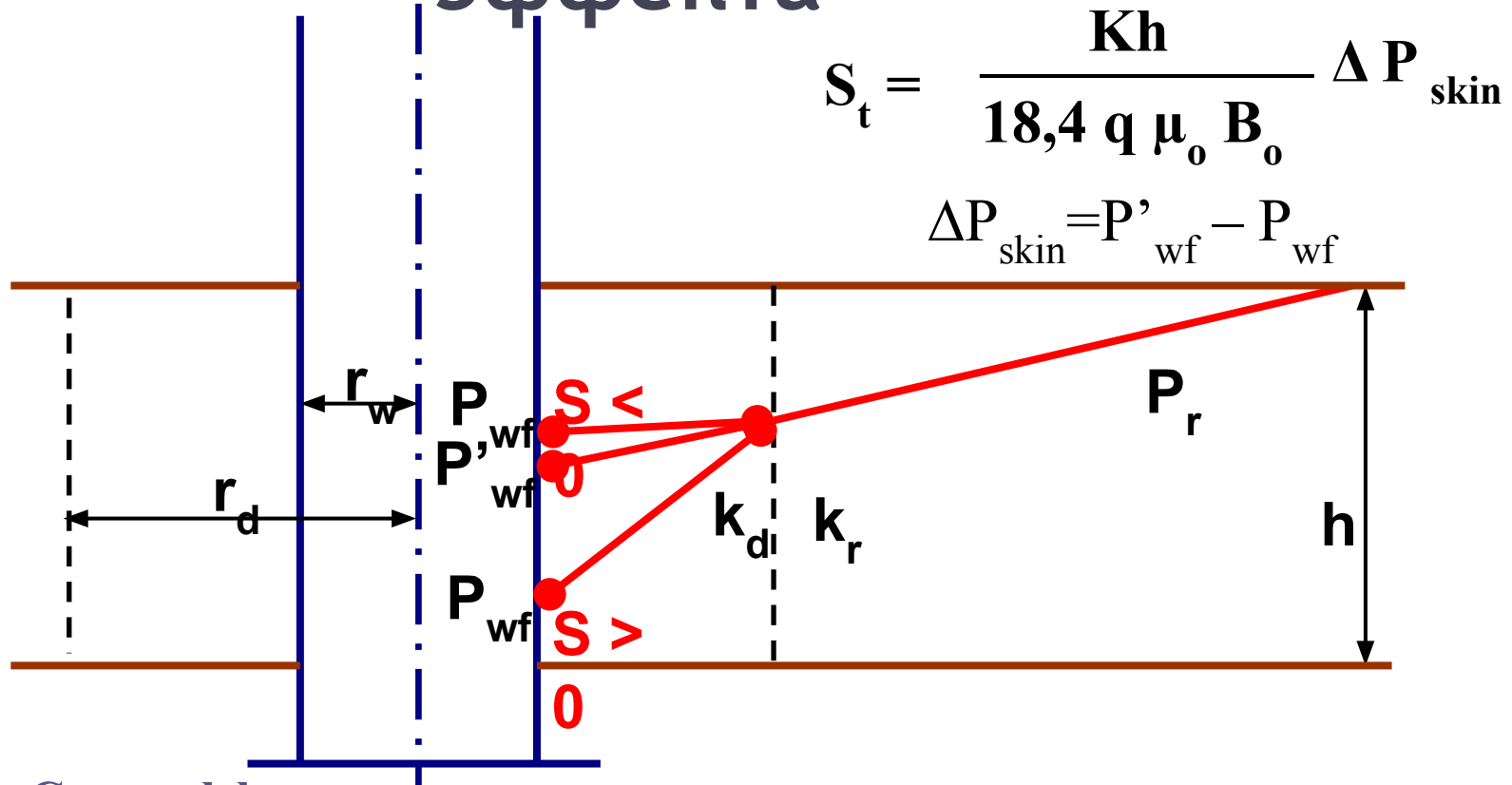




СКИН-ЭФФЕКТ

Модель скин-эффекта



$$S_t = \frac{Kh}{18,4 q \mu_o B_o} \Delta P_{skin}$$

$$\Delta P_{skin} = P'_{wf} - P_{wf}$$

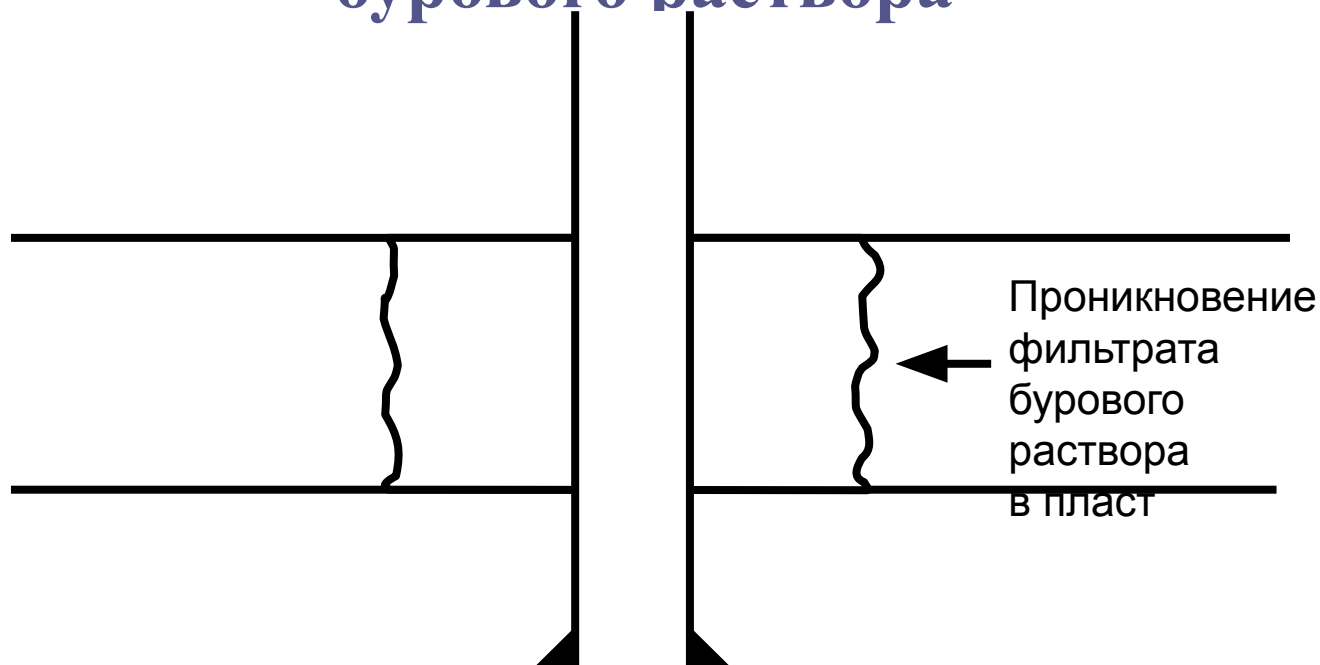
Скин-эффект – дополнительное падение давления за счет изменения проницаемости призабойной зоны.

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

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны:

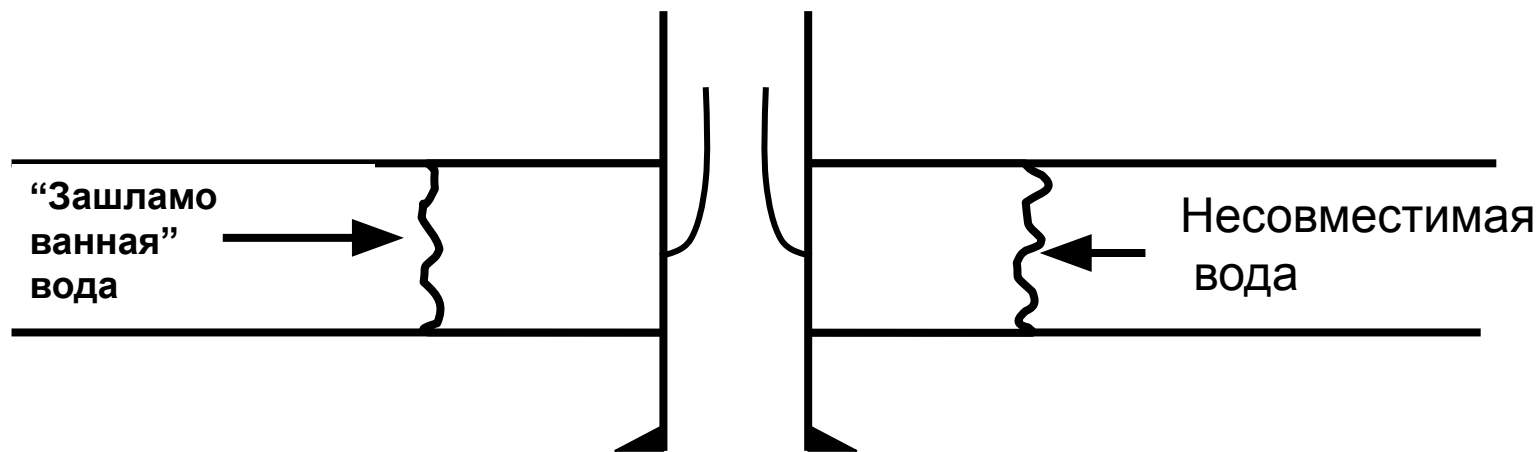
- Кольматирование буровым раствором**
- Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды**
- Разрушение естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону**
- Гидроразрыв пласта**
- Проведение кислотных обработок**

Повреждения, вызванные закачкой бурового раствора



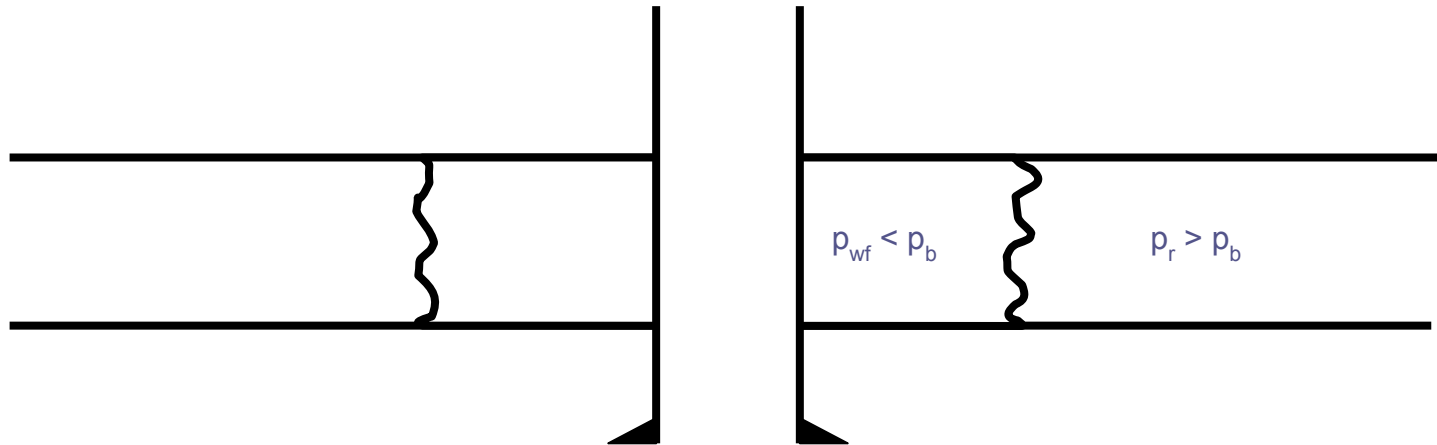
- Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне.

Повреждения при закачке



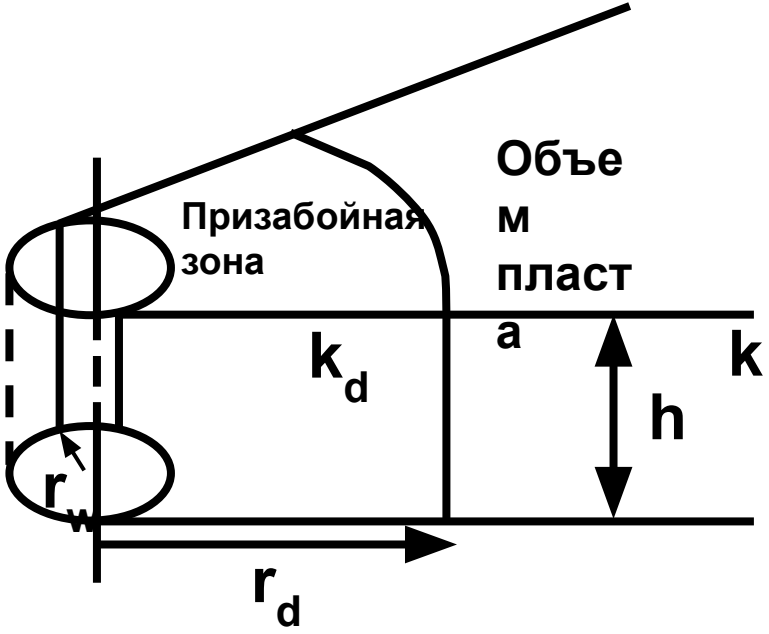
- **Закачиваемая вода может быть «грязной» – мелкие частицы могут закупорить поровые каналы.**
- **Закачиваемая вода может быть несовместимой с пластовой водой – может вызвать образование осадков и закупорить поровые каналы.**
- **Закачиваемая вода может оказаться несовместимой с глинистыми минералами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

Повреждения в результате добычи



- В нефтеносном пласте около скважинное давление может быть ниже давления насыщения. При этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти в около скважинной зоне.
- В ретроградном газоконденсатном коллекторе около скважинное давление может быть ниже точки росы. При этом образуется неподвижное конденсатное кольцо, что снижает эффективную проницаемость по газу в около скважинной зоне.

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

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

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:

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

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 (-)

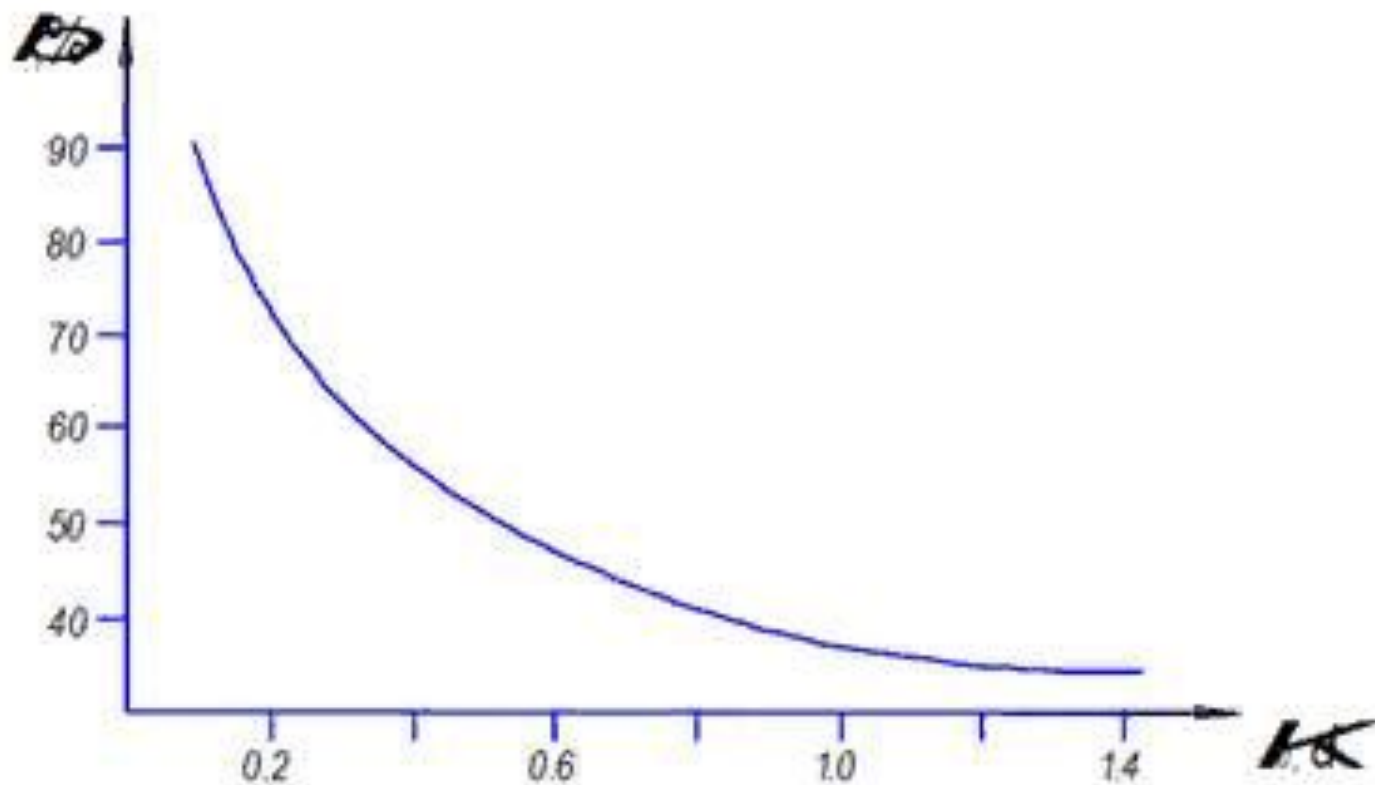
S_f – скин-фактор, возникающий за счет создания трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) (-)

В определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Взвешенные вещества могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства. Такое явление наблюдается как во время вскрытия нефтяного пласта, так и в процессе освоения скважины с применением воды или глинистого раствора. Вследствие этого образуется корка, на стенках ствола скважины состоящая из твердых частиц бурового раствора с размерами большими, чем поры продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в каналы пористой среды. Фильтрация воды из глинистого раствора в продуктивный пласт происходит, когда размеры поровых каналов породы намного меньше размеров твердых частиц, диспергированных в растворе.

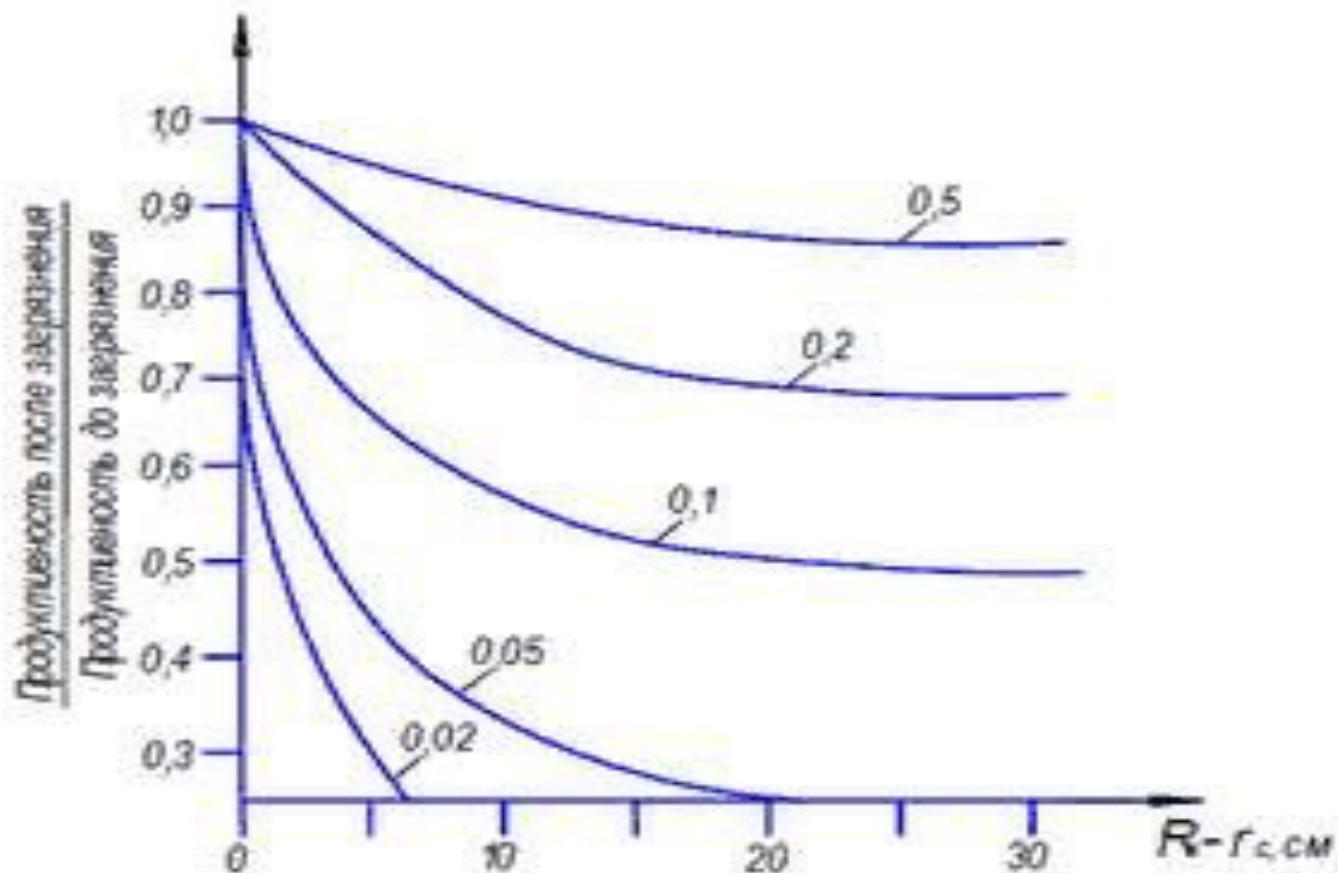
Слабая устойчивость коллекторских пород фильтрационному размыву во время эксплуатации скважины обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка на забой скважины. Наиболее крупные частицы песка осаждаются на забое скважины, образуя при этом песчаную пробку. Образовавшаяся песчаная пробка частично или полностью перекрывает скважинный фильтр. Находясь над кровлей продуктивного горизонта, вследствие малого сечения ствола скважины она действует как забойный штуцер, создающий значительное сопротивление на пути восходящего потока жидкости.

Если к тому же она частично или полностью перекрывает скважинный фильтр, то создаются еще большее дополнительное сопротивление, препятствующее движению фильтрационных потоков в слоях пласта, расположенных против песчаной пробки. Причем нижняя часть пласта оказывается под большим противодавлением, чем верхняя часть, что равносильно уменьшению величины созданной в скважине депрессии.

Зависимость влияния глинистого раствора на нефтепроницаемость кернов:



Снижение продуктивности скважин от глубины загрязнения:



Заключение

Таким образом, если в пласте с проницаемостью $k = 0,020$ мкм² она уменьшилась до величины $k_1 = 0,001$ мкм² в радиусе $R = 25$ см (соответственно $R - r_c = 15$ см), то продуктивность скважины снижается не только в 20 - 50 раз, но и больше и на значительно большем радиусе. Такие случаи отмечаются при освоении новых скважин, когда они могут быть пущены в эксплуатацию с промышленными дебитами только после обработок по ликвидации загрязнения.