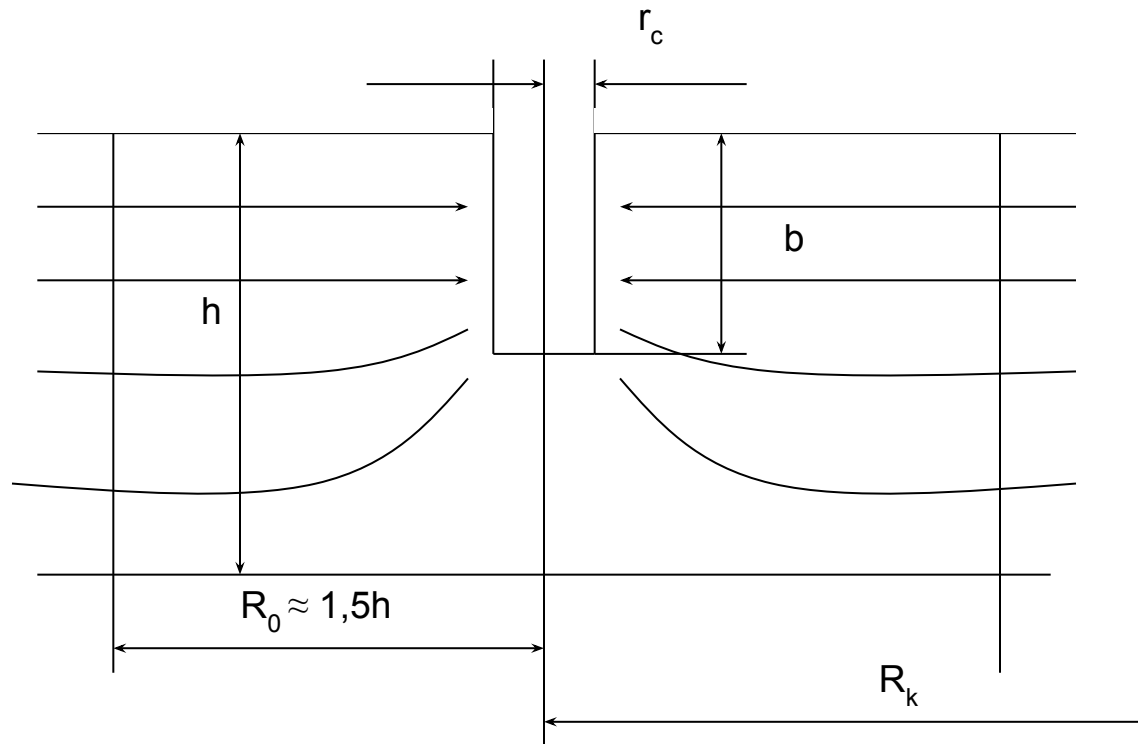
В зонально-неоднородном пласте:

- Распределение давления в каждой зоне линейное;
- градиент давления в пределах каждой зоны постоянный, но разный в различных зонах;
- дебит потока несжимаемой жидкости в силу условия неразрывности постоянен в любом поперечном сечении потока;
- скорость фильтрации постоянна в любом поперечном сечении потока.

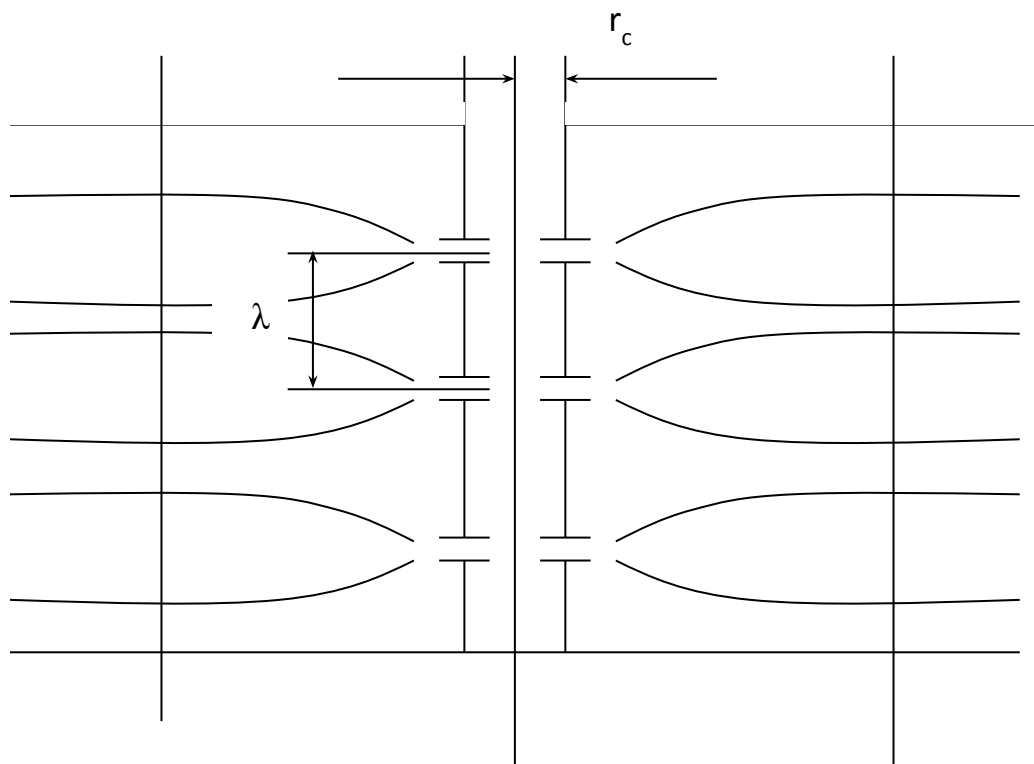
| Характеристика | Слоисто-неоднородный пласт | Зонально-неоднородный пласт |
|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Дебит потока | $Q = \sum_{i=1}^n Q_i =$ $= \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{\mu} \frac{P_k - P_z}{L_k} B h_i =$ $= \frac{B(P_k - P_z)}{\mu L_k} \sum_{i=1}^n K_i h_i$ | $Q = \frac{K_i}{\mu} \frac{P_{i-1} - P_i}{l_i} B h =$ $= \frac{B h P_k - P_z}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_i}}$ |
| Закон распределения давления в пропластке (зоне) | $P = P_x - \frac{P_x - P_z}{L_k} x$ | $P_i(x) = P_{i-1} - \frac{P_{i-1} - P_i}{l_i} x, \quad 0 \leq x \leq l_i$ |
| Скорость фильтрации в пропластке (зоне) | $V_i = \frac{K_i}{\mu} \frac{P_k - P_z}{L_k}, \quad i = 1, 2, \dots, n$ | $V = \frac{P_k - P_z}{\mu \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_i}}$ |
| Градиент давления в пропластке (зоне) | $\frac{\partial P}{\partial x} = - \frac{P_k - P_z}{L_k}$ | $\frac{\partial P_i}{\partial x} = - \frac{P_{i-1} - P_i}{l_i}$ |

**ПРИТОК К
НЕСОВЕРШЕННЫМ
СКВАЖИНАМ**

- Скважина гидродинамически несовершенная по степени вскрытия пласта – это скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на всю толщину.



- Скважина гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия пласта – это скважина, вскрывшая пласт на всю толщину, но сообщающаяся с пластом через систему перфорационных отверстий или специальные фильтры.



Скважина гидродинамически несовершенная как по степени, так и по характеру вскрытия.

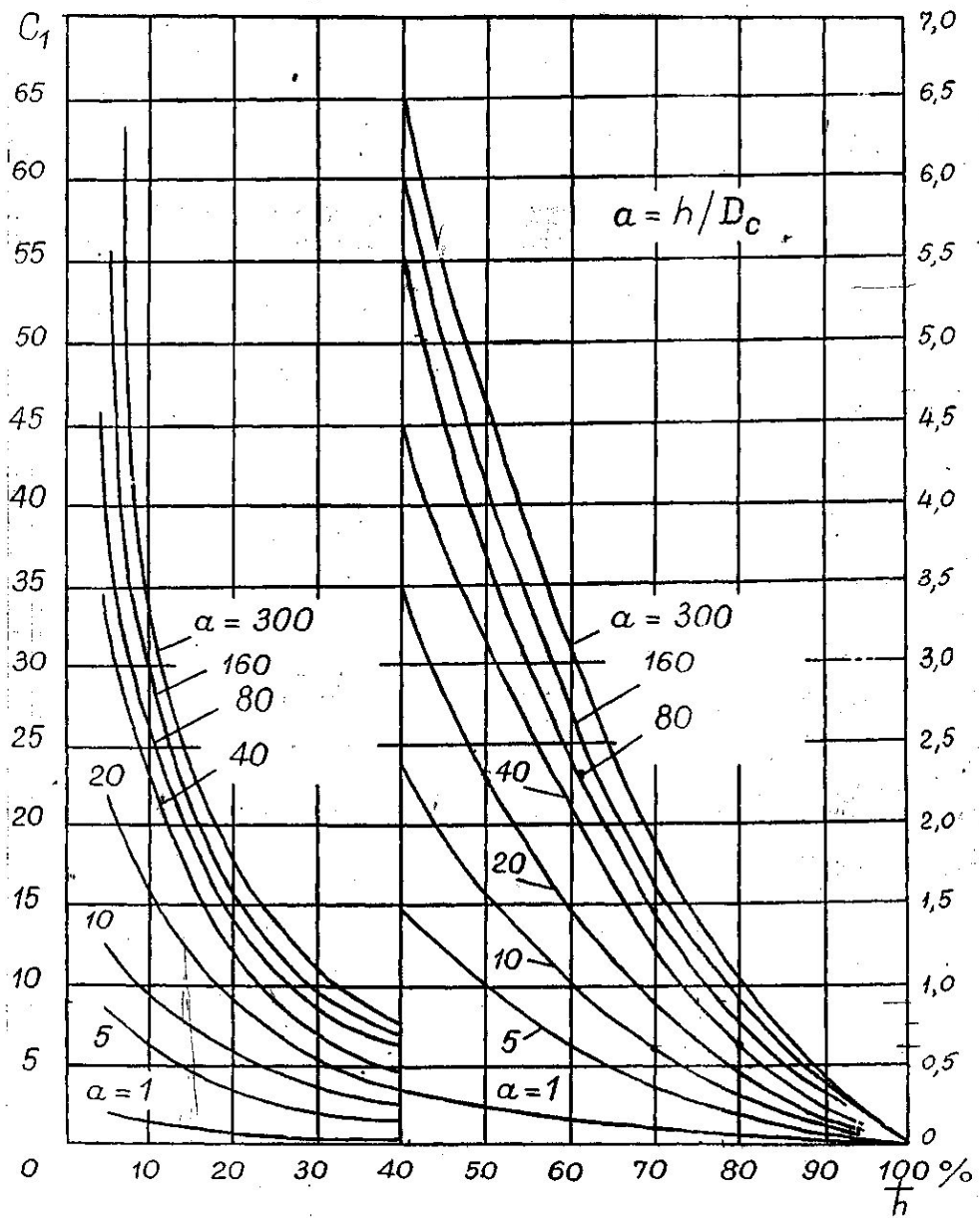
$$Q = \frac{2\pi Kh(P_k - P_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C \right)}$$

$C = C_1 + C_2$ – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия (C_1) и по характеру вскрытия (C_2).

- Значения C_1 и C_2 находятся по графикам В.И.Щурова, общий вид которых представлен на рис.

C_1 находится с помощью параметров:

$$a = \frac{h}{D_c} \quad \cdot \quad \bar{h} = \frac{b}{h}$$



$$Q = \frac{2\pi Kh(P_k - P_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{\bar{r}_c} \right)}$$

\bar{r}_c приведенный радиус скважины, т.е. радиус такой гидродинамически совершенной скважины, дебит которой равен дебиту данной несовершенной скважины.

$$\bar{r}_c = r_c e^{-C}$$

Значения приведенного радиуса обычно составляют ($10^{-2} \div 10^{-4}$) м.

Иногда гидродинамическое несовершенство скважины учитывается при помощи коэффициента совершенства δ :

$$\delta = \frac{Q}{Q_{сов}} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C}$$

Несовершенство по качеству вскрывания

$$Q = \frac{2\pi Kh(P_k - P_c)}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S \right)}$$

$S = S_1 + S_2$. S_1 – коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в ПЗС из-за несовершенства скважины по **качеству первичного вскрытия** (загрязнение пласта фильтратом бурового раствора, цементным раствором и т.п.);

S_2 - из-за несовершенства скважины по **качеству вторичного вскрытия** (возникновение зоны кольтматации вокруг перфорационных каналов).

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны:

- 1) Кольматирование буровым раствором;**
- 2) Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды.**
- 3) Разрушения естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону.**
- 4) Гидроразрыв пласта.**
- 5) Проведение кислотных обработок**
- 6) Торпедирование**

ЗАКОН Дарси

Производительность скважины описывается законом Дарси.

Закон Дарси не является теорией или предположением, это – ЗАКОН.

$$q_o = \frac{Kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{18.41\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

q_o – дебит нефти (м³/сут)

K – проницаемость (мД) – (эффективная проницаемость нефти)

h – эффективная мощность пласта (м)

\bar{P}_r – среднее пластовое давление (атм)

P_{wf} – забойное давление (атм)

μ_o – вязкость нефти (сПз) - (в пластовых условиях)

B_o – объемный коэффициент нефти (м³/м³)

r_e – радиус дренирования (м)

r_w – радиус скважины (м)

S – скин

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi Kh}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S \right)} = \frac{2\pi \varepsilon}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S}$$

$\varepsilon = Kh/\mu$ - гидропроводность пласта, характеризующая зону с естественной проницаемостью, т.е. зону пласта за пределами проникновения технологических жидкостей.

$$\ln \frac{R_k}{r_c} + C + S = \frac{2\pi \varepsilon}{\eta}$$

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СКВАЖИН

Потенциал скорости фильтрации

$$\Phi = \frac{K}{\mu} (P + \rho g z)$$

потенциалом скорости фильтрации называется функция, производная которой с обратным знаком вдоль линии тока равна скорости фильтрации.

$$W_x = -\frac{\partial \Phi}{\partial x}, \quad W_y = -\frac{\partial \Phi}{\partial y}, \quad W_z = -\frac{\partial \Phi}{\partial z}$$

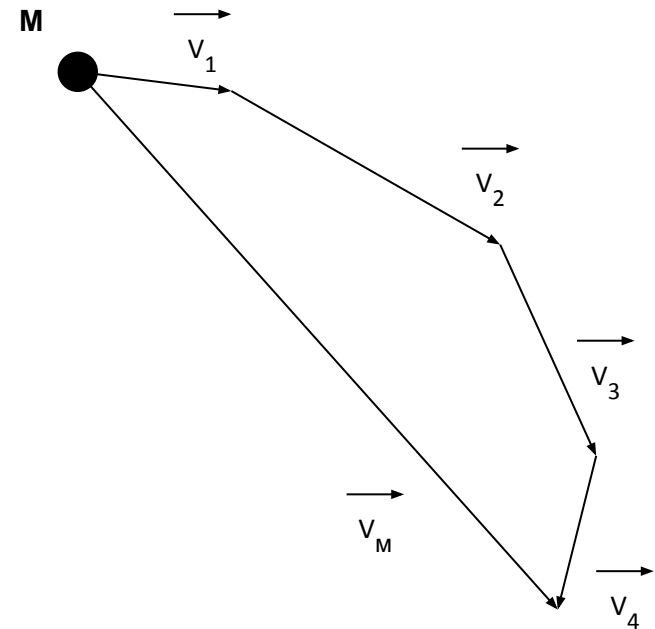
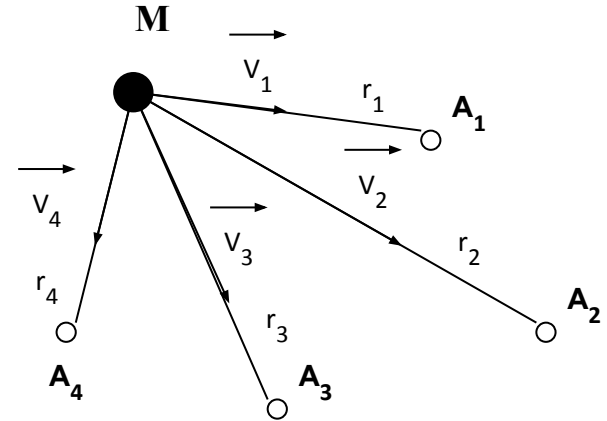
потенциала для точечного стока на плоскости

$$\Phi = \frac{Q}{2\pi h} \ln r + C$$

Точечным источником называют точку на плоскости, поглощающую жидкость (модель нагнетательной скважины бесконечно малого радиуса).

Принцип суперпозиции

- При совместной работе в пласте нескольких скважин результирующий потенциал в любой точке пласта M равен алгебраической сумме потенциалов $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$, обусловленных работой каждой отдельной скважины
- Скорости фильтрации при этом складываются геометрически.



ЭГДА (электрогидродинамическая аналогия)

Аналогия между гидродинамическими и электрическими процессами проявляется в следующем:

- 1) изменение **напряжения** между узлами электрической сетки аналогично распределению **давления** в пласте
- 2) **электрическое сопротивление** участка электрической сетки пропорционально (аналогично) **гидродинамическому сопротивлению** участка моделируемого пласта
- 3) **сила тока**, протекающего между узлами сетки, **пропорциональна (аналогична)** количеству жидкости, протекающей через участок моделируемого пласта

При этом справедлив закон Кирхгофа, согласно которому суммарное падение напряжения в сети равно сумме падений напряжений на отдельных участках:

$$\Delta P = \sum_i^n Q'(\Omega + \omega)$$

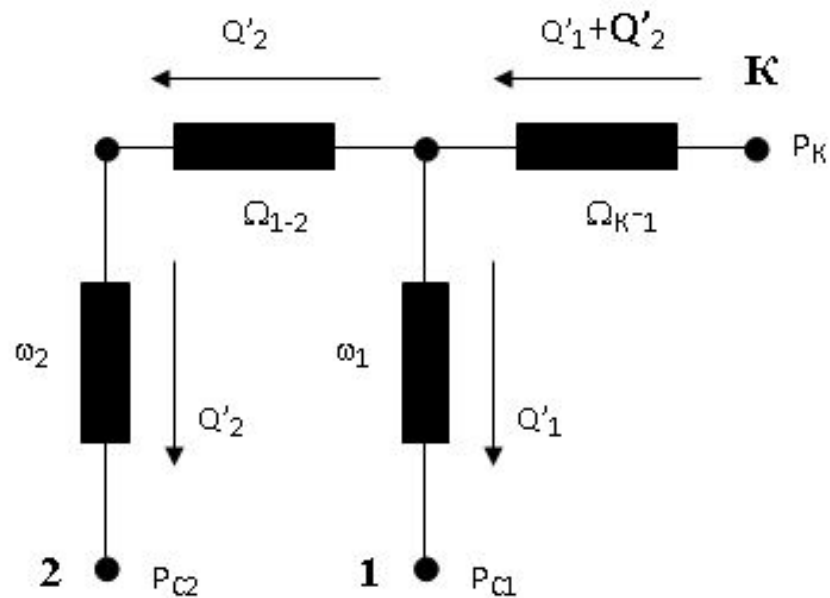
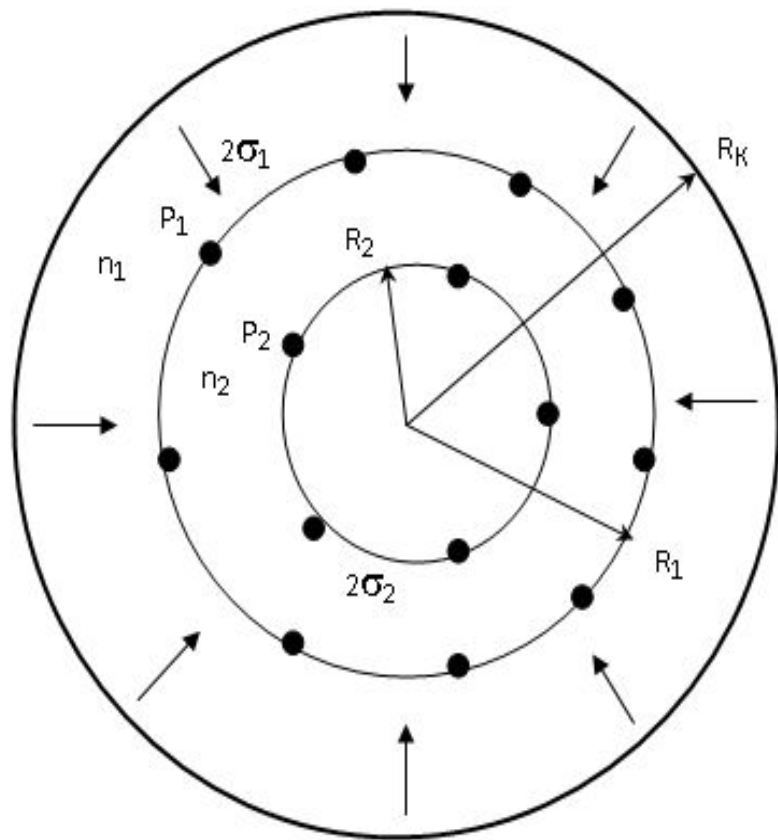


Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений

Упругий режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Условием существования этого режима является

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$$

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, **ЯВЛЯЮТСЯ:**

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи,

во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

1. Коэффициент упругоёмкости пласта

$$\beta^* = m\beta_{жс} + \beta_c$$

2. Коэффициент пьзопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu\beta^*}$$

3. Коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon.$$

Подсчет упругого запаса жидкости в пласте

- Под **упругим запасом жидкости** в пласте понимается количество жидкости, которое можно извлечь из пласта при снижении давления в нем за счет объемной упругости пласта и насыщающих его жидкостей.

$$\Delta V_z = \Delta V_{жс} + \Delta V_n$$

$$\Delta V_{жс} = \beta_{жс} V_{жс} \Delta P$$

$$\Delta V_n = \beta_c V_n \Delta P$$

- Коэффициент объемной упругости жидкости $\beta_{ж}$ характеризует податливость жидкости изменению ее объема и показывает, на какую часть первоначального объема изменяется объем жидкости при изменении давления на единицу:

$$\beta_{ж} = - \frac{1}{V_{ж}} \frac{dV_{ж}}{dP}$$

Для различных нефтей отечественных месторождений $\beta_{н} = (7 \div 30) \cdot 10^{-1} \text{ 1/ГПа}$; для пластовых вод $\beta_{в} = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-1} \text{ 1/ГПа}$; для пород, слагающих продуктивные пласты, $\beta_{с} = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-1} \text{ 1/ГПа}$.

Сжимаемость пластовой нефти обуславливается тем, что, как и все жидкости, нефть обладает упругостью, которая измеряется **коэффициентом сжимаемости** (или объемной упругости) β_n :

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

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора.

Нефти, не содержащие растворённого газа, обладают низким коэффициентом сжимаемости ($0,4-0,7 \text{ ГПа}^{-1}$), а лёгкие нефти со значительным содержанием растворённого газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 ГПа^{-1}).

Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пластовых условиях, близких к критическим.

$$\Delta V_3 = (m\beta_{жс} + \beta_c) \cdot V_n \Delta P$$

Коэффициент упругоёмкости β^* численно равен изменению упругого запаса жидкости в единице объёма пласта при изменении в нём давления на единицу.

- 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. $\Gamma_g = Q_{го}/Q_{но}$

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

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

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

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

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

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

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

Зависимость параметров от давления называются *уравнениями состояния флюида* и пористой среды.

| Параметр | Экспоненциальная зависимость | Линейная зависимость |
|---------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Плотность | $\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_{ж}(P - P_0)}$ | $\rho = \rho_0 [1 + \beta_{ж}(P - P_0)]$ |
| Вязкость | $\mu = \mu_0 \cdot e^{-\alpha_{\mu}(P_0 - P)}$ | $\mu = \mu_0 [1 - \alpha_{\mu}(P_0 - P)]$ |
| Пористость | $m = m_0 \cdot e^{-\alpha_m(P_0 - P)}$ | $m = m_0 + \beta_c(P - P_0)$ |
| Проницаемость | $K = K_0 \cdot e^{-\alpha_k(P_0 - P)}$ | $K = K_0 [1 - \alpha_k(P_0 - P)]$ |

ρ_0, μ_0, m_0, K_0 – значения параметров при фиксированном (начальном давлении P_0 ;

ρ, μ, m, K – значения параметров при текущем давлении P ;

$\beta_{ж}$ – коэффициент объемного сжатия жидкости, Па-1;

β_c – коэффициент объемной упругости среды, Па-1;

$\alpha_{\mu}, \alpha_m, \alpha_k$ – коэффициенты, определяемые экспериментально и зависящие от свойств жидкости и породы, Па-1.

При значительных изменениях давления зависимость экспоненциальная, при малых депрессиях – линейная.

Многофазные фильтрации

Двухфазная фильтрация

При совместном движении двух (или более) флюидов, каждый из них занимает только часть порового пространства.

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), ΔV_i — объем среды, занятой жидкостью, ΔV_n — общий объем активных пор в данном элементе.

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

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

Закон Дарси

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

где ω_1 и ω_2 — скорости фильтрации фаз; μ_{12} — динамические коэффициенты вязкости жидкостей; Δp_{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 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;

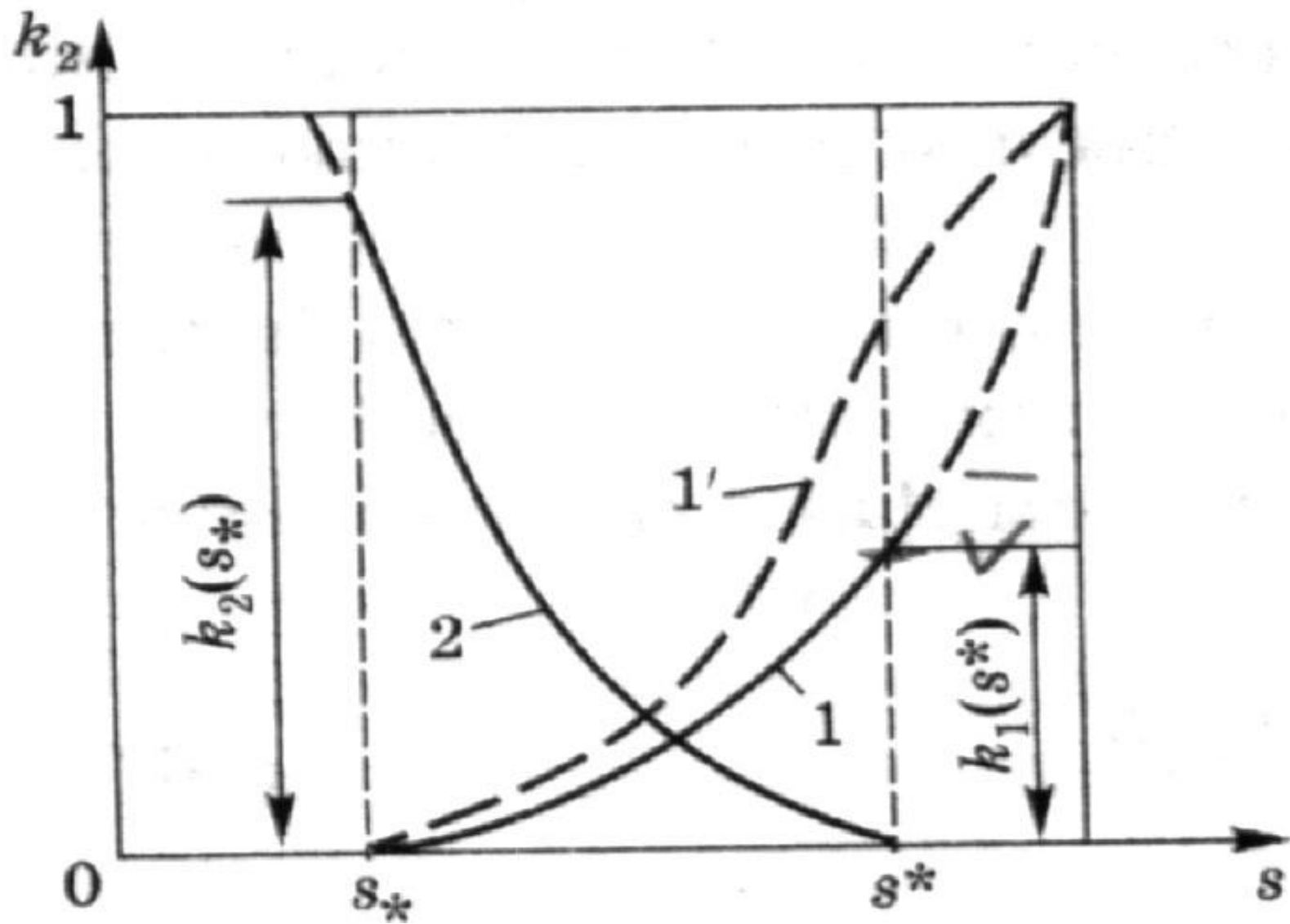
Для каждой фазы существует **предельная насыщенность** такая, что при меньших значениях насыщенности эта фаза неподвижна.

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 $1 - S^*$ называется **остаточной нефтенасыщенностью**.

Сумма относительных проницаемостей для каждого фиксированного значения S меньше 1:

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



Относительная проницаемость смачивающей фазы при S^* имеет значение меньше 1, тогда как величина $k_2(S)$ при S^* , близка к единице.

Это означает, что присутствие связанной смачивающей фазы мало влияет на течение несмачивающей жидкости, тогда как присутствие остаточной несмачивающей фазы значительно «стесняет» движение смачивающей фазы.

Пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность $S_B < 25\%$

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

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

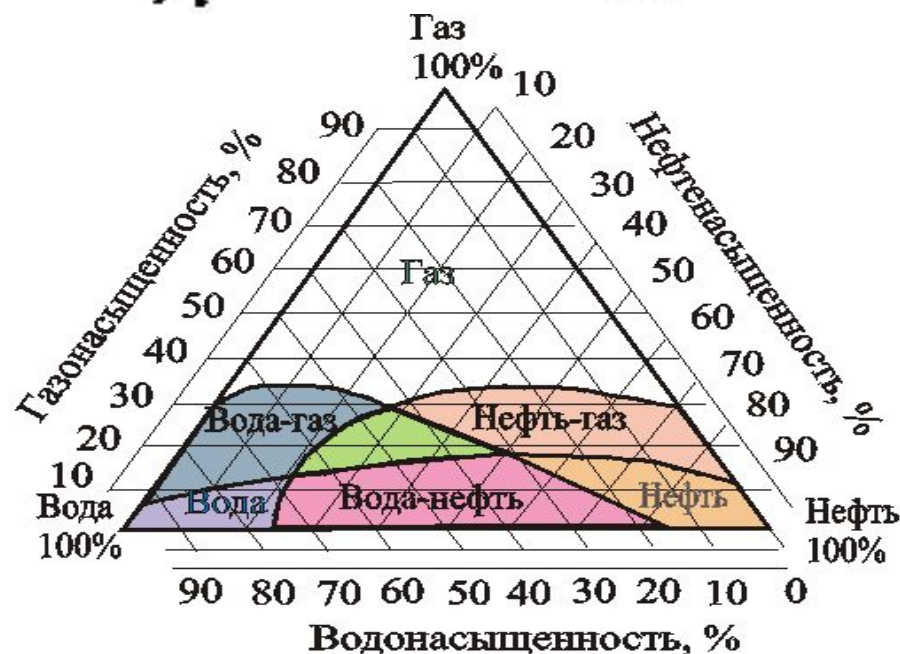


Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трехфазном движении

- 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_H и S_V (газонасыщенность $S_2 = 1 - S_H - S_V$):
 - $K_H = K_H(S_H, S_V)$;
 - $K_V = K_V(S_H, S_V)$;
 - $K_2 = K_2(S_H, S_V)$.