

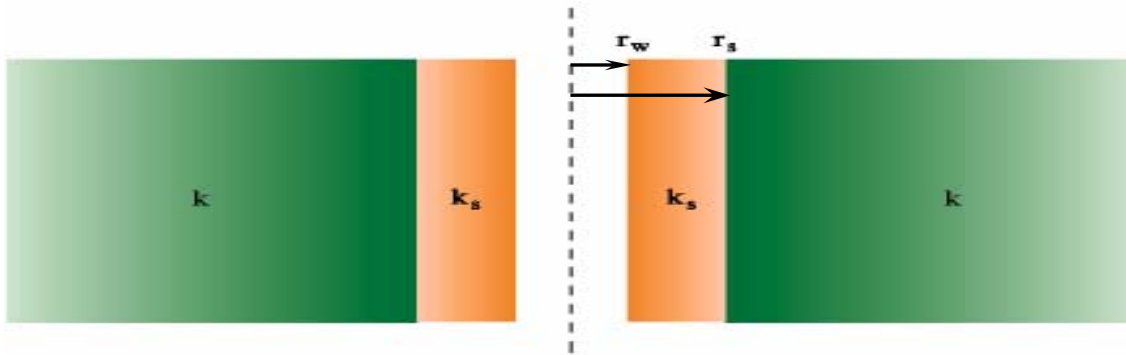
Глава 2

Скин-эффект

Содержание

- 2.1 Определение скин-эффекта
- 2.2 несовершенство по степени вскрытия пласта
- 2.3 Эффект наклонной скважины
- 2.4 Обобщенная концепция скин-эффекта

2.1 Определение скин-эффекта

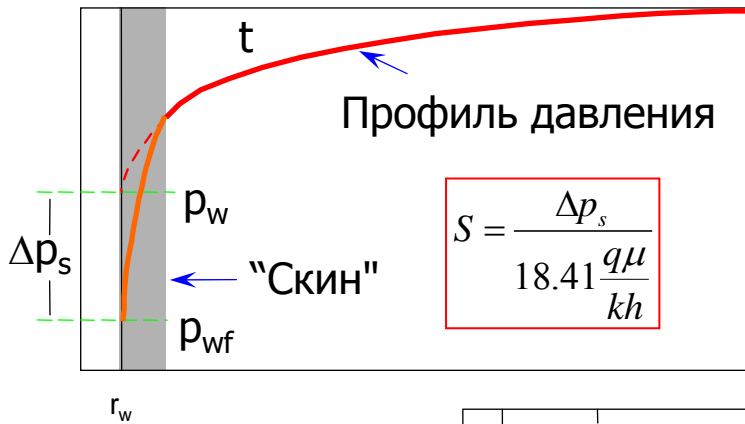


• $S < 0$ интенсификация притока

• $S \sim -3$ предел для кислотной обработки

• $S \sim -4$ хороший ГРП

• $S \sim -5.5$ нижний предел



Положительный скин (загрязнение ПЗП)

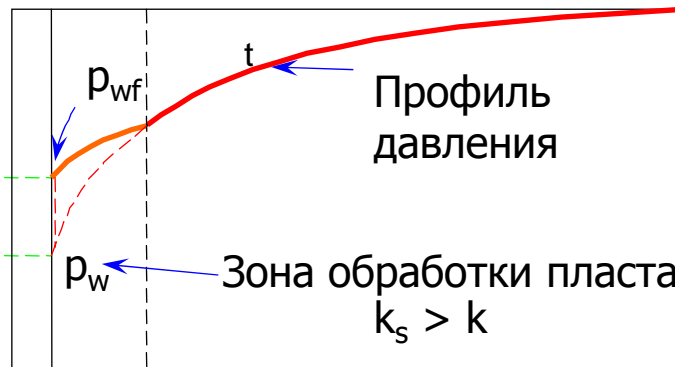
• $S > 0$ загрязнение ПЗП

• $S \sim 1-2$ умеренные загрязнение ПЗП

• $S \sim 5$ серьезные загрязнение ПЗП

• $S > 10$ механические проблемы

Отрицательный скин (интенсификация)

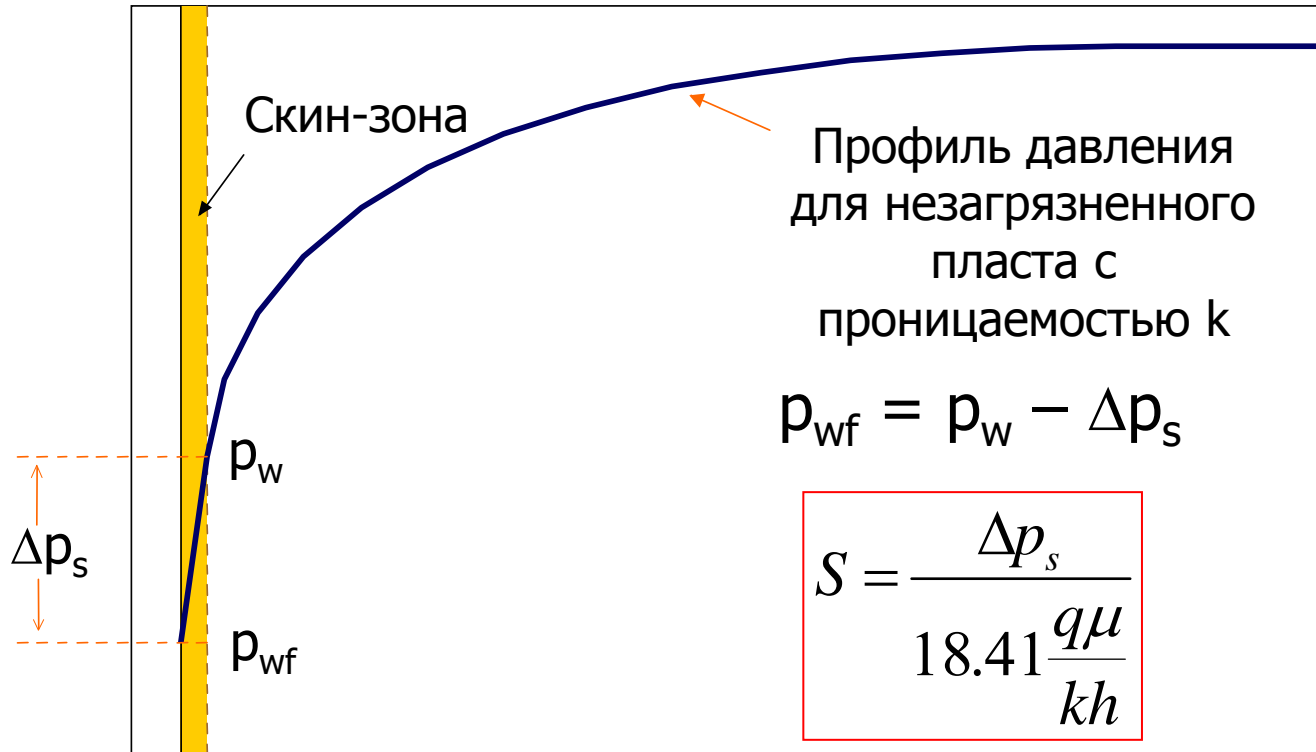


2.1 Определение скин-эффекта

- В предыдущей главе при рассмотрении радиального течения в пористой среде предполагалась однородная проницаемость по нефти по всей зоне дренирования: от внешних границ до вскрытой поверхности забоя скважины. Также подразумевалось, что радиус скважины точно измерен и постоянен по всей эффективной толщине пласта. Снижение проницаемости ПЗП может быть вызвано:
 - Добывающие скважины:
 - проникновение бурового раствора и блокировка поровых каналов;
 - набухание глин при контакте с фильтратом бурового раствора;
 - химическое осаждение, например, выпадение CaCO_3 и BaSO_4 ;
 - продвижение песчаных частиц к стволу скважины;
 - сжатие породы;
 - повреждение породы при перфорации
 - отклонение от ламинарного течения (в основном в газовых скважинах).
 - Нагнетательные скважины:
 - закупорка пласта из-за наличия твердых частиц в закачиваемой жидкости;
 - изменение глин при контакте с закачиваемой жидкостью;
 - несовместимость закачиваемой жидкости с пластовым флюидом.
- Конечно, существует ряд методов интенсификации притока, увеличивающих проницаемость ПЗП:
 - соляно-кислотная обработка;
 - гидроразрыв пласта.

2.1 Определение скин-эффекта

- Концепция скин-эффекта по **Van Everdingen** и **Hurst**



Δp_s увеличение падения давления в скин-зоне (положительный для загрязнения пзп)

S – безразмерный скин-фактор

2.1 Определение скин-эффекта

- Один из методов количественной оценки загрязнения ПЗП – это учет падения давления непосредственно у стенок скважины в дополнение к перепаду, вызванному радиальным притоком к скважине. Предполагается, что дополнительный перепад давлений (“скин-эффект”) происходит в зоне пренебрежимо малой толщины вокруг скважины, где проницаемость ухудшилась.
- В соответствии с этим предположением забойное давление в скважине со скин-эффектом определяется: $p_{wf} = p_w + \Delta p_s$, где падение давления в скин-зоне Δp_s является функцией дебита в пластовых условиях $q_s B$, вязкости флюида μ и физических характеристик скин-зоны (r_s, k_s). p_w – забойное давление для однородной ($k = \text{const}$) радиальной модели пласта.
- Безразмерный перепад давлений, характеризующий скин-эффект, называется скин-фактором (Van Everdingen и Hurst) и определяется выражением:

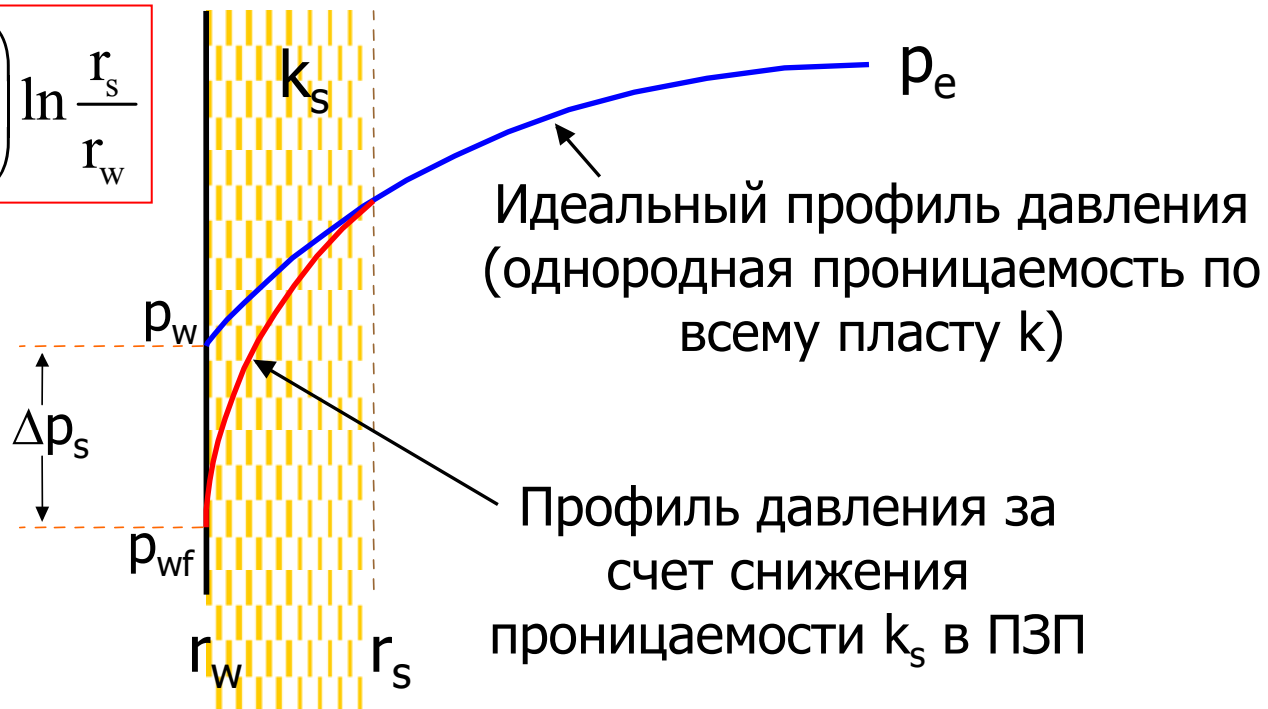
$$S = \frac{\Delta p_s}{18.41 \frac{q\mu}{kh}}$$

- Отрицательные значения скин-фактора соответствуют случаям, когда проницаемость ПЗП по каким-либо причинам (интенсификация скважины) стала выше общей проницаемости пласта, и количественно характеризуют интенсификацию притока к скважине.
- Если использовать раствор на нефтяной основе и перфорацию выполнять на депрессии, то можно получить отрицательный скин -1 .

2.1 Определение скин-эффекта

Аналитическое определение скин-фактора

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



k_s – проницаемость в загрязненной ПЗП

r_s – радиус загрязненной зоны

p_{wf} – реальное забойное давление

Δp_s – скачок давления по сравнению с идеальным профилем давления

2.1 Определение скин-эффекта

- При определенных обстоятельствах можно оценить скин-фактор. Рассмотрим типичную ситуацию, где скин-зона радиусом r_s и с проницаемостью k_s окружает скважину; коллектор имеет следующие характеристики: проницаемость k и эффективная толщина h . Основное допущение при оценке скин-фактора – протяженность скин-зоны относительно мала по сравнению с границами пласта $r_s \ll r_e$. Т.е. считаем, что приток через скин-зону установившийся, тогда скин-фактор можно определить по формуле:

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

- По определению, скин-эффект – это дополнительный перепад давлений Δp_s , следовательно, полная депрессия в радиальном пласте при установившемся однофазном притоке определяется по формуле:

$$p_e - p_{wf} = 18.41 \frac{q\mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

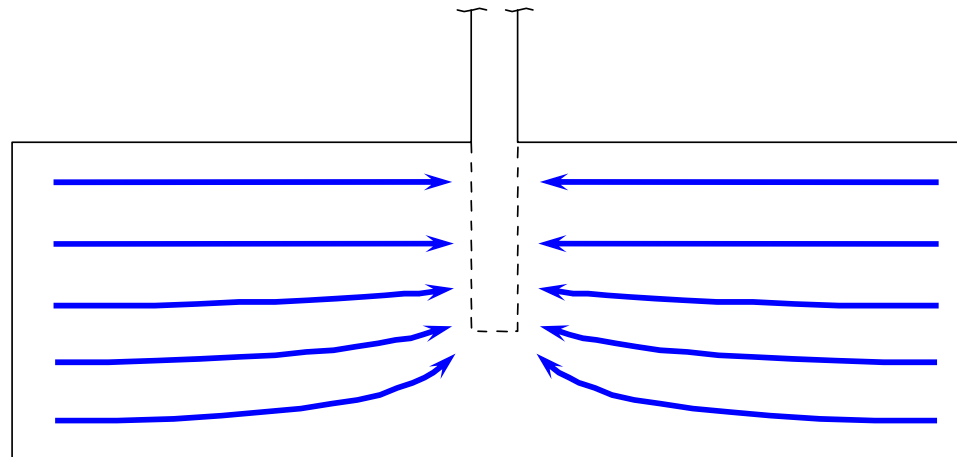
- А коэффициент продуктивности определяется:

$$J_{ss} = \frac{q_s}{p_e - p_{wf}} = \frac{kh}{18.41 \cdot B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

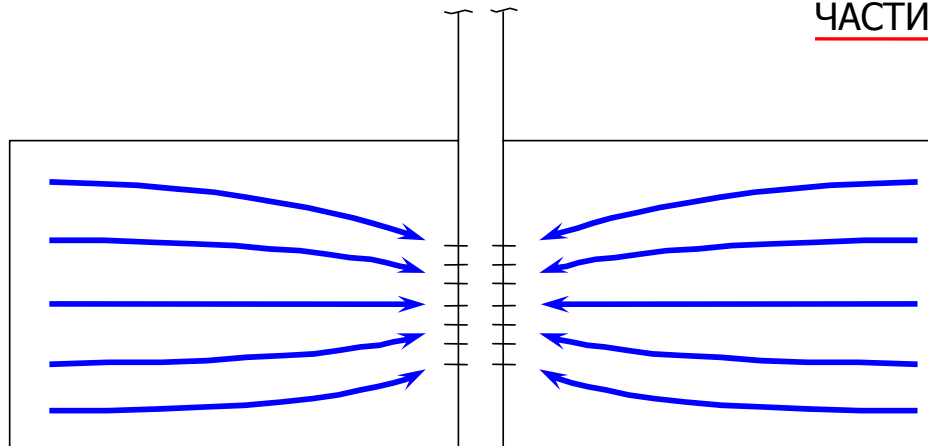
2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта

Отклонение от радиального притока

Важно учитывать анизотропию пласта, т.к. появляется вертикальная составляющая потока



ЧАСТИЧНОЕ ПРОНИКНОВЕНИЕ



ЧАСТИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ

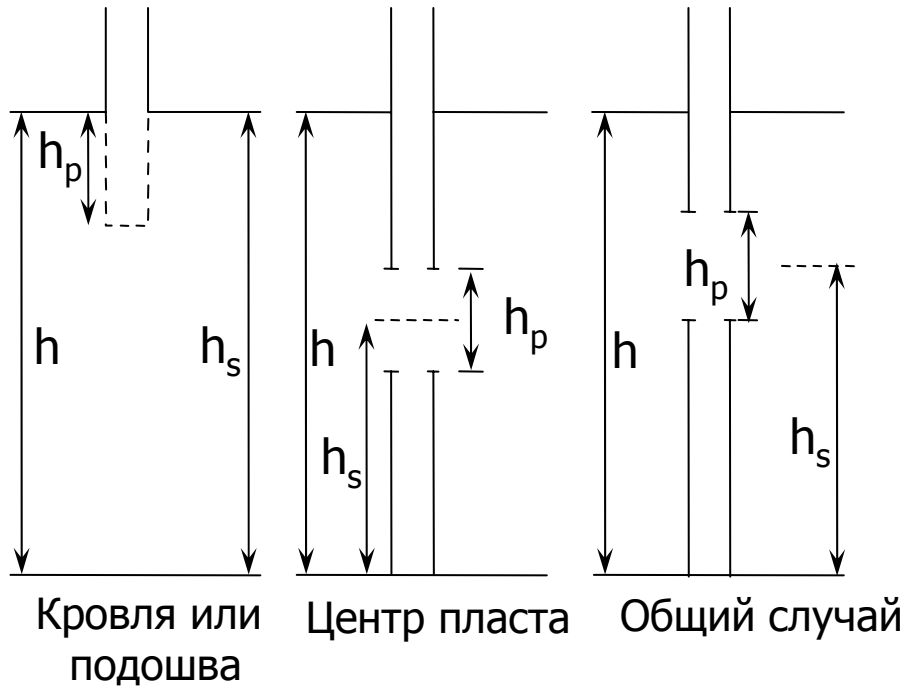
- Наличие вертикальной составляющей потока
- Дополнительный перепад давлений

2.2 Несоввершенство по степени вскрытия пласта

- При выводе основного уравнения одномерного плоскорадиального притока предполагалось, что скважина вскрывает всю эффективную толщину пласта. Если, по каким-либо причинам, скважина несовершенна по степени вскрытия, то приток к скважине нельзя рассматривать чисто радиальным.
- На самом деле, в ограниченной зоне около скважины фильтрационные потоки начинают сходиться, появляется вертикальная составляющая притока, что соответствует радиально-сферическому притоку. В этом случае на фильтрационный поток оказывает влияние как проницаемость в радиальном направлении k_r , так и в вертикальном – k_z .
- Brons и Marting показали, что отклонение от плоскорадиального притока является причиной дополнительного перепада давлений – дополнительная составляющая скин-фактора.

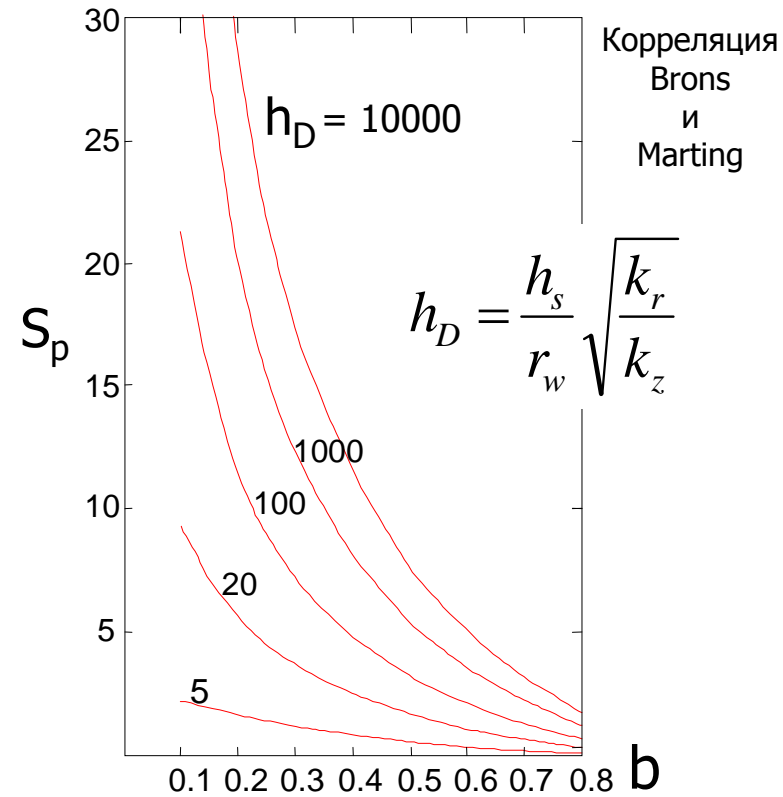
2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта

Геометрия несовершенной скважины



h = эффективная толщина пласта
 h_p = интервал перфорации
 h_s = высота элемента симметрии

Скин-фактор в несовершенной скважине



b = коэффициент вскрытия пласта

2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта

- Псевдоскин является функцией двух параметров:
 - Коэффициент вскрытия пласта b – отношение интервала перфорации к эффективной толщине пласта h_p/h
 - Отношение высоты элемента симметрии к радиусу скважины h_s/r_w
- По известным значениям b и h_s/r_w , используя палетки, определяем псевдоскин, учитывающий несовершенство скважины по степени вскрытия пласта.
- Brons и Marting рассматривали изотропный пласт, т.е. $k_z=k_r$. Однако в большинстве случаев вертикальная составляющая проницаемости меньше горизонтальной $k_z < k_r$.
- Bilhartz и Ramey, по результатам числового моделирования, сделали вывод, что можно пользоваться корреляцией Brons и Marting в случае анизотропии пласта, если вместо параметра h_s/r_w использовать:

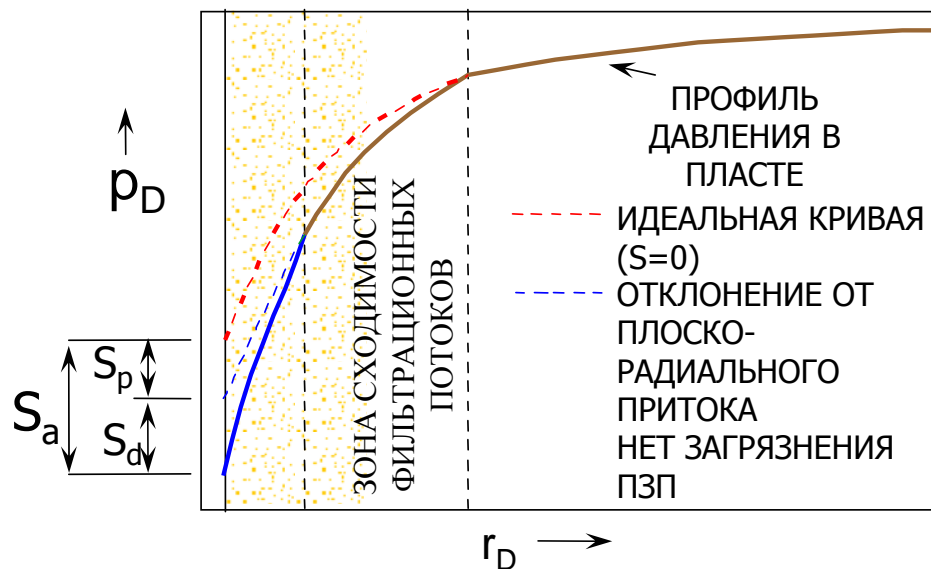
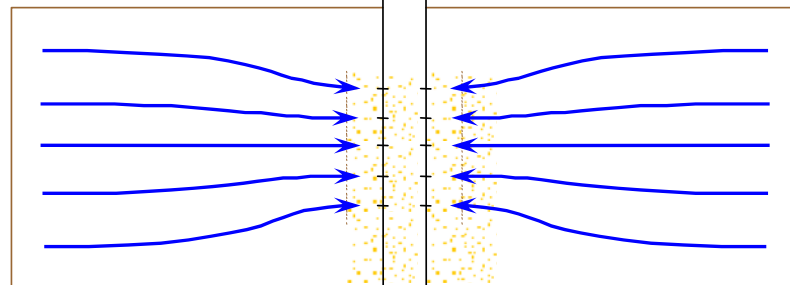
$$h_D = \frac{h_s}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}$$

- Псевдо скин-фактор, представленный Brons и Marting, учитывает эффект сходимости фильтрационных потоков при отклонении от плоскорадиального течения.

2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта

Совокупный скин-эффект в несовершенной скважине с загрязненной ПЗП

$$S_a = S_d + S_p = \frac{S_{tr}}{b} + S_p$$



Наложение эффектов
частичного
проникновения и
загрязнения ПЗП

2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта

- Оценив совокупный эффект повреждения ПЗП и частичного вскрытия пласта, предположим, что
 - зона с ухудшенными фильтрационными характеристиками очень тонкая и фильтрационные потоки в ней можно считать параллельными;
 - отклонение от плоскорадиального притока имеет место глубже в пласте в незагрязненной зоне
- Совокупный скин-фактор (определенный, например, по данным ГДИС) представляется суммой двух компонентов:

$$S_a = S_d + S_p \text{ – уравнение Jones и Watts}$$

где S_p = псевдо скин-фактор – несовершенство вскрытия,

S_d = остаточный скин-фактор – загрязнения ПЗП (предполагает приток по всей эффективной толщине пласта).

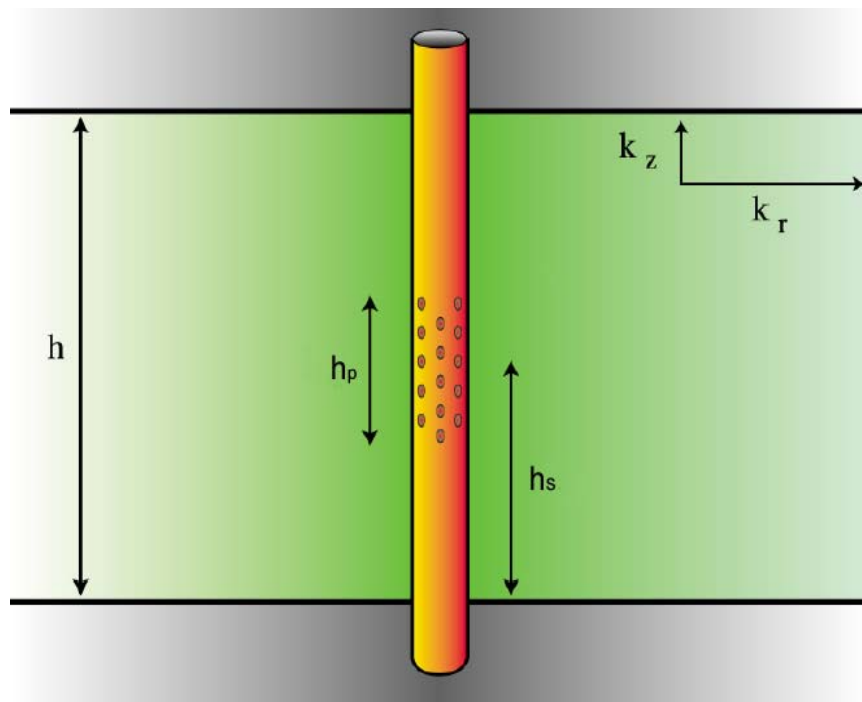
- Так как истинный скин-фактор характеризует приток только через интервал перфорации, тогда соотношение между остаточным и истинным скин-фактором примет вид: $S_d = S_{tr} / b$,
где S_{tr} = истинный скин-фактор;
 b = коэффициент вскрытия пласта.

- Окончательное выражение для совокупного скин-эффекта примет вид:

$$S_a = S_{tr} / b + S_p$$

- Следует отметить, что только истинный скин-фактор S_{tr} , характеризующий загрязнение ПЗП, может быть изменен (уменьшен) вследствие интенсификации притока (СКО или гидроразрыв пласта).

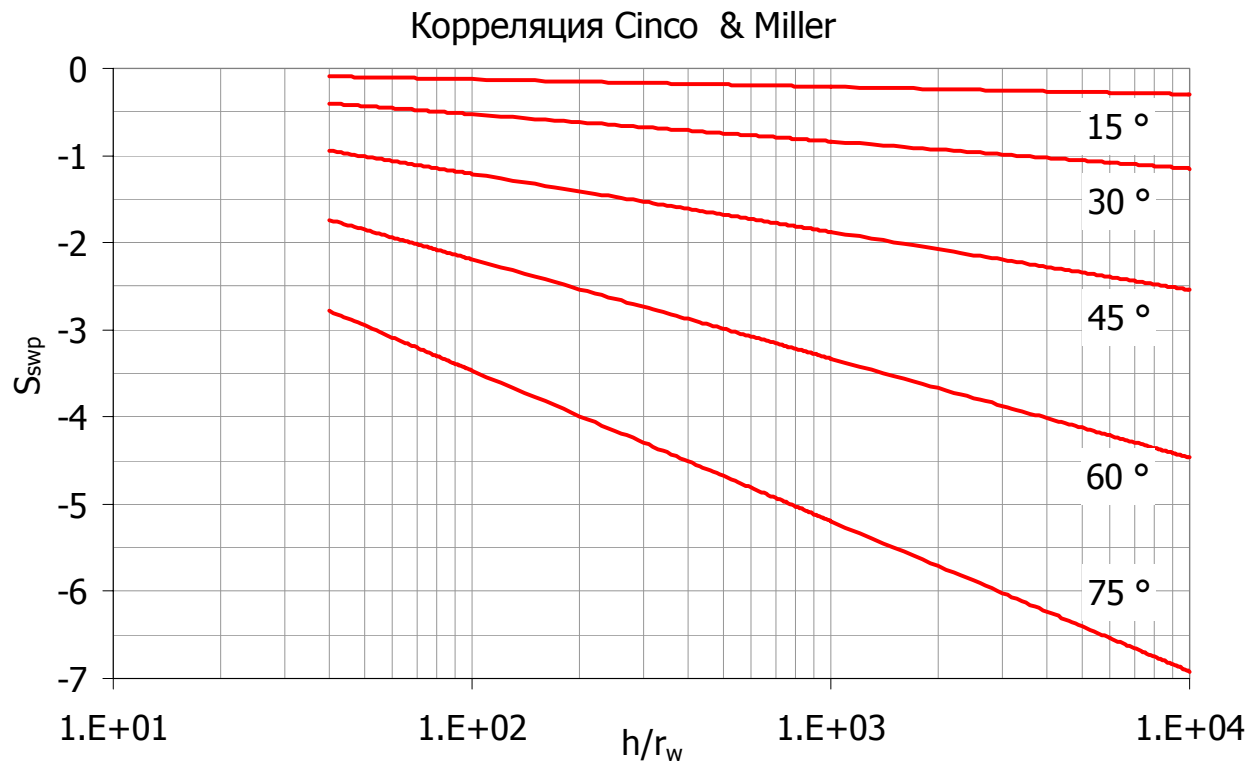
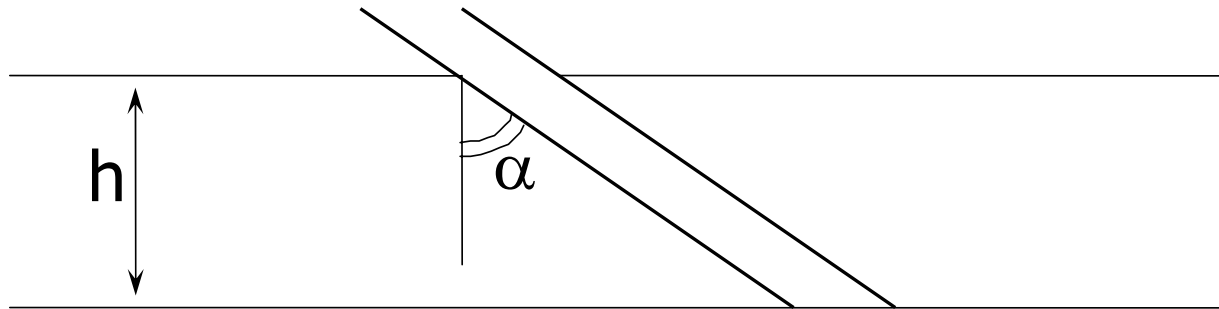
2.2 Несовершенство по степени вскрытия пласта - Упражнение



- Скважина проперфорирована на интервале 30 м в середине продуктивного пласта ($h = 90$ м).
- Из анализа данных ГДИС определили совокупный скин-фактор $S_a = 20$.
- Определите возможное увеличение продуктивности скважины, если дополнительные 30 м будут проперфорированы таким образом, что весь интервал перфорации будет расположен в центре продуктивной зоны.
- Необходимые данные:

$k_r = 180$ мД	$r_w = 0.1$ м	$\mu_o = 1.0$ спз
$k_z = 5$ мД	$r_e = 300$ м	$B_o = 1.2$

2.3 Эффект наклонной скважины



2.3 Эффект наклонной скважины

- В условиях вскрытия пласта под углом α площадь контакта скважины и пласта увеличивается, скорость фильтрации и градиент давления уменьшаются.
- Эффект наклонной скважины (перфорация по всему продуктивному интервалу) исследовали Cinco, Miller и Ramey. Результаты моделирования представлены в виде корреляции для определения псевдо скин-фактора за счет наклона скважины S_{swp} .

- S_{swp} – является функцией угла наклона α и отношения толщины пласта к радиусу скважины h / r_w . И может быть определен по формуле:

$$S_{swp} = -\left(\frac{\alpha}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\alpha}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h}{100r_w}\right)$$

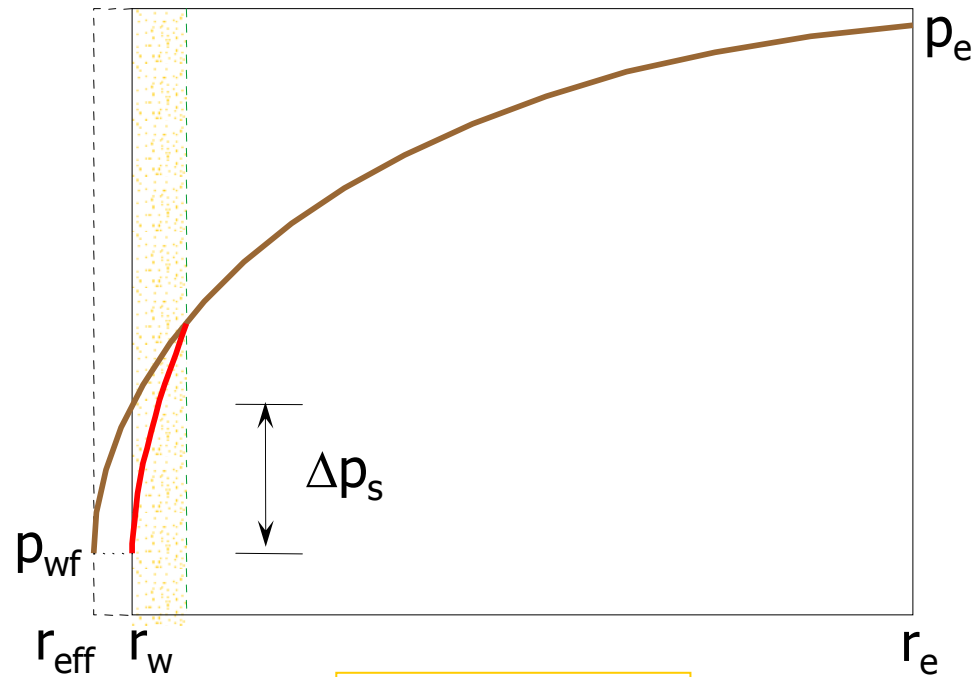
$$\text{при } 0 < \alpha < 75^\circ \quad \text{и} \quad \frac{h}{r_w} > 40$$

- Обычно псевдо скин-фактор за счет наклона скважины отрицательный, т.к. депрессия при установившемся или псевдоустановившемся режиме притока меньше чем для одномерного плоскорадиального течения.
- Данная корреляция не учитывает несовершенство скважины по степени вскрытия. Предполагается, что псевдо скин-факторы S_p и S_{swp} арифметически складываются для оценки скин-эффекта наклонной скважины с частичным вскрытием продуктивного пласта.

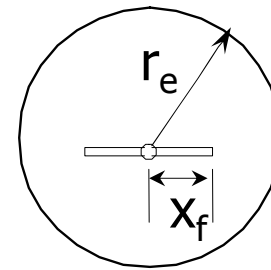
2.4 Обобщенная концепция скин-эффекта

Эффективный радиус скважины

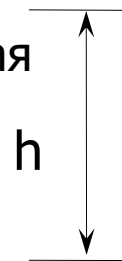
Скважина с ГРП



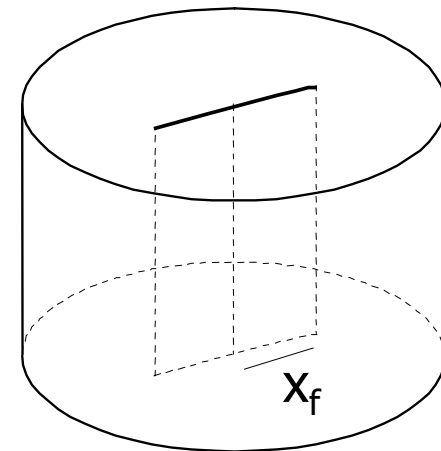
$$r_{w,eff} = r_w e^{-S}$$



Вертикальная трещина $x_f \ll r_e$



Трещина ГРП



x_f = полудлина трещины ГРП

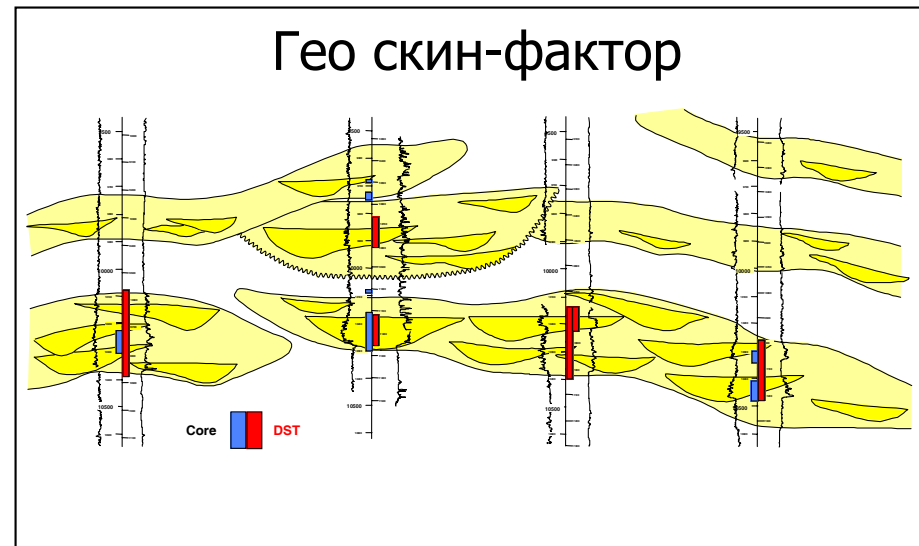
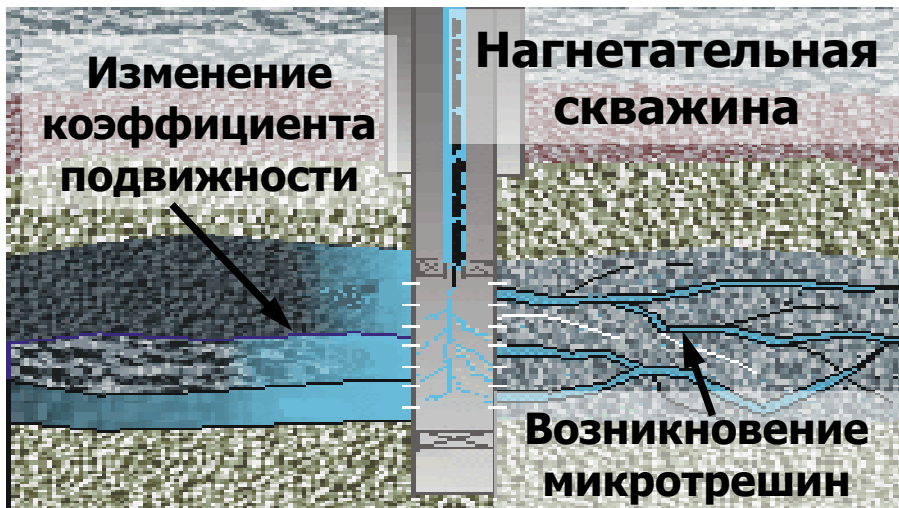
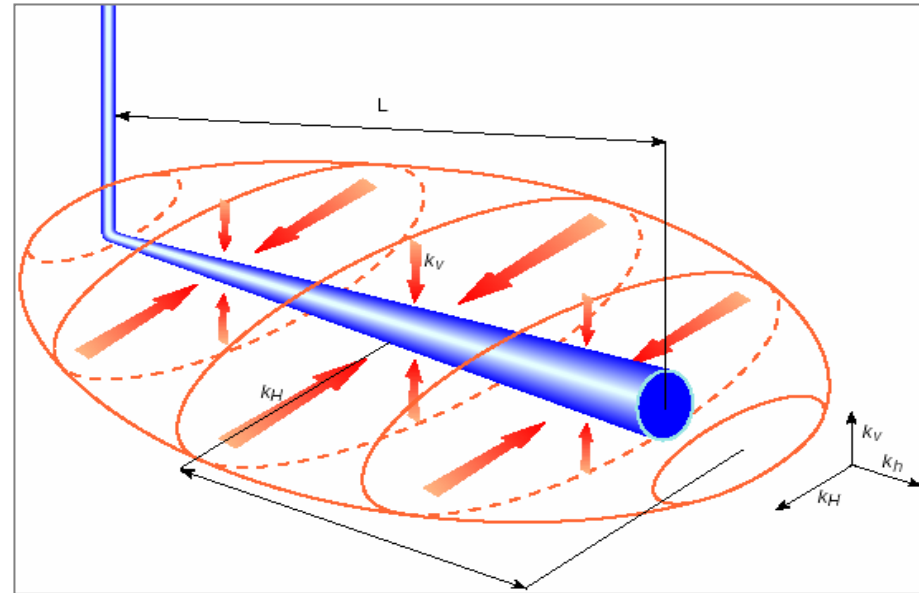
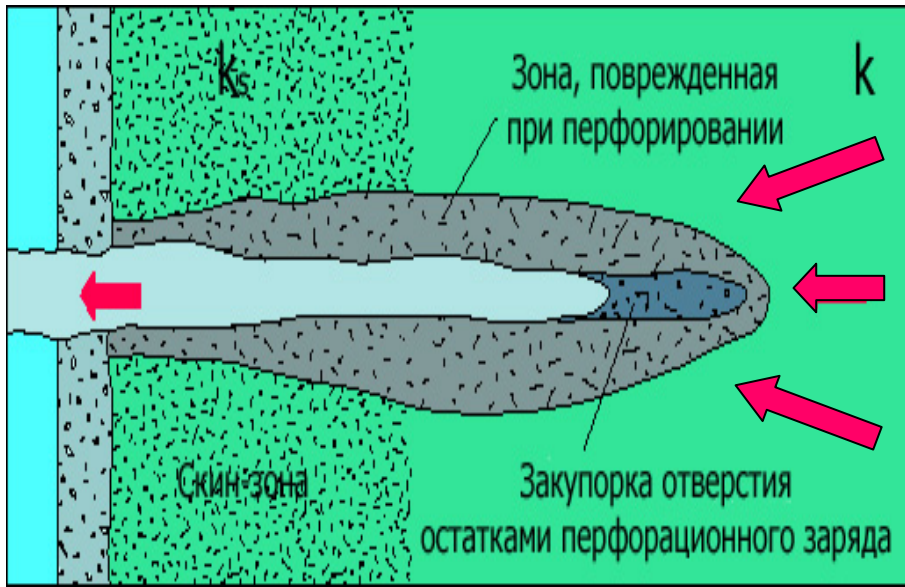
2.4 Обобщенная концепция скин-эффекта

- ГРП значительно увеличивает продуктивность скважины и является одним из самых распространенных методов интенсификации притока. ГРП изменяет фильтрационные свойства призабойной зоны пласта, т.е. если размеры области дренирования скважины значительно превосходят размеры трещины $r_e \gg x_f$, то приток можно рассматривать как псевдорадиальный с отрицательным скин-эффектом S_{pr} . Продуктивность скважины может быть спрогнозирована с помощью уравнений радиального притока при использовании эффективного радиуса скважины $r_{w\text{ eff}}$.
- При использовании $r_{w\text{ eff}}$, дополнительный перепад давлений, вследствие изменения фильтрационных свойств ПЗП, учитывается уменьшением (увеличением) радиуса скважины до определенного эффективного значения. Соотношение между скин-фактором и эффективным радиусом скважины определяется выражением:
$$r_{w\text{ eff}} = r_w e^{-s}$$

Для трещины бесконечной проводимости эффективный радиус равен половине полудлины трещины (Prats) и потери давления в трещине не учитываются, тогда окончательное выражение для скин-фактора примет вид:

$$r_{w,\text{eff}} = \frac{x_f}{2}$$
$$S_{pr} = \ln \frac{r_w}{r_{w,\text{eff}}} = \ln \frac{2r_w}{x_f}$$

2.4 Обобщенная концепция скин-эффекта



2.4 Обобщенная концепция скин-эффекта

- Перфорирование – скин-фактор после проведения перфорационных работ:
 - Приток ограничивается только перфорационными отверстиями, а не всей вскрытой поверхностью скважины: $S > 0$;
 - Перфорационные отверстия проникают дальше в неповрежденную зону пласта (микротрещины): $S < 0$.
- Горизонтальные скважины – при определенных условиях горизонтальную скважину можно рассматривать как вертикальную скважину с отрицательным скин-фактором, т.к. увеличивается площадь контакта скважины и пласта и, как следствие, улучшение притока.
- Газовые скважины: отклонение от закона Дарси – скорость фильтрации флюида в газовой скважине очень высока. Положительный скин-фактор, зависящий от дебита скважины, выражает дополнительный перепад давления вследствие турбулентного течения в околоскважинной зоне.
- Скин-эффект в нагнетательных скважинах – нагнетание жидкости (вода, полимеры и т.д.) в пласт вызывает изменение коэффициента подвижности (k/μ) в призабойной зоне. Это вызывает дополнительное падение давления, которое также можно рассматривать с позиции скин-эффекта, при условии, что зона сжимаемости распространилась далеко вперед радиуса нагнетания жидкости.
- Геологический скин – скважина, вскрывающая низкопроницаемые или высокопроницаемые линзы.

Контрольные вопросы к Главе 2

1. Перечислите причины снижения проницаемости в ПЗП?
2. В каких ситуациях скин-фактор является отрицательной величиной?
3. Почему в скважинах с частичным проникновением или вскрытием очень важна вертикальная составляющая проницаемости k_z ?
4. Почему наклонная скважина, вскрывающая пласт по всей продуктивной толщине, дает отрицательный скин-фактор?
5. Перечислите 6 факторов, которые влияют на совокупный скин-фактор?