

# Гидродинамические исследования скважин

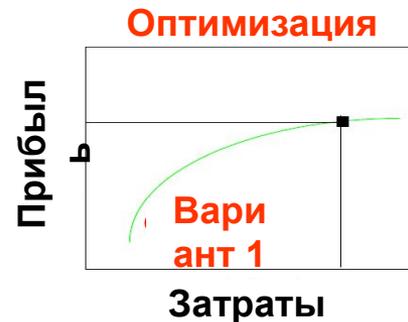
- **Исследования на установившихся режимах работы**
  - Замер пластового давления
  - Построение индикаторной кривой
- **Исследования на неустановившихся режимах работы**
  - Исследования при падении давления (КПД)
  - Исследования при восстановлении давления (КВД)
  - Исследования на нескольких дебитах
  - Гидропрослушивание
  - Slug test
- **Промысловые исследования**
  - Отжим «пены»
  - Восстановление динамического уровня, вывод на режим

# Зачем исследовать пласт и скважину?

- Данные ГДИС влияют на принятие решений об оптимизации производительности

Оптимизация производительности

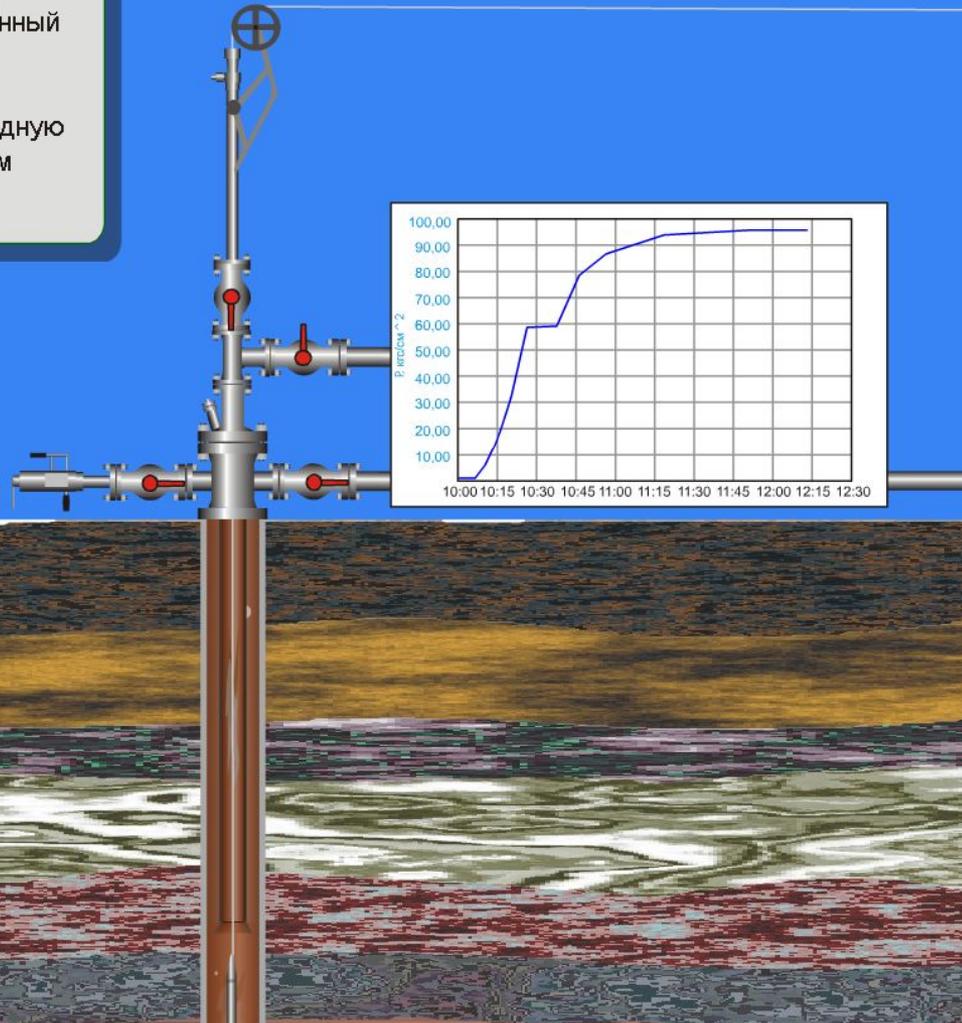
Оптимизация



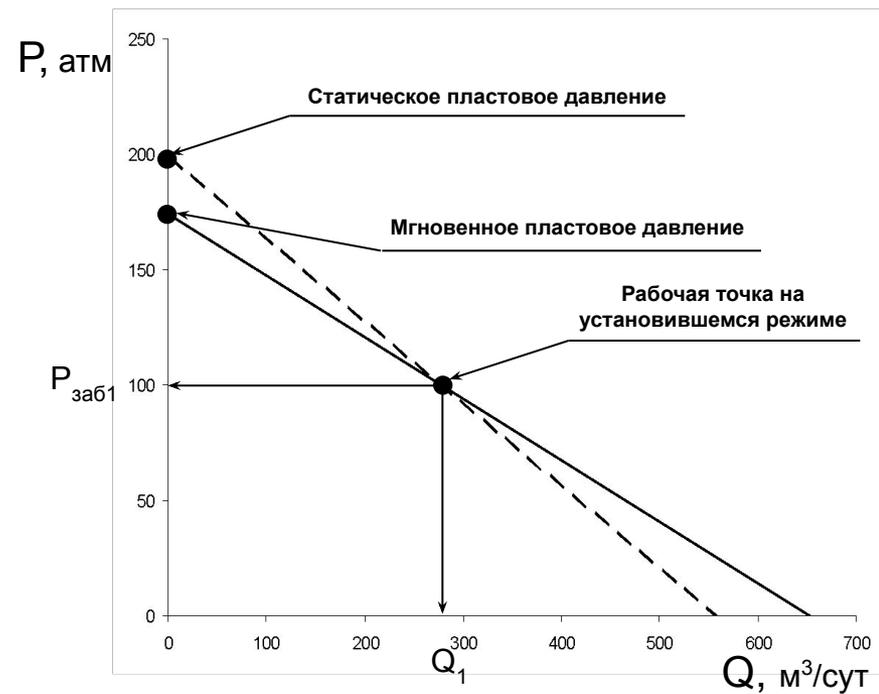
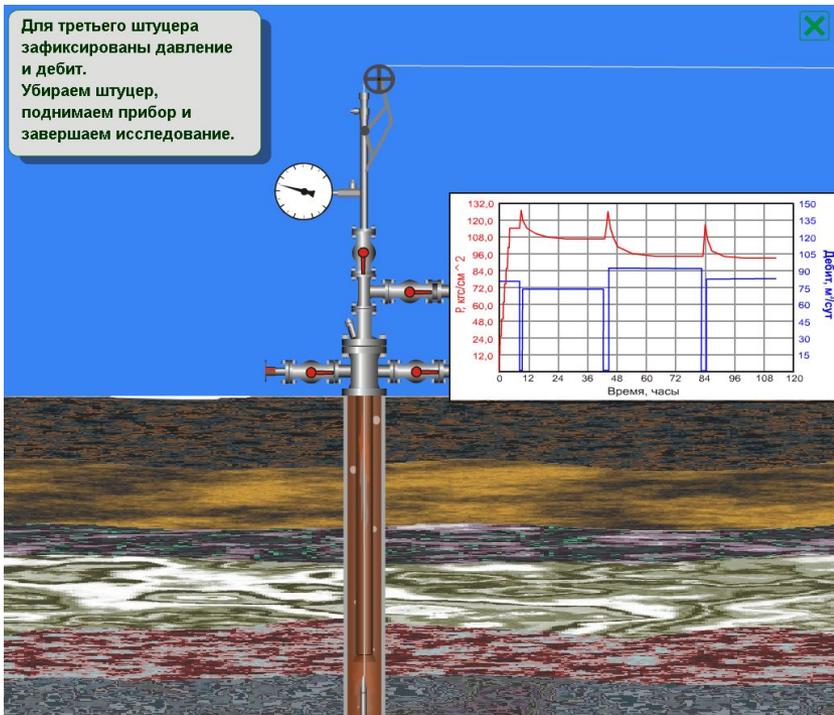
- Оценка характеристик пласта и скважины является основной информацией для принятия решений об оптимизации
  - Среднее пластовое давление,  $P_{пл}$
  - Проницаемость пласта,  $k$
  - Скин-фактор скважины,  $S$
  - Модель скважины, призабойной зоны, пласта и зоны дренирования

# Виды исследований. Замер пластового давления

Итак, рост давления прекратился. Давление восстановлено. Глубинный манометр фиксирует пластовое давление. Открываем манифольдную задвижку и поднимаем манометр.



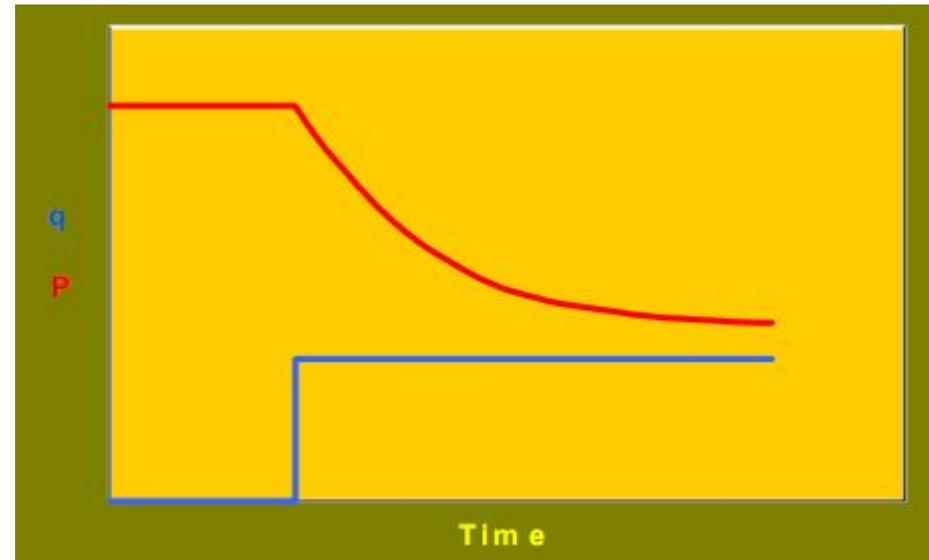
# Виды исследований. Индикаторная диаграмма



# Виды исследований. Тест падения давления (КПД)

## Недостатки:

- Технически сложно поддерживать постоянный расход при пуске скважины
- Колебания расхода приводят к «паразитным» изменениям забойного давления



Drawdown test (DD)

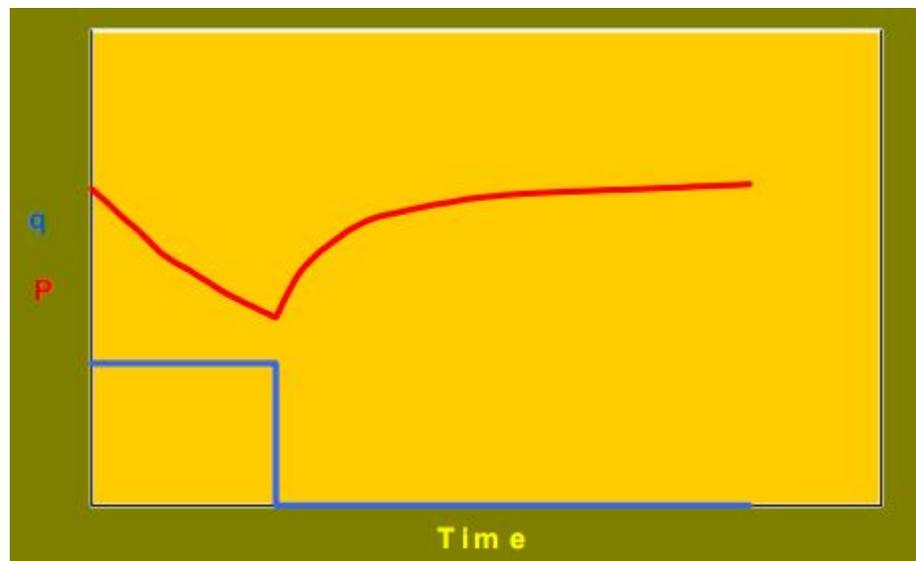
# Виды исследований. Тест восстановления давления (КВД)

## Достоинства:

Расход после остановки не меняется и равен нулю

## Недостатки:

- Потери продукции скважины из-за ее остановки
- «История» работы скважины влияет на результаты интерпретации



Pressure buildup test (PBU)

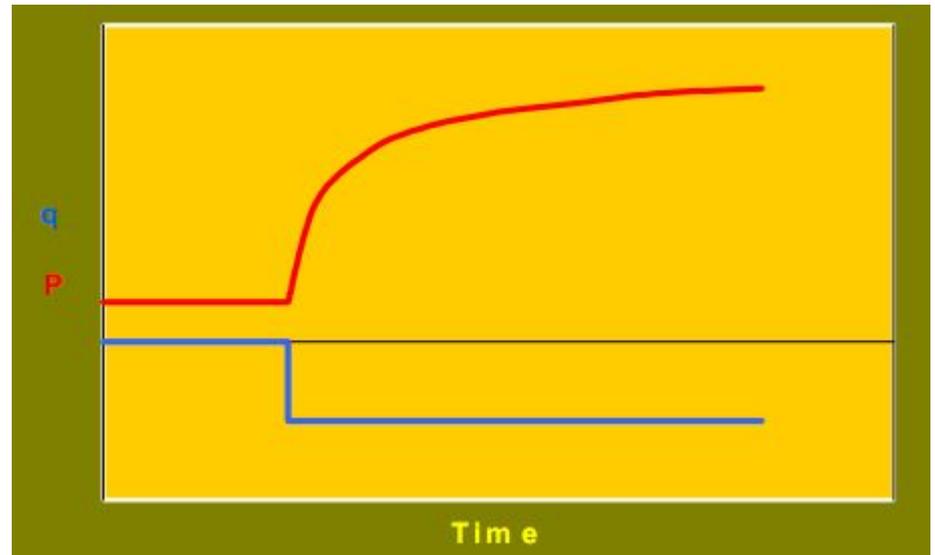
# Виды исследований. Запуск нагнетания жидкости в скважину

## Достоинства:

Расходы нагнетания хорошо контролируются

## Недостатки:

- Интерпретация данных осложнена наличием двухфазных потоков и возможным трещинообразованием

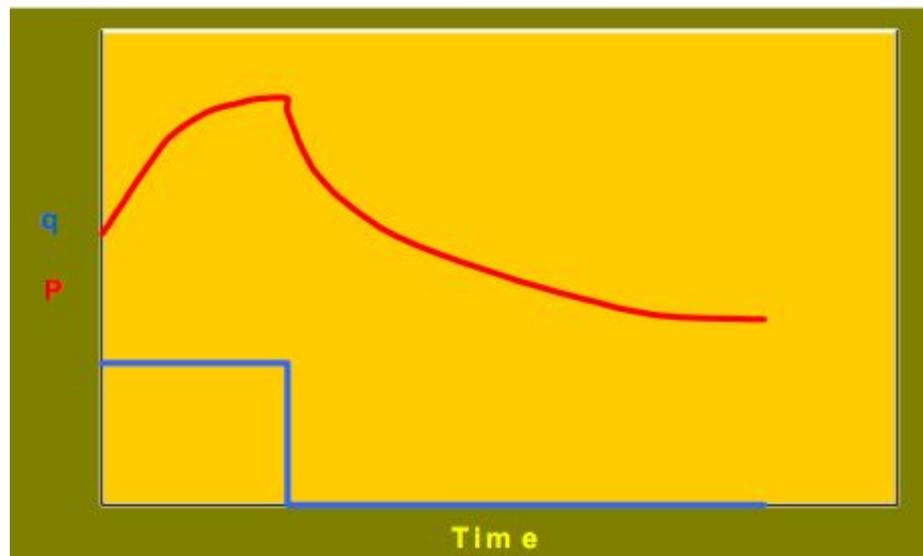


Injection test

# Виды исследований. Остановка нагнетания и замер КПД

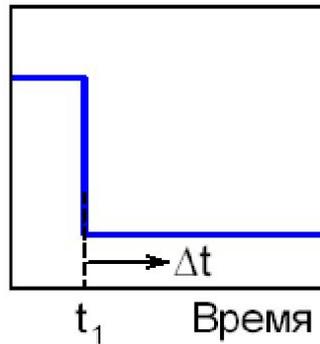
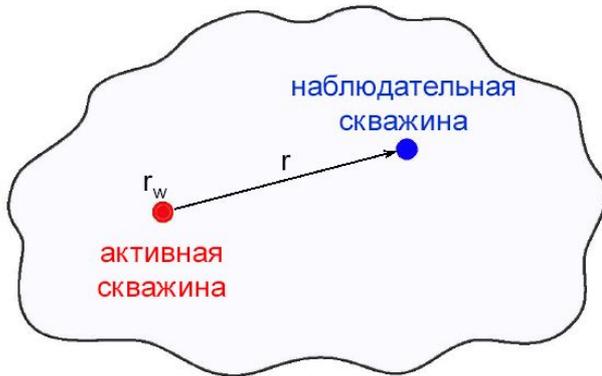
## Достоинства:

- Широко применяемое исследование с «качественной» исходной информацией

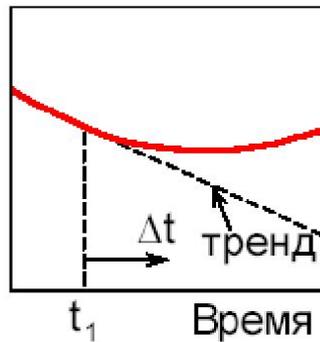
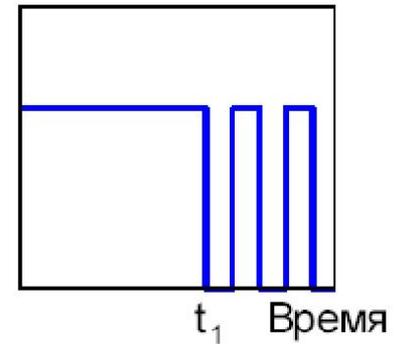


Falloff test

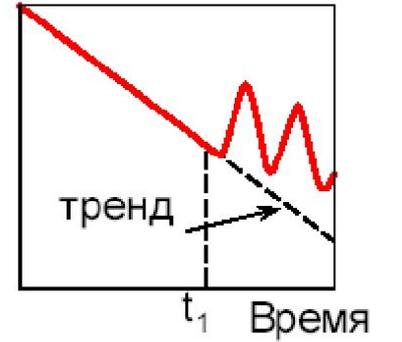
# Виды исследований. Гидропрослушивание



Дебит в активной скважине



Забойное давление в наблюдательной скважине



Interference test

Pulse test

# Виды исследований. Slug test

**Slug test** – это гидродинамическое исследование скважины путем создания «мгновенной» начальной депрессии и прослеживания после этого изменения динамического уровня или забойного давления во времени

Применяется:

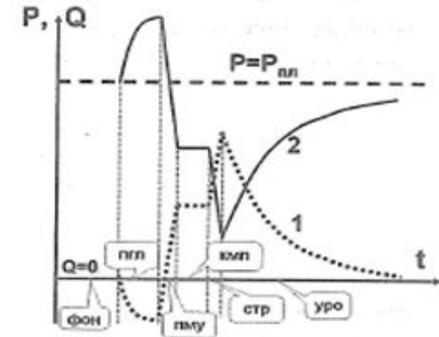
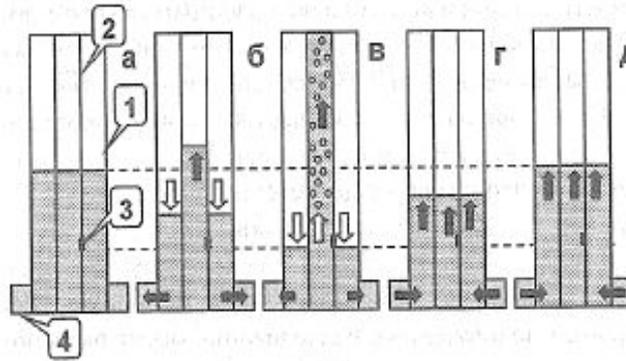
- Для исследования малодебитных или нефонтанирующих (непереливающихся) скважин
- При исследовании новых скважин пластоиспытателями
- При опробовании новых скважин на приток

**70 % исследований новых и выводимых из консервации скважин в Самаранефтегазе это slug-test**

# Виды исследований. Slug-test

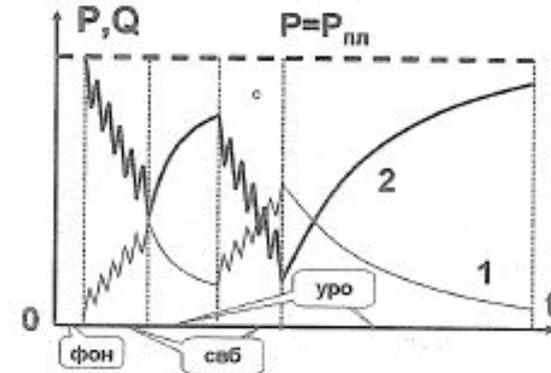
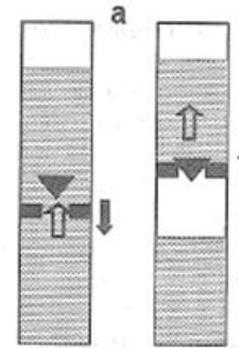
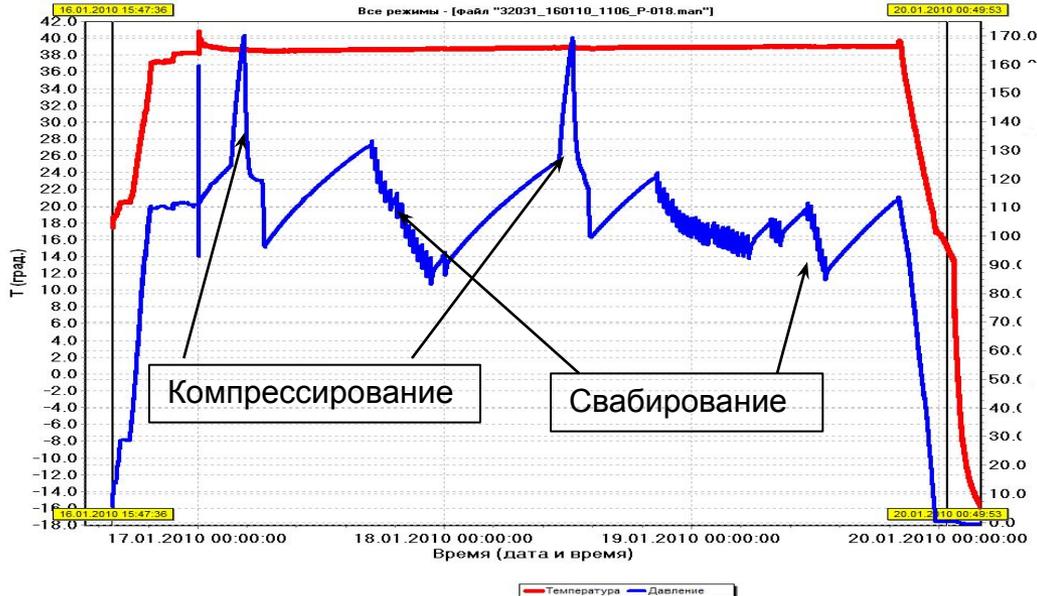
1. Вызов притока из скважин снижением уровня при компрессировании

2. Вызов притока из скважины снижением уровня при свабировании

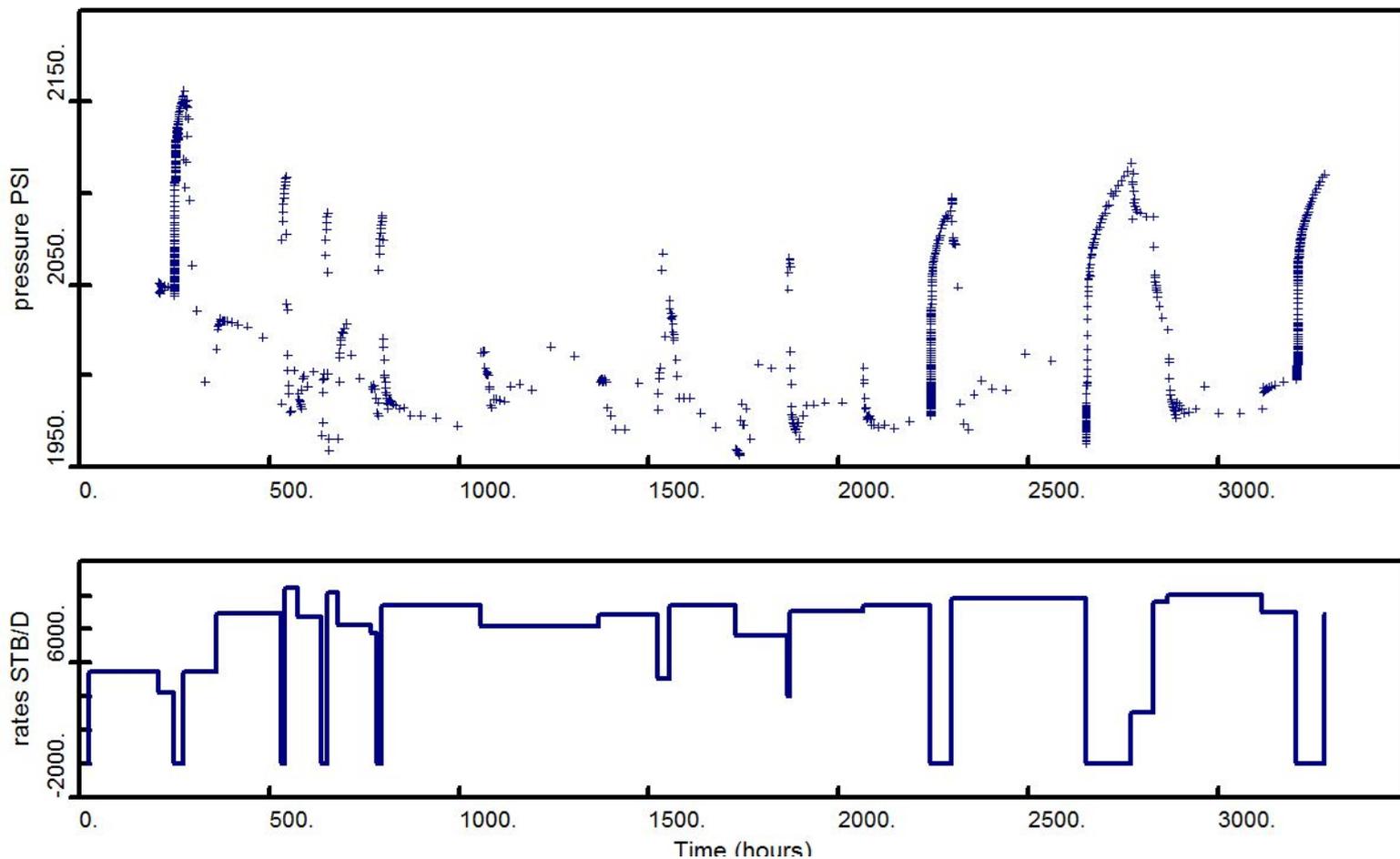


3. Вызов притока из скважины при открытии клапана пластоиспытателя

4. Вызов притока при работе струйного насоса



# Как выглядят реальные данные на скважине



# Что нужно учесть при интерпретации ГДИС?

## Околоскажинные эффекты

- Послеприток
- Скин
- Трещины
- Частичное вскрытие
- Горизонтальные скважины

## Поведение пласта

- Однородный пласт
- Пласт двойной пористости
- Пласт двойной проницаемости
- Композитные пласты

## Граничные эффекты

- Поддержка давления
- Непроницаемые границы
- Проницаемые границы

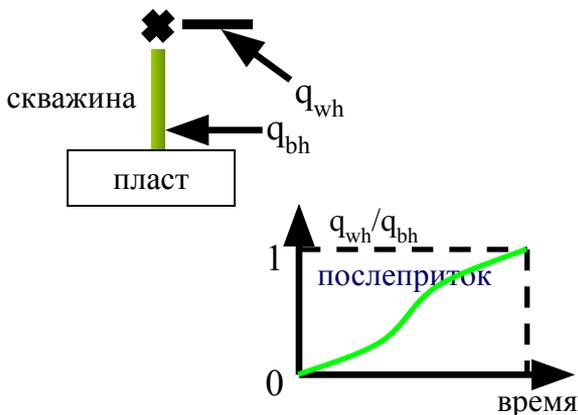
Ранние времена

Средние времена

Поздние времена

# Околоскважинные эффекты

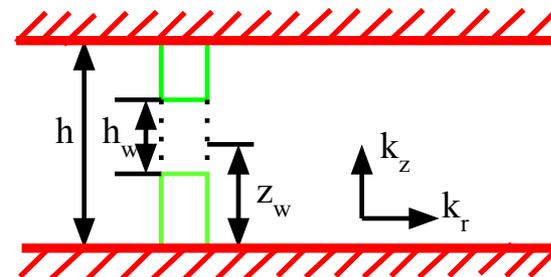
## Послеприток



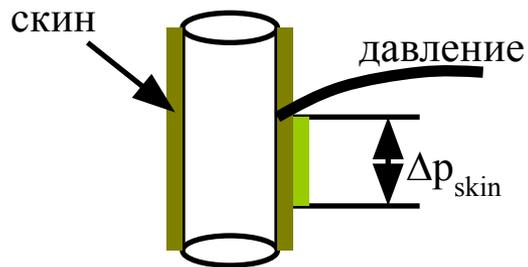
## Трещина бесконечной проводимости



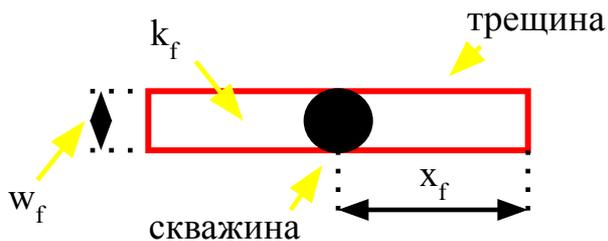
## Частичное вскрытие



## Скин



## Трещина конечной проводимости

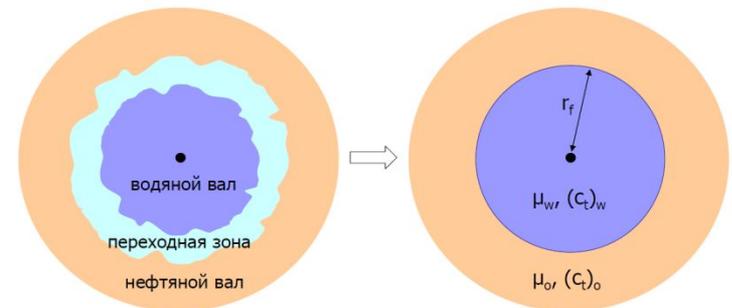
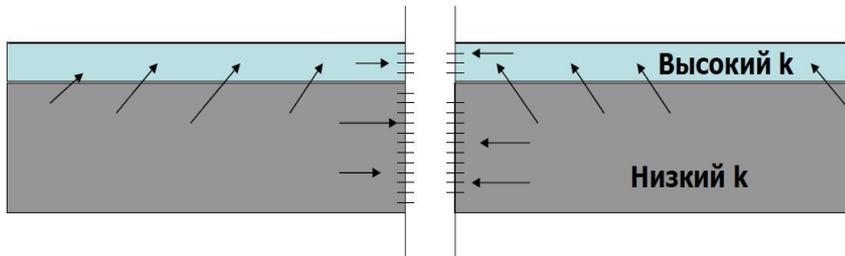
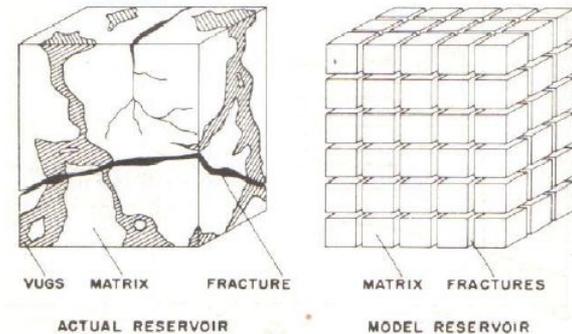


## Горизонтальные скважины

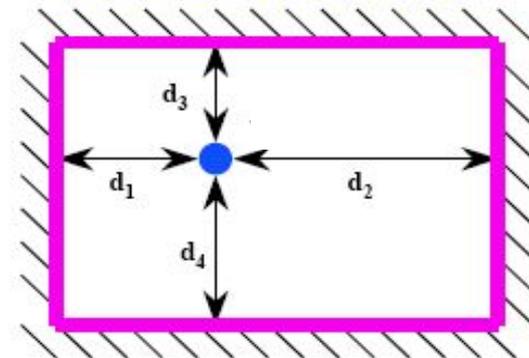
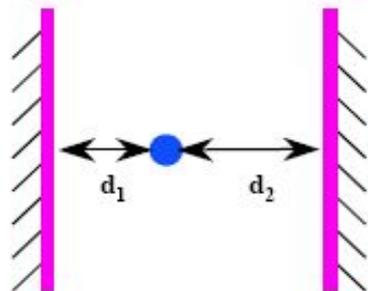
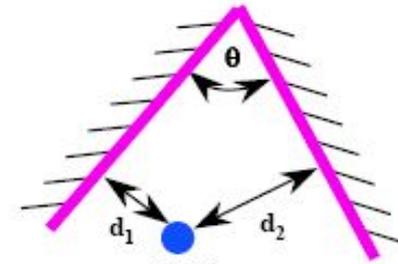
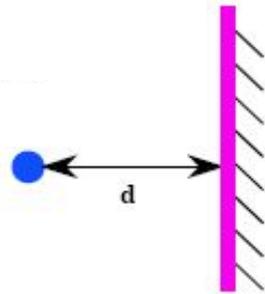


# Поведение пласта

1. Однородный изотропный коллектор
2. Двойная пористость
3. Двойная проницаемость
4. Радиальный композитный пласт

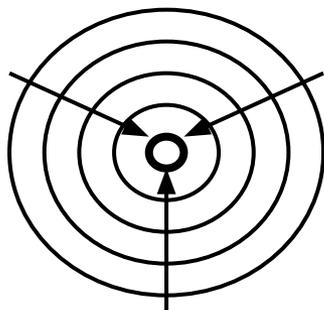


# Влияние границ пласта

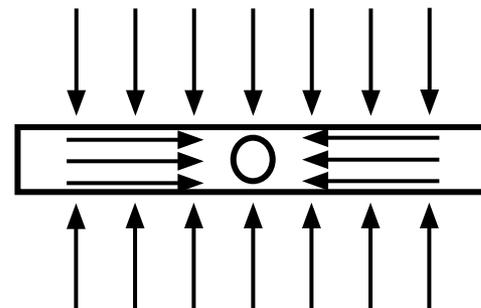


# Идентификация модели. Режимы притока в скважину

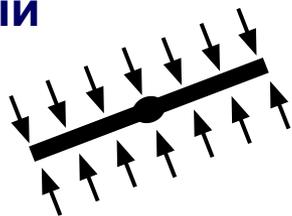
## Радиальный приток



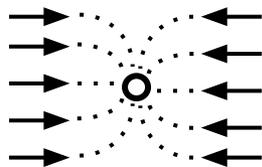
## Билинейный приток



## Линейный приток

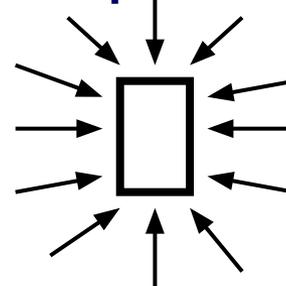


В трещину или горизонтальную скважину



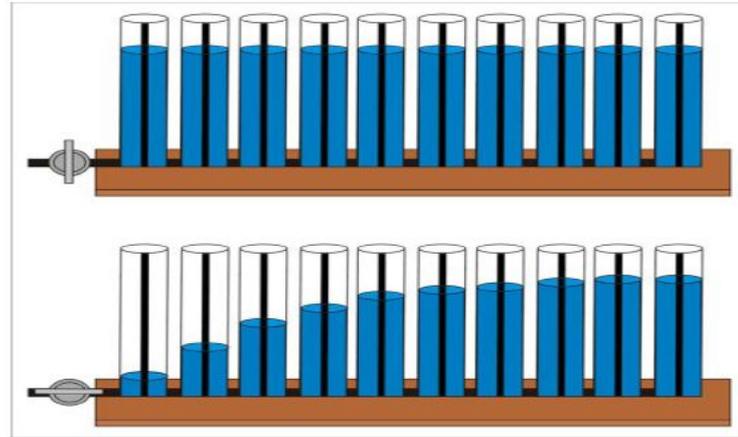
## Поток в канале

## Сферический приток

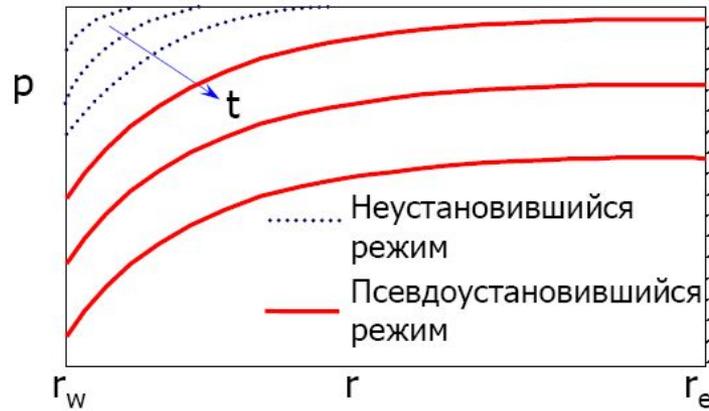


# Физическая модель притока в замкнутом пласте

Модель  
линейного  
коллектора



Изменение  
давления,  
измеряется в  
различные  
моменты  
времени



# Математическая модель притока.

## Уравнение пьезопроводности

Закон Дарси:  
Закон сохранения массы:  
Уравнение состояния:

$$u = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}$$

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(r \cdot \rho \cdot u)}{\partial r} = -\frac{\pi \cdot g \cdot \varphi}{86400} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$c = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial P}$$

- 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

Уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = -\frac{0,00036 \cdot \varphi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}$$

$r$  – радиальная координата  
 $t$  - время  
 $u(r,t)$  – скорость потока  
 $P(r,t)$  – давление  
 $\rho(r,t)$  – плотность  
 $k$  – проницаемость  
 $\varphi$  – пористость  
 $\mu$  - вязкость  
 $c_t$  – общая сжимаемость

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

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

$c_w$  – сжимаемость воды [атм<sup>-1</sup>]  
 $c_o$  – сжимаемость нефти [атм<sup>-1</sup>]  
 $c_g$  – сжимаемость газа [атм<sup>-1</sup>]  
 $c_f$  – сжимаемость породы [атм<sup>-1</sup>]

$S_o$  – насыщенность нефти  
 $S_w$  – насыщенность воды  
 $S_g$  – насыщенность газа

# Уравнение пьезопроводности в безразмерных переменных. Решение «линейного стока»

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

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

Безразмерная радиальная координата  $r_D = \frac{r}{r_w}$

Решение уравнения линейного стока

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

**-Ei(-x)** – экспоненциальный интеграл

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

Начальное условие:

$$t_D < 0, P_D = 0$$

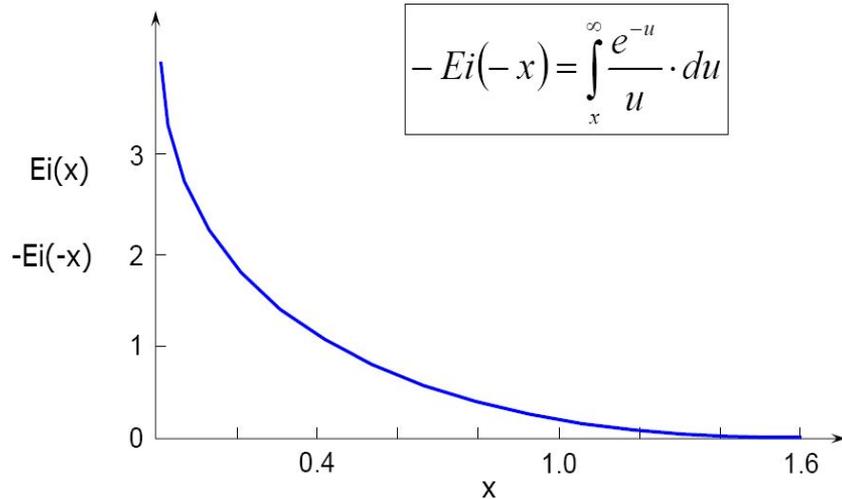
Граничные условия:

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} \left( r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) = -1 \quad \text{постоянный дебит в скважине малого радиуса}$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} (P_D) = 0 \quad \text{бесконечный пласт}$$

# Логарифмическая аппроксимация экспоненциального интеграла

Функция экспоненциального интеграла



$$-Ei(-x) = Ei(x) \cong -\ln x - \gamma \quad \text{при } x < 0.01$$

$$\gamma = 0.57721566 \quad \text{постоянная Эйлера}$$

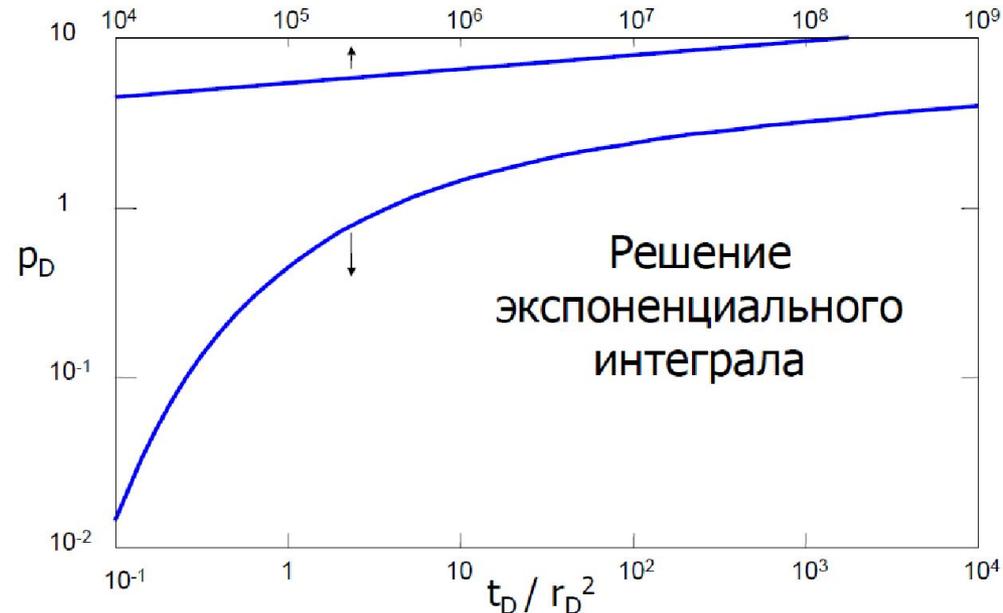
$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left( -\ln \left( \frac{r_D^2}{4t_D} \right) - \gamma \right) \quad \frac{r_D^2}{4t_D} < 0.01$$

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

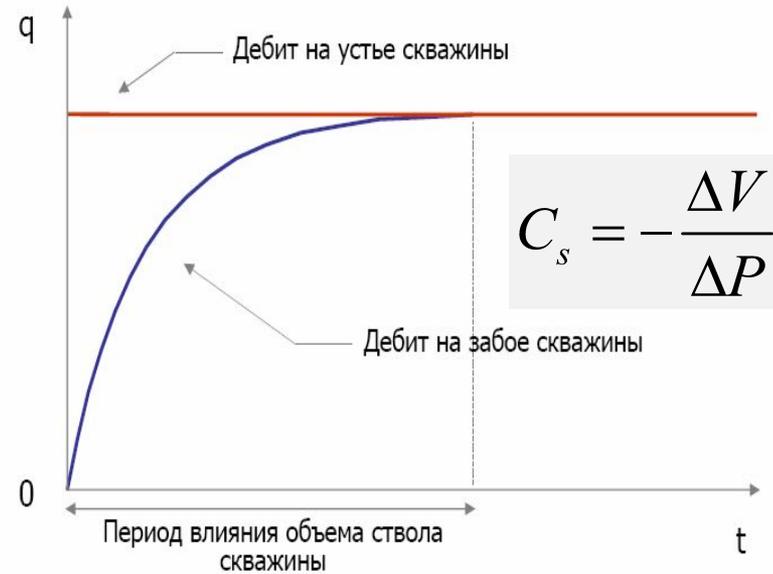
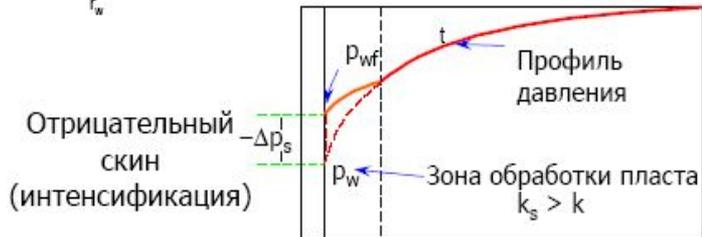
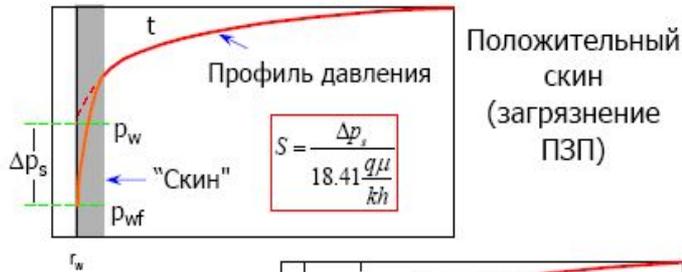
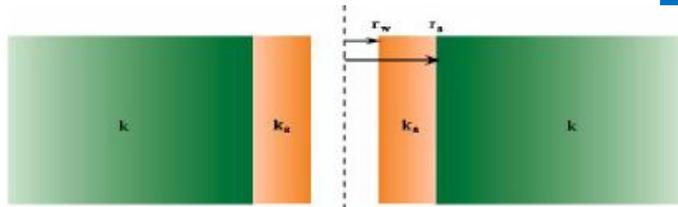
В практических метрических единицах:

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

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



# Скин-фактор (призабойная зона) И ВСС (r=rw)



$$p(r,t) = p_i - \frac{9,205qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi\mu C_t r^2} - 7,12 + 2s \right)$$

$$p(r,t) = p_i - \frac{9,205qB\mu}{kh} \left( \ln \frac{kt}{\phi\mu C_t \left(\frac{r}{e^s}\right)^2} - 7,12 \right)$$

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

$$\Delta P = \frac{qBt}{C_s} \quad \text{для периода ВСС}$$

$$C_D = \frac{C_s}{2\pi\phi h C_t r^2}$$

# Решение уравнения пьезопроводности (для бесконечного пласта)

$$L(f(t)) = \tilde{f}(z) = \int_0^{\infty} f(t) \cdot e^{-z \cdot t} dt$$

• Линейный сток ( $r_w \rightarrow 0$ )

$$\tilde{P}_d = \frac{1}{z} \cdot K_0(\sqrt{z} \cdot r_d)$$

$$\tilde{P}_d = \frac{1}{z} \cdot \frac{K_0(\sqrt{z} \cdot r_d)}{\sqrt{z} \cdot K_1(\sqrt{z} \cdot r_d)}$$

$$\tilde{P}_d = \frac{1}{z} \cdot \frac{K_0(\sqrt{z} \cdot r_d) + S}{(1 + z \cdot C_d \cdot (K_0(\sqrt{z} \cdot r_d) + S))}$$

$$\tilde{P}_d = \frac{1}{z} \cdot \frac{K_0(\sqrt{z} \cdot r_d) + S \cdot \sqrt{z} \cdot K_1(\sqrt{z} \cdot r_d)}{(\sqrt{z} \cdot K_1(\sqrt{z} \cdot r_d) + z \cdot C_d \cdot (K_0(\sqrt{z} \cdot r_d) + S \cdot \sqrt{z} \cdot K_1(\sqrt{z} \cdot r_d)))}$$

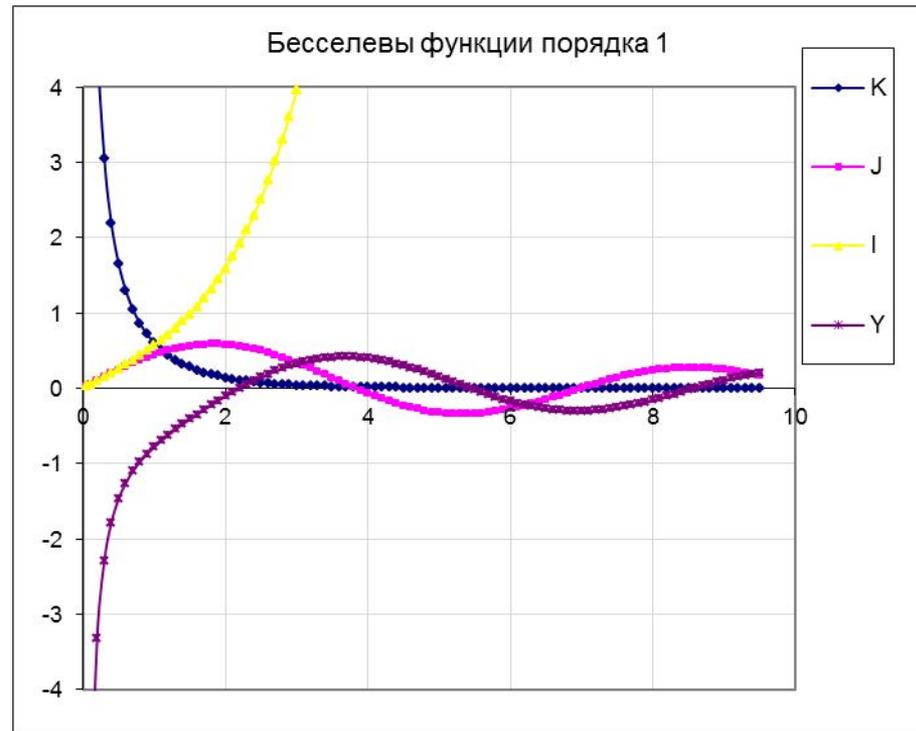
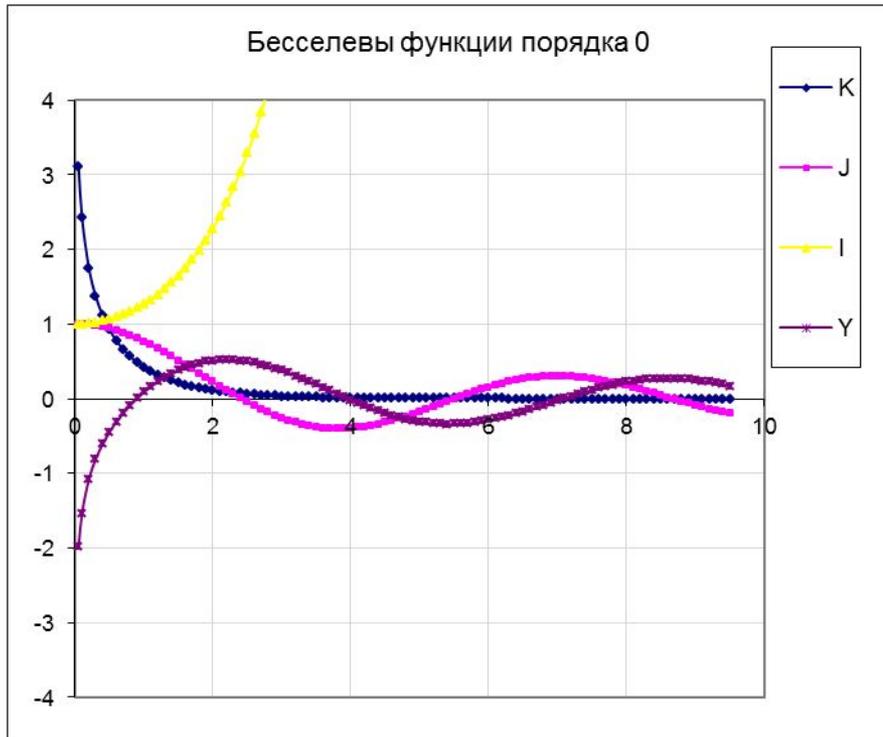
• Slug test + скин + ВСС

$$\bar{P}_{wD} = \frac{C_D [K_0(\sqrt{z}) + S \sqrt{z} K_1(\sqrt{z})]}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z}) + C_D z [K_0(\sqrt{z}) + S \sqrt{z} K_1(\sqrt{z})]}$$

# Уравнение Бесселя и функции Бесселя

$$x^2 \frac{d^2 y}{dx^2} + x \frac{dy}{dx} + (x^2 - n^2) y = 0$$

$n$  – порядок уравнения Бесселя



# Обратное преобразование. Алгоритм Стефеста

## Алгоритм обратного преобразования Stehfest (1970)

$$P_{wd}(t) = \frac{\ln(2)}{t} \sum_{i=1}^n \bar{P}_{wd}\left(\frac{\ln(2)}{t} i\right) v_i$$

$$v_i = (-1)^{\frac{n}{2}+i} \sum_{k=\frac{i+1}{2}}^{\min(i, \frac{n}{2})} \frac{k^{n/2}}{\left(\frac{n}{2} - k\right)! k! (k - 1)! (i - k)! (2k - i)!} (2k)!$$

i	v <sub>i</sub>	i	v <sub>i</sub>	i	v <sub>i</sub>	i	v <sub>i</sub>
1	-0.0166666666666667	4	27554.33333318	7	-3891705.533308	10	5552830.499949
2	16.0166666666666	5	-263280.8333323	8	7053286.333279	11	-2155507.19998
3	-1247.000000002	6	1324138.699994	9	-8005336.499933	12	359251.1999968

# Типовые кривые Грингартена

- Типовые кривые – графическое представление давления как функция от времени для определенных моделей скважины и пласта
- Типовые кривые строятся для безразмерных переменных
- Типовые кривые вычисляются на основе аналитических моделей
- Типовые кривые строятся в **билогарифмических координатах**

$$P_D = P_D(t_D, C_D, s) = P_D(t_d/C_D, C_D \exp(2s))$$

$$P_D = \frac{kh}{18,41qB\mu} \Delta P(t, C_s, s)$$

$$t_D = \frac{0,00036kt}{\phi\mu C_t r^2}$$

$$C_D = \frac{C_s}{2\pi\phi h C_t r^2}$$

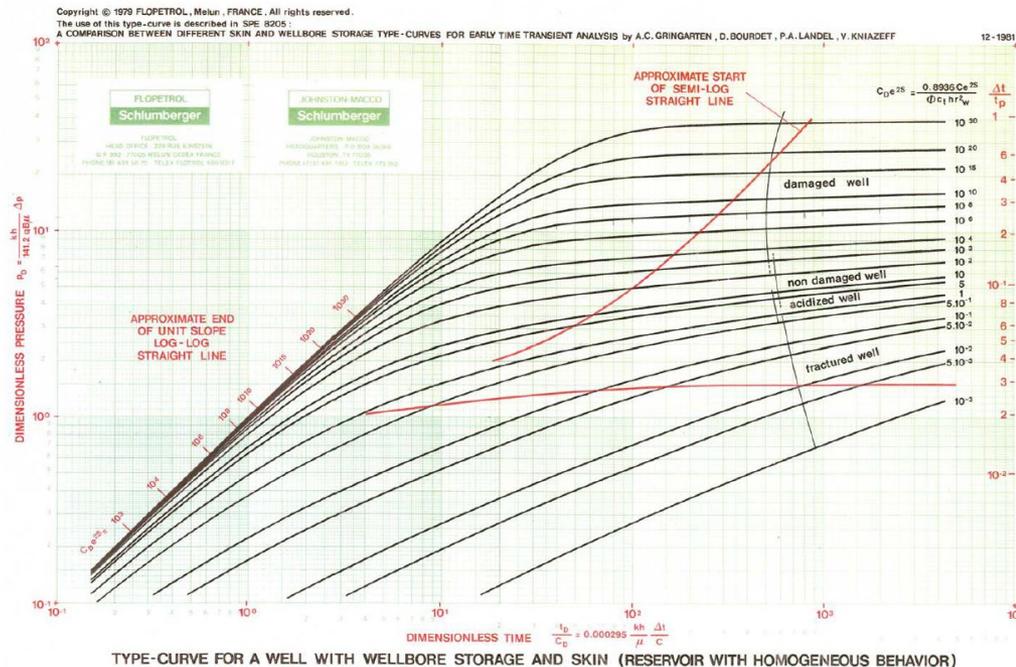
$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{0,00226kh}{\mu C_s} t$$

$$\log P_D = \log \Delta P + \log \frac{kh}{18,41qB\mu}$$

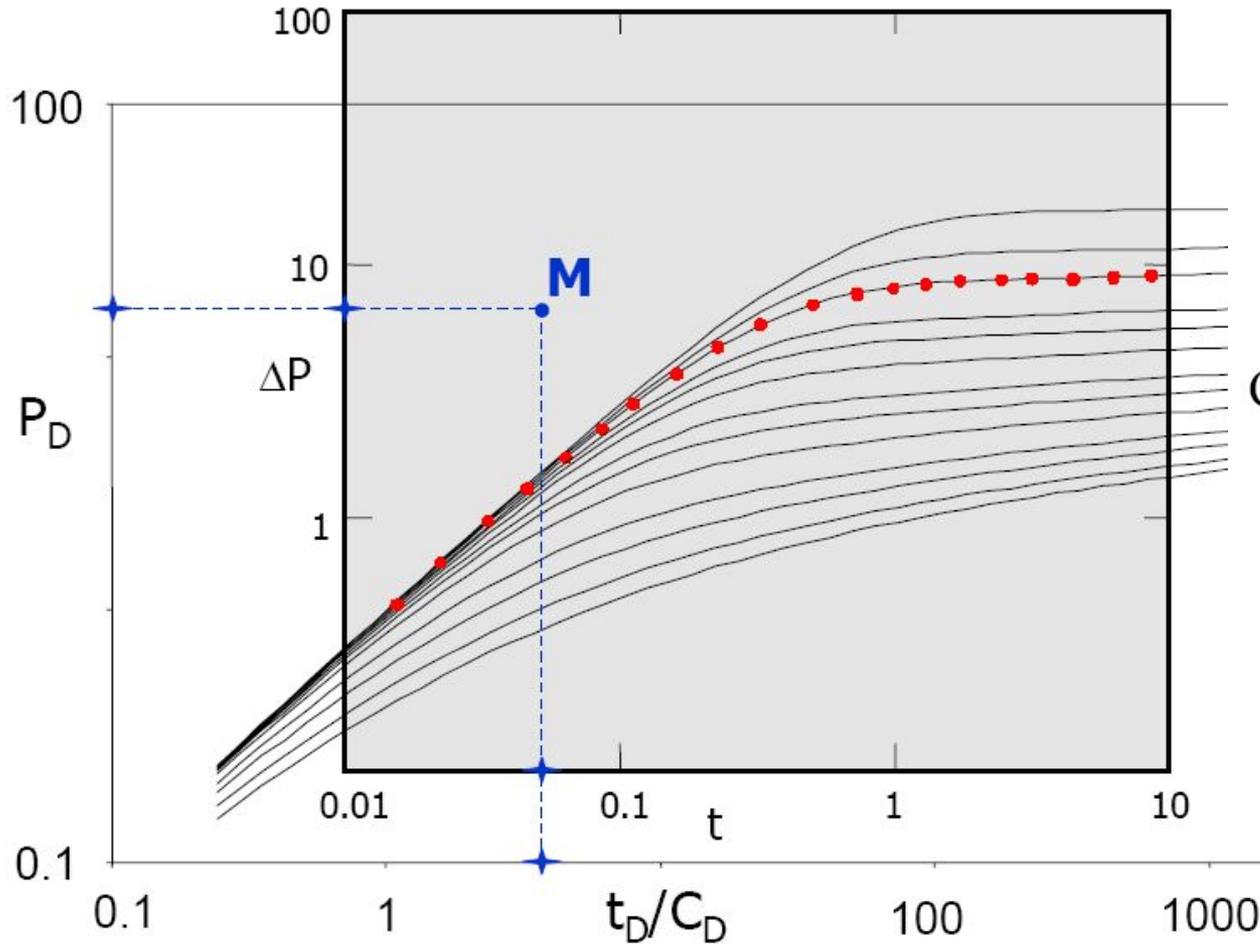
$$\log \frac{t_D}{C_D} = \log t + \log \frac{0,00226kh}{\mu C_s}$$

$$\log P_D = \log \Delta P \quad \text{если} \quad \frac{kh}{18,41qB\mu_D} = 1$$

$$\log \frac{t_D}{C_D} = \log t \quad \text{если} \quad \frac{0,00226kh}{\mu C_s} = 1$$



# Практика применения типовых кривых для КПД



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

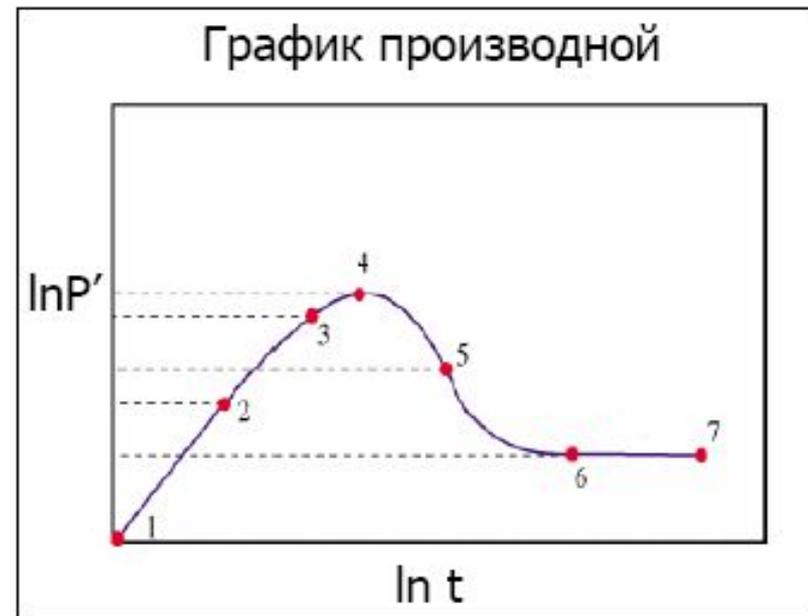
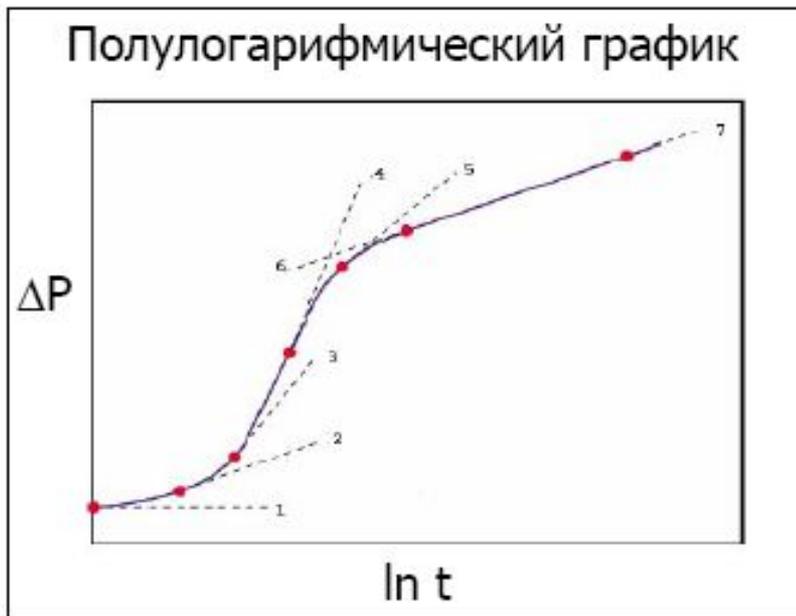
$$C_s = \frac{0.00226 kh}{\mu} \frac{[\Delta t]_M}{[t_D/C_D]_M}$$

$$S = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{[C_D \exp(2S)]}{C_D} \right)$$

$$C_D = \frac{C_s}{2\pi\phi h C_t r^2}$$

# Логарифмическая производная давления

В 1983 г. Bourdet предложил использовать производную давления по логарифму времени, которая равна обычной (псевдостационарной) производной, помноженной на время



$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln t)} \quad \text{— логарифмическая производная давления}$$

# Типовые кривые Грингартена-Бурде

## WELL WITH WELLBORE STORAGE AND SKIN INFINITE ACTING RESERVOIR WITH HOMOGENEOUS BEHAVIOR

The use of this type-curve is described in World Oil - May 1983 : A NEW SET OF TYPE CURVES SIMPLIFIES WELL TEST ANALYSIS by D. BOURDET, T.M. WHITTLE, A.A. DOUGLAS, Y.M. PIRARD.

$$C_D = \frac{0.8938 C}{\phi C_f h r_w^2}$$

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C}$$

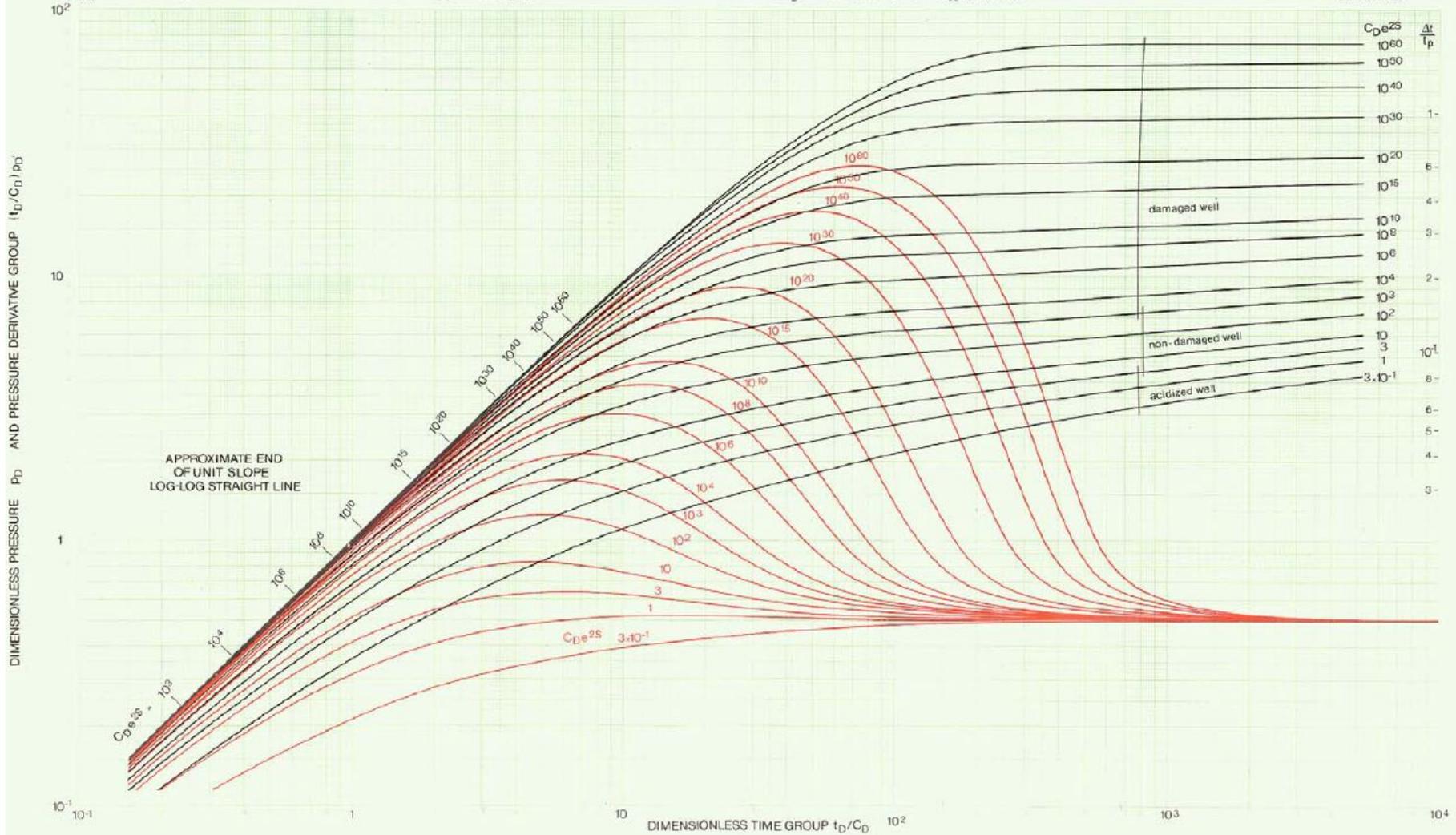
FOR OIL —  $p_D = \frac{kh}{141.2 q B \mu} \Delta p$

—  $\frac{t_D}{C_D} p_D' = \frac{kh}{141.2 q B \mu} \Delta t \cdot \Delta p'$

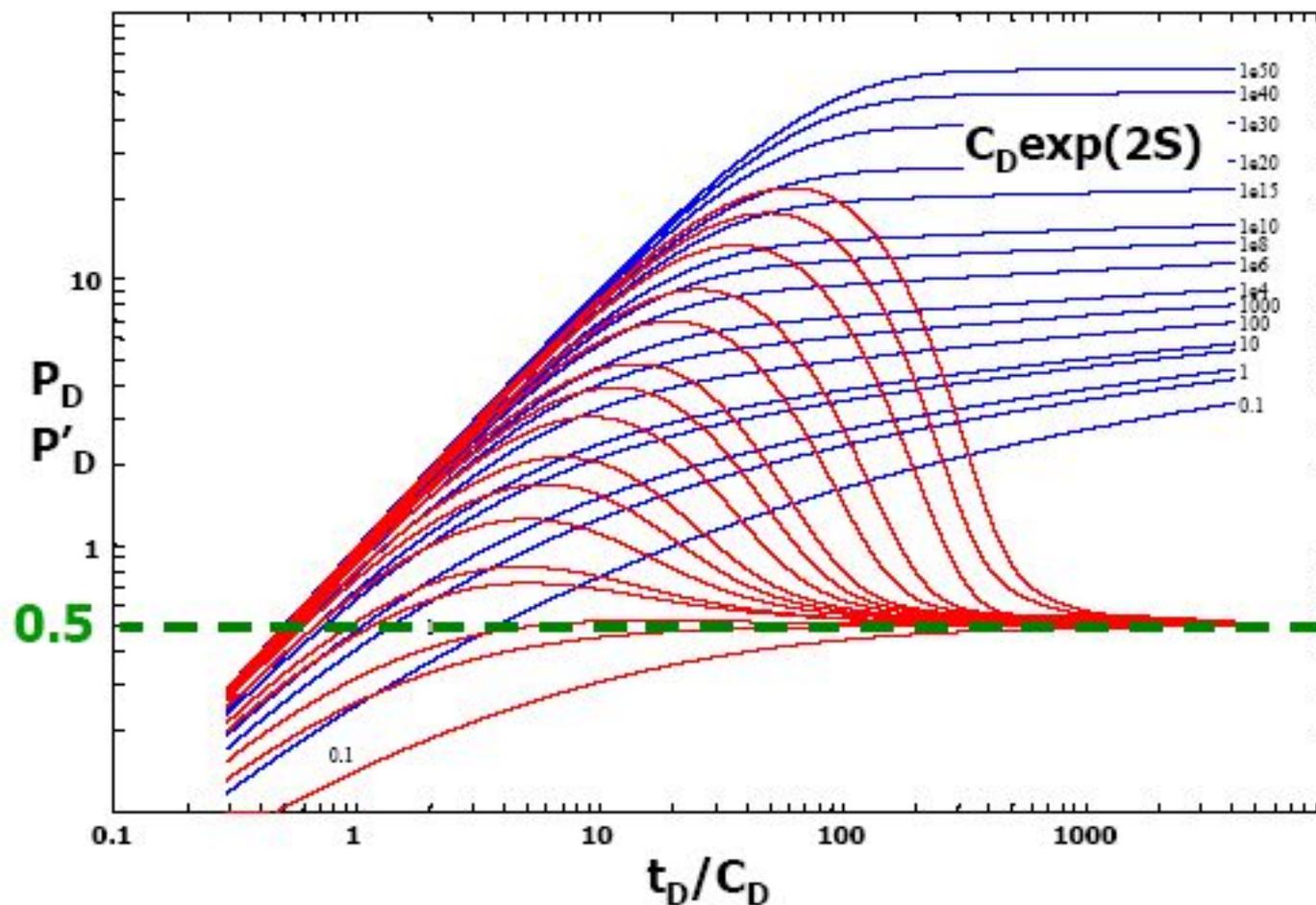
FOR GAS —  $p_D = \frac{kh}{5.030 \cdot 10^4 q} \frac{T_{sc}}{T} \frac{2}{p_{sc}} \int_{p_0}^{p_0 + \Delta p} \frac{p}{\mu(p) Z(p)} dp$

—  $\frac{t_D}{C_D} p_D' = \frac{kh}{5.030 \cdot 10^4 q} \frac{T_{sc}}{T} \frac{2}{p_{sc}} \int_{p_0}^{p_0 + \Delta p} \frac{p}{\mu(p) Z(p)} \Delta t \cdot \Delta p'$

**FLOPETROL JOHNSON**  
**Schlumberger**  
226 rue ENSTRA  
77182 Ussy-sur-Seine - FRANCE  
Rue de la République  
B.P. 517 - 77066 Meulan Cedex  
FRANCE  
300 Main Street  
Sugarland, Texas 77478  
Postal address  
P.O. Box 30359  
Houston, Texas 77036



# Радиальный приток на типовой кривой

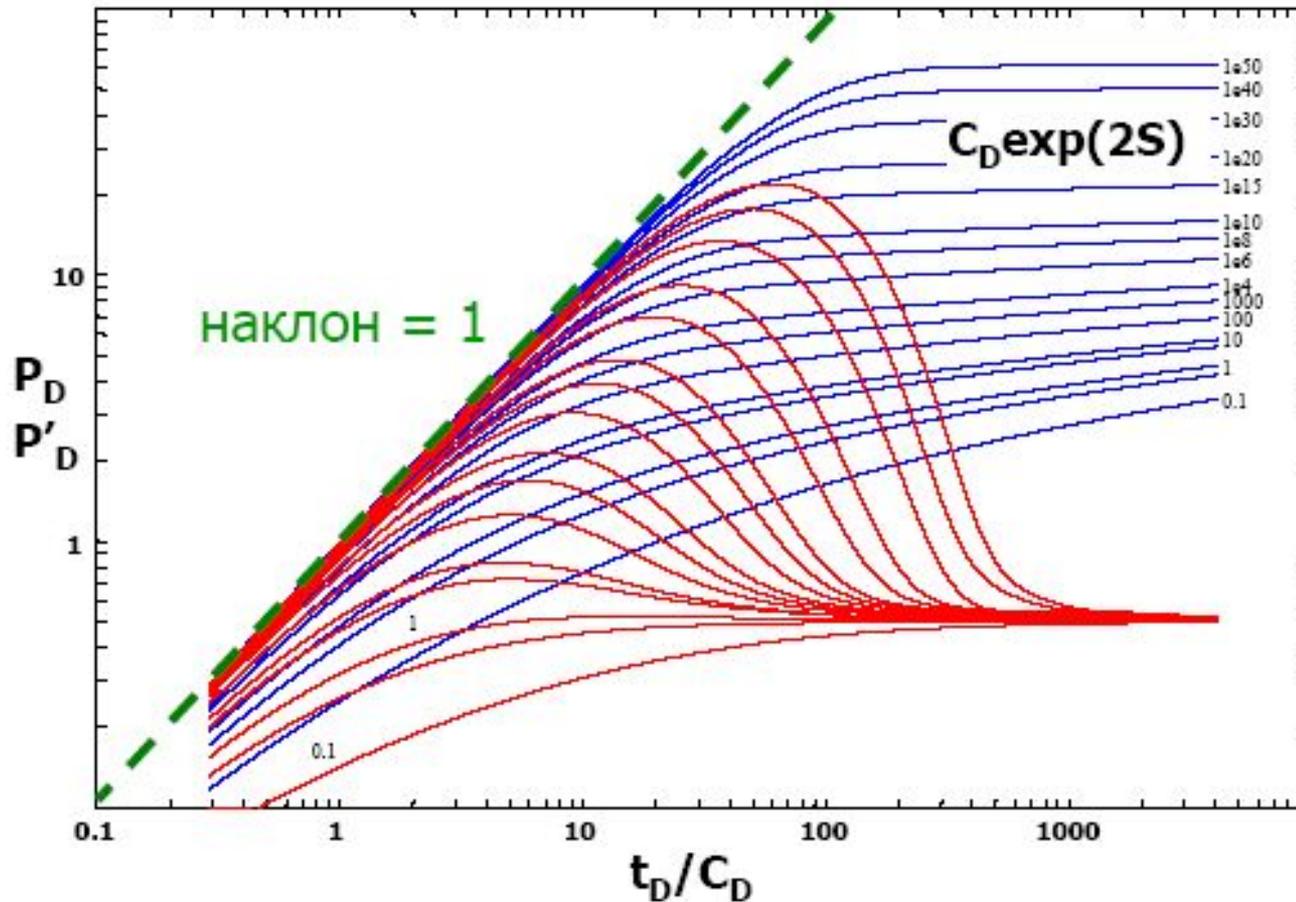


При  $r = r_w$   
(забой)

$$P_D = \frac{1}{2} \left( \ln \frac{t_D}{C_D} + 0.81 + \ln C_D \exp(2S) \right)$$

$$P'_D = \frac{\partial P_D}{\partial \left( \ln \frac{t_D}{C_D} \right)} = 0.5$$

# Влияние послепритока на типовой кривой



Безразмерное давление для исследования по КПД для периода доминирования ВСС выглядит следующим образом:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

$$P'_D = \frac{t_D}{C_D}$$

# Идентификация притока с помощью логарифмической производной давления

