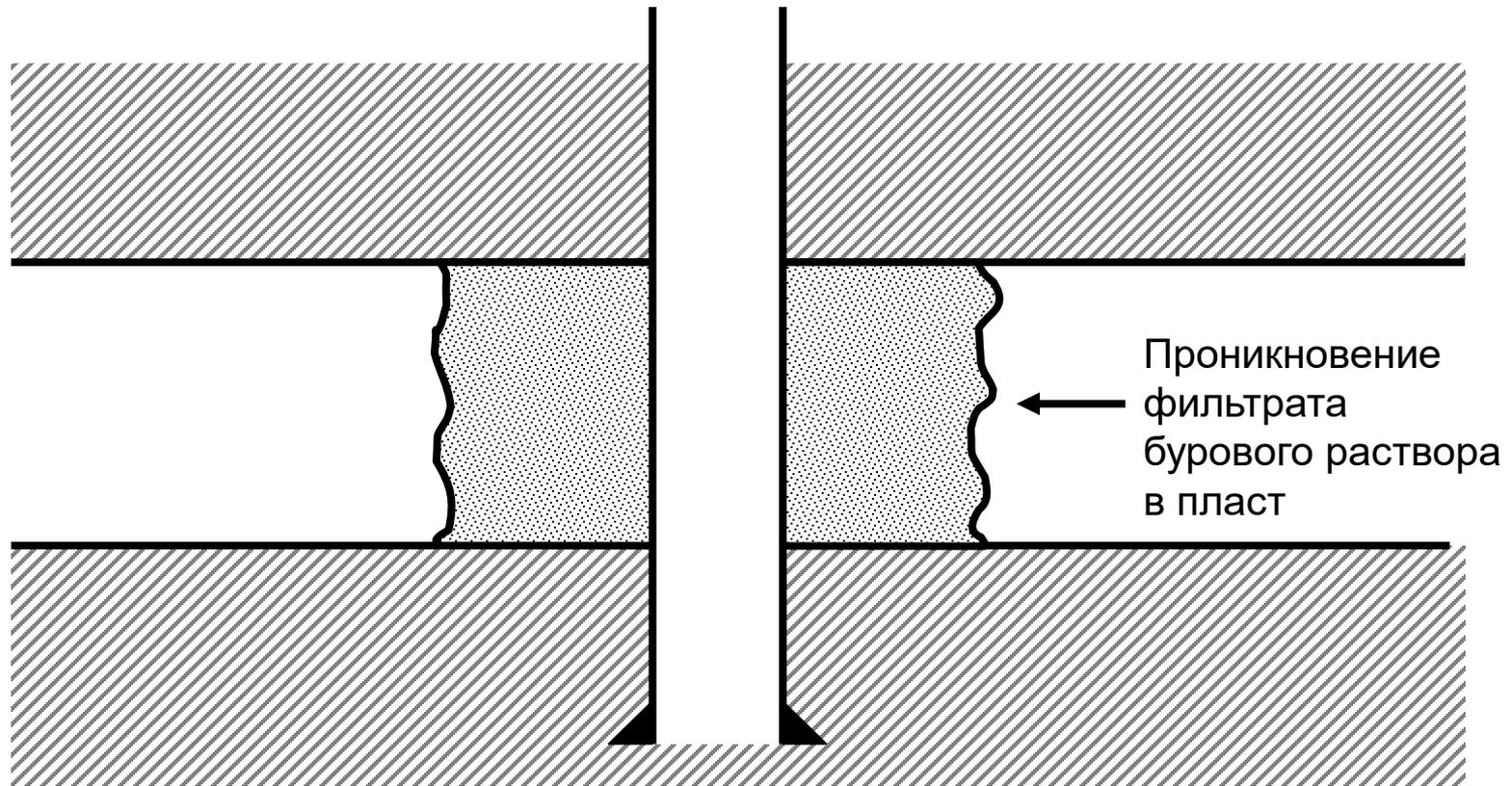


Скин - фактор

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны:

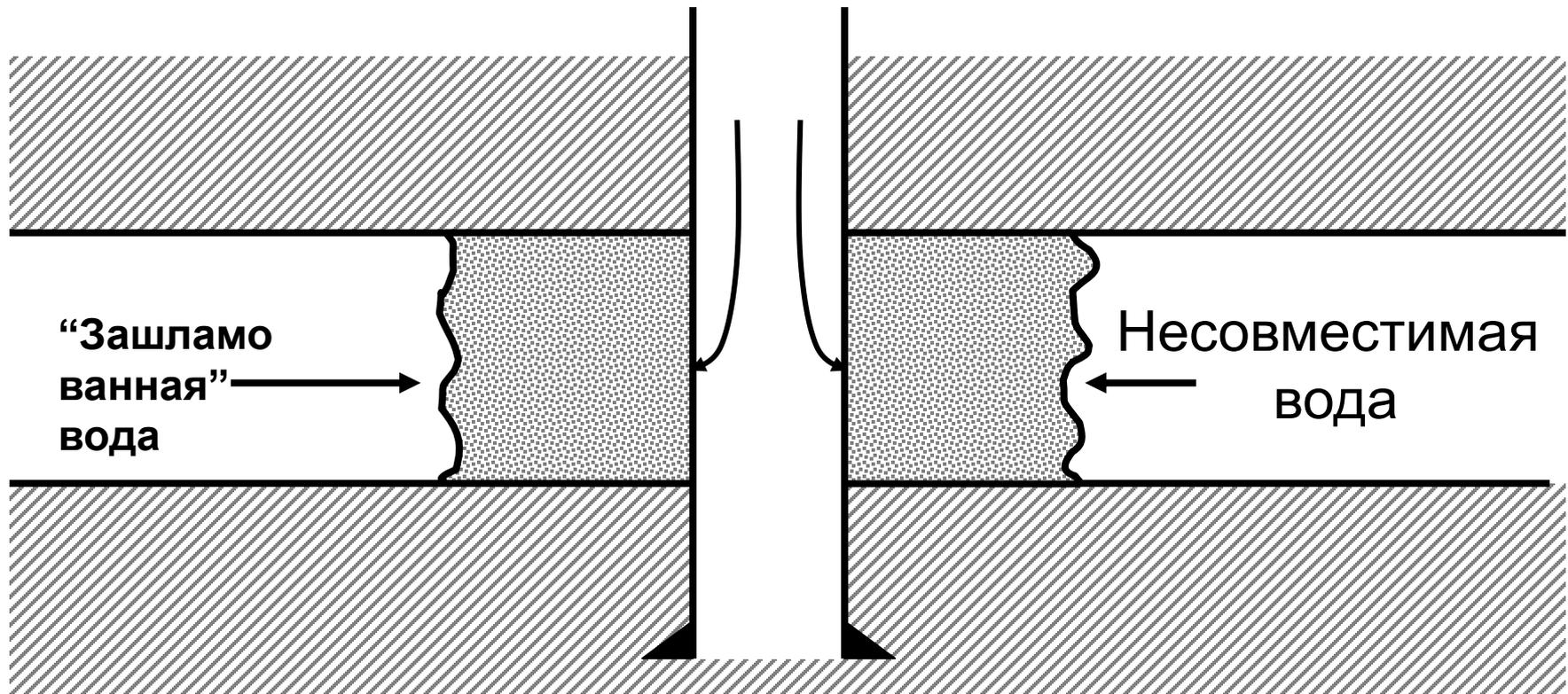
- 1) Кольматирование буровым раствором;**
- 2) Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды.**
- 3) Разрушение естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону.**
- 4) Гидроразрыв пласта.**
- 5) Проведение кислотных обработок**

Повреждения, вызванные закачкой бурового раствора



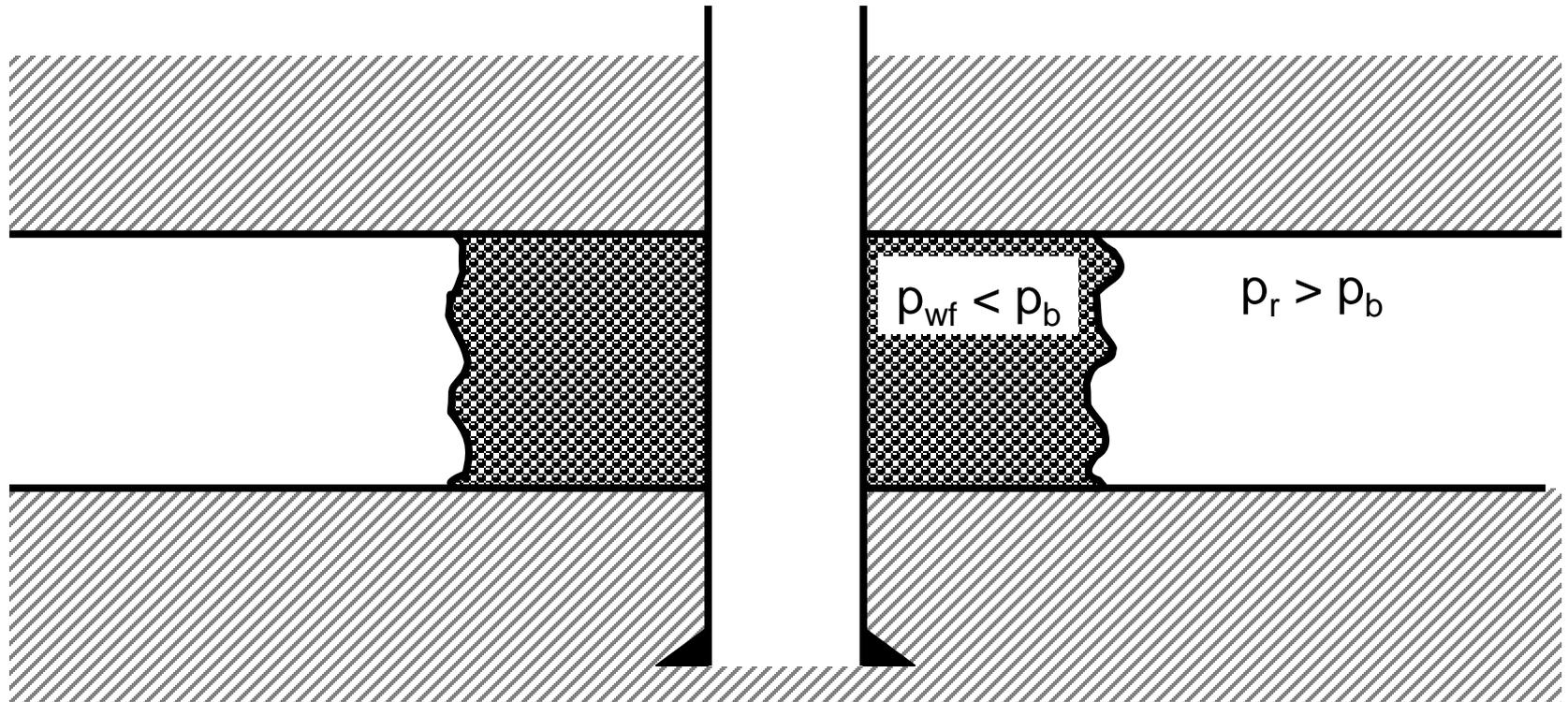
- Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне.
- Буровой фильтрат может вызвать разбухание глин, что приведет к повреждению.

Повреждения при закачке



- Закачиваемая вода может быть «грязной» – мелкие частицы могут закупорить поровые каналы.
- Закачиваемая вода может быть несовместимой с пластовой водой – может вызвать образование осадков и закупорить поровые каналы.
- Закачиваемая вода может оказаться несовместимой с глинистыми минералами пласта; вода может дестабилизировать некоторые глины, вызывая движение мелких частиц и закупоривая поровые каналы.

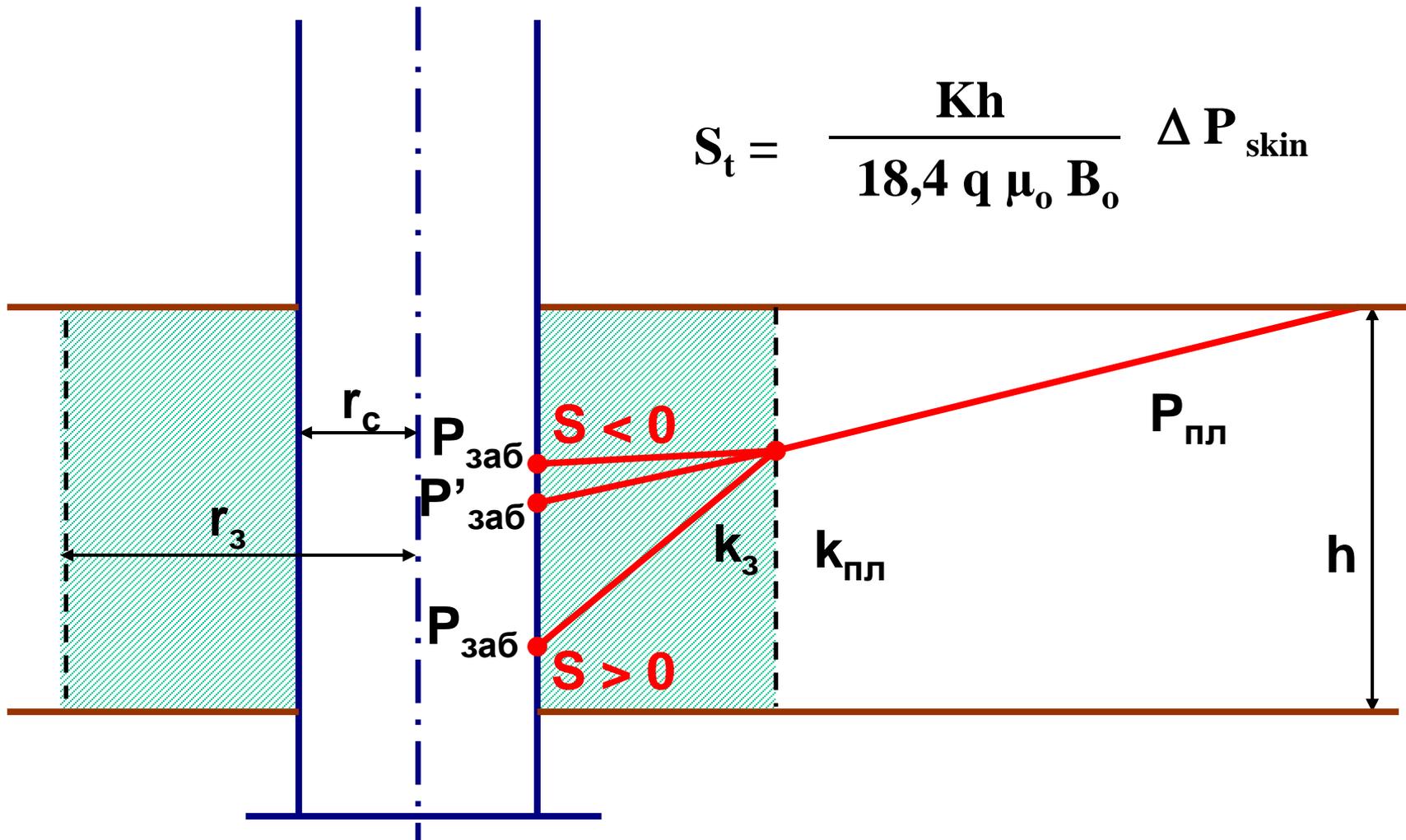
Повреждения в результате добычи



• В нефтеносном пласте околоскважинное давление может быть ниже давления насыщения. При этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти в околоскважинной зоне.

• В ретроградном газоконденсатном коллекторе околоскважинное давление может быть ниже точки росы. При этом образуется неподвижное конденсатное кольцо, что снижает эффективную проницаемость по газу в околоскважинной зоне.

Модель скин-эффекта



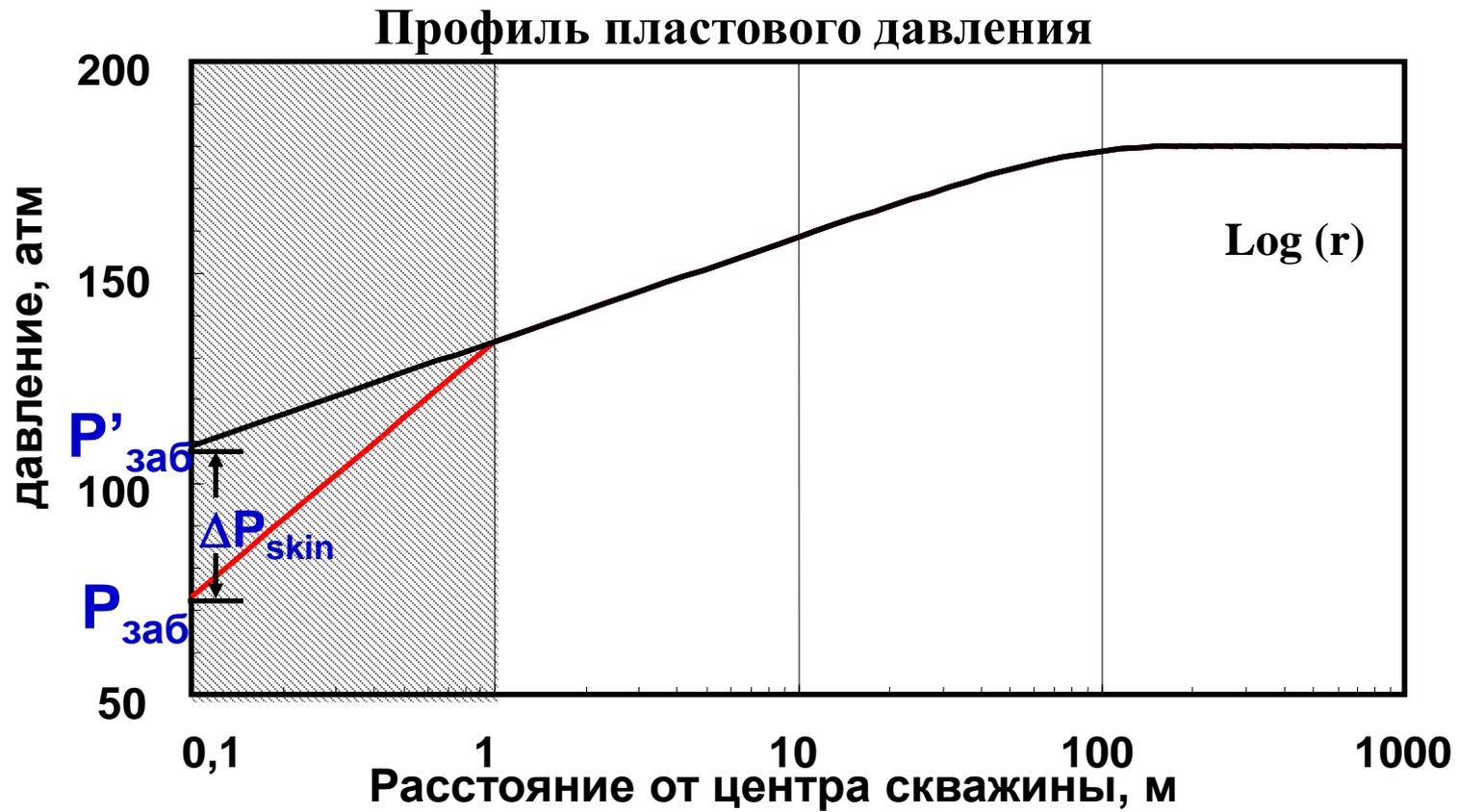
Скин-фактор – безразмерная величина, связывающая изменение давления в прискважинной зоне, дебит и гидропроводность породы

Хорнер выразил скин-фактор через дополнительное падение давления в результате повреждения:

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 m S_t = (P'_{\text{заб}} - P_{\text{заб}})$$

где m – наклон полулогарифмической прямой Хорнера,
 S_t – суммарный скин-эффект

$$S_t = \Delta P_{\text{skin}} / 0.87 m = (P'_{\text{заб}} - P_{\text{заб}}) / 0.87 m$$



S_t – суммарный скин-эффект - совокупность скин-эффектов, возникших по различным причинам:

$$S_t = S_3 + S_p + S_{pp} + S_{turb} + S_o + S_s + \dots$$

S_3 – скин-эффект вследствие повреждения породы (+)

S_p – скин-эффект из-за перфорации (+)

S_{pp} – скин-эффект вследствие частичного проникновения скважины в пласт (+)

S_{turb} – скин-эффект вследствие турбуленции или скин, зависящий от темпа отбора (+)

S_o – скин-эффект вследствие наклона скважины (-)

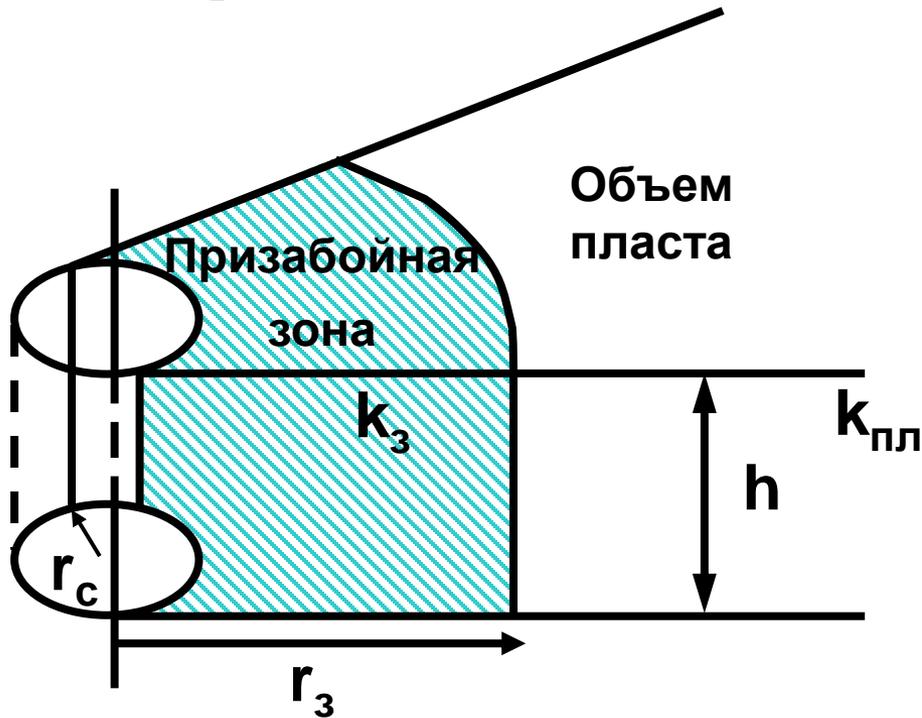
S_s – скин-эффект, возникающий вследствие ГРП (-)

Скин-эффект вследствие повреждения породы S_3 в лучшем случае может быть изменен до нуля (например - кислотной обработкой).

Отрицательный скин возникает вследствие образования трещин (гидроразрыв).

Скин-фактор и свойства призабойной зоны

Используя концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, Хокинс построил модель скважины, как показано на рисунке. Скин-фактор может быть вычислен с помощью свойств призабойной зоны.



$$S_3 = \left(\frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_3}{r_c} \right)$$

$k_{пл}$ – проницаемость коллектора

k_3 – проницаемость измененной зоны

r_3 – радиус измененной зоны

r_c – радиус скважины

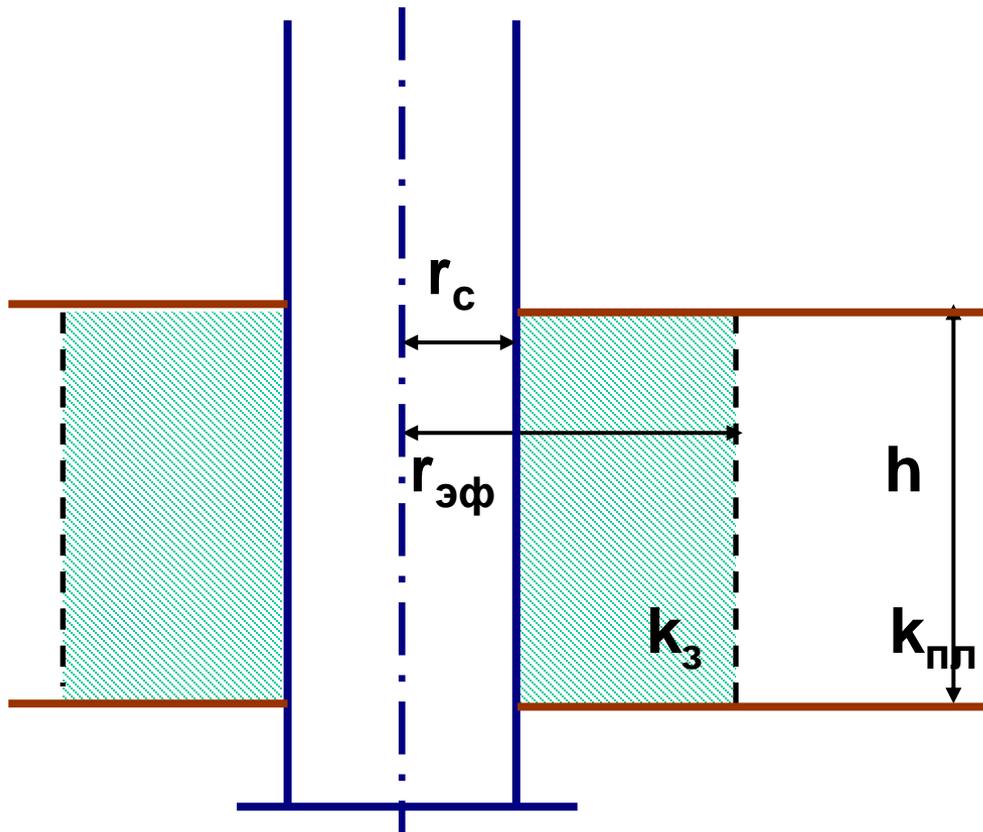
Если $k_3 < k_{пл}$ (повреждение), скин-фактор является положительным.

Если $k_3 > k_{пл}$ (интенсификация), скин-фактор является отрицательным.

Если $k_3 = k_{пл}$, скин-фактор равен 0.

Эффективный радиус скважины

Если проницаемость в зоне изменения k_3 намного выше, чем проницаемость пласта $k_{пл}$, то скважина будет вести себя как скважина с вероятным радиусом $r_{эф}$ - эффективный радиус скважины. $r_{эф}$ может быть вычислен на основе реального радиуса и скин-фактора:



$$s = -\ln\left(\frac{r_{эф}}{r_c}\right)$$

$$r_{эф} = r_c e^{-s}$$

Минимальный скин-фактор

(максимально отрицательный скин-фактор)

достигается при условии $r_{\text{эф}} = R$,

где $r_{\text{эф}}$ - эффективный радиус скважины
 R - радиус зоны дренирования

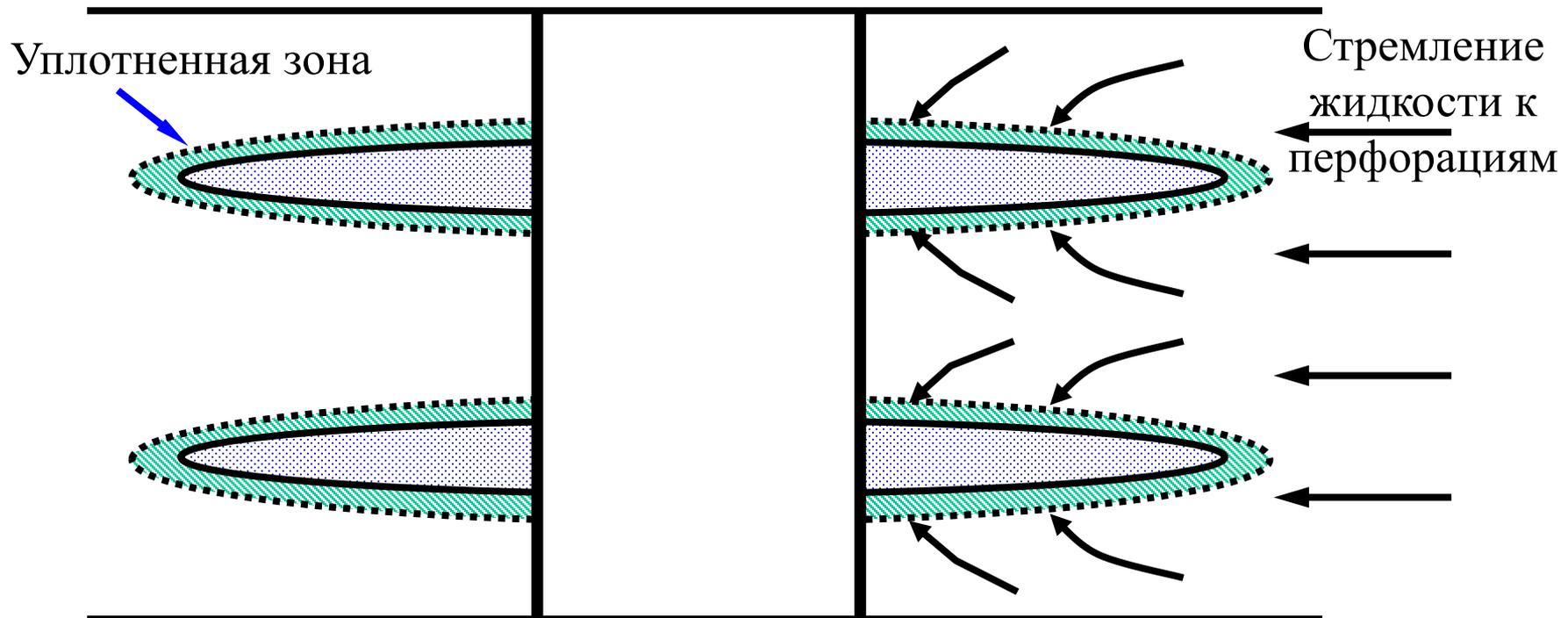
$$S_{\min} = -\ln\left(\frac{R}{r_c}\right)$$

Пример:

$$S_{\min} = -\ln\left(\frac{R}{r_c}\right) = -\ln\left(\frac{250}{0.108}\right) = -7.8$$

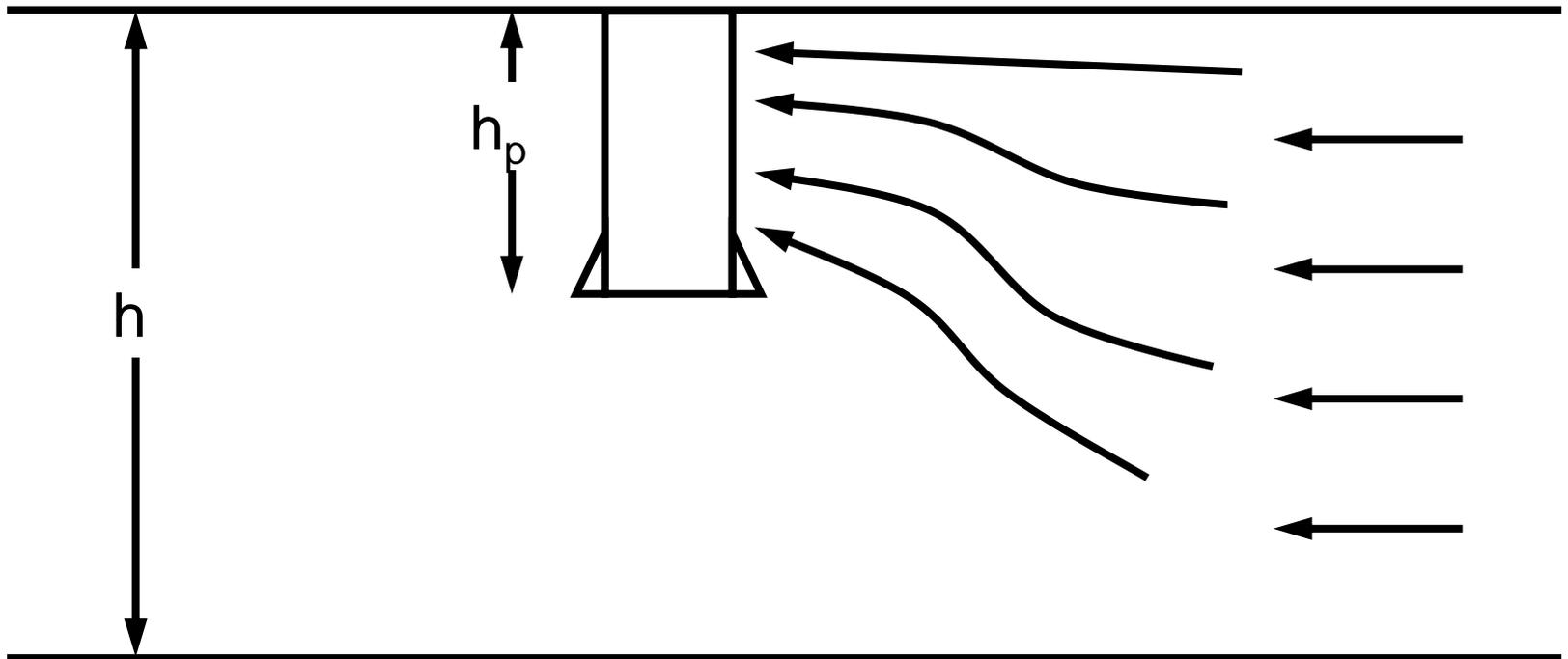
Геометрические скин-факторы

Вследствие воздействия кумулятивной струи на породу, вокруг перфорационного канала образуется уплотненная зона уменьшенной проницаемости. S_p – скин-фактор, учитывающий геометрию перфорации (+)



Геометрические скин-факторы

Частичное проникновение – скважина частично вскрывает продуктивный пласт или произведена перфорация только участка продуктивного слоя пласта, S_{pp} – скин-фактор, учитывающий несовершенство вскрытия (+)

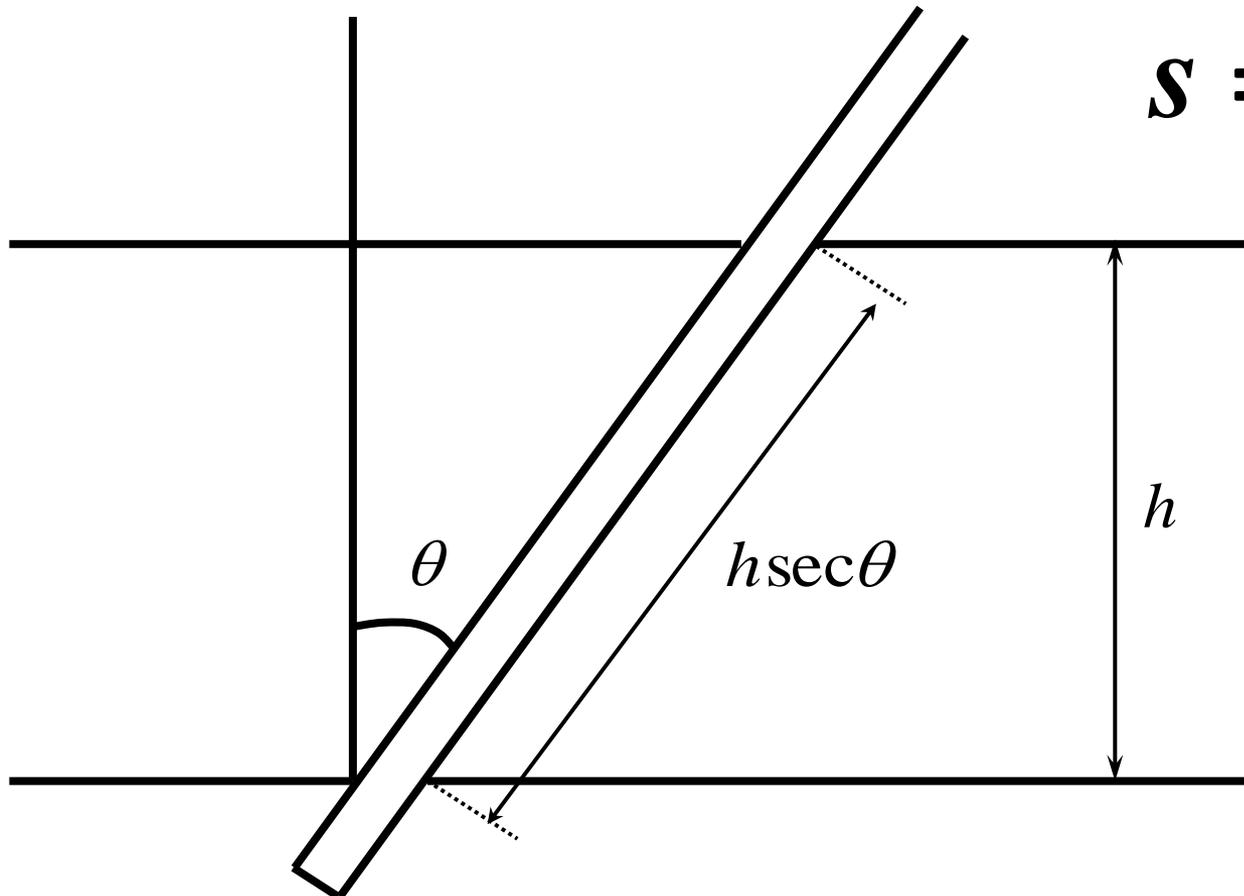


Геометрические скин-факторы

Когда скважина входит под углом более, чем 90° , в контакте с пластом находится больший участок поверхности скважины.

S_θ - скин-фактор вследствие наклона скважины (-)

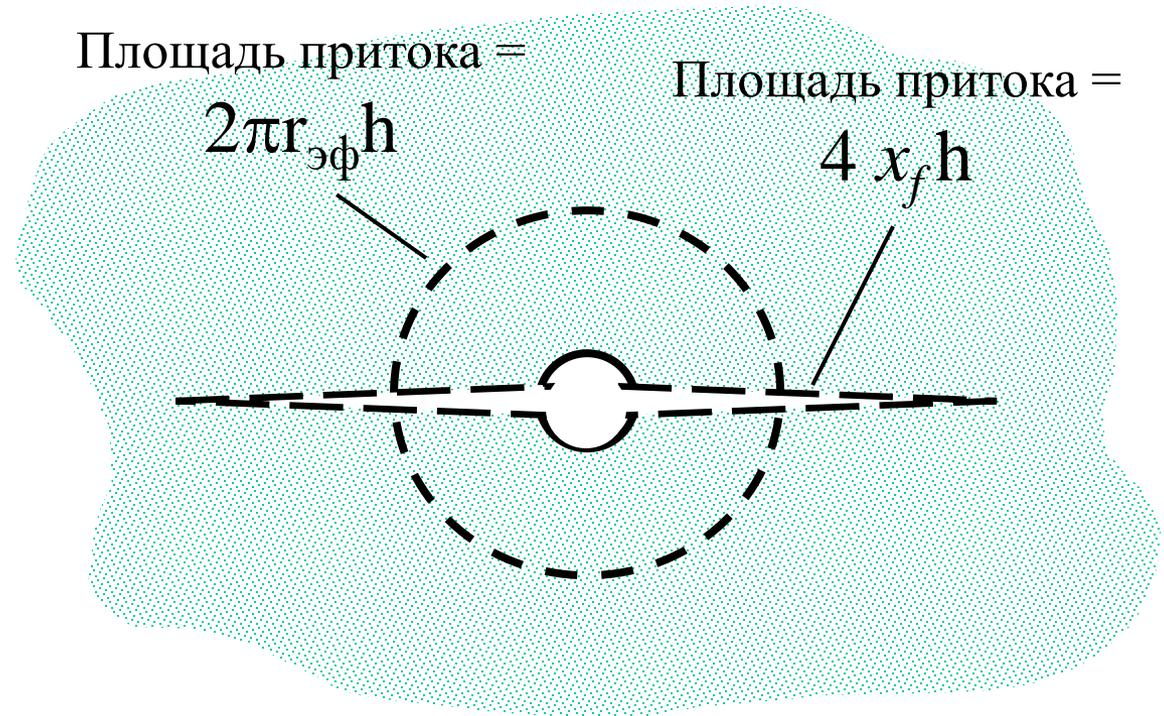
$$S = S_z + S_\theta$$



Скин-фактор и порванные пласты

$r_{эф}$ - эффективный
радиус

x_f - полудлина
трещины



$$r_{эф} = \frac{x_f}{2}$$

$$x_f = 2r_{эф}$$

Вычисление скин - фактора

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{\text{общ}} &= \Delta P_{\text{нач}} + \Delta P_{\text{скин}} = \frac{18,41 \cdot \overline{q \mu B}}{kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{18,41 \cdot \overline{q \mu B}}{k_d h} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) = \\
 &= \frac{18,41 \cdot \overline{q \mu B}}{h} \left(\frac{1}{k_r} \ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{1}{k_d} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right) = \\
 &= \frac{18,41 \cdot \overline{q \mu B}}{hk} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \frac{k_r}{k_d} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right) = \\
 &= A \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) + \frac{k_r}{k_d} \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right) = \\
 &= A \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) + \left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \right)
 \end{aligned}$$

Введем обозначения $\left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) = S$ - скин- фактор, то формула

Дюпюи может быть записана в виде:

$$q = \frac{kh}{18,41 \cdot \overline{\mu B} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S \right)} (\overline{P} - P_{wf}) .$$

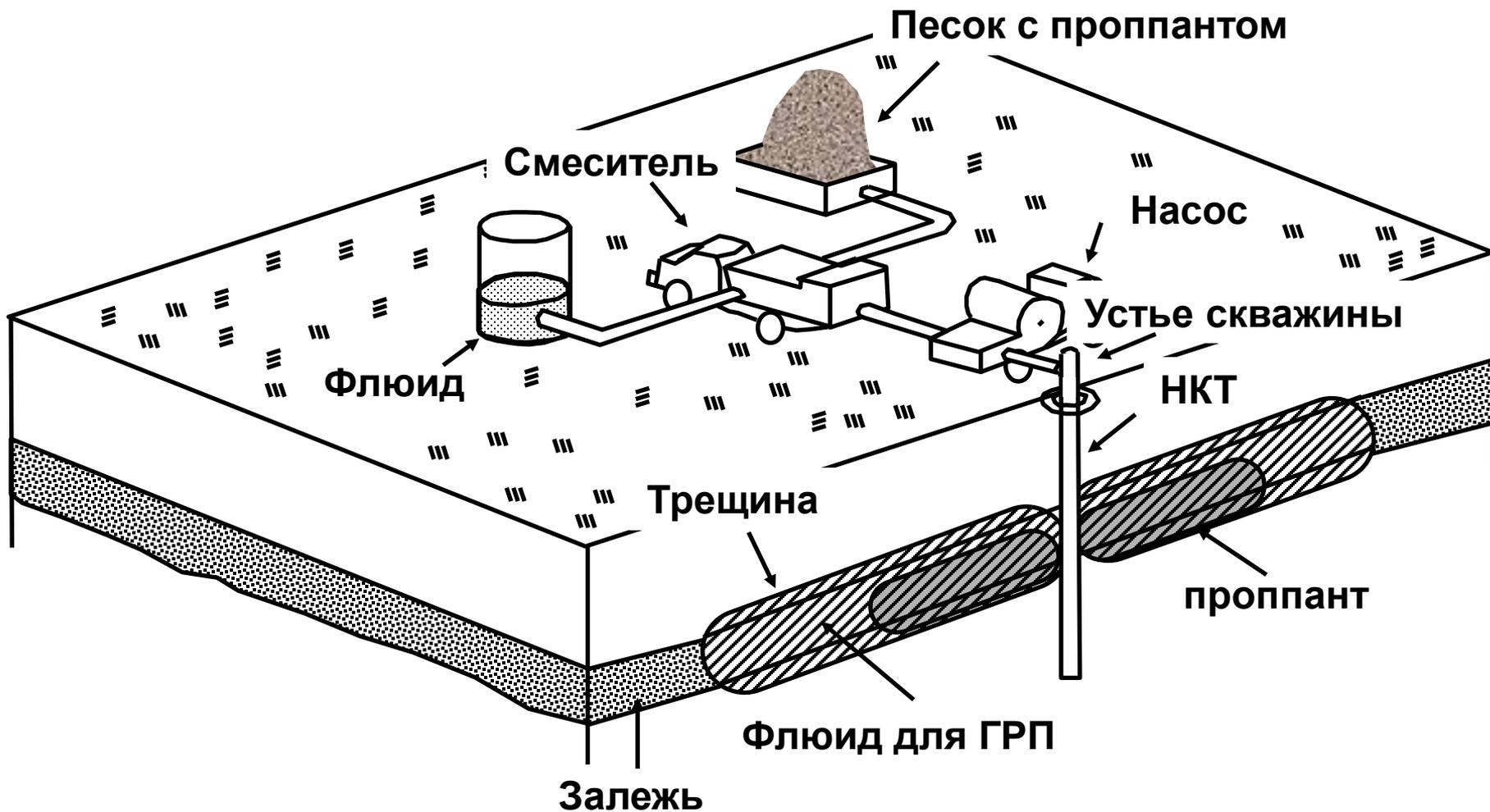
Упражнение: расчет скин - фактора

- *В процессе глушения скважины, отфильтровавшаяся в призабойную зону жидкость, изменила начальную проницаемость со 100 мД до 60 мД в радиусе 0,6 м. Радиус скважины – 0,108 м.
Вычислить скин – фактор.*
- *Для очистки призабойной зоны применили кислотную обработку при этом проницаемость восстановилась до 80% от начальной.
Вычислить скин – фактор.*

Гидравлический разрыв

- Гидравлический разрыв – это процесс использования гидравлического давления для создания искусственных трещин в пласте
- Трещина увеличивается в длину, высоту и ширину путем закачки смеси флюида и пропанта под высоким давлением

Гидравлический разрыв

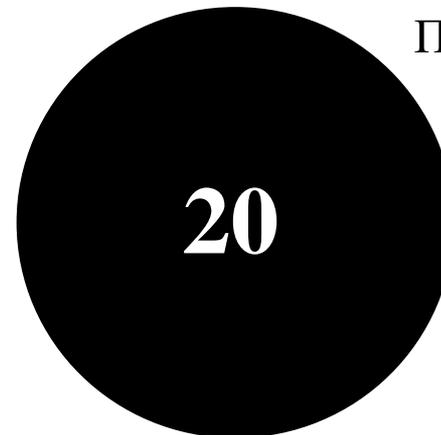


Причины проведения ГРП

- Увеличение добычи
- Запасы:
 - Ускорить извлечение
 - Новый пласт:
 - Извлекать запасы, добыча которых ранее считалась невыгодной
 - Увеличить жизненный цикл пласта
- Увеличить приток в скважину
 - **Обойти** повреждения в призабойной зоне
 - Увеличить эффективный радиус скважины

радиус скважины

$r_{эф} = 0.108$ м (или меньше)

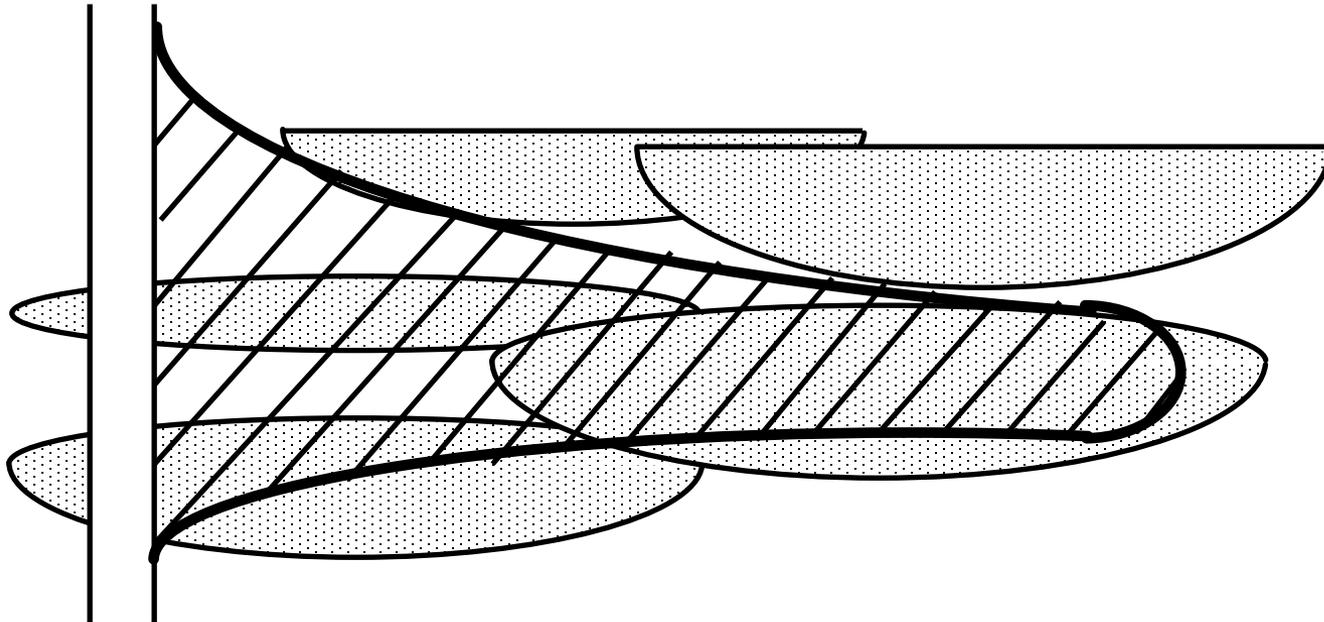


При ГРП ($S = -3$)

$r_{эф} = 2$ м

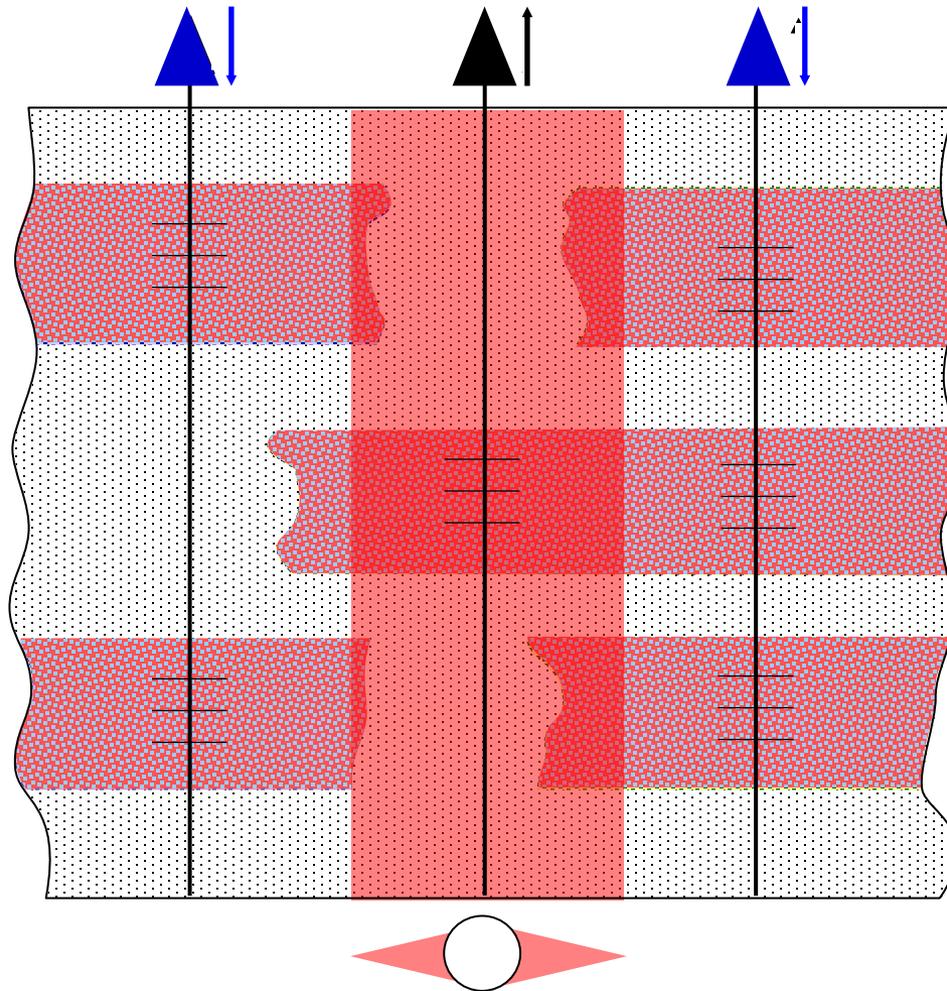
Причины проведения ГРП

Соединение линзообразных резервуаров



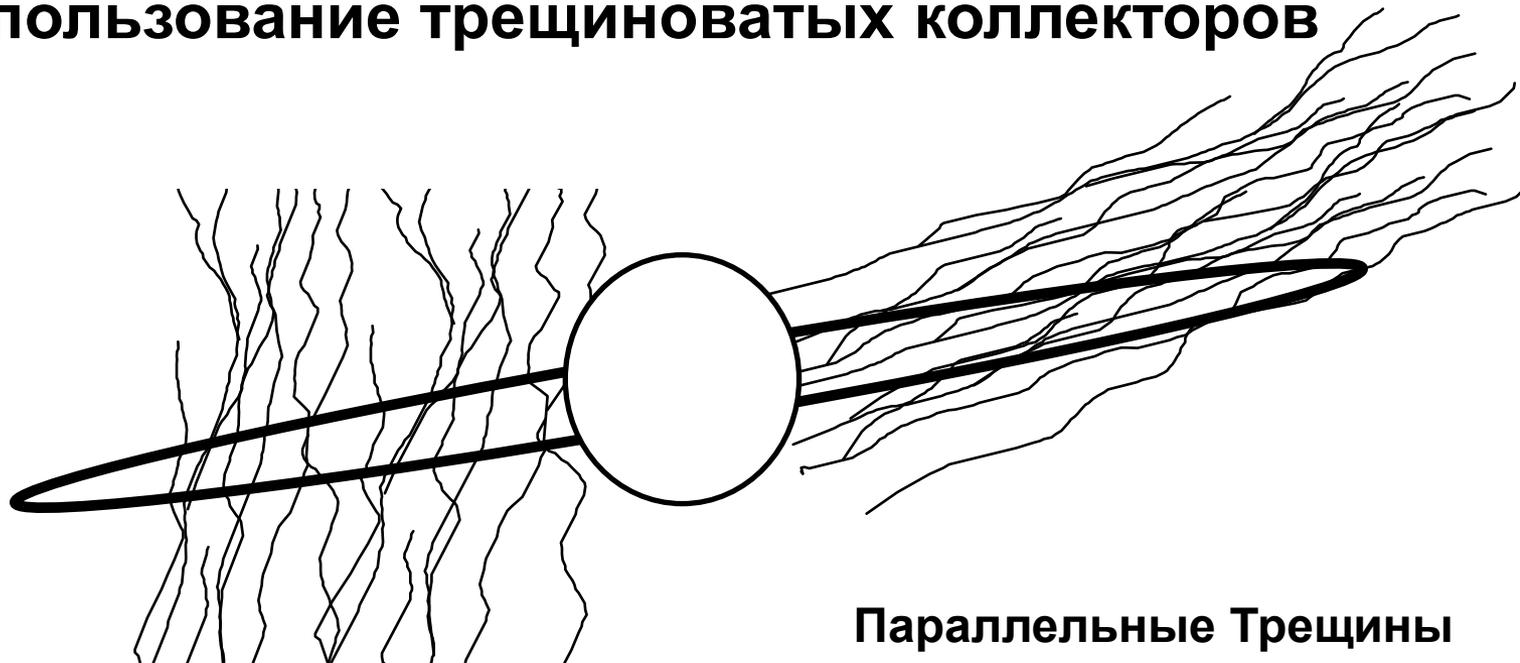
Причины проведения ГРП

Увеличение коэффициента охвата сеткой за счёт ГРП



Причины проведения ГРП

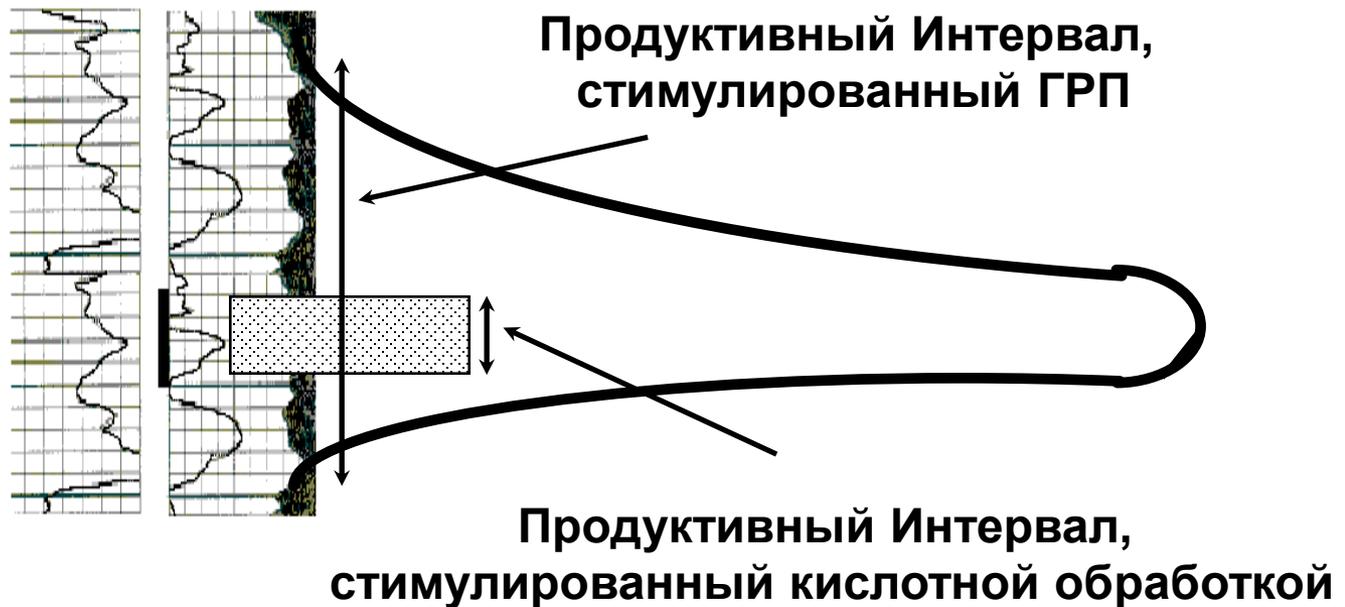
Использование трещиноватых коллекторов



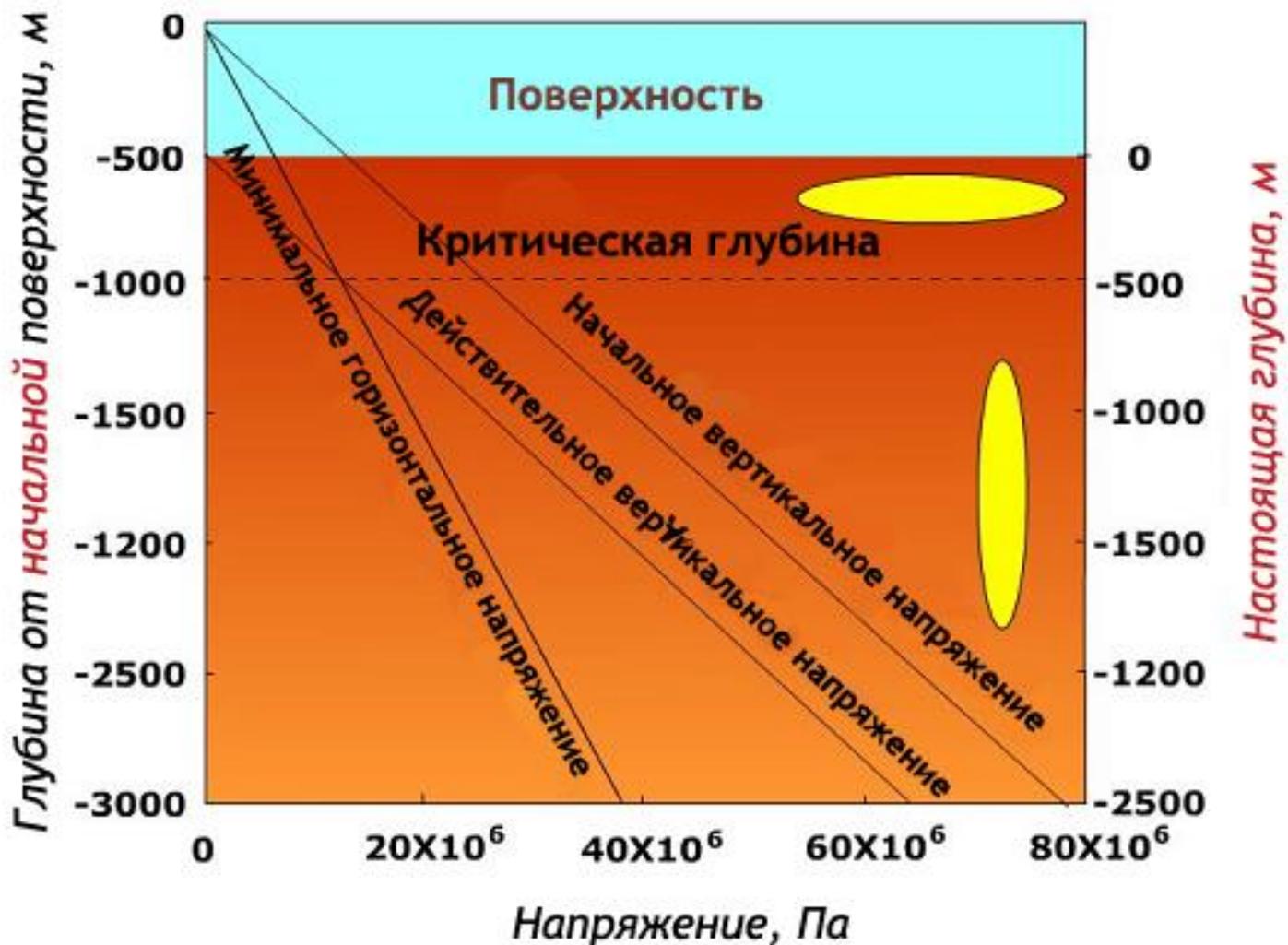
Причины проведения ГРП

Соединение расслоенных формаций

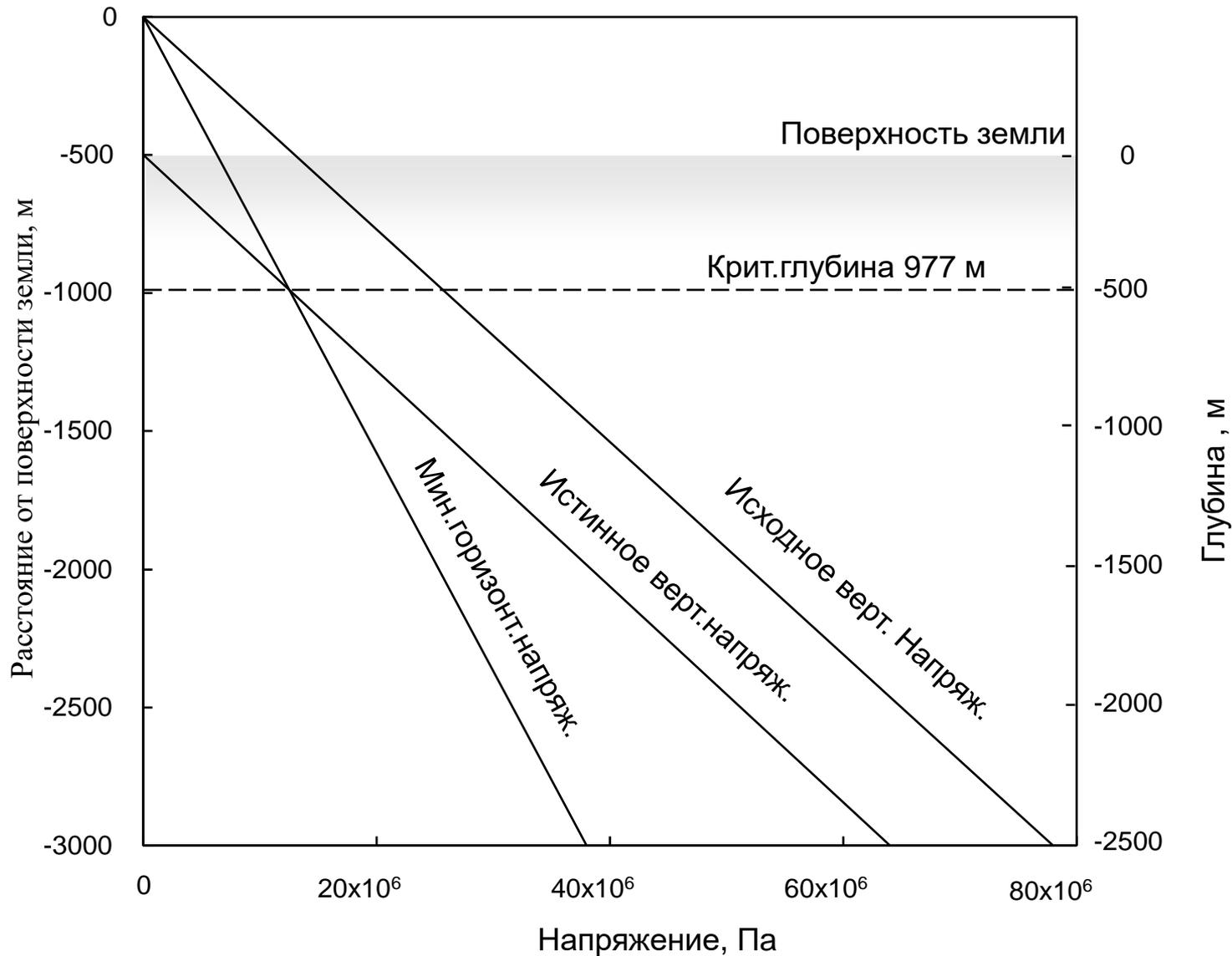
- Обеспечение соединения всех продуктивных пропластков



Критическая точка минимального напряжения



Соотношение напряжения и глубины



Скин – фактор после ГРП

- Создается давление в пласте, вызывающее образование трещины
- Проппант или кислота закачиваются в созданную трещину
- Модель основывается на понятии о едином плоском разрыве
- Безразмерная проводимость трещины F_{CD} зависит от разницы проницаемостей проппанта и пласта. F_{CD} это отношение способности трещины пропускать поток к возможности пласта этот поток поставлять в трещину, т.е. проводимости трещины к проводимости пласта.

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

k_f - проницаемость проппанта (мД)

k - проницаемость пласта (мД)

w - ширина трещины (м)

x_f - полудлина трещины (м)

Неограниченная проводимость ($F_{CD} > 10$)

Ограниченная проводимость ($F_{CD} < 10$)

Расчет скин – фактора после ГРП по корреляционной зависимости для месторождений России

- Время наступления псевдоустановившегося режима

$$t_{нур} = \frac{0.12 \cdot \theta \mu C_t A}{0,00864 \cdot k}$$

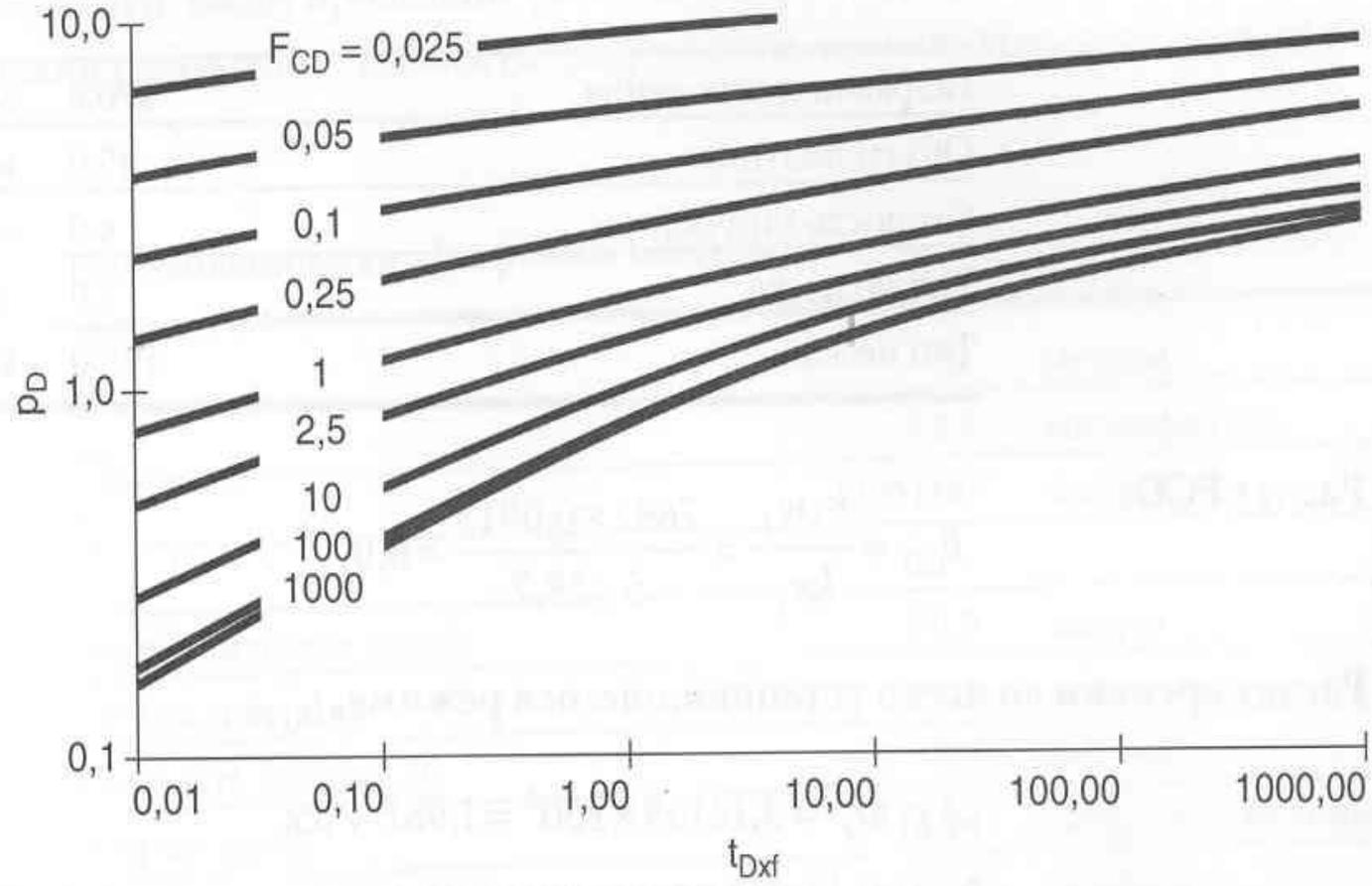
- Безразмерное время

$$t_{Dx_f} = \frac{0,12A}{t_{нур} x_f^2} \quad A = \pi R^2$$

- Находим безразмерное давление P_D (по корреляциям для месторождений России)
- Находим скин - фактор

$$S = P_D - \ln\left(\frac{R}{r_w}\right) + 0,75$$

Корреляционная зависимость для расчета скин – фактора после ГРП для месторождений России



Упражнение : расчет скин - фактора

Данные по скважине 6186 Приобского месторождения, пласт А₁₁

1. Даны параметры ГРП:

Проницаемость проппанта $k_f = 430\ 000$ мД

Проницаемость пласта $k = 10$ мД

Эффективная толщина пласта $h = 25$ м.

Полудлина трещины $x_f = 60$ м

Ширина трещины $w_f = 8$ мм

2. Даны параметры скважины:

Вязкость нефти $\mu = 1,36$ сПз

Пористость $\theta = 0,15$

Радиус контура дренирования $R = 500$ м

Радиус скважины $r_c = 0,108$ м

3. Вычислить безразмерную проводимость трещины, оценить является ли проводимость трещины ограниченной или неограниченной.

4. Вычислить скин – фактор.

Гидравлический разрыв

В пластах с низкой проницаемостью, $K < 5$ мД

Требуются глубоко проникающие (длинные) трещины

- Кислотные или расклинивающие наполнители закачиваются на большое расстояние от скважины

В пластах с высокой проницаемостью, $K > 50$ мД

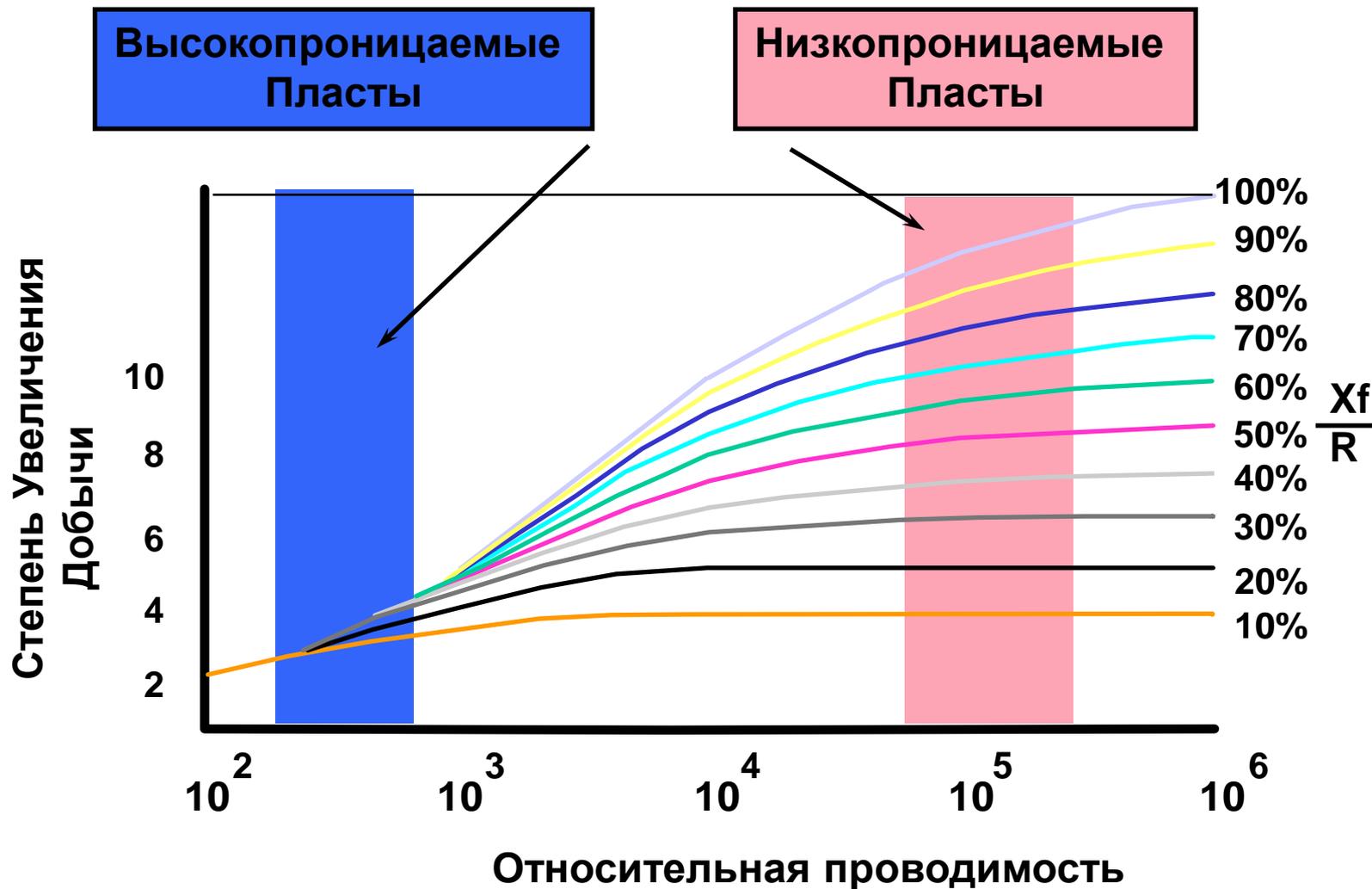
Требуются высокопроводимые короткие трещины

- Более высокий показатель проводимости способствует росту добычи
- Стимуляция призабойной зоны

В пластах со средней проницаемостью, $5 < K < 50$ мД

- Требуется очень высокая проводимость трещины ГРП более 4-5 тысяч мД·м

Увеличение добычи после ГРП для трещин различной длины



➤ Теоретически Скин-фактор достигает - 8

Упражнение (домашнее задание): расчет потенциального дебита

По «своему» месторождению (либо одному из «своих» месторождений):

- 1. Рассчитать потенциальный дебит нефти ($P_{заб} = 50$ атм.), до проведения ГРП ($S = 0$), и после проведения ГРП (S расчитанный по программе «*skin_calc.xls*»).*
- 2. Построить индикаторные кривые Дарси и Вогеля.*
- 3. Рассчитать фактический J_d по скважинам без ГРП, и после ГРП. Рассчитать потенциалный дебит при $J_d = 0.6$.*

Источник данных – тех. режимы.

Формат выполнения задания – Excel.