

Гидродинамические исследования скважин

**Центр профессиональной
переподготовки специалистов
нефтегазового дела
2003**

Условные обозначения

Обозначение	Описание	Единицы измерения
p	давление	атм
p_{ws}	забойное давление, измеряемое в остановленной (не работающей) скважине	атм
p_{wf}	забойное давление, замеренное в работающей скважине	атм
p_i	начальное пластовое давление	атм
$p_{wf}(t_p)$ $p_{ws}(\Delta t=0)$	забойное давление, замеренное в момент остановки скважины	атм
p_e	давление на границе пласта (на расстоянии r_e от скважины)	атм
p_w	забойное давление	атм
Δp_s	дополнительный перепад давлений вследствие загрязнения призабойной зоны пласта	атм
$p_{t=1}$	отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на полулогарифмическом графике при $t = 1$	атм
p	давление	атм
p_0	ордината точки пересечения прямой линии с осью ординат на различных графиках	атм
p^*	экстраполированное давление на графике в полулогарифмических координатах	атм
\bar{p}	среднее давление в зоне дренирования на момент закрытия скважины	атм
m_{ln}	наклон прямолинейного участка на графике зависимости забойного давления p_{wf} от натурального логарифма времени $\ln t$	атм/лог.цикл
m_{log}	наклон прямолинейного участка на графике зависимости забойного давления p_{wf} от десятичного логарифма времени $\log t$	атм/лог.цикл
c	сжимаемость флюида в стволе скважины	атм ⁻¹
c_w	сжимаемость воды	атм ⁻¹
c_o	сжимаемость нефти	атм ⁻¹
c_g	сжимаемость газа	атм ⁻¹
c_f	сжимаемость породы	атм ⁻¹

Обозначение	Описание	Единицы измерения
c_t	общая сжимаемость системы	атм ⁻¹
ψ	псевдодавление	атм ² /спз
D	коэффициент, характеризующий отклонение от закона Дарси	(м ³ /сут) ⁻¹
e	эксцентриситет скважины в канале	безразмерн.
σ	величина, характеризующая смещение скважины относительно оси симметрии канала	безразмерн.
m_l	наклон прямолинейного участка кривой на графике в координатах [корень из времени, давление]	безразмерн.
C_A	фактор формы Dietz	безразмерн.
t_{pDA}	безразмерное время работы скважины, индекс A означает, что в формуле вместо r^2 подставляется площадь зоны дренирования	безразмерн.
$p_{D MBH}$	корректировка в методе MBH для нахождения среднего давления	безразмерн.
S	скин-фактор	безразмерн.
S_a	совокупный скин-фактор, определяемый по данным ГДИС	безразмерн.
S_d	остаточный скин-фактор – загрязнение призабойной зоны пласта	безразмерн.
S_p	псевдоскин-фактор – несовершенство вскрытия	безразмерн.
S_{tr}	истинный скин-фактор	безразмерн.
S_{swp}	скин-фактор, учитывающий отклонение скважины от вертикали	безразмерн.
p_D	безразмерное давление	безразмерн.
t_D	безразмерное время	безразмерн.
C_D	безразмерный коэффициент ВСС	безразмерн.
r_D	безразмерное расстояние	безразмерн.
ρ	плотность флюида	кг/м ³
L	длина	м

Обозначение	Описание	Единицы измерения
r	расстояние от скважины до произвольной точки в пласте	м
r_w	радиус скважины	м
r_e	расстояние от скважины до границ пласта	м
h	продуктивная толщина пласта	м
r_{inv}	радиус исследований	м
r_s	радиус зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками вокруг скважины	м
h_p	интервал перфорации	м
h_s	высота элемента симметрии	м
$r_{w,eff}$	эффективный радиус скважины	м
x_f	полудлина трещины ГРП	м
Δh	изменение уровня флюида в стволе скважины	м
d	расстояние до границы	м
l	ширина канала	м
b	коэффициент вскрытия пласта	м/м
A	площадь зоны дренирования	м ²
g	ускорение свободного падения	м ² /сек
Q	накопленная добыча на скважине	м ³
V, V_w	объем флюида в стволе скважины	м ³
C_s	коэффициент эффекта влияния объема ствола скважины на перераспределение забойного давления (коэффициент ВСС)	м ³ /атм
V_u	объем ствола скважины, приходящийся на единицу длины	м ³ /м
B	объемный коэффициент флюида	м ³ /м ³
B_w	объемный коэффициент воды	м ³ /м ³
B_o	объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³
q	дебит скважины в пластовых условиях	м ³ /сут
q_s	дебит скважины в стандартных условиях	м ³ /сут

Обозначение	Описание	Единицы измерения
$Q_{\text{стаб}}$	стабилизировавшийся дебит перед остановкой скважины	$\text{м}^3/\text{сут}$
φ	пористость	
φ_m	пористость матрицы	
φ_f	пористость трещин	
k	проницаемость	мД
k_s	проницаемость в призабойной зоне пласта	мД
k_m	проницаемость матрицы (первичная пористость)	мД
k_f	проницаемость трещин (вторичная пористость)	мД
η	коэффициент пьезопроводности	мД*атм/спз
T	температура	$^{\circ}\text{C}$
μ	вязкость	спз
t_p	время работы скважины перед ее закрытием для снятия КВД	час
Δt	время, отсчитываемое при снятии КВД от момента остановки скважины	час
t_{pe}	эквивалентное время работы скважины	час
Dt_e	эквивалентное время Агарвала	час
t_p	время работы скважины до ее остановки	час
t_i	время пересечения двух прямых линий на графике в полулогарифмических координатах	час
t_r	время, когда данные давления начинают отклоняться от прямой линии на графике в полулогарифмических координатах	час
t_x	время пересечения двух прямых линий на графике в координатах [корень из времени, давление]	час
S_o	насыщенность нефти	
S_w	насыщенность воды	
S_g	насыщенность газа	
$Sn(\Delta t)$	временная функция суперпозиции	
t_{ps}	псевдовремя	

Обозначение	Описание	Единицы измерения
Z	фактор сжимаемости	
S'	псевдоскин-фактор, зависящий от темпов отбора	
$[t]_M, [DP]_M$	координаты точки совмещения M на графике данных давления	
$[t_D/C_D]_M, [P_D]_M$	координаты точки совмещения M на графике типовых кривых	
P'	логарифмическая производная давления	
θ	угол между двумя пересекающимися прямолинейными границами	
ω	доля трещинно-кавернозной емкости (storativity ratio)	
λ	удельный коэффициент проводимости (transmissivity ratio)	
α	геометрический коэффициент, учитывающий геометрию матричных блоков	

Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин

Содержание курса

1. Основные принципы ГДИС
 - 1.1. Введение
 - 1.2. Типы ГДИС
 - 1.3. Закон Дарси
 - 1.4. Сжимаемость
 - 1.5. Уравнение фильтрации
 - 1.6. Радиус исследований
 - 1.7. Режимы притока
 - 1.8. Принцип суперпозиций
2. Скин-эффект
 - 2.1. Определение
 - 2.2. Скважина, частично вскрывающая пласт
 - 2.3. Наклонная скважина
 - 2.4. Обобщенная концепция скин-эффекта
3. Эффект влияния объема ствола скважины на перераспределение забойного давления
 - 3.1. Определение
 - 3.2. Коэффициент C_s в фонтанирующих скважинах
 - 3.3. Коэффициент C_s в скважинах, оборудованных насосом
 - 3.4. Давление в начальный период влияния объема ствола скважины
 - 3.5. Приток из пласта в период влияния объема ствола скважины
 - 3.6. Конец эффекта влияния объема ствола скважины
4. Типовые кривые
 - 4.1. Введение
 - 4.2. Безразмерные переменные
 - 4.3. Решение уравнения пьезопроводности в безразмерных переменных
 - 4.4. Типовые кривые Gringarten
 - 4.5. Анализ данных КПД с помощью типовых кривых
 - 4.6. Анализ данных КВД с помощью типовых кривых
 - 4.7. Преимущества и ограничения метода типовых кривых
5. Производная давления
 - 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

6. Традиционные методы интерпретации ГДИС для бесконечнодействующего пласта
 - 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: MDH метод
 - 6.4. ГДИС при изменении дебита
 - 6.5. Учет переменных дебитов скважин по истории разработки месторождения
7. Границы пласта
 - 7.1. Введение
 - 7.2. Единичный непроницаемый разлом
 - 7.3. Канал
 - 7.4. Ограниченный канал
 - 7.5. Две пересекающиеся линейные границы
 - 7.6. Граница постоянного давления
 - 7.7. Замкнутый пласт
8. Сложные коллектора
 - 8.1. Трециноватый коллектор
 - 8.2. Коллектора с двойной проницаемостью
 - 8.3. Многопластовые системы
9. Влияние скважины на интерпретацию ГДИС
 - 9.1. Скважина с ГРП
 - 9.2. Горизонтальная скважина
 - 9.3. Нагнетательная скважина
10. Газовые скважины
 - 10.1. Отклонения от закона Дарси
 - 10.2. Интерпретация данных ГДИС газовых скважин
 - 10.3. ГДИС газовых скважин методом противодавления
 - 10.4. Изохронный метод исследования газовых скважин
 - 10.5. Модифицированный изохронный метод исследования газовых скважин
 - 10.6. Определение максимального теоретического дебита: эмпирический метод
11. Исследования КВУ
 - 11.1. Введение
 - 11.2. Метод типовых кривых
 - 11.3. Традиционный метод
 - 11.4. Заключение

12. Гидродинамические исследования на нескольких скважинах
 - 12.1. Гидропрослушивание
 - 12.2. Гидропрослушивание: интерпретация данных
 - 12.3. Гидропрослушивание: влияние истории работы скважины
 - 12.4. Гидропрослушивание: эффект ВСС и скин-фактор
 - 12.5. Импульсные ГДИС
 - 12.6. Интерпретация данных импульсных ГДИС
13. Методология интерпретации данных ГДИС
 - 13.1. Введение
 - 13.2. Планирование ГДИС
 - 13.3. Подготовка данных
 - 13.4. Диагностика модели
 - 13.5. Интерпретация модели
 - 13.6. Оценка параметров
 - 13.7. Верификация модели
 - 13.8. Заключительный анализ
14. Проектирование ГДИС
 - 14.1. Введение
 - 14.2. Задачи проведения ГДИС
 - 14.3. Требования к исходной информации
 - 14.4. Вид исследований
 - 14.5. Варианты проектирования ГДИС
 - 14.6. Манометры
 - 14.7. Дополнительные данные
 - 14.8. Минимизация возможных проблем при исследовании и интерпретации
15. Многократный испытатель пласта
 - 15.1. Введение
 - 15.2. Принцип работы RFT
 - 15.3. Применение RFT
 - 15.4. Эффект избыточного давления
 - 15.5. Оценка локальной проницаемости пласта

Глава 1

Основные принципы ГДИС

Содержание

- 1.1 Введение
- 1.2 Типы ГДИС
- 1.3 Закон Дарси
- 1.4 Сжимаемость
- 1.5 Уравнение пьезопроводности
 - 1.6 Радиус исследования
 - 1.7 Режимы течения
 - 1.8 Режимы притока
- 1.9 Принцип суперпозиции

1.1 Введение

- **ГДИС** – система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам, т.е. замер с помощью глубинных приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др), последующая обработка замеряемых данных, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках – параметрах пластов и скважин.
- **Цели ГДИС:**
 - Стадия промышленной разведки месторождения – получение возможно полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки, т.е. выявление общей картины неоднородностей пласта по площади.
 - Стадии пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения:
 - уточнение данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования;
 - получение информации о динамике процесса разработки, необходимой для его регулирования;
 - определение технологической эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти (обработка призабойных зон скважин, гидроразрыв и т.д.).

1.1 Введение

- Методология интерпретации данных ГДИС заключается в определении параметров системы по известным входным и выходным сигналам. То есть, при воздействии возмущающим сигналом (постоянный дебит) на систему (скважина и пласт), измеряется реакция системы (изменение забойного давления).
- Цель интерпретации ГДИС – определить и охарактеризовать систему по известным входным и выходным сигналам – **ОБРАТНАЯ ЗАДАЧА**.
- При интерпретации ГДИС исследуются различные теоретические модели системы, которые связывают изменение давления с изменением дебита. Модель и её параметры подбираются таким образом, чтобы по известному входному сигналу (соответствующему “предыстории” работы скважины) получить отклик системы, идентичный реальным испытаниям скважины, тогда параметры модели будут соответствовать параметрам системы – **ПРЯМАЯ ЗАДАЧА**.
- В процессе интерпретации ГДИС можно столкнуться с определенными трудностями, то есть модель может вести себя также как реальный пласт, но физические допущения могут быть изначально неверными. Однако реальная опасность ошибки может быть снижена более тщательным проектированием ГДИС. В большинстве случаев проектирование и интерпретация ГДИС зависит от задач, которые при этом необходимо решить.

1.2 Типы ГДИС

- Гидродинамические исследования *падения давления в добывающей скважине* на неустановившемся режиме фильтрации (КПД) – в момент времени $t = 0$ скважина мгновенно пускается в эксплуатацию (после продолжительного периода простоя) с постоянным дебитом q .
- Определение параметров пласта и скважины при данном методе исследования скважин предполагает:
 - постоянный дебит $q = \text{const}$;
 - к моменту времени $t = 0$ пласт находится в статическом состоянии, т.е. давление по всему пласту постоянно и равно p_i .
- Однако на практике очень трудно достичь желаемых условий вследствие ряда причин:
 - сложно поддерживать постоянный дебит, даже после того, как приток более или менее стабилизировался;
 - скважина не обязательно находится в статическом состоянии, особенно если она была недавно пробурена или эксплуатировалась определенный период перед проведением исследований.
- С другой стороны, снятие КПД – хороший метод для определения размеров блока/пласта. Время, необходимое для того, что бы перераспределение давления достигло границ пласта, достаточно большое, следовательно, эксплуатационные колебания дебита становятся менее существенными. К тому же нет необходимости на долгое время останавливать скважину, что очень важно с экономической точки зрения.

1.2 Типы ГДИС

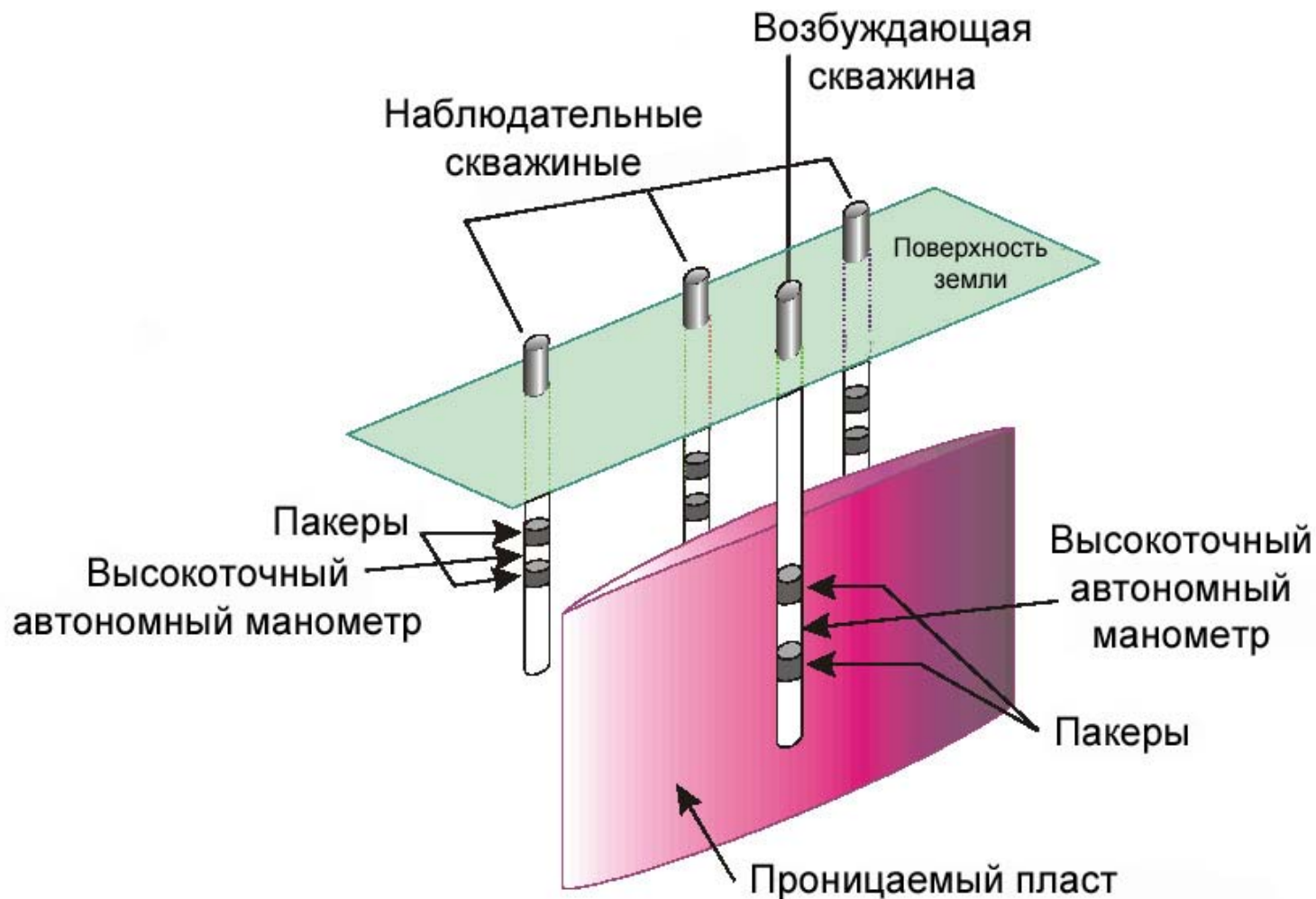
- Гидродинамические исследования *восстановления давления в добывающей скважине* на неустановившемся режиме фильтрации (КВД) – скважина, работавшая определенный период времени t_p с постоянным дебитом q , останавливается и измеряется восстановление давления на забое.
- Определение параметров пласта и скважины при данном методе исследования скважин предполагает:
 - постоянный дебит $q = \text{const}$ перед закрытием скважины;
 - скважина должна работать достаточный период времени t_p перед остановкой, чтобы распределение давления в пласте стабилизировалось.
- Недостатки данного метода:
 - сложно поддерживать постоянный дебит перед закрытием скважины; иногда требуется остановить скважину на короткий период, чтобы установить датчики в скважине.
 - потеря добычи из-за простоя скважины при снятии КВД.
- Основное преимущество – технически проще обеспечить постоянство дебита при снятии КВД после остановки (закрытия) добывающей скважины ($q=0$).

1.2 Типы ГДИС

- ***Исследования приемистости нагнетательной скважины*** – в момент времени $t = 0$ скважина пускается в эксплуатацию с постоянным расходом флюида, нагнетаемого в пласт.
- ***Исследование спада давления в нагнетательных скважинах*** – замер снижения давления после прекращения нагнетания жидкости в скважину.
- Основное преимущество перед ГДИС в добывающих скважинах – скорость закачки жидкости легче контролировать, чем дебиты в добывающих скважинах.
- Недостаток – анализ испытаний усложняется из-за:
 - эффекта многофазного течения при закачке жидкости, отличной от пластового флюида;
 - возможного образования трещин в призабойной зоне.

1.2 Типы ГДИС

Исследования пластов по взаимодействию скважин

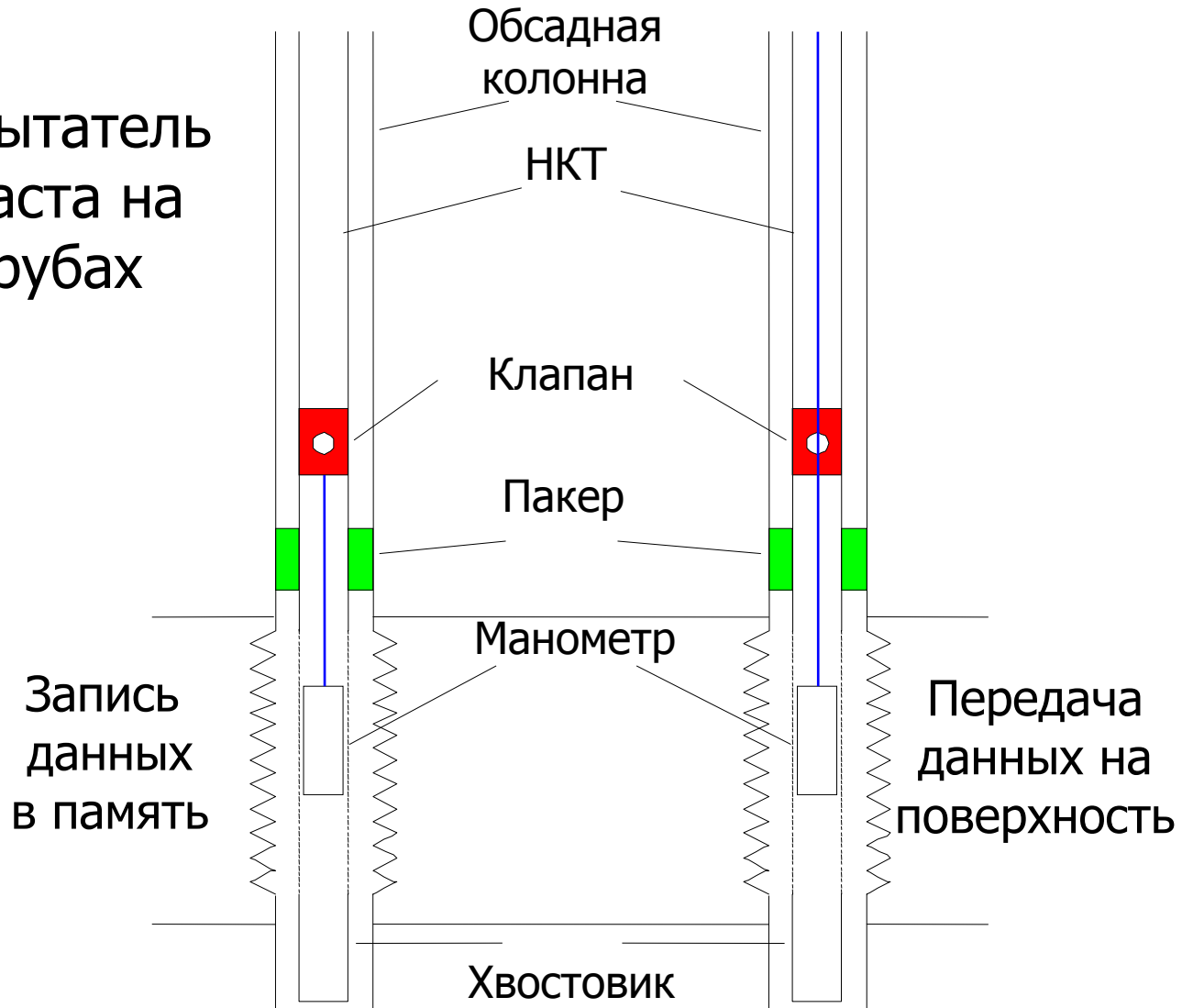


1.2 Типы ГДИС

- Исследования пластов по взаимодействию скважин:
 - Гидропрослушивание – при однократном возмущении;
 - Импульсный тест – при многократном циклическом возмущении.
- Исследование взаимодействия скважин проводят с целью определения фильтрационных свойств продуктивных пластов. Для этого оборудуют несколько скважин одного блока/пласта глубинными манометрами с высокой чувствительностью. Перед проведением исследования все скважины данного блока продолжительное время должны эксплуатироваться с неизменным режимом. На одной из скважин (возбуждающей) производят смену режима эксплуатации (например, остановку скважины).
- Данный тип ГДИС позволяют определить:
 - наличие гидродинамической связи между скважинами (участками пласта);
 - фильтрационные характеристики продуктивного пласта в окрестности возмущающей и реагирующих скважин;
 - анизотропию пласта.
- Наблюдательные скважины находятся в отдалении от возбуждающей скважины. Процесс перераспределения давления займет значительный период времени прежде чем достигнет наблюдательной скважины.

1.2 Типы ГДИС

Испытатель
пласта на
трубах



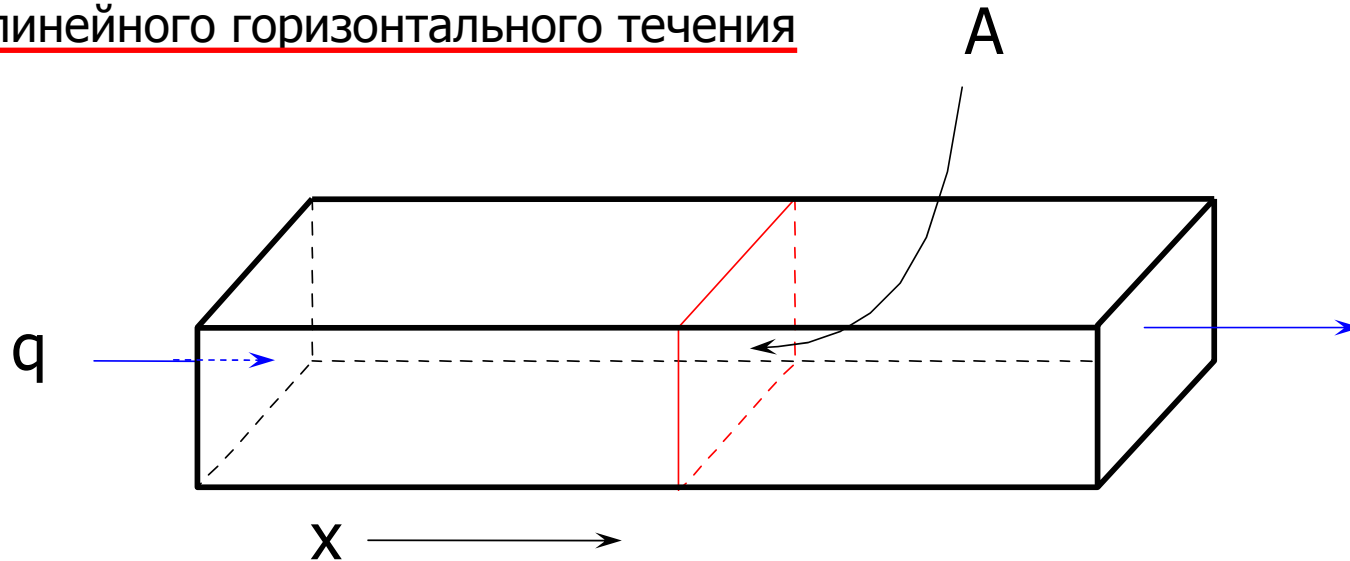
1.2 Типы ГДИС

- **Пластоиспытания** – исследования, при которых используется устройство (пакер, клапан и манометр) опускаемое на забой скважины с помощью колонны буровых труб или НКТ. При помощи клапана, расположенного у основания колонны труб, вызывается приток флюида из пласта в скважину и замеряется давление.
- Обычно этот вид исследований проводят на только что пробуренных поисковых или оценочных скважинах (обсаженных или необсаженных) с целью:
 - определения природы пластового флюида;
 - измерение продуктивности скважины;
 - измерение пластового давления и температуры;
 - получение образцов пластового флюида для PVT анализа;
 - получение информации о характеристиках коллектора;
 - оценка эффективности завершения скважины (скин-фактор).
- Период испытания очень короткий, т.к. скважина открывается и закрывается на забое – снижается эффект ВСС. Дебит измеряется на поверхности – пластовый флюид проходит через сепаратор и определяются объемы добытых нефти, воды и газа.
- В случае, если дебит замеряется на поверхности, интерпретация результатов испытаний пласта требует специальной методики, т.к. по мере повышения уровня жидкости в колонне труб изменяется дебит. Качество выполнения бурильных работ и операций по завершению скважины также могут влиять на результаты анализа.

1.3 Закон Дарси

Ламинарное однофазное течение в пористой среде

Для линейного горизонтального течения



$$\frac{q}{A} = u = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx}$$

СИ

$$\frac{q_s B}{A} = -\frac{8.644 \times 10^{-3} k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx}$$

Промысловые, Россия

- Проницаемость – внутреннее свойство породы

1.3 Закон Дарси

- Эмпирический закон Дарси – первая попытка применить классические принципы гидродинамики к решению задачи течения жидкости в пористой среде:

$$\frac{q}{A} = u = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dx} - \rho g \frac{dD}{dx} \right) = -\frac{k}{\mu} \frac{d\psi}{dx}$$

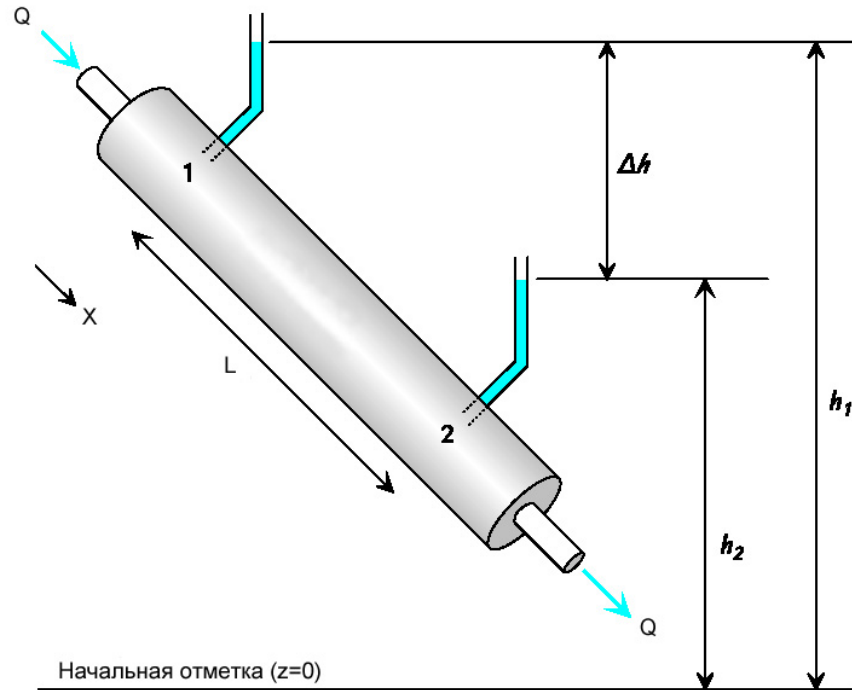
$\psi = p - \rho g D$ – потенциал;
 D - истинная вертикальная глубина;
 ρ - плотность жидкости.

Потенциал ψ позволяет учесть гравитационные эффекты. При отсутствии гравитационных эффектов (линейный горизонтальный поток) уравнение упрощается

- Единицы измерения:

	СИ	промышленые Россия
– q – дебит в пластовых условиях	$\text{м}^3/\text{сек}$	$\text{м}^3/\text{сут}$
– A – площадь поперечного сечения	м^2	м^2
– u – приведенная скорость течения	$\text{м}/\text{сек}$	$\text{м}/\text{сут}$
– μ – вязкость жидкости	$\text{Н}\cdot\text{сек}/\text{м}^2$	сПз
– p – давление	Па	атм
– x – пространственная координата	м	м
– k – проницаемость.	м^2	мД
- Закон Дарси используется для определения проницаемости k , которая остается постоянной при условии:
 - Линейно-ламинарного и однофазного (насыщенность – 100 %) течения;
 - Отсутствия химического взаимодействия между породой и пластовым флюидом;
 - Жидкость несжимаема.

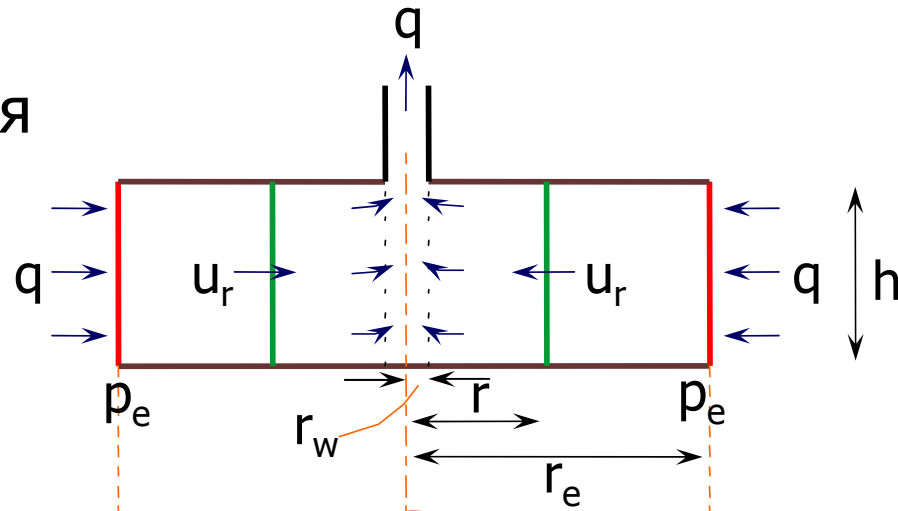
1.3 Закон Дарси – Упражнение 1



- Через два однородных образца пористой среды, содержащих глинистые частицы, с целью определения проницаемости k пропускали:
 - а) пресную воду при $t = 20^\circ\text{C}$ (вязкость $\mu = 1$ спз) при перепаде давления $\Delta p = 0.68$ атм. с расходом $Q = 2.88 \times 10^{-3}$ м³/сут,
 - б) соленую воду с вязкостью $\mu = 1.1$ спз при той же разности давления, что и в случае а) и с расходом $Q = 10.468 \times 10^{-3}$ м³/сут.
- Размеры образцов: длина $L=0.05$ м, площадь поперечного сечения $A = 5 \times 10^{-4}$ м². Найти отношение проницаемостей для случаев **a** и **b**.

1.3 Закон Дарси

Упругий режим
установившегося
радиального
притока



$$u_r = \frac{q}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

$$p_e - p_w = 18.41 \frac{q\mu}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

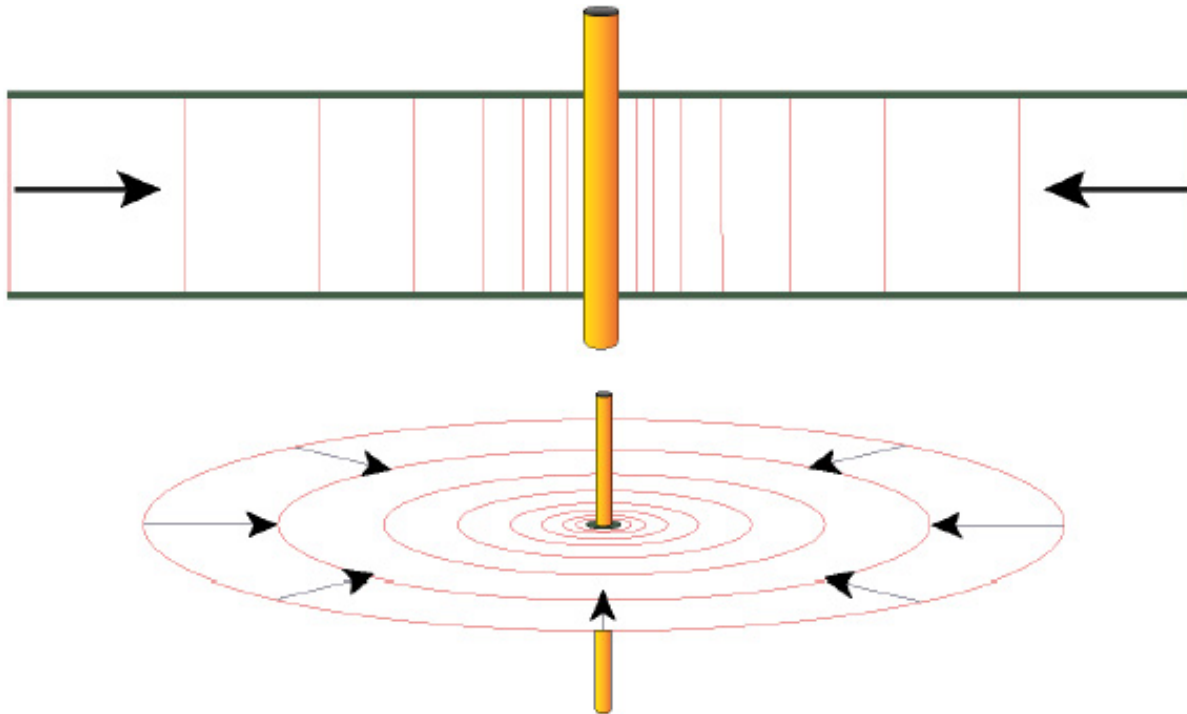
1.3 Закон Дарси

- Рассмотрим практическое использование закона Дарси на примере упрощенной модели нефтяного коллектора.
- Допустим коллектор представляет собой круговой однородный пласт, толщиной h и проницаемостью k , ограниченный сверху и снизу горизонтальными непроницаемыми барьерами. Давление на границе пласта (на расстоянии r_e от скважины) p_e , давление на забое p_w . Поровый объем заполнен нефтью (вязкость μ), за исключением того объема, который занимает связанная вода (в пластовых условиях – не подвижна). Давление в пласте выше давления насыщения (нет свободной газовой фазы). Если скважина проперфорирована на весь продуктивный интервал h и пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом q (в пластовых условиях), то в результате в пласте возникнет горизонтальный радиальный приток, направленный к скважине.
- В результате получаем очень важное соотношение дебита q , депрессии $p_e - p_w$ и свойств пласта:

$$p_e - p_w = 18.41 \frac{q\mu}{kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

- Данное выражение известно как простейшая модель притока к скважине. Следует еще раз отметить, что дебит q и вязкость μ - соответствуют пластовым условиям.

1.3 Закон Дарси – Упражнение 2



- Определить давление на расстоянии 10 и 100 м от скважины при плоско-радиальном установившемся движении несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации, считая, что проницаемость пласта $k = 0,5$ дарси, мощность пласта $h = 10$ м, давление на забое скважины $p_w = 80$ атм, радиус скважины $r_w = 12.4$ см, коэффициент вязкости нефти $\mu_o = 4$ спз, объемный дебит скважины в пластовых условиях $q = 229.885$ м³/сут.

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

1.4 Сжимаемость

- Сжимаемость c – относительное изменение объема флюида на единицу изменения давления. Единица измерения сжимаемости – величина обратная давлению (1/атм)
- Изотермическая сжимаемость нефти выше давления насыщения c_o всегда величина положительная, т.к. объем недонасыщенной жидкости уменьшается при увеличении давления. c_o определяется в лаборатории по экспериментальным данным или с помощью корреляции Трубэ. Для жидкости c_f приблизительно можно считать постоянной, т.е. не зависит от давления.
- Общая сжимаемость системы c_t , кроме изменения объема нефти, учитывает расширение пластовой воды и свободного газа, а также уменьшение объема пор (за счет сжатия породы).
- Типичные величины сжимаемости для трех фазовых компонент, при среднем давлении $p=136$ атм.:
 - $c_o = 2.2 \times 10^{-4}$ 1/атм
 - $c_w = 4.4 \times 10^{-5}$ 1/атм
 - $c_g = 7.3 \times 10^{-3}$ 1/атм $\approx 1/p$
- Сжимаемость газа на порядок выше, чем сжимаемость жидкостей или породы. В газовых залежах принято считать, что
 - $c_t \approx c_g$

1.5 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;

ϕ – пористость;

μ – вязкость;

c_t – общая сжимаемость системы

1.5 Уравнение пьезопроводности

- Математической основой для анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации является уравнение пьезопроводности в радиальных координатах, описывающее неустановившееся, однофазное, одномерное течение флюида в пористой среде.
- Вывод уравнения пьезопроводности основывается на трех законах:
 - Уравнение неразрывности (закон сохранения массы);
 - Закон Дарси;
 - Уравнение состояния .
- Условные допущения, используемые при выводе уравнения:
 - радиальный режим притока по всей эффективной толщине пласта;
 - однородный, изотропный пласт ($k_x = k_y = k_z$);
 - эффективная толщина пласта постоянна;
 - q и k – постоянны (не зависят от давления);
 - сжимаемость жидкости мала и постоянна;
 - вязкость μ - постоянна;
 - маленький градиент давления;
 - гравитационные силы пренебрежимо малы.

1.5 Уравнение пьезопроводности

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

РЕШЕНИЕ ЛИНЕЙНОГО СТОКА

$$-Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} \cdot du$$

- Решение уравнения диффузии при помощи Ei-функции допускает наличие скважины с линейным источником (ограниченным размером скважины можно пренебречь).
- Данное решение действительно только для $r \geq r_w$.
- Отражает изменение пластового давления в зависимости от изменения параметра времени t и расстояния до центра скважины r .

1.5 Уравнение пьезопроводности

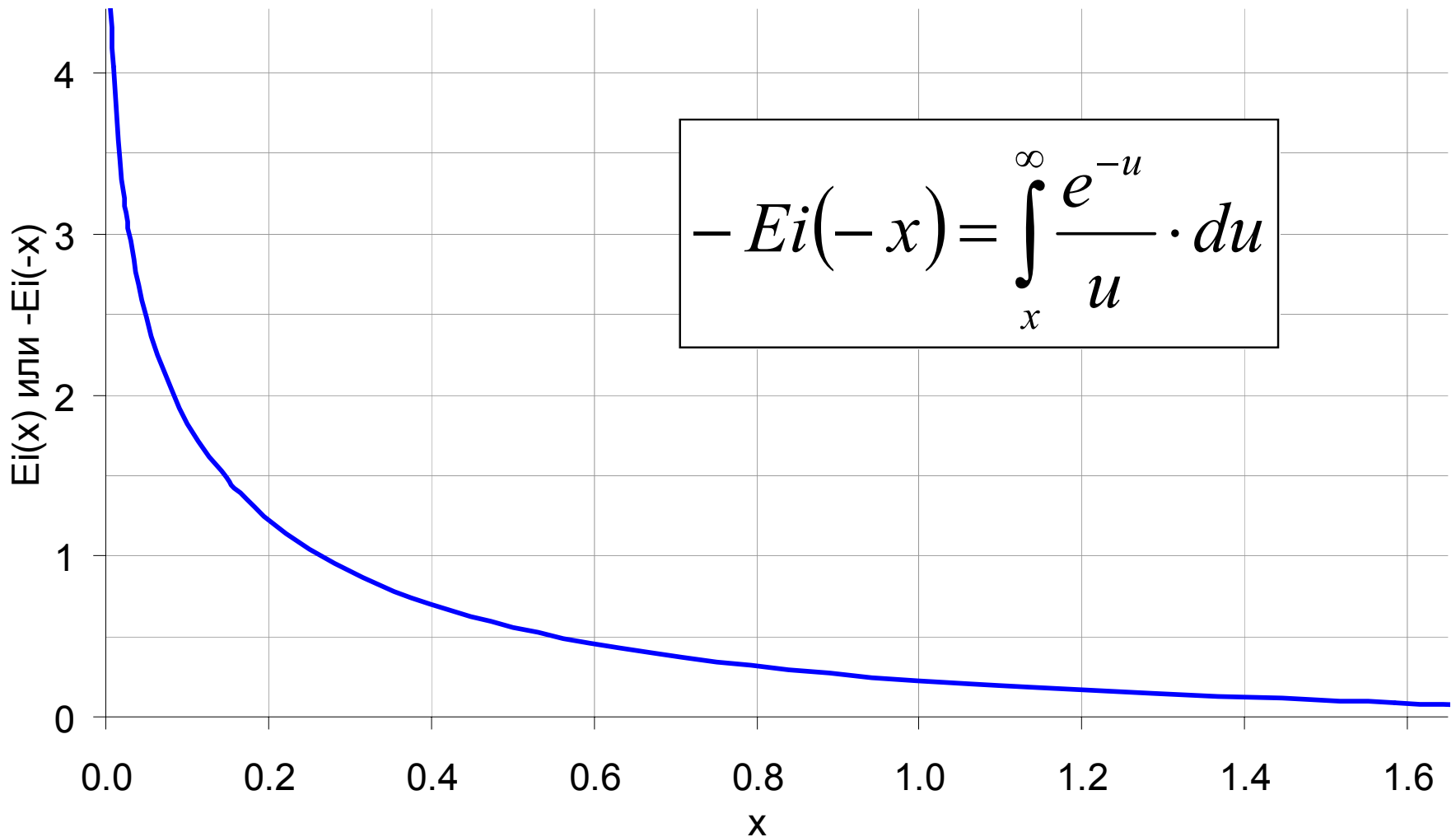
- Уравнение пьезопроводности выражает связь между пластовым давлением, временем и расстоянием от скважины до точки наблюдения. Если наложить граничные условия
 - начальное давление,
 - границы пласта,
 - скважина,то можно решить уравнение и получить модель, характеризующую перераспределение давления в пласте.
- При решении уравнения пьезопроводности обычно накладываются следующие граничные условия:
 - установившееся давление по всему пласту перед началом исследований p_i ;
 - бесконечный пласт (влияние границ не существенно);
 - скважина радиусом $r_w \ll r_e$ работает с постоянным дебитом.
- В соответствии с граничными условиями аналитическое решение дифференциального уравнения пьезопроводности примет вид:

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

где $Ei(x)$ – экспоненциальный интеграл значения x : $-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} \cdot du$

1.5 Уравнение пьезопроводности

Функция экспоненциального интеграла

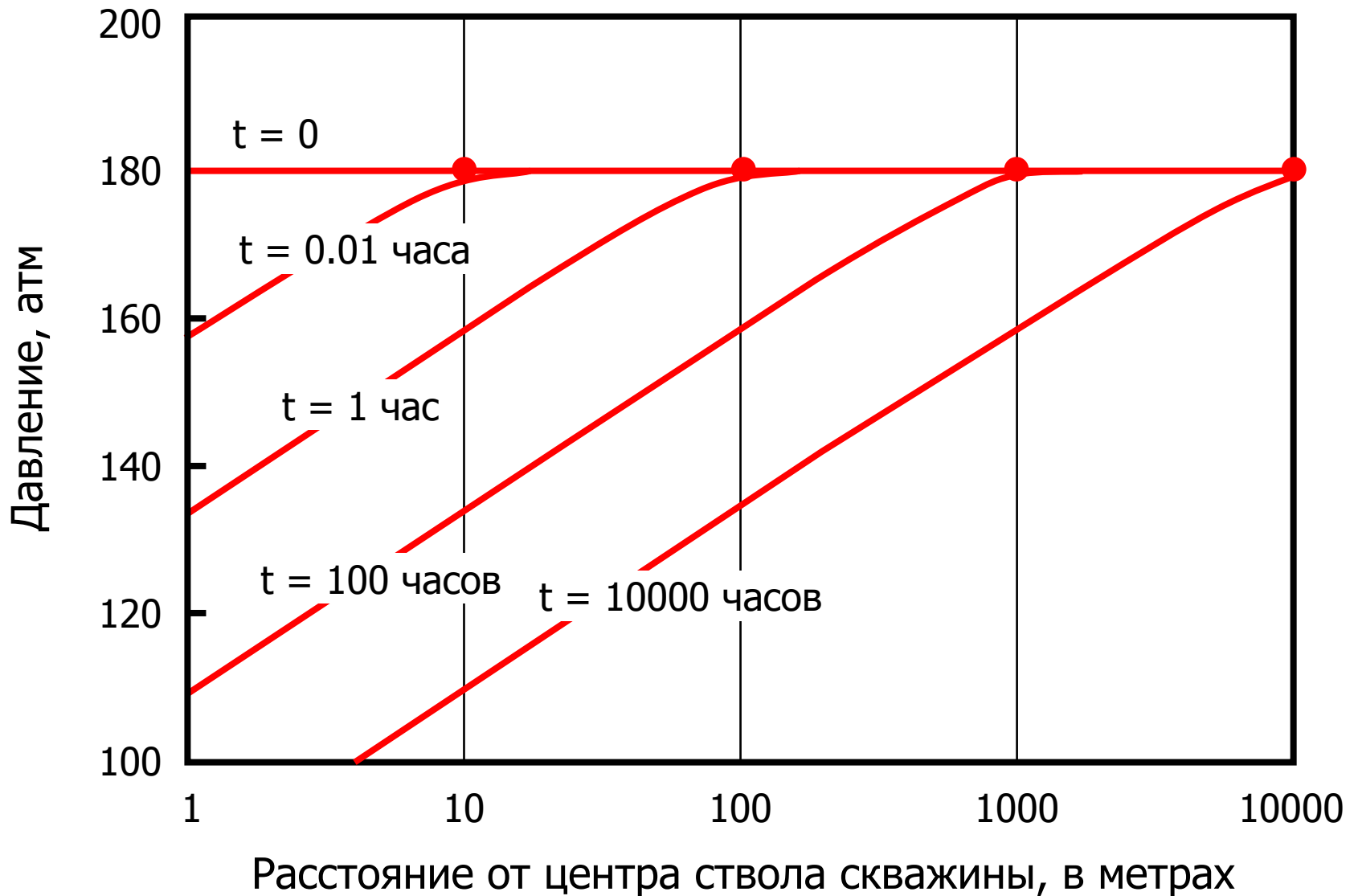


1.5 Уравнение пьезопроводности

- Зависимость экспоненциального интеграла от аргумента x представлена на слайде.

1.6 Радиус исследований

Профиль давления при депрессии

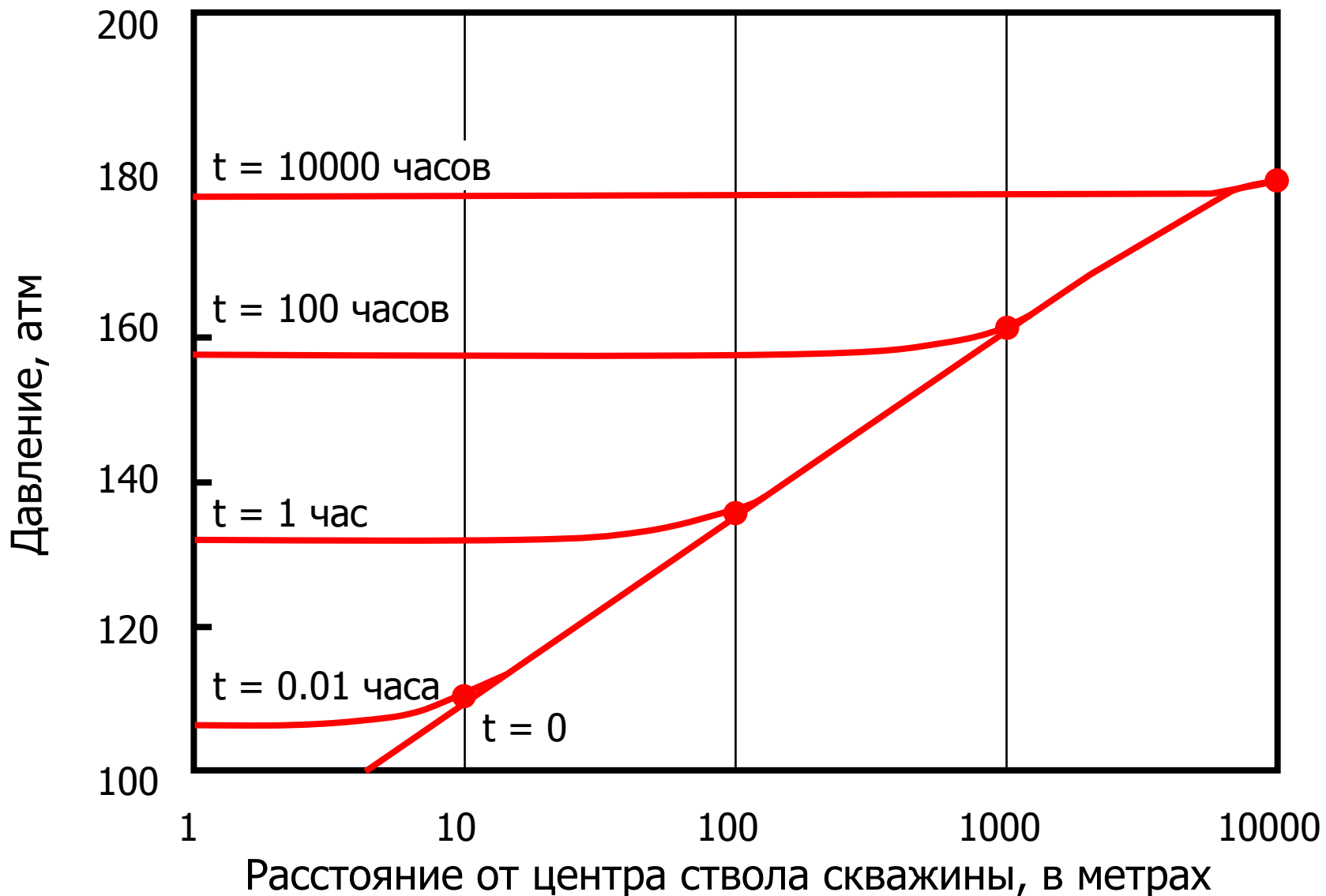


1.6 Радиус исследований

- Рассмотрите профиль давления в бесконечном пласте во время депрессии.
- При $t = 0$ давление будет одинаковым в любой точке пласта.
- При $t = 0.01$ часа только на небольшом участке в радиусе 10 метров вокруг ствола скважины видны признаки неустановившегося потока.
- Некоторое время спустя, при $t = 1$ часу, неустановившийся поток распространился на большее расстояние, примерно в радиусе 100 метров от ствола скважины.
- Еще позже, при $t = 100$ часам, неустановившийся поток распространился еще дальше от скважины.
- По мере продолжения добычи, волна давления распространяется до тех пор, пока не достигнет всех границ пласта.

1.6 Радиус исследований

Профиль давления в испытании на восстановление давления



1.6 Радиус исследований

- Как изменится кривая, если закрыть скважину для восстановления давления.
- В начальный момент, при $\Delta t = 0$, давление начинает восстанавливаться. Однако восстановление давления не распространяется на весь пласт сразу.
- При $\Delta t = 0.01$ часа, давление восстанавливается только в радиусе 10 метров вокруг ствола скважины. Градиент давления все еще наблюдается в пласте. Это означает, что течение флюида в пласте не прекращается даже во время восстановления давления.
- При $\Delta t = 1$ часу, давление восстановилось на большой площади, примерно в радиусе 100 метров вокруг ствола скважины.
- Со временем площадь, на которой давление восстановилось, увеличивается до тех пор, пока оно не станет одинаковым во всем пласте.

1.6 Радиус исследований

- Радиус исследования для заданного времени t :

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

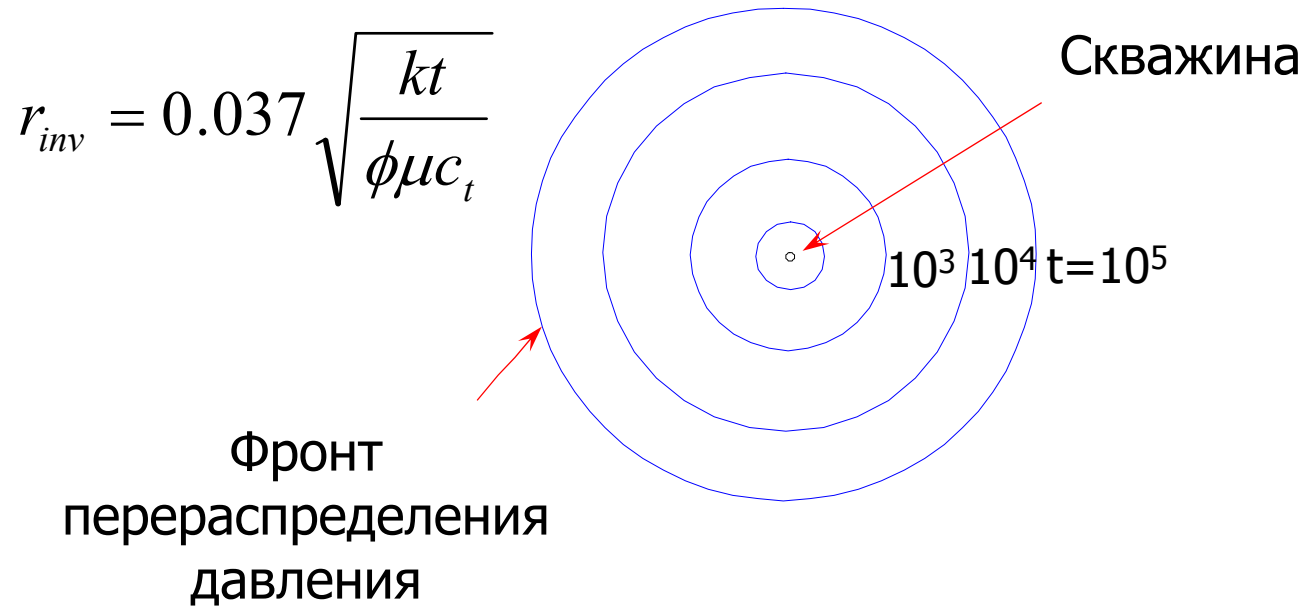
- Время, необходимое для достижения заданного радиуса исследования r_{inv} :

$$t = 730.46 \frac{\phi \mu c_t r_{inv}^2}{k}$$

1.6 Радиус исследований

- Решение уравнения пьезопроводности показывает, что перераспределение давления мгновенно распространяется по всему пласту. Но с физической и практической точки зрения, существует какое-то расстояние r_{inv} от скважины, на котором изменение давления столь незначительно, что не может быть измерено.
- r_{inv} – радиус исследований, определяет размер области вокруг скважины, которая влияет на результаты ГДИС.
- Определение величины радиуса исследований зависит от того, что мы подразумеваем под минимальным измеримым сигналом (Δp):
 - Jones: r_{inv} – расстояние от скважины до определенной точки пласта, в которой изменение давления составляет 1% от изменения давления в скважине.
 - Roettmann: r_{inv} – расстояние от скважины до определенной точки пласта, в которой поток составляет 1% от потока в скважине.
 - J.Lee и Muskat: r_{inv} – расстояние от скважины до определенной точки пласта, в которой скорость изменения давления максимальна.

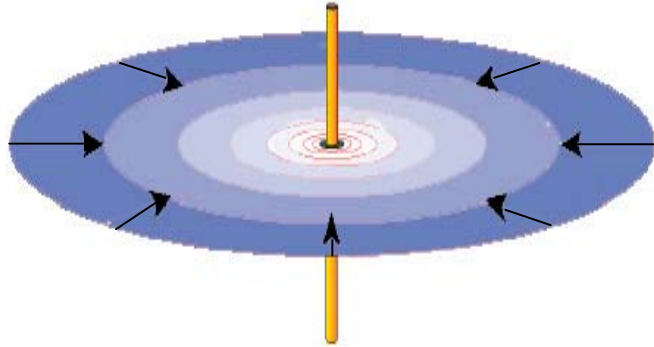
1.6 Радиус исследований - Упражнение



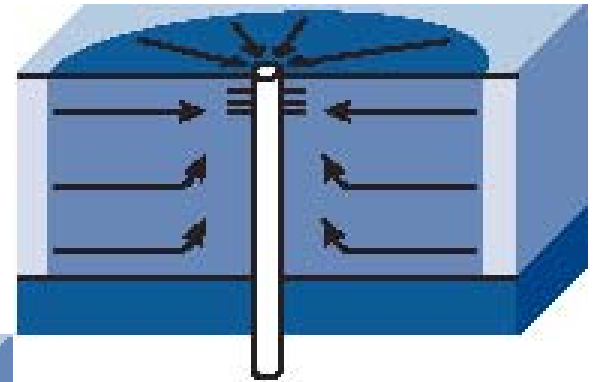
- Определите радиус исследований r_{inv} для двух случаев:
 - а) Высокопроницаемый нефтяной коллектор
 - $k = 100$ мД
 - $\mu = 0.8$ спз
 - $\phi = 0.25$
 - $t = 1$ мин
 - $c_t = 1.47 \times 10^{-4}$ атм⁻¹
 - б) Газовый коллектор с малой проницаемостью и низким пластовым давлением
 - $k = 0.010$ мД
 - $\mu = 0.05$ спз
 - $\phi = 0.05$
 - $t = 168$ часов
 - $c_t = 2.939 \times 10^{-3}$ атм⁻¹

1.7 Режимы течения

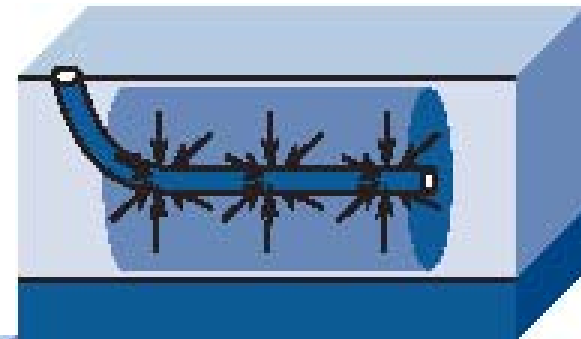
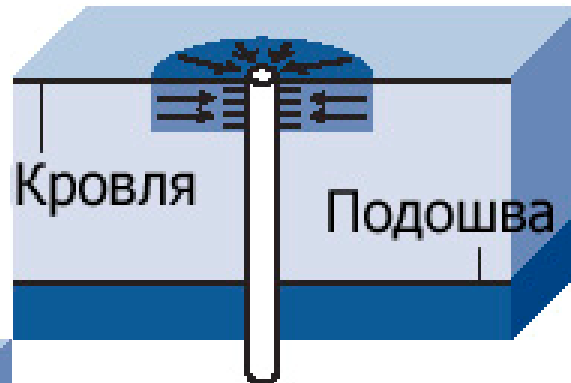
Радиальный режим течения



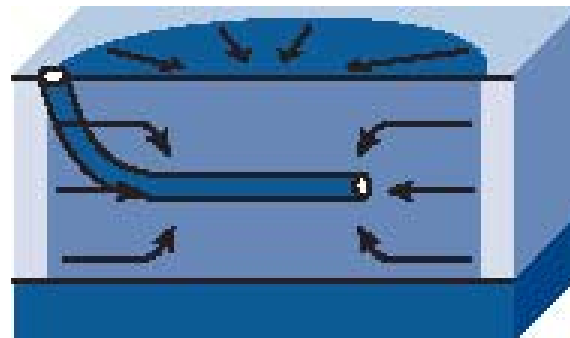
Радиальный приток к вертикальной скважине



Псевдорadiaльный приток к скважине с ГРП



Радиальный и псевдорadiaльный приток к горизонтальной скважине

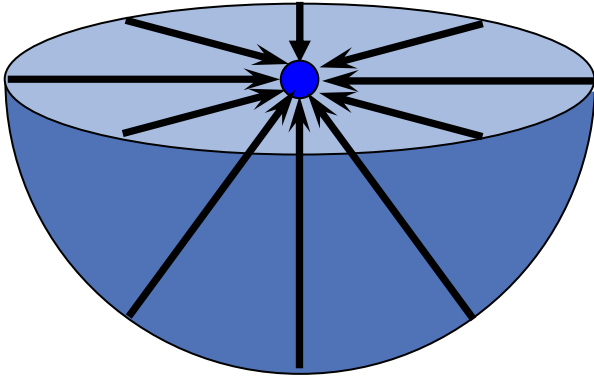


1.7 Режимы течения

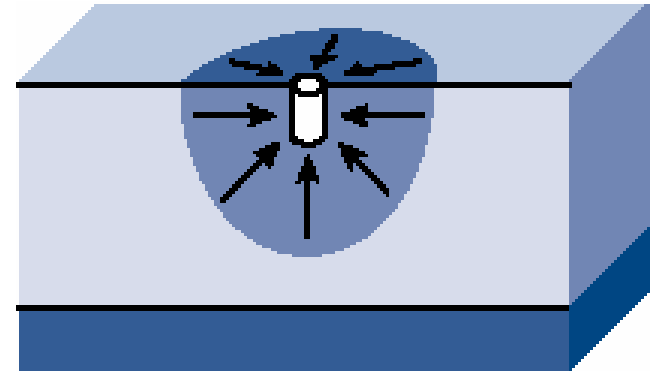
- Радиальный режим течения – наиболее значимый режим с точки зрения интерпретации данных ГДИС. При радиальном режиме течения линии тока направлены к круговому цилиндру радиусом r .
- Для скважины, вскрывающей пласт на всю продуктивную толщину, радиус цилиндра равен радиусу скважины r_w . Для скважины, вскрывающей только часть продуктивной толщины, радиальный приток относится только к начальному периоду исследования и только для той части пласта, в которой линии тока направлены горизонтально к скважине.
- Для скважин с ГРП и горизонтальных скважин эффективный радиус для радиального притока значительно больше чем r_w . Приток к горизонтальной скважине в начальный период теста также является радиальным в вертикальной плоскости, перпендикулярной к стволу скважины.

1.7 Режимы течения

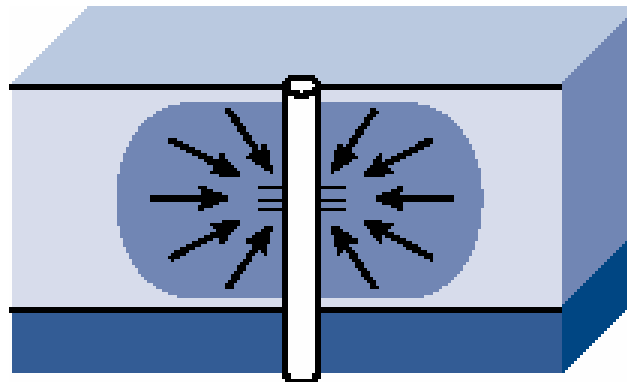
Сферический режим течения



Полусферический приток для скважины, частично проникающей в пласт



Сферический приток для скважины, частично вскрывающей пласт

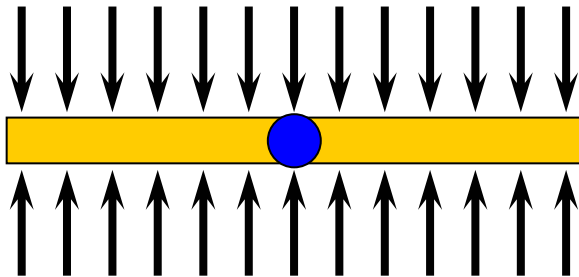


1.7 Режимы течения

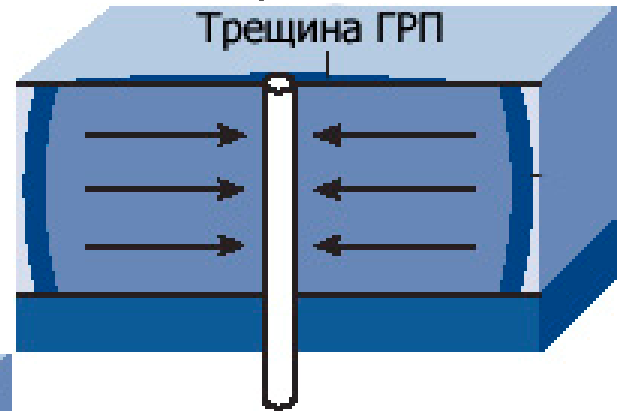
- Сферический режим течения – линии тока сходятся в одной точке.
- Сферический или полусферический режим притока случается в скважинах, несовершенных по степени вскрытия:
 - частичное вскрытие;
 - частичное проникновение.

1.7 Режимы течения

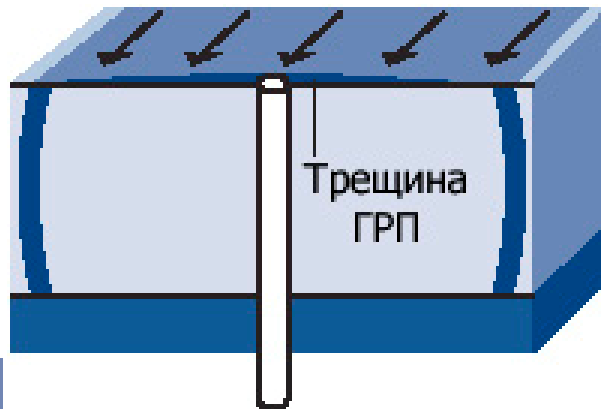
Линейный режим течения



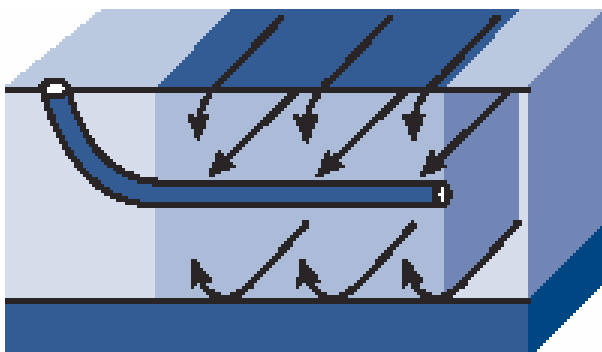
Линейный приток в трещине



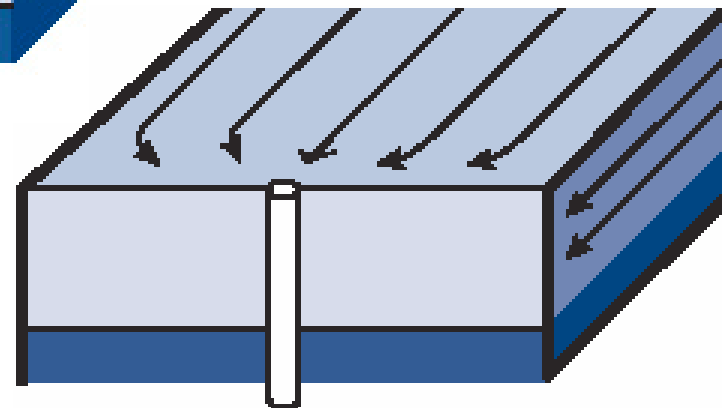
Линейный приток к трещине



Линейный приток к горизонтальной скважине



Линейный режим течения канале

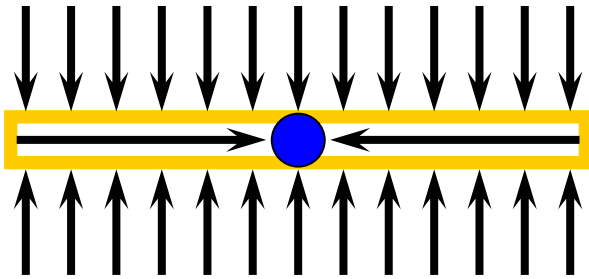


1.7 Режимы течения

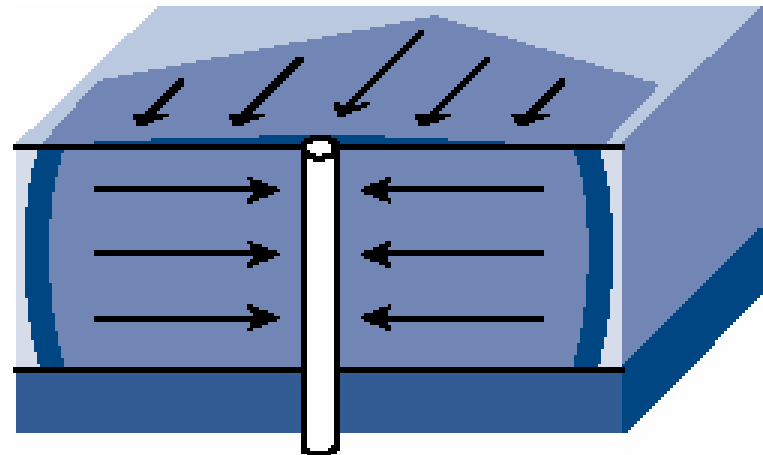
- Линейный режим течения – линии тока строго параллельны

1.7 Режимы течения

Билинейный режим
течения



Билинейный приток к
скважине с ГРП

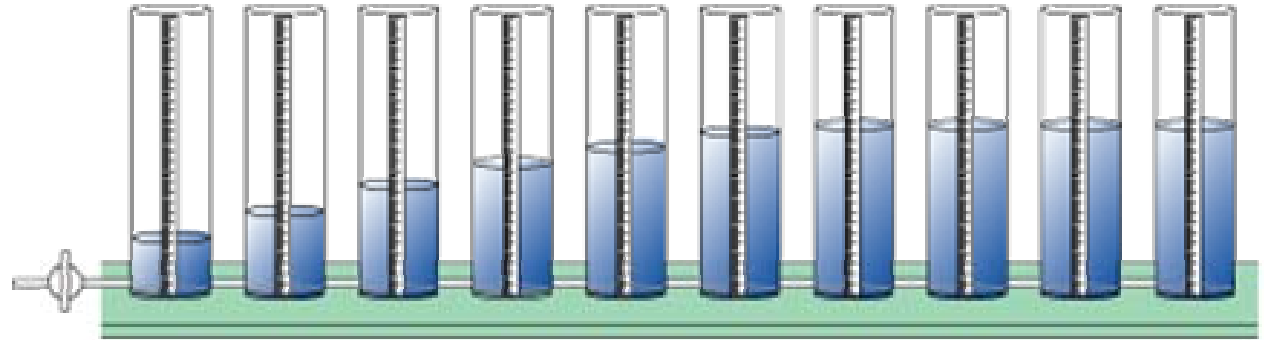


1.7 Режимы течения

- Скважины с трещиной ГРП могут иногда выходить на билинейный режим течения, вместо, или дополнительно к линейному режиму притока.
- Билинейный режим притока возникает в результате:
 - из-за перепада давления в самой трещине возникают параллельные линии тока в трещине, направленные к скважине;
 - из-за перепада давления в пласте возникают параллельные линии тока, направленные из пласта к трещине.
- Термин ‘билинейный режим течения’ относится к случаю, когда существует одновременно два взаимно-перпендикулярных линейный притока.

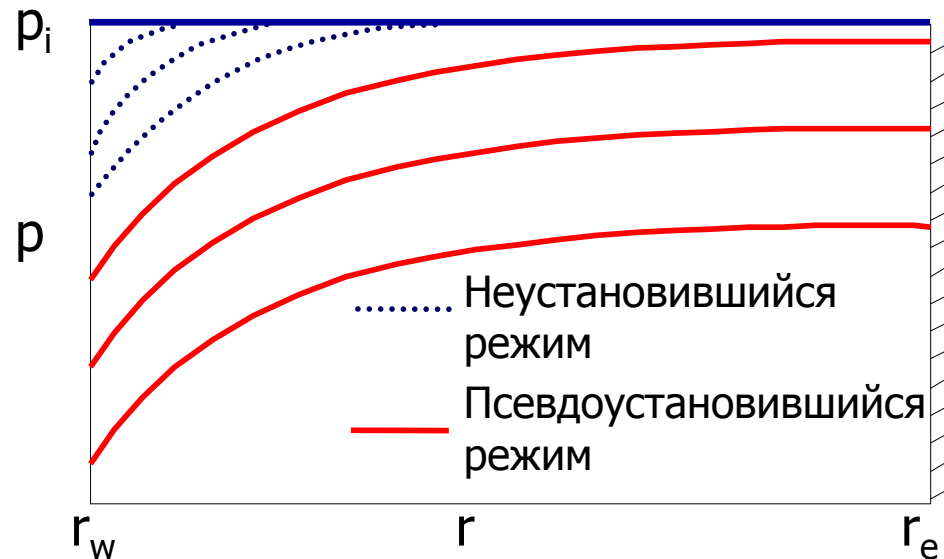
1.8 Режимы притока

Модель
линейного
коллектора



$t = 0$

Изменение
давления,
измеряется в
различные
моменты
времени



1.8 Режимы притока

- **Установившийся** – распределение давления и дебита постоянно во времени. Данный тип притока возможен только при поддержке постоянного давления на границе пласта, т.е. при наличии большой газовой шапки, активной законтурной области или в случае проведения мероприятий по поддержанию пластового давления.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad P_e = const$$

- **Неустановившийся** – давление и/или дебит изменяются во времени, т.е. случай, когда перераспределение давления еще не достигло границ пласта и/или пока не проявляется влияние соседних скважин.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(r, t) \quad p = f(r, t)$$

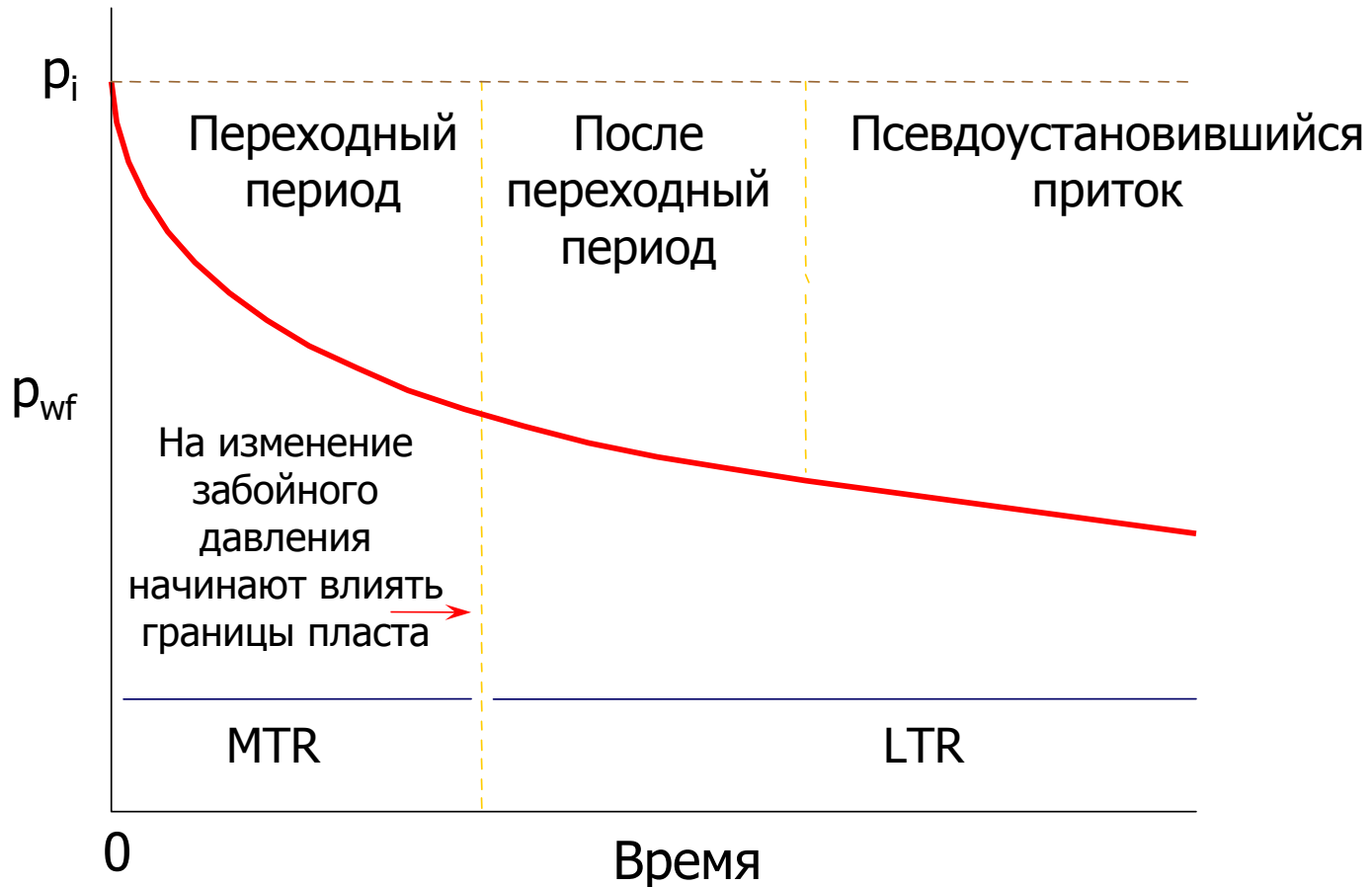
- **Псевдоустановившийся** – профиль давления постоянен во времени. Давление на границе снижается. Данный режим притока характерен для изолированных пластов с непроницаемыми границами.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = const \quad \frac{\partial P}{\partial r} = 0, \quad \text{при } r = r_e$$

- ГДИС почти всегда выполняются на неустановившемся режиме притока, даже если и начинает проявляться влияние границ пласта.

1.8 Режимы притока

Этапы снижения давления при вводе скважины в эксплуатацию

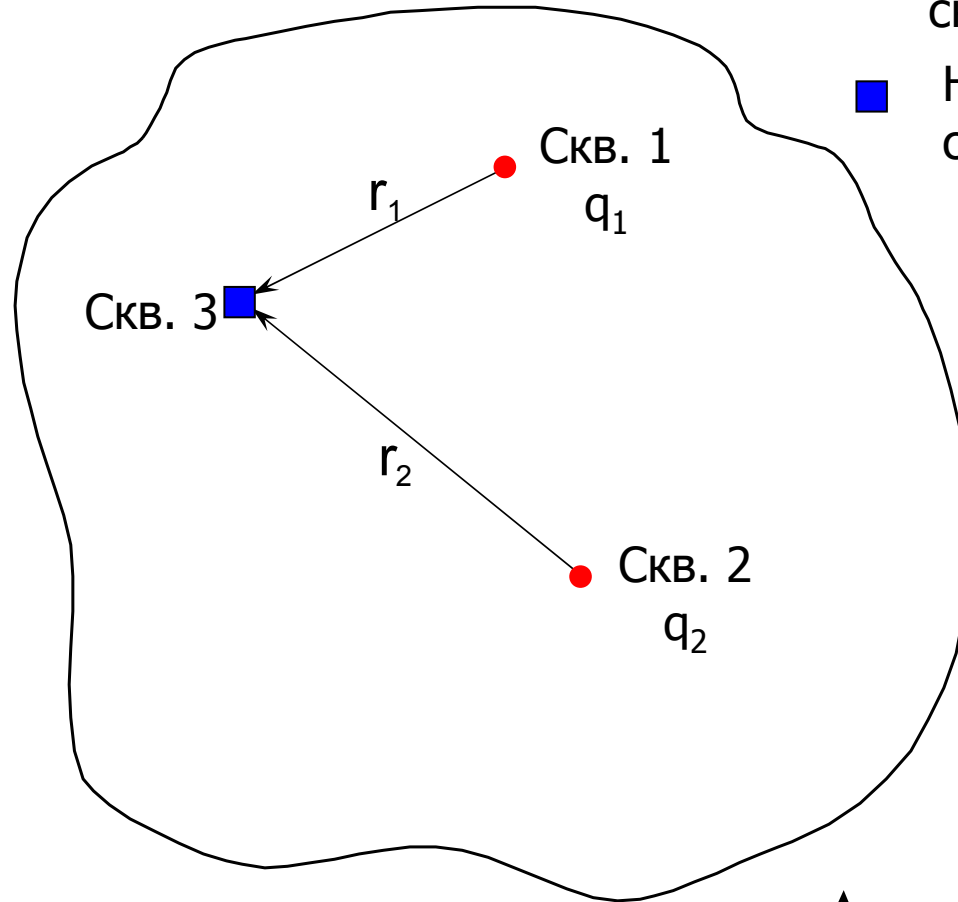


1.8 Режимы притока

- Этапы снижения давления при вводе скважины в эксплуатацию:
 - **Переходный** – давление на границе не влияет на распределение забойного давления
 - **После переходный** – границы начинают влиять на распределение давления. Например, в условиях когда скважина работает в пласте нерегулярной формы (границы несимметричны)
 - **Псевдоустановившийся** – профиль давления не изменяется с течением времени
- MTR – средний период (бесконечный пласт)
- LTR – поздний период (воздействие границ пласта)

1.9 Принцип суперпозиции

- Активная скважина
- Наблюдательная скважина



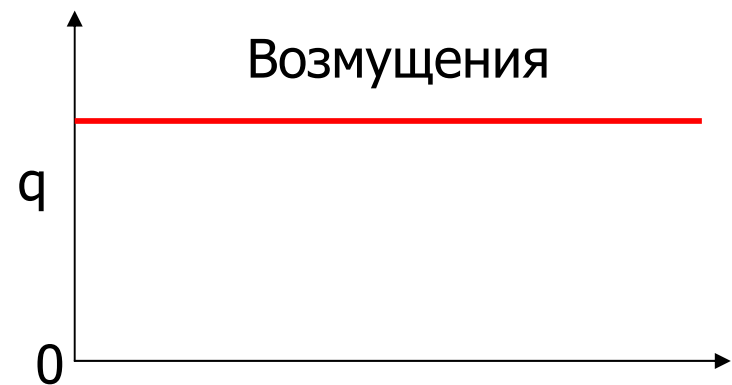
Система из трех скважин

$$\Delta p_3 = \Delta p_{3,1} + \Delta p_{3,2}$$

1.9 Принцип суперпозиции

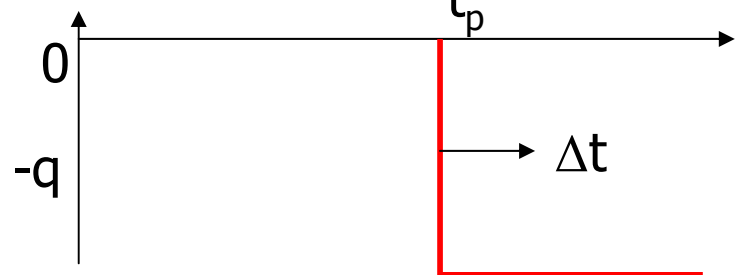
- Идеализированный случай, когда всего одна скважина, проникающая в пласт, работает с постоянным дебитом, не характерен для реальных систем коллекторов. Чаще встречаются случаи, когда несколько скважин с переменными дебитами дренируют один и тот же пласт. Необходим более обобщенный подход для анализа данных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.
- Уравнение пьезопроводности – линейное однородное уравнение (с однородными граничными условиями), следовательно, линейная комбинация решений данного уравнения также является решением. Комбинированное линейное решение позволяет исключить следующие ограничения на применение уравнения пьезопроводности:
 - одна скважина;
 - бесконечный пласт;
 - постоянный дебит.
- **Метод суперпозиции** заключается в следующем:
 - Совокупная реакция коллектора на совместное действие в пласте нескольких стоков (эксплуатационных скважин) или источников (нагнетательных скважин) равна алгебраической сумме реакций на каждое независимое воздействие, т.е. фильтрационные потоки от работы каждого источника-стока накладываются друг на друга
 - Другими словами – если “а” приводит к “х”, и “b” приводит к “у”, то “а + b” является причиной для возникновения “х + у”

1.9 Принцип суперпозиции

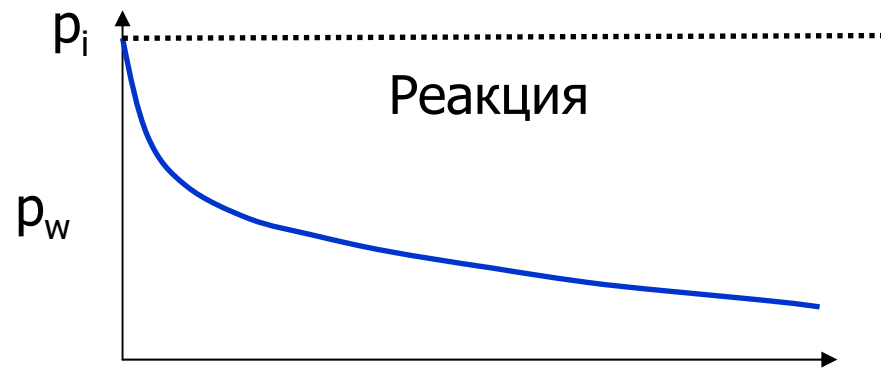
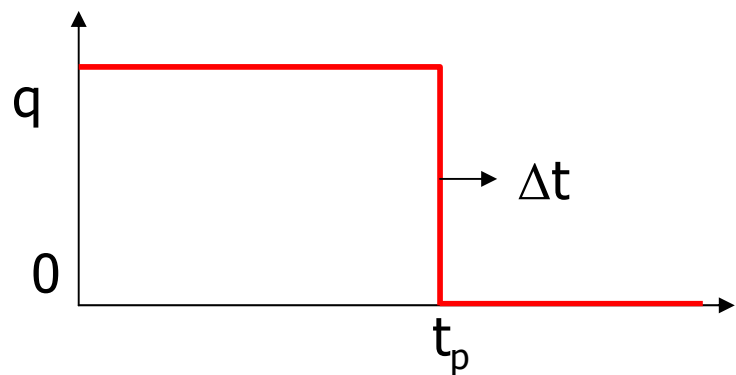


+

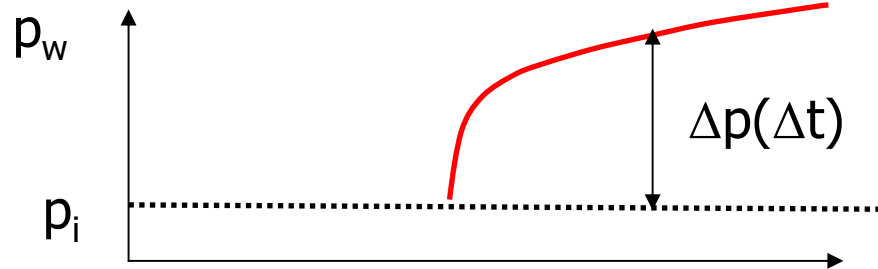
t_p



=

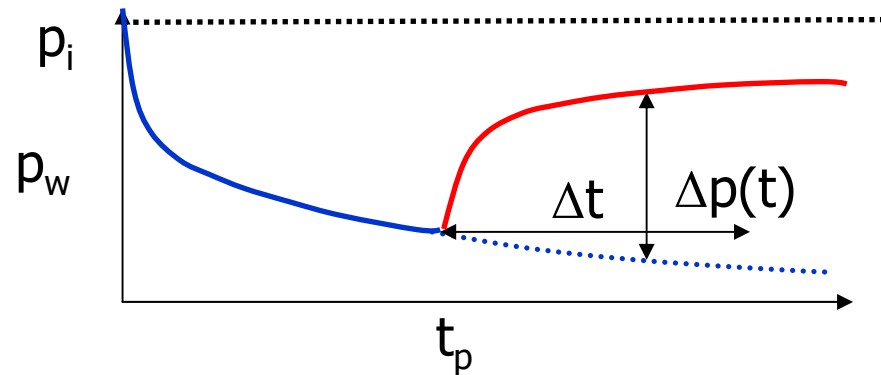


+



=

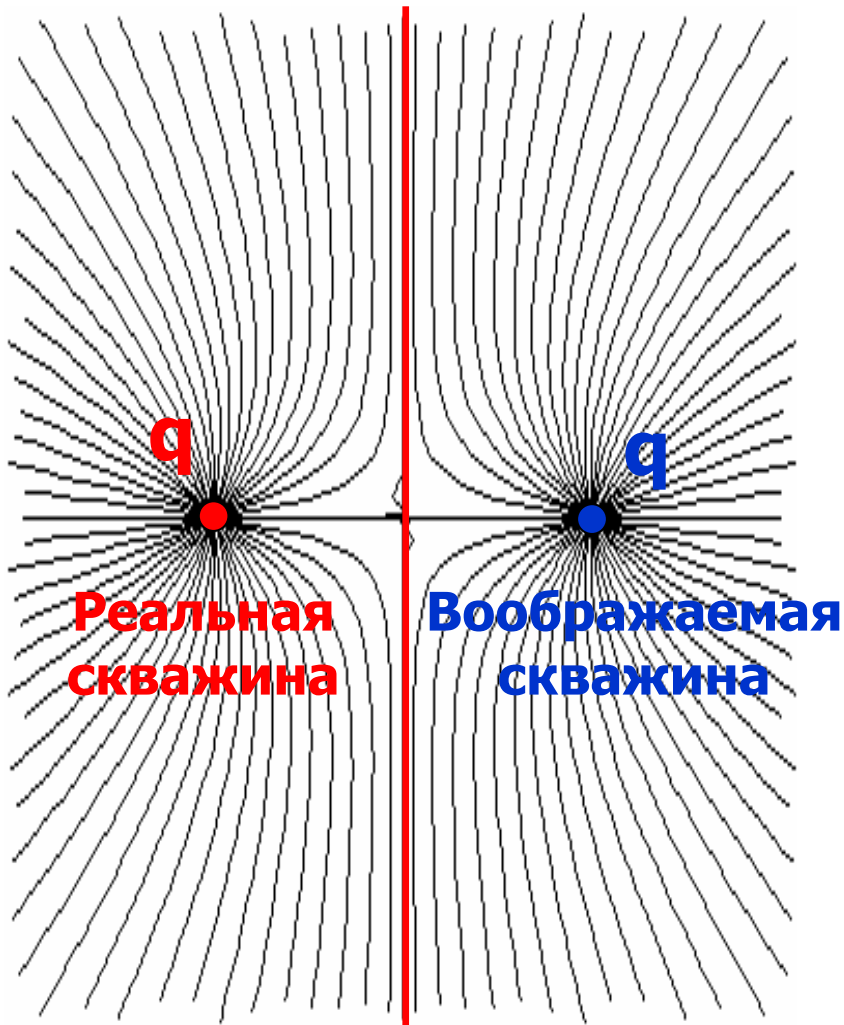
t_p



1.9 Принцип суперпозиции

- Существует возможность использовать принцип суперпозиции по времени для определения реакции пласта на работу скважины с переменным дебитом, используя только решения для постоянных дебитов.
- Рассмотрим пример: скважина работала в течение времени t_p с постоянным дебитом q , а затем была остановлена.
 - Для выполнения вычислений можно представить одну скважину как две, расположенных в одной точке: одна начала работать в момент времени $t = 0$ с дебитом $q_1 = q$, другая была пущена в эксплуатацию в момент времени t_p с дебитом $q_2 = -q$ (нагнетание)
 - Реакция пласта представляется суммой двух независимых изменений давления, вызванных соответствующими дебитами q_1 и q_2

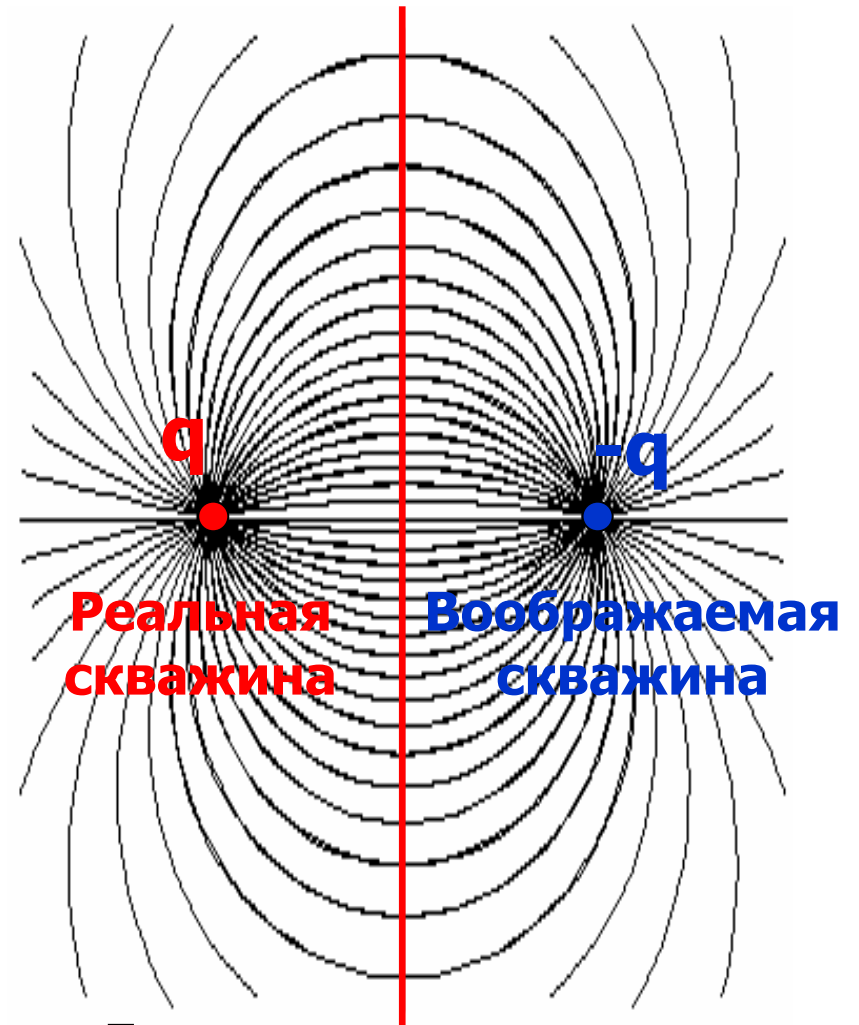
1.9 Принцип суперпозиции



Реальная скважина

Воображаемая скважина

Непроницаемая граница



Реальная скважина

Воображаемая скважина

Граница постоянного давления

1.9 Принцип суперпозиции

- Метод суперпозиции можно использовать не только в бесконечных пластах, но и в пластах, имеющих активный контур питания или непроницаемую границу произвольной формы. В этом случае для выполнения тех или иных условий на границах вводятся фиктивные стоки или источники за пределами пласта. Фиктивные скважины в совокупности с реальными обеспечивают необходимые условия на границах, и задача сводится к рассмотрению одновременной работы реальных и фиктивных скважин в неограниченном пласте. Данный метод называется *методом отображения источников и стоков*
- Рассмотрим две идентичные скважины, работающие с одинаковыми дебитами:
 - В этом случае градиенты давлений для каждой скважины направлены в противоположные стороны, следовательно, в точке, находящейся точно посередине между скважинами, результирующий поток равен нулю
 - Таким образом, в любой точке, равноотстоящей от скважин поток равен нулю и совокупность этих точек можно представить **непроницаемым барьером**
- С другой стороны, если идентичные скважины имеют дебиты равные по величине, но с разными знаками, то
 - Падение давления в точке, равноотстоящей от скважин, будет равно нулю. Так как падение давления, вызванное работой одной скважины, будет полностью компенсировано ростом давления от другой скважины
 - В результате во всех равноудаленных точках будет постоянное давление, что соответствует **линейной границе постоянного давления**

Контрольные вопросы к Главе 1

1. Перечислите основные элементы типовой схемы для проведения ГДИС?
2. Назовите основные цели проведения ГДИС на стадии промышленной разведки месторождения?
3. Почему при проведении гидродинамических исследований по взаимодействию скважин необходимо использовать более точные датчики?
4. Назовите основное преимущество испытателя пласта, спускаемого на трубах перед традиционными ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации?

Контрольные вопросы к Главе 1

5. Как приблизительно оценить сжимаемость газа c_g в газовых скважинах?
6. Какие режимы течения наблюдаются на различных периодах исследования в горизонтальных скважинах?
7. Расположите следующие типы тестов в порядке увеличения радиуса исследования:
 - a. Испытание пласта испытателем, спускаемым на трубах;
 - b. RFT/MDT;
 - c. Мониторинг с помощью постоянных забойных датчиков;
 - d. “Стандартные” исследования по восстановлению и падению давления на неустановившихся режимах фильтрации.