

Глава 5

Производная давления

Содержание

5.1 Определение

5.2 Свойства производной

5.3 Вычисление производной

5.4 Анализ данных с использованием производной

5.5 Анализ с помощью типовых кривых

5.6 Прямой анализ с использованием производной

5.1 Определение

Полулогарифмический график

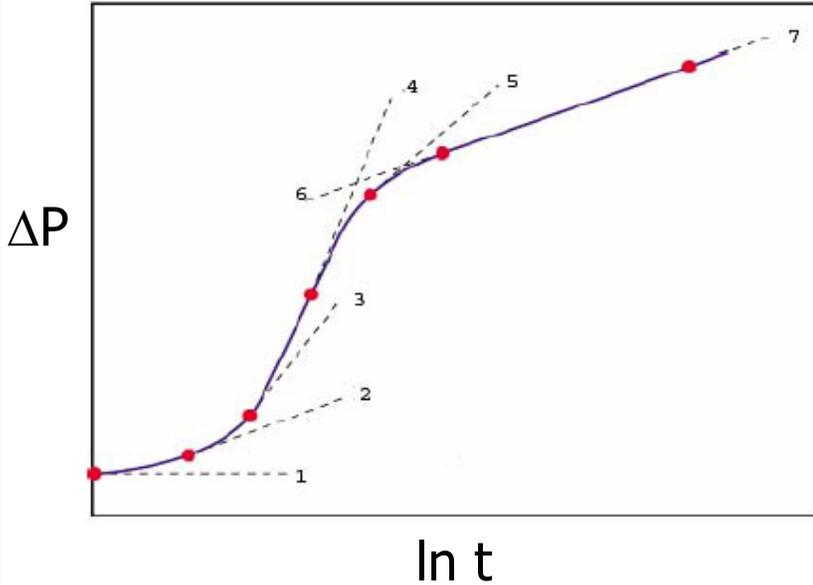
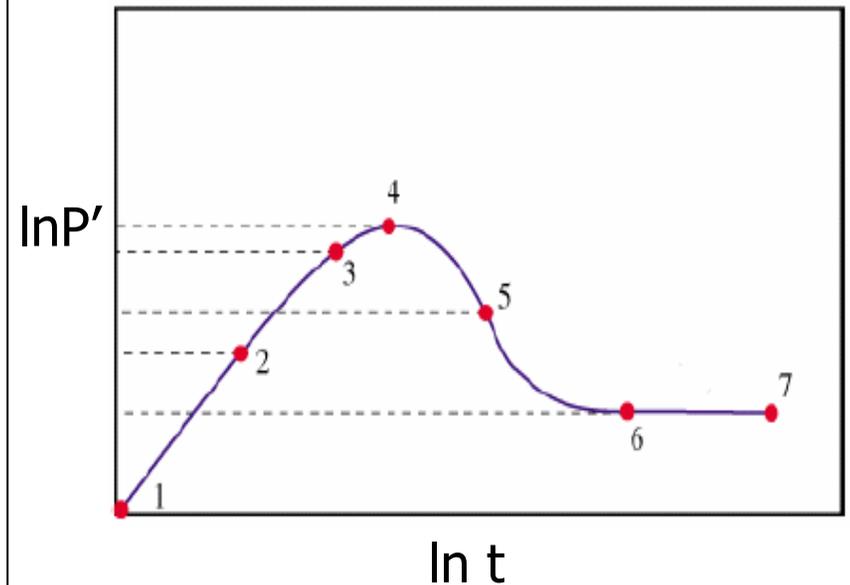


График производной



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

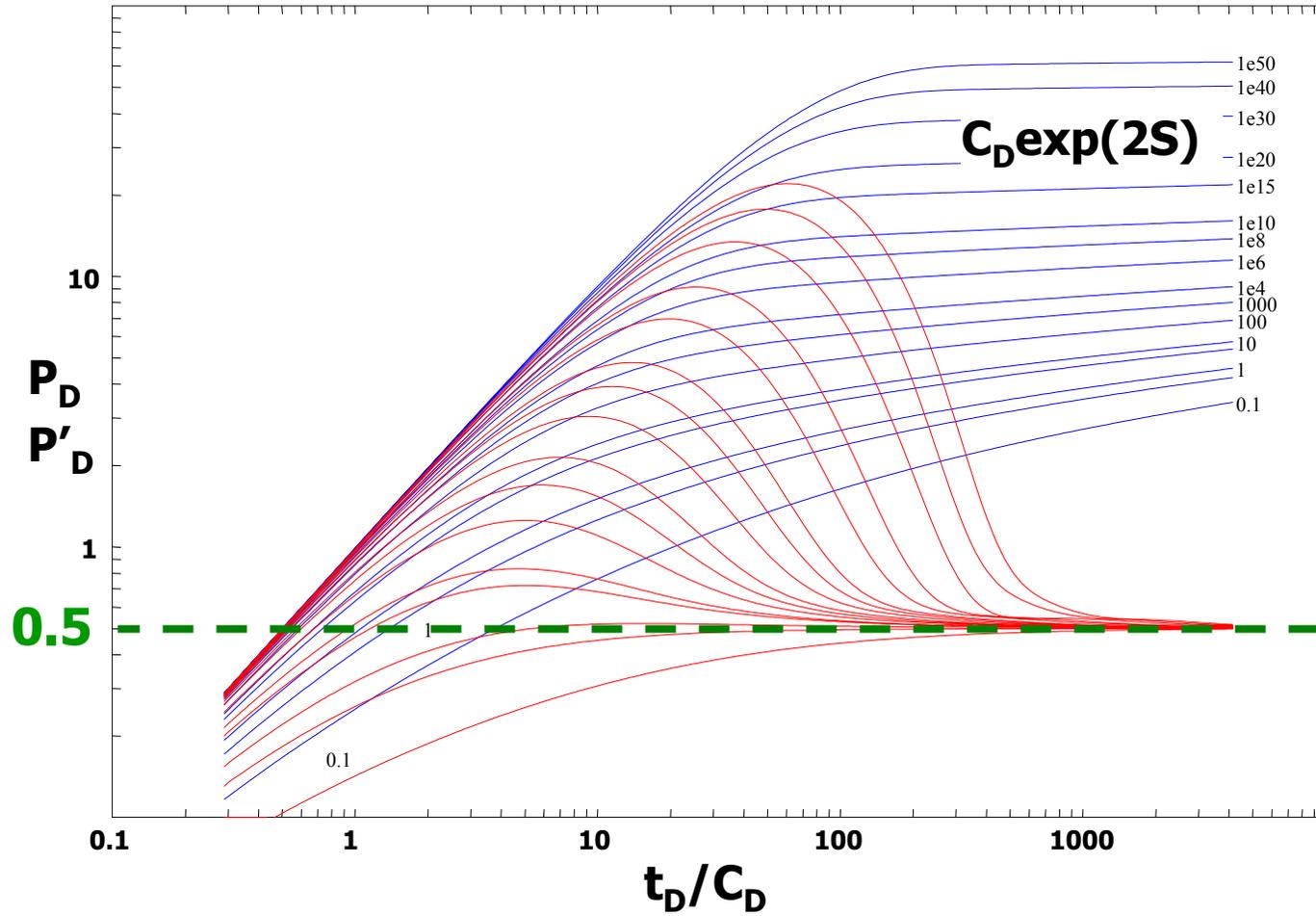
5.1 Определение

- Производная давления – скорость изменения давления со временем
- Использование производной давления вместе с типовыми кривыми на одном графике позволяет устранить недостаток типовых кривых, связанный с логарифмическим представлением данных. Это происходит благодаря тому, что производная – более чувствительный инструмент
- Использование производной стало возможным с изобретением высокоточных манометров в середине 80-х годов
- В нефтяной литературе были предложены различные формы производной. В 1983 году Бурде (Bourdet) предложил использование логарифмической производной давления:

$$P' = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln \Delta t)}$$

- Таким образом, P' – скорость изменения давления по отношению к логарифму времени, а значит равна тангенсу угла наклона кривой $P(t)$ на полулогарифмическом графике (сокр. «наклон»)
- Основная идея производной – вычислить наклон в каждой точке кривой давления на полулогарифмическом графике и нанести точки на график в билогарифмических координатах. Т.о. производная представляется на билогарифмическом графике вместе с кривой давления

5.2 Свойства производной



5.2 Свойства производной

- Безразмерное давление для исследования по КПД для **радиального притока** выглядит следующим образом:

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

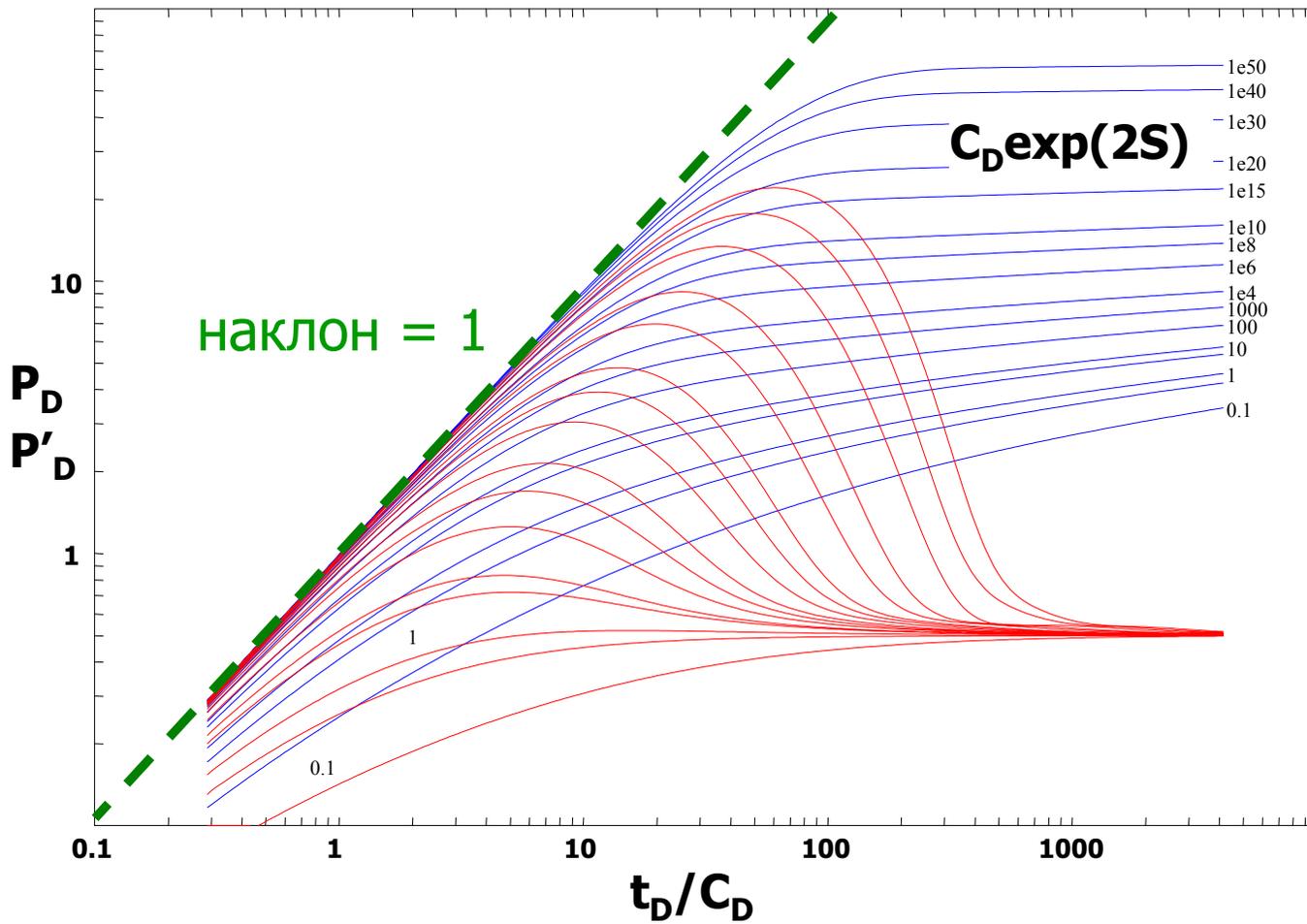
$$P_D = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{t_D}{C_D} + 0.81 + \ln C_D \exp(2S) \right)$$

- Тогда логарифмическая производная давления для радиального притока равна:

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

- Значит участки кривых производных, относящиеся к радиальному притоку, представляют собой горизонтальные прямые линии с ординатой равной 0,5

5.2 Свойства производной



5.2 Свойства производной

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

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

- Из свойства производной:

$$P' = \frac{\partial P}{\partial (\ln t)} = \frac{\partial P}{\partial t} \cdot t$$

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

- В период доминирования ВСС на билогарифмическом графике кривая давления и кривая производной совпадают и представляют собой прямую линию единичного наклона

5.2 Свойства производной

Для радиального, полурадимального и т.д. режимов течения:

$$P_D = a \ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + b$$

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

5.2 Свойства производной

- Вообще говоря, любой режим течения описывается либо логарифмической зависимостью давления от времени, либо степенной зависимостью:
- В случае логарифмической зависимости (радиальный, полурadiaльный и т.д. режимы течения):

$$P_D = a \ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + b$$

- Значит логарифмическая производная равна:

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

- Таким образом, график производной в данном случае имеет вид горизонтальной прямой

5.2 Свойства производной

Для периода ВСС, линейного, билинейного, сферического, псевдоустановившегося режимов течения:

$$P_D = a \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n + b$$

$$P_D' = a n \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^{n-1}$$

$$\log P_D' = n \log \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + \log(a n)$$

5.2 Свойства производной

- В случае степенной зависимости (ВСС, линейный, билинейный, сферический, псевдоустановившийся режимы течения):

$$P_D = a \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n + b$$

- Значит логарифмическая производная равна:

$$P_D' = \frac{\partial P}{\partial \left(\frac{t_D}{C_D} \right)} \cdot \frac{t_D}{C_D} = a n \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^{n-1} \cdot \frac{t_D}{C_D} = a n \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n$$

и

$$\log P_D' = n \log \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + \log (a n)$$

- Таким образом, график производной в билогарифмических координатах имеет вид прямой линии наклона n

5.2 Свойства производной

Производная – отличный диагностический инструмент!



5.2 Свойства производной

- Итак, так как любой режим течения описывается либо логарифмической зависимостью давления от времени, либо степенной зависимостью, на графике производной каждый режим течения имеет свой характеристический признак (прямую линию определенного угла наклона)
- Все режимы течения можно «опознать» на одном графике
- По этой причине билигарифмический график кривых давления и производной давления называется **диагностическим графиком**

5.3 Вычисление производной

$$P'(t_i) = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln t)}(t_i)$$

Левая конечная разность

$$P'(t_i) \approx \frac{P_i - P_{i-1}}{\ln t_i - \ln t_{i-1}}$$

Правая конечная разность

$$P'(t_i) \approx \frac{P_{i+1} - P_i}{\ln t_{i+1} - \ln t_i}$$

Центральная конечная разность

$$P'(t_i) \approx \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{\ln t_{i+1} - \ln t_{i-1}}$$

5.3 Вычисление производной

- Производная в ГДИС – логарифмическая производная давления:

$$P'(t_i) = \frac{\partial \Delta P}{\partial (\ln t)}(t_i)$$

- Датчик давления записывает дискретные значения давления P_i в определенные моменты времени t_i
- Производная давления может быть получена с помощью численного дифференцирования и понятия «конечной разности»
- Различают три вида конечных разностей:

– Левая конечная разность

$$P'(t_i) \approx \frac{P_i - P_{i-1}}{\ln t_i - \ln t_{i-1}}$$

– Правая конечная разность

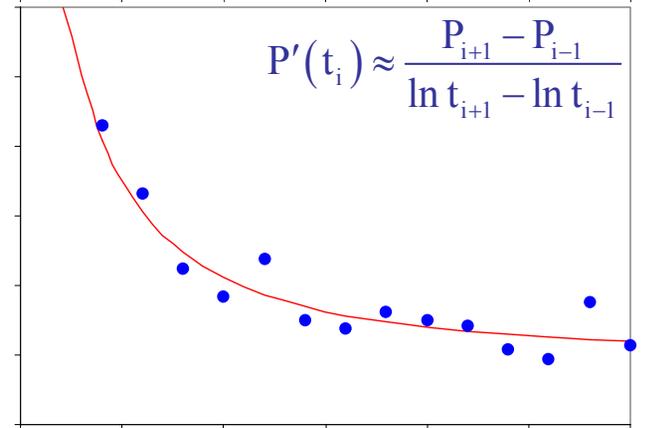
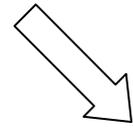
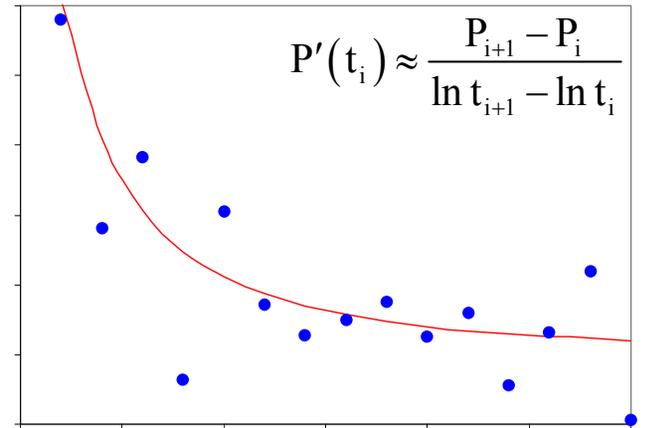
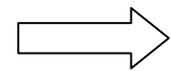
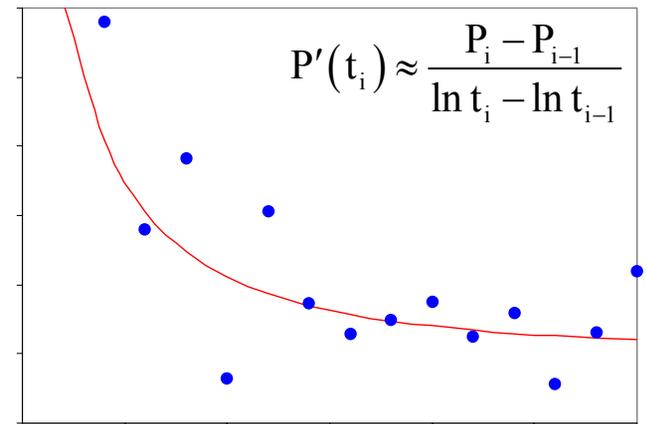
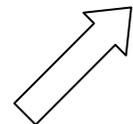
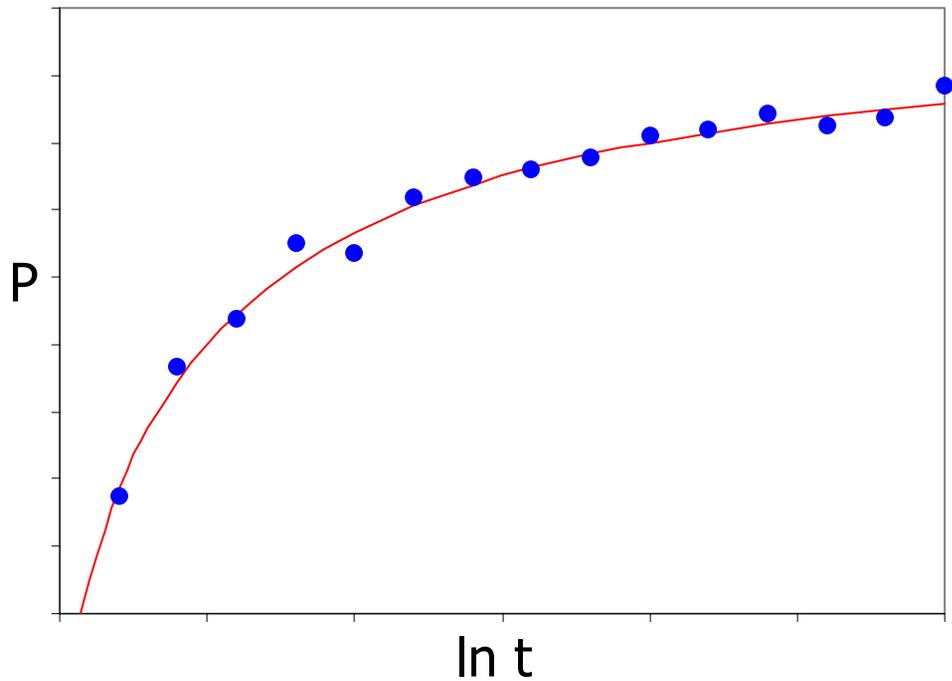
$$P'(t_i) \approx \frac{P_{i+1} - P_i}{\ln t_{i+1} - \ln t_i}$$

– Центральная конечная разность

$$P'(t_i) \approx \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{\ln t_{i+1} - \ln t_{i-1}}$$

- Центральная конечная разность имеет порядок точности выше порядка точности левой и правой конечных разностей

5.3 Вычисление производной



5.3 Вычисление производной

- Чтобы посчитать значение логарифмической производной, необходимо составить таблицу со значениями $\ln t_i$ и P_i и по формуле конечной разности подсчитать значение производной в каждой точке t_i :

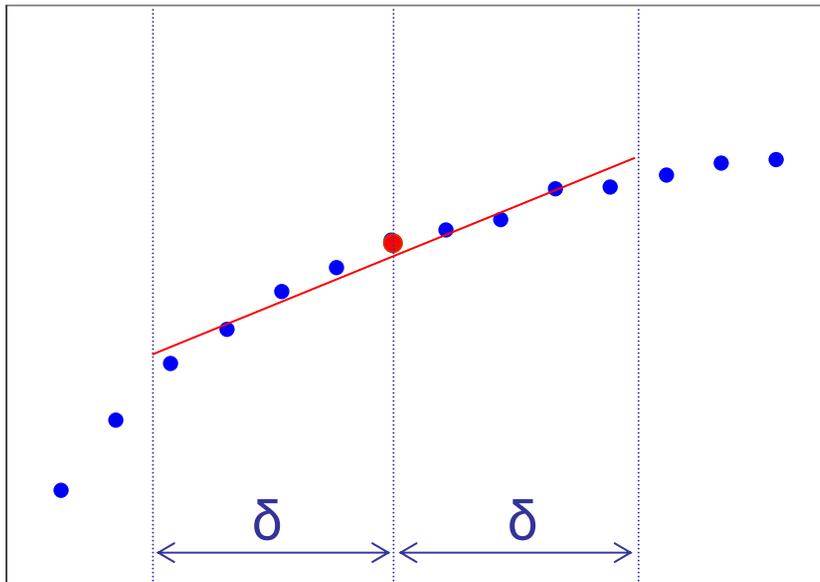
$\ln t_i$	P_i	левая разность	правая разность	центрально ная разность
0.14	272.75		48.00	
0.18	274.67	48.00	18.00	33.00
0.22	275.39	18.00	28.25	23.12
0.26	276.52	28.25	-3.75	12.25
0.30	276.37	-3.75	20.50	8.38
0.34	277.19	20.50	7.25	13.88
0.38	277.48	7.25	2.75	5.00
0.42	277.59	2.75	5.00	3.88
0.46	277.79	5.00	7.50	6.25
0.50	278.09	7.50	2.50	5.00
0.54	278.19	2.50	6.00	4.25
0.58	278.43	6.00	-4.25	0.87
0.62	278.26	-4.25	3.00	-0.63
0.66	278.38	3.00	12.00	7.50
0.70	278.86	12.00	-9.25	1.38
0.74	278.49	-9.25		

Процесс дифференцирования данных усиливает шум, присущий данным

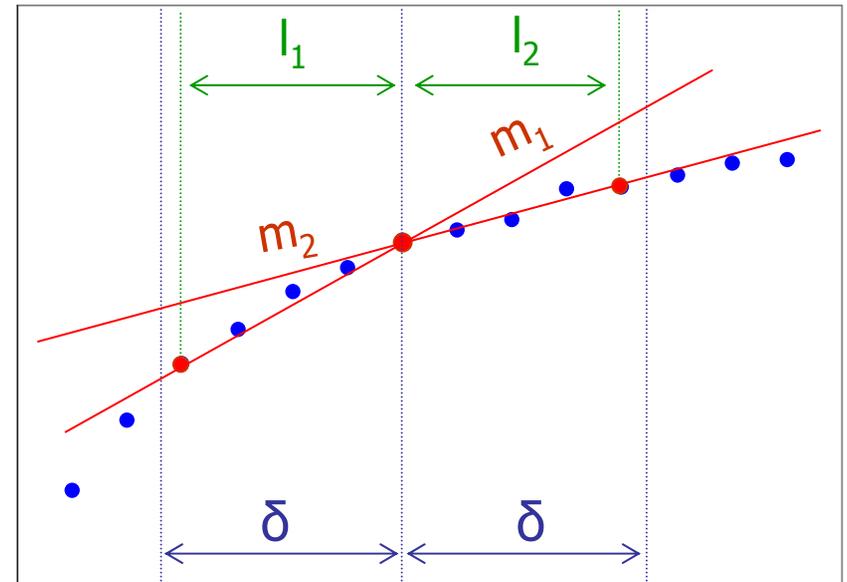
Непосредственное дифференцирование может дать очень зашумленную производную, поэтому необходимо сглаживать данные

5.3 Вычисление производной

Многоточечная регрессия



Скользящее окошко



$$m_i = \frac{m_1 l_2 + m_2 l_1}{l_1 + l_2}$$

5.3 Вычисление производной

- Существует множество алгоритмов сглаживания данных
- В основе этих алгоритмов лежит понятие интервала дифференцирования δ
- Для того, чтобы найти значение производной в точке t_i , рассматривают интервал $[\ln t_i - \delta; \ln t_i + \delta]$
- К наиболее распространенным алгоритмам сглаживания данных относятся:

- Многоточечная регрессия

Через точки, попавшие в интервал $[\ln t_i - \delta; \ln t_i + \delta]$, проводится регрессионная прямая. Наклон этой прямой есть значение производной в точке t_i

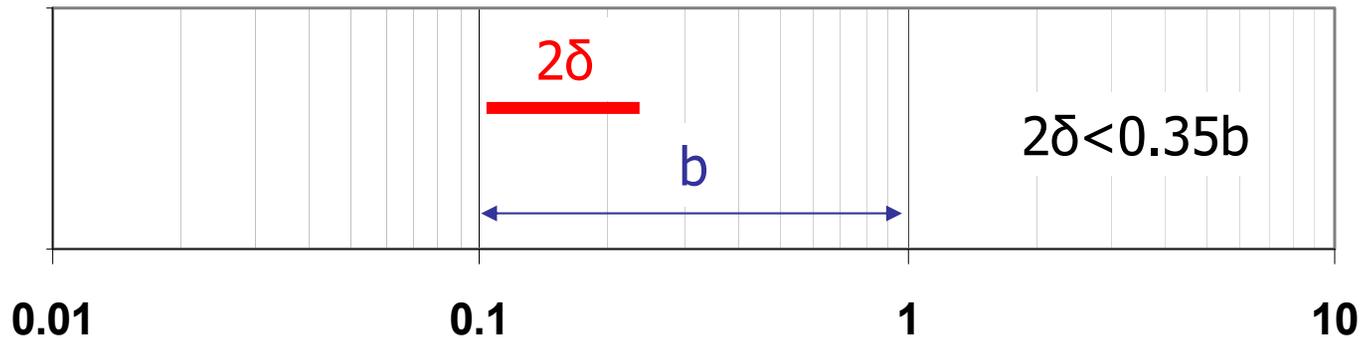
- Скользящее окошко

Через точки $(\ln t_i - \delta)$ и $(\ln t_i)$ проводят прямую линию, определяют ее наклон m_1 . Через точки $(\ln t_i)$ и $(\ln t_i + \delta)$ проводят прямую линию, определяют ее наклон m_2 . Производная в точке t_i есть среднее арифметическое наклонов m_1 и m_2 . В общем случае, если точки расположены неравномерно по времени, прямые строятся через точку t_i и самые дальние от нее точки, попадающие в интервал $[\ln t_i - \delta; \ln t_i + \delta]$. В данном случае производная равна средневзвешенному наклонов m_1 и m_2 (обозначения см. на рисунке):

$$m_i = \frac{m_1 l_2 + m_2 l_1}{l_1 + l_2}$$

5.3 Вычисление производной

$2\delta < 0.35$ длины логарифмического цикла

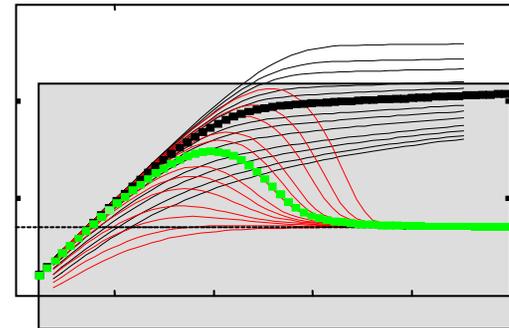


5.3 Вычисление производной

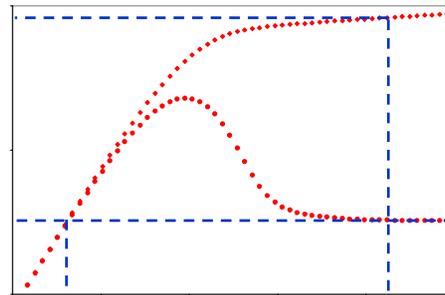
- При сглаживании данных необходимо всегда помнить, что «чрезмерное» сглаживание может привести к потере информации
- Существует эмпирическое правило выбора длины интервала дифференцирования δ : 2δ должно быть не больше 0.35 длины логарифмического цикла
- Это правило основано на наблюдении того факта, что все переходные режимы течения делятся не меньше, чем $2/3$ длины логарифмического цикла
- Использование максимального значения интервала сглаживания допустимо лишь в случае чрезвычайно зашумленных данных

5.4 Анализ данных с использованием производной

Метод с использованием типовых кривых



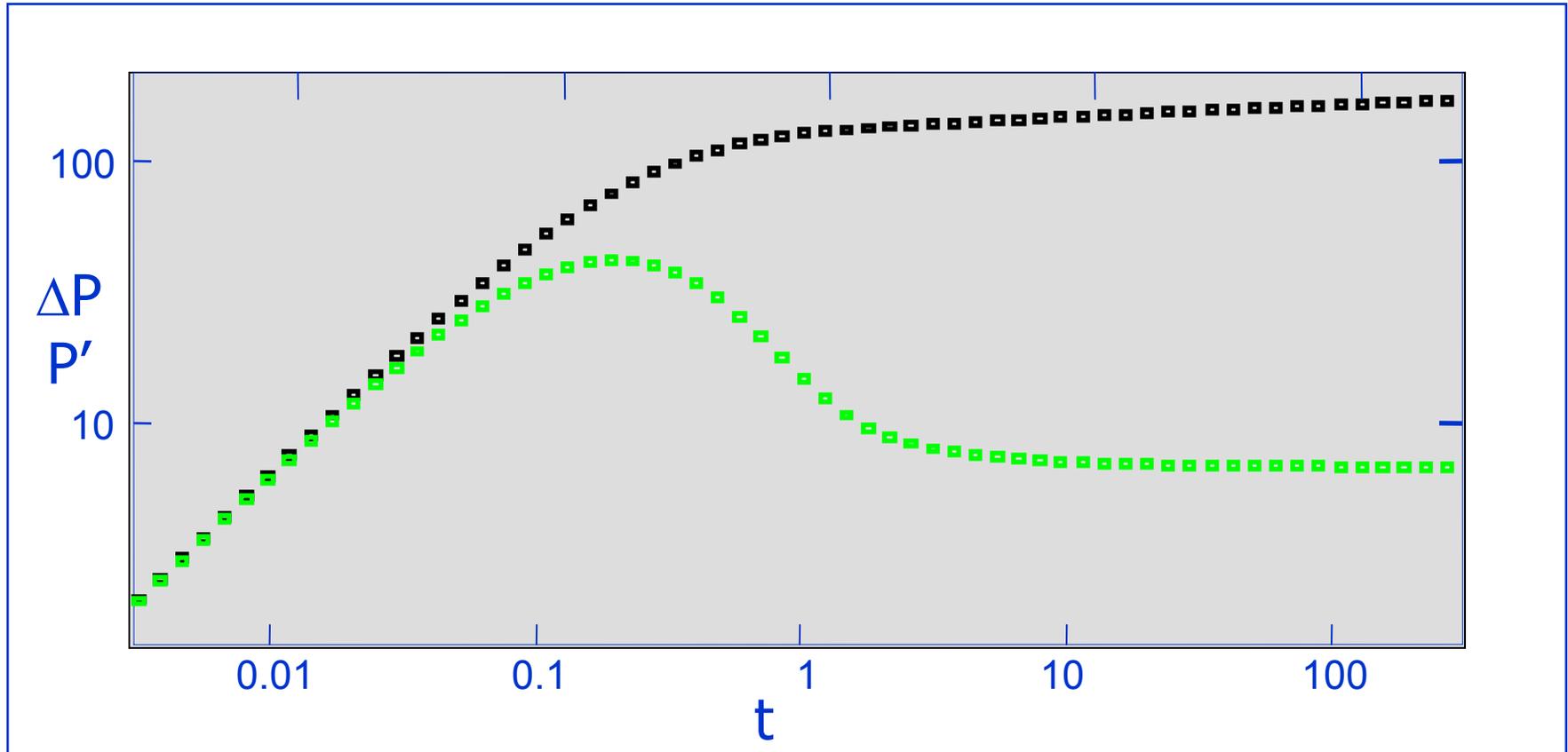
Прямой метод



5.4 Анализ данных с использованием производной

- Производная давления по логарифму времени позволяет анализировать данные двумя методами:
 - С использованием типовых кривых
 - Прямым методом, используя свойства производной

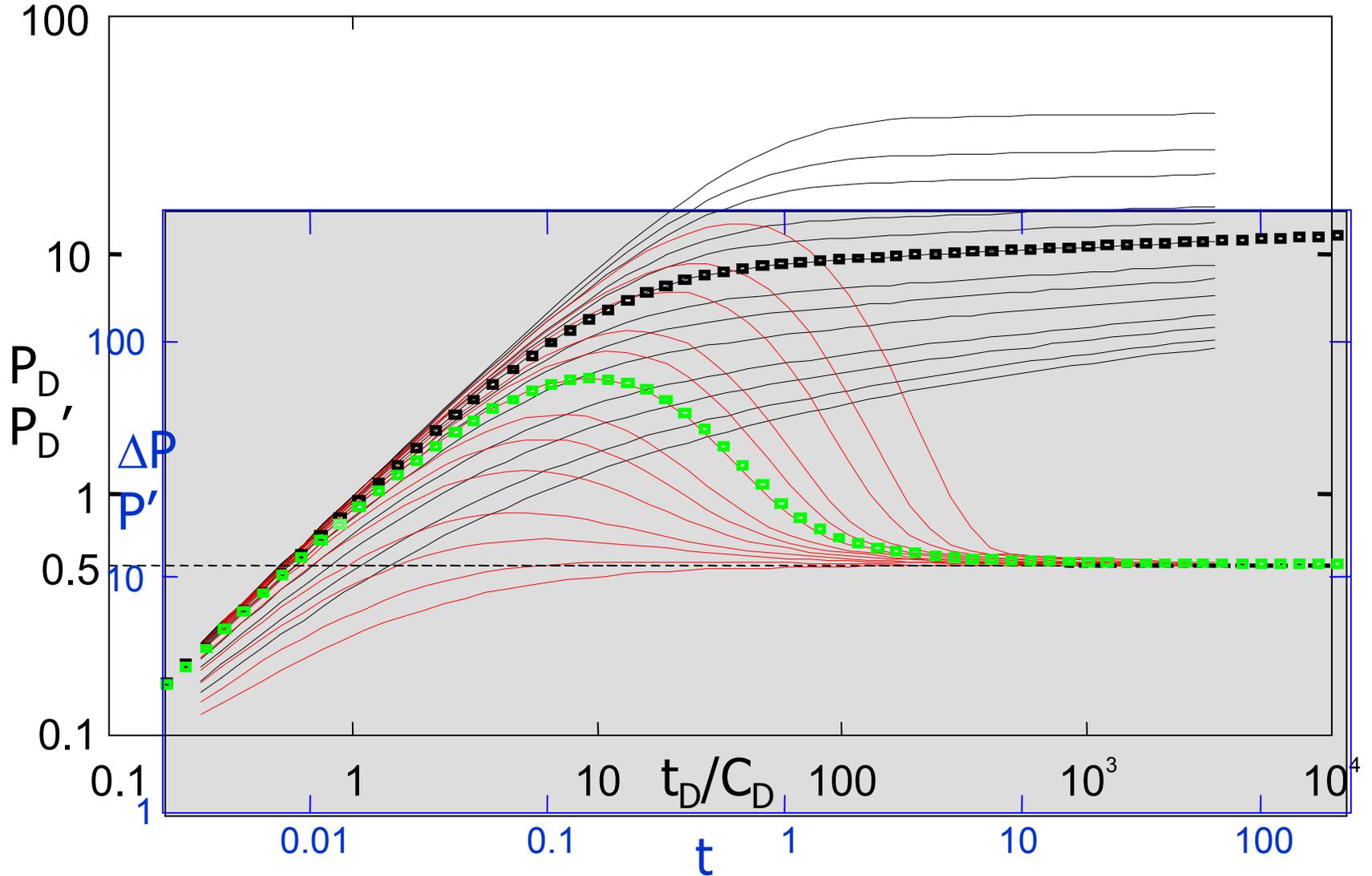
5.5 Анализ с помощью типовых кривых



5.5 Анализ с помощью типовых кривых

- Метод анализа с помощью типовых кривых с использованием логарифмической производной давления подобен процедуре, описанной в главе 4:
 - Нанести данные по давлению и производную на график в билогарифмическом масштабе. Обязательно масштаб осей должен совпадать с масштабом осей типовых кривых!

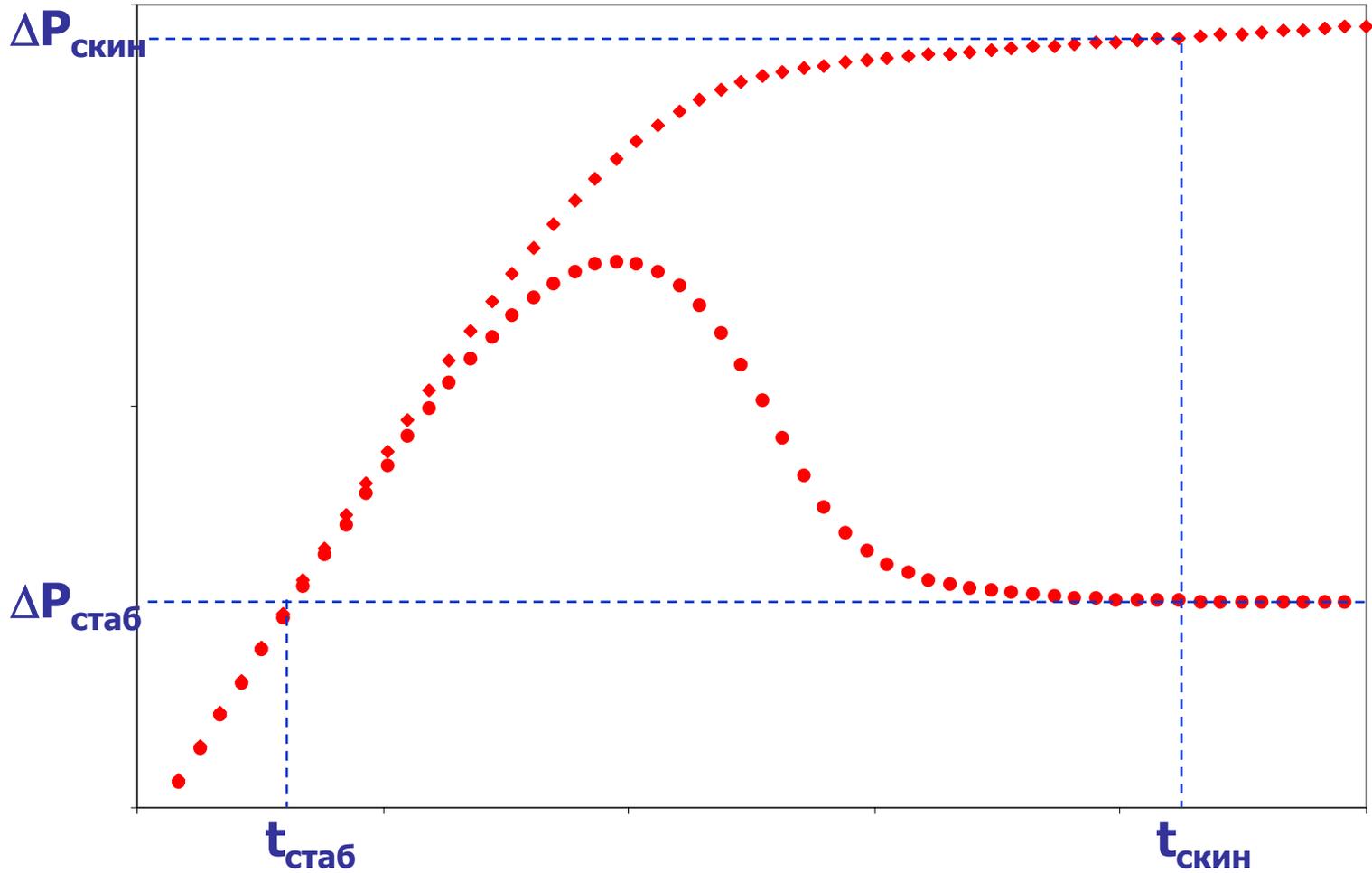
5.5 Анализ с помощью типовых кривых



5.5 Анализ с помощью типовых кривых

- Совместить данные с наиболее подходящей типовой кривой
 - Основное преимущество использования типовых кривых с производной – существенная помощь в выборе типовой кривой. Процесс совмещения реальных данных с определенной типовой кривой осуществляется в два этапа:
 - ~ Совмещение по оси давления: точки производной, лежащие на горизонтальной линии совмещаются с горизонтальным участком типовых кривых
 - ~ Совмещение по оси времени: точки производной, лежащие на линии наклона 1, соответствующей ВСС, совмещаются с линией наклона 1 типовой кривой
- Выбор определенной пары кривых соответствует фиксированному значению параметра $C_D \exp(2S)$
- Выбрать любую точку M на графике (необязательно на кривой) и снять ее координаты с обоих графиков: $([t]_M, [\Delta P]_M)$ и $([t_D / C_D]_M, [P_D]_M)$
- Формулы для анализа аналогичны формулам, описанным в главе 4

5.6 Прямой анализ с использованием производной



5.6 Прямой анализ с использованием производной

- Анализировать данные можно без типовых кривых, используя свойства производной:
 - С момента достижения радиального притока производная давления стабилизируется, а безразмерное значение давления равно 0,5. Отсюда

$$0.5 = \frac{kh}{18.41qB\mu} \Delta P_{\text{стаб}}$$

- Во время периода ВСС давление линейно зависит от времени:

$$\Delta P_{\text{стаб}} = \frac{qB}{24C_s} t_{\text{стаб}}$$

- Значение скин-фактора можно найти из соотношения:

$$\Delta P_{\text{скин}} = \frac{9.205qB\mu}{kh} \left(\ln \frac{0.00036kt_{\text{скин}}}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.81 + 2S \right)$$

при условии, что в момент $t_{\text{скин}}$ скважина вышла на радиальный приток

5.6 Прямой анализ с использованием производной

$$kh = 18.41 qB\mu \cdot \frac{0.5}{\Delta P_{\text{стаб}}}$$

$$C_s = \frac{qB}{24} \cdot \frac{t_{\text{стаб}}}{\Delta P_{\text{стаб}}}$$

$$S = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta P_{\text{скин}}}{\Delta P_{\text{стаб}}} - \ln \frac{0.00036kt_{\text{скин}}}{\phi\mu c_t r_w^2} - 0.81 \right)$$

5.6 Прямой анализ с использованием производной

- Используя эти соотношения, получаем оценки параметров по формулам:

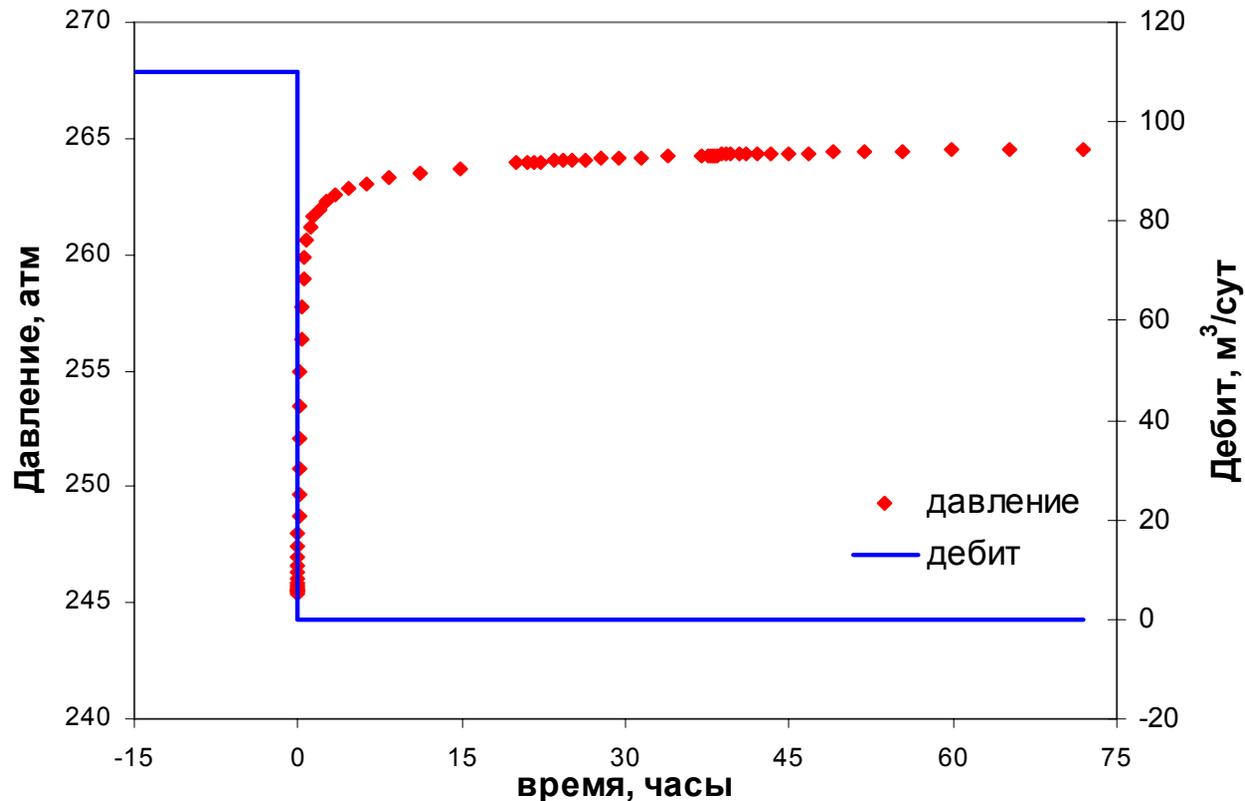
$$kh = 18.41 qB\mu \cdot \frac{0.5}{\Delta P_{\text{стаб}}}$$

$$C_s = \frac{qB}{24} \cdot \frac{t_{\text{стаб}}}{\Delta P_{\text{стаб}}}$$

$$S = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta P_{\text{скин}}}{\Delta P_{\text{стаб}}} - \ln \frac{0.00036kt_{\text{скин}}}{\phi\mu c_t r_w^2} - 0.81 \right)$$

Упражнение 1

Было проведено исследование (все то же) по КВД. Данные давления представлены на рисунке



Задание: Проанализируйте данные методами типовых кривых и прямым методом с использованием производной давления. Определите коэффициент ВСС, проницаемость и скин-фактор

Упражнение 1

Исходные данные

Пористость	φ	0.2	
Продуктивная толщина	h	80	м
Радиус скважины	r_w	0.08	м
Объемный коэффициент нефти	B	1	$\text{м}^3/\text{м}^3$
Вязкость нефти	μ	1	сПз
Общая сжимаемость	c_t	2.20E-04	1/атм
Время работы скважины	t_p	48	час
Дебит	q	110	$\text{м}^3/\text{сут}$
$p(\Delta t = 0)$		245.4	атм

Контрольные вопросы к главе 5

1. Какая производная используется в ГДИС для диагностики модели
 - первая,
 - вторая,
 - логарифмическая?
2. Как выглядит производная давления для радиального режима течения на графике в билогарифмических координатах?
3. Как выглядит производная в период доминирования ВСС на графике в билогарифмических координатах?
4. Почему процесс совмещения реальных данных с типовой кривой упрощается при наличии производной давления?

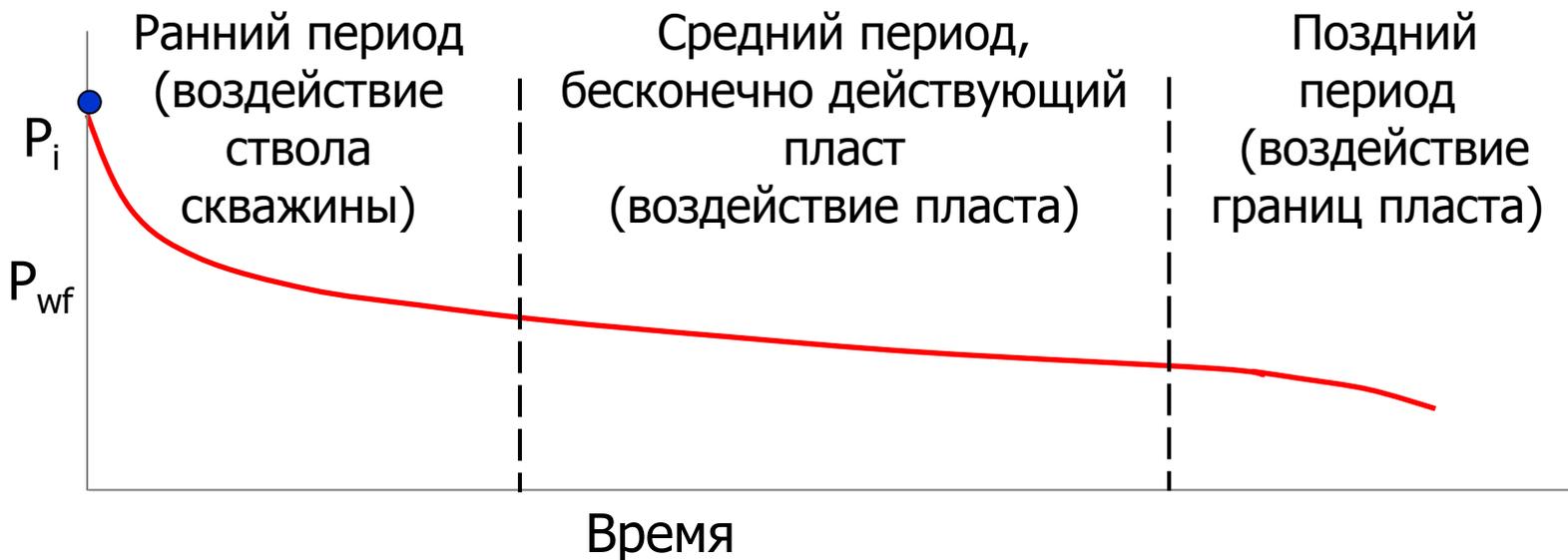
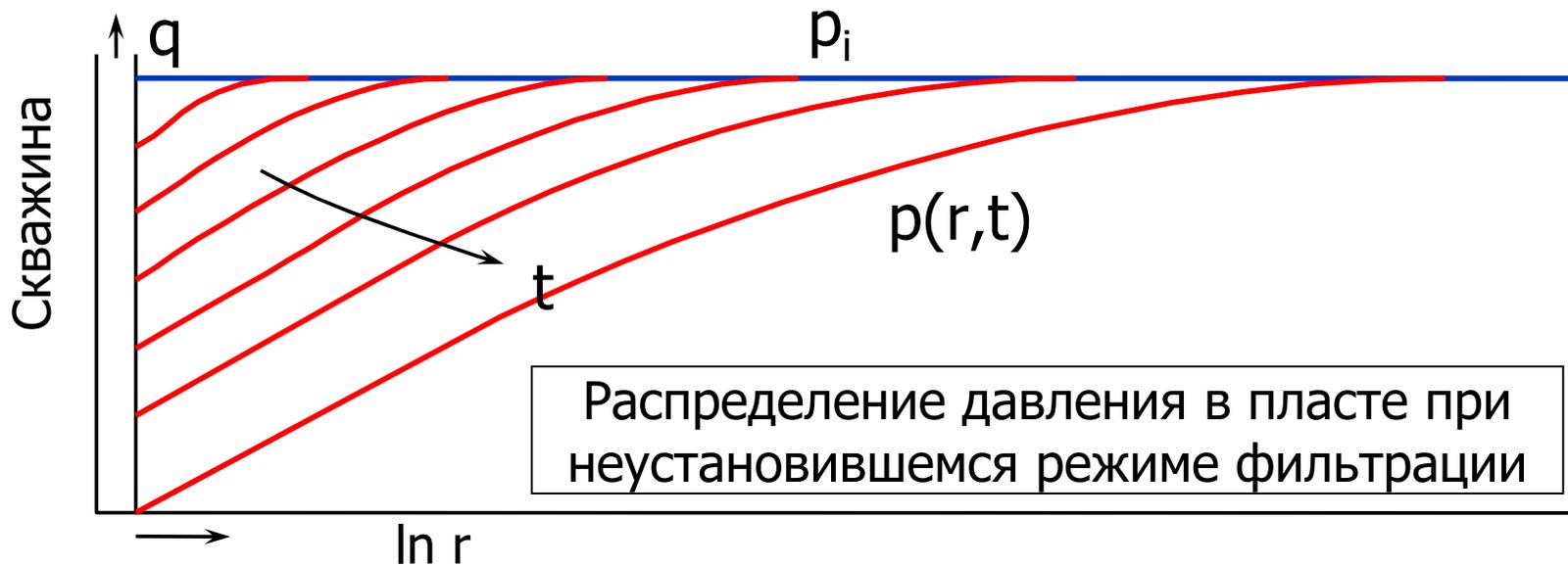
Глава 6

Традиционные методы интерпретации
ГДИС для бесконечно-действующего
пласта

Содержание

- 6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации
 - 6.2 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: Метод Хорнера
 - 6.3 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: МДН Метод
 - 6.4 ГДИС при изменении дебита
- 6.5 Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения

6 Традиционные методы интерпретации ГДИС для бесконечно действующего пласта

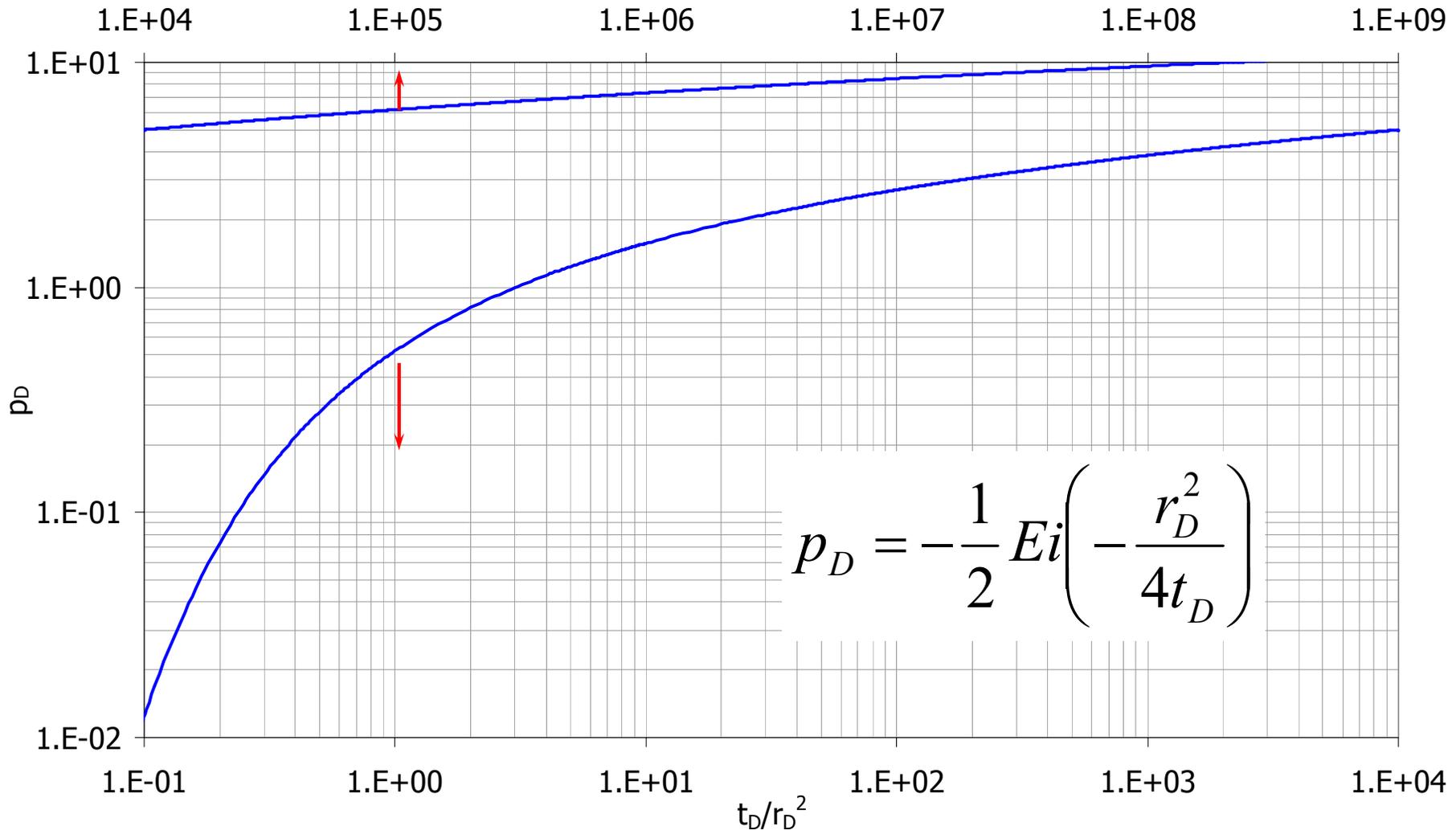


6 Традиционные методы интерпретации ГДИС для бесконечно действующего пласта

- Когда ВСС на перераспределение забойного давления заканчивается, изменение давления в скважине обуславливается распространением отклика давления в пласте. По мере увеличения времени исследования, изменение давления характеризует условия все дальше и дальше от скважины, до тех пор пока не станет очевидным влияние границ пласта. В период времени, когда перераспределение давления в коллекторе еще не подвержено влиянию границ, можно рассматривать пласт как бесконечную систему.
- Средний временной период исследований, между преобладающим на ранней стадии испытаний эффектом ВСС и воздействием границ на более позднем этапе, называется периодом течения жидкости в бесконечном пласте.
- Данные по радиальному течению жидкости в бесконечно-действующем пласте используются для оценки параметров пласта.

6 Традиционные методы интерпретации ГДИС для бесконечно действующего пласта

Скважина в бесконечном пласте ($S=0$)
Решение экспоненциального интеграла



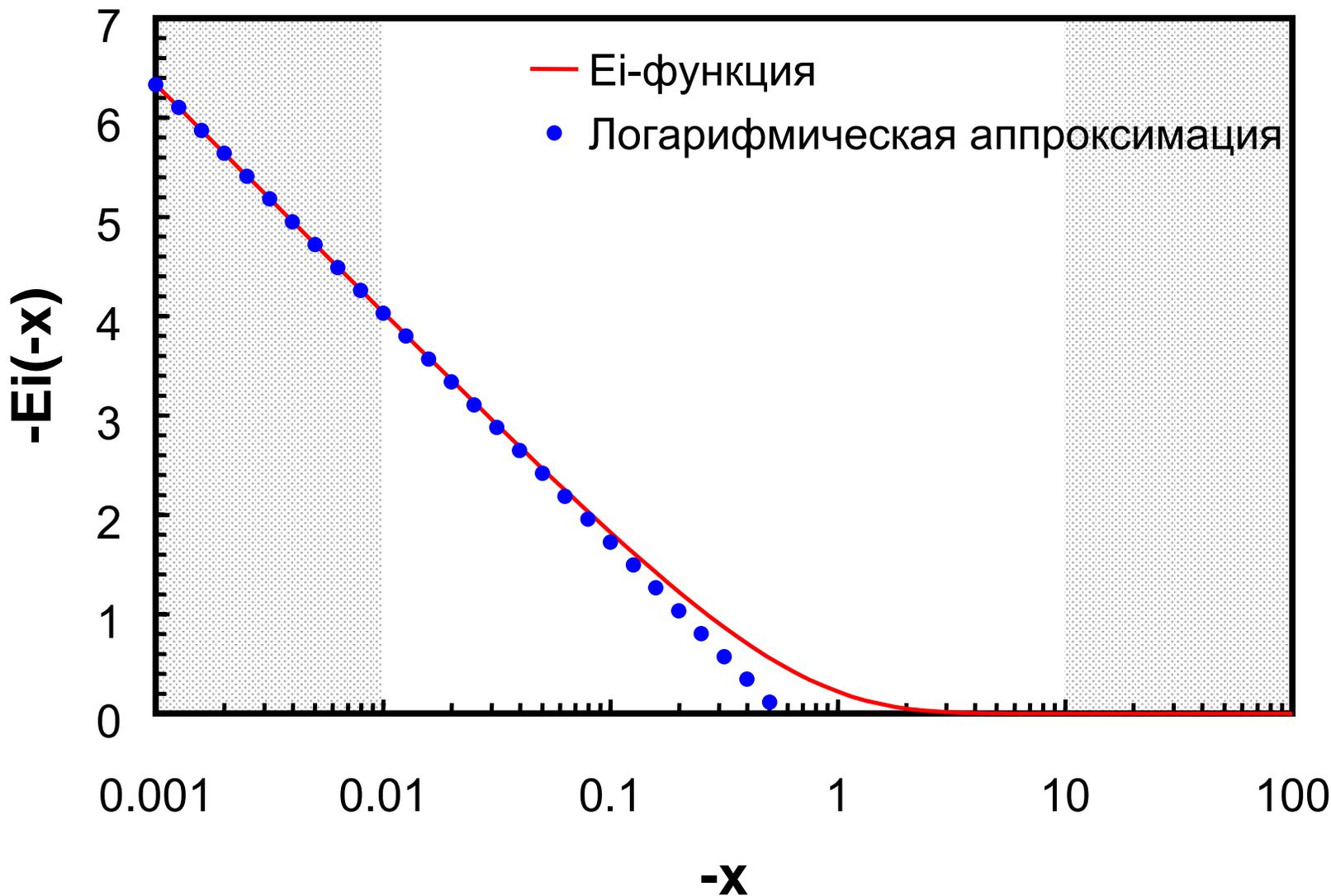
6 Традиционные методы интерпретации ГДИС для бесконечно действующего пласта

- **Следует помнить**: изменение давления в пласте при радиальном режиме течения жидкости в бесконечном пласте к линейному источнику (добывающая скважина, работающая с постоянным дебитом), при условии, что воздействие скин-эффекта и влияние объема ствола скважины уже не существенно, определяется по формуле (в безразмерных переменных):

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

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

График E_i -функции



6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

$$p(r, t) = p_i + 9.205 \frac{qB\mu}{kh} Ei \left(-\frac{\phi\mu c_t r^2}{0.00144 \cdot kt} \right)$$

Аппроксимация Решения Линейного Стока (Ei-функции) для малых значений времени исследования t

$$\text{При} \left\{ \begin{array}{l} x > 10 \\ \frac{\phi\mu c_t r^2}{0.00144 \cdot kt} > 10 \end{array} \right. \Rightarrow \begin{array}{l} -Ei(-x) \cong 0 \\ p \cong p_i \end{array}$$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- В случае, если $x > 10$, то значение экспоненциального интеграла близко к нулю, т.е. $Ei(x) \approx 0$.
- В решении линейного стока аргументом экспоненциально интеграла является выражение:

$$\frac{\phi \mu c_t r^2}{0.00144 \cdot kt}$$

- Таким образом, условие $x > 0$ выполняется только для очень маленьких значений времени t . И, следовательно в любой точке пласта на достаточно раннем этапе проведения исследования реакцией давления можно пренебречь.

$$p \cong p_i$$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

$$p(r, t) = p_i + 9.205 \frac{qB\mu}{kh} Ei \left(-\frac{\phi\mu c_t r^2}{0.00144 \cdot kt} \right)$$

Аппроксимация Решения Линейного Стока (Ei-функции) для больших значений времени исследования t

При $x < 0.01$  $-Ei(-x) \cong -\ln(\gamma x)$

Или при $\frac{\phi\mu c_t r^2}{0.00144 \cdot kt} < 0.01$

$$p(r, t) = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{0.00036 \cdot kt}{\phi\mu c_t r^2} \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- Решение линейного стока определяется функцией $Ei(x)$, которая представлена в виде табличных значений. Исследования показали, что, при $x < 0.01$, экспоненциальный интеграл можно достаточно точно аппроксимировать простой логарифмической функцией:

$$-Ei(-x) = Ei(x) = -\ln(\gamma \cdot x)$$

где $\gamma = 1.781$ – постоянная Эйлера.

- Т.е. общее аналитическое решение представляется в безразмерном виде:

$$p_D = -\frac{1}{2} \ln\left(\gamma \frac{r_D^2}{4t_D}\right) = \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \quad \text{при условии} \quad \frac{r_D^2}{4t_D} < 0.01$$

Данное условие практически всегда выполняется в случае замера давления в скважине ($r_D = r / r_w = 1$).

- Решение линейного стока в размерном виде:

$$p(r, t) = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{0.00036 \cdot kt}{\phi \mu c_t r^2}\right) + 0.80907 \right] \quad \text{при условии} \quad \frac{0.00036 \cdot kt}{\phi \mu c_t r^2} > 25$$

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

$$p_{wf} = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{0.00036 \cdot kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2S \right] \quad \text{при условии} \quad \frac{0.00036 \cdot kt}{\phi \mu c_t r_w^2} > 25$$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

Логарифмическая аппроксимация
Ei-функции

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

$y = -m_{\ln} x + b$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- Изменение забойного давления в скважине, работающей с постоянным дебитом, при радиальном режиме течения флюида в бесконечном пласте:

- в безразмерном виде, $r_D = 1$:
$$p_{wfD} = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907 + 2S]$$

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

где p_i – начальное пластовое давление [атм];

t – время работы скважины [час].

- Теоретически график зависимости p_{wf} от $\ln t$ (традиционное название – график в полулогарифмических координатах) представляет прямую линию:

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

где $m_{\ln} = 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh}$ коэффициент наклона (угол наклона $\alpha = \arctg m_{\ln}$);

$p_{t=1} = p_i - m_{\ln} \left[\ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 7.12034 + 2S \right]$ отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на оси ординат при $t = 1$, т.е. $\ln t = 0$.

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

Логарифмическая аппроксимация
Ei-функции

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

$y = -m_{\log} x + b$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- Иногда интерпретацию результатов проводят на базе десятичного логарифма от времени $\log t$, тогда логарифмическая аппроксимация решения линейного стока примет вид:

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

где p_i – начальное пластовое давление [атм];
 t – время работы скважины [час].

- Теоретически график зависимости p_{wf} от $\log t$ представляет прямую линию:

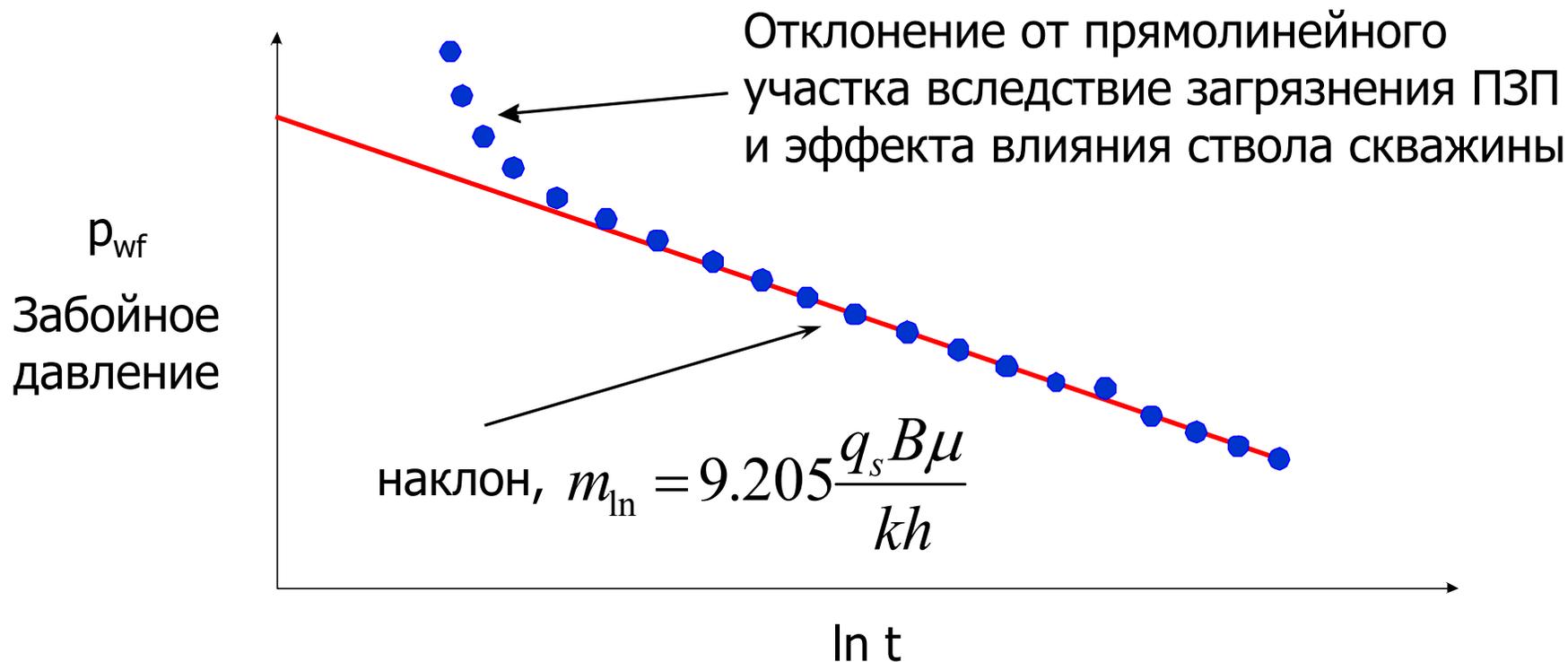
$$p_{wf} = -m_{\log} \log t + p_{t=1}$$

где $m_{\log} = 21.195 \frac{q_s B \mu}{kh}$ коэффициент наклона (угол наклона $\alpha = \arctg m_{\log}$);

$p_{t=1} = p_i - m_{\log} \left[\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.09232 + 0.86859S \right]$ отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на оси ординат при $t = 1$, т.е. $\log t = 0$.

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

КПД в полулогарифмических координатах

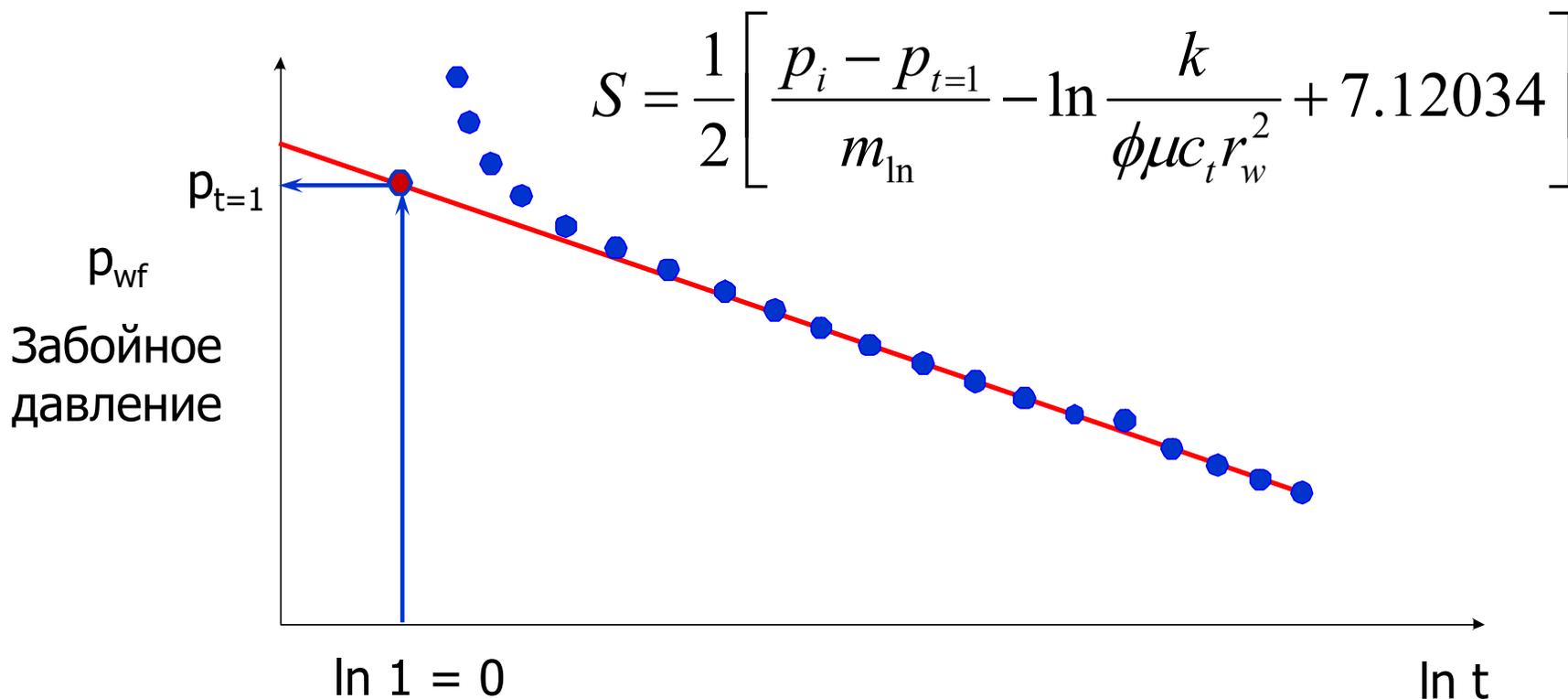


6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- График зависимости забойного давлений p_{wf} от логарифма времени ($\ln t$ или $\log t$) должен представлять собой прямолинейный участок, там где данные не подвержены влиянию эффекта ВСС и скин-эффекта.
- Предполагая, что дебит скважины q_s замерялся в процессе испытания скважины, а объемный коэффициент V и вязкость μ нефти определены по лабораторным PVT исследованиям, можно по известному коэффициенту наклона m прямолинейного участка КПД в полулогарифмических координатах определить k или kh .

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

КПД в полулогарифмических координатах



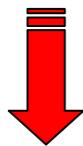
Обратите внимание: $\ln t = 0$ соответствует $t = 1$

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

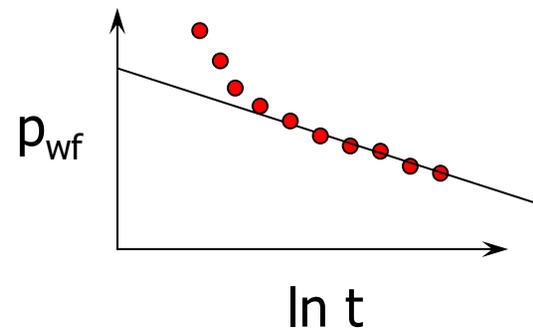
- Если начальное пластовое давление p_i , пористость ϕ , общая сжимаемость c_t и радиус скважины r_w известны, то можно оценить величину скин-эффекта.
- Для этого необходимо определить коэффициент b (который обычно называется $p_{t=1}$).
- Очень важно: замеренные данные на начальном периоде испытаний отклоняются от прямолинейного участка, это вызвано эффектом ВСС и загрязнением ПЗП. Поэтому, при определении $p_{t=1}$ необходимо брать значение ординаты точки на экстраполированном прямолинейном участке в момент времени $t = 1$ час.

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

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



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

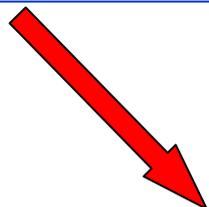
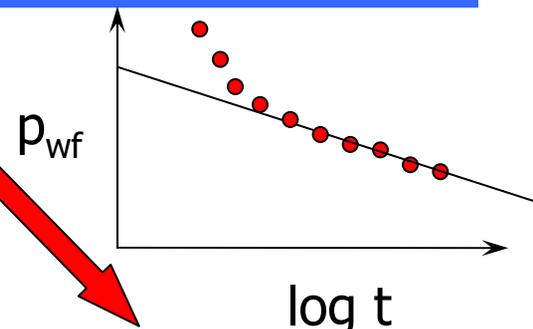


$$k = 9.205 \frac{q_s B \mu}{m_{\ln} h}$$



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

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



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



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

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- Использование натурального логарифма $\ln t$ при анализе данных КПД.

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

При выполнении интерпретации данных “в ручную” используют обычную миллиметровую бумагу для построения графика зависимости p_{wf} от $\ln t$; данный подход наиболее удобен при анализе данных с использованием процедуры линейной регрессии методом наименьших квадратов. Натуральный логарифм лежит в основе всей теории анализа данных КПД и уравнения, выведенные на его основе, имеют более простую форму.

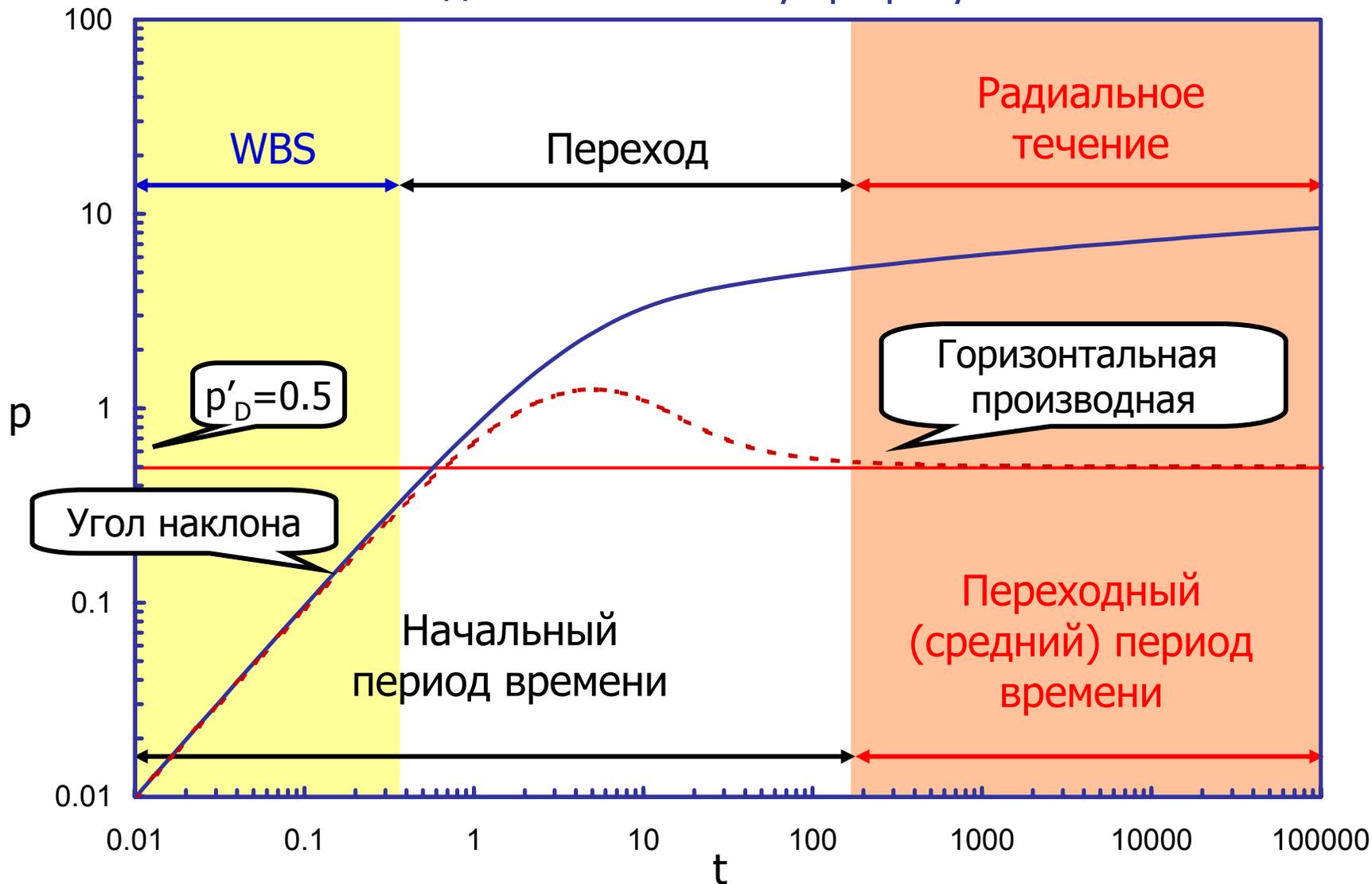
- Использование десятичного логарифма $\log t$ при анализе данных КПД.

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

Данный подход, построение полулогарифмического графика зависимости p_{wf} от $\log t$, был широко распространен в прошлом, когда для этого использовалась полулогарифмическая бумага.

6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

Выделение периода радиального режима течения по диагностическому графику

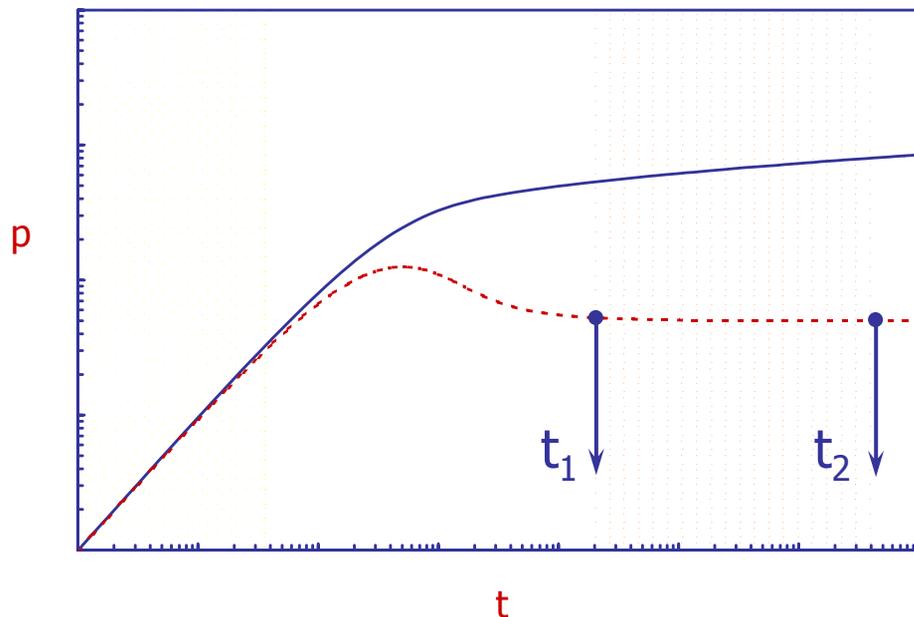


6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

- Каждая из базовых кривых на типовой кривой Грингартена обнаруживает характерное поведение.
- В начальный период времени давление и производная давления имеют один и тот же угол наклона. В этот период времени реакция давления полностью определяется свойствами скважины. Проницаемость не может быть оценена, если единственные доступные данные принадлежат периоду времени WBS.
- После прекращения эффектов WBS, производная становится горизонтальной. Эта ее часть называется «переходным (средним) периодом времени». Проницаемость может быть оценена в том случае, если имеется $\frac{1}{2}$ или больше данных логарифмического цикла в переходном периоде времени.
- Существует переходный период между общей наклонной линией и средним периодом времени. Во время этого перехода свойства WBS и пласта влияют на реакцию давления. Иногда можно оценить проницаемость, используя данные WBS и перехода, но в этом случае результаты являются не настолько надежными, насколько данные среднего периода времени.

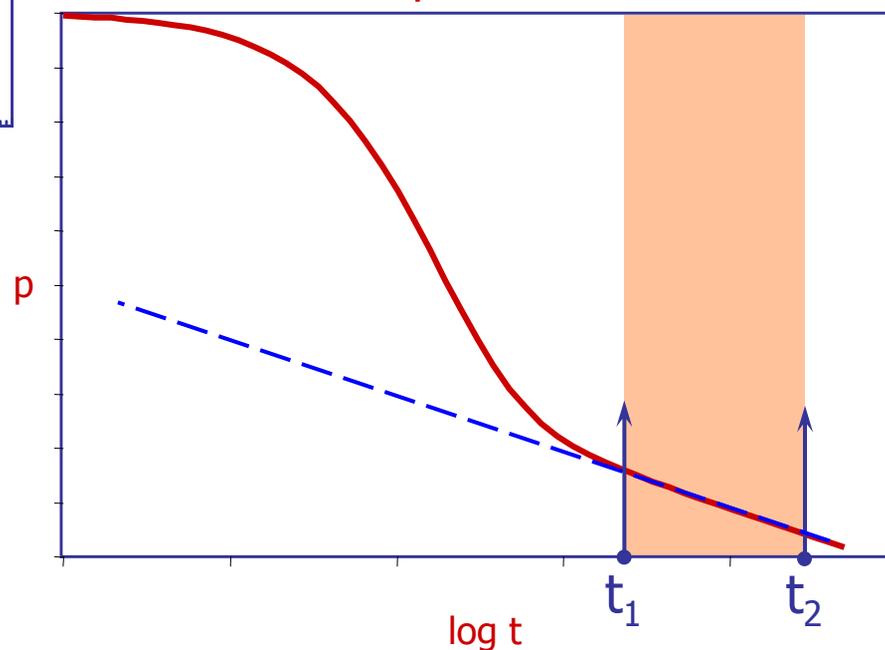
6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

График в билогарифмических координатах



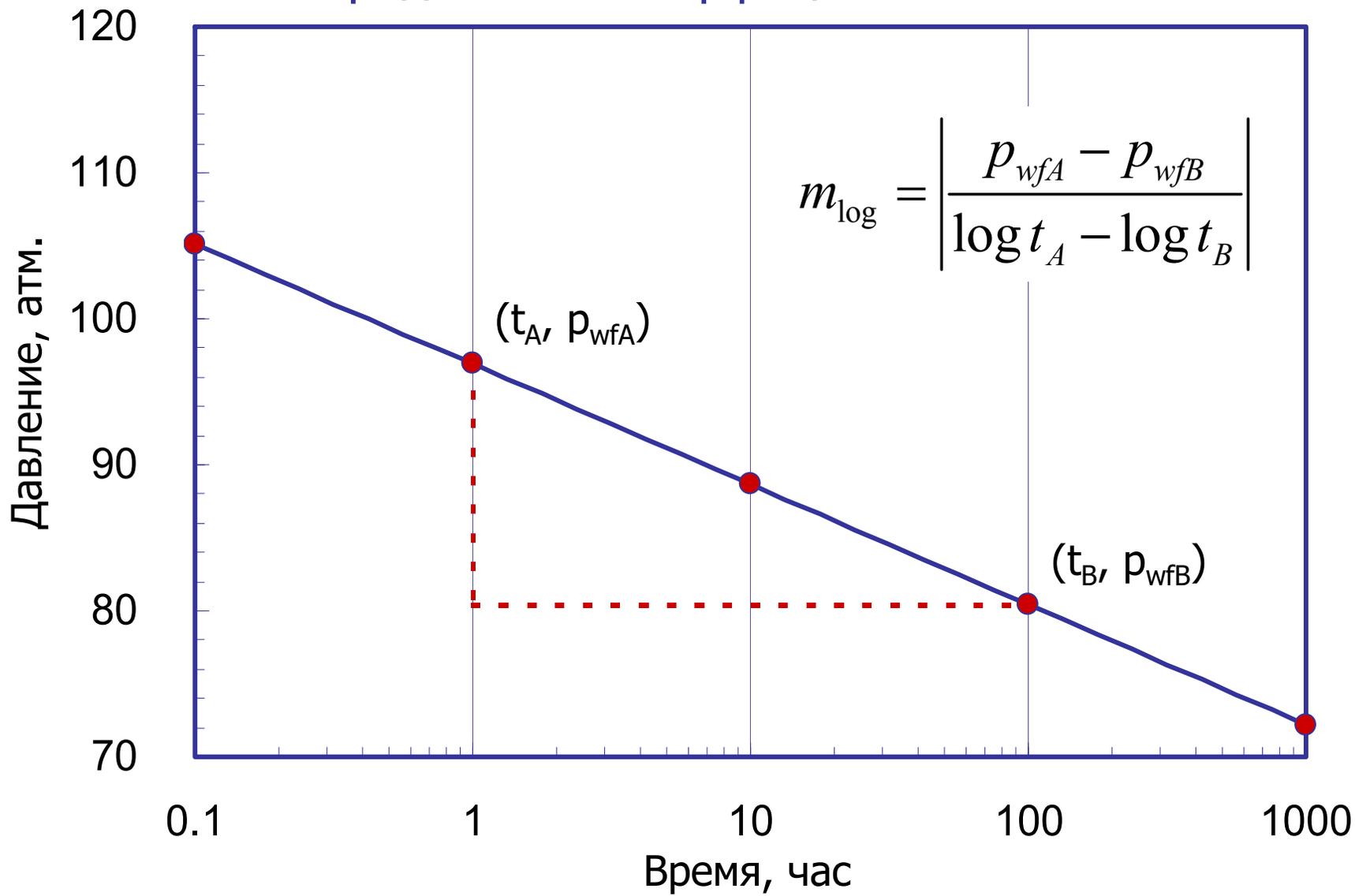
Определение интервала точек, соответствующего радиальному режиму течения, на графике зависимости p от $\log t$

График в полулогарифмических координатах



6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

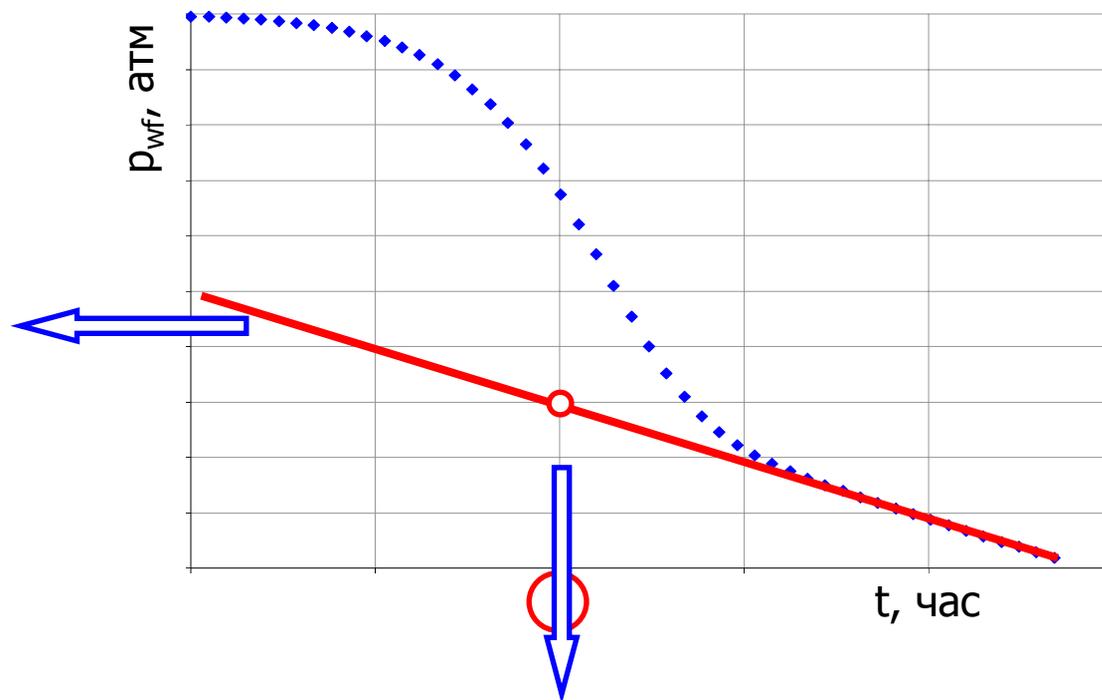
Определение коэффициента наклона m



6.1 Анализ данных падения давления на неустановившихся режимах фильтрации

Определение параметров пласта

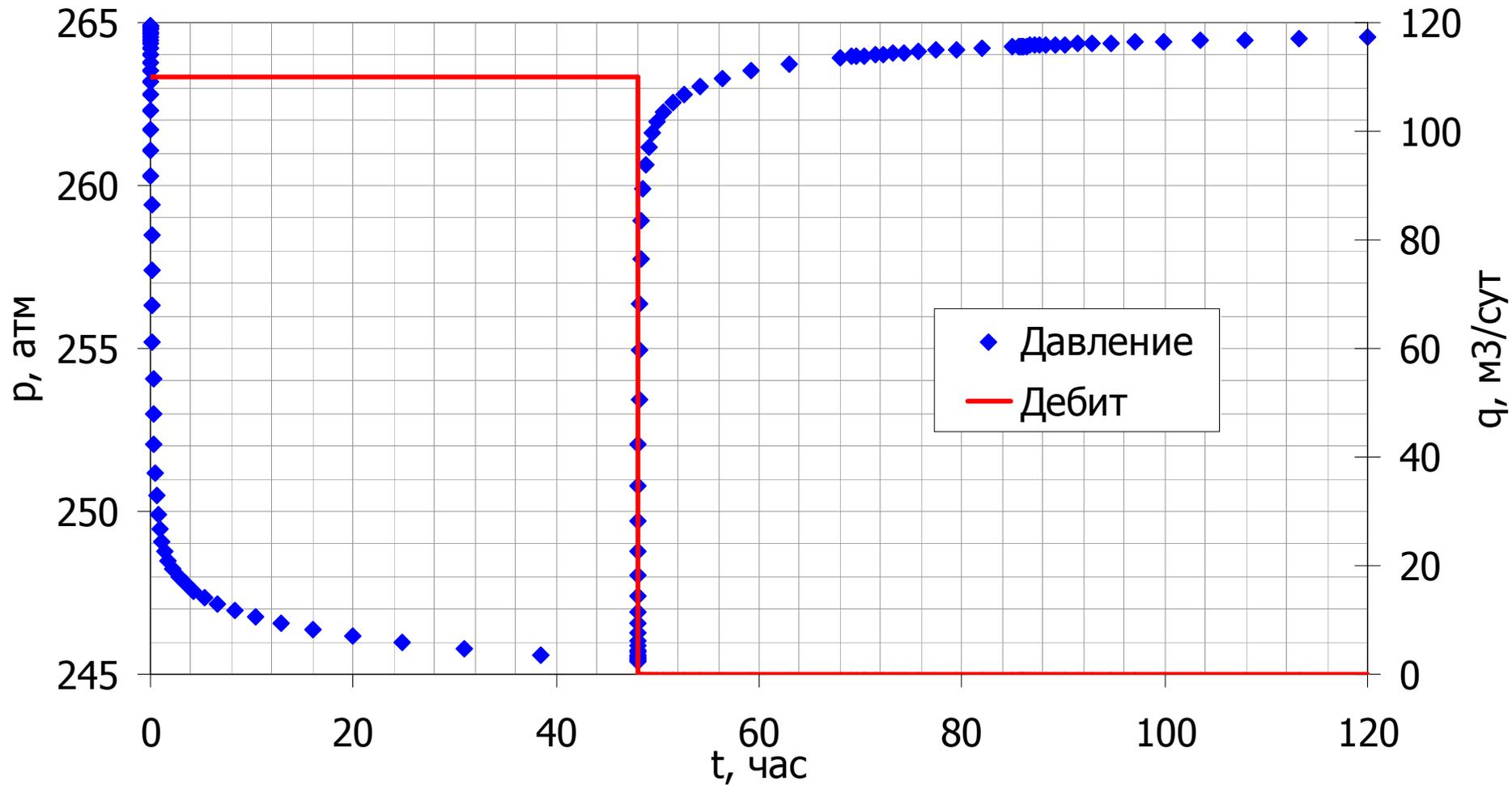
$$k = 21.195 \frac{q_s B \mu}{m_{\log} h}$$



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

Упражнение 1 – КПД

Результаты исследования скважины со снятием кривых падения и восстановления давления

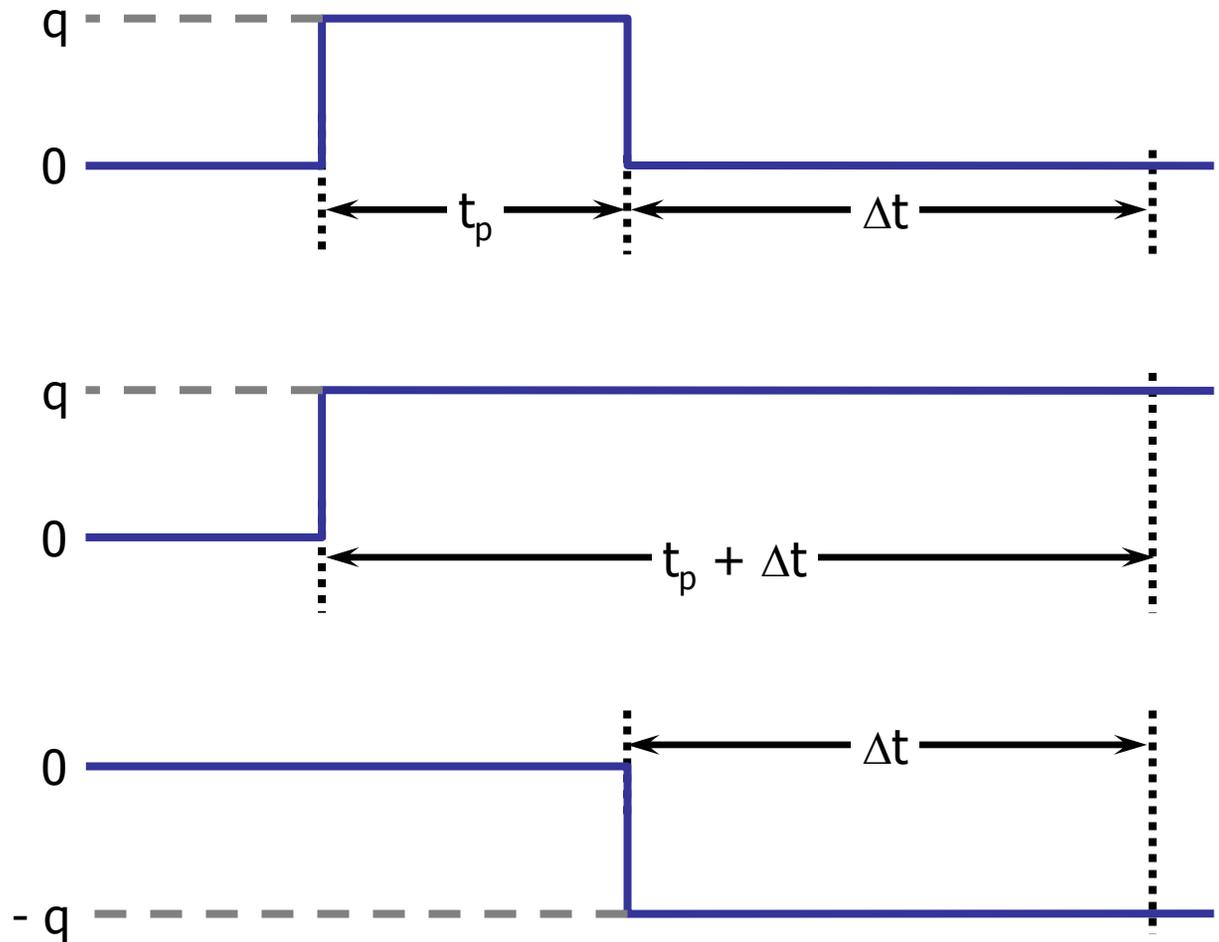


Упражнение 1 – КПД

- В качестве примера приведем фрагмент обработки и интерпретации данных ГДИС. Скважина располагается в центре однородного бесконечного пласта, давление в пласте выше давления насыщения.
- Исходные данные по скважине:
 - пористость $\phi = 0.2$;
 - продуктивная толщина $h = 80$ м;
 - радиус скважины $r_w = 0.08$ м;
 - объемный коэффициент нефти $B_o = 1$;
 - вязкость нефти $\mu = 1$ спз;
 - общая сжимаемость $c_t = 2.2 \times 10^{-4}$ 1/атм;
 - дебит $q = 110$ м³/сут;
 - начальное пластовое давление $p_i = 265$ атм.

6.2 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: Метод Хорнера

Испытание на
восстановление
давления -
Динамика
дебита

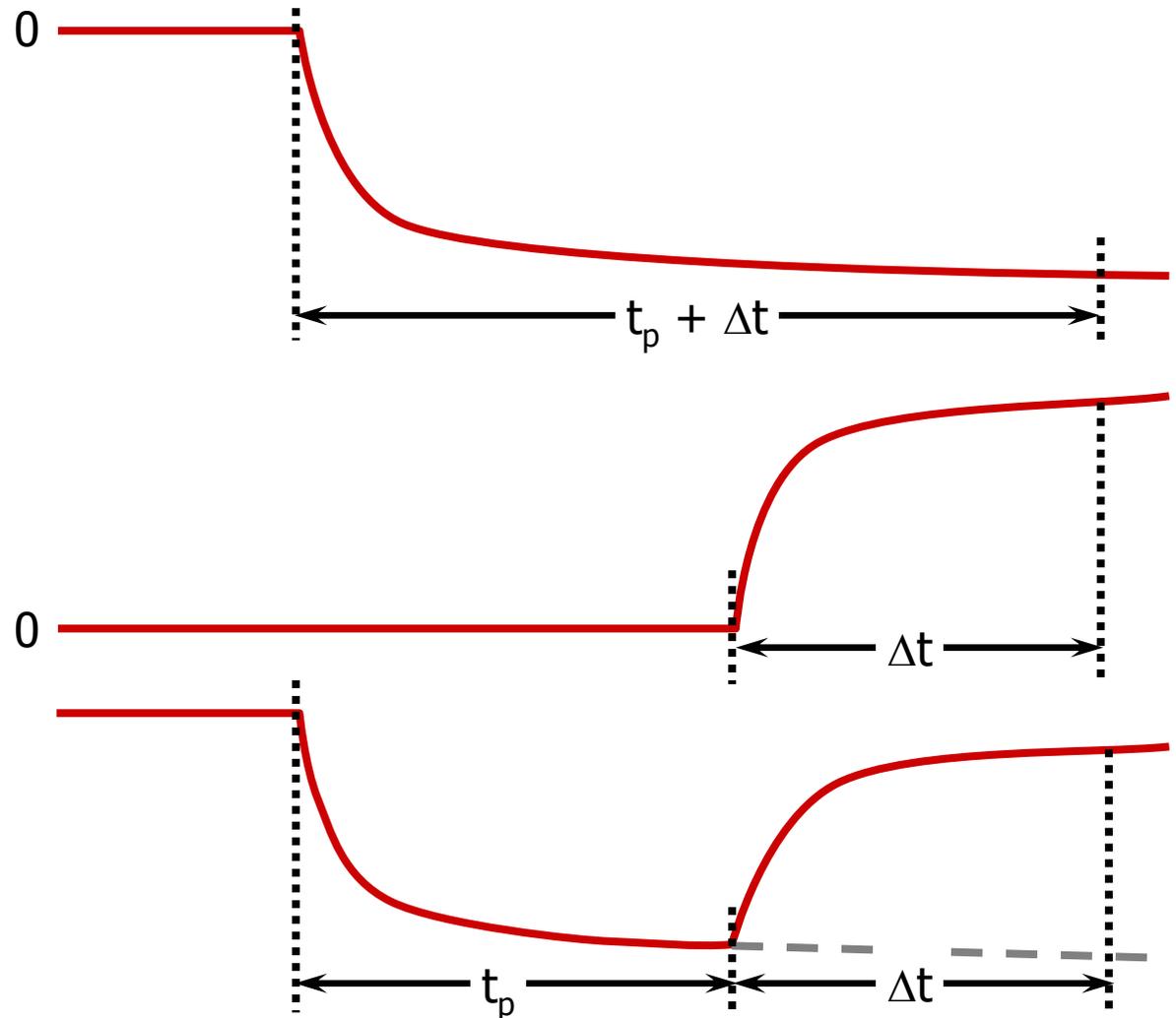


6.2 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: Метод Хорнера

- Представим динамику дебита для идеализированного испытания на восстановление давления. Дебит скважины за время t_p составляет q . Затем скважина закрывается для проведения испытания на восстановление давления. Динамика дебита может быть представлена в качестве алгебраической суммы двух разных периодов потока с одинаковыми дебитами, один с дебитом q , начиная с времени $t = 0$, другой с дебитом $-q$, начиная со времени $\Delta t = 0$.

6.2 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: Метод Хорнера

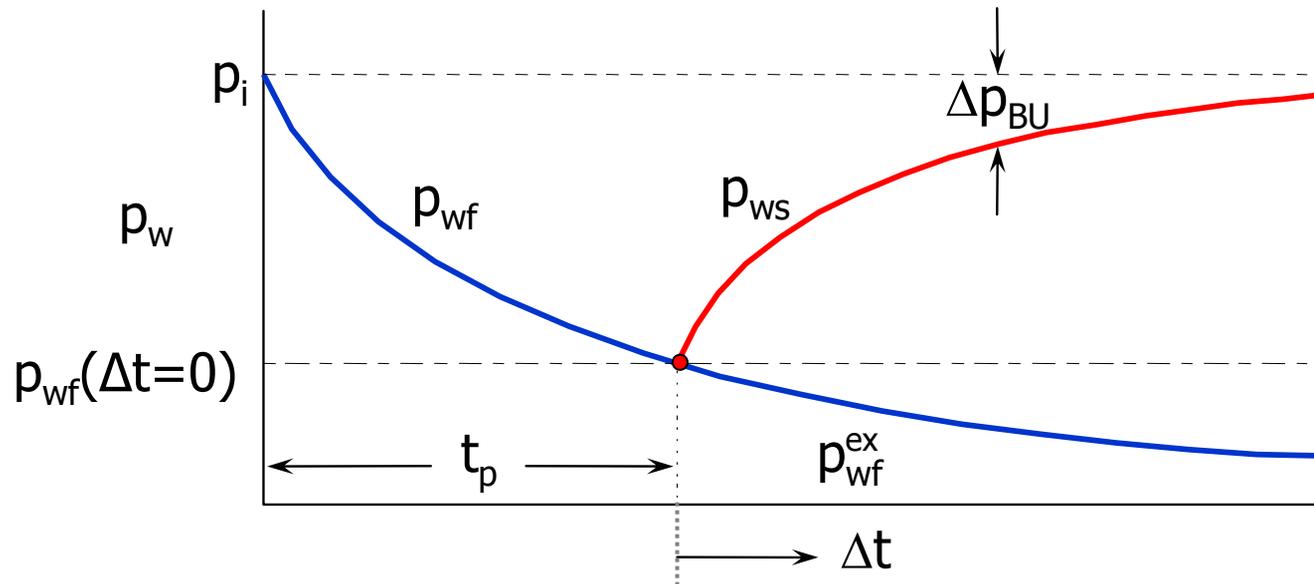
Испытание на
восстановление
давления -
Реакция
давления



6.2 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: Метод Хорнера

- Реакция давления на изменение дебита при замере КВД может быть рассчитана с помощью суммирования реакций давления на каждую из составляющих изменения дебита.

6.2 Метод Хорнера



Восстановление давления

$$\Delta p_{BU} = \Delta p_{DD} (t_p + \Delta t) + \Delta p_{DD} (\Delta t)$$

6.2 Метод Хорнера

- Если скважина работала определенный период времени t_p с дебитом q , а давление замерялось после остановки скважины в периоды времени Δt , то забойное давление после закрытия скважины можно определить, используя принцип суперпозиции, т.е. суммируя изменения забойного давления для дебитов:

q в период времени $(t_p + \Delta t)$ и $(0-q)$ в период времени Δt

- Тогда изменение забойного давления после закрытия скважины:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - 18.41 \frac{q_s B \mu}{kh} \left\{ p_{wD}(t_{pD} + \Delta t_D) - p_{wD}(\Delta t_D) \right\}$$

- Метод Хорнера основывается на следующих допущениях:
 - бесконечный пласт;
 - количество флюида, извлеченного из пласта за время t_p , пренебрежимо мало по сравнению с объемами запасов.

- Если эти условия удовлетворяются, то можно заменить безразмерное давление в уравнении на логарифмическую аппроксимацию экспоненциального интеграла:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - 9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

- Это уравнение Хорнера, описывающее линейную зависимость p_{ws} от $\ln [(t_p + \Delta t)/\Delta t]$ и характеризующееся коэффициентом наклона

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

и пересечением оси ординат в точке $p^* = p_i$.

6.2 Метод Хорнера

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

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

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

6.2 Метод Хорнера

- Вторая RHS переменная этого уравнения обозначает изменение давления при постоянном дебите q , начиная с времени $t = 0$.
- Третья RHS переменная этого уравнения обозначает изменение давления в результате нагнетания при постоянном дебите q , начиная с времени $t = t_p$, или $\Delta t = 0$.
- Данное уравнение можно упростить, убрав переменные внутри квадратных скобок, как это показано на следующем слайде.

6.2 Метод Хорнера

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

The diagram illustrates the mapping of terms from the Horner equation to a linear model. The equation is shown with four terms highlighted in colored boxes: p_{ws} (blue), p_i (orange), $9.205 \frac{qB\mu}{kh}$ (green), and $\ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ (black). Arrows point from these terms to the corresponding parts of the linear equation $y = -m_{\ln} x + b$ below. A blue arrow points from p_{ws} to y . An orange arrow points from p_i to b . A green arrow points from $9.205 \frac{qB\mu}{kh}$ to m_{\ln} . A black arrow points from $\ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ to x .

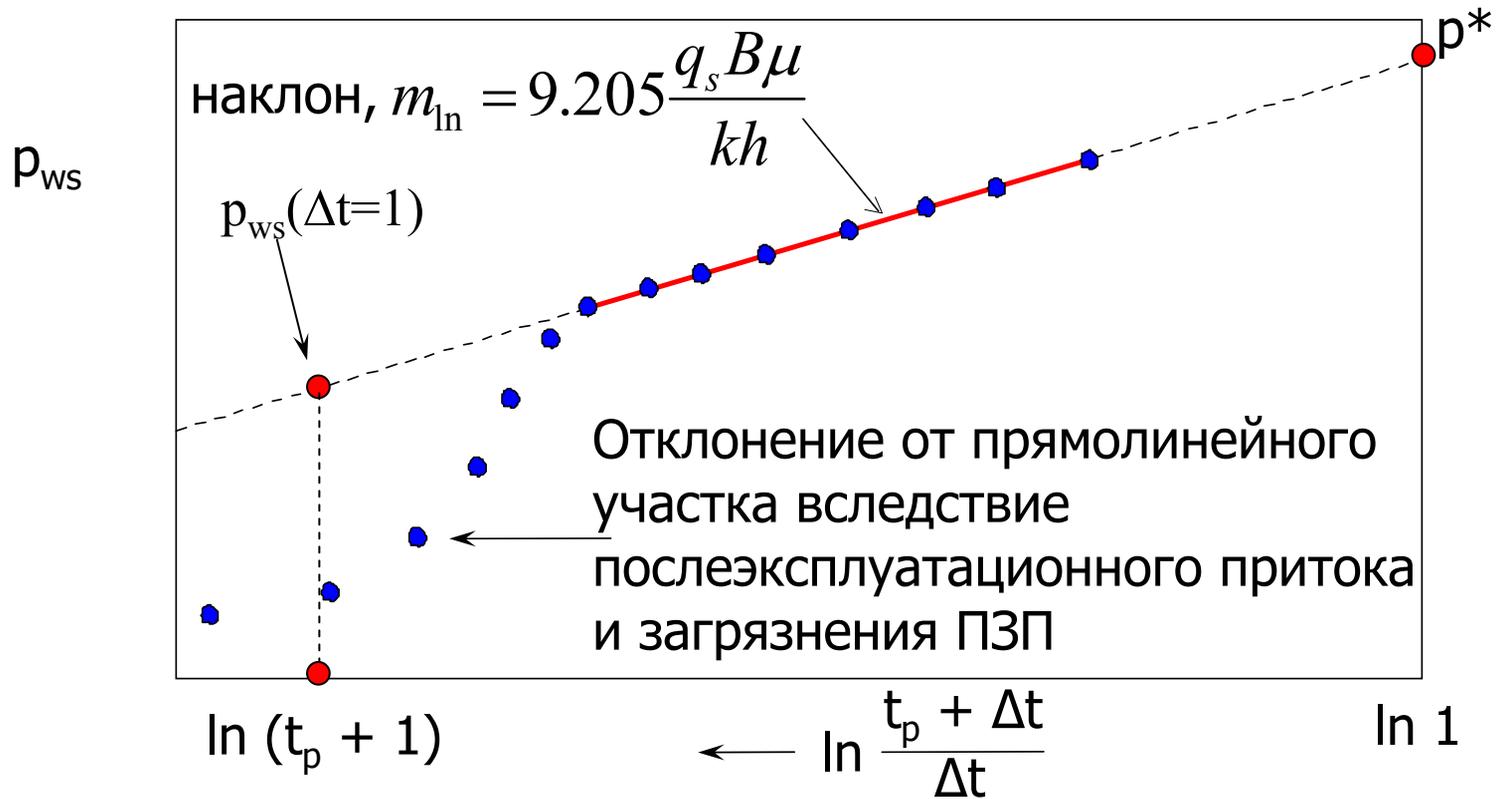
$$y = -m_{\ln} x + b$$

6.2 Метод Хорнера

- Точно так же, как и с уравнением на депрессию, данное уравнение может быть записано в той же форме, что и уравнение прямой.

6.2 Метод Хорнера

КВД в полулогарифмических координатах – График Хорнера



6.2 Метод Хорнера

- **kh** вычисляется по величине наклона m прямолинейного участка КВД в полулогарифмических координатах (аналогично процедуре анализа данных КПД)

$$kh = 9.205 \frac{q_s B \mu}{m_{\ln}} \quad \text{в координатах } p_{ws} \text{ от } \ln((t_p + \Delta t) / \Delta t)$$

$$kh = 21.195 \frac{q_s B \mu}{m_{\log}} \quad \text{в координатах } p_{ws} \text{ от } \log((t_p + \Delta t) / \Delta t)$$

- **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 $p_{wf}(t_p) = p_{ws}(\Delta t = 0)$:

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

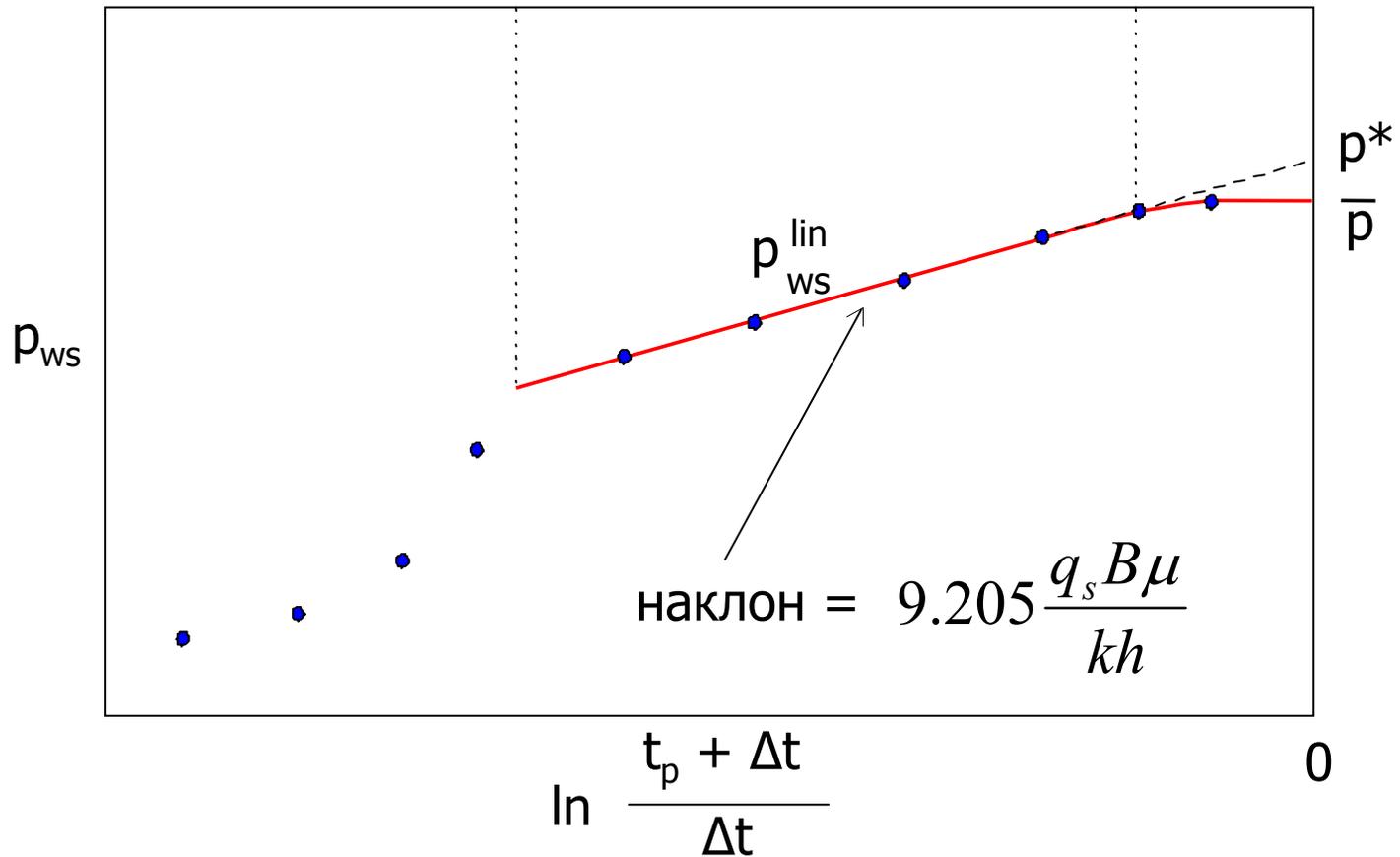
Выражение для скин-фактора примет вид в координатах p_{ws} от $\ln((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ и p_{ws} от $\log((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ соответственно :

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

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

6.2 Метод Хорнера

Экстраполированное и среднее пластовое давление

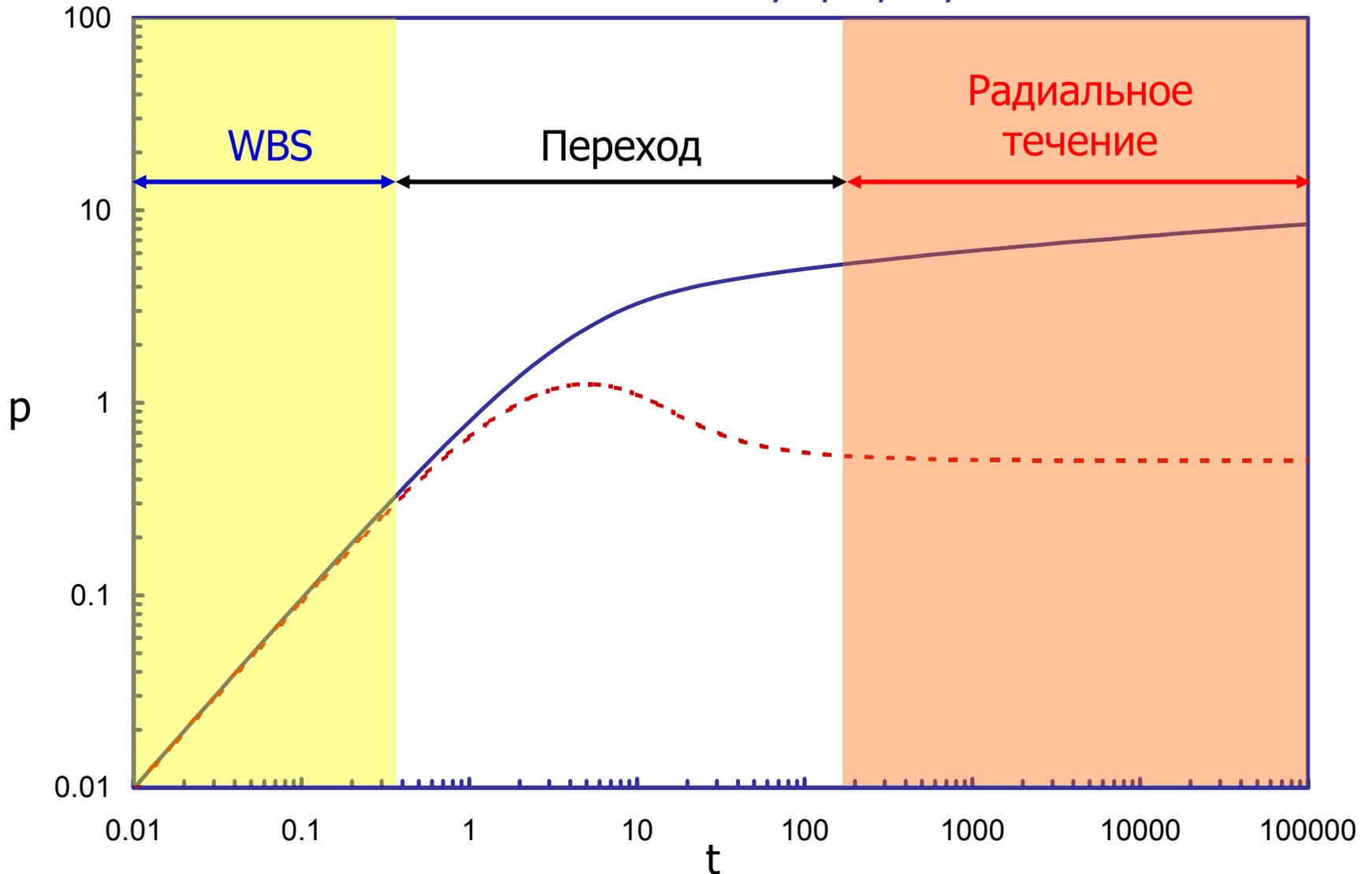


6.2 Метод Хорнера

- Прямолинейный участок на графике Хорнера можно экстраполировать до времени $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$, соответствующего бесконечному времени остановки скважины $\Delta t \rightarrow \infty$. В конечном счете давление восстановится до значения первоначального давления пласта $p^* = p_i$, в случае незначительного истощения в период добычи. Данный способ достаточно точен только в случае короткого периода добычи, когда объем добытого флюида незначителен, по сравнению с общими запасами в пласте. Обычно эти условия выполняются при проведении гидродинамических испытаний на разведочных скважинах.
- В случае, если значительное количество флюида уже было извлечено из пласта за время t_p , то экстраполированное давление p^* можно использовать для оценки среднего пластового давления. В данном случае p^* отличается от среднего пластового давления и необходимо скорректировать это значение, используя известный МВН метод (Matthews-Brons-Hazebroek).

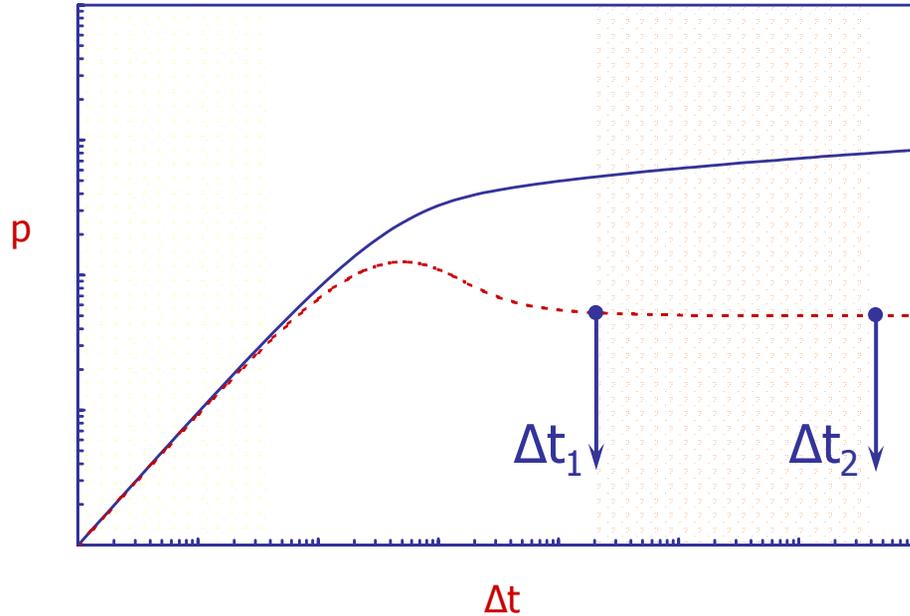
6.2 Метод Хорнера

Выделение периода радиального режима течения по диагностическому графику



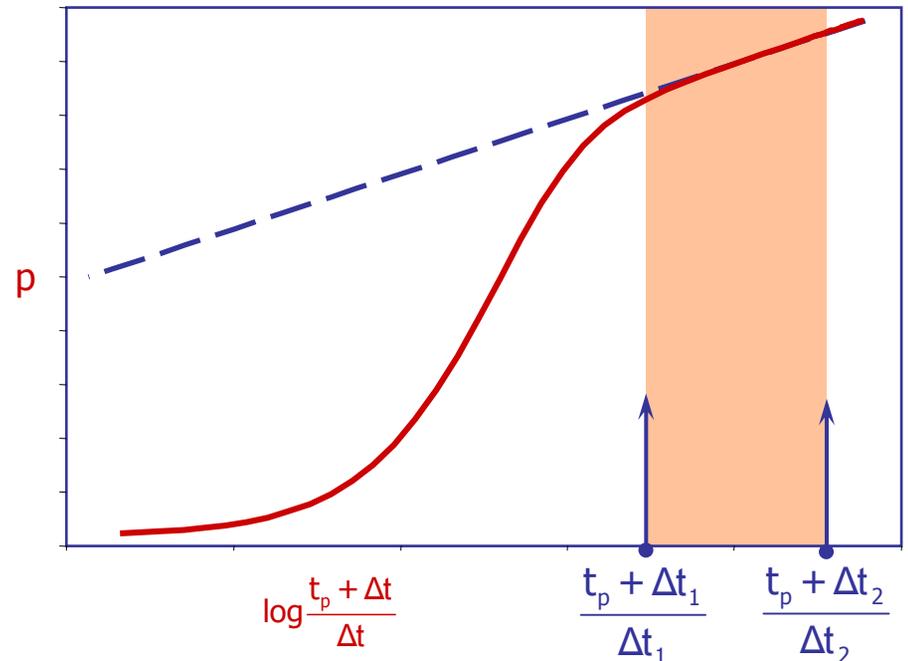
6.2 Метод Хорнера

График в билогарифмических координатах



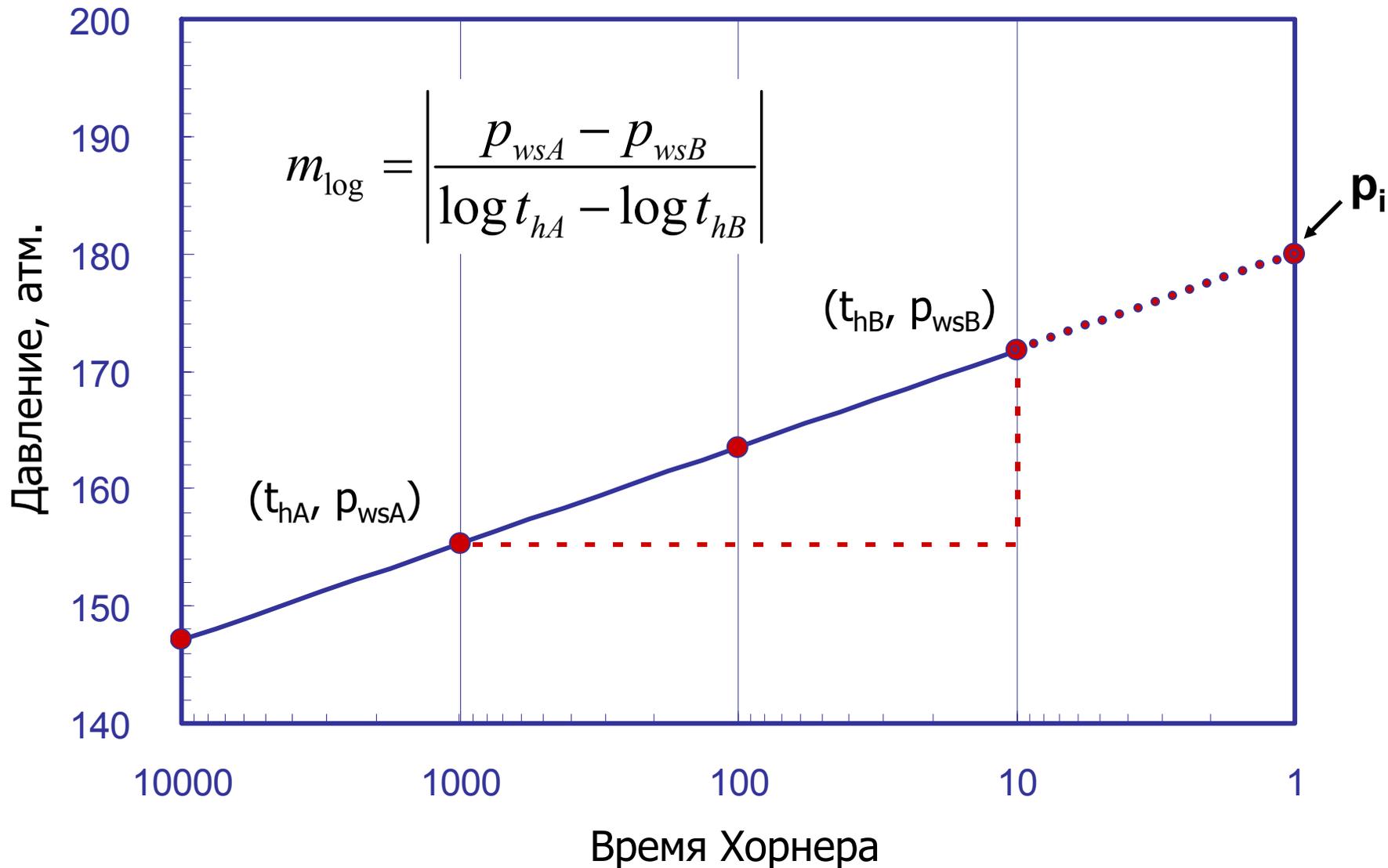
Определение интервала точек, соответствующего радиальному режиму течения, на графике Хорнера

График Хорнера



6.2 Метод Хорнера

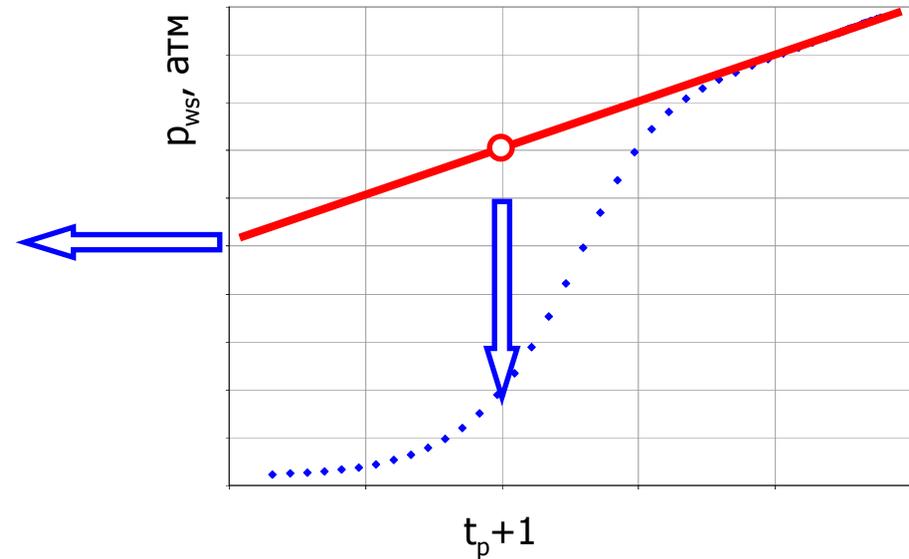
Определение коэффициента наклона m



6.2 Метод Хорнера

Определение параметров пласта

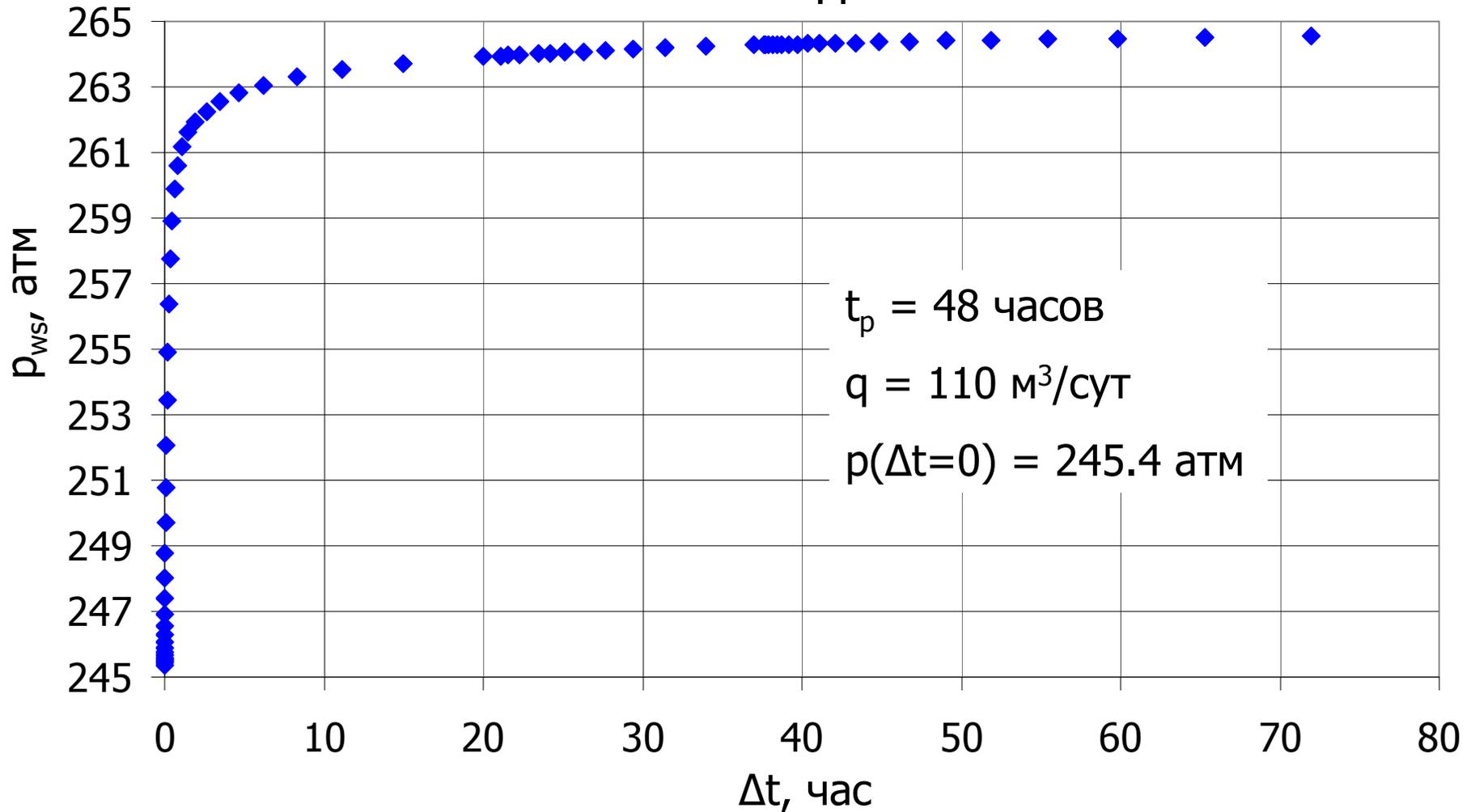
$$k = 21.195 \frac{q_s B \mu}{m_{\log} h}$$



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

Упражнение 2 – КВД

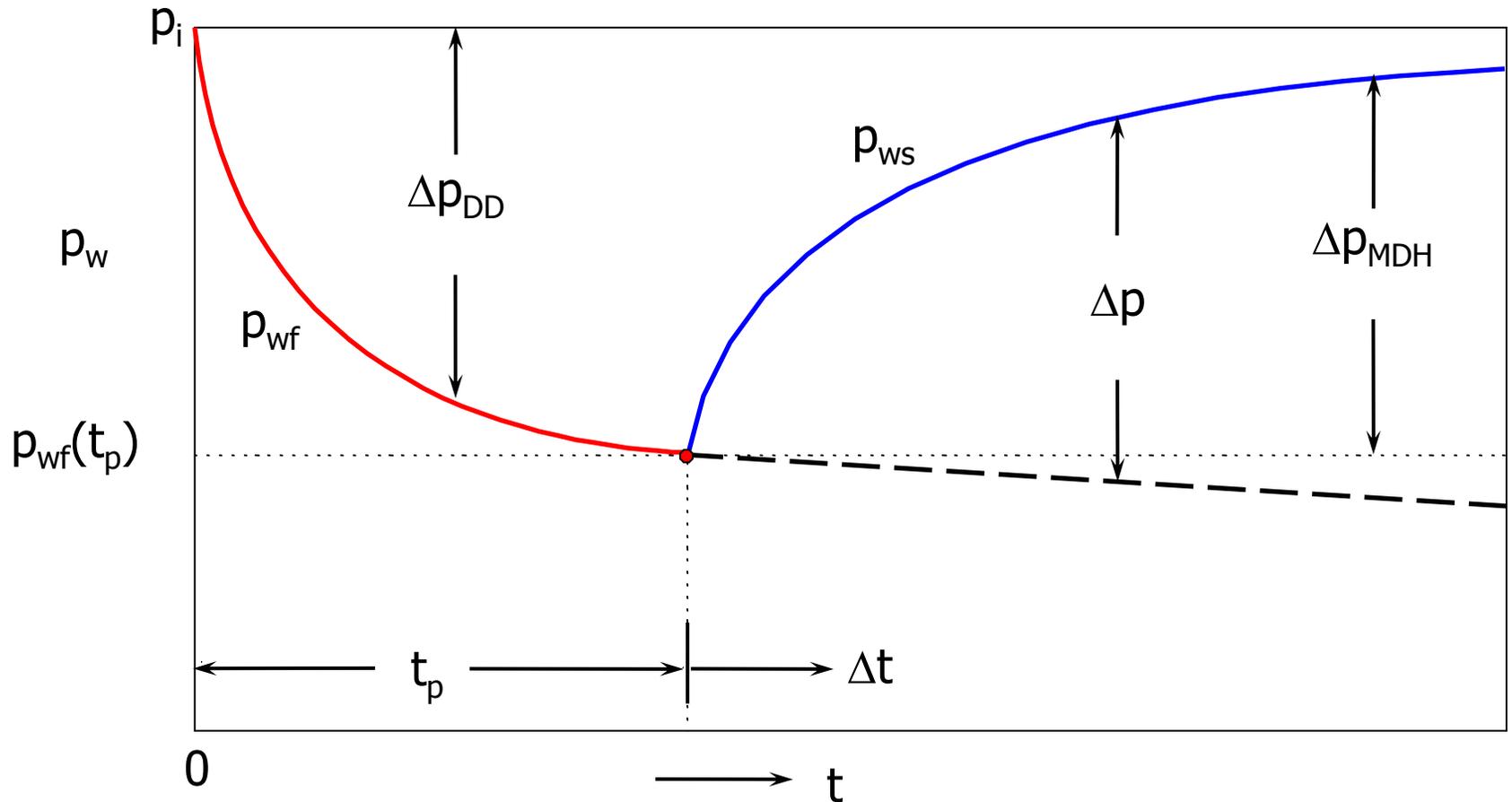
Результаты исследования скважины со снятием кривой
восстановления давления



Упражнение 2 – КВД

- В качестве примера обработки и интерпретации данных по восстановлению давления воспользуемся данными из упражнения 1. Скважину, которая проработала с постоянным дебитом q период времени t_p , закрыли на 72 часа и замеряли забойное давление p_{ws} . Скважина располагается в центре однородного бесконечного пласта, давление в пласте выше давления насыщения.
- Исходные данные по скважине:
 - пористость $\phi = 0.2$;
 - продуктивная толщина $h = 80$ м;
 - радиус скважины $r_w = 0.08$ м;
 - объемный коэффициент нефти $B_o = 1$;
 - вязкость нефти $\mu = 1$ спз;
 - общая сжимаемость $c_t = 2.2 \times 10^{-4}$ 1/атм;
 - время работы скважины $t_p = 48$ час;
 - дебит $q = 110$ м³/сут;
 - забойное давление в момент закрытия скважины $p(\Delta t=0) = 245.4$ атм.

6.3 Анализ данных восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации: MDH Метод



6.3 MDH Метод

- На графике Хорнера КВД имеет линейную зависимость от $\ln[(t_p + \Delta t) / \Delta t]$.
- Уравнение Хорнера можно записать в более простой форме, в случае, если $t_p \gg \Delta t$:

$$p_i - p_{ws}(\Delta t) = -9.205 \frac{q_s B \mu}{kh} (\ln \Delta t - \ln t_p)$$

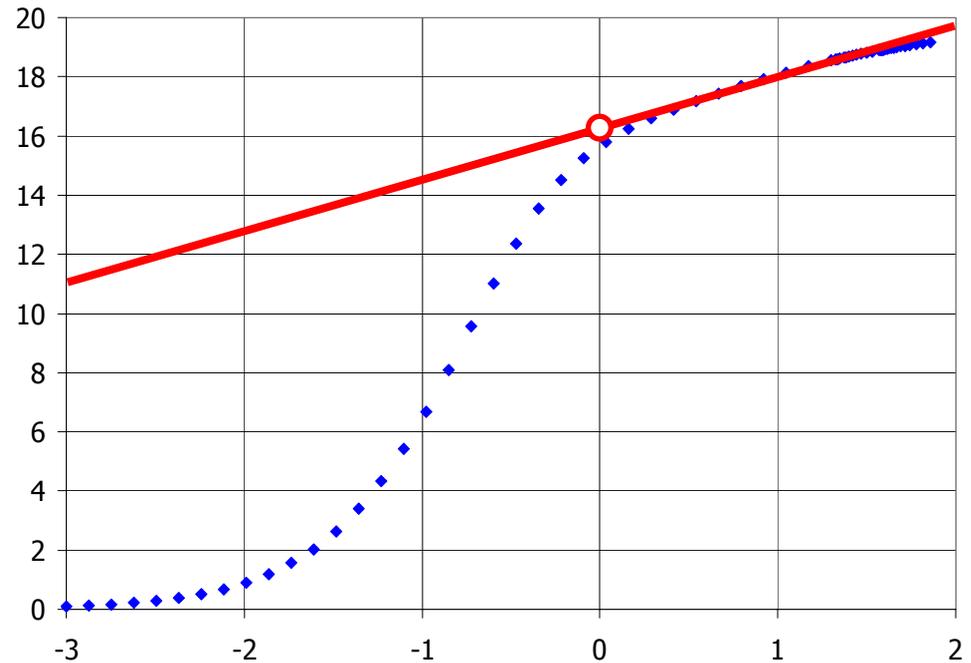
т.е. забойное давление изменяется линейно в зависимости от $\ln \Delta t$. Данный метод интерпретации данных КВД был разработан с участием Миллера, Дайса и Хэтчинсона.

- Разница между значениями Δp и Δp_{MDH} мала при $t_p \gg \Delta t$, т.е:
 - в начальный период времени проведения исследования скважины методом восстановления давления;
 - после достаточно долгого периода добычи с постоянным дебитом.

6.3 MDH Метод

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

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



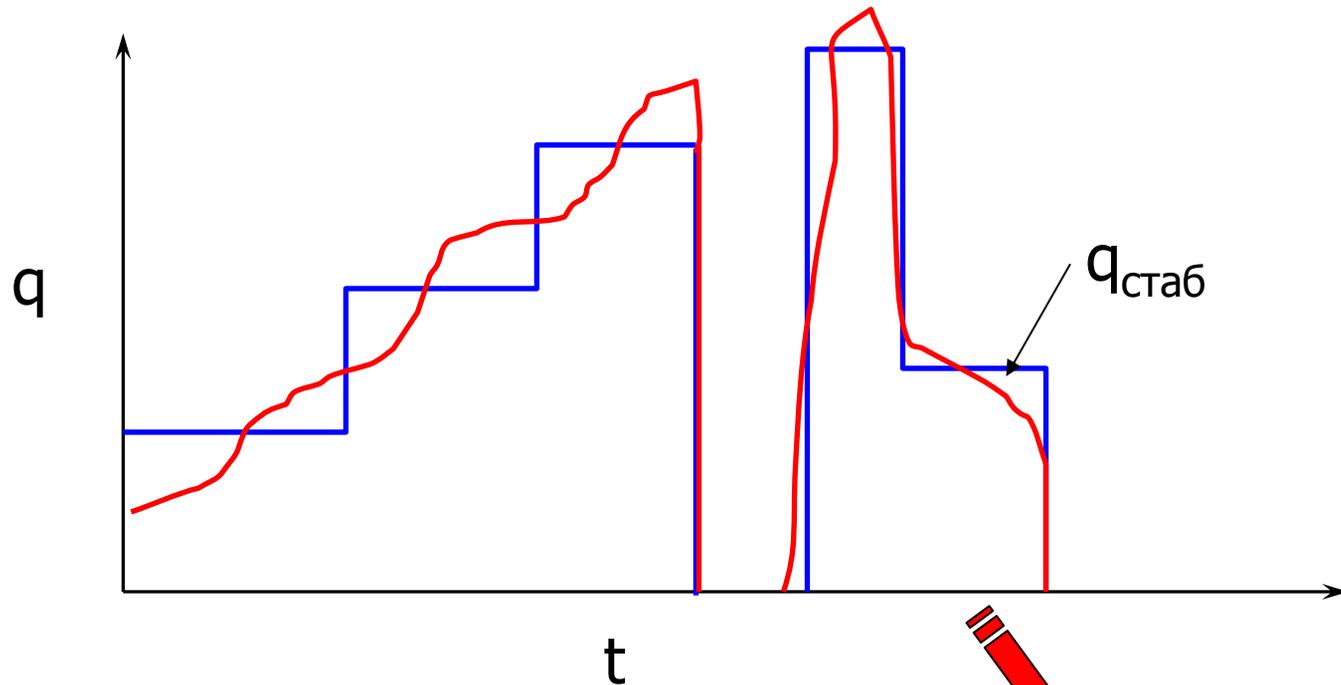
$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_p)}{m_{\ln}} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right]$$

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

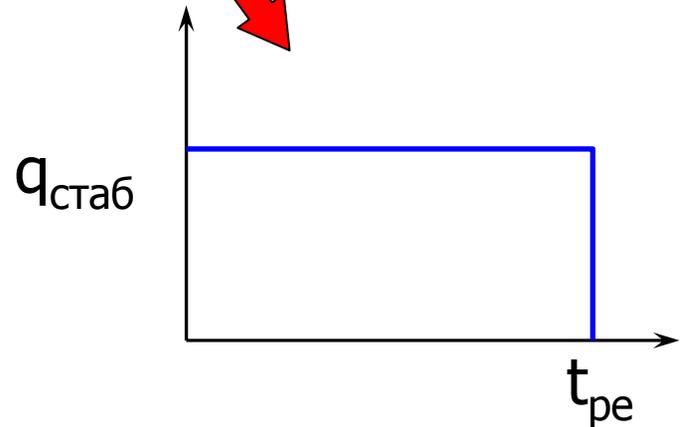
6.3 MDH Метод

- При интерпретации данных КВД с помощью MDH метода строится график зависимости Δp_{MDH} от $\ln \Delta t$ (или Δp_{MDH} от $\log \Delta t$) и по наклону m_{\ln} (или m_{\log}) прямолинейного участка кривой определяются параметры пласта.
- Простота данного метода является одним из основных его преимуществ, однако существует несколько недостатков данного метода:
 - данный метод невозможно использовать для нахождения экстраполированного давления p^* ;
 - данный метод можно корректно использовать только в случае $tp \gg \Delta t$

6.4 ГДИС при изменении дебита



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



6.4 ГДИС при изменении дебита

- Иногда очень сложно поддерживать постоянный дебит в скважине перед проведением испытаний на восстановление давления. Для анализа данных КВД в этом случае можно использовать метод Хорнера и считать, что скважина до остановки работала t_{pe} часов с постоянным дебитом $q_{стаб}$ (последний стабилизировавшийся дебит перед остановкой скважины).

- Эквивалентное время работы скважины t_{pe} определяется по формуле:

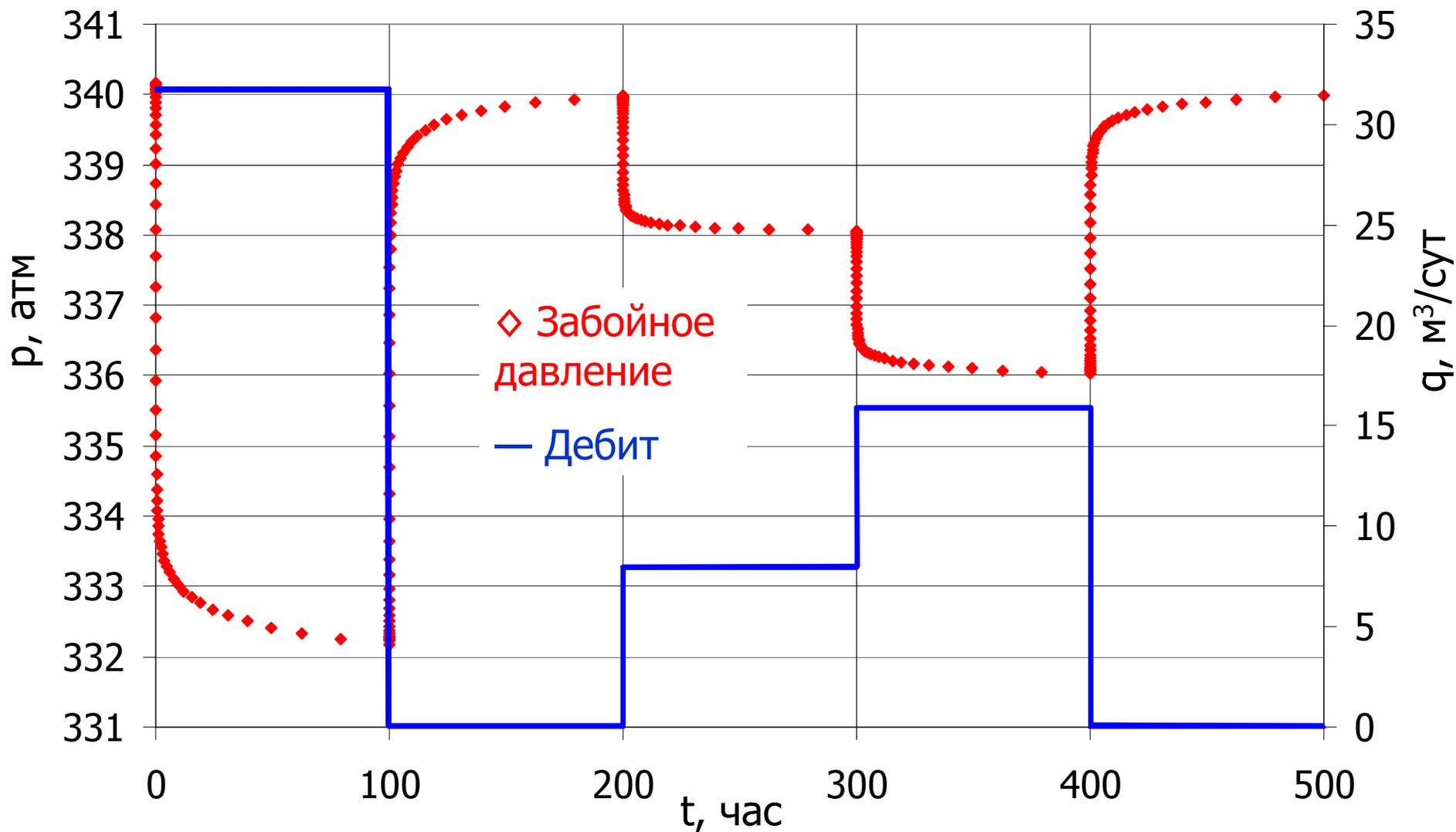
$$t_{pe} \approx 24 \frac{Q}{q_{стаб}}$$

где Q – накопленный объем добычи на скважине.

- Эквивалентное время t_{pe} можно использовать, когда неизвестна полная история работы скважины, и замерялся только объем добытой жидкости. Или, например, если перед замером КВД необходимо установить забойные датчики давления (в случае, если скважины не оборудована постоянными забойными датчиками), для этого необходимо остановить скважину, а после спуска датчиков снова пустить ее в работу.
- Следует отметить, что данный метод вносит определенную ошибку в оценку параметров пласта, для более точной интерпретации данных ГДИС следует учитывать всю историю работы скважины (применение принципа суперпозиции).

Пример – Учет изменения дебита

Результаты исследования скважины с переменным дебитом

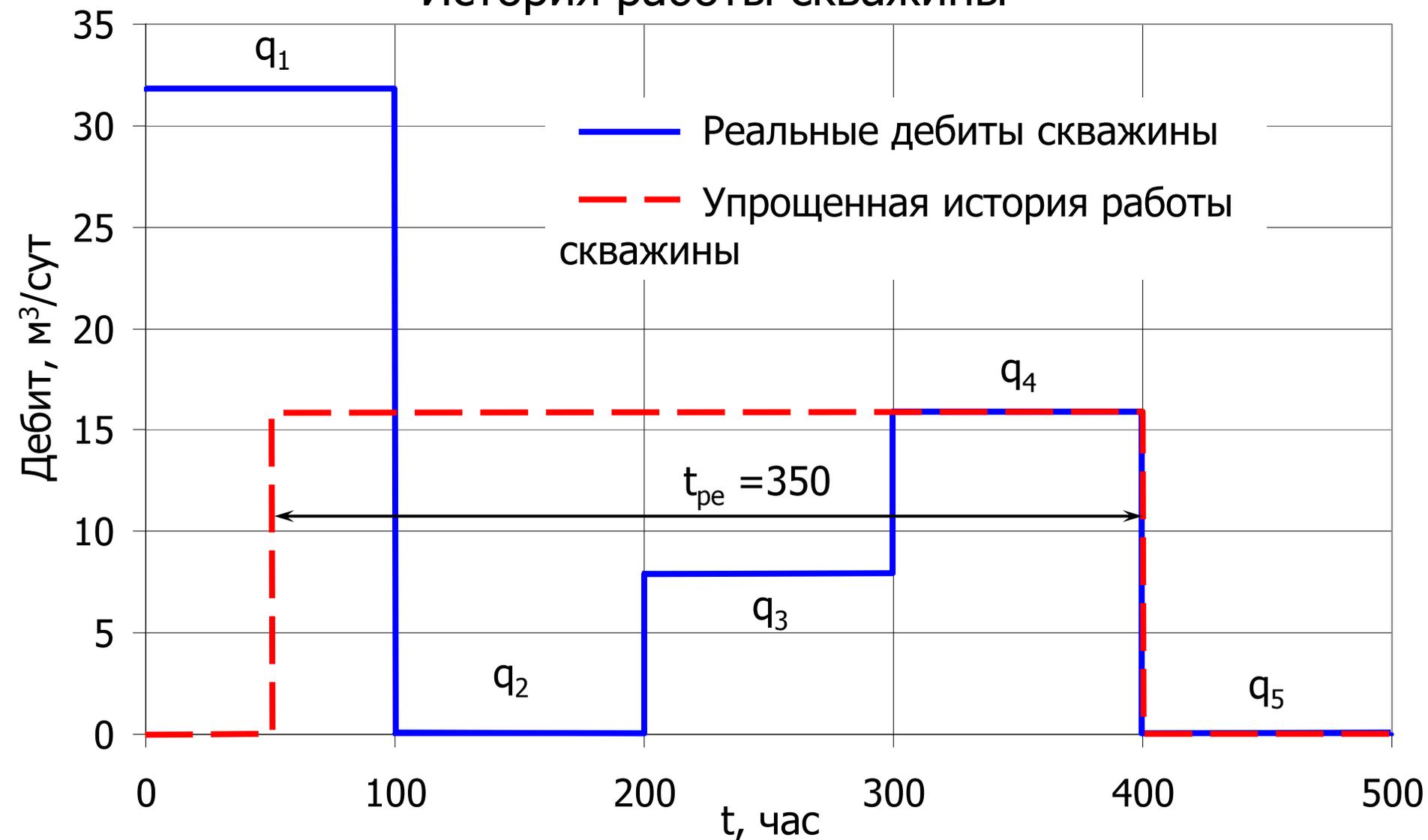


Пример – Учет изменения дебита

- Рассмотрим пример анализа данных ГДИС, когда скважина работала с переменным дебитом. Скважина располагается в центре однородного бесконечного пласта, давление в пласте выше давления насыщения.
- Исходные данные по скважине:
 - пористость $\phi = 0.36$;
 - 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.

Пример – Учет изменения дебита

История работы скважины



Пример – Учет изменения дебита

- Скважина работала 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:

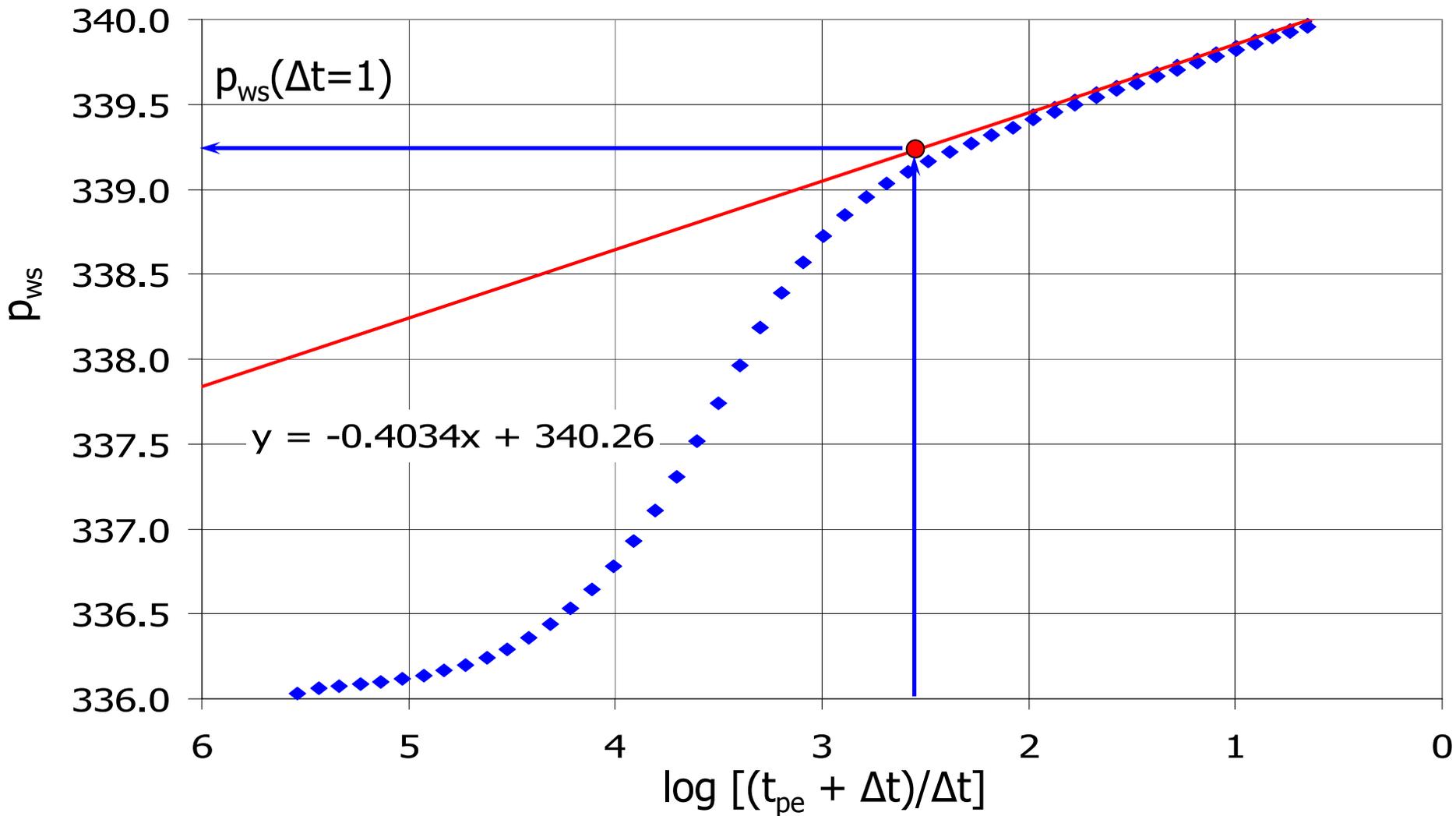
$$Q = 31.8 \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot \frac{100 \left[\text{час} \right]}{24 \left[\text{час} \right]} + 7.95 \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot \frac{100 \left[\text{час} \right]}{24 \left[\text{час} \right]} + 15.9 \left[\frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \right] \cdot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

- Эквивалентное время работы скважины t_{pe} определяется по формуле:

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

Пример – Учет изменения дебита

График Хорнера с учетом эквивалентного времени работы скважины



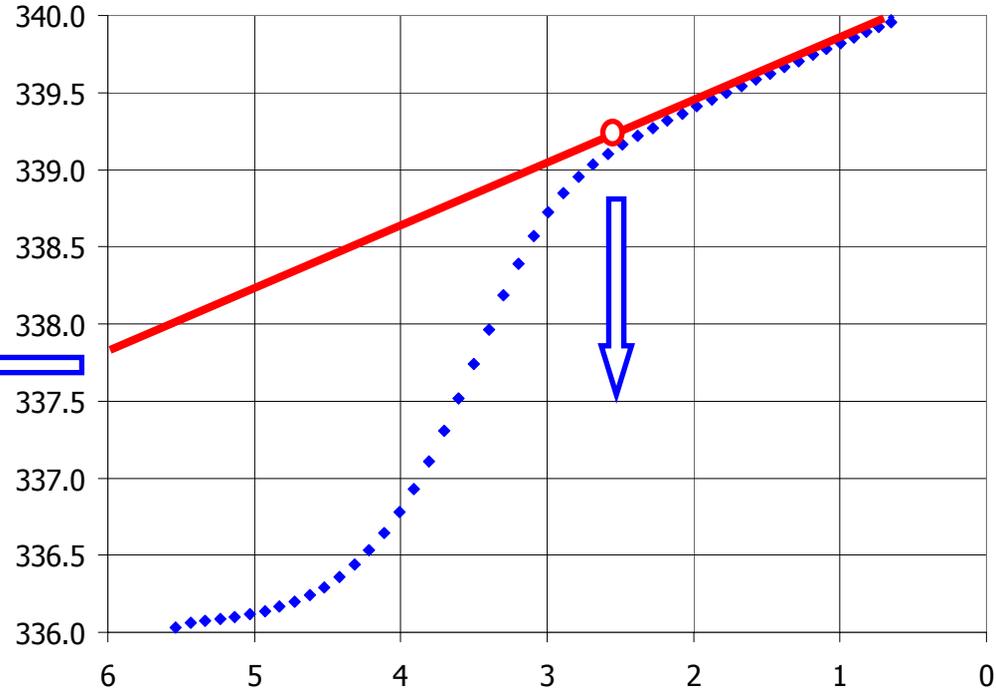
Пример – Учет изменения дебита

- На графике Хорнера можно выделить прямолинейный участок, характеризующийся двумя параметрами:
 - наклон $m_{\log} = 0.4034$ атм/лог. цикл
 - отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на оси ординат при $\Delta t = 1$, т.е. $\log(t_p + 1) = 2.55$, $p_{ws}(\Delta t=1) = 339.2$ атм.
- Таким образом мы можем определить параметры пласта, используя исходные данные по скважине и параметры m_{\log} и $p_{ws}(\Delta t=1)$.

Пример – Учет изменения дебита

Определение параметров пласта

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



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

Пример – Учет изменения дебита

- По наклону m прямолинейного участка на графике Хорнера определяем проницаемость по формуле:

$$k = 21.195 \frac{q_4 B \mu}{m_{\log} h} = 21.195 \frac{15.9 [м^3/сут] \cdot 1.2 \cdot 0.5 \text{снз}}{0.4034 [\text{атм/лог.цикл}] \cdot 5.3 [м]} = 94 \text{мД}$$

- По $p_{ws}(\Delta t=1 \text{ час})$ определяем величину скин-фактора:

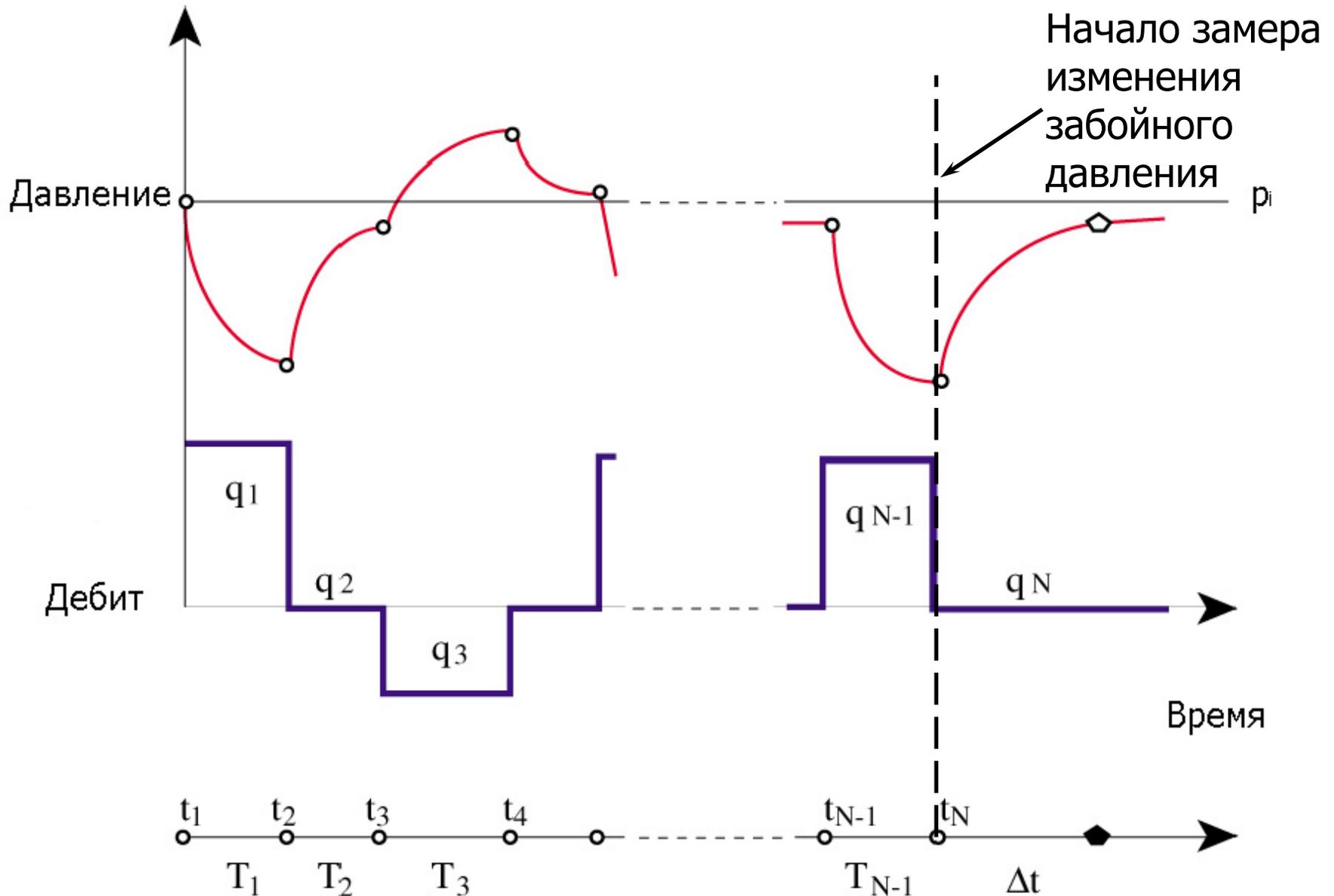
$$S = 1.1513 \left[\frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_p)}{m_{\log}} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.09232 \right] =$$

$$= 1.1513 \left[\frac{339.2 [\text{атм}] - 336 [\text{атм}]}{0.4034 [\text{атм/лог.цикл}]} + \log \frac{350 [\text{час}] + 1}{350 [\text{час}]} - \right.$$

$$\left. - \log \frac{94 [\text{мД}]}{0.36 \cdot 0.5 [\text{снз}] \cdot 1.2 \times 10^{-4} [1/\text{атм}] \cdot 0.08^2 [м^2]} + 3.09232 \right] = 2.6$$

- На самом деле полученные результаты несколько завышены, т.к. использовалась упрощенная история работы скважины, что внесло определенную погрешность в вычисления.

6.5 Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения



6.5 Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения

- На практике очень сложно удерживать дебит постоянным, поэтому для учета всех изменений дебита при анализе данных ГДИС используют принцип суперпозиции:

$$p_i - p_{wf}(t) = 18.41 \frac{B\mu}{kh} \sum_{i=1}^N (q_i - q_{i-1}) p_D(t_N - t_{i-1})$$

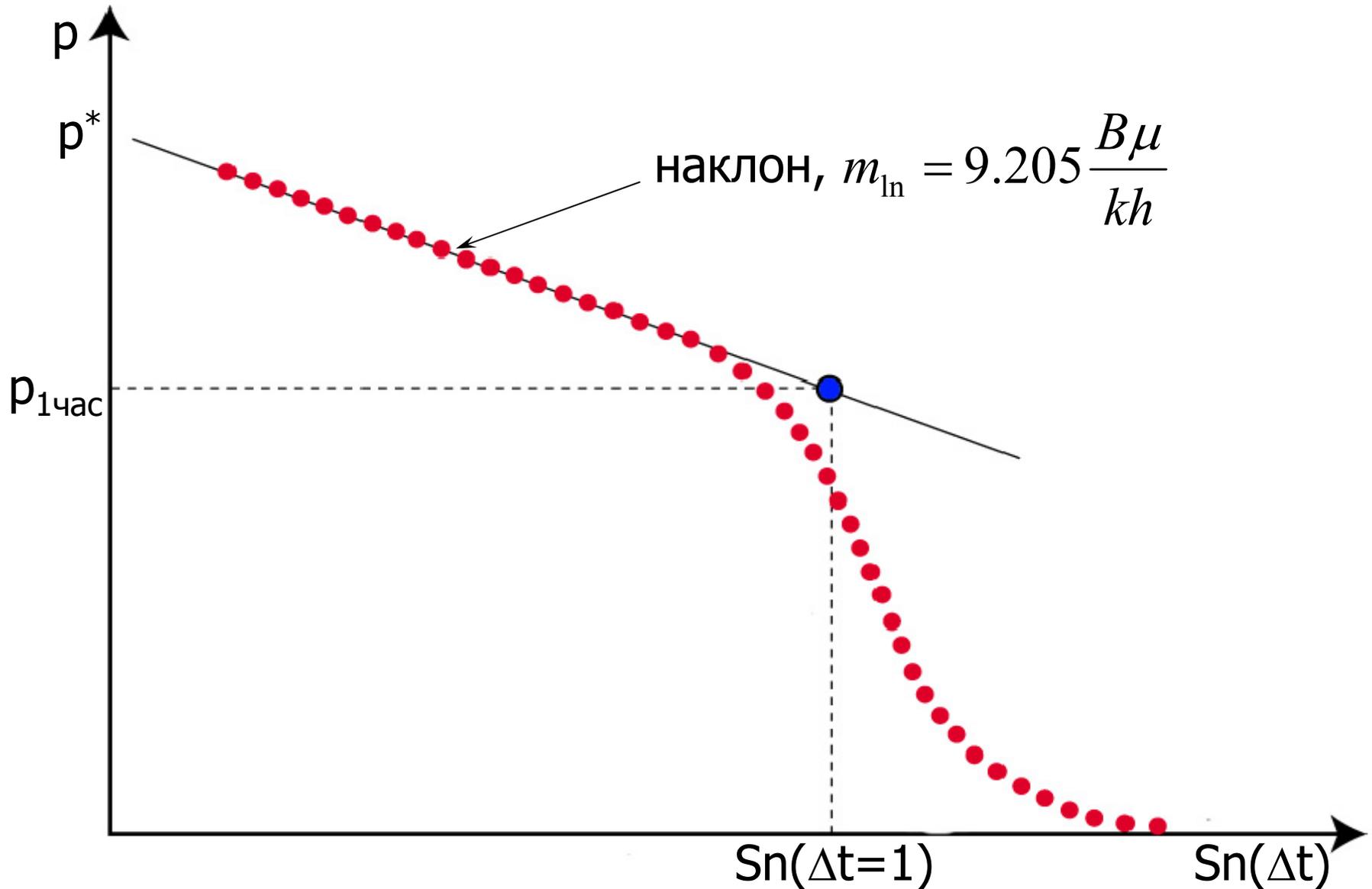
- Восстановление давления, после того, как скважина была закрыта в момент времени t_N , определяется выражением:

$$p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_N) = 9.205 \frac{B\mu}{kh} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N-1} (q_i - q_{i-1}) \ln \frac{t_N - t_i}{t_N - t_i + \Delta t} - \\ - (q_N - q_{N-1}) \left(\ln \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} - 7.12034 + 2S \right) \end{array} \right\}$$

- Анализ данных ГДИС с учетом всей истории разработки выполняется аналогично анализу данных КВД, за исключением того, что вместо времени Хорнера $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ используется временная функция суперпозиции

$$Sn(\Delta t) = \sum_{i=1}^{N-1} (q_i - q_{i-1}) \ln \frac{t_N - t_i}{t_N - t_i + \Delta t} - (q_N - q_{N-1}) \ln \Delta t$$

6.5 Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения



6.5 Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения

- Если построить график зависимости забойного давления $p_{ws}(\Delta t)$ от временной функции суперпозиции $S_n(\Delta t)$, то можно выделить прямолинейный участок с коэффициентом наклона m , после того, как завершится эффект ВСС. Величина наклона m не зависит от дебита скважины, т.е. результаты, полученные при различных дебитах, можно сравнить на одном графике.
- Коэффициент наклона m используется для определения kh :

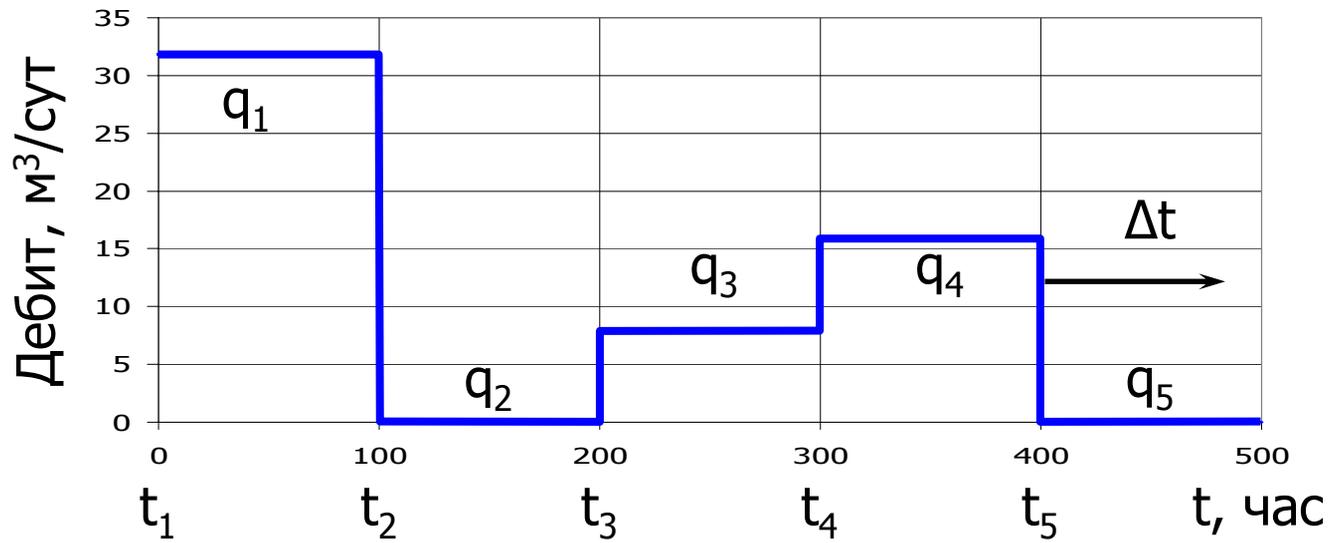
$$kh = 9.205 \frac{B\mu}{m_{ln}}$$

- При вычислении скин-фактора S используется значение давления $p_{1час}$.

$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{p_{1час} - p_{wf}(t_N)}{(q_{N-1} - q_N)m_{ln}} - \ln \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right\}$$

Пример – Учет изменения дебита (продолжение)

История работы скважины



Временная функция суперпозиции

$$S_n(\Delta t) = \sum_{i=1}^4 (q_i - q_{i-1}) \ln \frac{t_5 - t_i}{t_5 - t_i + \Delta t} - (q_5 - q_4) \ln(\Delta t)$$

Пример – Учет изменения дебита (продолжение)

- Для анализа данных ГДИС с учетом всей истории разработки необходимо вычислить временную функцию суперпозиции.

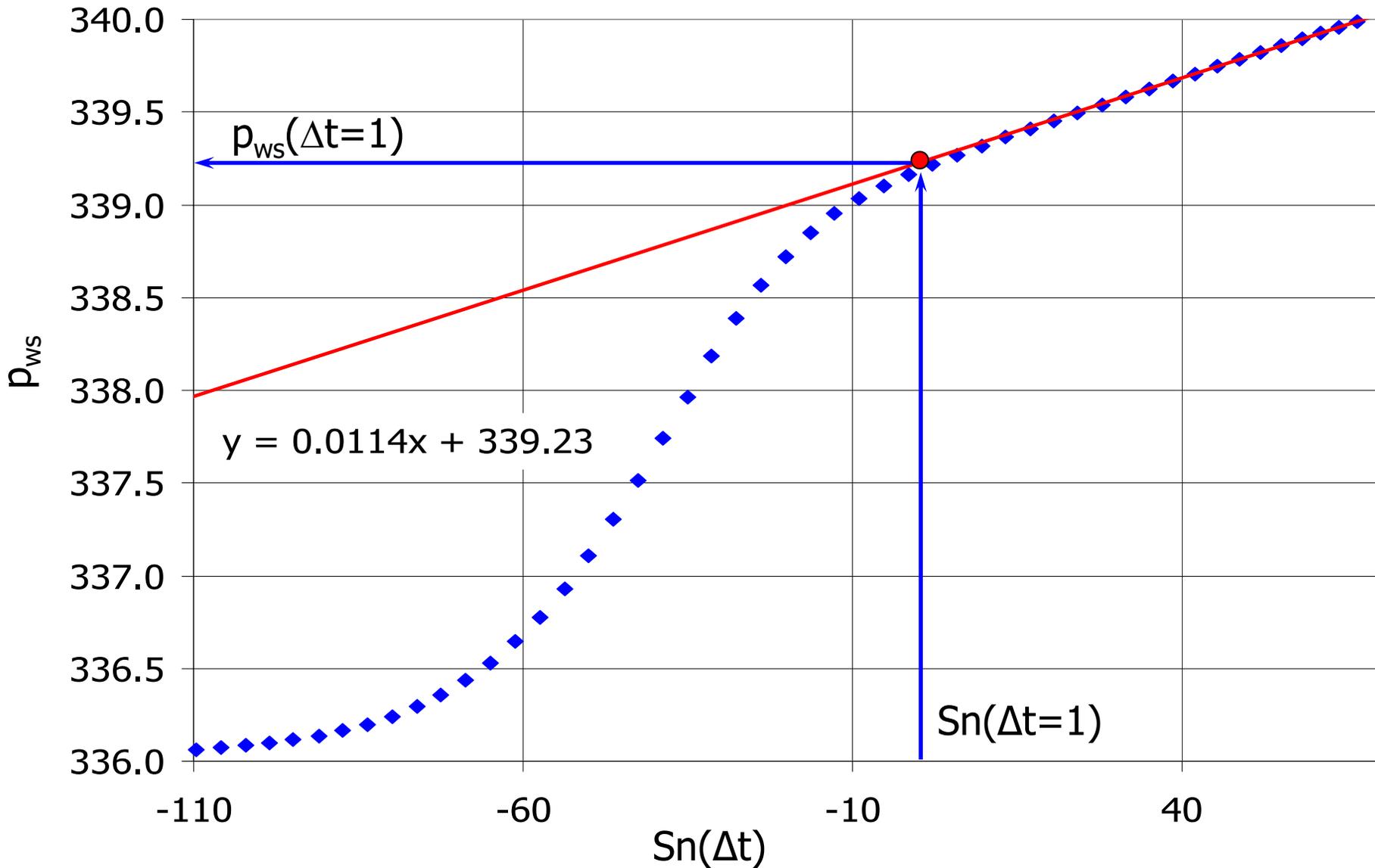
$$S_n(\Delta t) = q_1 \ln \frac{t_5 - t_1}{t_5 - t_1 + \Delta t} + (q_2 - q_1) \ln \frac{t_5 - t_2}{t_5 - t_2 + \Delta t} + \\ + (q_3 - q_2) \ln \frac{t_5 - t_3}{t_5 - t_3 + \Delta t} + (q_4 - q_3) \ln \frac{t_5 - t_4}{t_5 - t_4 + \Delta t} - (q_5 - q_4) \ln \Delta t$$

- Значения q_i и t_i известны, нумерация должна соответствовать нумерации приведенной на рисунке.
- Для анализа данных также необходимо определить временную функцию суперпозиции для $\Delta t = 1$, чтобы определить $p_{ws}(\Delta t=1)$.

$$S_n(\Delta t = 1) = q_1 \ln \frac{t_5 - t_1}{t_5 - t_1 + 1} + (q_2 - q_1) \ln \frac{t_5 - t_2}{t_5 - t_2 + 1} + \\ + (q_3 - q_2) \ln \frac{t_5 - t_3}{t_5 - t_3 + 1} + (q_4 - q_3) \ln \frac{t_5 - t_4}{t_5 - t_4 + 1}$$

Пример – Учет изменения дебита (продолжение)

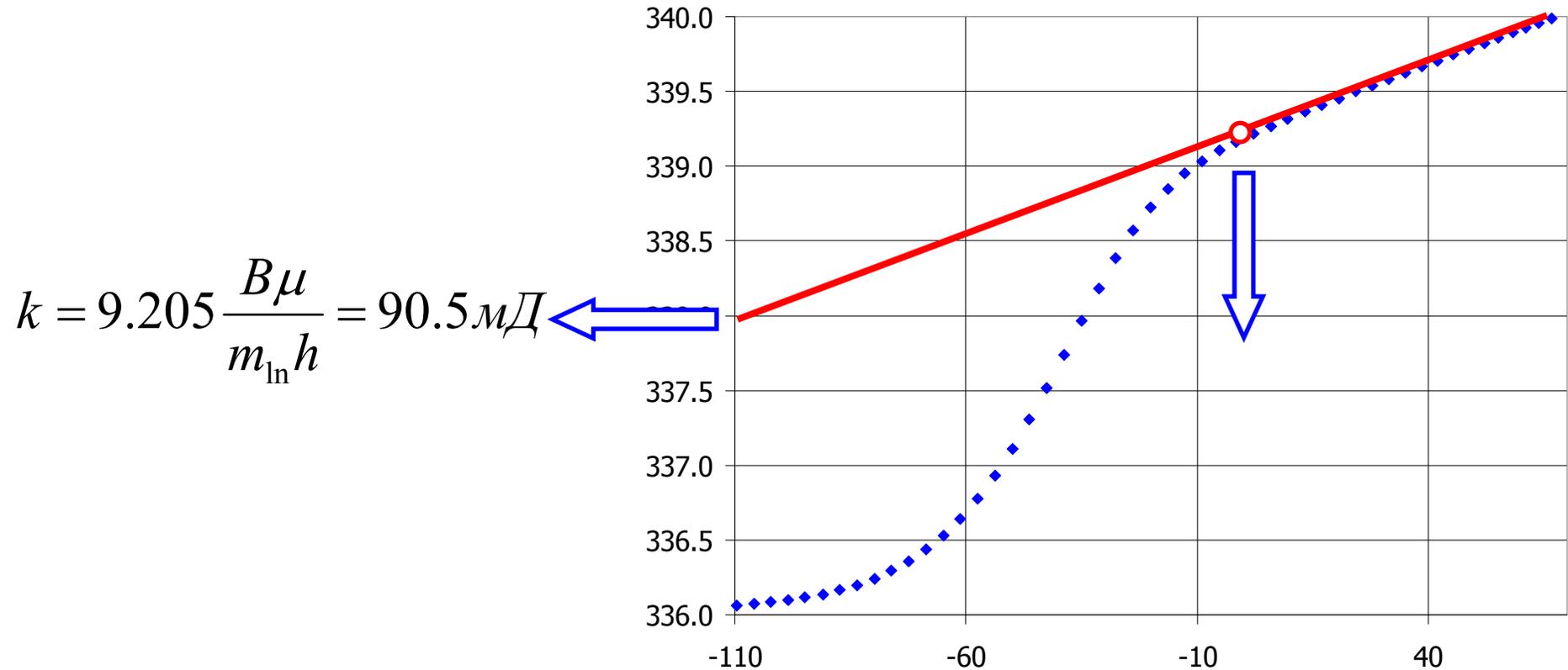
График зависимости $p_{ws}(\Delta t)$ от $S_n(\Delta t)$



Пример – Учет изменения дебита (продолжение)

- На графике зависимости забойного давления $p_{ws}(\Delta t)$ от временной функции суперпозиции $S_n(\Delta t)$ можно выделить прямолинейный участок, после того, как завершится эффект ВСС. Прямолинейный участок, характеризуется двумя параметрами:
 - наклон $m_{ln} = 0.0114$ атм/м³/сут/лог. цикл
 - отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на оси ординат при $\Delta t = 1$, т.е. $S_n(\Delta t = 1) = -0.09$, $p_{ws}(\Delta t=1) = 339.23$ атм.
- Таким образом мы можем определить параметры пласта, используя исходные данные по скважине и параметры m_{ln} и $p_{ws}(\Delta t=1)$.

Пример – Учет изменения дебита (продолжение)



$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{p_{1чac} - p_{wf}(t_N)}{(q_{N-1} - q_N) m_{\ln}} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 7.12034 \right\} = 2.2$$

Пример – Учет изменения дебита (продолжение)

- По наклону m прямолинейного участка на графике зависимости $p_{ws}(\Delta t)$ от $S_n(\Delta t)$ определяем проницаемость по формуле:

$$k = 9.205 \frac{B\mu}{m_{ln} h} = 9.205 \frac{1.2 \cdot 0.5 \text{ смз}}{0.0114 [\text{атм} / \text{м}^3 / \text{сут} / \text{лог.цикл}] \cdot 5.3 [\text{м}]} = 90.5 \text{ мД}$$

- По величине $p_{ws}(\Delta t=1 \text{ час})$ определяем величину скин-фактора:

$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{p_{ws}(\Delta t = 1) - p_{wf}(t_5)}{(q_4 - q_5) m_{ln}} - \ln \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 7.12034 \right] =$$

$$= \frac{1}{2} \left[\frac{339.2 [\text{атм}] - 336 [\text{атм}]}{(15.9 - 0) [\text{м}^3 / \text{сут}] \cdot 0.0114 [\text{атм} / \text{м}^3 / \text{сут} / \text{лог.цикл}]} - \right.$$

$$\left. - \ln \frac{90.5 [\text{мД}]}{0.36 \cdot 0.5 [\text{смз}] \cdot 1.2 \times 10^{-4} [1 / \text{атм}] \cdot 0.08^2 [\text{м}^2]} + 7.12034 \right] = 2.2$$

- Полученные результаты находятся в пределах допустимой погрешности, поэтому всегда, когда известна история работы скважины, желательно учитывать ее при анализе данных ГДИС для получения достоверной информации.

Контрольные вопросы к Главе 6

1. При анализе КВД/КПД средний период исследований определяет:
 - a) свойства призабойной зоны;
 - b) свойства коллектора;
 - c) свойства границ пласта.

2. Проницаемость вычисляется, используя:
 - a) наклон прямолинейного участка кривой в полулогарифмических координатах;
 - b) отрезок отсекаемый на вертикальной оси p_{1hr} ;
 - c) все вышеперечисленное;
 - d) нет правильного ответа.

Контрольные вопросы к Главе 6

3. Скин-фактор определяется, используя:
 - a) наклон прямолинейного участка кривой в полулогарифмических координатах;
 - b) отрезок отсекаемый на вертикальной оси p_{1hr} ;
 - c) все вышеперечисленное;
 - d) нет правильного ответа.

4. В чем отличия метода Хорнера и MDH метода?

5. Когда можно проводить гидродинамические исследования падения давления на неустановившихся режимах фильтрации?

6. Когда можно проводить гидродинамические исследования восстановления давления на неустановившихся режимах фильтрации?