

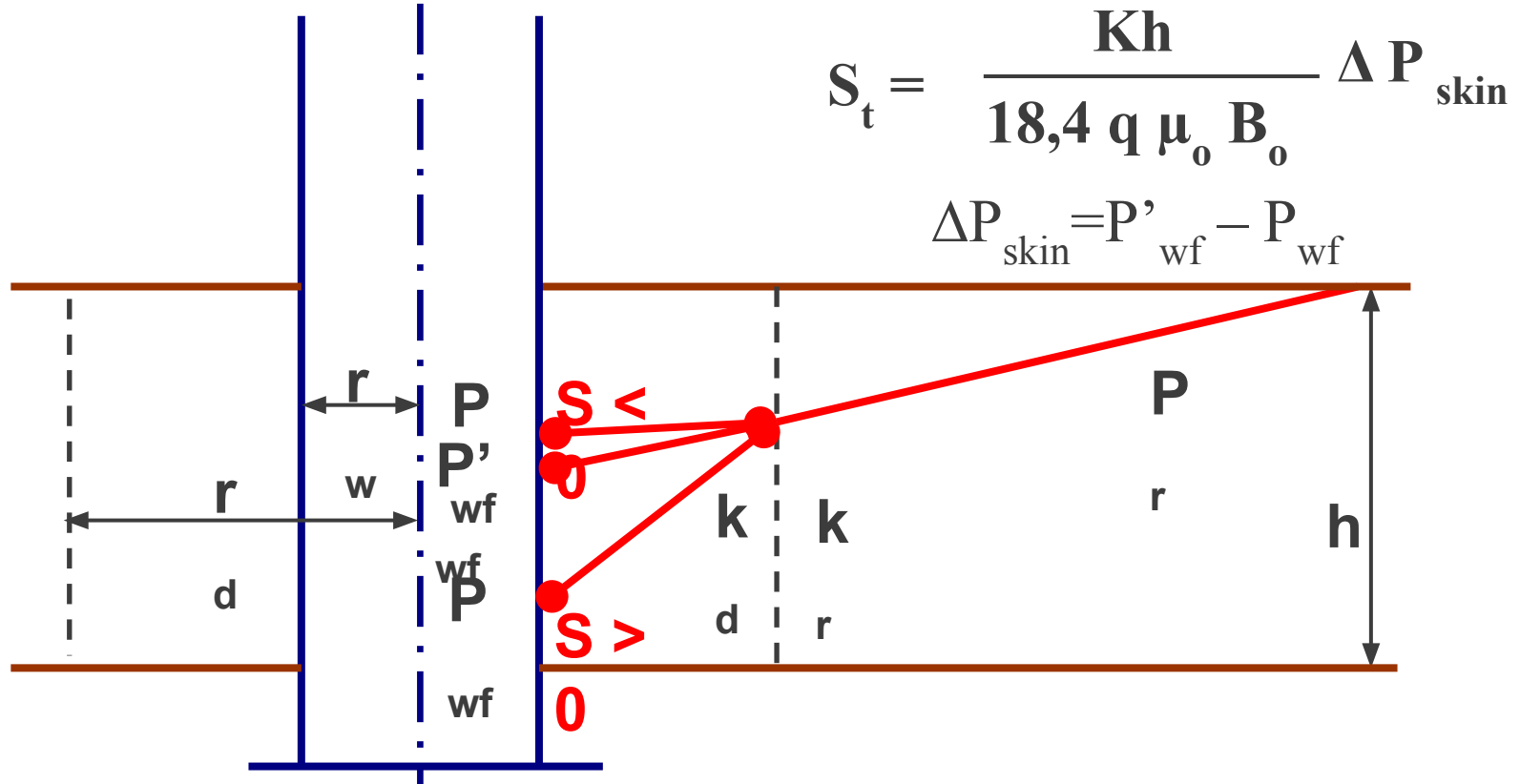


СКИН-ФАКТОР

ООО «Газпромнефть НТЦ»
23-27.11.2015



Модель скин-эффекта



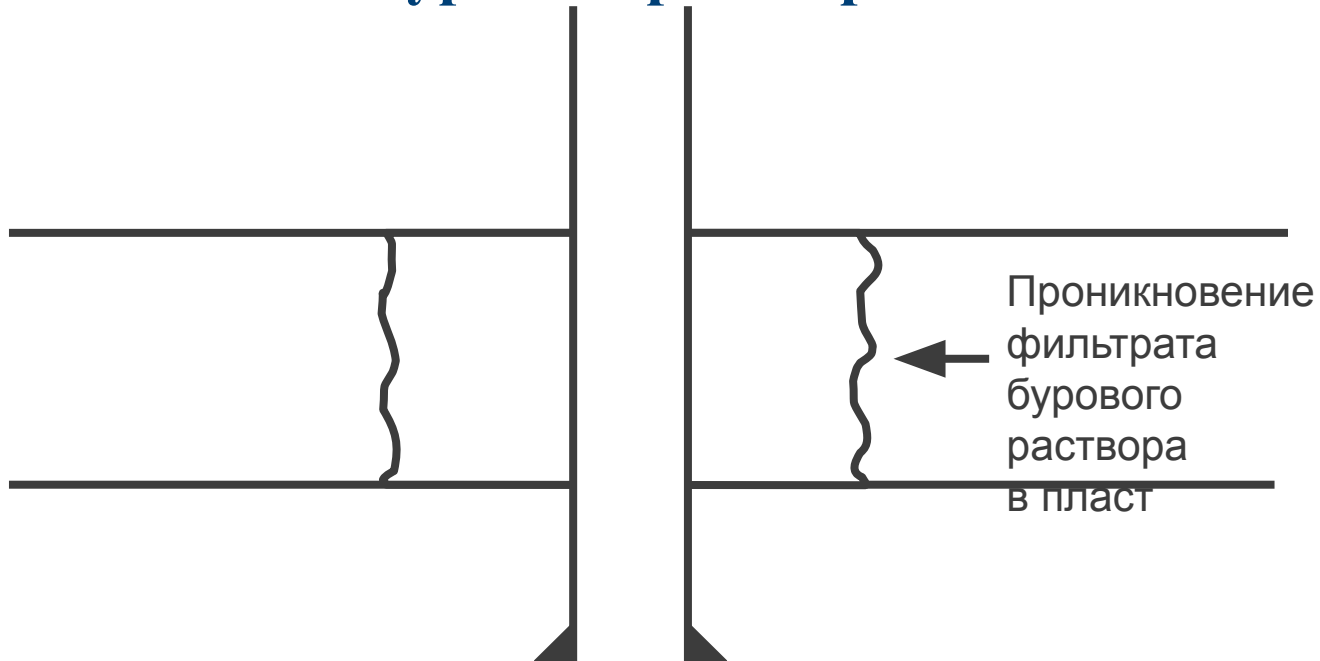
Скин-эффект – дополнительное падение давления за счет изменения проницаемости призабойной зоны.

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

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны:

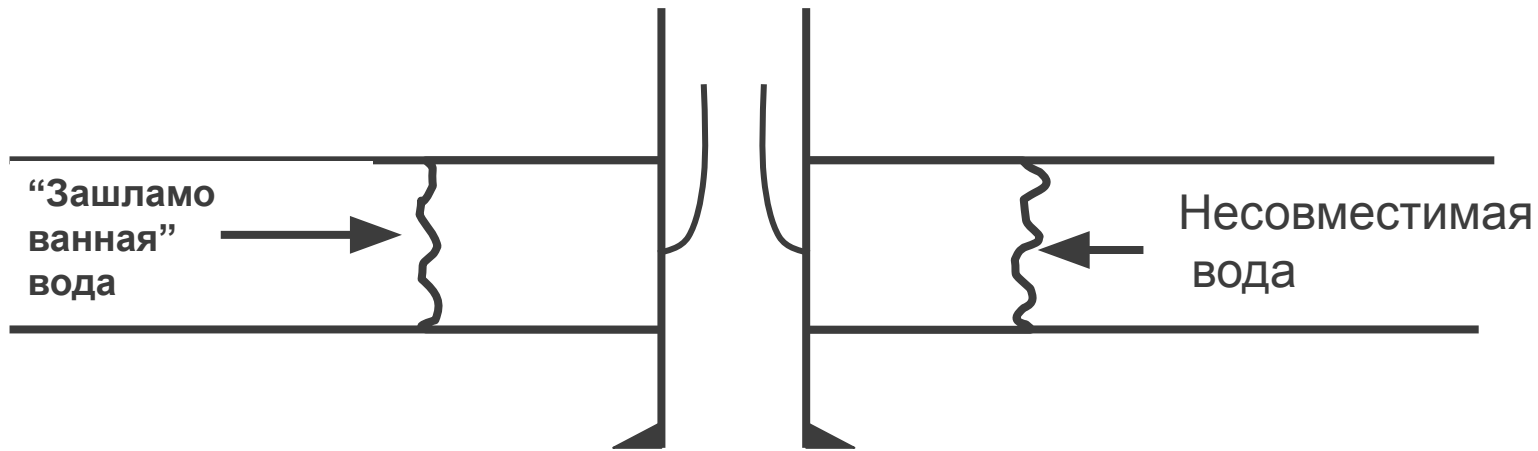
- ***Кольматирование буровым раствором***
- ***Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды***
- ***Разрушение естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону***
- ***Гидроразрыв пласта***
- ***Проведение кислотных обработок***

Повреждения, вызванные закачкой бурового раствора



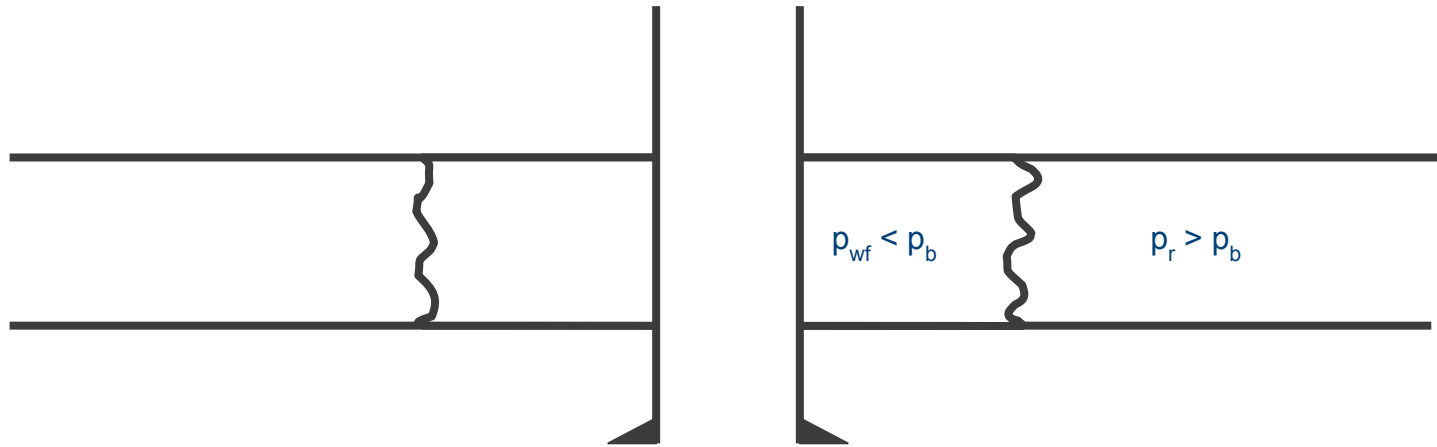
- **Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне.**

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.**

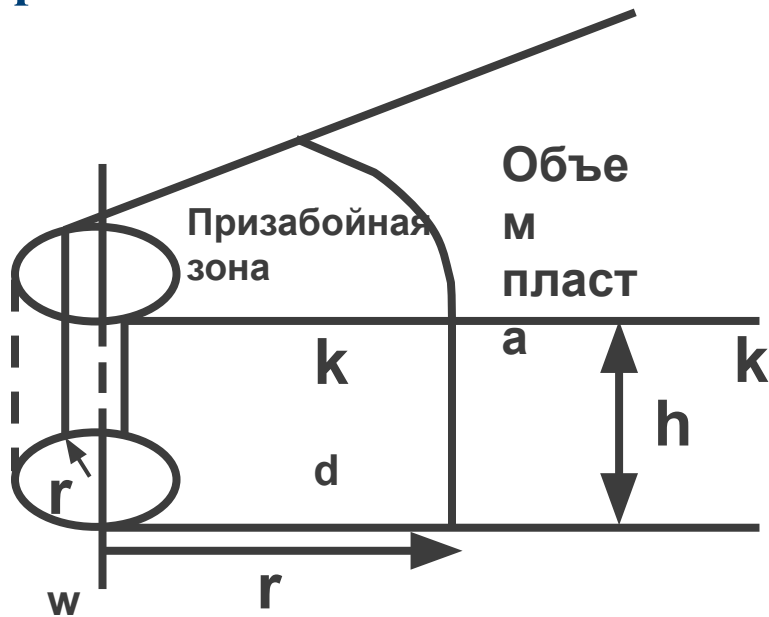
Повреждения в результате добычи



- 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.

Скин-фактор

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.



$$S_d = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)$$

k – проницаемость коллектора

k_d – проницаемость измененной зоны

r_d – радиус измененной зоны

r_w – радиус скважины

Если $k_d < k$ (повреждение), скин-фактор является положительным.

Если $k_d > k$ (интенсификация), скин-фактор является отрицательным.

Если $k_d = k$, скин-фактор равен 0.

Вывод формулы Хокинса

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

Введем обозначения

$$\left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) = S$$

- скин- фактор, то формула Дюпюи может быть записана в виде:

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

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

$$S_t = S_d + S_p + S_{pp} + S_{sz} + S_\theta + S_f + \dots$$

S_d – механический скин-фактор, возникающий за счет изменения фильтрационных свойств в призабойной области вокруг скважины, которое происходит, например, вследствие кольтатации бурового раствора в пласт (+)

S_p – скин-фактор за счет перфорации. Возникает из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и отражает влияние на продуктивность обсаженной скважины эффект создания перфорационных каналов, по которым осуществляется приток флюида из продуктивного пласта в ствол скважины (+)

S_{pp} – скин-фактор за счет частичного вскрытия. Возникает из-за несовершенства скважины по степени вскрытия (то есть за счет неполного вскрытия стволом скважины всей мощности продуктивного пласта) (+)

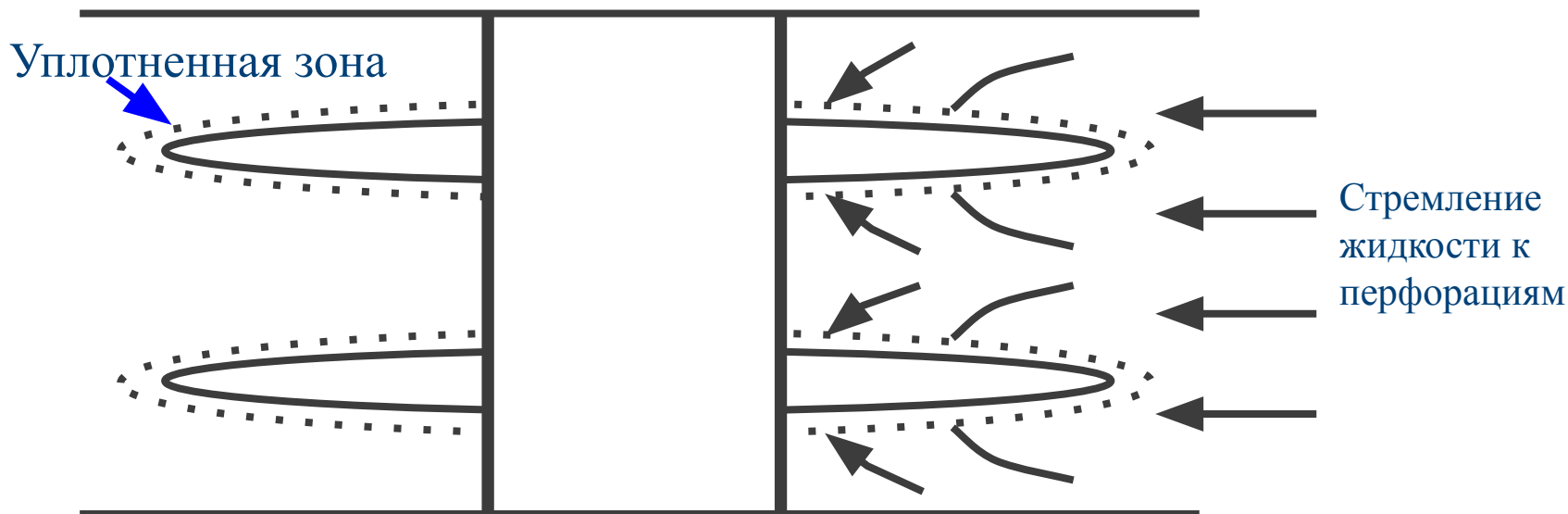
S_{sz} – скин-фактор за счет образования зоны разрушения. Возникает из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия и отражает влияние на продуктивность обсаженной скважины эффекта уплотнения породы в области вокруг перфорационных каналов (+)

S_θ – геометрический скин-фактор, возникающий за счет отклонения ствола скважины от вертикали (-)

S_f – скин-фактор, возникающий за счет создания трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) (-)

Скин-фактор за счет перфорации

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



Скин-фактор за счет перфорации

Наиболее общий подход к расчету скин-фактора, возникающему за счет создания перфорационных каналов в продуктивном пласте, был предложен Karakas и Tariq (1991). По результатам подробного численного гидродинамического моделирования они предложили набор корреляций для расчета отдельных составляющих скин-фактора, возникающего за счет перфорации

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb}$$

S_H – скин-фактор за счет схождения потока к перфорационным каналам в горизонтальной плоскости;

S_V – скин-фактор за счет схождения потока к перфорационным каналам в вертикальной плоскости;

S_{wb} – скин-фактор за счет самого ствола скважины.

Скин-фактор за счет перфорации

$$s_H = \ln \left(\frac{r_w}{r_{we}} \right) \quad r_{we} = \begin{cases} \frac{1}{4} L_p, & \text{при } \varphi = 0^\circ, \\ \alpha_\varphi (r_w + L_p), & \text{при } \varphi \neq 0^\circ. \end{cases}$$

r_{we} – эффективный радиус скважины с учетом длины перфорационных каналов, м;

L_p – длина перфорационных каналов, м;

α_φ – набор численных коэффициентов, зависящий от фазировки перфорационных зарядов φ и представленный в таблице ниже

Скин-фактор за счет перфорации

$$S_V = 10^a z_{pD}^{b-1} r_{pD}^b$$
$$z_{pD} = \frac{\Delta z_p}{L_p} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$
$$r_{pD} = \frac{r_p}{2\Delta z_p} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right)$$
$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2 \quad b = b_1 r_{pD} + b_2$$

z_{pD} – безразмерное расстояние между перфорационными отверстиями, д.е.

Δz_p – расстояние между перфорационными отверстиями, м

$\Delta z_p = 1/n_s$, где n_s – плотность перфорационных отверстий, отв/м

r_{pD} – безразмерный радиус перфорационных каналов, м

r_p – радиус перфорационных каналов, м

a_1, a_2, b_1, b_2 – наборы числовых констант, зависящие от фазировки перфорационных зарядов φ и представленный в таблице ниже

Выражение для S_V получено для диапазона значений

$$z_{pD} \leq 10 \quad \text{и} \quad r_{pD} \geq 0.01$$

Скин-фактор

Скин-фактор за счет перфорации

$$S_{wb} = c_1 \exp(c_2 r_{wD})$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{r_w + L}$$

Численные значения коэффициентов c_1 и c_2 зависящие от фазировки перфорационных зарядов ϕ приведены в таблице.

Выражение для S_{wb} получено для диапазона значений $0.3 \leq r_{wD} \leq 0.9$
При $r_{wD} < 0.3$ влияние скин-фактора за счет ствола скважины становится пренебрежимо малым и $S_{wb} \approx 0$

Фазировка перфорационных зарядов, ϕ градусы	α_ϕ	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0 (360)	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6×10^{-1}	2.675
180	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.6×10^{-2}	4.532
120	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6×10^{-3}	5.320
90	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9×10^{-3}	6.155
60	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3.0×10^{-4}	7.509
45	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6×10^{-5}	8.791

Скин-фактор за счет перфорации

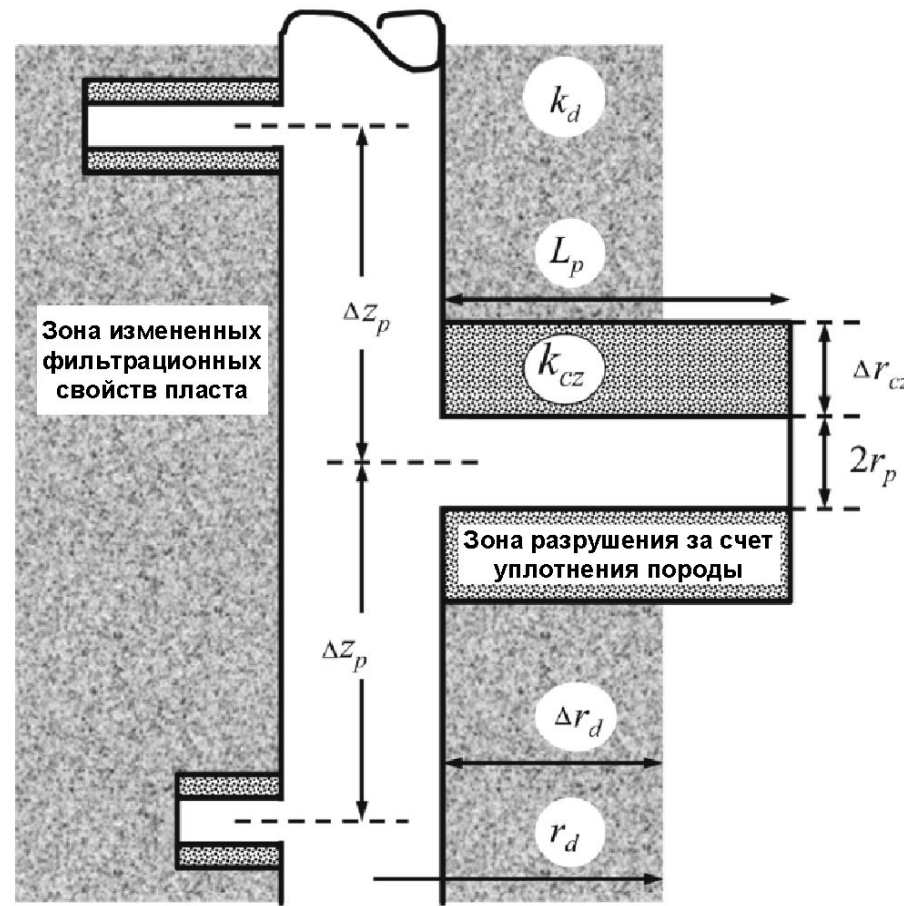
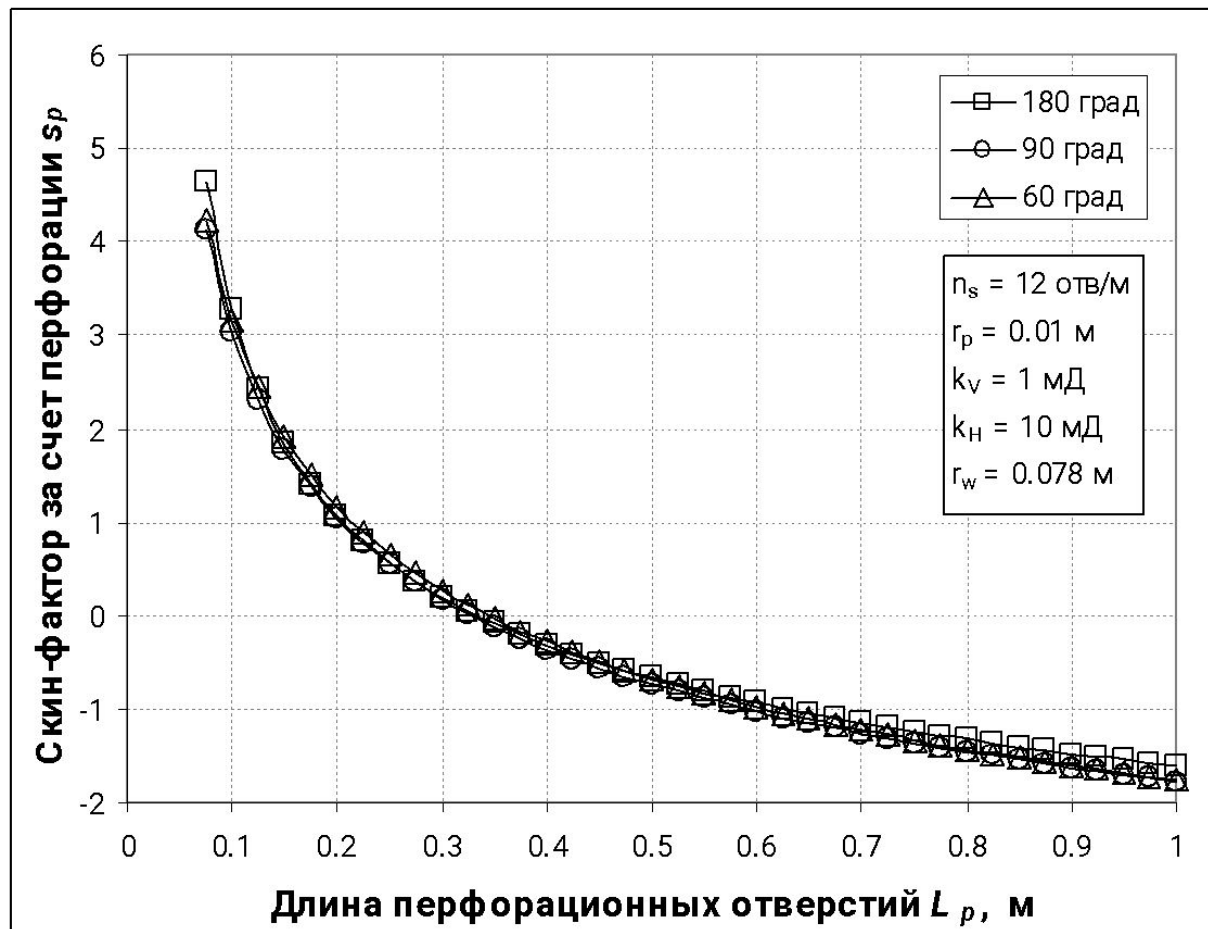


Схема задачи для расчета скин-фактора за счет перфорации и скин-фактора за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов

Скин-фактор

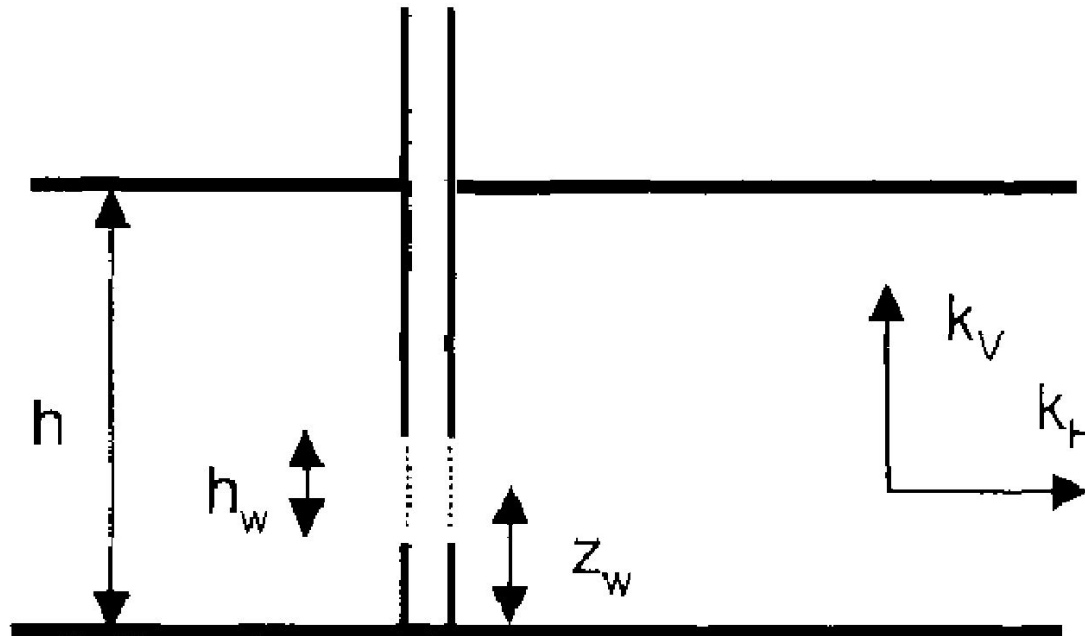
Скин-фактор за счет перфорации

Результат расчета скин-фактора за счет перфорации по методу Karakas и Tariq в зависимости от длины перфорационных каналов для трех различных углов фазировки перфорационных зарядов (180° , 90° и 60°)



Скин-фактор за счет частичного вскрытия

Для расчета скин-фактора за счет частичного вскрытия S_{pp} наиболее популярными в нефтяном инжиниринге являются корреляционные зависимости, разработанные на основе приближенных аналитических моделей, предложенных Paratzacos (1987) и Vrbik (1991).



Скин-фактор за счет частичного вскрытия

1). Корреляция Papatzacos

$$s_{pp} = \left(\frac{h}{h_w} - 1 \right) \ln \left(\frac{\pi h_D}{2} \right) + \frac{h}{h_w} \ln \left[\frac{\frac{h_w}{h} \sqrt{(z_w + h_w/4)(h - z_w + h_w/4)}}{2 + \frac{h_w}{h} \sqrt{(z_w - h_w/4)(h - z_w - h_w/4)}} \right]$$
$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

h_w – мощность вскрытого интервала, открытого для притока ($0 \leq h_w \leq h$), м

z_w – расстояние от подошвы пласта до центра интервала, открытого для притока ($h_w/2 \leq z_w \leq h - h_w/2$), м

k_H – проницаемость пласта в латеральном направлении, мД

k_V – проницаемость пласта в вертикальном направлении, мД

Скин-фактор за счет частичного вскрытия

2). Корреляция Vrbik

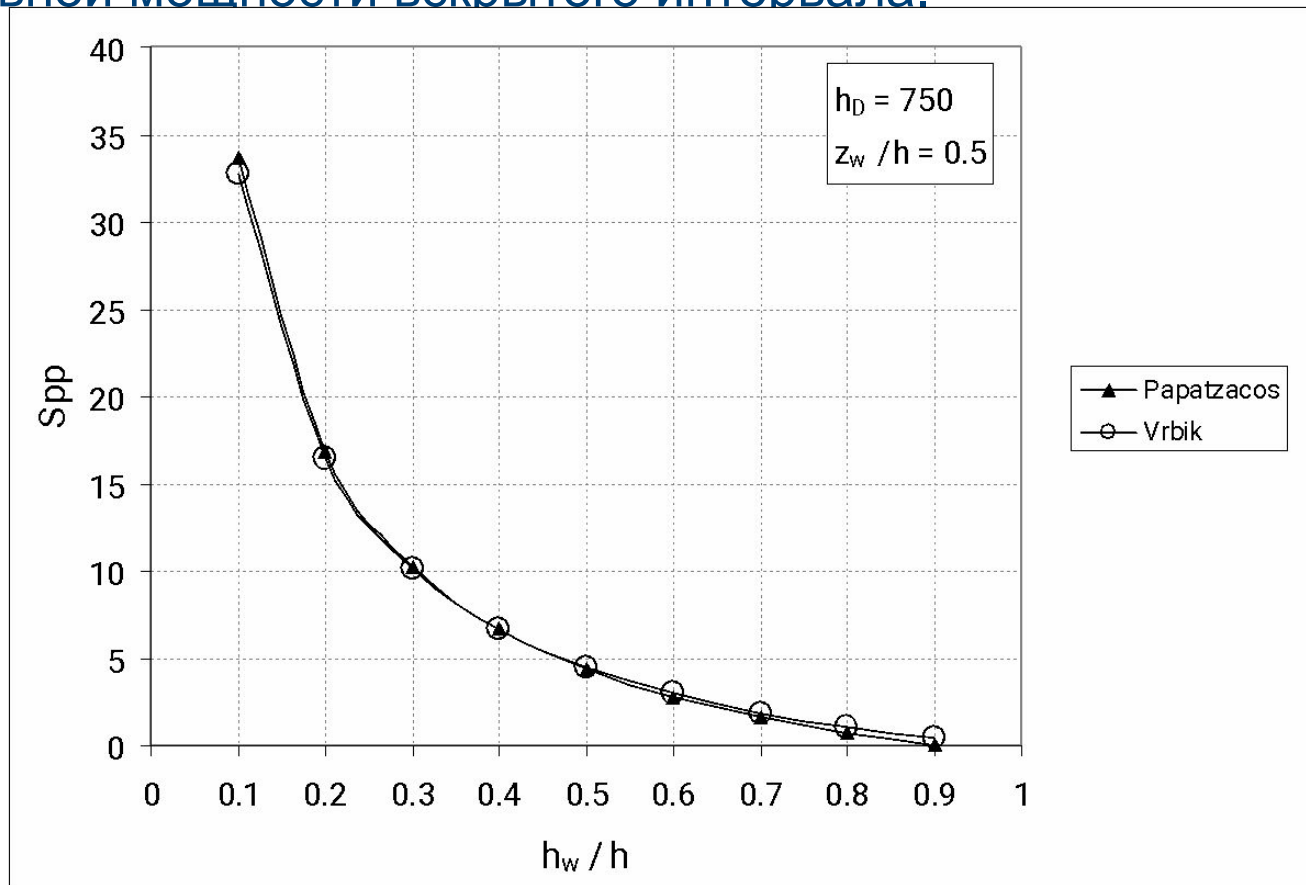
$$s_{pp} = \left(\frac{h}{h_w} - 1 \right) (1.2704 + \ln h_D) - \left(\frac{h}{h_w} \right)^2 \left[f(0) - f\left(\frac{h_w}{h}\right) + f\left(2\frac{z_w}{h}\right) - 0.5f\left(\frac{2z_w + h_w}{h}\right) - 0.5f\left(\frac{2z_w - h_w}{h}\right) \right],$$

$$f(y) = \begin{cases} y \ln y + (2 - y) \ln (2 - y) + \frac{1}{\pi h_D} \ln \left[\sin^2 \left(\frac{\pi y}{2} \right) + \frac{0.1053}{h_D^2} \right], & 0 < y < 2, \\ 2 \ln 2 + \frac{1}{\pi h_D} \ln \left(\frac{0.1053}{h_D^2} \right), & y = 0, y = 2. \end{cases}$$

Скин-фактор

Скин-фактор за счет частичного вскрытия

Сравнение результатов расчета скин-фактора за счет частичного вскрытия по корреляциям Papatzacos и Vrbik в зависимости от относительной мощности вскрытого интервала.



Скин-фактор за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов

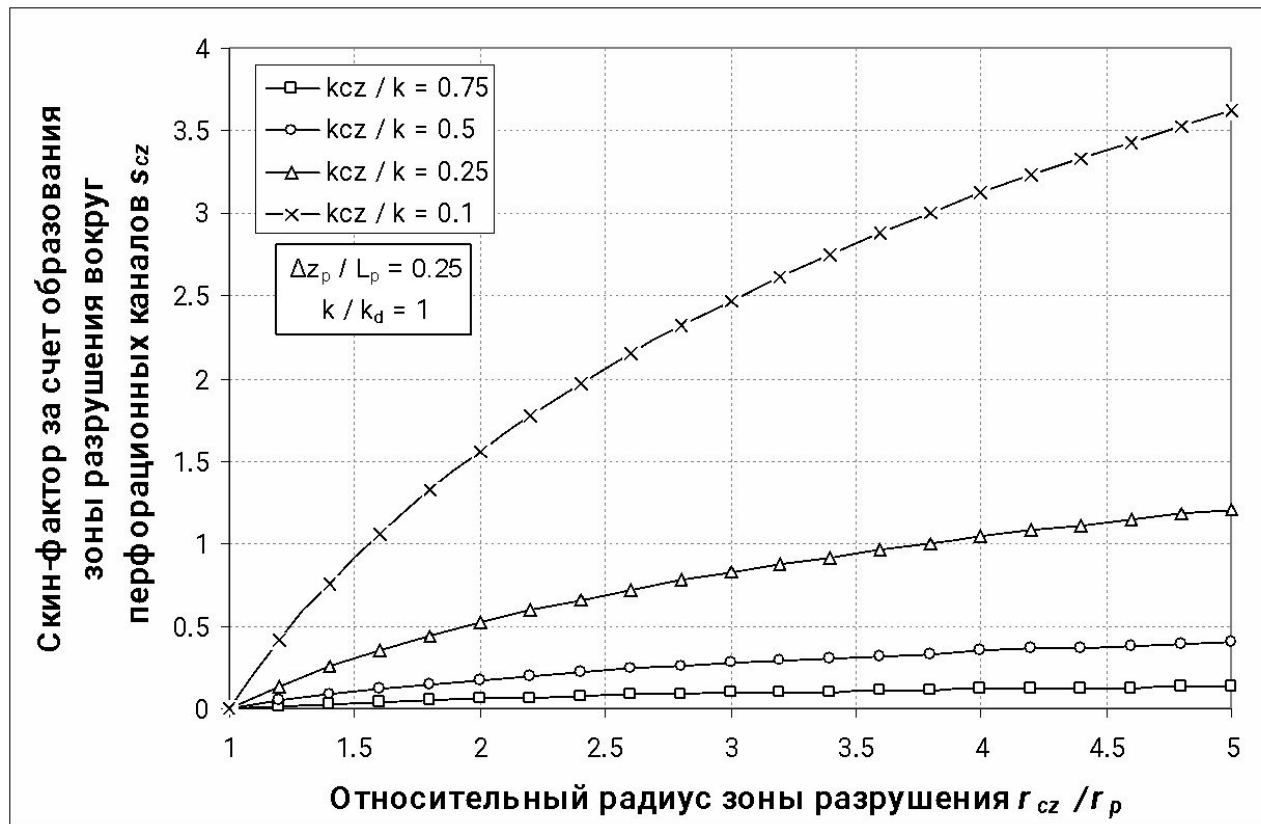
Расчет скин-фактора S_{cz} , возникающего за счет уплотнения горных пород вокруг перфорационных каналов, вызванного действием кумулятивной струи, производится по аналогии расчетом механического скин-фактора для зоны с измененными фильтрационными свойствами (McLeod, 1983):

$$S_{cz} = \frac{\Delta z_p}{L_p} \left(\frac{k}{k_{cz}} - \frac{k}{k_d} \right) \ln \left(\frac{r_{cz}}{r_p} \right)$$

k_{cz} – проницаемость зоны разрушения породы вокруг перфорационных каналов, мД

r_{cz} – радиус зоны разрушения породы вокруг перфорационных каналов, м

Скин-фактор за счет образования зоны разрушения вокруг перфорационных каналов

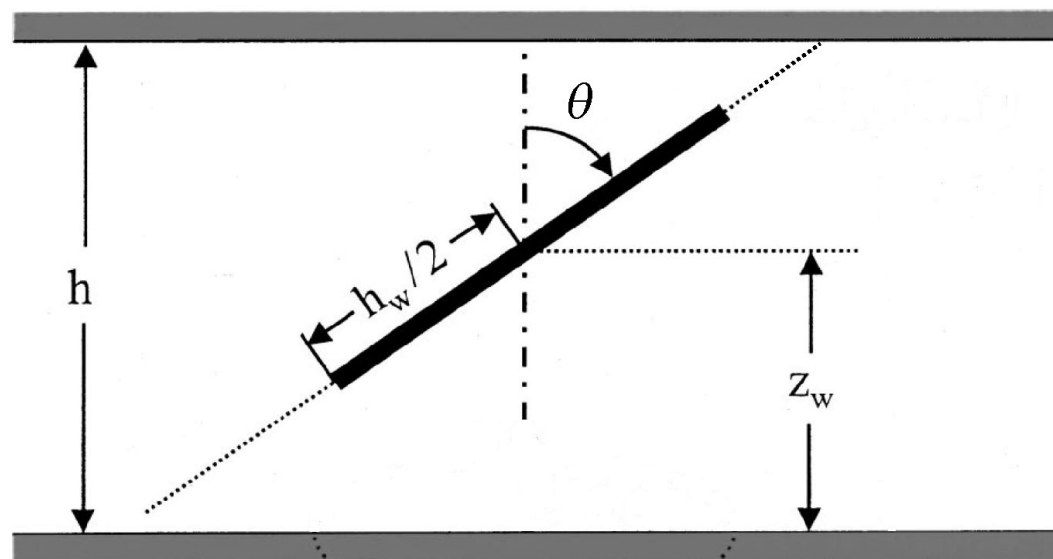


Зависимость S_{cz} от относительного радиуса зоны разрушения r_{cz}/r_p

Скин-фактор

Геометрический скин-фактора за счет на отклонения скважины от вертикали

По сравнению с вертикальной скважиной продуктивность наклонно-направленной скважины оказывается выше за счет увеличения площади поверхности, доступной для притока пластового флюида. Этот эффект учитывают с помощью введения геометрического скин-фактора $S_{\theta} < 0$. Для расчета геометрического скин-фактора S_{θ} используют корреляции, основанные на аналитических моделях Cinco-Ley (1975) и Ozkan-Raghavan (2000).



Геометрический скин-фактора за счет на отклонения скважины от вертикали

1). Корреляция Сінсо-Лей

$$s_{\theta} = -\left(\frac{\theta'}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h_D}{100}\right)$$

$$\theta' = \arctg\left(\sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \operatorname{tg}\theta\right)$$

θ – угол отклонения ствола скважины от вертикали, градусы.

Выражение получено для $\theta \leq 75^\circ$ и в предположении, что наклонно-направленная скважина полностью вскрывает продуктивный пласт

Геометрический скин-фактора за счет на отклонения скважины от вертикали

2). Корреляция Ozkan-Raghavan

$$s_{\theta} = 1 + \frac{2}{h_{wD} \sin \theta'} \sigma \left(r_D \cos \psi, r_D \sin \psi, -\frac{h_{wD}}{2} \sin \theta', \frac{h_{wD}}{2} \sin \theta' \right) + F$$

$$h_{wD} = \frac{h_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V} \cos^2 \theta + \sin^2 \theta}$$

$$\psi = \arccos \left(\frac{0.3 h_{wD} \sin^2 \theta'}{r_D} \right)$$

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad h_D = \frac{h_w}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

$$r_D = \sqrt{1 + 0.09 h_{wD}^2 \sin^2 \theta'}$$

$$z_D = \begin{cases} z_{wD} + 0.3 h_{wD} \cos \theta', & \text{если } z_w \geq h/2, \\ z_{wD} - 0.3 h_{wD} \cos \theta', & \text{если } z_w < h/2, \end{cases}$$

$$e = (z_D - z_{wD}) \cos^2 \theta' \quad \lambda = \frac{\pi r_D \sin \psi}{h_D \sin \theta'}$$

$$\sigma(x, y, a, b) = \frac{1}{4} \left\{ (x-b) \ln[(x-b)^2 + y^2] - (x-a) \ln[(x-a)^2 + y^2] - \frac{y}{2} \left(\arctg \frac{x-a}{y} - \arctg \frac{x-b}{y} \right) \right\},$$

$$F = -\frac{h_D}{2h_{wD}} \left\{ \ln[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi(z_D + z_{wD} + e) + \exp(-2\lambda)] + \ln[1 - 2 \exp(-\lambda) \cos \pi(z_D - z_{wD} - e) + \exp(-2\lambda)] \right\},$$

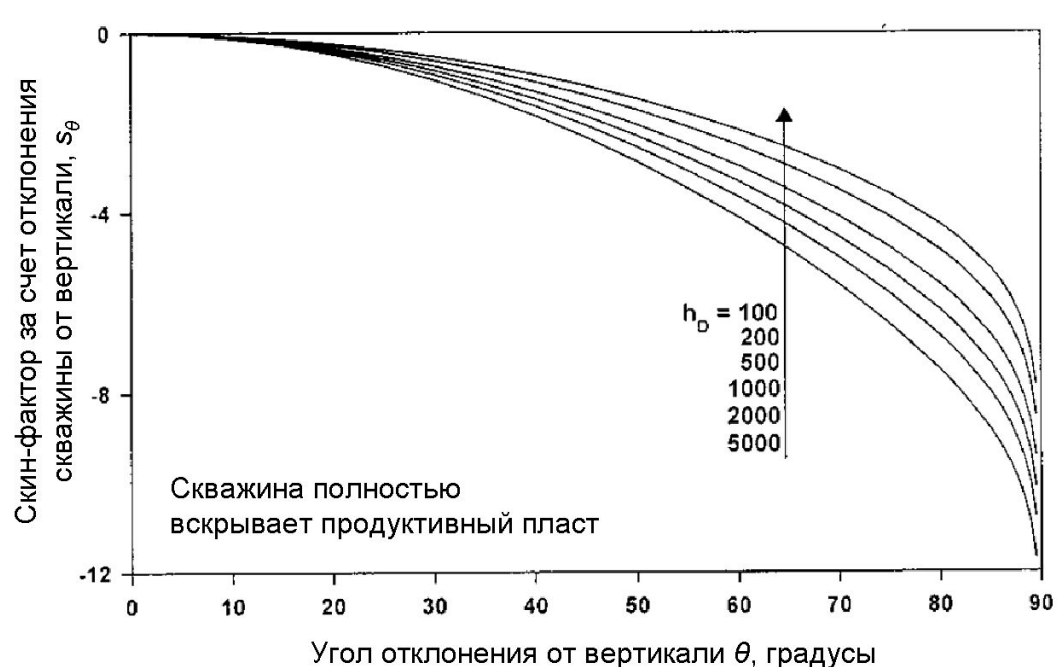
Выражение для S_{θ} верно при условии

$$\frac{h_{wD}}{h_D} \geq \frac{2.3}{\sin \theta'}$$

Скин-фактор

Геометрический скин-фактора за счет наклонения скважины от вертикали

В модели, предложенной Cinco-Leu, предполагается, что наклонно-направленная скважина полностью вскрывает продуктивный пласт, тогда как корреляция Ozkan-Raghavan справедлива также и для наклонно-направленных скважин с частичным вскрытием. Для случая совершенной по степени вскрытия наклонно-направленной скважины оба подхода дают одинаковые результаты.



Скин-фактор. Расчет общего скин-фактора для различных типов скважин.

Необсаженная вертикальная скважина

Совершенная скважина по степени вскрытия. Если необсаженная вертикальная скважина (открытый ствол, open hole) полностью вскрыла продуктивный пласт, то скин-фактор такой скважины будет равен только механическому скин-фактору за счет изменения фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне

$$S_t = S_d$$

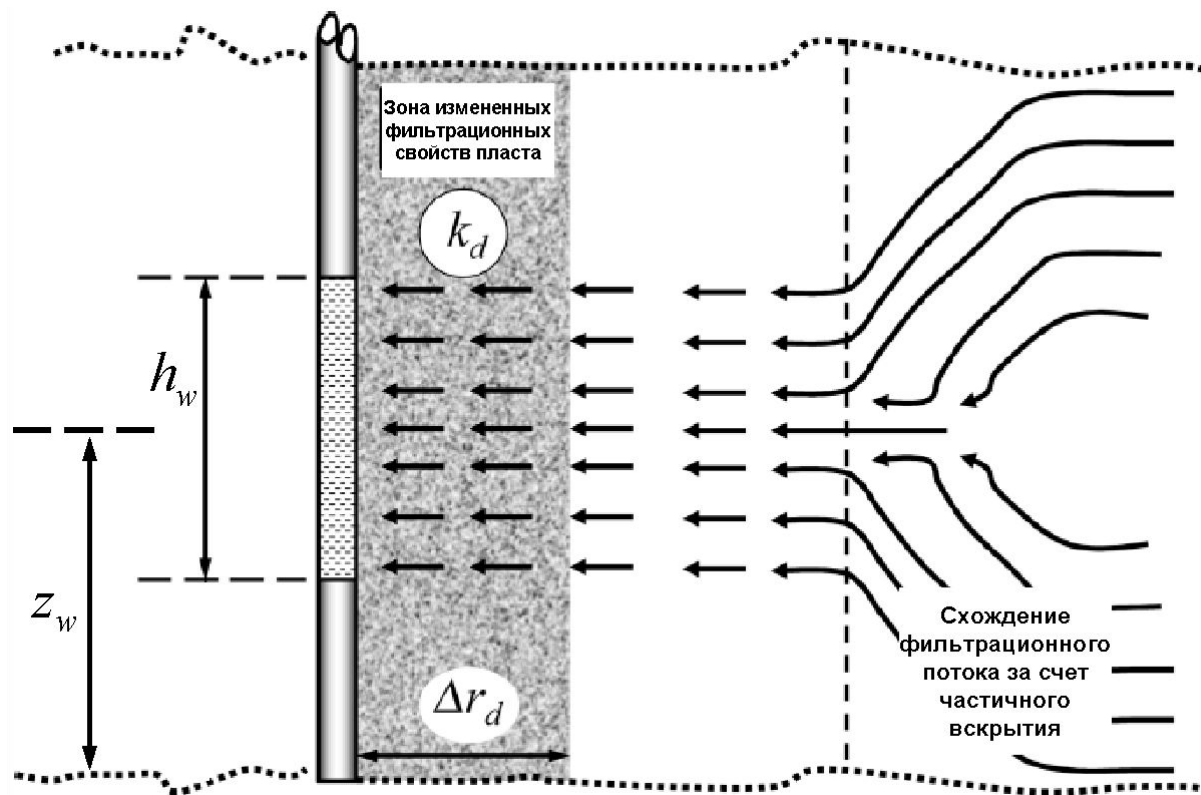
где

$$S_d = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)$$

Скин-фактор. Расчет общего скин-фактора для различных типов скважин.

Необсаженная вертикальная скважина

Несовершенная скважина по степени вскрытия. Если необсаженная вертикальная скважина вскрыла продуктивный пласт не полностью, то общий скин-фактор такой скважины будет являться комбинацией из механического скин-фактора S_d и скин-фактора за счет частичного вскрытия S_{pp}



Скин-фактор. Расчет общего скин-фактора для различных типов скважин.

Необсаженная вертикальная скважина

Когда схождение потока происходит вне пределов зоны изменения фильтрационных свойств r_d , суммарный эффект от механического скин-фактора и скин-фактора за счет частичного вскрытия будет выражаться следующим образом

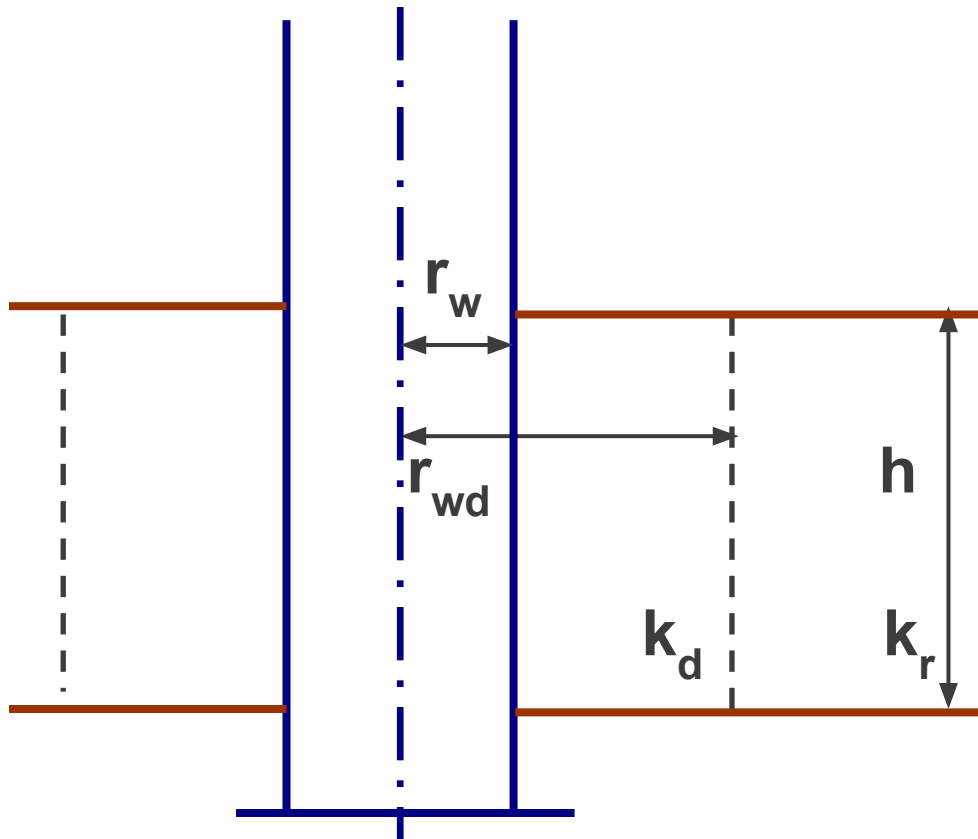
$$s_t = \frac{h}{h_w} s_d + s_{pp}$$

Задача. Выполнить оценку скин-фактора вертикальной необсаженной скважины радиусом 0.108 м, работающей в пласте с горизонтальной проницаемостью 18 мД, коэффициентом анизотропии проницаемости 0.1 и мощностью коллектора 26.7 м. Скважина вскрывает первые 22 м от кровли продуктивного пласта. Известно также, что в процессе бурения вокруг скважины образовалась зона кольматации бурового раствора радиусом 1.5 м, в которой проницаемость пласта уменьшилась в 10 раз.

Предполагать, что область схождения фильтрационного потока находится вне зоны кольматации бурового раствора.

Скин-фактор

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



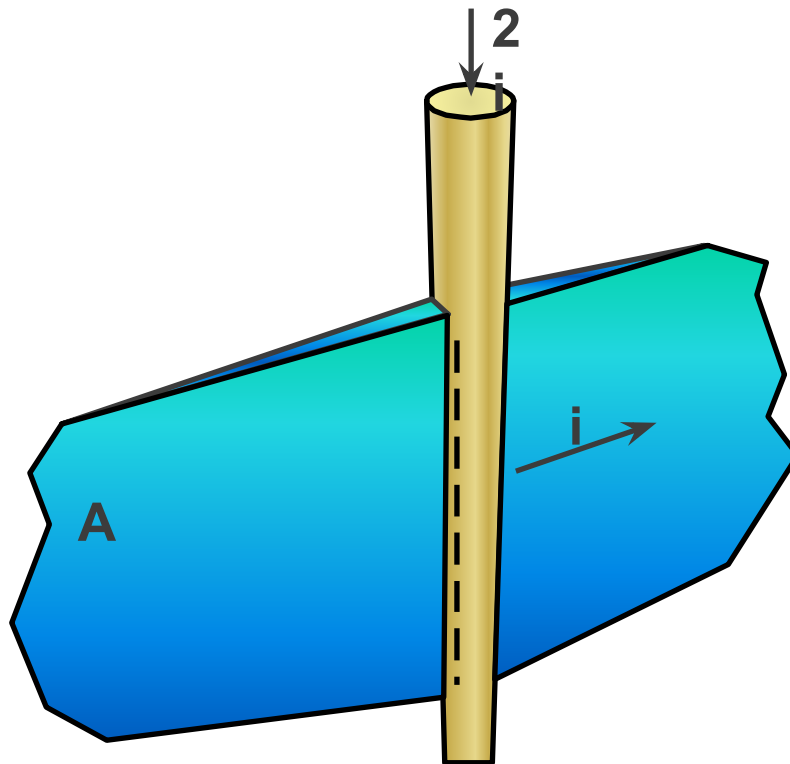
$$s = -\ln\left(\frac{r_{wd}}{r_w}\right)$$

$$r_{wd} = r_w e^{-s}$$

Скин-фактор. ГРП

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 проппанта под высоким давлением



Причины проведения ГРП

Увеличение добычи

Запасы:

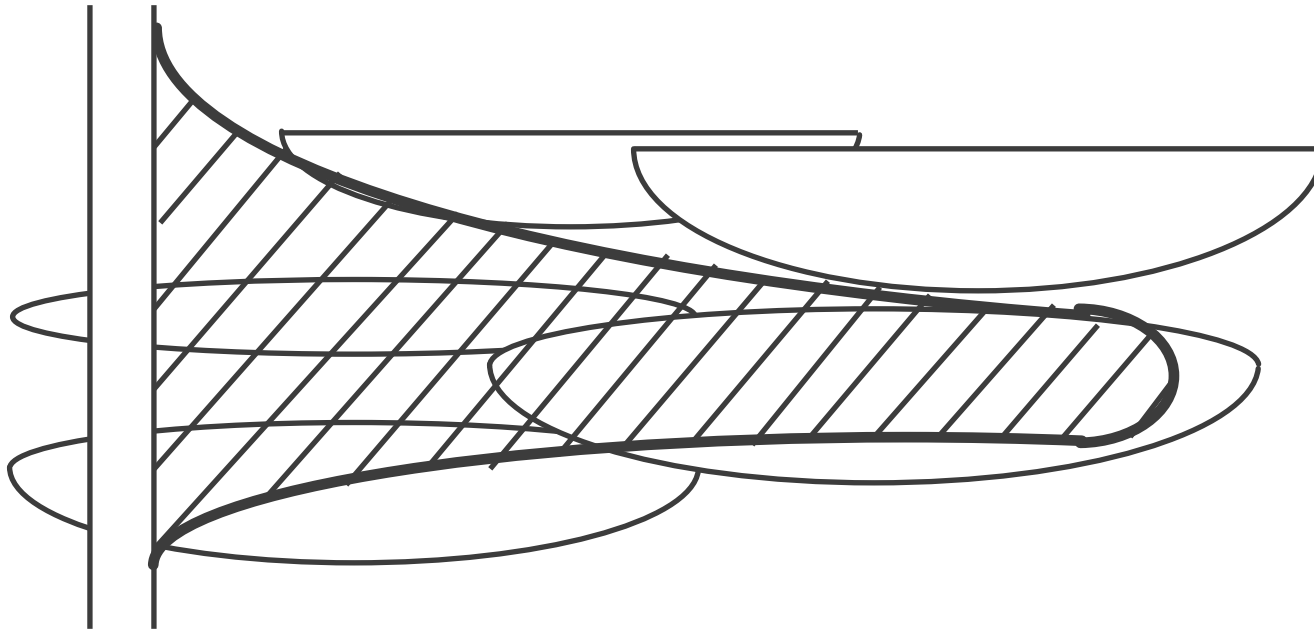
- Ускорить извлечение
- Новый пласт:
 - Извлекать запасы, добыча которых ранее считалась невыгодной
 - Увеличить жизненный цикл пласта

Увеличить приток в скважину

- Обойти повреждения в призабойной зоне
- Увеличить эффективный радиус скважины

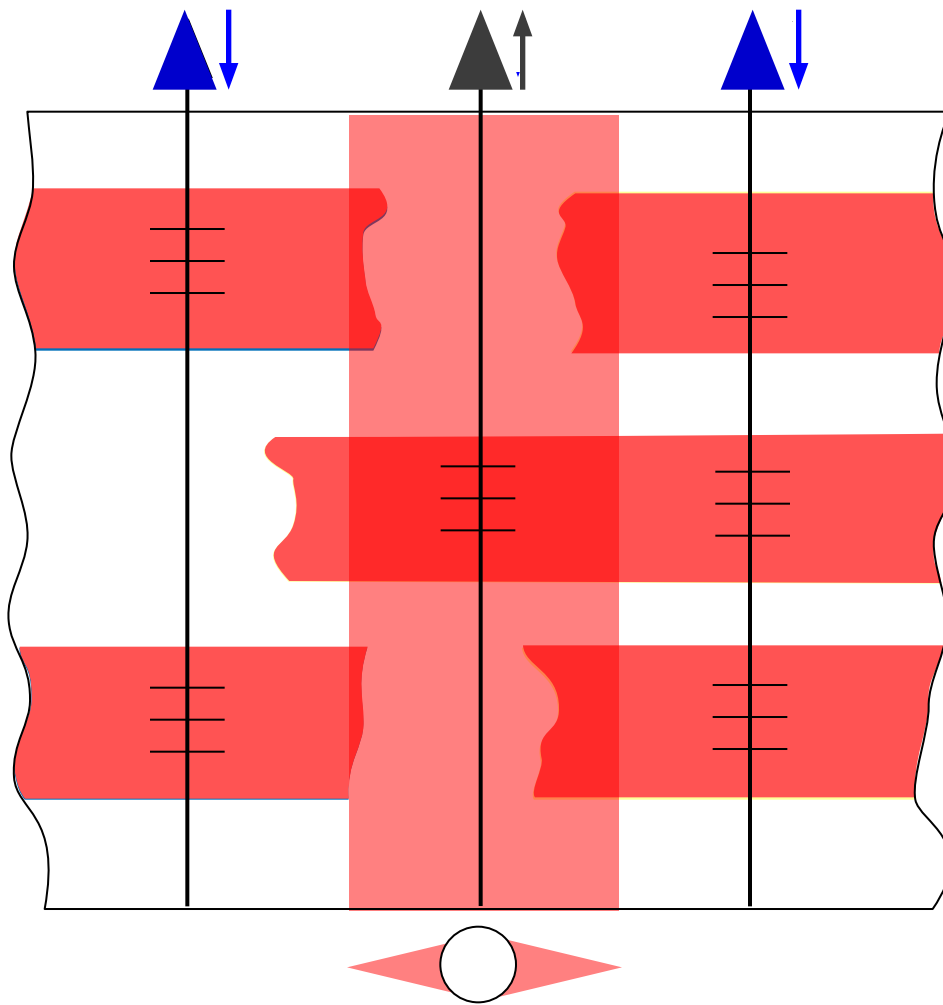
Причины проведения ГРП

Соединение линзообразных резервуаров



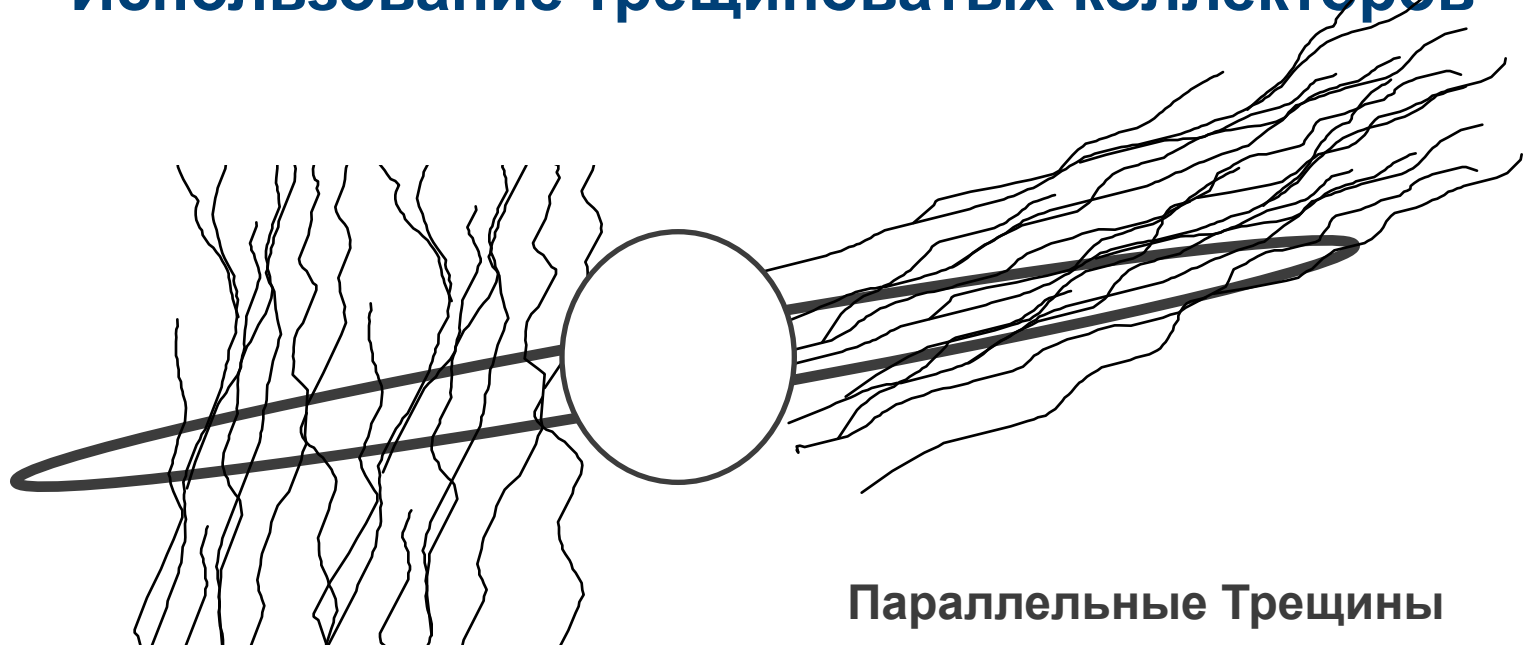
Причины проведения ГРП

Увеличение коэффициента охвата сеткой за счёт ГРП



Причины проведения ГРП

Использование трещиноватых коллекторов

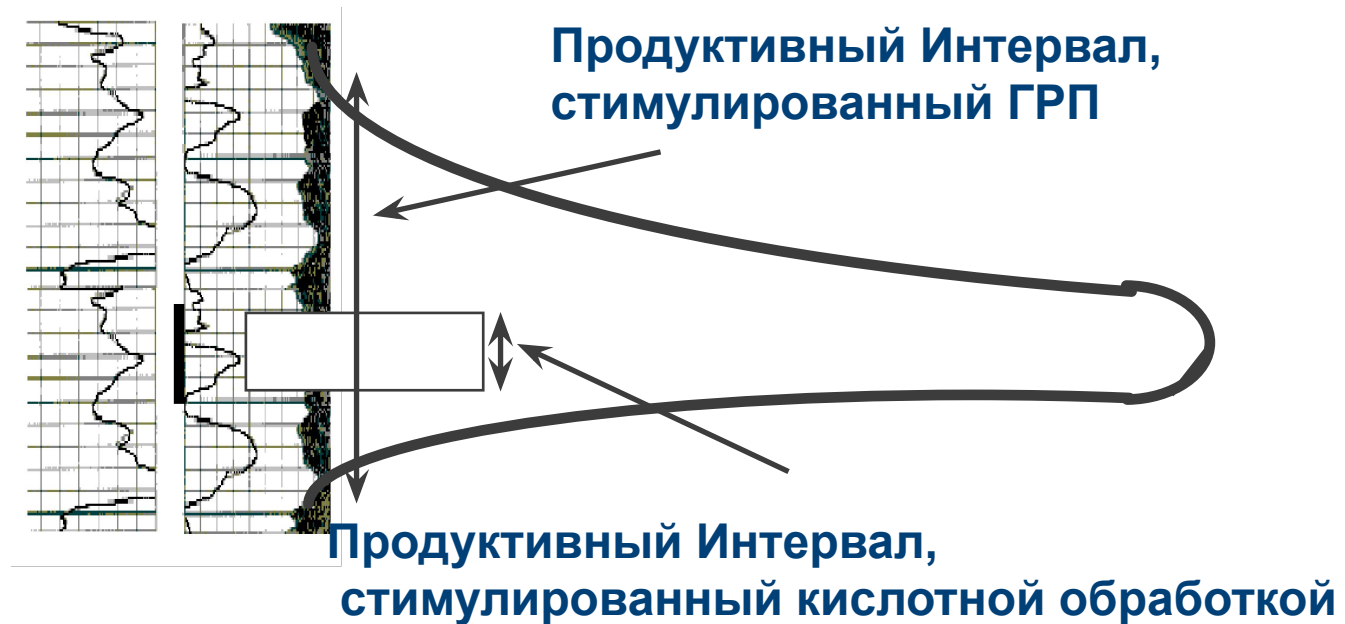


Ортогональные Трещины

Причины проведения ГРП

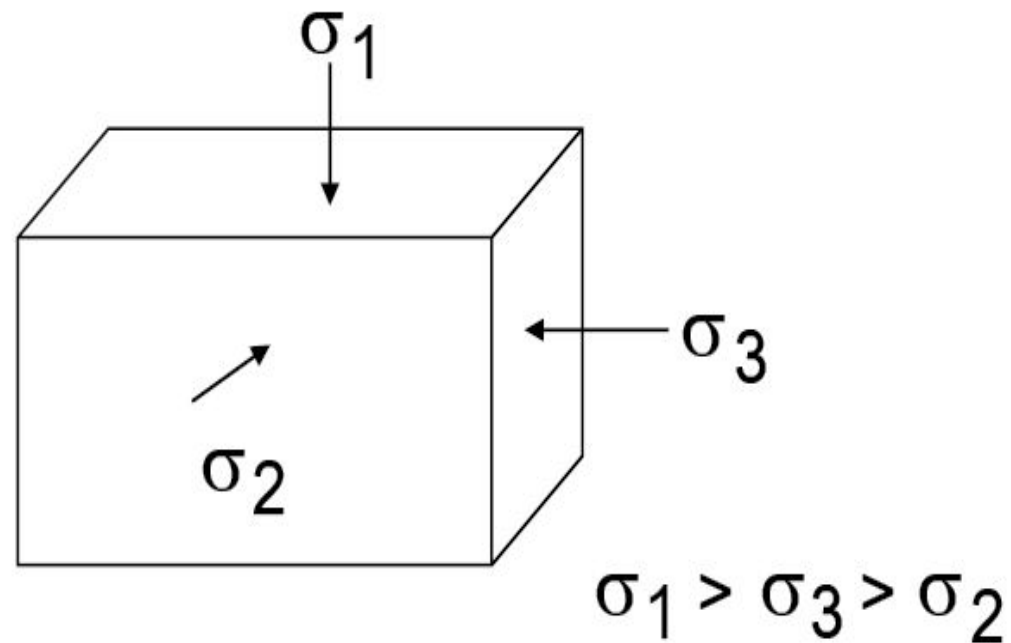
Соединение расслоенных формаций

- **Обеспечение соединения всех продуктивных пропластков**



Напряжения в пластовых условиях

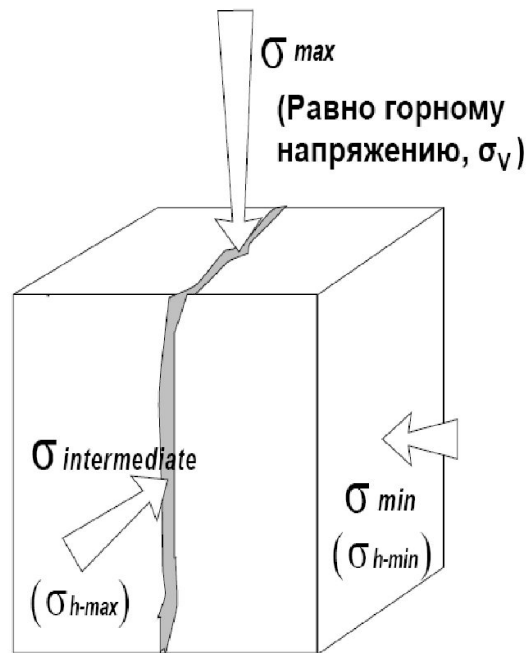
Локальное напряжение на глубине:



Три основных напряжения:

- Два горизонтальных (σ_2 , σ_3)
- Одно вертикальное (σ_1)

Распространение трещины ГРП

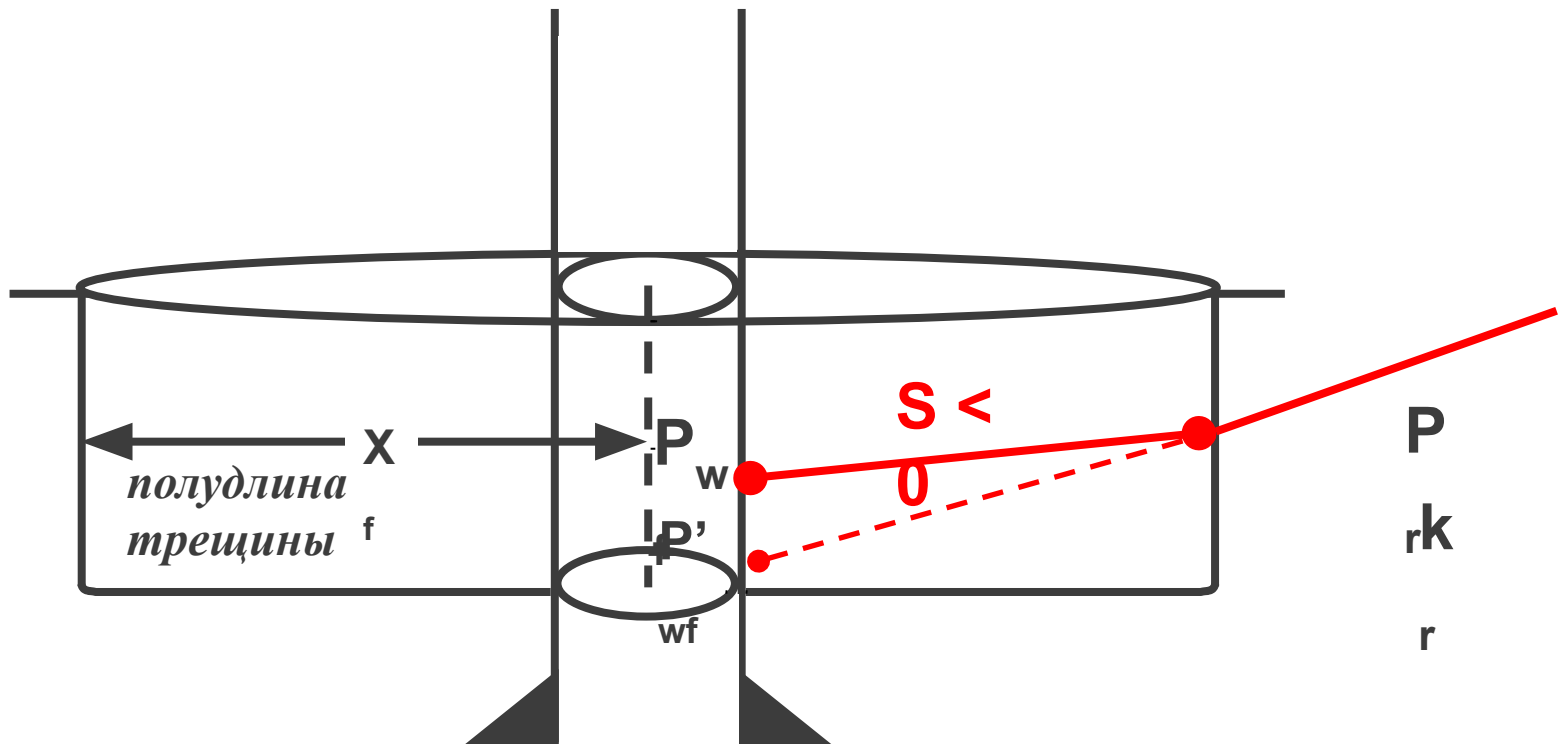


Трещина раскрывается в направлении,
перпендикулярном минимальному напряжению

На небольших глубинах или в коллекторах с избыточным давлением это может привести к образованию субгоризонтальных трещин

Скин-фактор. ГРП

В результате гидроразрыва пласта (ГРП) между скважиной и пластом создается зона высокой проводимости. S_s – скин-эффект, возникающий вследствие стимуляции (-)



Скин-фактор. 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 C_{FD} зависит от разницы проницаемостей проппанта и пласта. C_{FD} - это отношение способности трещины пропускать поток к возможности пласта этот поток поставлять в трещину, т.е. проводимости трещины к проводимости пласта.

$$C_{FD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

k_f - проницаемость проппанта (мД)

k - проницаемость пласта (мД)

w - ширина трещины (м)

x_f - полудлина трещины (м)

- **Неограниченная проводимость ($C_{FD} > 10$)**
- **Ограниченная проводимость ($C_{FD} < 10$)**

Расчет скин-фактора после ГРП по корреляционной зависимости

1 СПОСОБ

- Рассчитать C_{FD}

$$C_{FD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

- Рассчитать r_{ef}

$$r_{ef} = r_w + \frac{x_f}{2 \left(1 + \left(\frac{C_{FD}}{1.7} \right)^{-1.01} \right)}$$

- Рассчитать скин-фактор

$$S = -\ln \left(\frac{r_{ef}}{r_w} \right)$$

Расчет скин-фактора после ГРП по корреляционной зависимости

2 СПОСОБ

- Рассчитать C_{FD}

$$C_{FD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

- Рассчитать u

$$u = \ln(C_{FD})$$

- Рассчитать f

$$f = \frac{1.65 - 0.328 u + 0.116 u^2}{1 + 0.18 u + 0.064 u^2 + 0.005 u^3}$$

- Рассчитать скин-фактор

$$S = f + \ln(r_w / x_f)$$

Упражнение: расчет скин - фактора

1. Даны параметры ГРП:

Проницаемость проппанта $k_f = 300\ 000$ мД

Проницаемость пласта $k = 10$ мД

Полудлина трещины $X_f = 50$ м

Ширина трещины $W_f = 5$ мм

2. Даны параметры скважины:

Радиус скважины $r_w = 0,108$ м

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

4. Вычислить скин – фактор двумя рассмотренными способами.

Корректное использование скин-фактора и форм-фактора при описания фильтрации

Способы учета эффектов, влияющих на безразмерную продуктивность

Дополнительное фильтрационное сопротивление в ПЗП

Скин-фактор (S)

$$S_{tot} = S_d + S_{perf} + S_{comp} + S_{prod}$$

- ✓ S_{perf} - скин-фактор несовершенства по степени вскрытия пласта
- ✓ S_{comp} - скин-фактор, связанный с типом заканчивания скважины (НС, ГРП и другие)
- ✓ S_{prod} - скин-фактор, возникающий в ПЗП из-за разгазирования
- ✓ S_d - скин-фактор за счет изменения проницаемости ПЗП (кольматация, ГТМ)

Условие применимости: радиализация притока

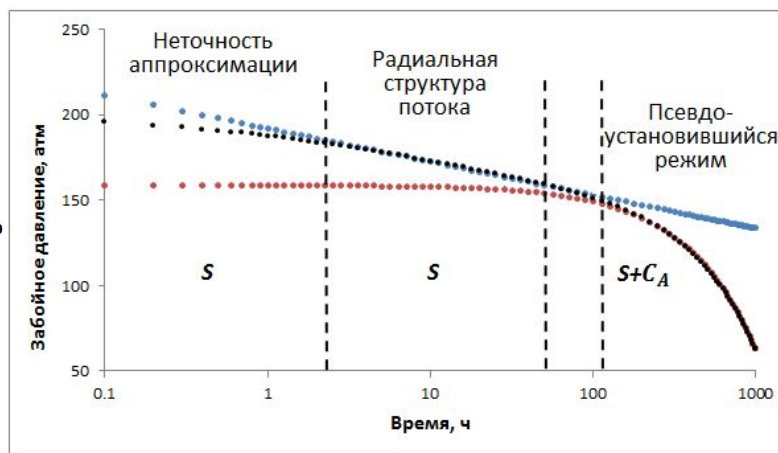
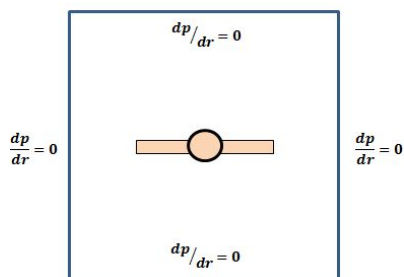
Влияние границ пласта

Форм-фактор (C_A)

- ✓ форма зоны дренирования
- ✓ смещение скважины относительно центра зоны дренирования
- ✓ тип границ зоны дренирования

Условие применимости: псевдо/установившийся режим

Использование S и C_A для описания фильтрации к трещине ГРП в замкнутом резервуаре



- Решение линейного стока для радиальной структуры потока в бесконечном пласте (трещина описана через S)

$$P_i - P_{wf} = 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{0.00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.80907 + 2S \right)$$

- Решение в случае псевдоустановившегося течения (трещина описана через S, влияние границ учитывается через C_A)

$$P_i - P_{wf} = 0.026 \frac{qB\mu}{\phi c_t h A} t + 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \left(\ln \frac{A}{r_w^2} + \ln \frac{2.2458}{C_A} + 2S \right)$$

- Гидродинамический симулятор

Корректное использование скин-фактора и форм-фактора при описании фильтрации

Способы учета эффектов, влияющих на безразмерную продуктивность

Дополнительное фильтрационное сопротивление в ПЗП

Скин-фактор (S)

$$S_{tot} = S_d + S_{perf} + S_{comp} + S_{prod}$$

- ✓ S_{perf} - скин-фактор несовершенства по степени вскрытия пласта
- ✓ S_{comp} - скин-фактор, связанный с типом заканчивания скважины (НС, ГРП и другие)
- ✓ S_{prod} - скин-фактор, возникающий в ПЗП из-за разгазирования
- ✓ S_d - скин-фактор за счет изменения проницаемости ПЗП (кольматация, ГТМ)

Условие применимости: радиализация притока

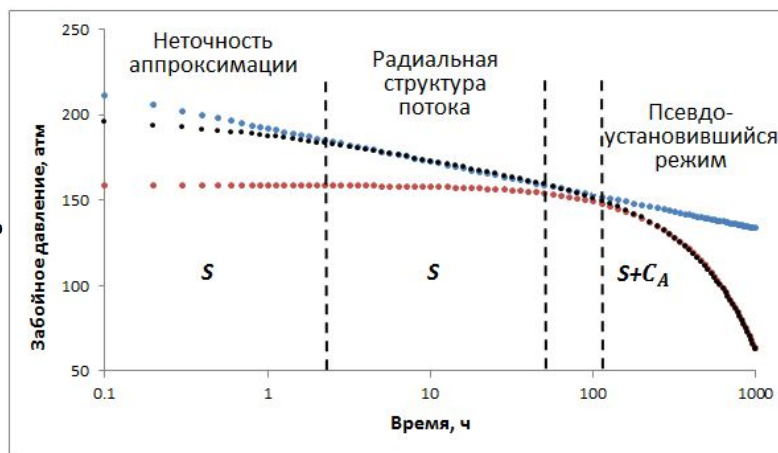
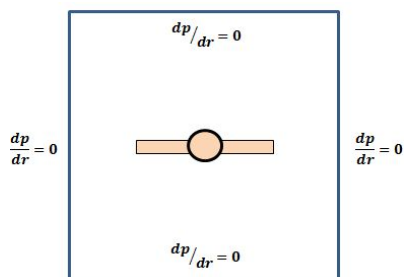
Влияние границ пласта

Форм-фактор (C_A)

- ✓ форма зоны дренирования
- ✓ смещение скважины относительно центра зоны дренирования
- ✓ тип границ зоны дренирования

Условие применимости: псевдо/установившийся режим

Использование S и C_A для описания фильтрации к трещине ГРП в замкнутом резервуаре



- Решение линейного стока для радиальной структуры потока в бесконечном пласте (трещина описана через S)

$$P_i - P_{wf} = 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{0.00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 0.80907 + 2S \right)$$

- Решение в случае псевдоустановившегося течения (трещина описана через S, влияние границ учитывается через C_A)

$$P_i - P_{wf} = 0.026 \frac{qB\mu}{\phi c_t h A} t + 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \left(\ln \frac{A}{r_w^2} + \ln \frac{2.2458}{C_A} + 2S \right)$$

- Гидродинамический симулятор