

Лекция 2.

**Качество заканчивания
скважин. Гидродинамически
совершенная скважина**

Преподаватель: к.т.н., доцент ОНД ИШПР
Ковалев Артем Владимирович

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Качество заканчивания скважин может быть оценено по результатам проведения испытаний пласта как эксплуатационного объекта, на финальной стадии заканчивания.

Реальная скважина оценивается по степени её несовершенства по сравнению с гидродинамически совершенной скважиной.

- Несовершенная скважина
 - По степени вскрытия
 - По характеру вскрытия
 - По качеству вскрытия

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Скважина, несовершенная по **степени** вскрытия:
вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину.

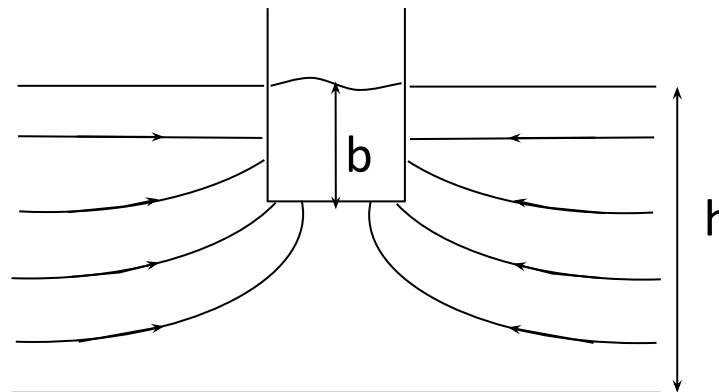


Схема притока в скважину, несовершенную по степени вскрытия

Степень совершенства по степени вскрытия оценивается отношением:

где b - толщина вскрытой части пласта;
 h - мощность пласта.

$$\delta_1 = \frac{b}{h}$$

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Скважина, несовершенная по **характеру вскрытия:**

связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы, либо через отверстия в фильтре.

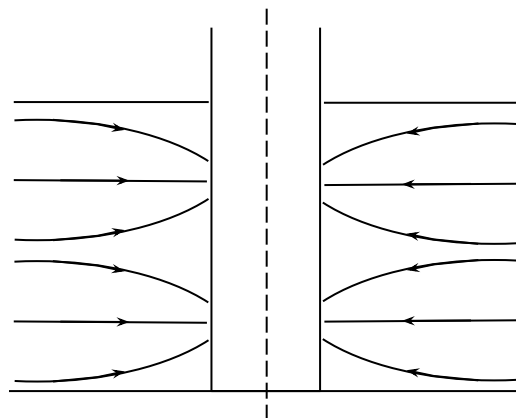


Схема притока в скважину, несовершенную по характеру вскрытия

Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением:

где $\Sigma S_{\text{перф}}$ – суммарная площадь перфорационных отверстий,
 $S_{\text{скв}}$ – площадь стенки скважины в интервале продуктивного пласта.

$$\delta_2 = \frac{\Sigma S_{\text{перф}}}{S_{\text{скв}}}$$

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Скважина, несовершенная по **качеству вскрытия:**

Проницаемость коллектора в призабойной зоне пласта (ПЗП) снижена по сравнению с естественной проницаемостью пласта.

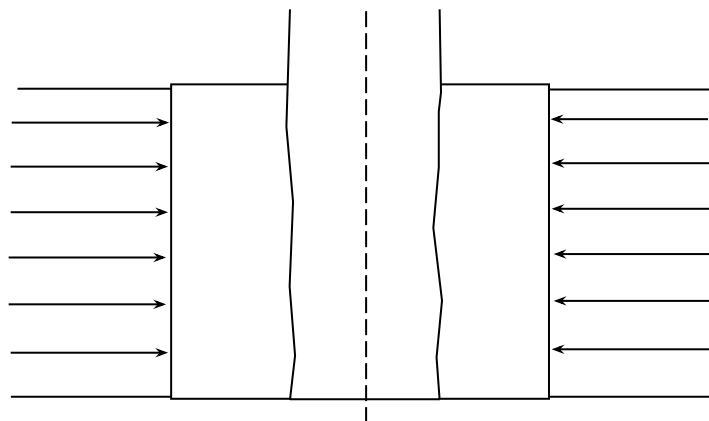


Схема притока в скважину, несовершенную по качеству вскрытия

Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением:

где $k_{пзп}$ – проницаемость на забое (в ПЗП), $k_{пл}$ – проницаемость продуктивного пласта.

$$\delta_3 = \frac{k_{пзп}}{k_{пл}}$$

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

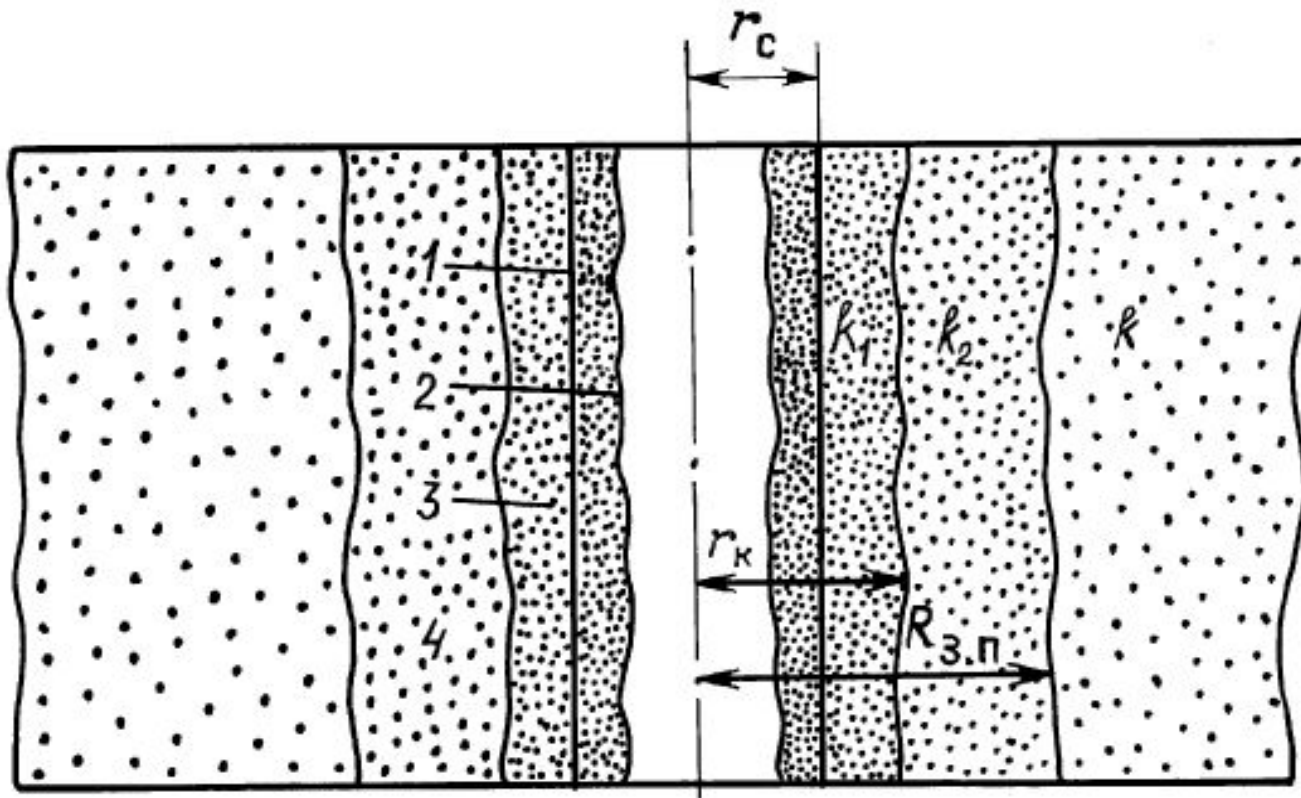


Схема прискважинной зоны пласта после вскрытия его бурением:

1 - стенка скважины;

2 - фильтрационная корка;

3 - зона когельматации (зона проникновения твердой фазы бурового раствора);

4 - зона проникновения фильтрата бурового раствора;

k, k_1, k_2 - проницаемости в удаленной зоне пласта, в зоне когельматации и в зоне проникновения фильтрата.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ СОВЕРШЕННАЯ СКВАЖИНА

Гидродинамически совершенная скважина – это скважина, совершенная по степени, характеру и качеству вскрытия.

Дебит гидродинамически совершенной скважины Q_c может быть рассчитан по формуле Дюпюи (для вертикальной скважины):

$$Q_c = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_з)}{\mu \cdot \ln \frac{R_{пзп}}{R_c}}$$

где $k_{пл}$ – проницаемость пласта в m^2 ,

h – мощность пласта в м,

$P_{пл}$ – пластовое давление в МПа,

$P_з$ – забойное давление в МПа,

μ – вязкость пластового флюида в

(МПа*с),

$R_{пзп}$ – радиус призабойной зоны пласта в

м,

R_c – радиус скважины в м.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ СОВЕРШЕННАЯ СКВАЖИНА

Формула Дюпюи для **реальной** скважины отличается от формулы Дюпюи для **гидродинамически совершенной** скважины тем, что в ней вводятся параметры C_1, C_2, C_3 , характеризующие несовершенную скважину, которые рассчитываются через степень совершенства скважины по формулам:

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_3)}{\mu \left(\ln \frac{R_{нзн}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3 \right)}.$$

$$C_1 = \frac{1}{\delta_1} - 1 = \frac{h}{b} - 1;$$

$$C_2 = \frac{1}{\delta_2} - 1 = \frac{S_{скв}}{\Sigma S_{перф}} - 1;$$

$$C_3 = \frac{1}{\delta_3} - 1 = \frac{k_{пл}}{k_{пзп}} - 1.$$

Для расчета притока пластового флюида к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. **Приведенным радиусом** $R_{пр}$ называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту гидродинамически несовершенной скважины.

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_c)}{\mu \ln \frac{R_{нзн}}{R_{пр}}}.$$

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Для оценки качества заканчивания скважины можно использовать *коэффициент гидродинамического совершенства φ (относительная продуктивность ОП, гидропроводность призабойной зоны пласта)*, под которым понимают отношение дебита реальной скважины Q_p к дебиту Q_c этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной. Из этого определения и ранее представленных формул можно записать:

$$\varphi = \frac{Q_p}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_{нзн}}{R_c}}{\ln \frac{R_{нзн}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{\ln \frac{R_{нзн}}{R_c}}{\ln \frac{R_{нзн}}{R_{np}}}.$$

Оценка качества заканчивания:

- ОП меньше 0,7 – неудовлетворительное;
- ОП, равная 0,7÷0,8 – удовлетворительное;
- ОП, равная 0,8÷0,9 – хорошее;
- ОП больше 0,9 – высококачественное.

КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

За рубежом для оценки степени совершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта применяют такой показатель загрязнения продуктивного пласта, как **скин-фактор S_k** :

$$S_k = \ln \frac{R_{пзп}}{R_c} \cdot \left(\frac{k_{пл}}{k_{пзп}} - 1 \right),$$

где $R_{пзп}$ – радиус загрязненной зоны пласта;

R_c – радиус скважины с учетом коэффициента кавернозности;

$k_{пл}$ – проницаемость в незагрязненной зоне пласта;

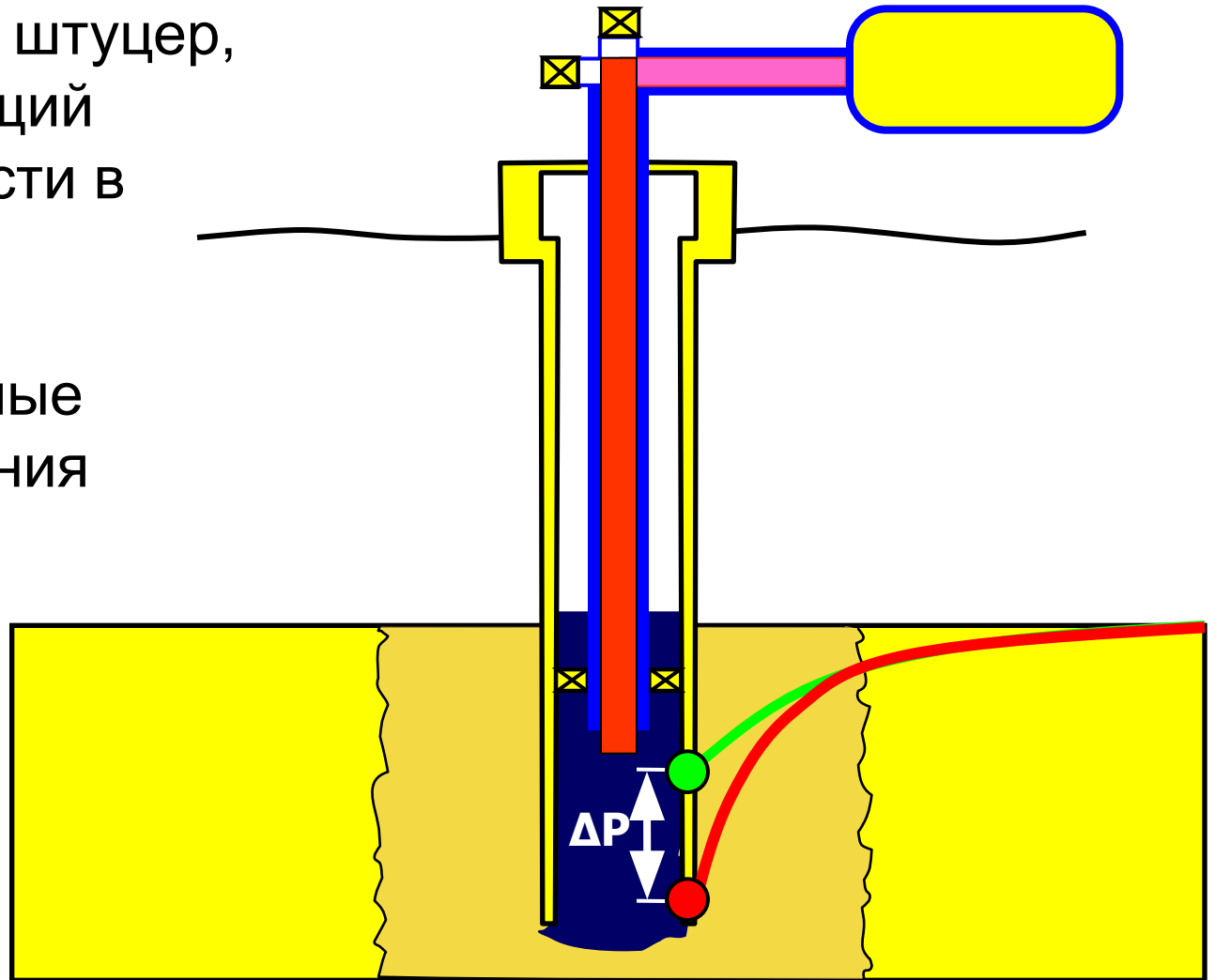
$k_{пзп}$ – проницаемость загрязненной зоны пласта.

Оценка качества заканчивания по скин-фактору:

- $S_k < -2$ – проницаемость прискважинной зоны повышена, например, вследствие проведения ГРП;
- $-1 \leq S_k \leq 1$ – проницаемость ПЗП изменена незначительно;
- $S_k > 3$ – проницаемость ПЗП заметно понижена, что может служить основанием для проведения работ по увеличению фильтрационных характеристик пласта;
- $-2 < S_k < 3$ – оптимальное значение скин-эффекта.

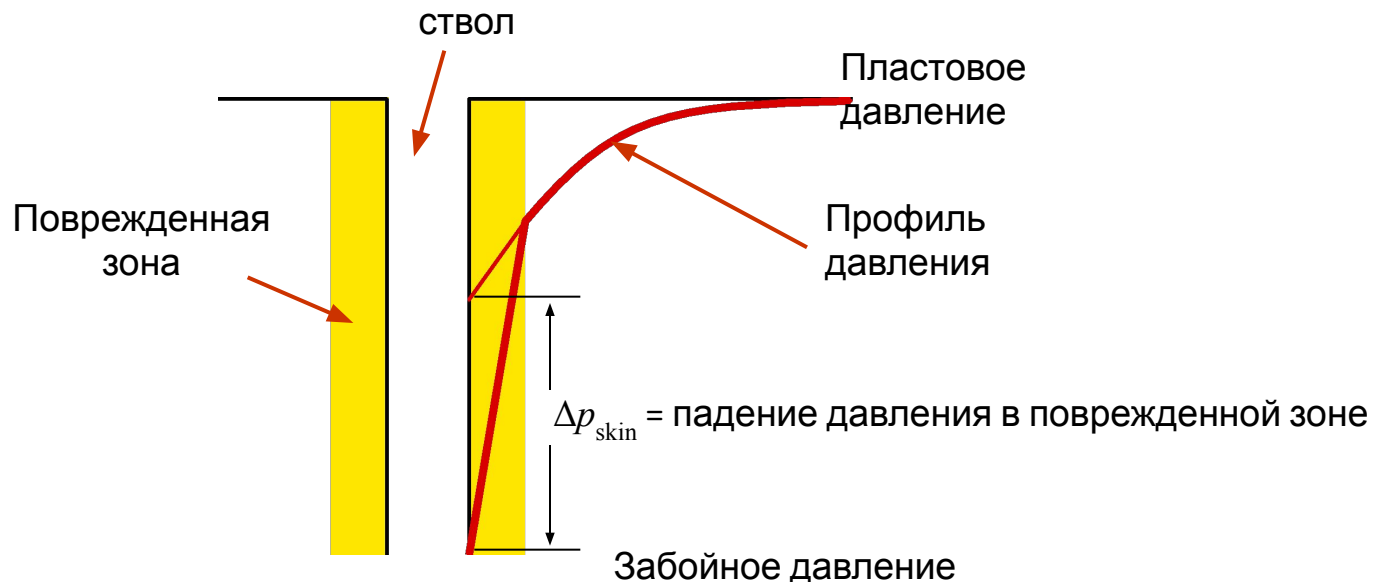
Загрязнение пласта

- Загрязнение призабойной зоны действует как штуцер, ограничивающий приток жидкости в скважину и создающий дополнительные потери давления



Определение скин-эффекта

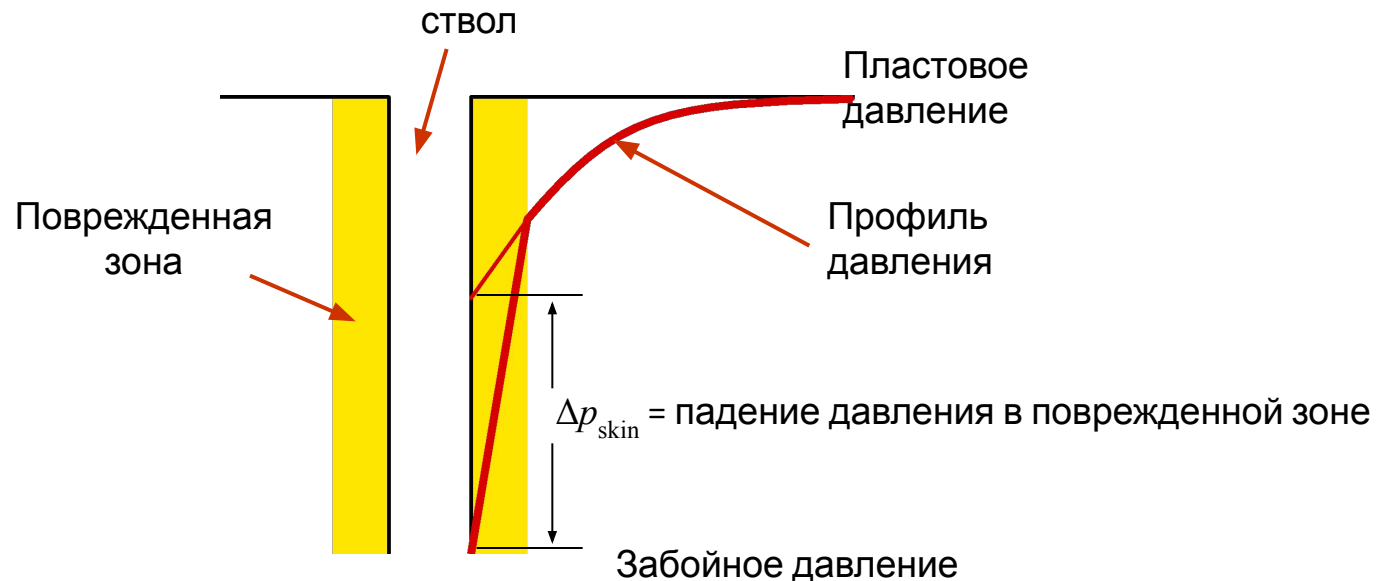
- С гидродинамической точки зрения скин-эффект представляет собой дополнительное фильтрационное сопротивление
- Основное падение давления происходит в призабойной зоне – таким образом влияние на дебит ухудшения свойств призабойной зоны значительно



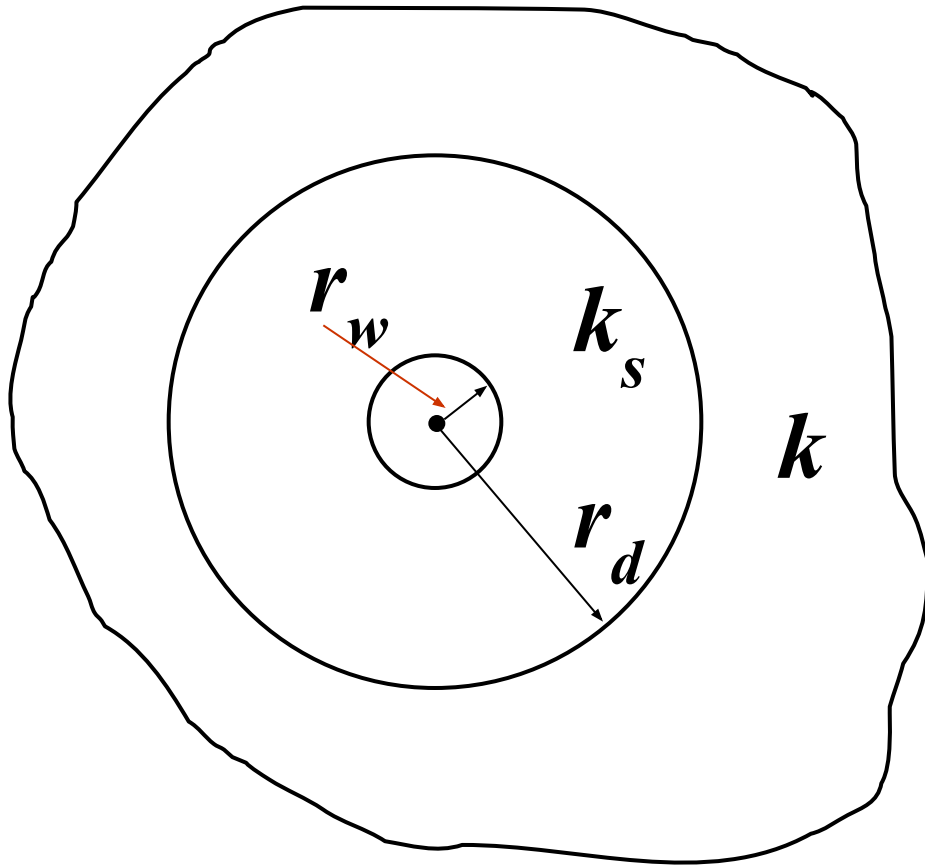
Определение скин-эффекта

- Количественно скин-фактор выражается как величина S , которая отражает падение давления в поврежденной зоне (after van Everdingen).
- Это падение давления пропорционально дебиту:

$$\Delta p_{skin} = \frac{18.41qB\mu}{kh} S$$



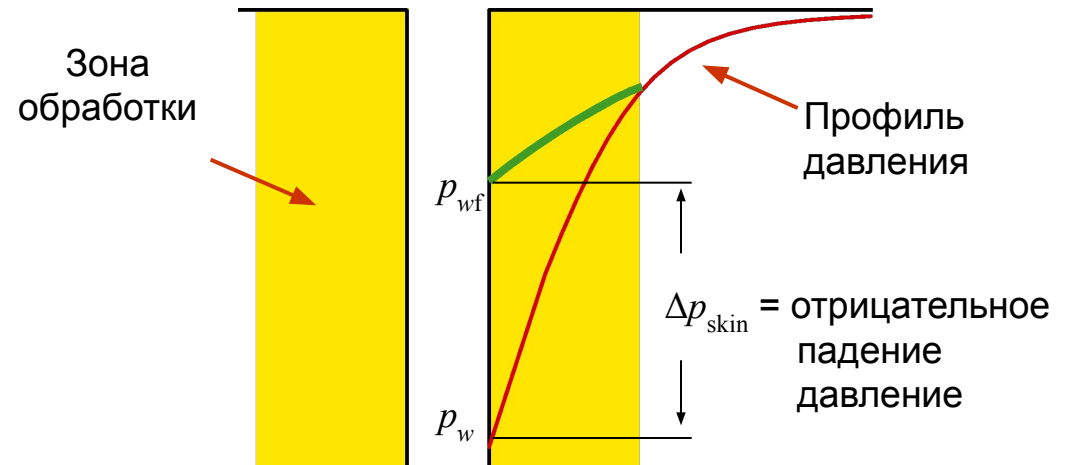
Определение скин-фактора с помощью уравнения Хоукинса



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

Увеличение продуктивности скважины

- Кислотная обработка
- ГРП



- Стимуляция скважины приводит к уменьшению депрессии ($S < 0$)
- Концепция скин-фактора полезна с точки зрения понимания причин ухудшения и способов улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны

Типы скин-фактора

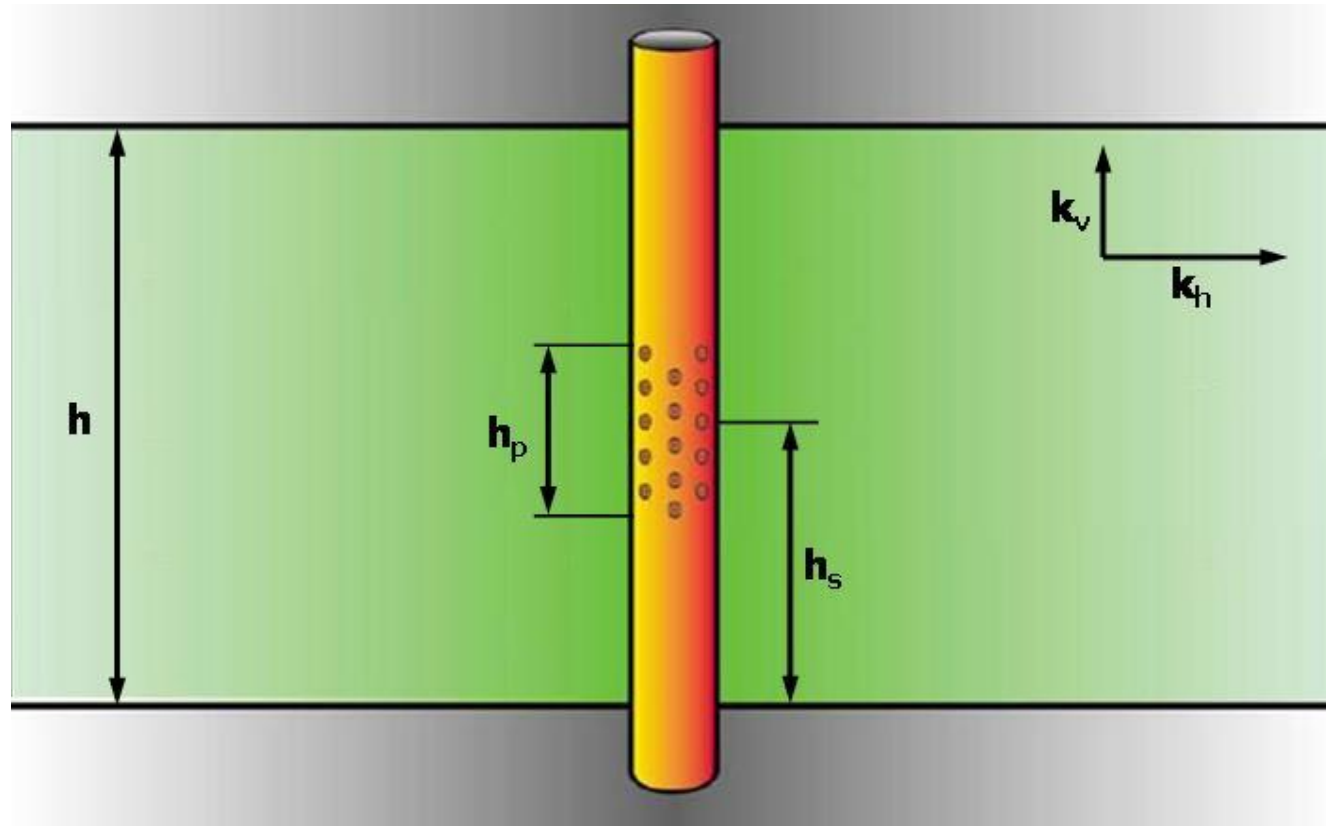
Причины изменения продуктивности скважины:

- Загрязнение пласта
- Частичное вскрытие
- Неэффективное перфорирование
- Двухфазное течение
- Отклонение от закона Дарси (турбулентность)
- Скважина вне центра контура питания
- Горизонтальные / наклонные скважины

Тестирование перфорационных зарядов



Скин-фактор за счет частичного вскрытия



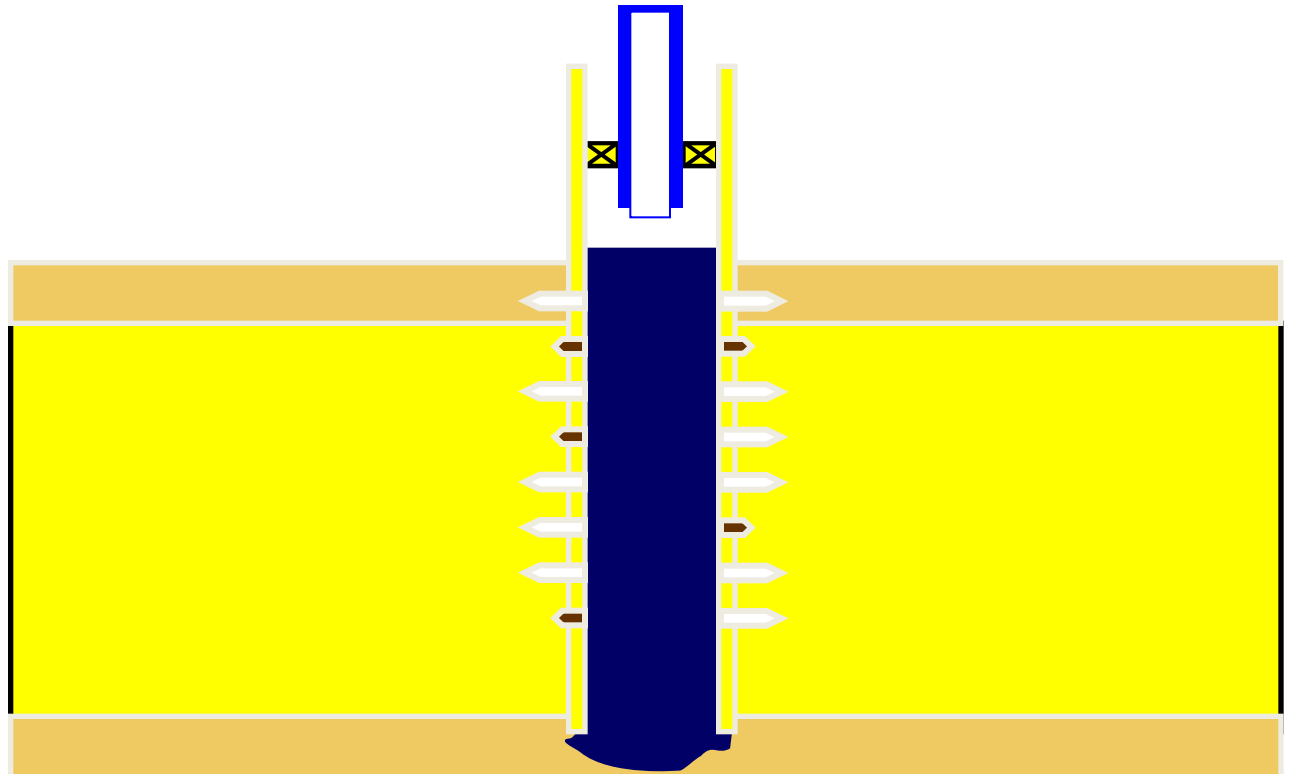
h – мощность пласта

h_p – перфорированная мощность

h_s – высота элемента симметрии

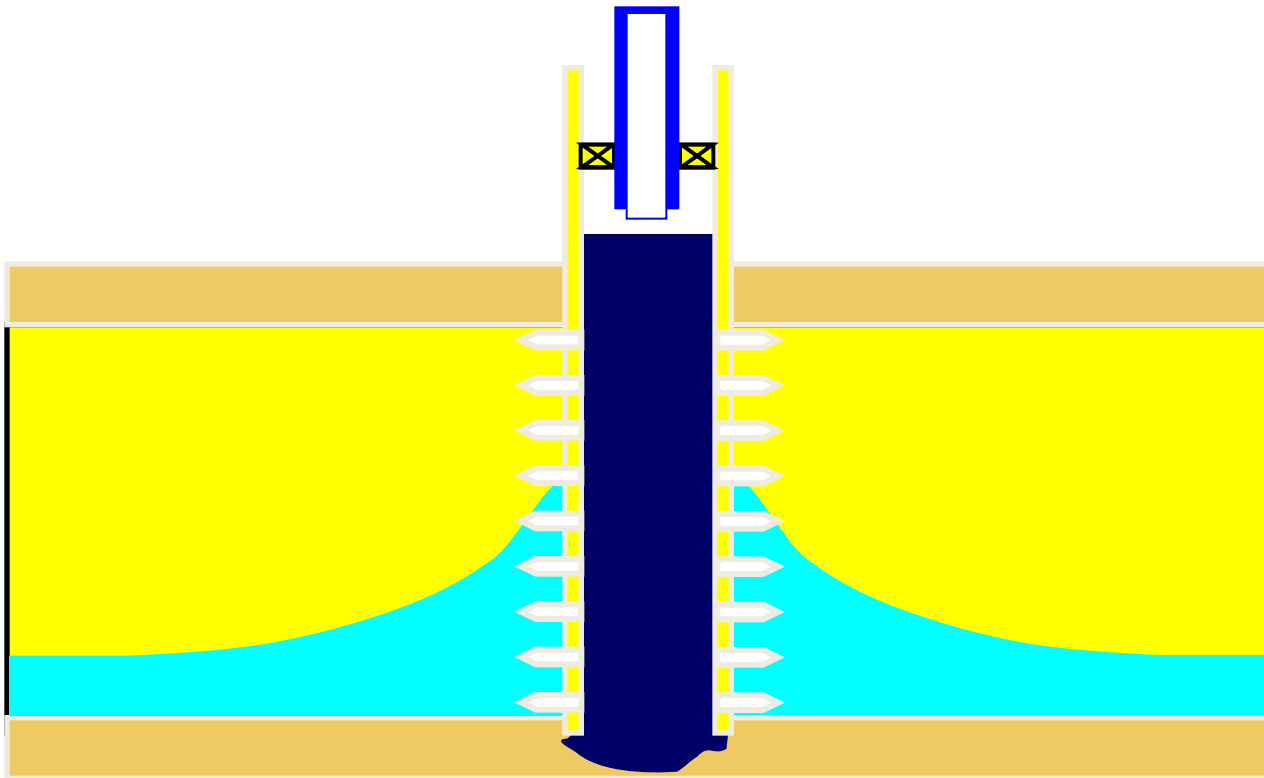
Неэффективное перфорирование

- Детонация старых зарядов
- Перфораторы, дающие осечки
- Неточное перфорирование определенного интервала



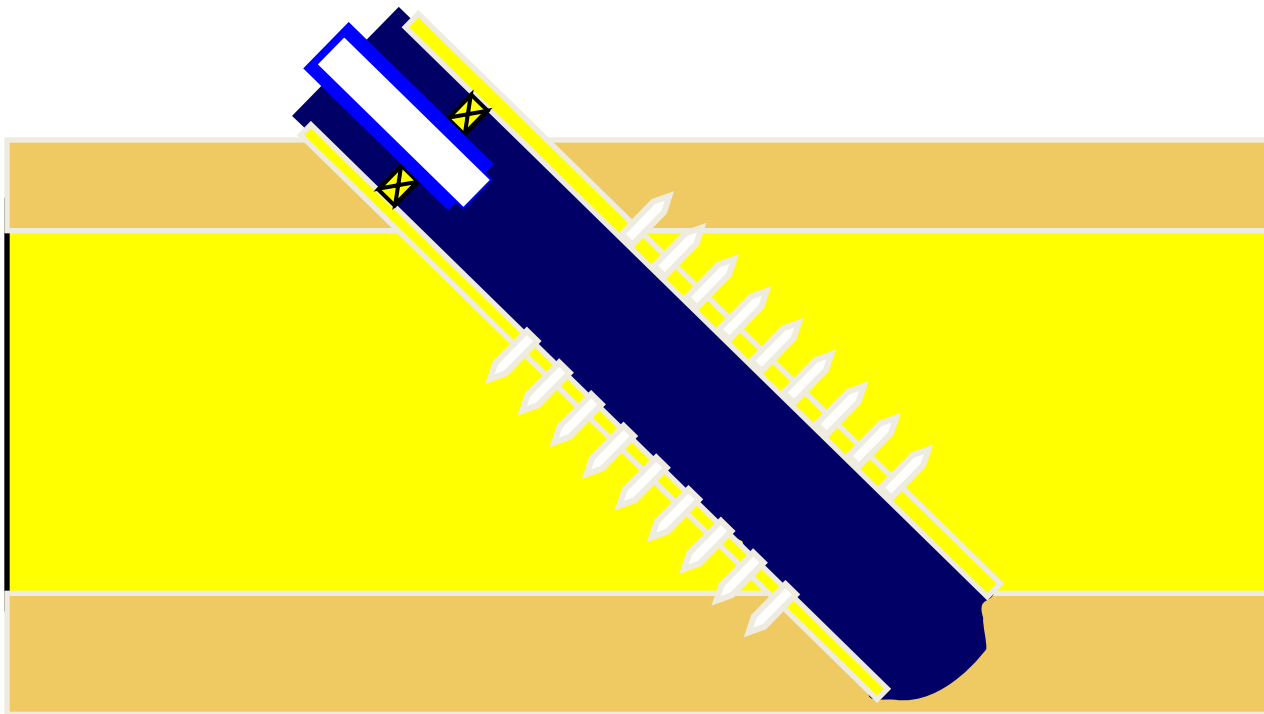
Двухфазное течение

- Двухфазное течение приводит к понижению общей проницаемости пласта



Горизонтальные/наклонные скважины

- Площадь контакта скважины с продуктивным пластом многократно увеличивается



Отрицательный скин-фактор