

УЧЕБНЫЙ  
КУРС

---

Исследования скважин и пластов

ХАБИБУЛЛИН Р.А.

Москва 2016

# Уравнение пьезопроводности

Закон Дарси

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}$$

Уравнение неразрывности

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho u_r)}{\partial r} = -\phi \cdot \frac{\partial\rho}{\partial t}$$

Уравнение состояния

$$c_o = \frac{1}{\rho} \frac{\partial\rho}{\partial p}$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Уравнение  
пьезопроводности

где  $p$  – пластовое давление;

$r$  – радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины;

$t$  – время;

$\eta = k / \phi \mu c_t$  – коэффициент пьезопроводности;

$k$  – проницаемость;

$\phi$  – пористость;

$\mu$  – вязкость;

$c_t$  – общая сжимаемость системы

# Сжимаемость

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_{T=const}$$

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left( \frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T$$

$$c_t = S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + c_f$$

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

где  $V$  – объем флюида в пласте [ $\text{м}^3$ ];  $\rho$  – плотность флюида [ $\text{кг}/\text{м}^3$ ];  
 $c_w$  – сжимаемость воды [ $\text{атм}^{-1}$ ];  $B$  – объемный фактор флюида;  
 $c_o$  – сжимаемость нефти [ $\text{атм}^{-1}$ ];  $S_o$  – насыщенность нефти;  
 $c_g$  – сжимаемость газа [ $\text{атм}^{-1}$ ];  $S_w$  – насыщенность воды;  
 $c_f$  – сжимаемость породы [ $\text{атм}^{-1}$ ];  $S_g$  – насыщенность газа.

# Предположения уравнения при выводе уравнения фильтрации

---

- Радиальный режим притока по всей эффективной толщине пласта
- Однородный изотропный пласт постоянной толщины
- Дебит и проницаемость пласта не зависят от давления
- Сжимаемость мала и постоянна
- Вязкость системы постоянна
- Градиент давления мал
- Гравитационные силы пренебрежимо малы

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

# Безразмерные переменные

Безразмерные переменные позволяют выделить переменные влияющие на поведение системы и избавиться от лишних неизвестных, производных от других величин

Уравнение записанное в безразмерных переменных не зависит от выбора системы размерностей

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

$$p_D = \frac{(p_i - p)}{\frac{q_s B \mu}{2\pi k h}} = \frac{2\pi k h}{q_s B \mu} (p_i - p)$$

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \frac{\partial \left( r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)}{\partial r_D}$$

$p_D(r_D, t_D)$  Решение уравнения фильтрации

# Безразмерные переменные

---

- Безразмерные переменные для практических метрических систем единиц

Безразмерное давление

$$P_D = \frac{kh}{18.41qB\mu} \Delta P$$

Безразмерное время

$$t_D = \frac{0.00036kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

Связанное с радиусом скважины

$$t_{DA} = \frac{0.00036kt}{\phi\mu c_t A}$$

Связанное с областью дренирования скважины

$$t_D = \frac{0.00036kt}{\phi\mu c_t x_f^2}$$

Связанное с размерами трещины

Безразмерный коэффициент ствола скважины

$$C_D = \frac{0.159}{h\phi c_t r_w^2} C_s$$

# Решение уравнения фильтрации

---

- Для того чтобы найти решение уравнения фильтрации необходимо задать начальное и граничные условия
- Задание начального и граничного условий – задает модель интерпретации ГДИС
- Наиболее распространенные модели
  - Модель постоянного дебита
  - Модель постоянного давления
  - Модель линейного стока (маленький радиус скважины)
  - Модель замкнутого пласта
  - Модель пласта с поддержание давления на границе
  - Модель скважины с трещиной гидроразрыва
  - и т.д.

# Решение линейного стока

---

$$\frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{r_D} \frac{\partial \left( r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)}{\partial r_D} \quad r_D > 0$$

$$t_D < 0, p_D = 0$$

Начальное условие

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} \left( r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = -1$$

$$| t_D > 0$$

Условие постоянного дебита в скважине малого радиуса

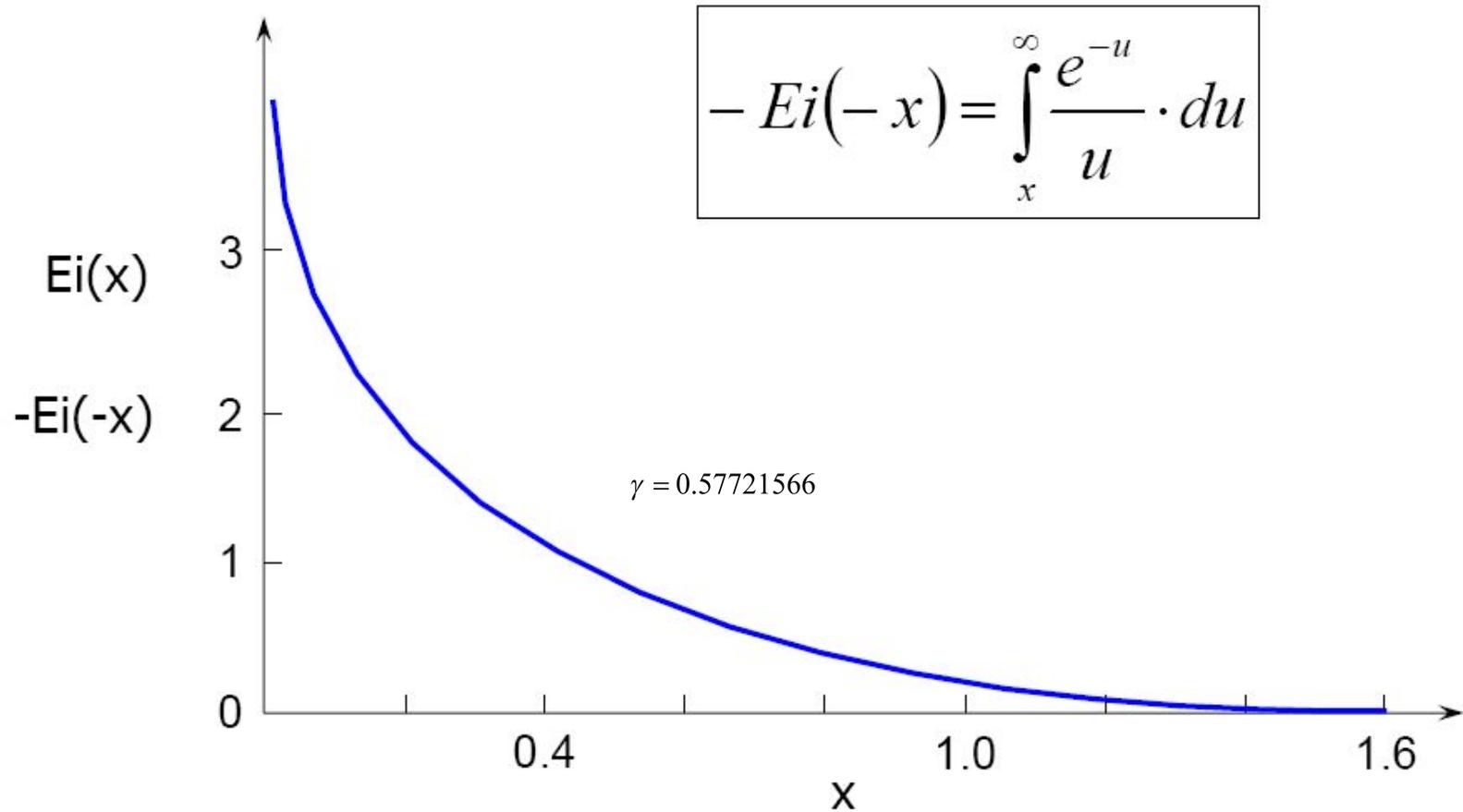
$$r_D = \infty, p_D = 0$$

Условие бесконечного пласта

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left( -\frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

Решение линейного стока уравнения фильтрации

# Функция экспоненциального интеграла



$$-Ei(-x) = E_1(x) = -\ln(x) - \gamma \quad x < 0.01 \quad \text{Постоянная Эйлера}$$

# Постоянная Эйлера— Маскерони

Постоянная Эйлера—Маскерони

Материал из Википедии — свободной энциклопедии

Постоянная Эйлера—Маскерони ИЛИ **постоянная Эйлера** — [математическая константа](#), определяемая как [предел](#) разности между частичной суммой [гармонического ряда](#) и [натуральным логарифмом](#) числа:

$$\gamma = \lim_{n \rightarrow \infty} \left( \sum_{k=1}^n \frac{1}{k} - \ln n \right)$$

Константа введена [Леонардом Эйлером](#) в [1735](#), который предложил для неё обозначение  $C$ , которое до сих пор иногда применяется. Итальянский математик [Лоренцо Маскерони](#) в [1790](#) вычислил 32 знака константы и предложил современное обозначение  $\gamma$ .

Значение константы:

$$\gamma \approx 0,577215664901532860606512090082402431042159335 \\ 9399235988057672348848677267776646709369470632917467495\dots$$

Постоянная Эйлера может быть выражена как [интеграл](#):

$$\gamma = - \int_0^{\infty} \frac{\ln x}{e^x} dx$$

Через неё выражается [производная Гамма-функции](#), например,  $\gamma = - \Gamma'(1)$ .

В [теории чисел](#) нередко используется константа

$$e^{\gamma} \approx 1,78107241799019798523650410310717954916964521430343\dots$$

# Решение линейного стока

---

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right)$$

Логарифмическая аппроксимация решения

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left( -\ln\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) - \gamma \right)$$

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left( \ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + (\ln(4) - \gamma) \right) = \frac{1}{2} \left( \ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.809 \right)$$

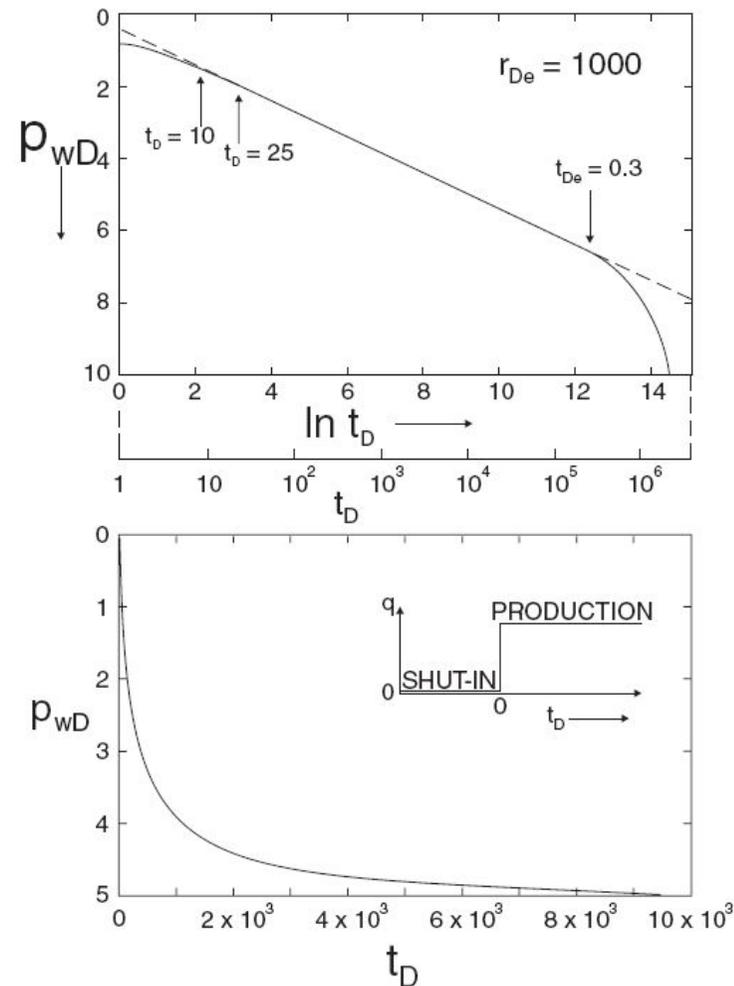
Логарифмическая аппроксимация имеет место при  $\frac{r_D^2}{4t_D} < 0.01$

# Применимость решения линейного стока

Решение линейного стока в размерных переменных

$$p(r,t) = p_i - \frac{q_s B \mu}{2\pi k h} \cdot \frac{1}{2} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right)$$

$$\frac{kt}{\phi \mu c_t r^2} > 25$$



# Применимость решения линейного стока

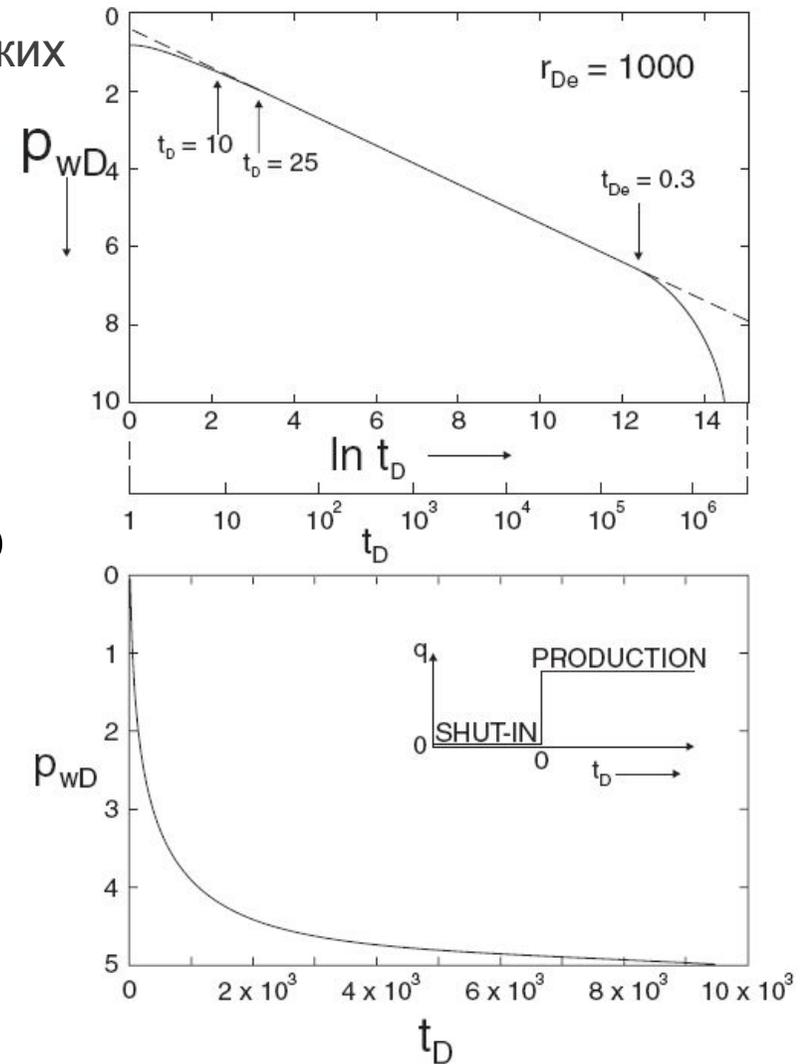
Решение линейного стока в практических метрических переменных

$$p(r, t) = p_i - \frac{18.41q_s B \mu}{kh} \left( -\frac{1}{2} Ei \left( -\frac{\phi \mu c_i r^2}{0.00144kt} \right) \right)$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205q_s B \mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - 7.12 \right) \quad \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} > 70000$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205q_s B \mu}{kh} \left( \frac{1}{\log e} \log \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - \frac{\log e}{\log e} 7.12 \right)$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{21.195q_s B \mu}{kh} \left( \log \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - 3.09 \right)$$



# Упражнение

---

- Построить в Excel решение линейного стока и его логарифмическую аппроксимацию
- Представить полученные решения в полулогарифмических координатах
- Определить диапазон применимости логарифмической аппроксимации решения линейного стока с размерных и безразмерных переменных

# Применимость решения линейного стока

---

Для бесконечного однородного пласта поведения давления при тесте на падение давления описывается решением для линейного стока

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B \mu}{kh} \left( -Ei \frac{-\phi \mu c_i r^2}{kt} + 2S \right)$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B \mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - 7.12 + 2S \right)$$

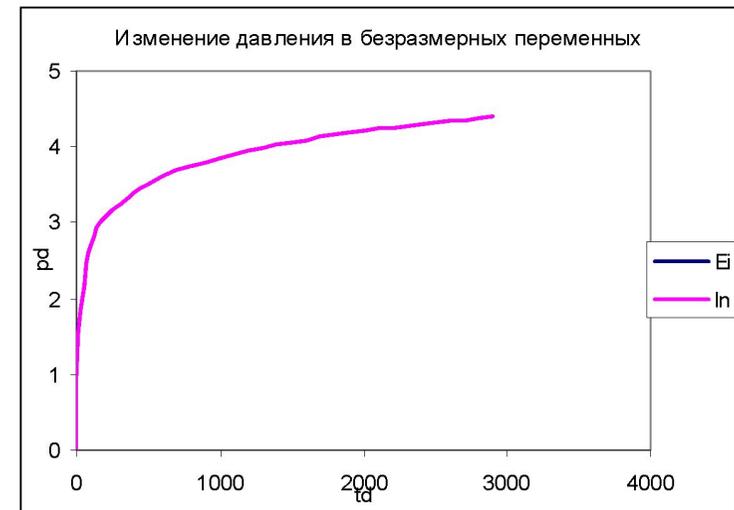
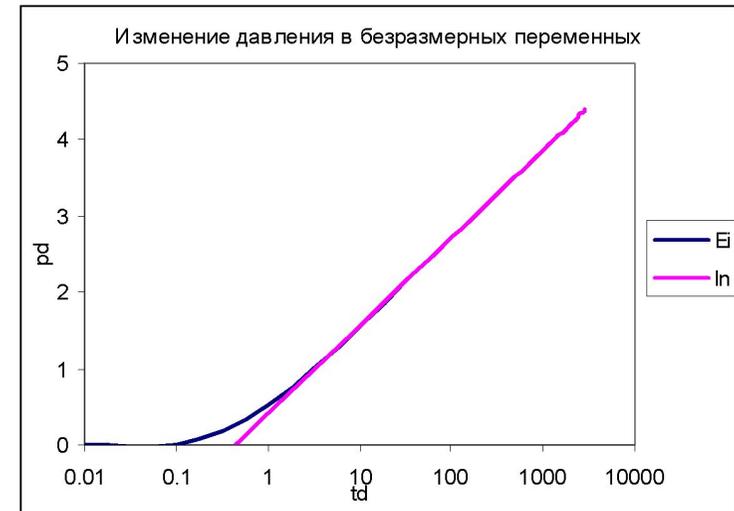
Для практических метрических единиц

# Решение в полулогарифмических координатах

Логарифмическое приближение для решения линейного стока пригодно для значений

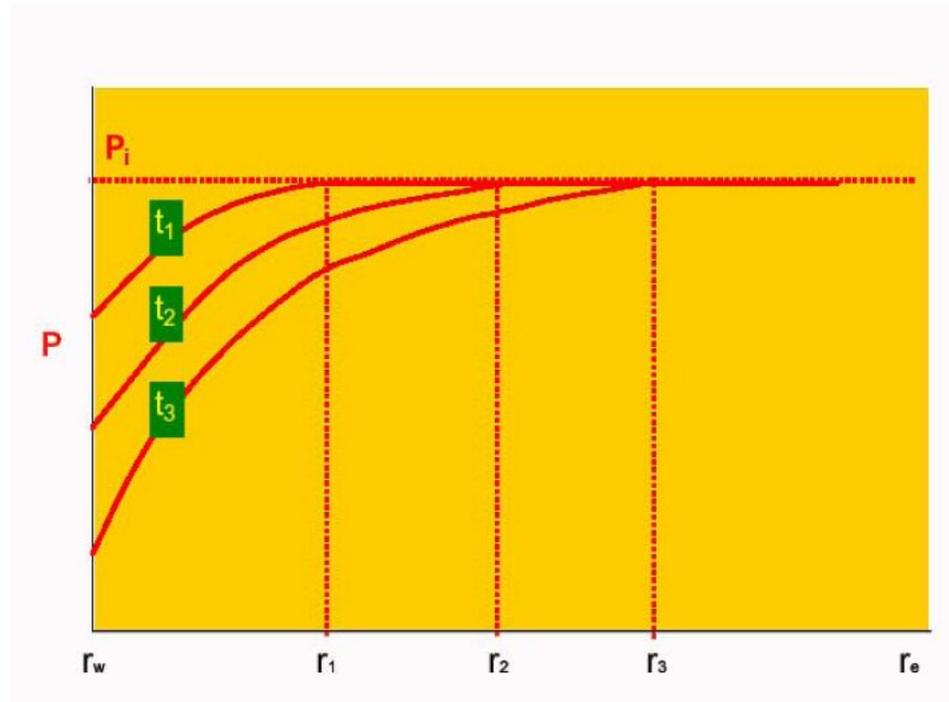
$$\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} > 25$$

Что соответствует  $t_D > 10$



# Радиус исследований

- Радиус исследований – показывает расстояние на котором изменение давления различимо



$$r_{inv} = 0.037 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}}$$

**В практических метрических единицах измерения**

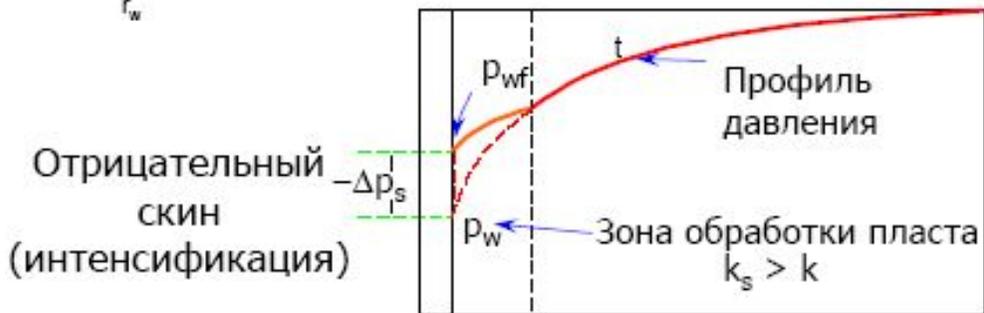
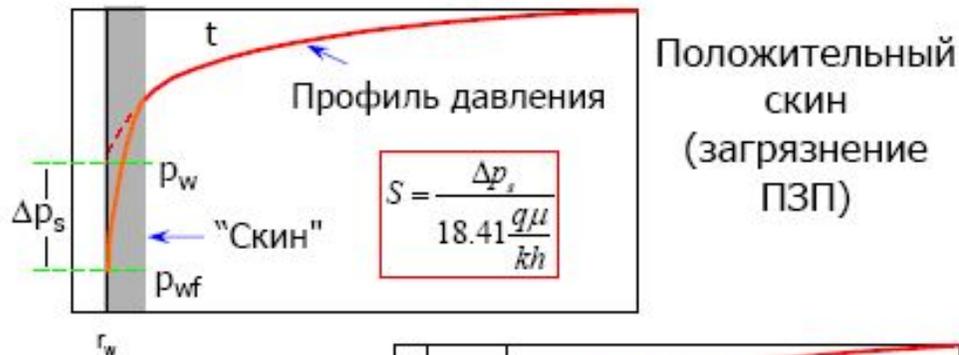
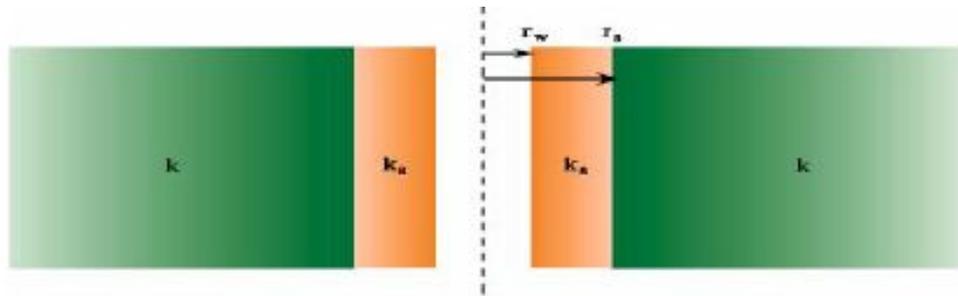
# Упражнение. Радиус ИССЛЕДОВАНИЙ



Определите радиус исследований  $r_{inv}$  для двух случаев:

- a) Высокопроницаемый нефтяной коллектор
- $k = 100$  мД                       $\phi = 0.25$                        $c_t = 1.47 \times 10^{-4}$  атм<sup>-1</sup>
- $\mu = 0.8$  спз                       $t = 1$  мин
- b) Газовый коллектор с малой проницаемостью и низким пластовым давлением
- $k = 0.010$  мД       $\phi = 0.05$                        $c_t = 2.939 \times 10^{-3}$  атм<sup>-1</sup>
- $\mu = 0.05$  спз       $t = 168$  часов

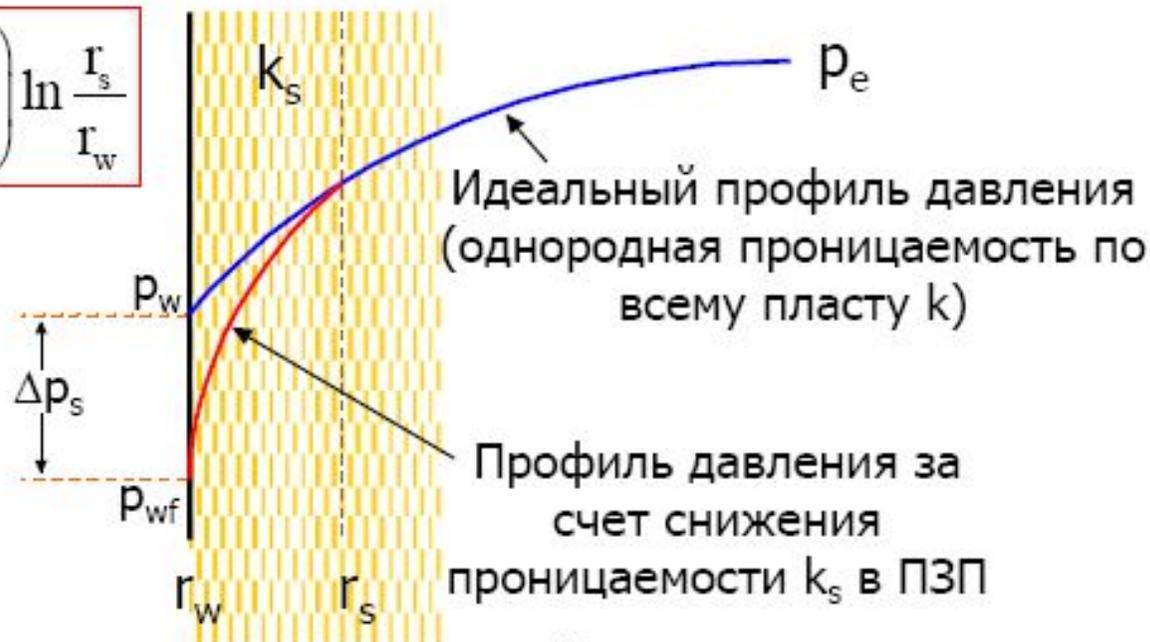
# Скин-фактор скважины



- Скин-фактор описывает изменение проницаемости призабойной зоны, которое может быть вызвано
  - Проникновением бурового раствора и блокировкой поровых каналов
  - Набуханием глин при контакте с фильтратом бурового раствора
  - Химическим осаждением
  - Продвижением песчаных частиц к стволу скважины
  - Повреждением породы при перфорации
  - другими причинами
- Проницаемость призабойной зоны может быть увеличена за счет
  - Соляно-кислотной обработки
  - Гидроразрыва пласта

# Скин-фактор

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



$k_s$  – проницаемость в загрязненной ПЗП

$r_s$  – радиус загрязненной зоны

$p_{wf}$  – реальное забойное давление

$\Delta p_s$  – скачок давления по сравнению с идеальным профилем  
давления

# Скин-фактор

---

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

Скин-фактор в уравнении установившегося притока в радиальном пласте

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

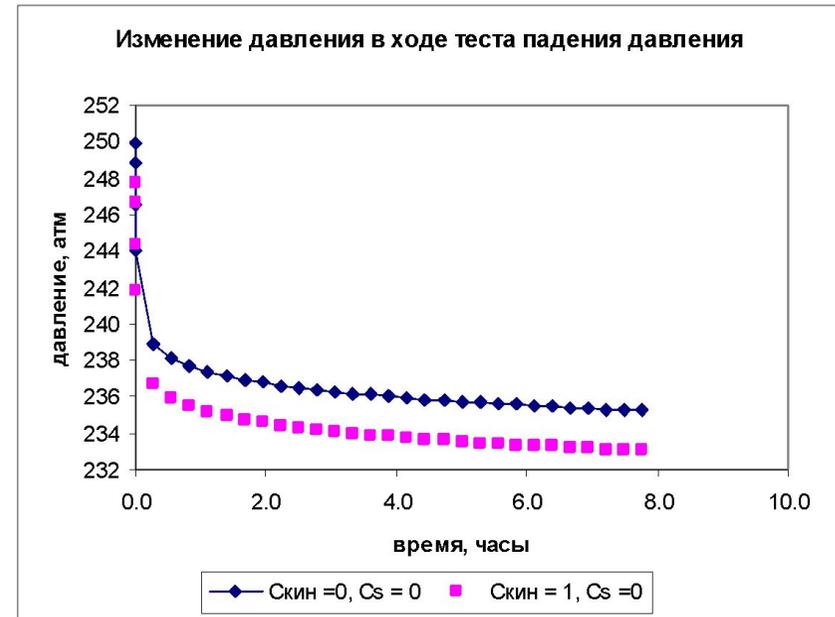
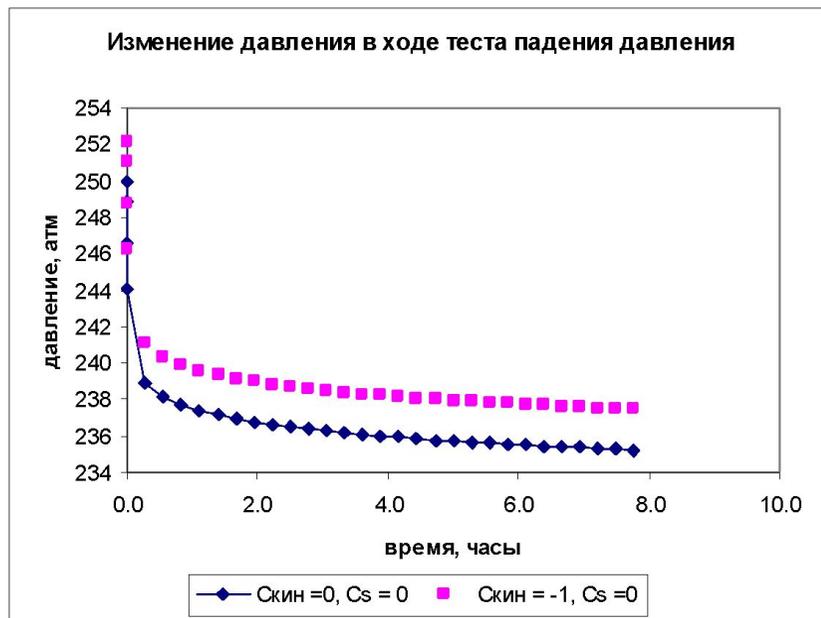
Продуктивность скважины определяется как

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

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B\mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} + 7.12 + 2S \right)$$

# Упражнение. Влияние скина на решение

Скин-фактор создает дополнительный перепад давления и тем самым передвигает кривую изменения давления вверх или вниз

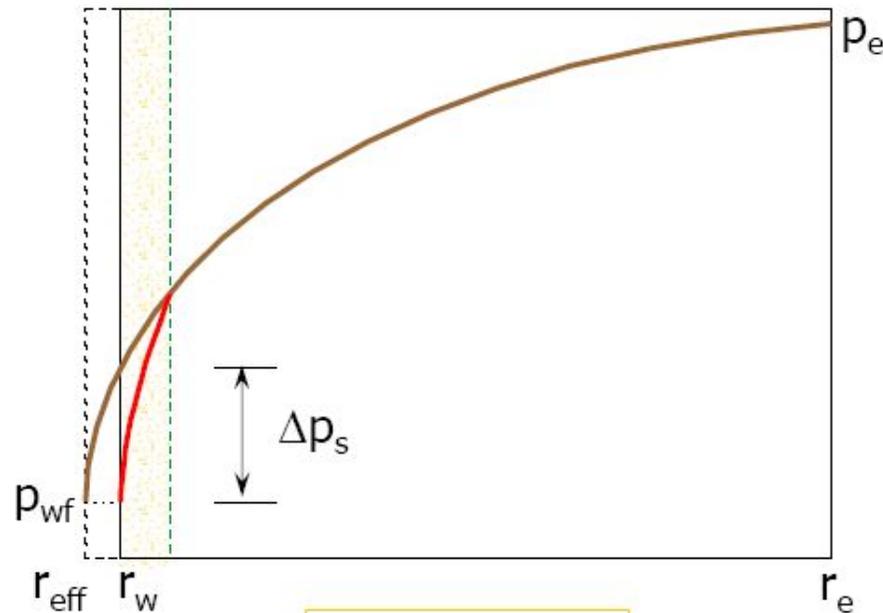


- Отрицательный скин-фактор эквивалентен увеличению радиуса скважины

# Обобщенный скин-фактор

Скважина

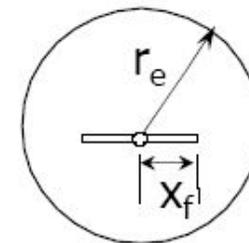
Эффективный радиус  
скважины



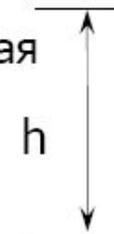
$$r_{w,eff} = r_w e^{-S}$$

Для трещины бесконечной проводимости

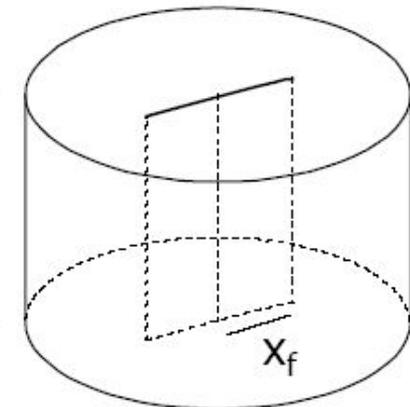
Скважина с ГРП



Вертикальная трещина  
 $x_f \ll r_e$



Трещина ГРП



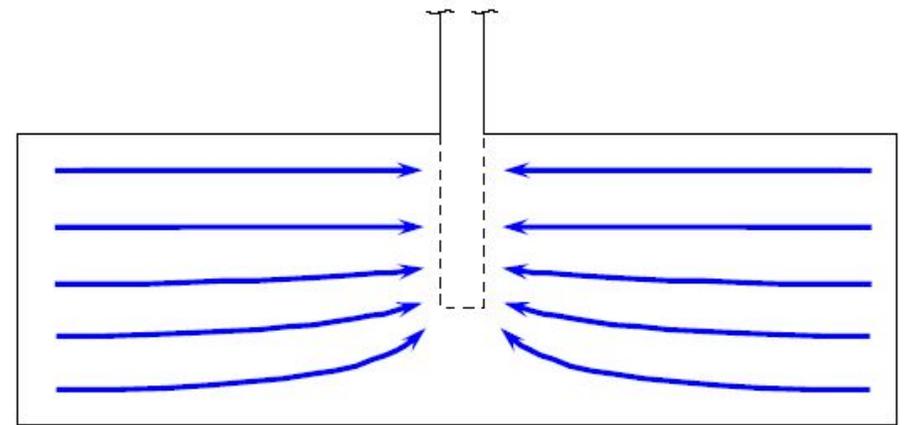
$x_f$  = полудлина трещины ГРП

$$r_{w,eff} = \frac{x_f}{2}$$

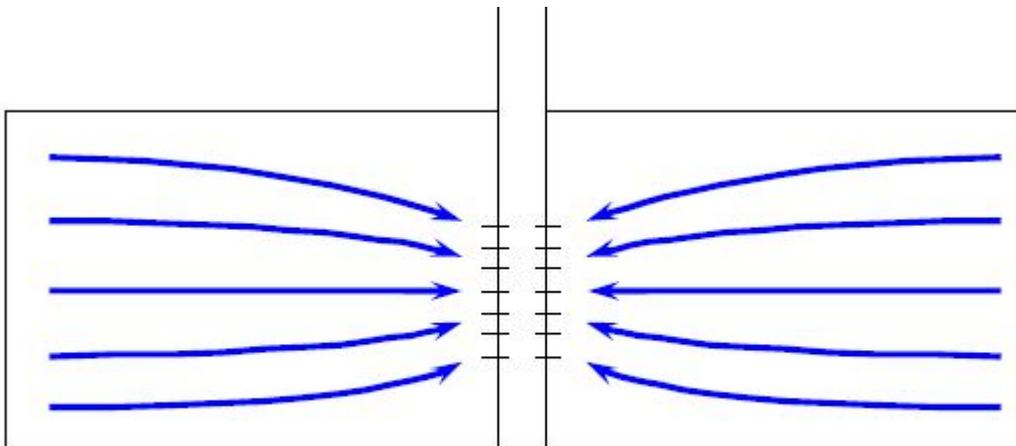
$$S_{pr} = \ln \frac{r_w}{r_{w,eff}} = \ln \frac{2r_w}{x_f}$$

# Неполное вскрытие пласта

- Источник возникновения скина



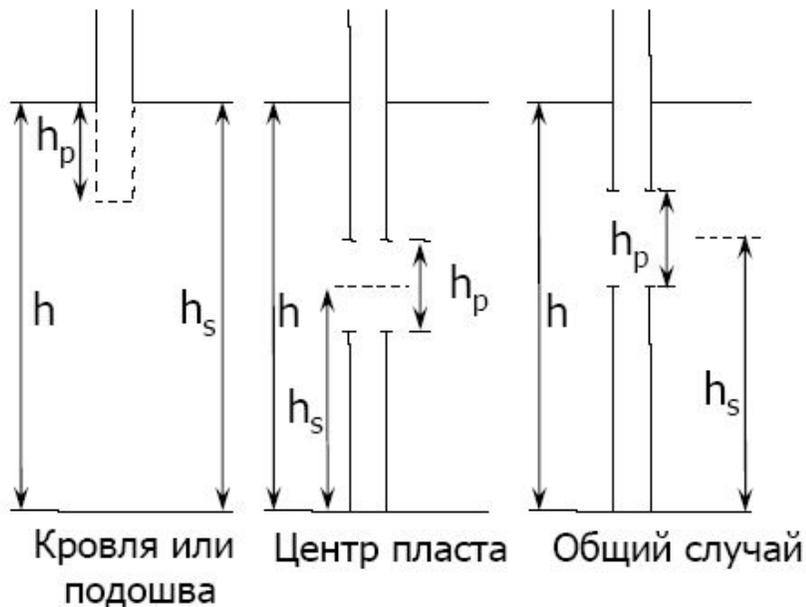
ЧАСТИЧНОЕ ПРОНИКНОВЕНИЕ



ЧАСТИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ

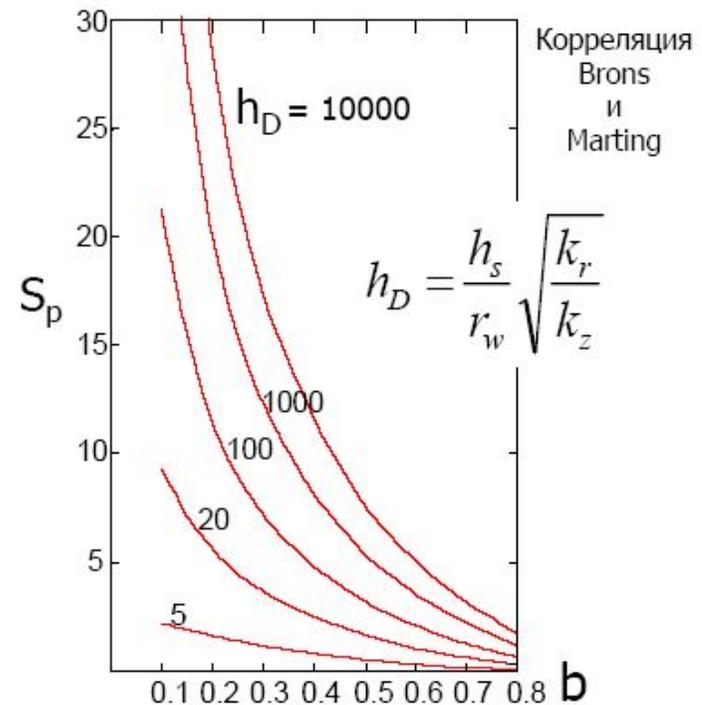
# Несовершенство пласта по степени вскрытия

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



$S_{total}$  включает:

$S_{\text{Механический}}$  (загрязнение, стимуляция)

$S_{\text{Флюиды}}$  (влияние газа, многофазного потока)

$S_{\text{Заканчивания}}$  (трещины гидроразрыва, частичное вскрытие, наклонные скважины)

$S_{\text{Геологический}}$  (анизотропия, естественная трещиноватость)

**Диапазоны изменения скин-фактора** (по Грингартену)

$S_{\text{Механический}} = -4$  (после кислотной обработки)  $\rightarrow +20$  (загрязнение)

$S_{\text{Газ}} = +5 \rightarrow +20$

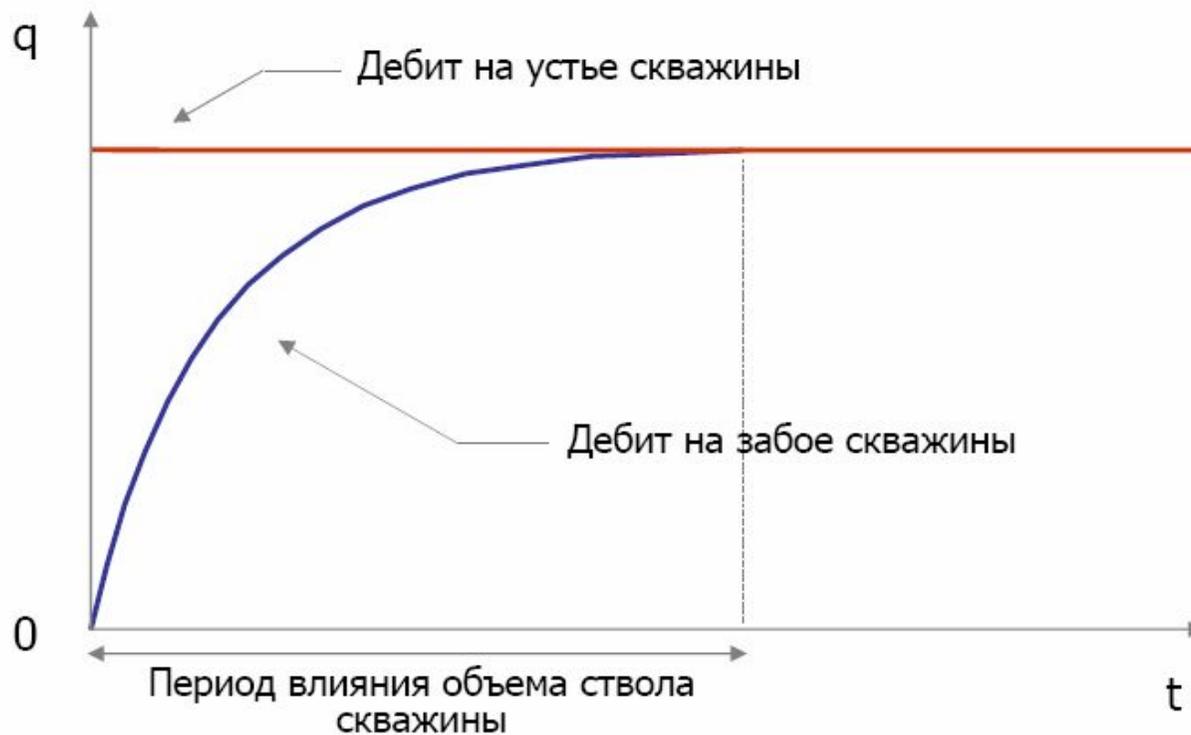
$S_{\text{Многофазный}} = +5 \rightarrow +15$

$S_{\text{Анизотропии}} = -2 \rightarrow 0$

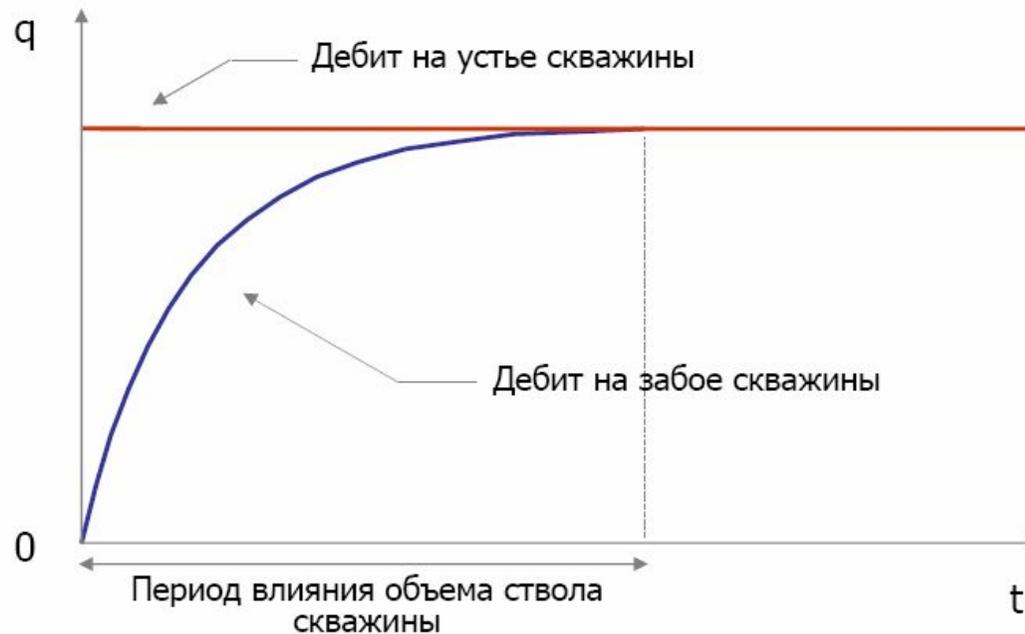
$S_{\text{Заканчивания}} = -5.5$  (трещины, горизонтальные скважины)  $\rightarrow +300$  (неполное вскрытие)

$S_{\text{геологический}} = -3$  (геоскин в трещиноватых коллекторах)  $\rightarrow 0$

# Влияние ствола скважины (послеприток)



# Влияние ствола скважины



$$C_s = -\frac{\Delta V}{\Delta P}$$

Коэффициент влияния ствола скважины (wellbore storage) определяет сжимаемость жидкости в стволе скважины

Единицы измерения  $C_s$  [м<sup>3</sup>/атм]

# Влияние ствола скважины

---

Для фонтанирующей скважины

Изменение объема жидкости в стволе скважины происходит за счет сжимаемости жидкости

$$\Delta V = -cV_w \Delta P$$

$$C_s = -\frac{\Delta V}{\Delta P} \quad \text{Единицы измерения } C_s \text{ [м}^3\text{/атм]}$$

Для фонтанирующей скважины, коэффициент ствола скважины

$$C_s = cV_w$$

$V_w$  Объем жидкости в стволе скважины [м<sup>3</sup>]

$c$  Сжимаемость жидкости в стволе скважины [1/атм]

# Влияние ствола в фонтанирующей скважине

---

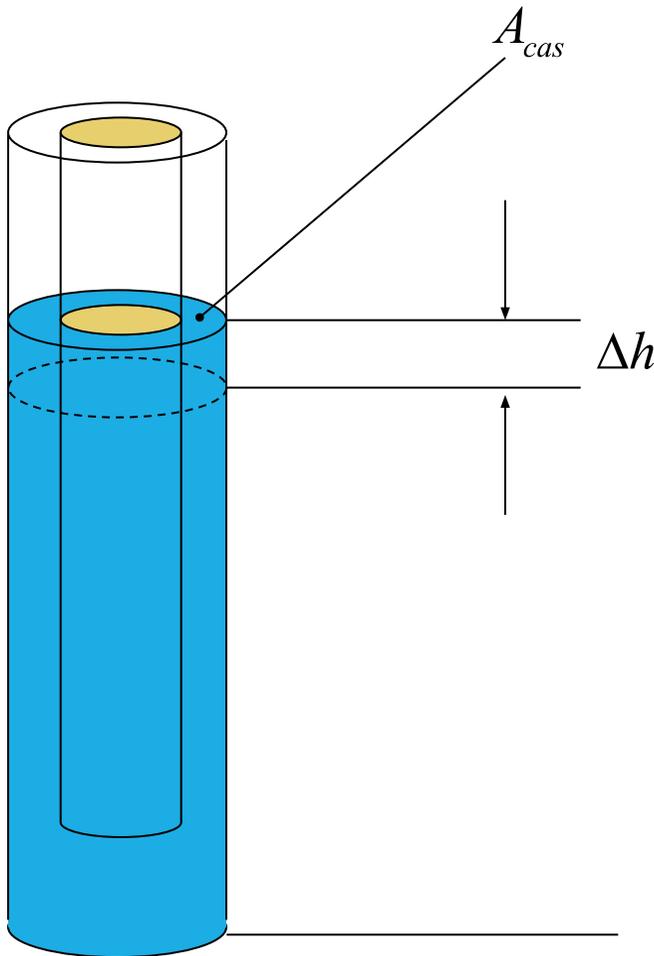
Глубина скважины	2000 м
Диаметр НКТ	70 мм
Сжимаемость жидкости в стволе скважины	$1 \cdot 10^{-5}$ 1/атм

$$C_s = cV_w$$

$$V_w = \pi \frac{d^2}{4} L = 3.14 \cdot \frac{0.070^2}{4} \cdot 2000 = 7.7 \quad \text{м}^3$$

$$C_s = cV_w = 7.7 \cdot 10^{-5} \quad \text{[м}^3\text{/атм]}$$

# Влияние ствола в механизированной скважине



$$C_s = -\frac{\Delta V}{\Delta P}$$

$$\Delta V = A_{cas} \Delta h$$

$$\Delta P = \rho g \Delta h$$

$$C_s = \frac{A_{cas}}{\rho g}$$

$$C_s = 101325 \frac{A_{cas}}{\rho g}$$

$A_{cas}$

Площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>

$\Delta h$

Изменение уровня жидкости в затрубном пространстве, м

# Влияние ствола в механизированной скважине

---

Глубина скважины	2000 м
Диаметр НКТ	73 мм
Диаметр эксп. коллоны	137 мм
Плотность нефти	866 кг/м <sup>3</sup>

$$C_s = 101325 \frac{A_{cas}}{\rho g}$$

$$A_{cas} = \frac{\pi}{4} (d_{cas}^2 - d_{tub}^2) = \frac{3.14}{4} (0.137^2 - 0.073^2) = 0.01 \quad \text{м}^2$$

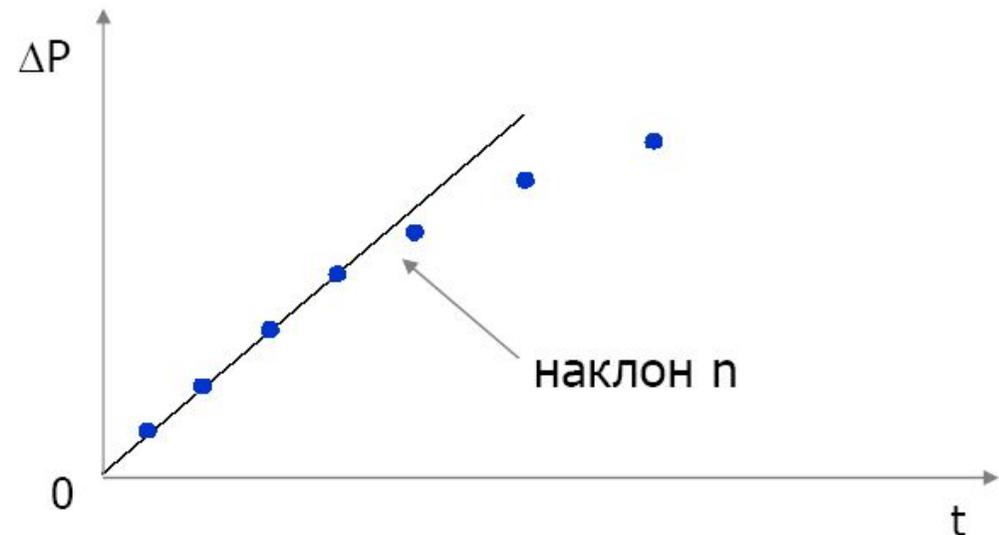
$$C_s = 101325 \frac{A_{cas}}{\rho g} = 101325 \frac{0.01}{9.8 \cdot 866} = 0.12 \quad [\text{м}^3/\text{атм}]$$

Чему равна величина коэффициента ствола скважины, если в затрубном пространстве находится газо-нефтяная смесь плотностью 500 кг/м<sup>3</sup>?

# Изменение давления во время влияния ствола скважины

$$\Delta P = \frac{qBt}{24 \cdot C_s} , \quad \text{если } C_s \text{ – константа, тогда}$$

- $\Delta P$  – изменение забойного давления, [атм]  
 $q$  – поверхностный дебит, [м<sup>3</sup>/сут]  
 $B$  – объемный коэффициент  
 $t$  – время, [часы]  
 $C_s$  – коэффициент влияния объема ствола скважины, [м<sup>3</sup>/атм]



$$C_s = \frac{qB}{24 \cdot n}$$

---

Эффект влияния ствола скважины может быть непостоянным из-за:

- выделения/растворения газа в стволе скважины при изменении давления
- разделения флюидов в стволе скважины

# Приток из пласта

---

$$q_f = q + \frac{24C_s}{B} \frac{dP}{dt}$$

Где  $q_f$  – приток из пласта в поверхностных условиях, [м<sup>3</sup>/сут];  $q$  – поверхностный дебит, [м<sup>3</sup>/сут];  $B$  – объемный коэффициент;  $t$  – время, [часы];  $P$  – давление, [атм];  $C_s$  – коэффициент влияния объема ствола скважины, [м<sup>3</sup>/атм]

# Определение периода влияния ствола скважины

---

Существует три правила определения конца периода влияния ствола скважины

- Правило Рамея (Ramey)

$$t_{wbs} = \frac{(26531 + 1547S)C_s}{\frac{kh}{\mu}}$$

- Правило Чена и Бригхама (Chen and Brigham)

$$t_{wbs} = \frac{22109C_s e^{0.14S}}{\frac{kh}{\mu}}$$

где  $k$  – проницаемость, [миллидарси];

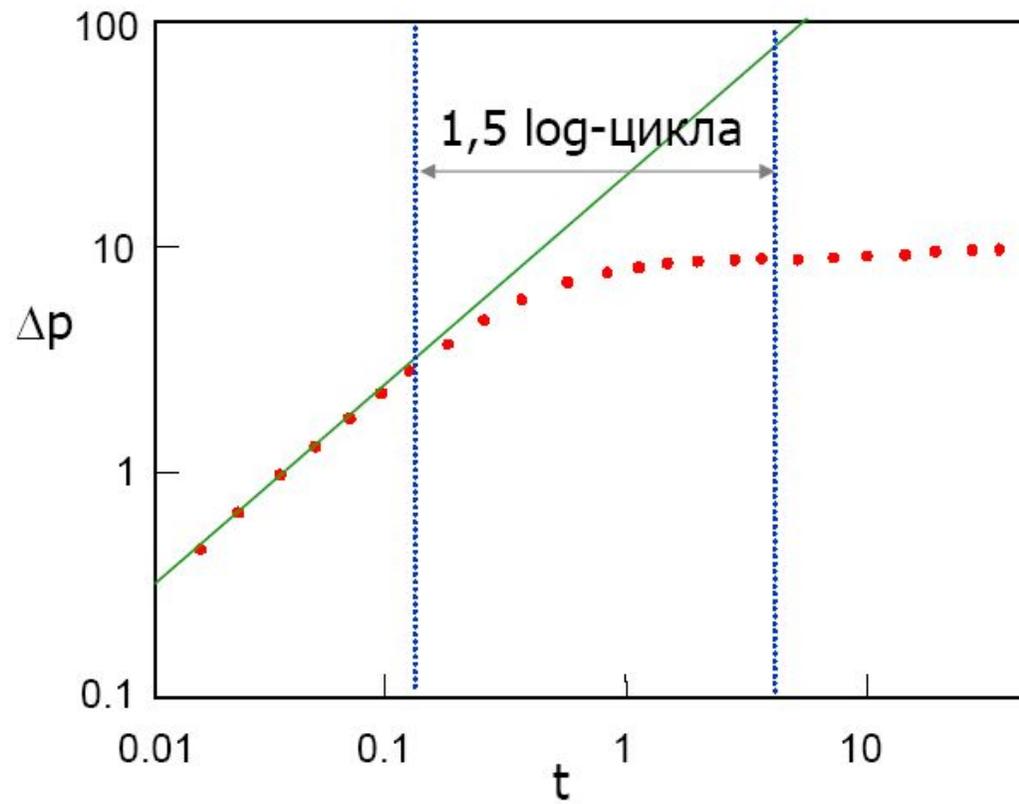
$h$  – мощность пласта, [м];

$\mu$  – вязкость, [сП];

$S$  – скин-фактор;

# Правило полутора логарифмических ЦИКЛОВ

Эмпирическое правило:



# Решение уравнения фильтрации

---

- Решение уравнения фильтрации для бесконечного пласта, конечного радиуса скважины с учетом скин – фактора и послепритока

Решение в пространстве Лапласа имеет вид

$$\tilde{P}_{wD} = \frac{K_o(\sqrt{s}) + S\sqrt{s} K_1(\sqrt{s})}{s(\sqrt{s}K_1(\sqrt{s}) + C_Ds[K_o(\sqrt{s}) + S\sqrt{s}K_1(\sqrt{s})])}$$

Решение в действительных переменных находится с использованием алгоритма Стефеста

# Сравнение решений

---

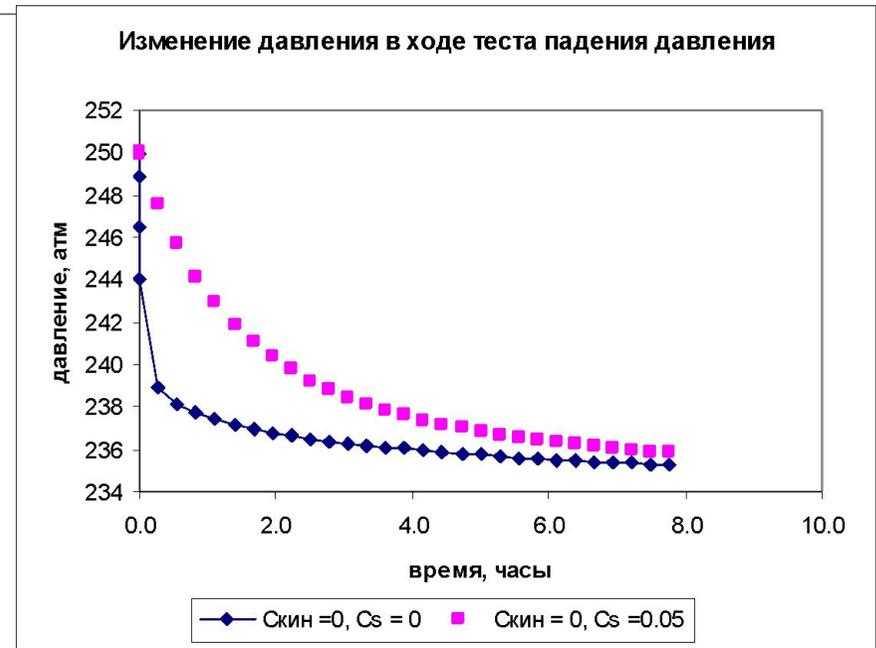
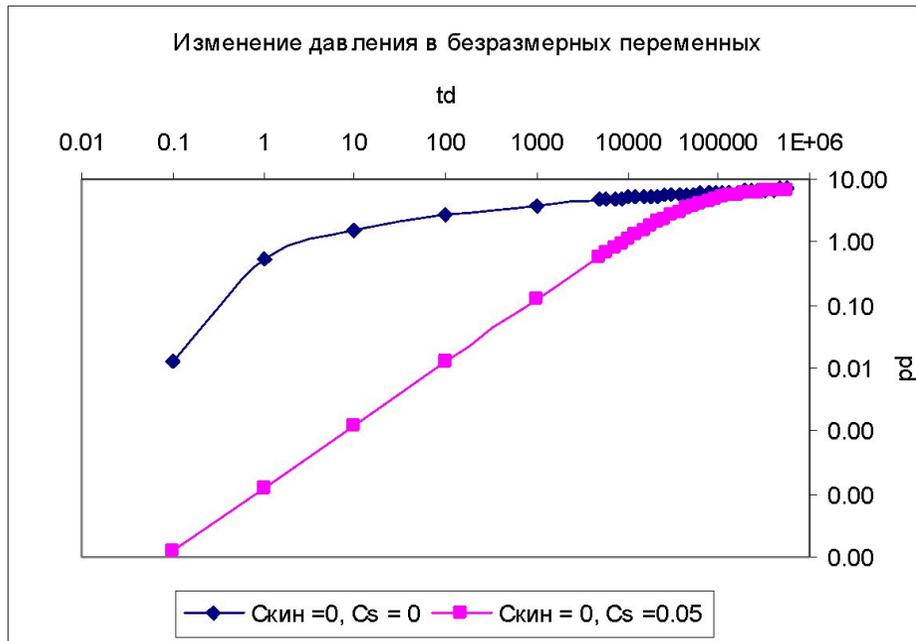
Эффект	Модель линейного стока	Модель с учетом скина и послепритока
Пласт	Бесконечный, однородный, изотропный, постоянной толщины	Бесконечный, однородный, изотропный, постоянной толщины
Радиус скважины	Бесконечно малый $r_w \rightarrow 0$	Конечный $r_w = const$
Послеприток	Не учитывается	Учитывается
Скин	Можно учесть	Учитывается
Область действия	В любойт точке пласта	Только на забое скважины

# Упражнение

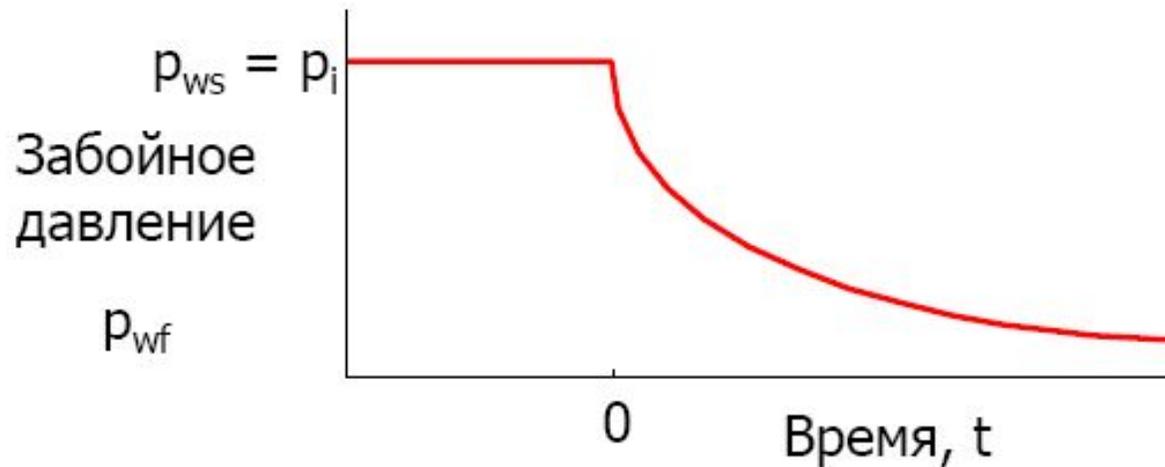
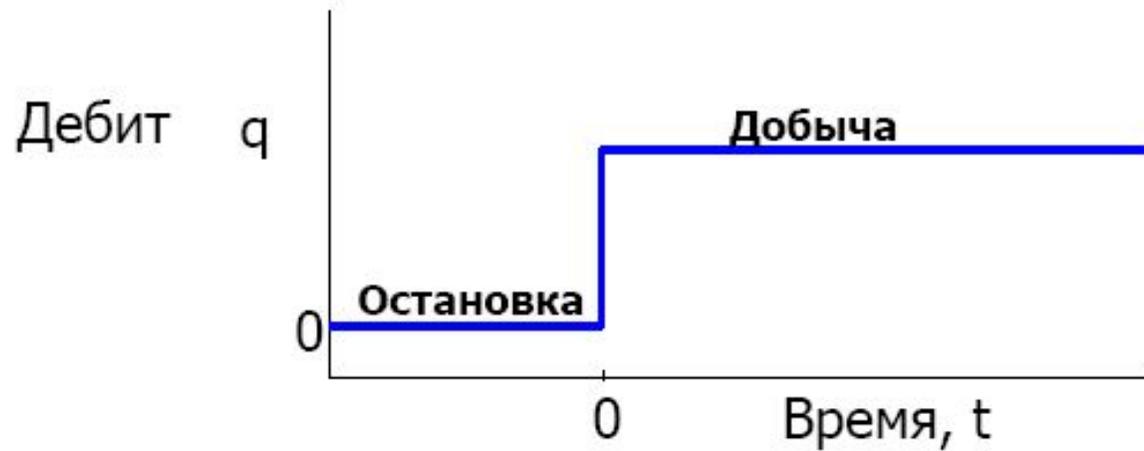
---

- Построить решение уравнения фильтрации для бесконечного пласта с учетом скин – фактора и послепритока скважины в Excel с использованием функции Stehfest
  - Исследовать влияния скин-фактора на решение
  - Исследовать влияние послепритока в скважину на решение
  - Сравнить решение с решением линейного стока и его логарифмическим приближением

# Упражнение. Влияние послепритока на решение



# Исследование на падение давления



# Применимость решения линейного стока

---

Для бесконечного однородного пласта поведения давления при тесте на падение давления описывается решением для линейного стока

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B \mu}{kh} \left( -Ei \frac{-\phi \mu c_i r^2}{kt} + 2S \right)$$

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B \mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - 7.12 + 2S \right)$$

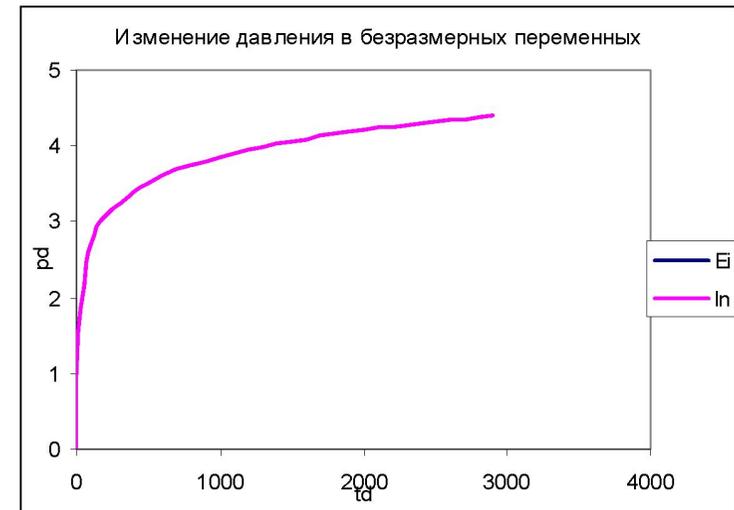
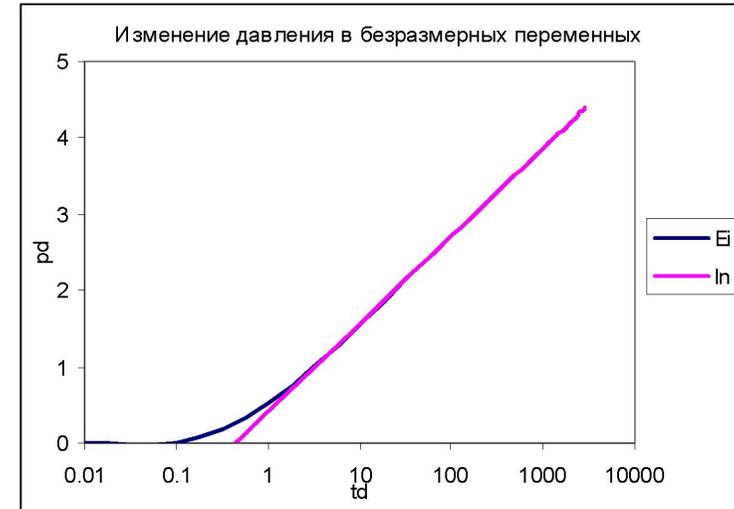
Для практических метрических единиц

# Решение в полулогарифмических координатах

Логарифмическое приближение для решения линейного стока пригодно для значений

$$\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} > 25$$

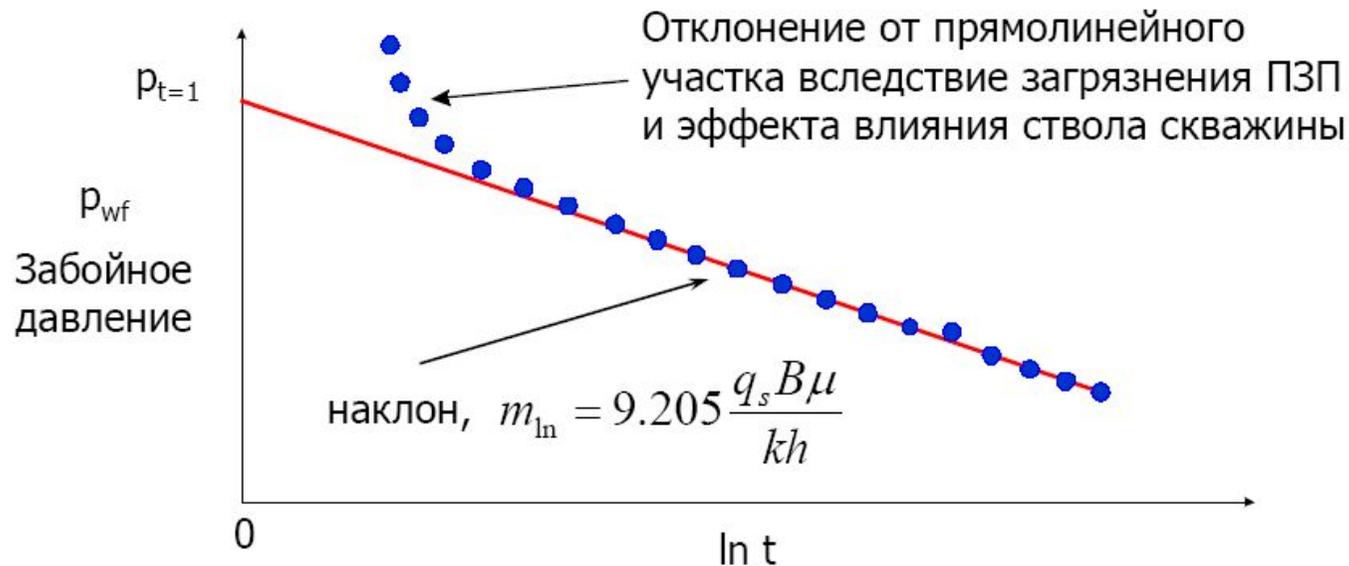
Что соответствует  $t_D > 10$



# Метод МДН

Решение линейного стока в размерном виде для  $rd=1$ , с учетом скин-эффекта

$$p(r, t) = p_i - \frac{9.205 q_s B \mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} - 7.12 \right) \quad \frac{kt}{\phi \mu c_i r^2} > 70000$$

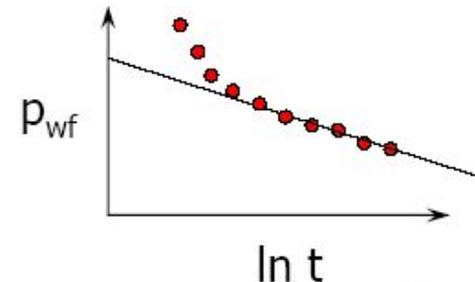


Обратите внимание:  $\ln t = 0$  соответствует  $t = 1$

# Метод MDH

$$p_{wf} = m_{\ln} \ln t + p_{t=1} \Leftrightarrow p_{wf} = m_{\log} \log t + p_{t=1}$$

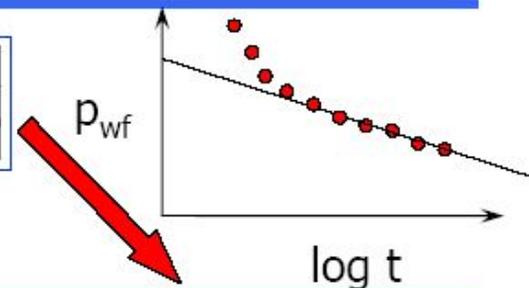
$$p_{wf}(t) = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[ \ln t + \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 7.12034 + 2S \right]$$



$$k = 9.205 \frac{q_s B \mu}{m_{\ln} h}$$

$$S = \frac{1}{2} \left[ \frac{p_i - p_{t=1}}{m_{\ln}} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right]$$

$$p_{wf}(t) = p_i - 21.195 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[ \log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.09232 + 0.86859S \right]$$



$$k = 21.195 \frac{q_s B \mu}{m_{\log} h}$$

$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_i - p_{t=1}}{m_{\log}} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.09232 \right]$$

# Метод MDH

Для радиального притока к скважине, можно записать

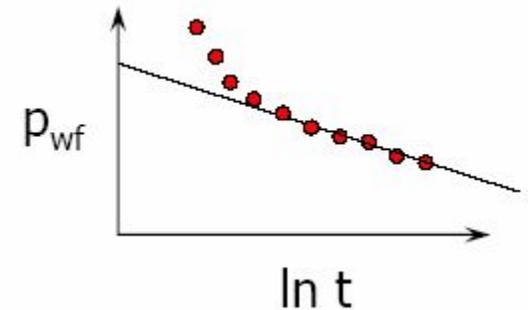
$$p_{wf} = m_{\ln} \ln t + p_{t=1}$$

$$p_{wf}(t) = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[ \ln t + \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 7.12034 + 2S \right]$$

Откуда, можно выразить

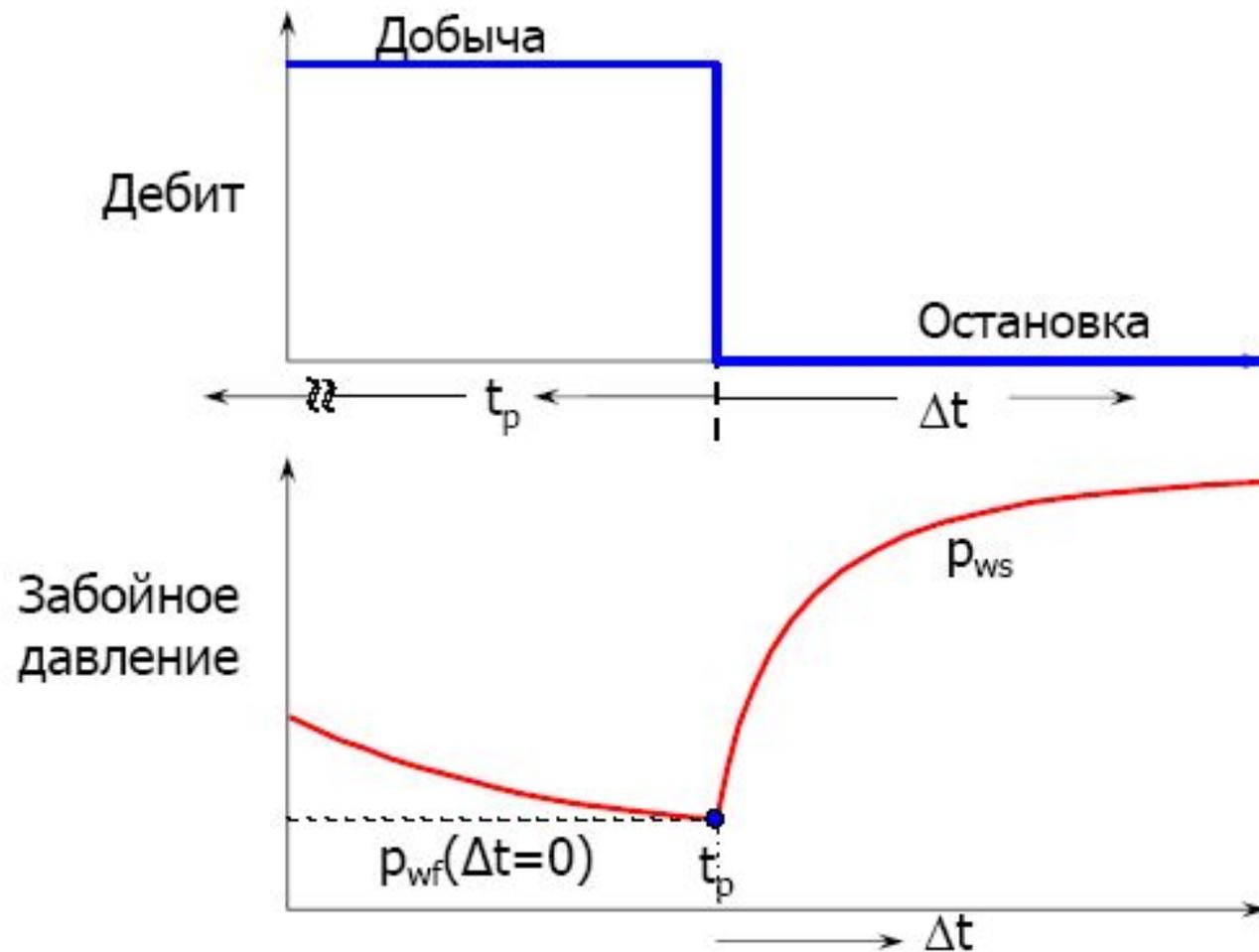
$$k = 9.205 \frac{q_s B \mu}{m_{\ln} h}$$

$$p_{wf}(t) S = \frac{1}{2} \left[ \frac{p_i - p_{t=1}}{m_{\ln}} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right]$$



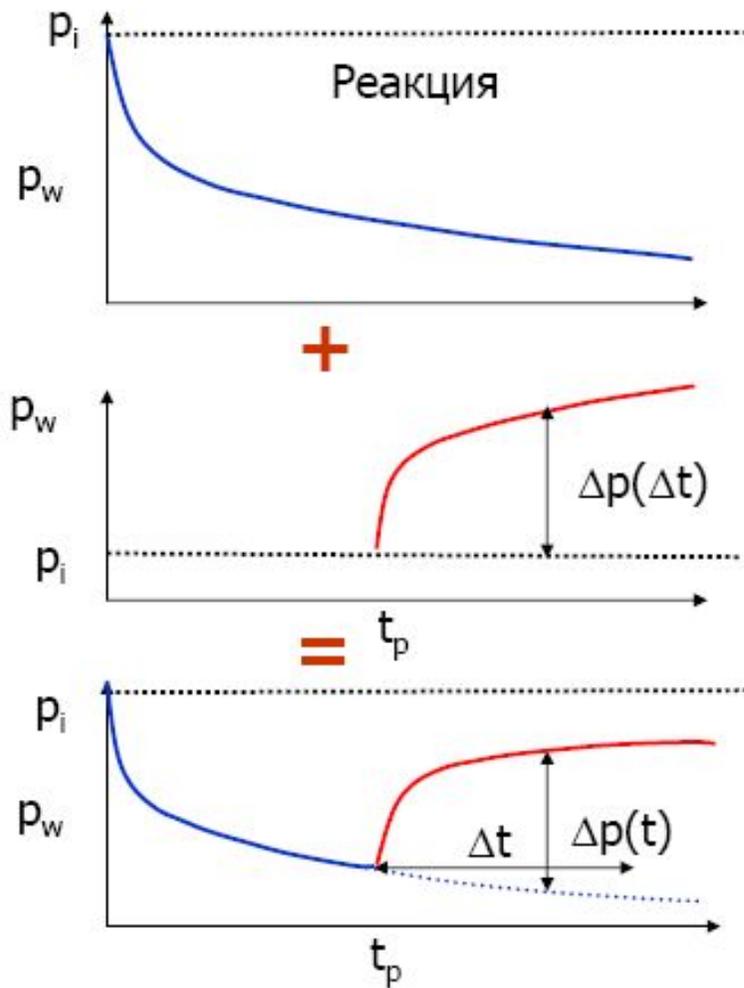
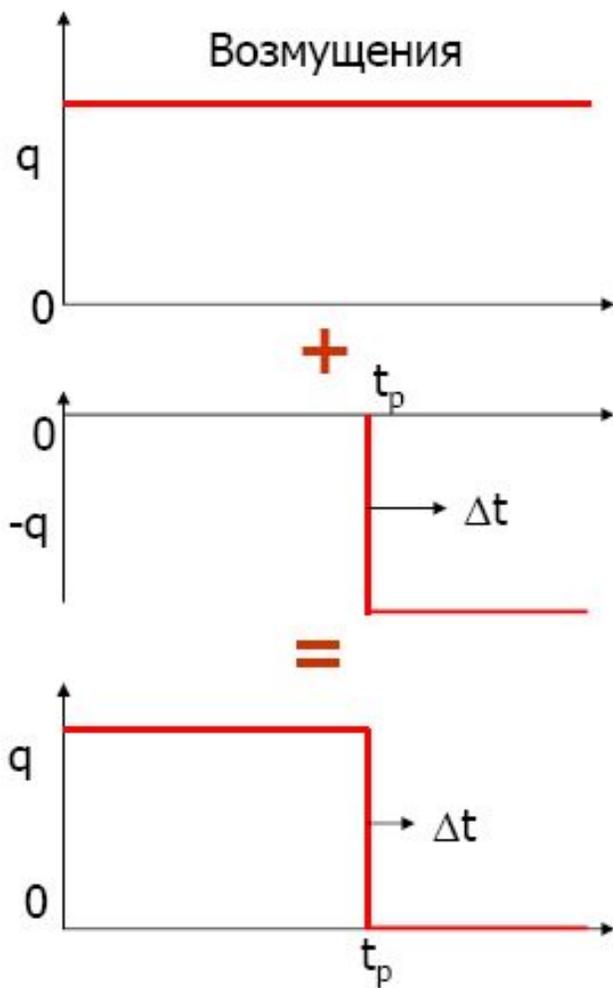
# Тест восстановления

Добыча



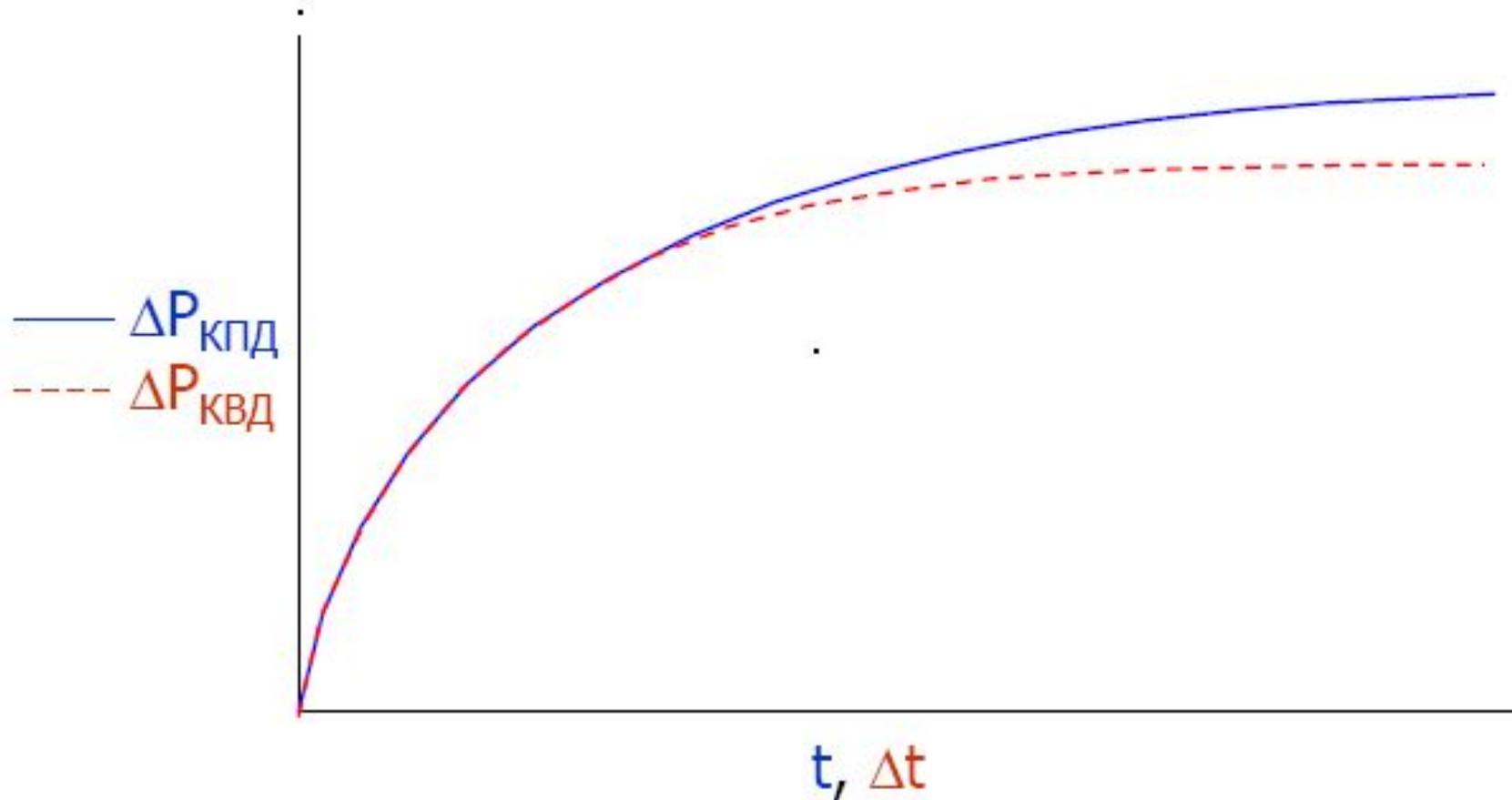
# Тест восстановления

давления

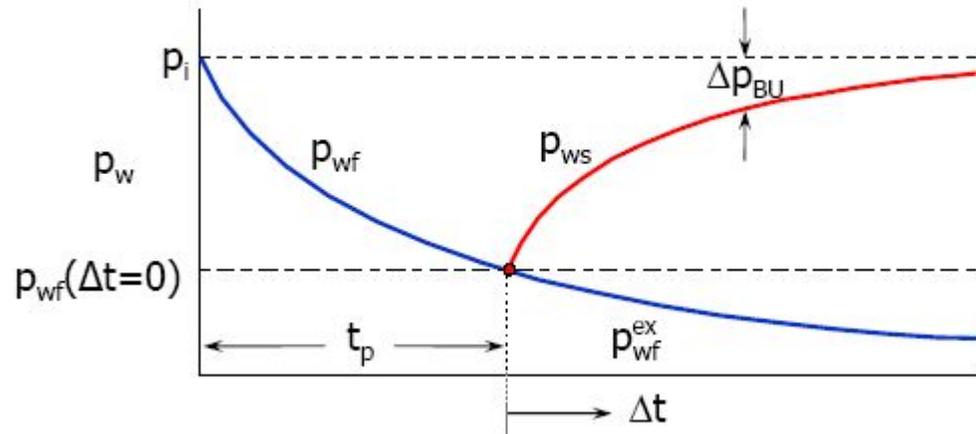


# Сравнение КПД и КВД

---



# Изменение давления во время восстановления



$$P_{ws} = P_i - \frac{18.41qB\mu}{kh} \left[ \frac{1}{2} \left( \ln \frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_i r_w^2} - \ln \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) \right]$$

$$P_{ws} = P_i - \frac{9.205qB\mu}{kh} \ln \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$$

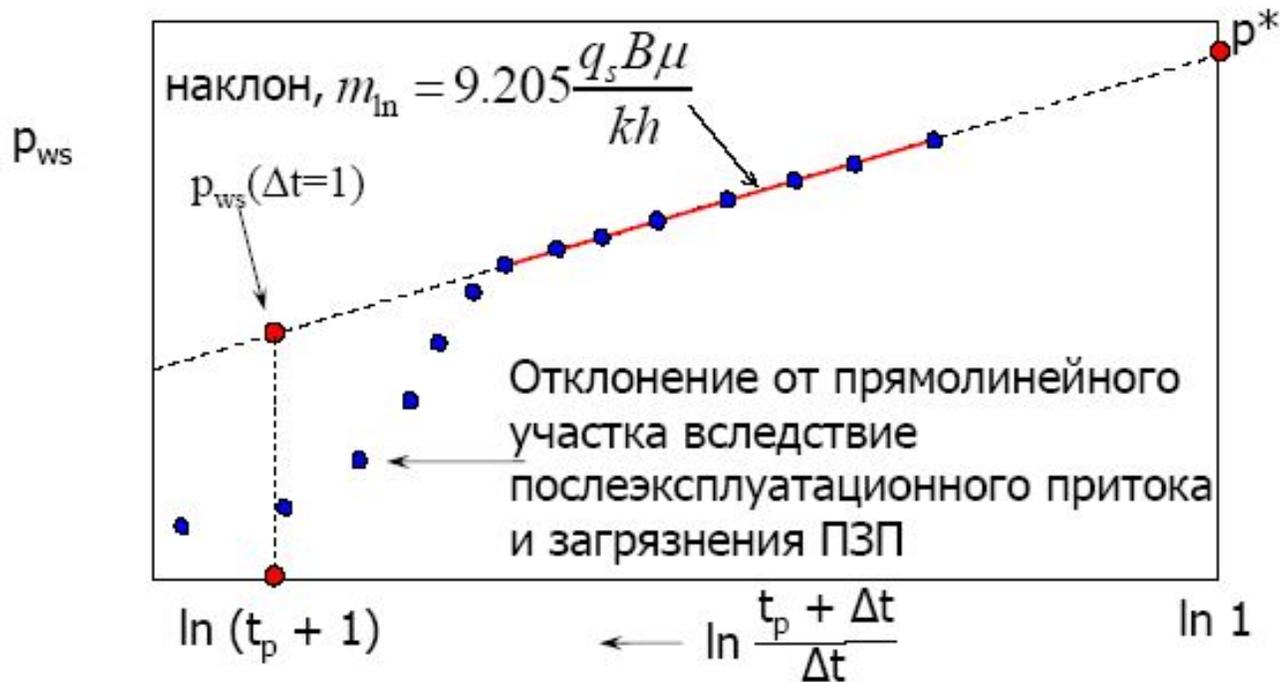
Прямая линия на графике

$$\Delta P \text{ vs } \ln \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$$

$$m = \frac{9.205qB\mu}{kh}$$

# Метод Хорнера

Прямая линия на графике  $\Delta P$  vs  $\ln \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$   $m = \frac{9.205qB\mu}{kh}$



# Вычисление скин-фактора по методу Хорнера

- **скин-фактор** определяется по разнице между давлениями, замеренными:
  - после 1 часа восстановления давления  $\Delta t = 1$ :

$$p_i - p_{ws}(\Delta t = 1) = 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \ln(t_p + 1)$$

- и измеренного в момент закрытия  $p_{wf}(t_p) = p_{ws}(\Delta t = 0)$ :

$$p_i - p_{wf}(t_p) = 9.205 \frac{qB\mu}{kh} \left( \ln t_p + \ln \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 7.12034 + 2S \right)$$

Выражение для скин-фактора примет вид в координатах

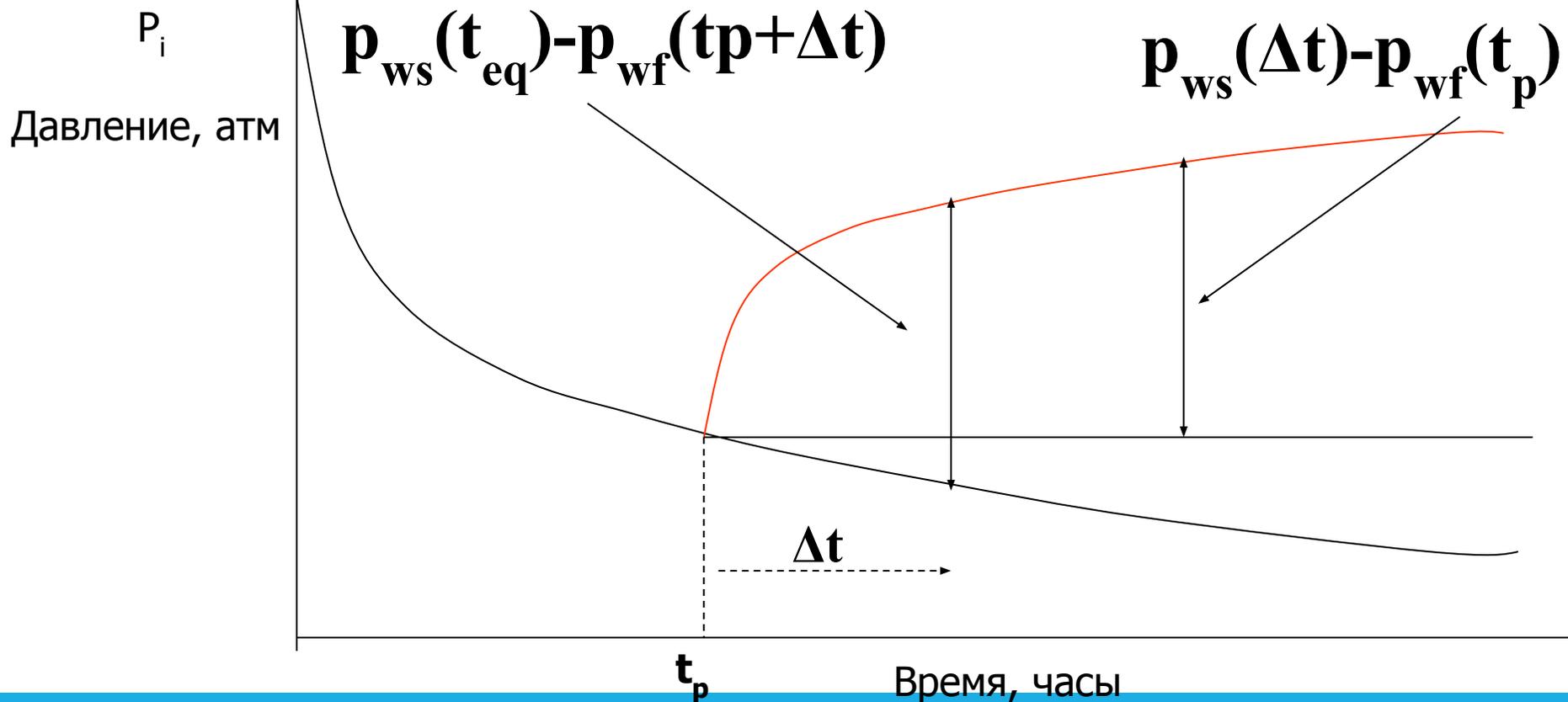
$p_{ws}$  от  $\ln((t_p + \Delta t) / \Delta t)$  и  $p_{ws}$  от  $\log((t_p + \Delta t) / \Delta t)$  соответственно :

$$S = \frac{1}{2} \left[ \frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_p)}{m_{\ln}} + \ln \frac{t_p + 1}{t_p} - \ln \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right]$$

$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_p)}{m_{\log}} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.09232 \right]$$

# Эквивалентное время, Агарваль

Эквивалентное время – такое время, в которое измеренный перепад давления равен разности между измеренным давлением и давлением которое установилось бы если бы не было остановки скважины



# Эквивалентное время

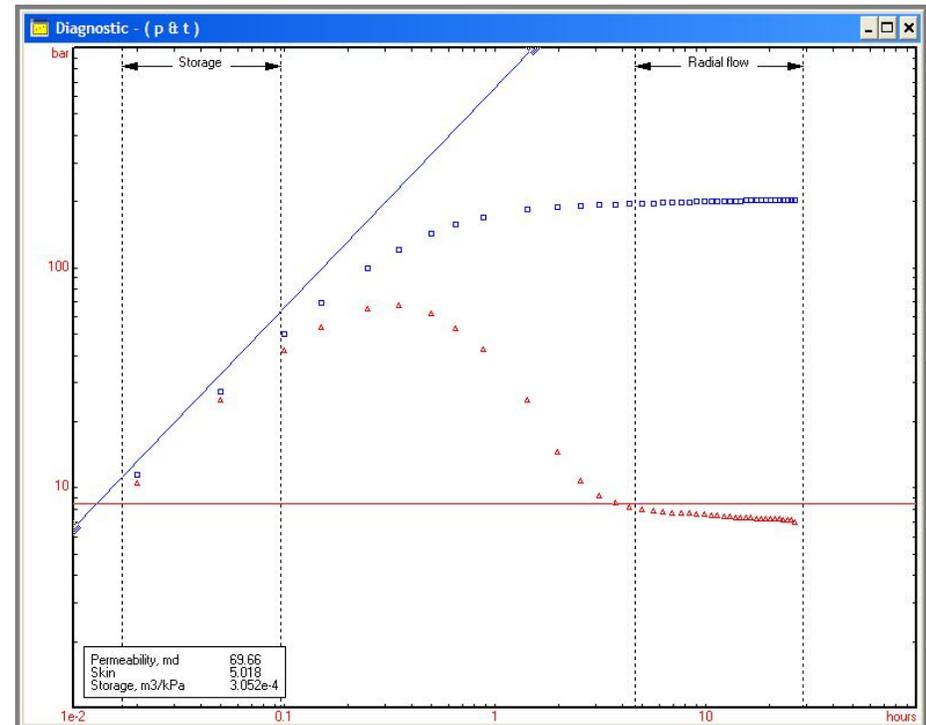
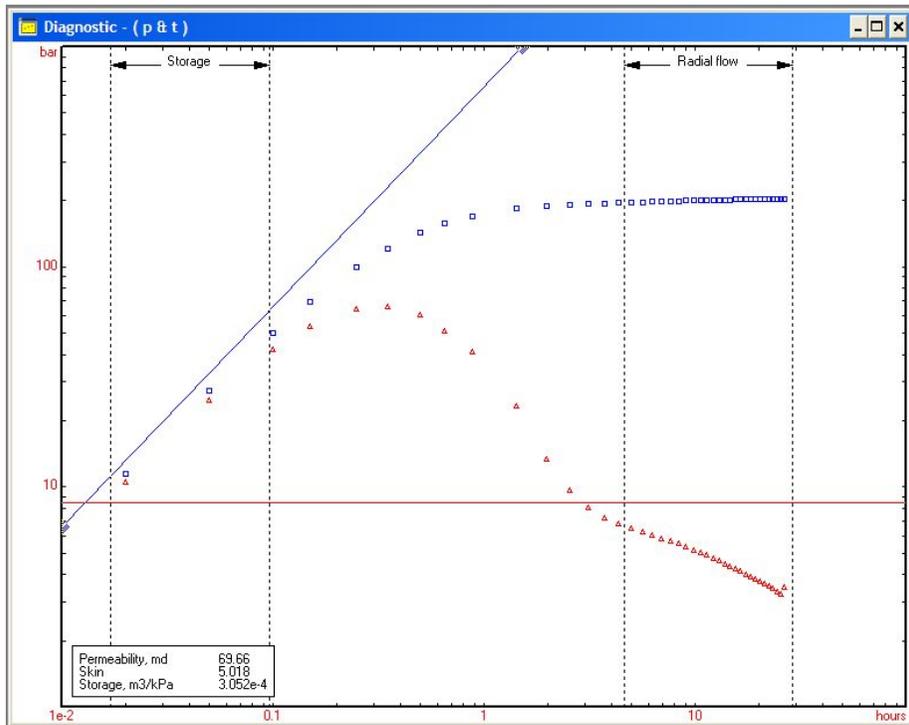
---

$$t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}$$

$$\log t_e = \sum_{j=1}^N \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log \left[ \frac{t_j - t_{j-1} + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

# Пример теста восстановления давления (example 2)

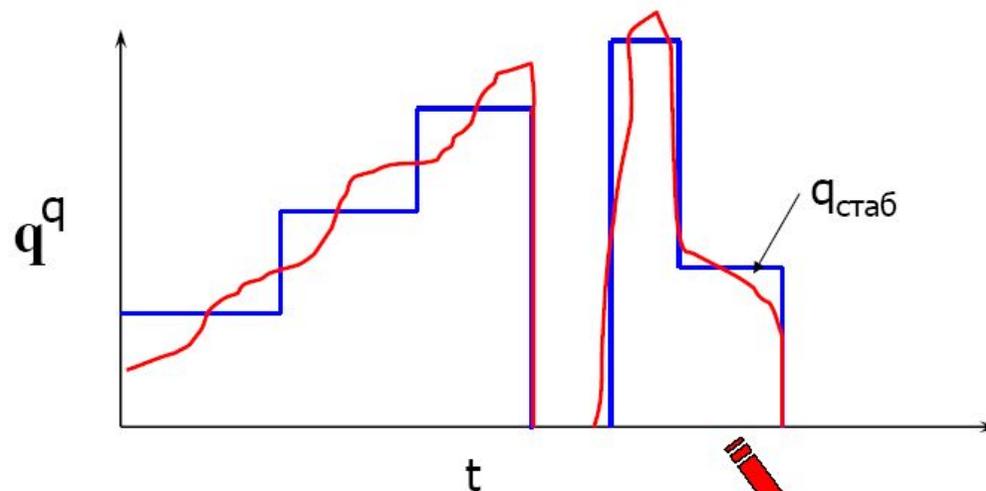
## Использование эквивалентного времени Агарвала



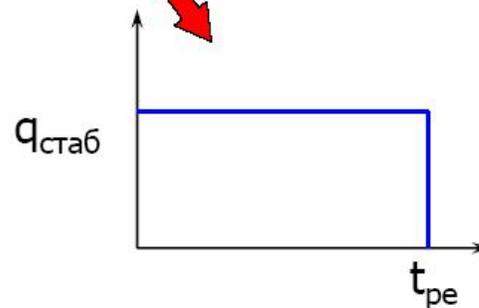
Использовано эквивалентное время

$$t_{equiv} = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t}$$

# ГДИС при изменении дебита



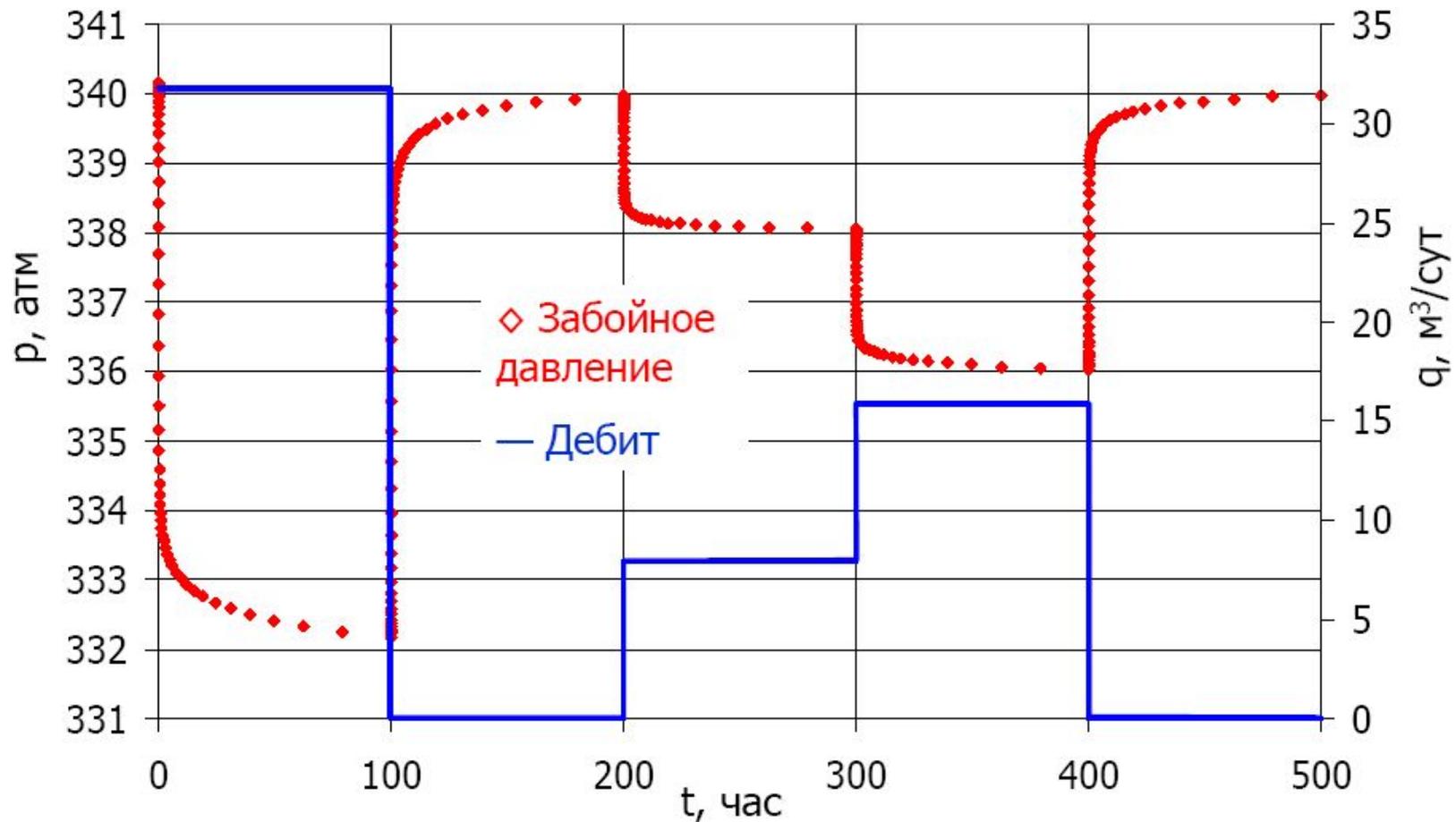
$$t_{pe} \approx 24 \frac{Q}{q_{\text{стаб}}}$$



Эквивалентное время работы скважины при переменном дебите.  
Вносит ошибку в результаты интерпретации

# Пример

Результаты исследования скважины с переменным дебитом



- 
- Исходные данные по скважине:
    - пористость  $\varphi = 0.36$ ;
    - продуктивная толщина  $h = 5.3$  м;
    - радиус скважины  $r_w = 0.08$  м;
    - объемный коэффициент нефти  $B_o = 1.2$ ;
    - вязкость нефти  $\mu = 0.5$  спз;
    - общая сжимаемость  $c_t = 1.2 \times 10^{-4}$  1/атм.

- Скважина работала по следующим образом:

- $t = 0..100$  часов,  $q_1 = 31.8 \text{ м}^3/\text{сут}$
- $t = 100..200$  часов,  $q_2 = 0 \text{ м}^3/\text{сут}$
- $t = 200..300$  часов,  $q_3 = 7.95 \text{ м}^3/\text{сут}$
- $t = 300..400$  часов,  $q_4 = 15.9 \text{ м}^3/\text{сут}$
- $t = 400..500$  часов,  $q_5 = 0 \text{ м}^3/\text{сут}$

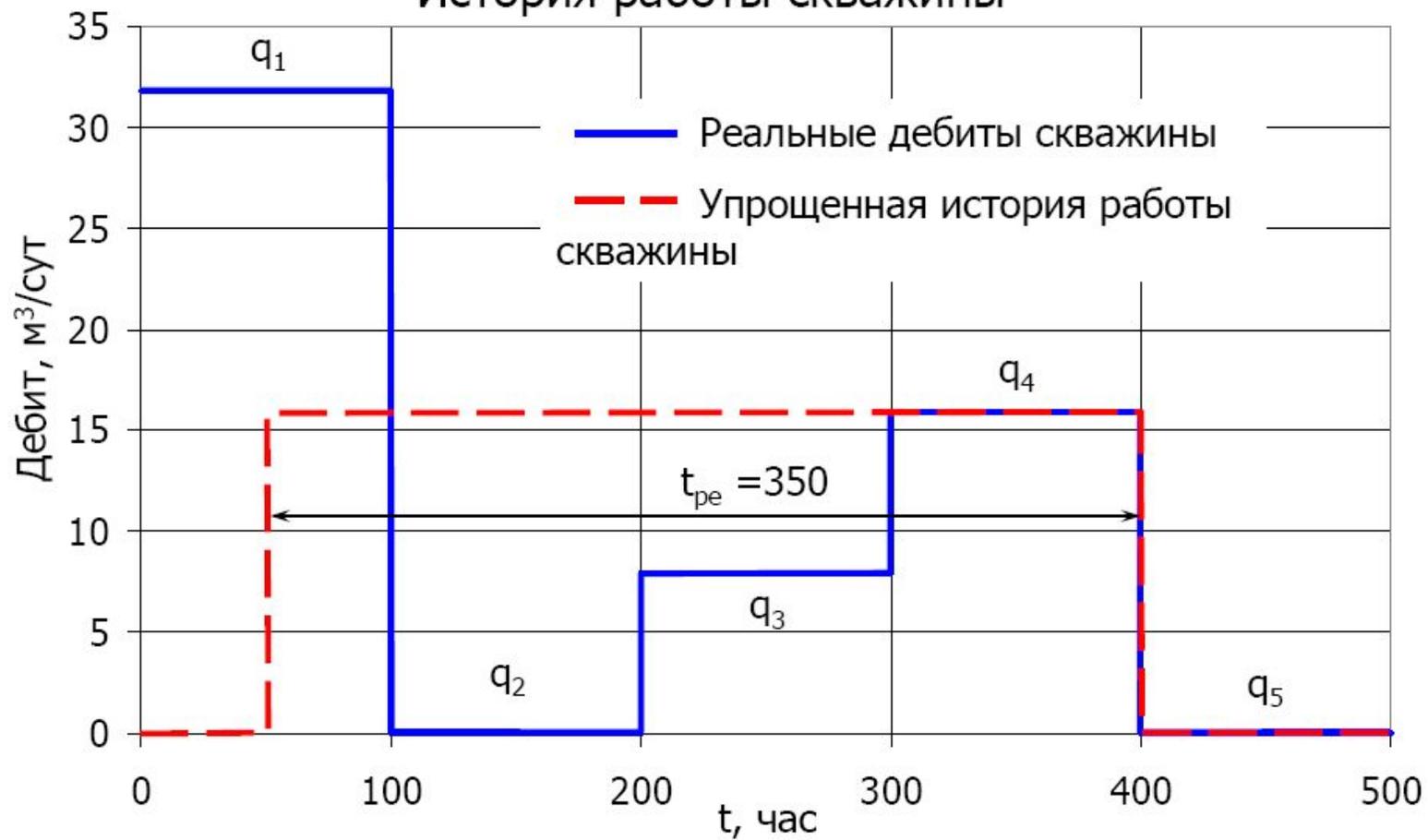
- Стабилизировавшийся дебит перед остановкой скважины равен  $q_4 = 15.9 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Чтобы определить эквивалентное время работы скважины, необходимо подсчитать накопленный объем добычи:

$$Q = 31.8 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot \frac{100 \left[ \text{час} \right]}{24 \left[ \text{час} \right]} + 7.95 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot \frac{100 \left[ \text{час} \right]}{24 \left[ \text{час} \right]} + 15.9 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot \frac{100 \left[ \text{час} \right]}{24 \left[ \text{час} \right]} = 231.9 \left[ \text{м}^3 \right]$$

- Эквивалентное время работы скважины  $t_{\text{ре}}$  определяется по формуле:

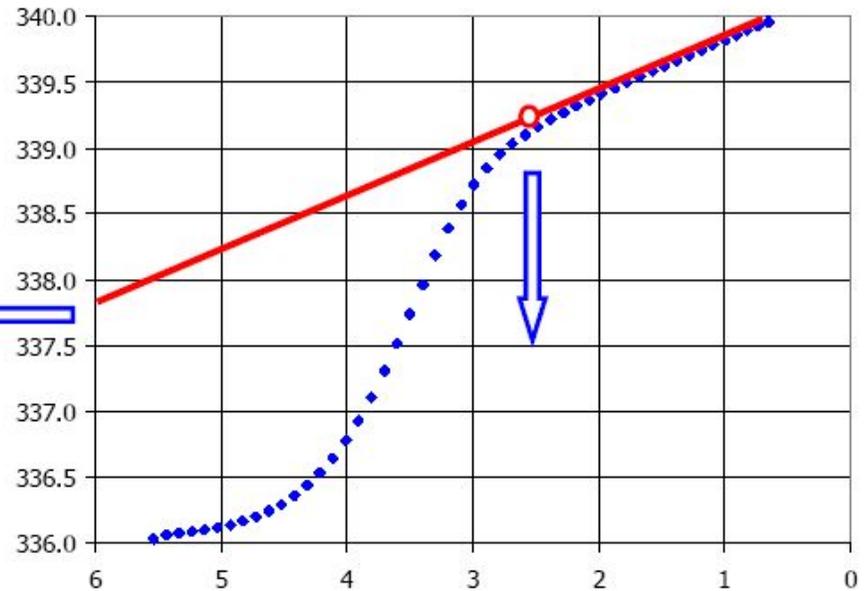
$$t_{\text{ре}} \approx 24 \frac{Q}{q_{\text{стаб}}} = 24 \frac{231.9 \left[ \text{м}^3 \right]}{15.9 \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right]} = 350 \text{ часов}$$

## История работы скважины



## Определение параметров пласта

$$k = 21.195 \frac{q_s B \mu}{m_{\log} h} = 94 \text{ мД}$$



$$S = 1.1513 \left[ \frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_p)}{m_{\log}} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.09232 \right] = 2.6$$