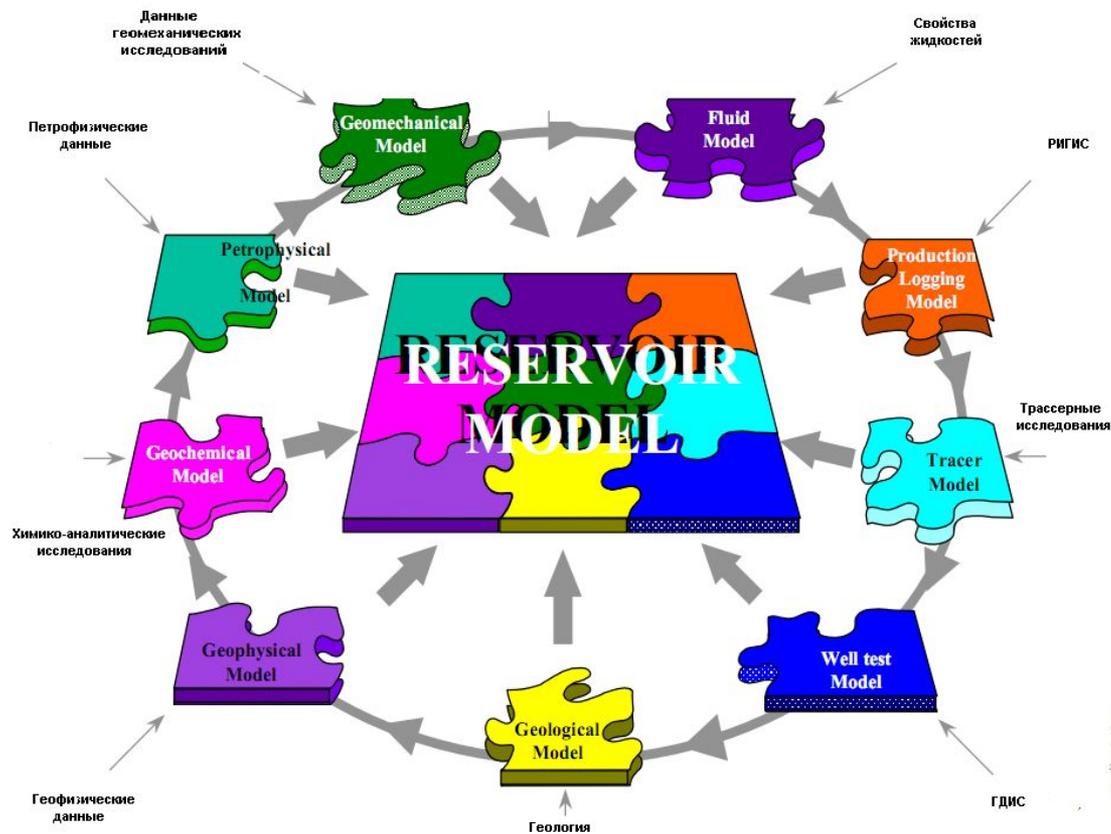


Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)



ГДИС. Определение.

система мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам, замер с помощью различных 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.

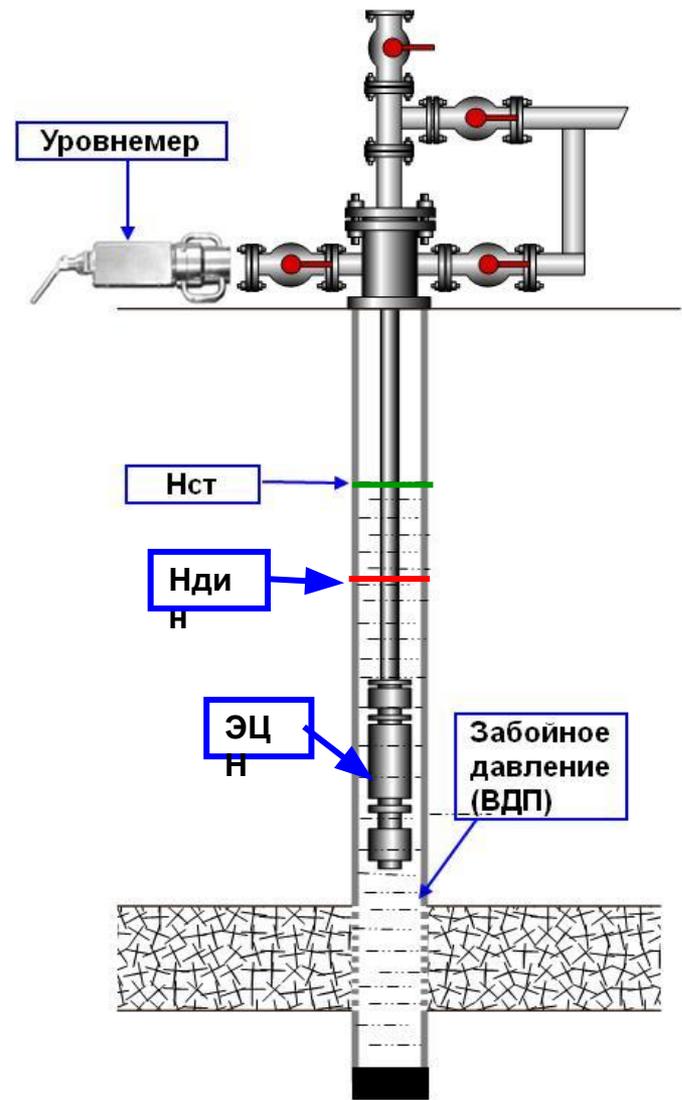
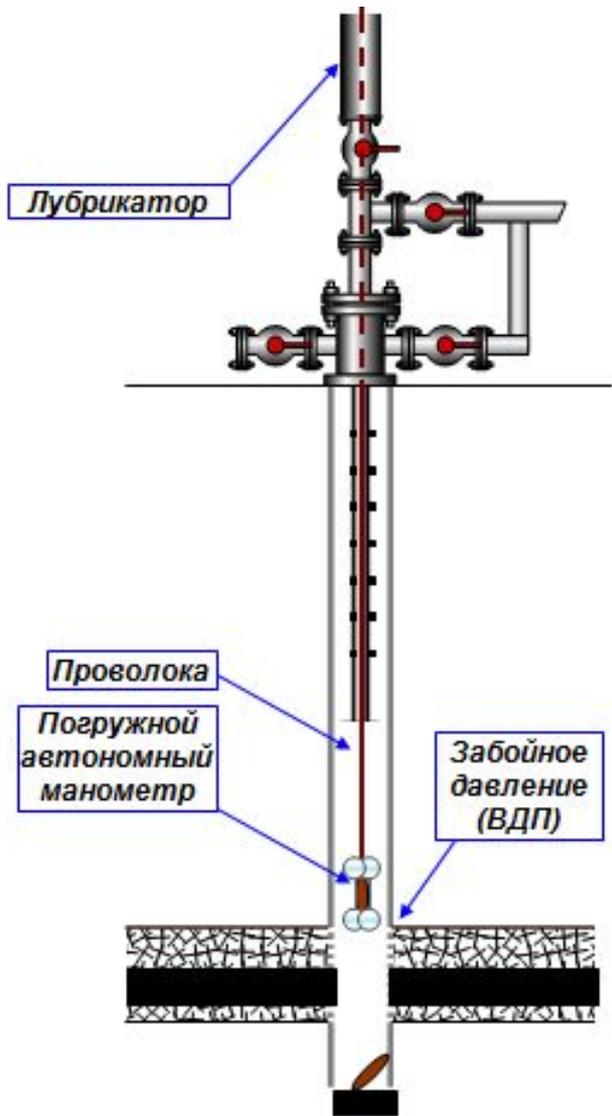
Стадии пробной эксплуатации и промышленной разработки месторождения:

- 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.)

Состав ГДИС

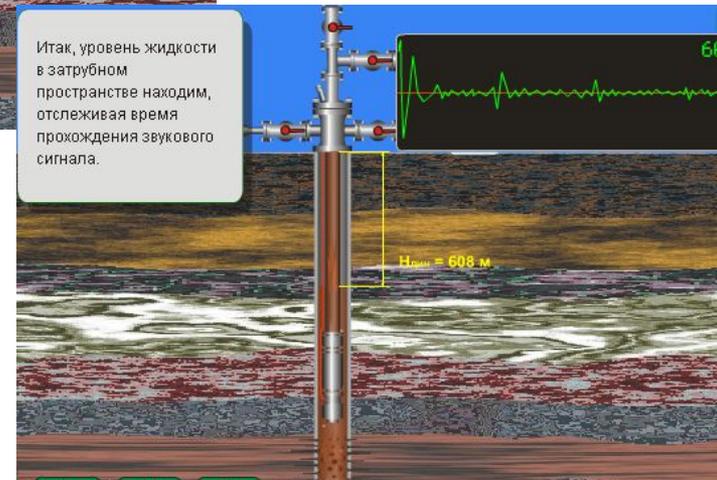
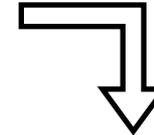
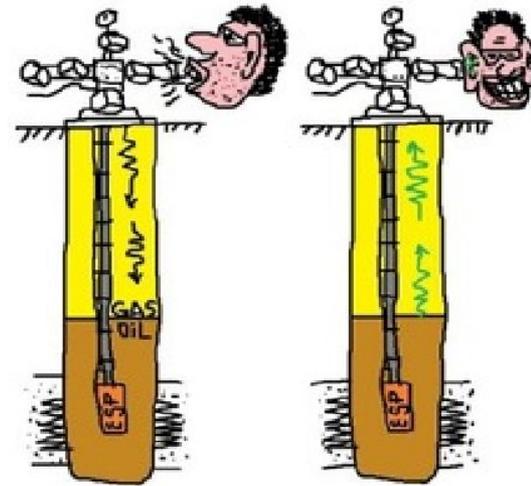
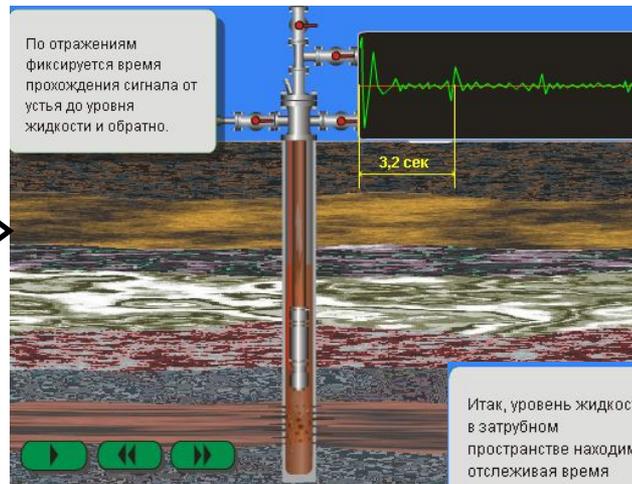
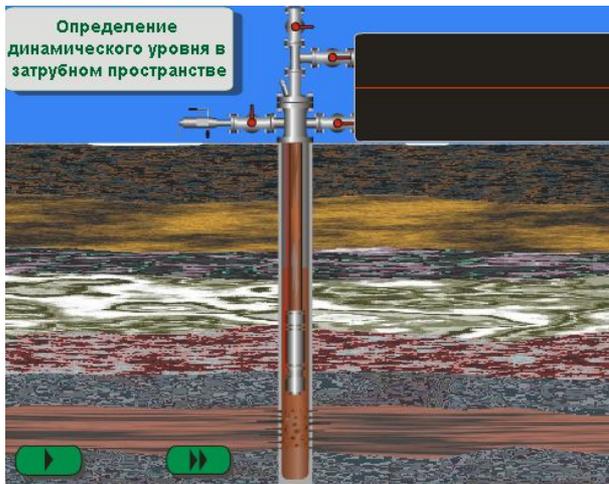
- Наземные замеры (промысловая информация: дебит, обводненность, давление)
- Замеры уровня затрубной жидкости
- Замеры пластового давления
- Индикаторные диаграммы
- КВД/КПД
- Профиль притока/закачки
- СПСК/ТМС
- Трассерные исследования

Проведение ГДИС



Замер уровня жидкости

Замер давления и динамического уровня
в межколонном (затрубном) пространстве
с целью контроля за работой
добывающих скважин
механизированного фонда для
определения $H_{дин.}$, $R_{затр.}$, $R_{заб.}$.

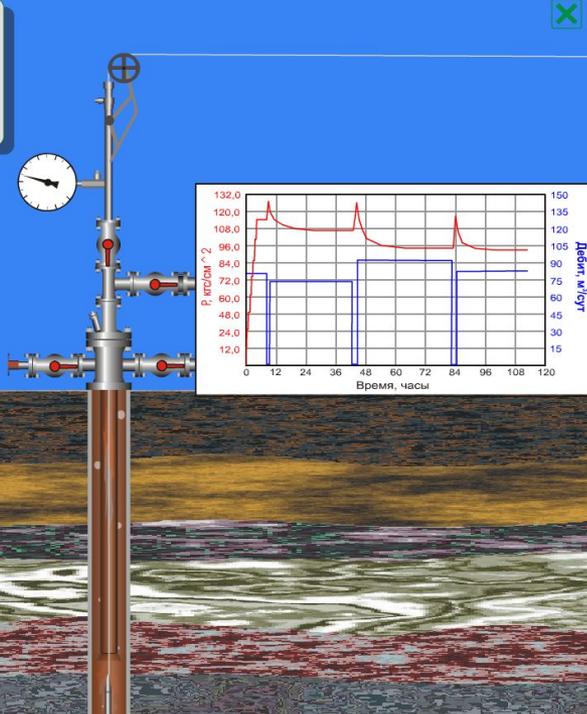


$$R_{затр.} = 10 \text{ атм}, t = 3.2 \text{ сек}, u_{зв.} = 380 \text{ м/с}$$

$$H = \frac{t * u_{зв.}}{2} = \frac{3.2 \text{ сек.} * 380 \text{ м/с}}{2} = 608 \text{ м}$$

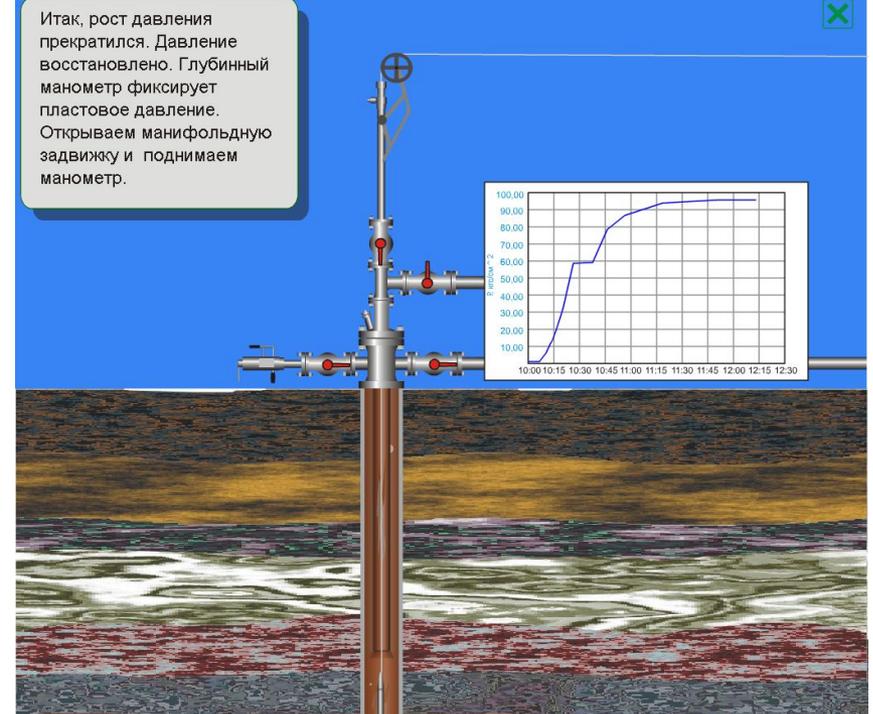
ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ: замер пластового давления, индикаторные диаграммы (построение поля пластового давления)

Для третьего штуцера
зафиксированы давление
и дебит.
Убираем штуцер,
поднимаем прибор и
завершаем исследование.



**Замер забойного давления
при
различных диаметрах**

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



**Спуск датчика и замер
забойного
остановленной скважины**

Профиль притока и приемистости -Механическая расходомерия



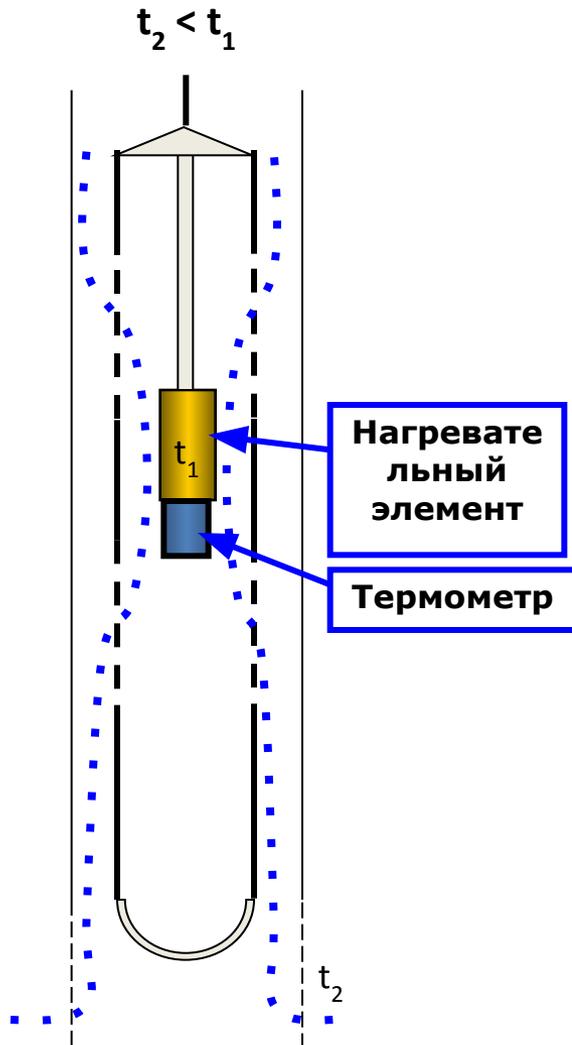
Принцип действия:

- Прибор представляет из себя серию вертушек с датчиком вращения
- Дебит определяется по частоте вращения вертушек
- Как правило замеры сопровождаются замерами ГК и манометр-термометр, иногда влагомером/резистивомером

Цель исследования:

- Определить приток/приемистость каждого отдельного интервала. В том числе из негерметичной обсадной колонны
- Определить обводненность каждого интервала (при наличии влагомера)
- Определение пластового давления и коэффициента продуктивности каждого интервала (при возможности изменения дебита)

Профиль притока и приемистости - Термокондуктивная расходометрия



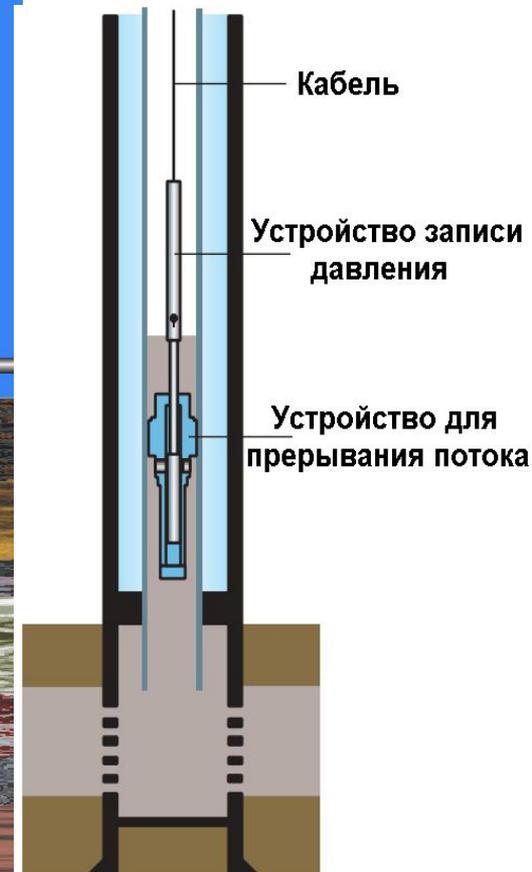
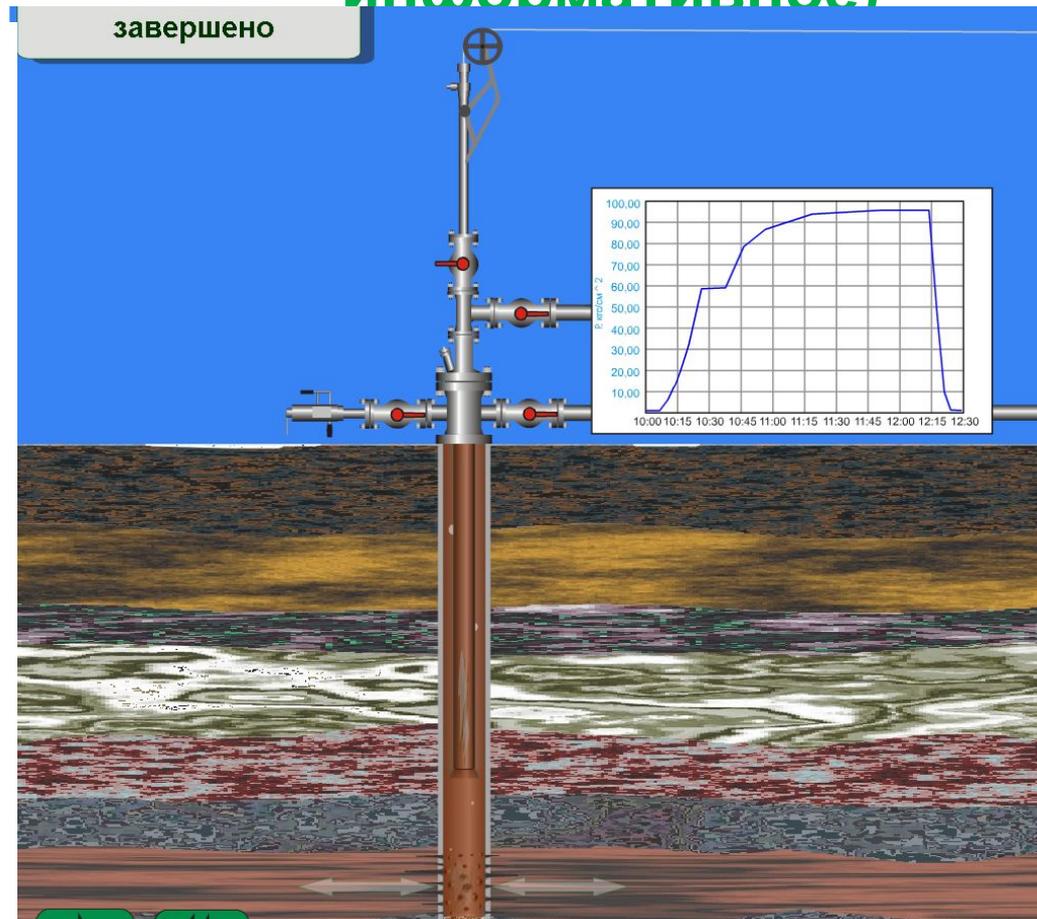
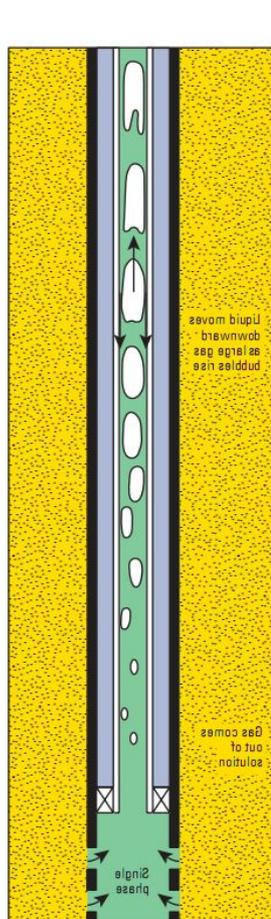
Принцип действия:

- Прибор состоит из нагревательного элемента нагревающегося выше температуры жидкости и датчика температуры
- Дебит определяется по степени охлаждения нагревательного прибора
- Так как метод является косвенным, проводится несколько измерений в том числе фоновый
- Как правило замеры сопровождаются замерами ГК и манометр-термометр, иногда влагомером/резистивомером

Цель исследования:

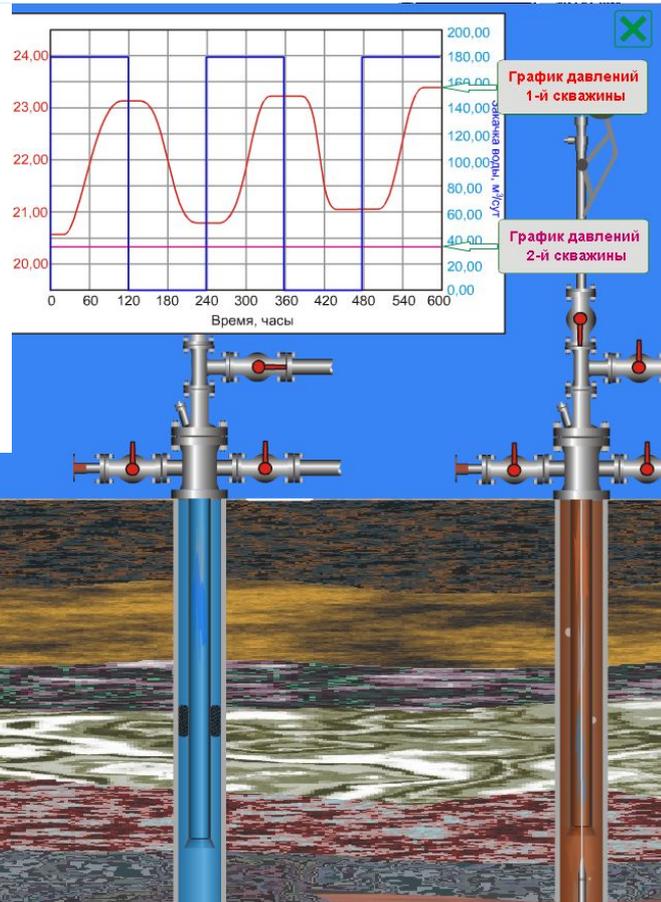
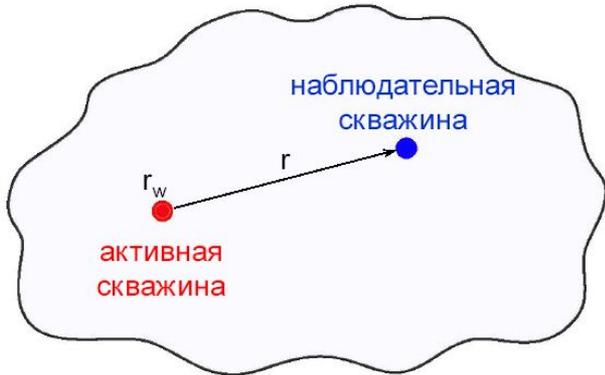
- Определить приток/приемистость каждого отдельного интервала
- Определить обводненность каждого интервала (при наличии влагомера)
- Те же что и у термометрии (наличие заколонных перетоков, целостность колонны и НКТ)

Кривые восстановления/падения давления (определение проницаемости, пластового давления, скин фактора и др. наиболее информативное)



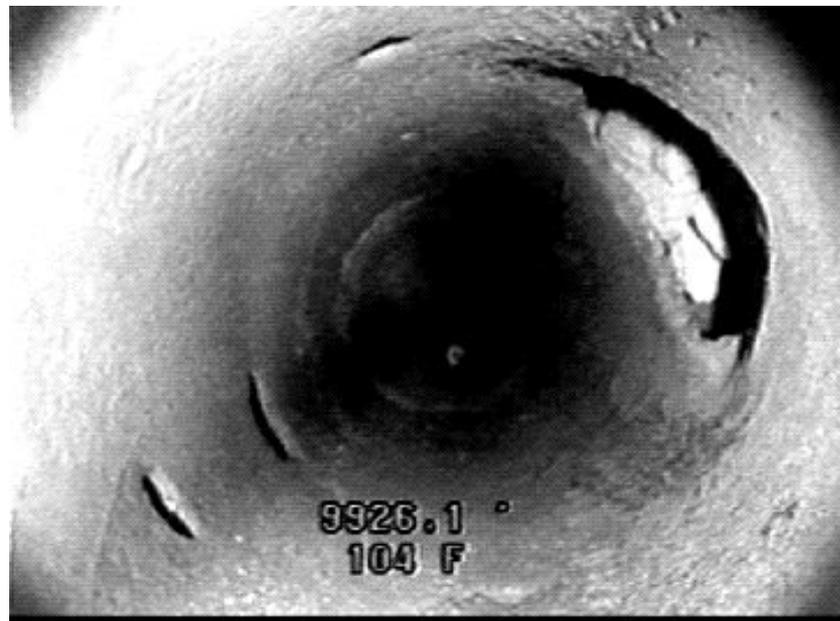
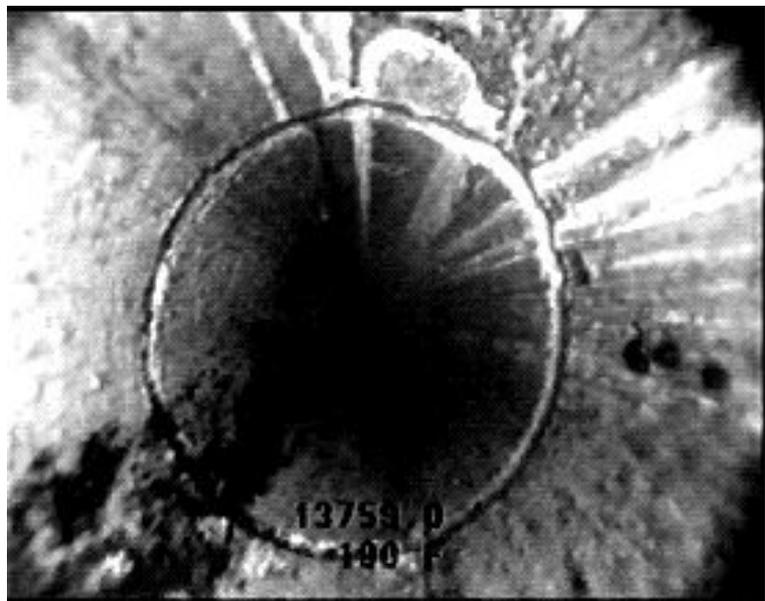
**Замер динамики изменения забойного давления
непосредственно**

Гидропрослушивание (определение проницаемости, сообщаемости)



**Остановка нагнетательной скважины с одновременным
замером
динамики давления в соседних**

Скважинные камеры



Основные этапы развития ГДИС

Годы	Методики	Определяемые характеристики
50-е	Метод касательных (преобразования Лапласа)	Однородный пласт
Конец 60-х начало 70-х	Анализ типовых кривых (функции Грина)	+ Эффекты в призабойной зоне
Конец 70-х	Типовые кривые с несколькими определяющими переменными (Интегрированная методология алгоритма Стефана)	+ пласты с двойной пористостью
Середина 80-х	Диагностические кривые (производные)	+ неоднородные пласты, влияние границ
90-е	Использование интерпретационных моделей, применение ТМС, специализированное программное обеспечение	+ многопластовые залежи

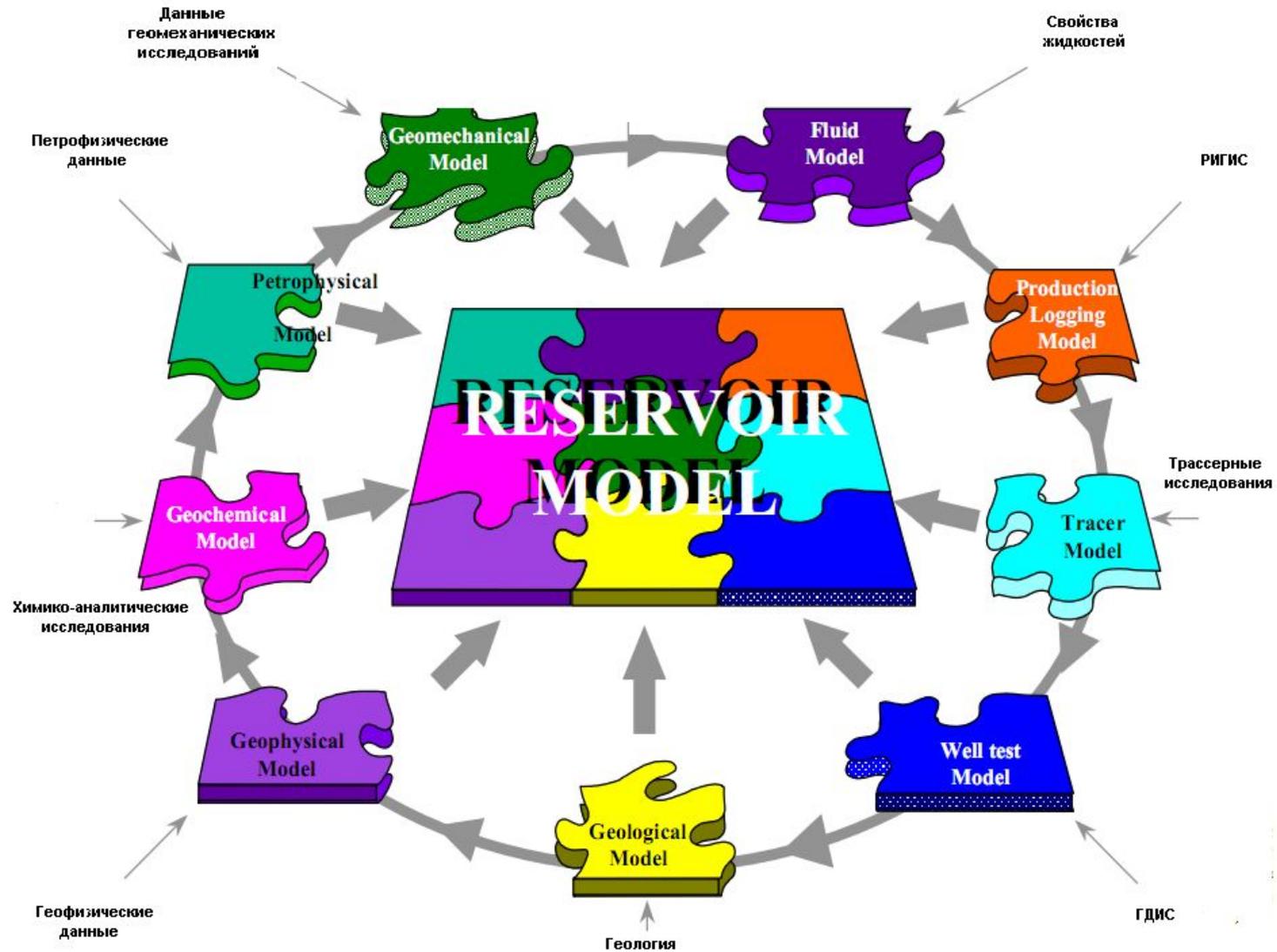
РАЗВИТИЕ ПРИБОРНОЙ БАЗЫ ГДИС (отставание практики от теории 5-10 лет)

Годы	Используемые приборы
До 1970	Механические манометры давления
1975	Электронные датчики давления
1980	Поверхностные приборы обработки данных о забойном давлении
1980	Приборы для исследования горизонтальных скважин
1983	Появление специализированного ПО
1986	Появление мощных персональных компьютеров
Конец 1990-х	Оборудование скважин ТМС

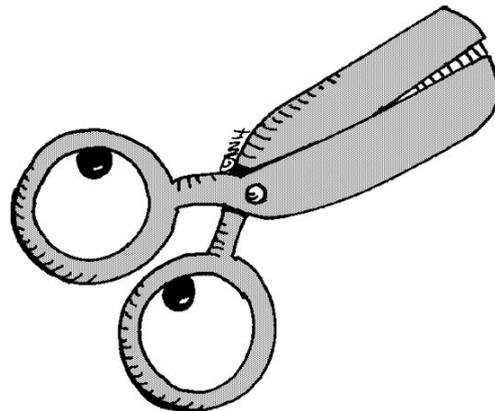
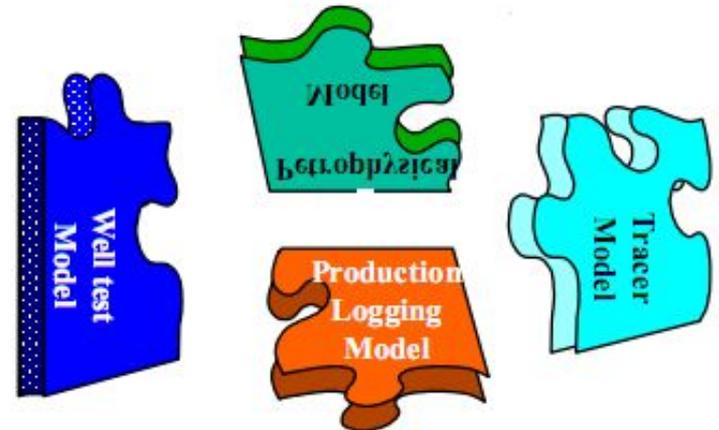
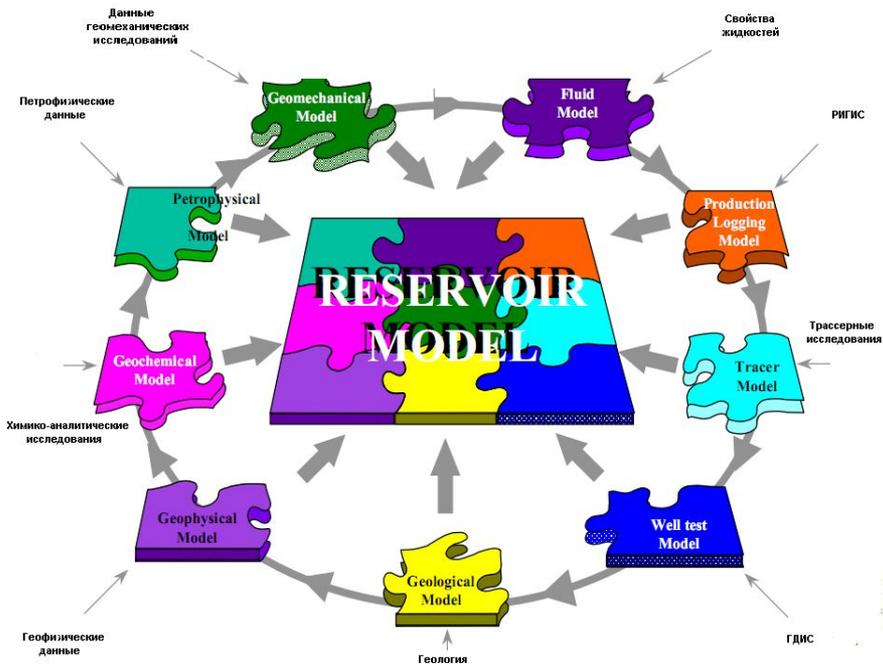
Возможности современных ГДИС

Область исследования пласта	Анализируемые эффекты
Призабойная зона	<ul style="list-style-type: none">- коэффициент влияния ствола скважины- высокопроводимые трещины,- слабопроводимые трещины,- ограничение притока,- горизонтальные скважины.
Характеристики пласта	<ul style="list-style-type: none">- однородный,- двойная пористость,- две контрастные проницаемости,- многофазный приток,- слоистый пласт (с/без перетоков).
Тип границ	<ul style="list-style-type: none">- непроницаемая граница,- слабопроводящая граница,- полосообразный пласт,- две пересекающиеся непроницаемые границы,- открытый и замкнутый участок пласта,- граница с постоянным давлением.

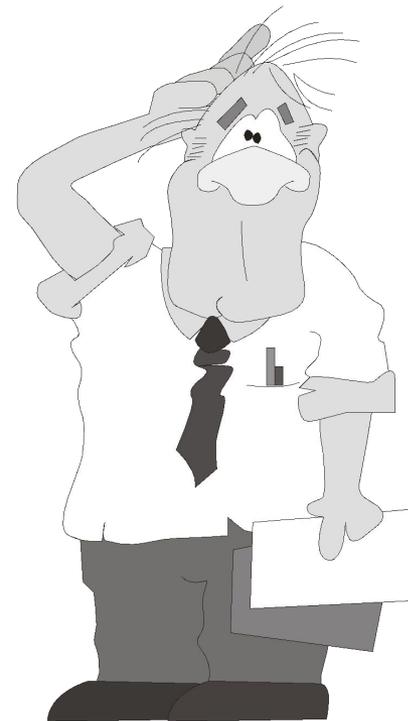
Модель пласта (Грингартен)



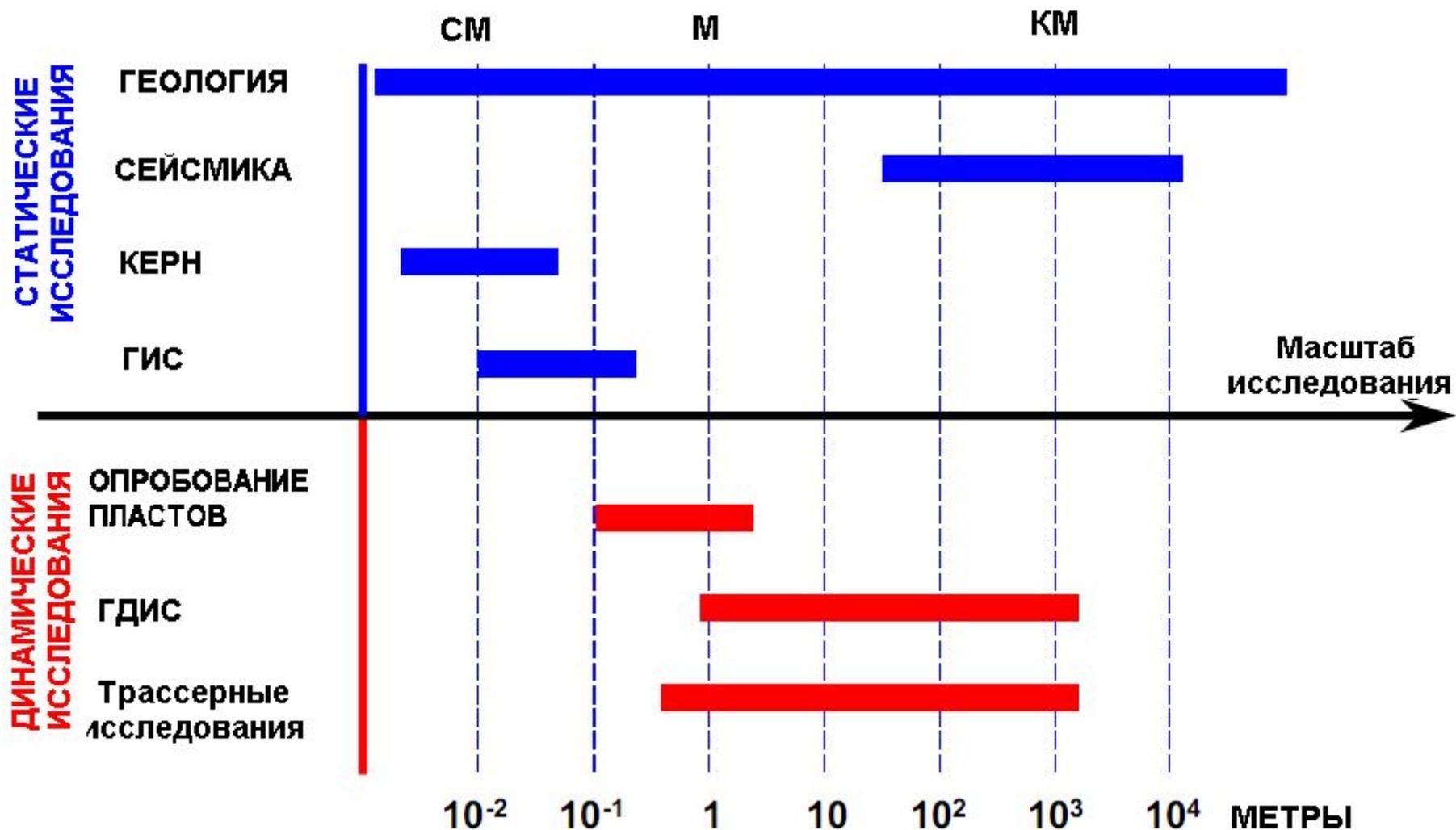
НАУКА И ЖИЗНЬ «РЕКЛЕ» (режем, клеим)



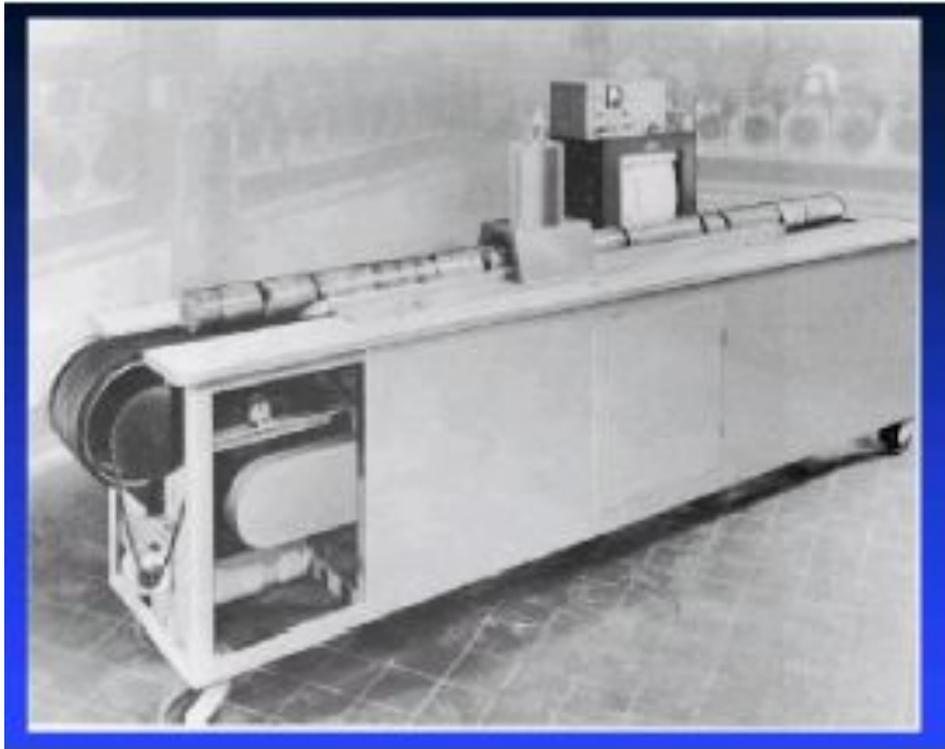
КТО АРБИТР? «Что делать?»



«ВИДЯТ» РАЗЛИЧНЫЕ МАСШТАБЫ



ОБЪЕМ ПЛАСТА, ОХВАЧЕННЫЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ



Объем исследований:

$$V = V_1 \cdot N_1$$

$V_1 = 10^{-4} \text{ M}^3$ – объем образца;

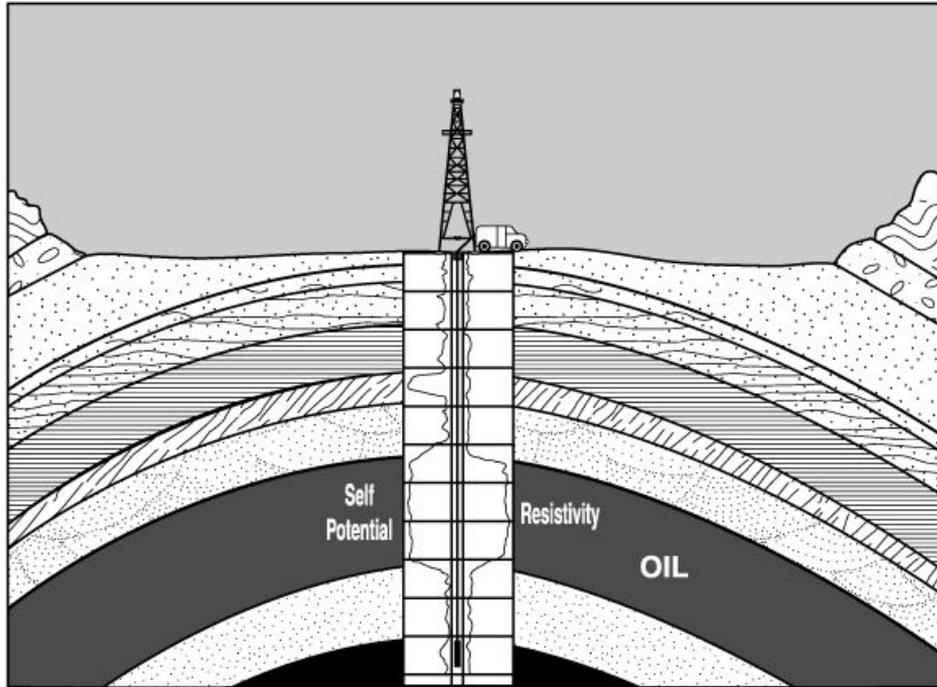
$N_1 = 150$ - кол-во образцов;

$$\sim 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ M}^3$$



**Точность петрофизических
исследований очень высокая.**

ОБЪЕМ ПЛАСТА, ОХВАЧЕННЫЙ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ



Объем исследований:

$$V=2\pi R^2 \cdot H_{\text{cp}} \cdot N_2$$

$R = 1$ м – радиус исследований;

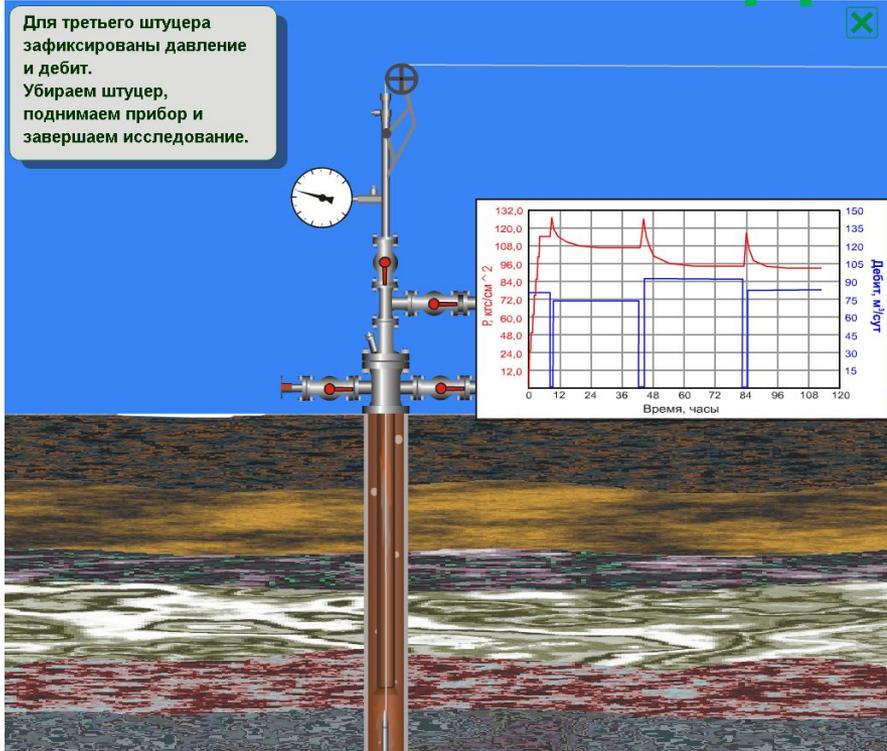
$H_{\text{cp}} = 10$ м – средняя
мощность;

$N_2 = 100$ - кол-во скважин;

$$\sim 6 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Главное достоинство геофизических исследований – детальность описания разрезов скважин.

ОБЪЕМ ПЛАСТА, ОХВАЧЕННЫЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ



Объем исследований:

$$V=2\pi R^2 \cdot H_{\text{ср}} \cdot N_2$$

$L_3=150$ м – радиус исс-ний;

$H_{\text{ср}}=10$ м – средняя мощность;

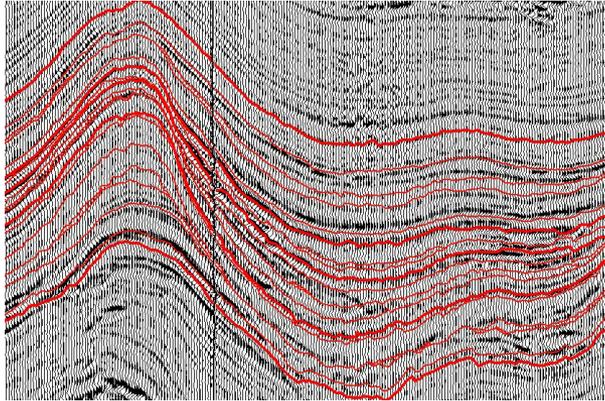
$N_2=10$ - кол-во скважин;

$\sim 12 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

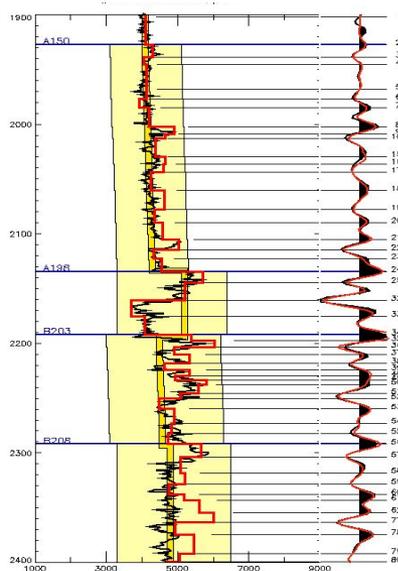
**Достоверность - прямые измерения
фильтрационных свойств пласта,
осредненных по призабойной зоне.**

СЕЙСМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

**Временной
сейсмический
разрез**



**Увязка
скважинных
данных и
сейсморазведки**

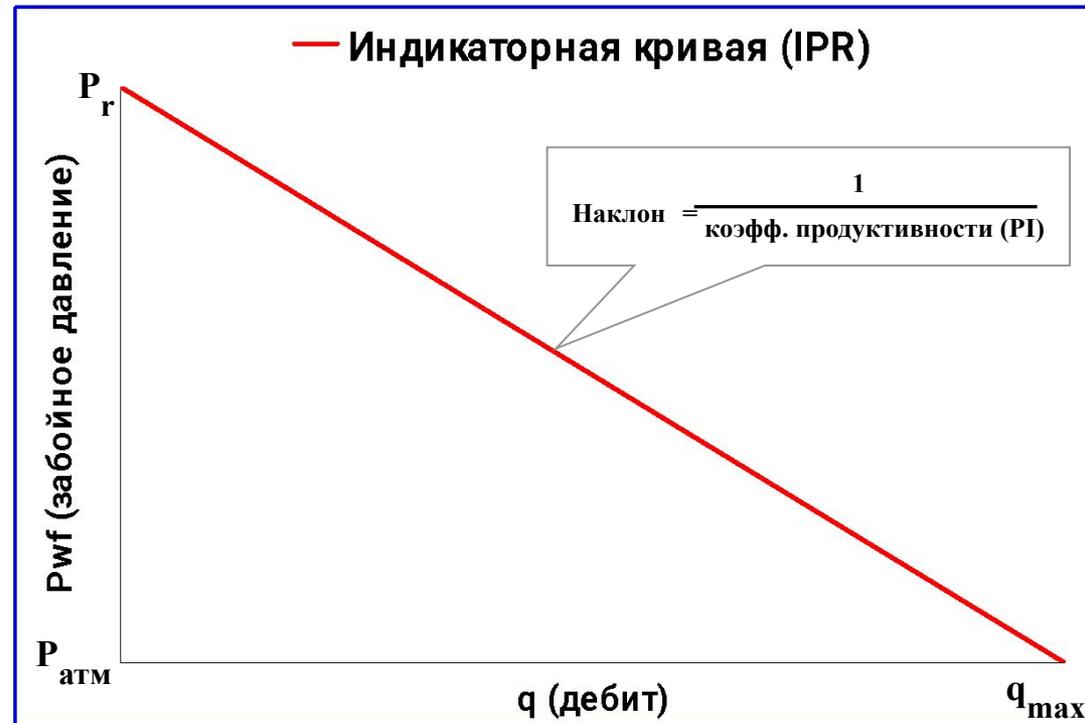


Сейсморазведка сама по себе несет очень большой объем полезной информации и используем мы, как правило, лишь небольшую ее часть. Обработка направлена на то, чтобы временной разрез выглядел подобно геологическому. При этом нельзя забывать, что он остается по-прежнему только волновым полем со своими особенностями.

Индикаторная кривая (IPR)

$$\hat{Q} = - \frac{hk}{18.41\mu_o B_o} \frac{(P_b - P_w)}{\left(\ln\left(\frac{r_b}{r_w}\right) + S\right)},$$

Соотношение забойного давления с дебитом (индикаторная кривая / IPR), основанное на законе Дарси, является прямой линией (для нефтяной скважины).



IPR определена на отрезке между средним пластовым давлением (P_r) и атмосферным давлением ($P_{атм}$). Производительность, соответствующая атмосферному давлению на забое — это максимально возможный теоретический дебит скважины (q_{max}). Дебит при забойном давлении, равном среднему пластовому давлению, равен нулю.

Пример: Построение индикаторной кривой (IPR).

- 1) Рассчитать максимальный теоретический дебит ($q_{o \max}$).
- 2) Построить индикаторную кривую (IPR).
- 3) Определить коэффициент продуктивности (PI).

данные по скважине		
$K \cdot h$	Kh	100
пластовое давление (атм)	P_r	250
радиус дренирования (м)	r_e	500
радиус скважины (м)	r_w	0.1
вязкость нефти (сПз)	μ_o	1
объёмный к-т (м ³ /м ³)	B_o	1.228
Скин	S	0

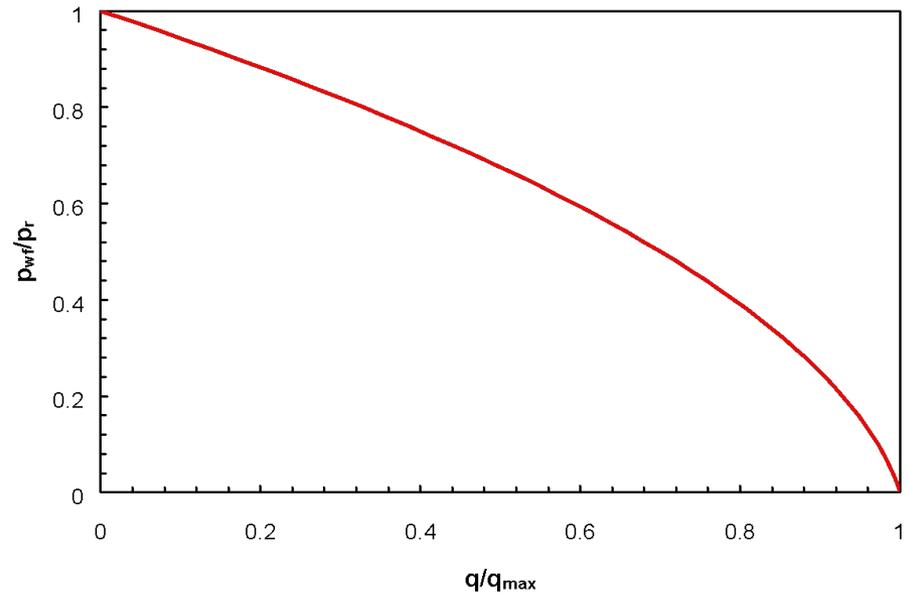


$$PI_{oil} = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{Kh}{18.41\mu_0 B_0 \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} = \frac{100}{18.41 * 1 * 1.228 * \left[\ln\left(\frac{500}{0.1}\right) - 0.75 + 0 \right]} = 0.57$$

Диаграмма Вогеля

Вогель смоделировал производительность огромного количества скважин с пластовым давлением ниже давления насыщения (P_b) и построил график зависимости $\frac{P_{wf}}{P_r}$ и q_o/q_{max} .

Вогель представил на графике данные, используя следующие безразмерные переменные: $\frac{P_{wf}}{P_r}$ и q_o/q_{max} .



Кривая Вогеля

Диаграмма Вогеля для притока, пластовое давление ниже давления насыщения, $P < P_b$:

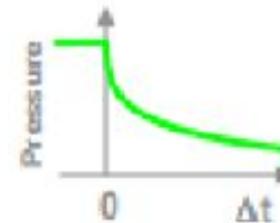
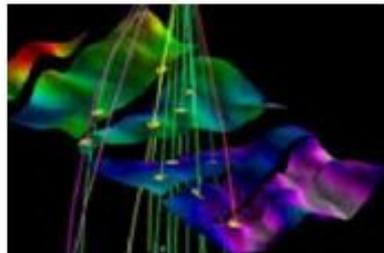
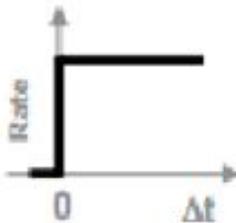
$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2$$

Для сравнения, индикаторная кривая в виде прямой задается следующим уравнением:

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max}} = \frac{PI(\bar{P}_r - P_{wf})}{PI(\bar{P}_r - 0)} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)$$

КВД/КПД: Что такое прямые и обратные задачи

Прямая задача



Обратная задача





Если известны **Вх** и **Вых**, необходимо найти **С**.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ обратная задача,
неединственное решение

Диагностика модели: например **Вх** = 1, 2, 3, **Вых** = 6,

Какой знак у **С**? **С** = + или *



Если известны **Вх** и **С**, необходимо найти **Вых**

КОНВОЛЮЦИЯ прямая задача,
единственное решение

Модельный прогноз: например **Вх** = 1, 2, 3, **С** = +

Чему равно **Вых**? **Вых** = 6



Если известны **С** и **Вых**, необходимо найти **Вх**

ДЕКОНВОЛЮЦИЯ обратная задача,
неединственное решение

Конверсия: например **Вых** = 6, **С** = +

Чему равно **Вх**? **Вх** = (1и5) или (4и2) или (3и3)

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

ШАГ 1: ПОДБОР МОДЕЛИ

Необходимо найти **МОДЕЛЬ С'**, поведение которой близко к характеристикам пласта **С**



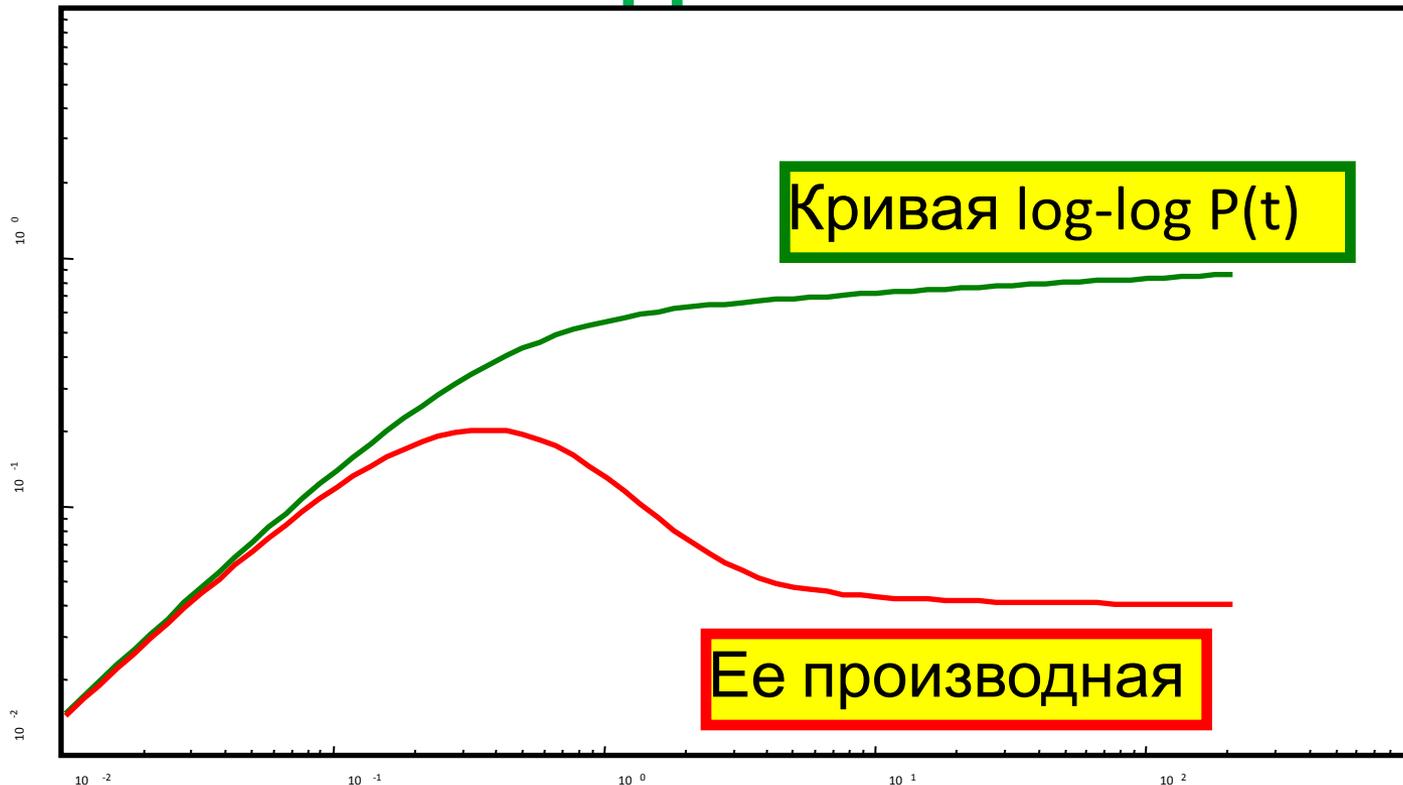
где **Вых'** качественно схожа с **Вых**

Обратная задача, неединственное решение.

Для повышения достоверности интерпретации необходимо:

- увеличивать длительность исследования, привлекать результаты других предыдущих исследований,
- предварительно сделать расчеты на различных моделях,
- привлечь данные геофизики, геологии, петрофизики и т.п.

Идентификация МОДЕЛИ это и есть способ решение обратной задачи



Необходимо подобрать режим течения жидкости обеспечивающий такой вид кривых.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

ШАГ 2: ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ

Необходимо определить значения параметров **МОДЕЛИ С'**, при которых расчетный **Вых'** близок/стремиться к **Вых**



Прямая задача, единственное решение.

Для ее решения можно использовать любой метод:

- метод касательных,
- типовые кривые или диагностические графики,
- методы нелинейной регрессии.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

ШАГ 3: ПРОВЕРКА «УСТОЙЧИВОСТИ» ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ О СИСТЕМЕ

- 1) Анализ данных в безразмерных переменных.
- 2) Сопоставление результатов с данными других исследований.
- 3) Привлечение косвенных данных (геология, геофизика, петрофизика и т.п.).
- 4) Привлечение здравого смысла (оценка параметров по порядку величин).

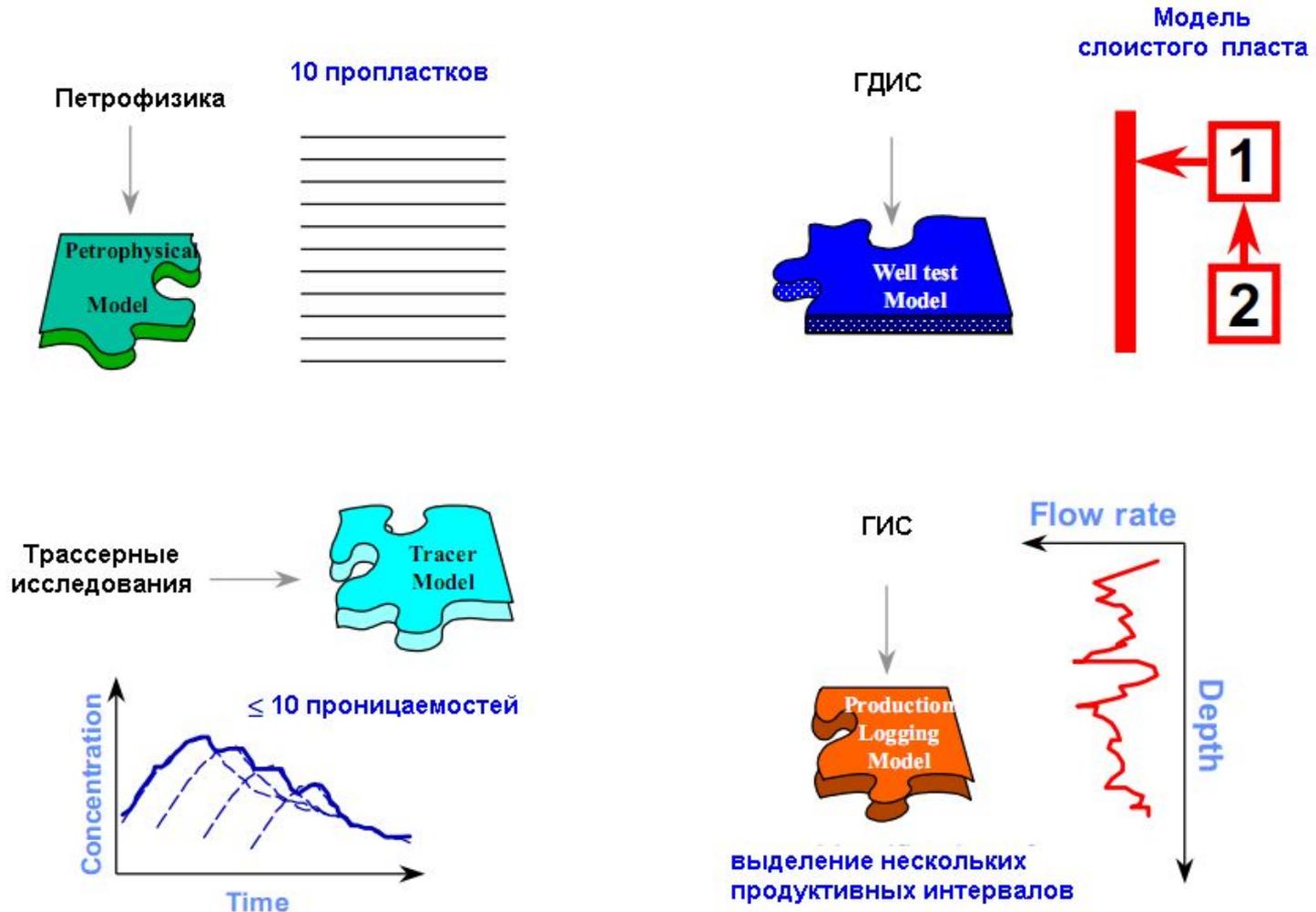
Что такое модель и как мы ее выбираем?



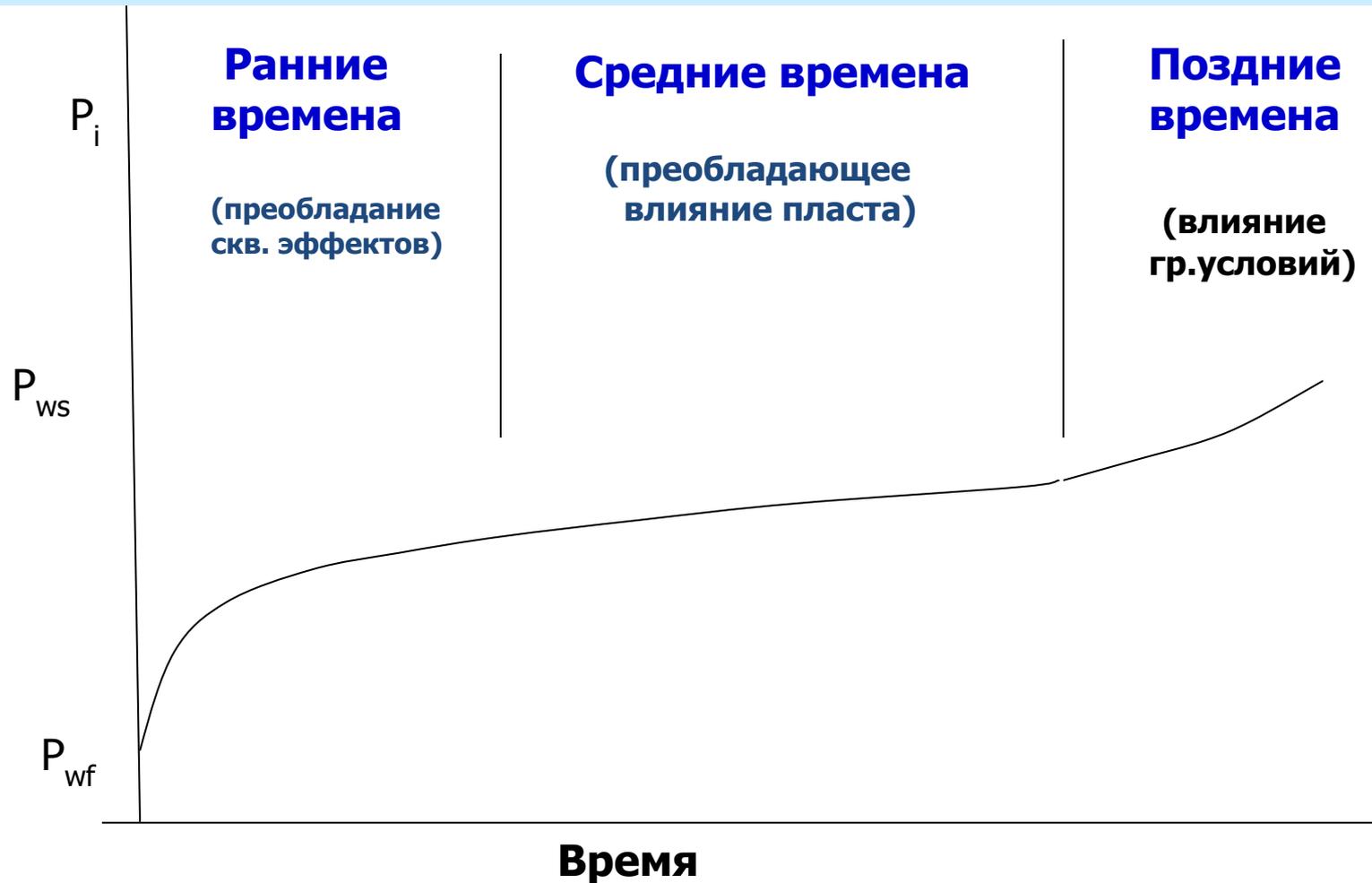
Физическая МОДЕЛЬ определяет характеристики
 прискважинной зоны, неоднородности пласта в
 радиусе исследования и условия на границе этой
 области.

Процессы в прискважинной зоне	Строение пласта	Граничные условия
<p>Влияние ствола скважины</p> <p>Скин фактор</p> <p>Наличие трещин</p> <p>Степень гидродинамической связи скважины с пластом</p> <p>Горизонтальные, наклонные скважины</p>	<p>Однородный</p> <p>Неоднородный</p> <p>Двойная пористость (трещиновато-пористые коллектора)</p> <p>Двойная проницаемость (слоисто/радиально неоднородные)</p> <p>Композитные (сложная геология, неоднородные потоки)</p>	<p>Задание потоков флюида на границе</p> <p>Задание давления</p> <p>Определение перетоков флюида</p>
<p>Отклик на ранних временах</p>	<p>Отклик на средних временах</p>	<p>Отклик на поздних временах</p>

Пример выбора физической МОДЕЛИ из сопоставления с данными других исследований



Проявление физических характеристик МОДЕЛИ во время исследования



Уравнение пьезопроводности

Уравнение неразрывности

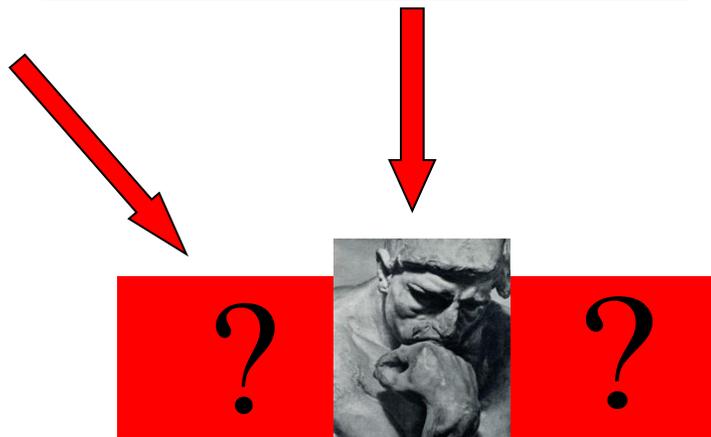
$$\frac{\partial \phi \cdot \rho}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r \rho u_r)}{\partial r} = 0$$

Закон Дарси

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

Уравнения состояния

$$c_o = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, c_r = \frac{\partial \phi}{\partial p}$$



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;
- $c_t = \phi c_o + c_r$ – общая сжимаемость системы

Наука и жизнь.

Когда справедлив закон Дарси?

- Течение ламинарное,
- Нет реакций с породой,
- Поток однофазный.

Когда справедливо уравнение неразр-сти в диф. виде?

- Течение радиальное,
- Нет трещин, каналов, сопоставимых по размерам диаметром скв.

Когда справедливо такое уравнение состояния?

- Флюид слабосжимаемый,
- Нет хим.реакций и фазовых переходов.

Вывод уравнения пьезопроводности

Подставим закон Дарси и уравнение состояния в уравнение неразрывности

$$c_o = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}, c_r = \frac{\partial \phi}{\partial p}$$

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

$$\frac{\partial \phi \cdot \rho}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial (r \rho u_r)}{\partial r} = 0$$

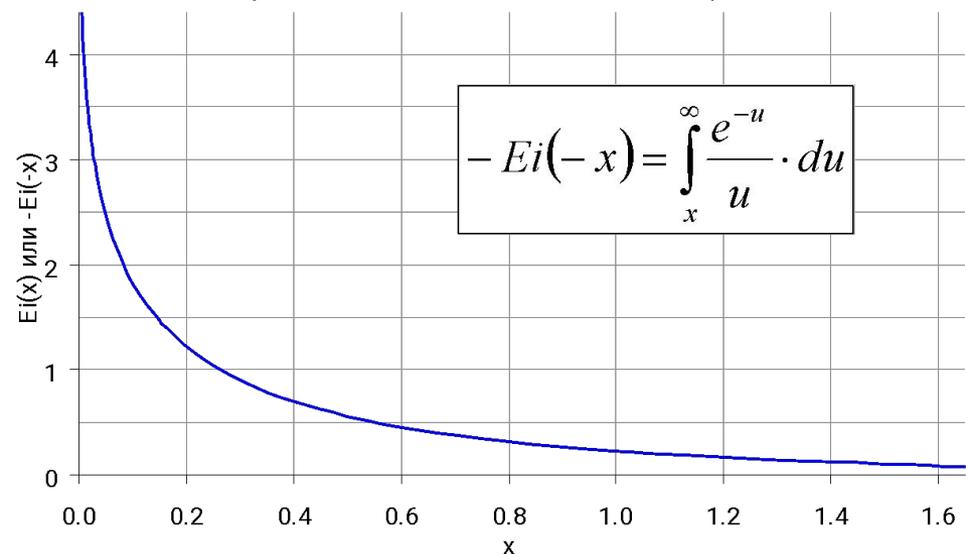
Получим при условии слабой сжимаемости

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

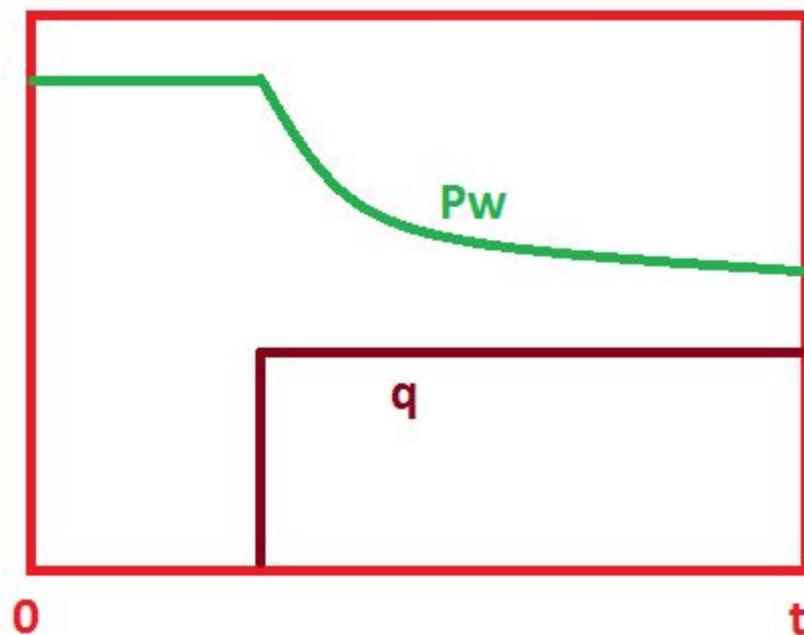
Решение уравнения пьезопроводности

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

Интегрально-показательная функция



Задача о пуске скважины в



Решения уравнения пьезопроводности и есть математические МОДЕЛИ течений

$$PM [p_w(\Delta t) - p_w(\Delta t=0)] \equiv p_D(TM \Delta t)$$

Функциональная связь
безразмерного давления
и безразмерного
времени
и является
математической
моделью, которая
отражает режим течения.
Она задается формулой
или видом участка

Сферический режим: $p_{SPH D} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\pi t_{SPH D} \right)^{-1/2} \right]$

Плоское
течение: $p_D = \left(\pi t_{Df} \right)^{1/2}$

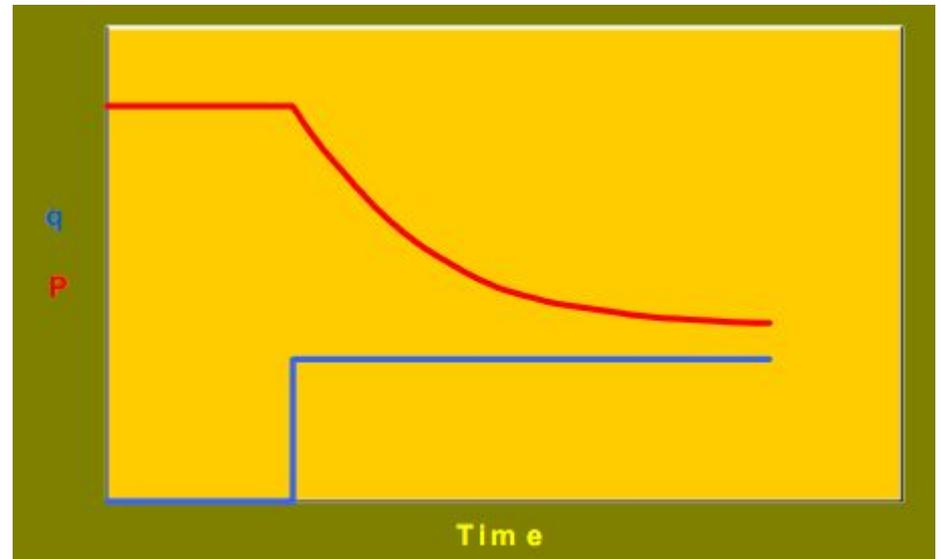
Радиальный
режим: $p_D = 1.151(\log t_{De} + 0.35)$

В логарифмических координатах все решения имеют вид прямой.
Прямая имеет два параметра (наклон и точка пересечения с осью),
соответственно по ним можно определить только два параметра
($k - S$, $k - Pr$, $kv/kh - L$)

Запуск скважины в работу при постоянном дебите

Недостатки:

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



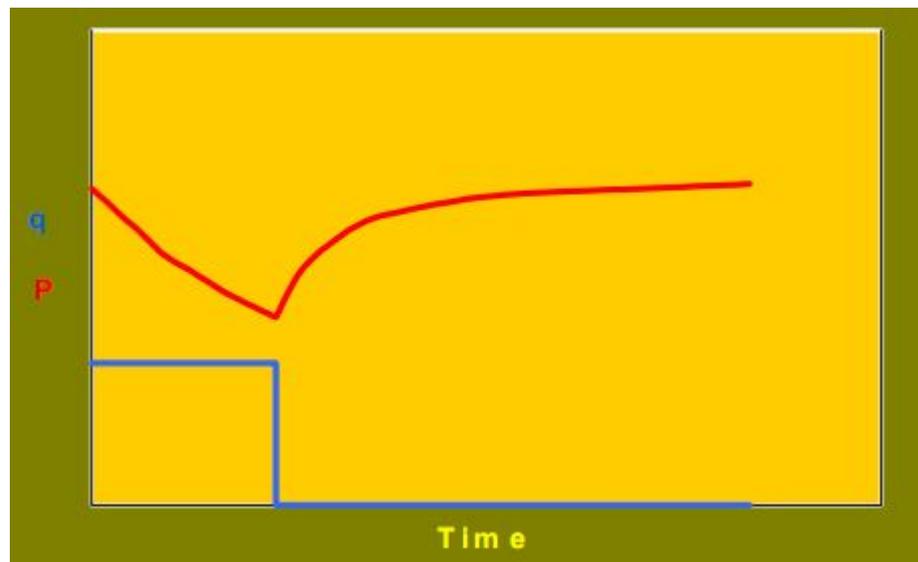
Замер кривой восстановления забойного давления после остановки работы скважины

Достоинства:

Расход после остановки не меняется и равен нулю

Недостатки:

- Потери продукции скважины из-за ее остановки
- Колебания расхода приводят к «паразитным» изменениям забойного давления



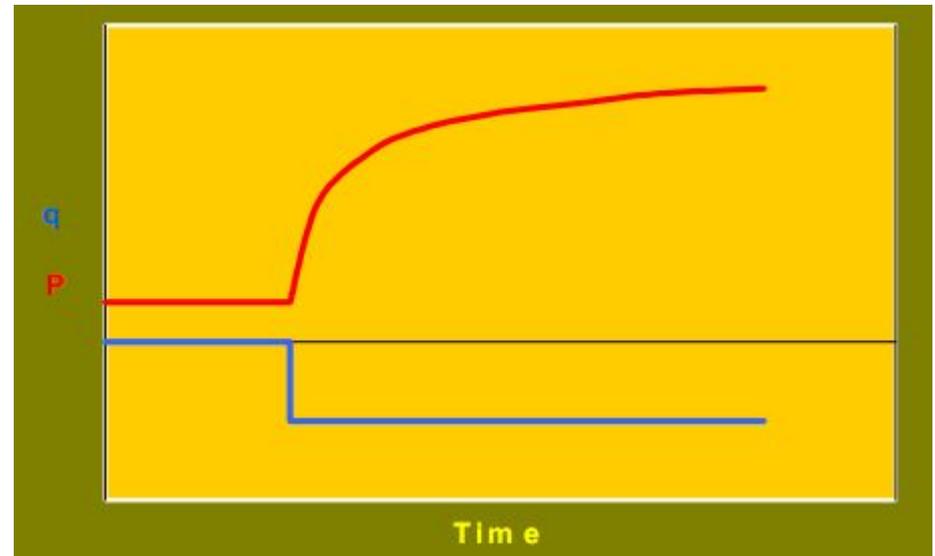
Запуск нагнетания жидкости в скважину

Достоинства:

Расходы нагнетания хорошо контролируются

Недостатки:

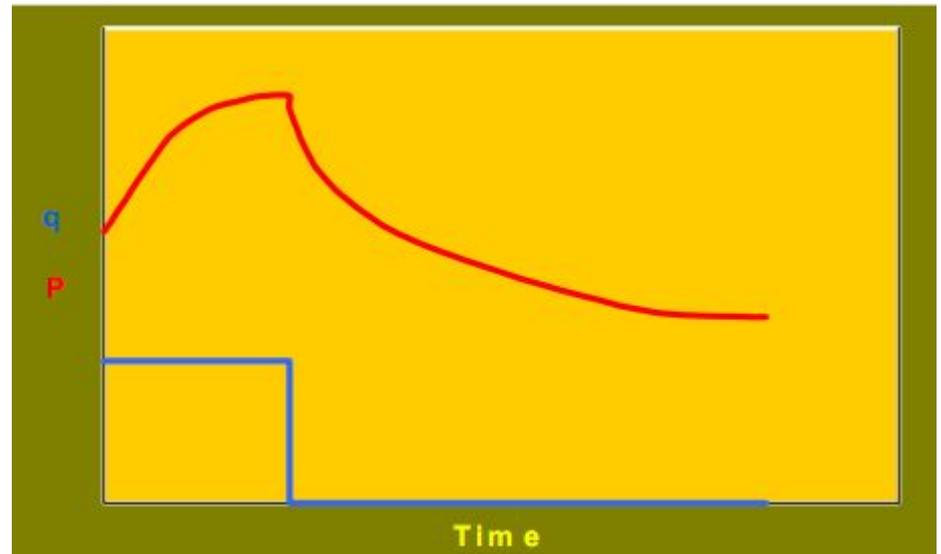
- Интерпретация данных осложнена наличием двухфазных потоков и возможным трещинообразованием



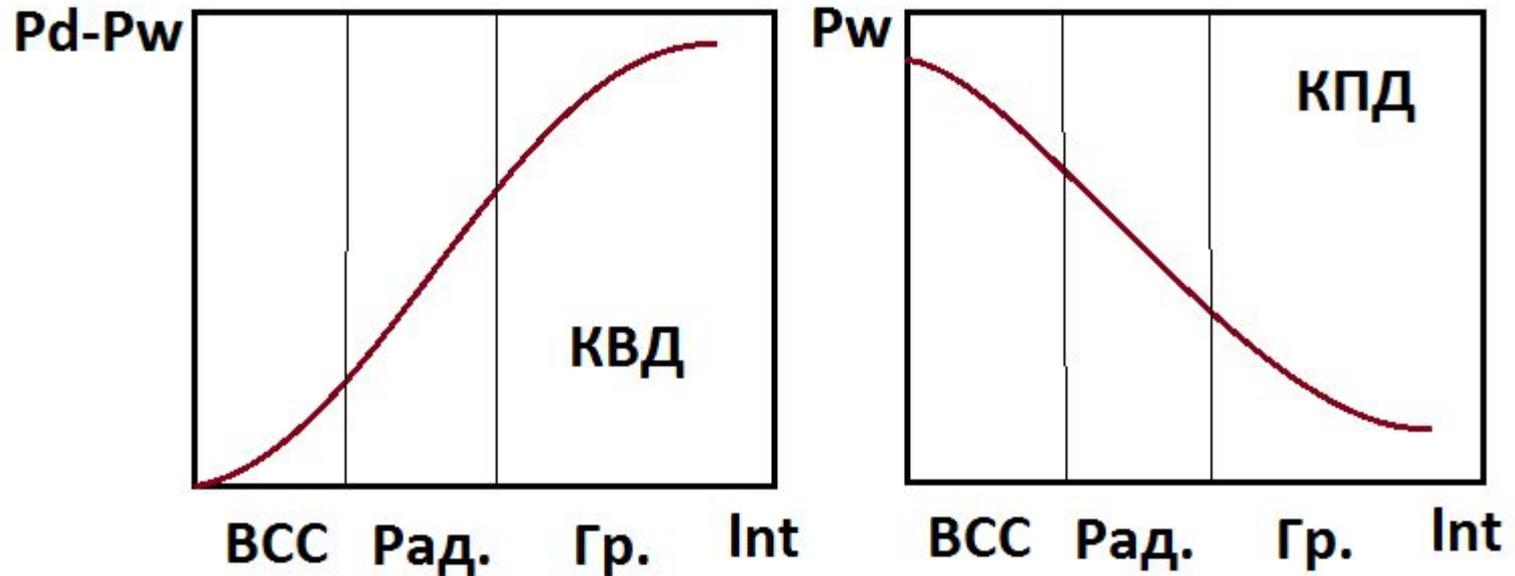
Остановка нагнетания и замер КПД

Достоинства:

- Широко применяемое исследование с «качественной» исходной информацией



Два типа диаграмм



**Метод касательной/
Miller-Dyess-Hutchinson**

Два типа диаграмм

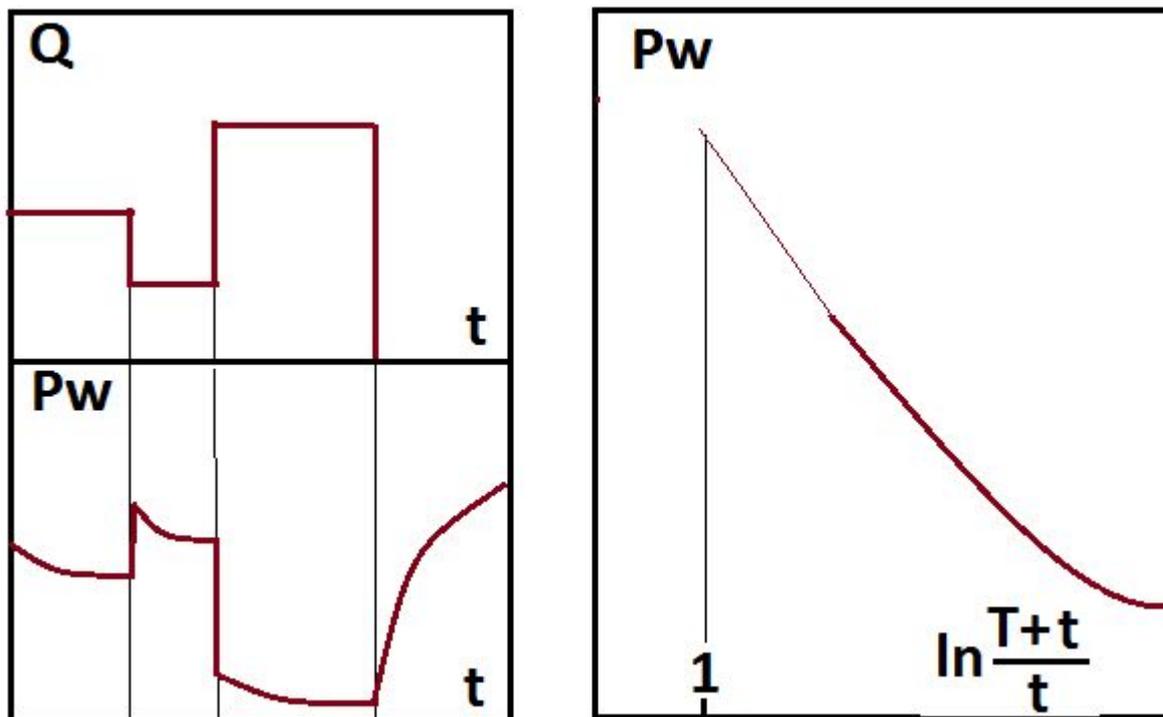
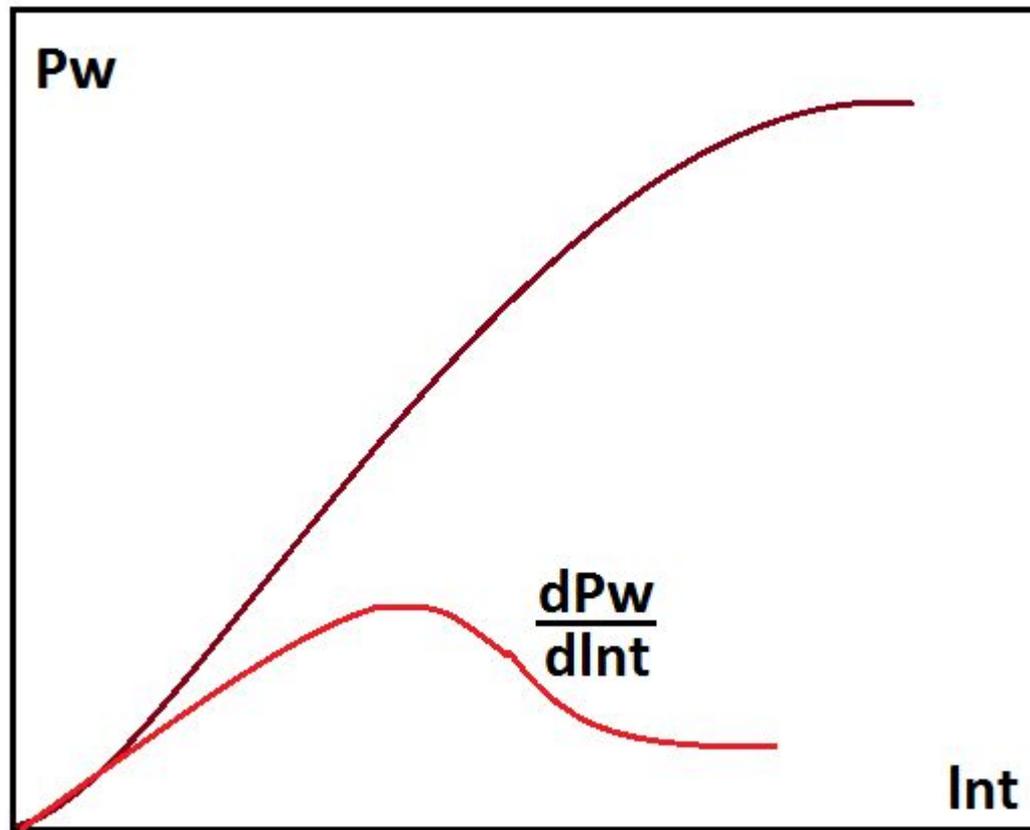


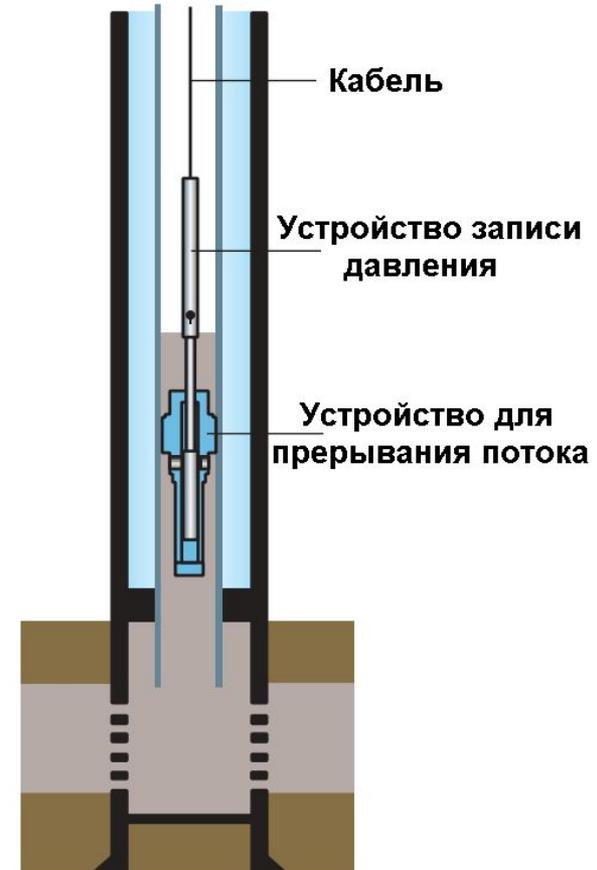
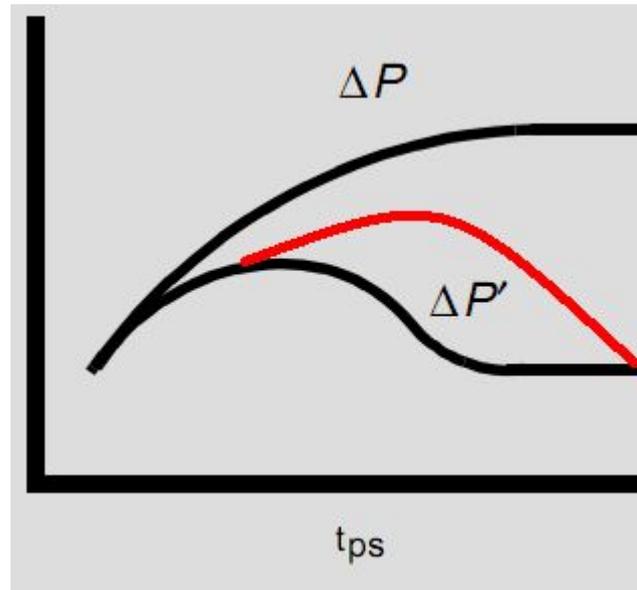
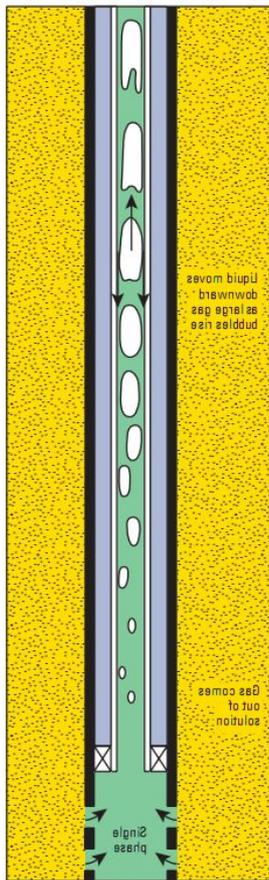
Диаграмма
Horner

Диагностический график

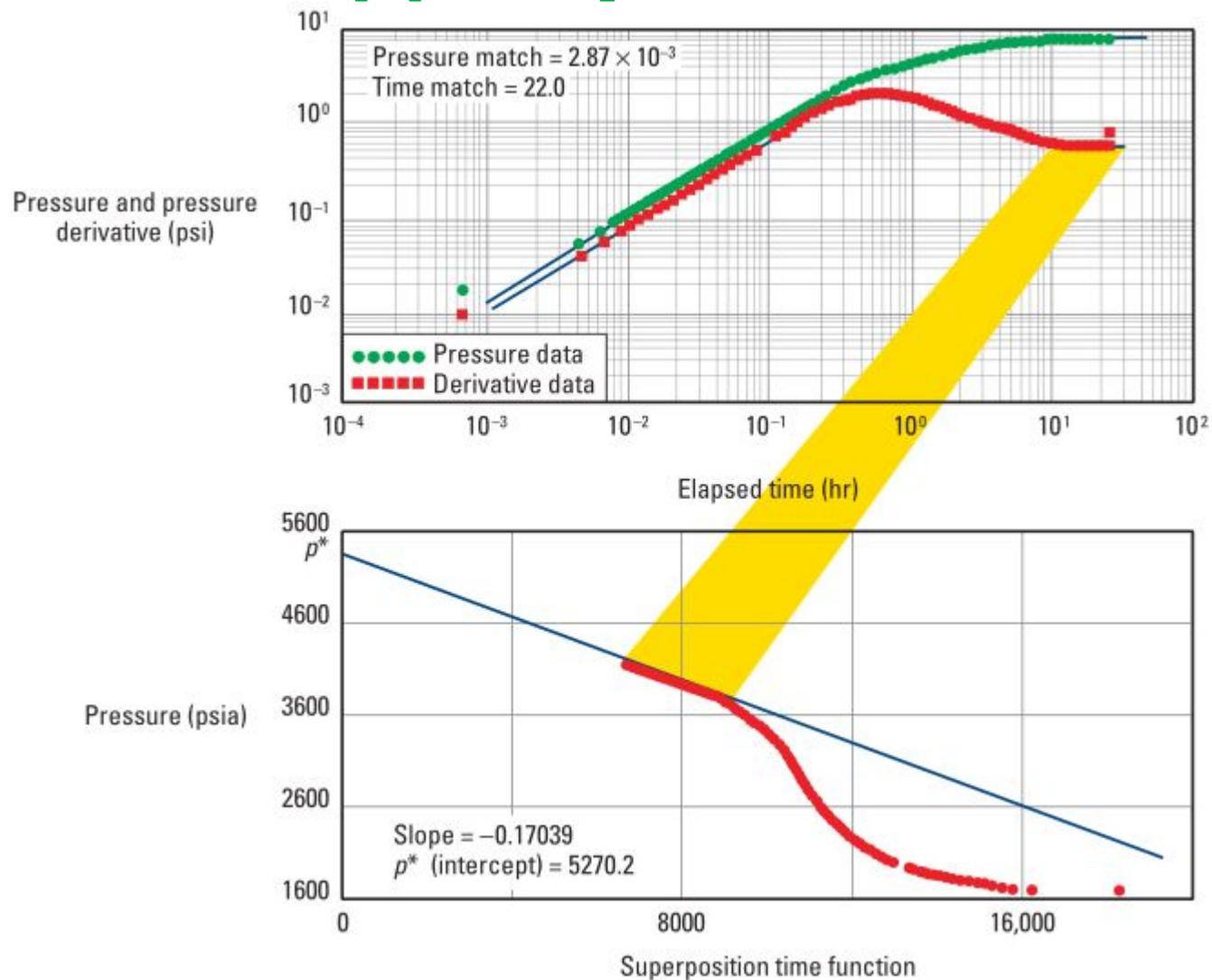


Использование производной
Bourdet

Важность перекрытие потока на устье и забое при замере КВД

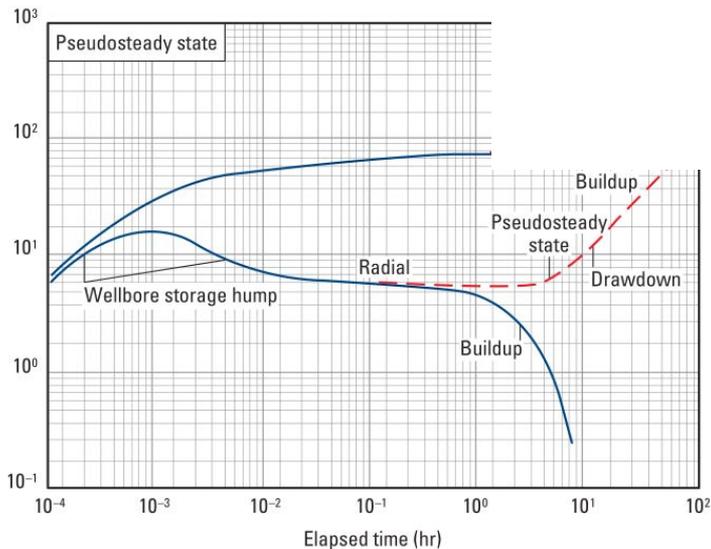
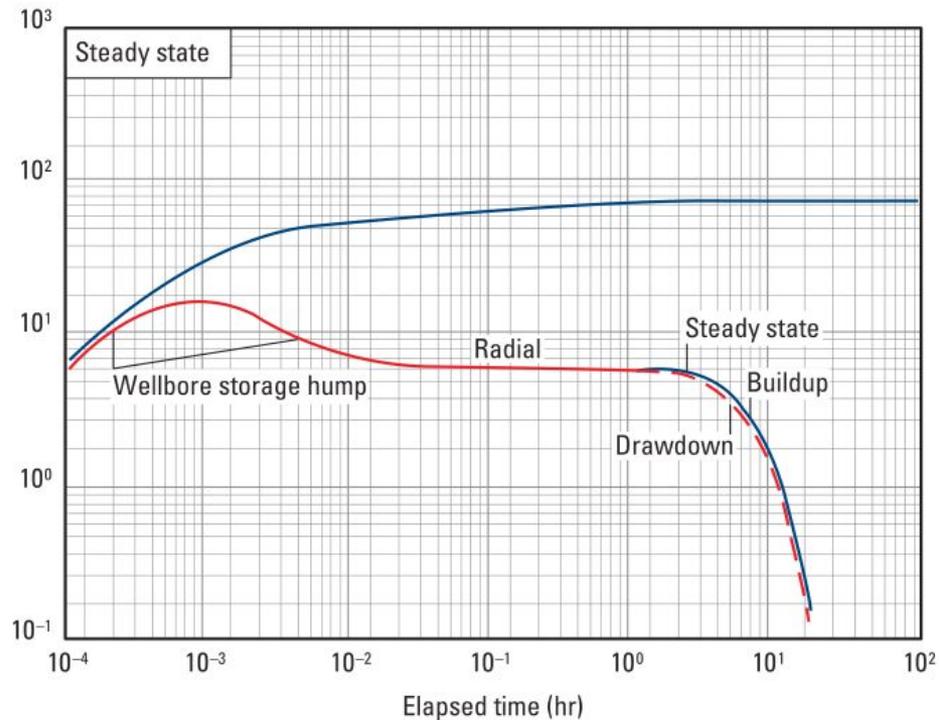


Типы индикаторных диаграмм



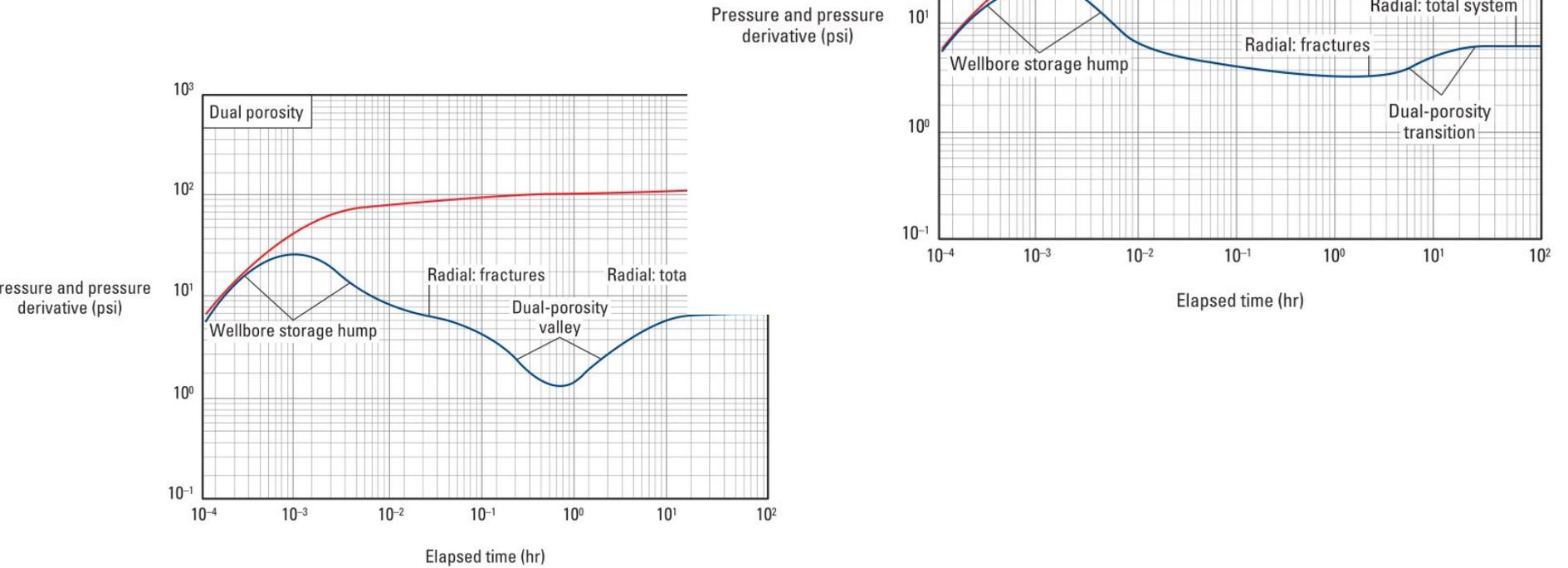
Влияние границ

Pressure and pressure derivative (psi)

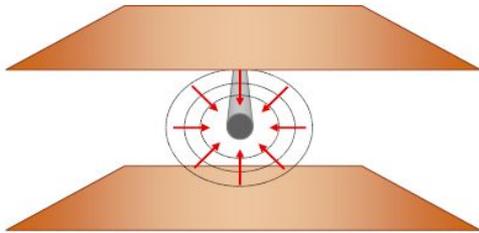


Pressure and pressure derivative (psi)

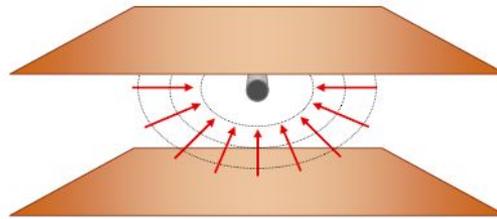
Двойная пористость



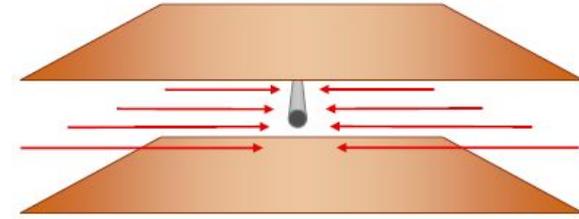
Исследование горизонтальных скважин: режимы течения



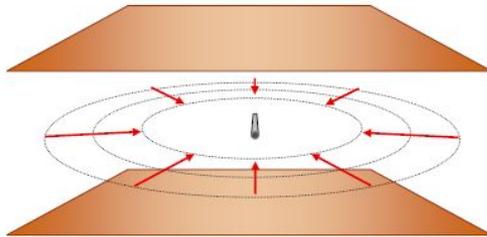
вертикальное радиальное течение



полурadiaльное течение

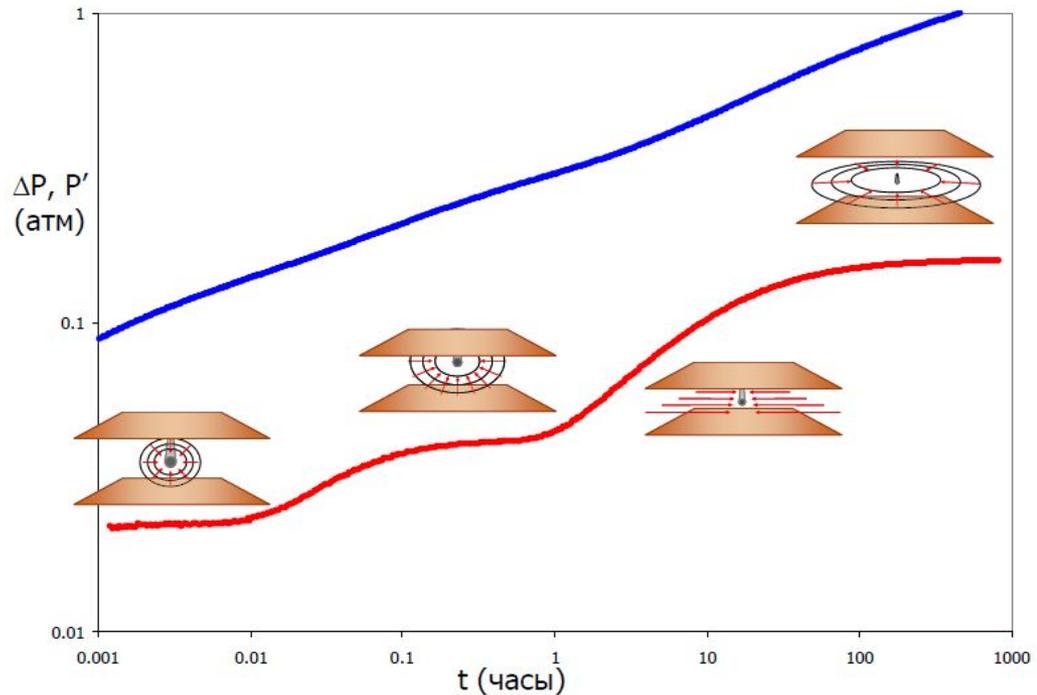


линейное течение



псевдорadiaльное течение

- ВСС перекрывает первые радиальные режимы течения
- Проектирование ГДИС



Использование безразмерных переменных

Все параметры задаются в Американской промышленной системе единиц

Безразмерное давление
(одинаковое для всех моделей)

$$p_D = \frac{kh}{141.2\Delta q B \mu} \Delta p \quad \leftarrow \text{PM}$$

Безразмерное время
(зависит от типа модели)

Определяется радиусам скважины:

$$t_D = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \Delta t \quad \leftarrow \text{TM}$$

Определяется полудлиной трещины:

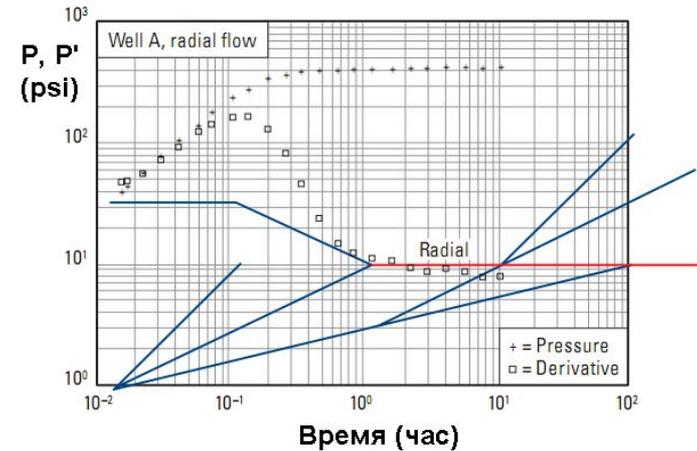
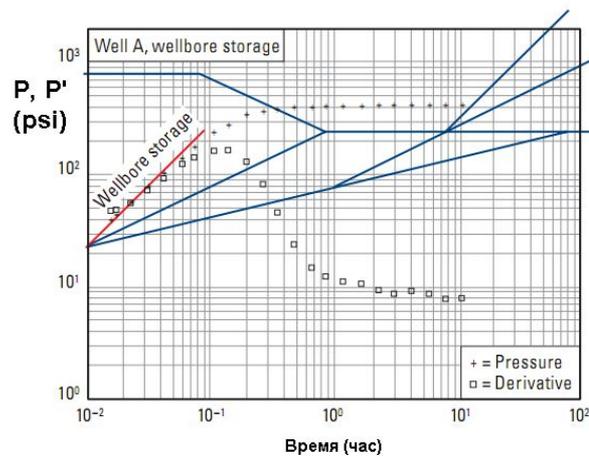
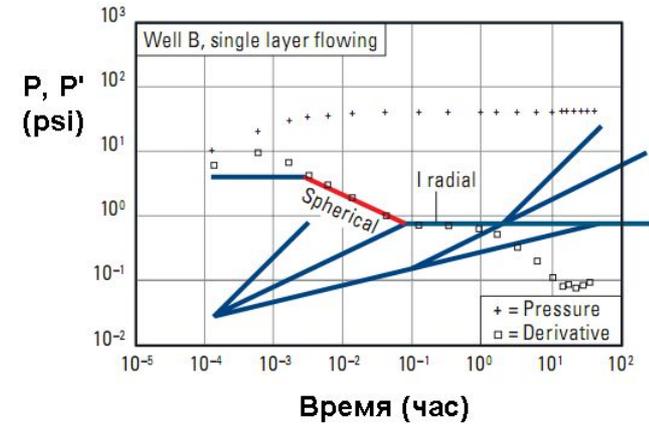
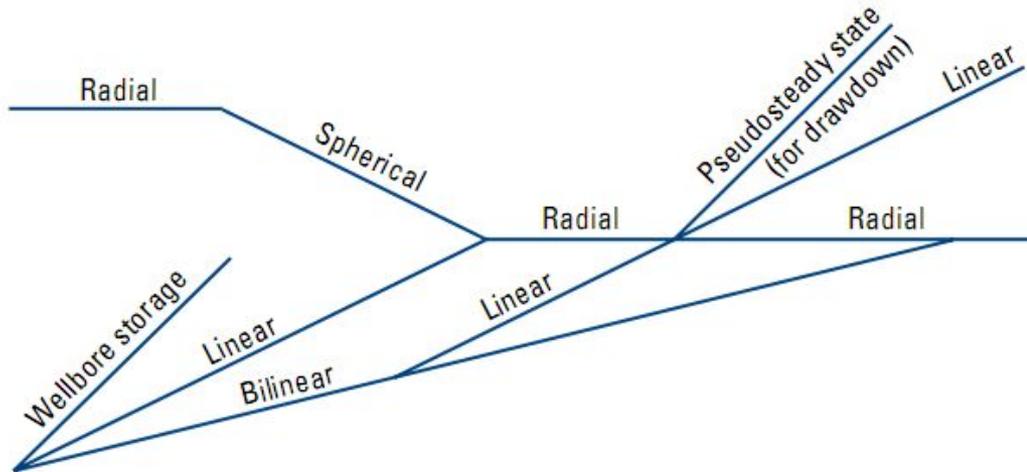
$$t_{Df} = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c_t x_f^2} \Delta t$$

Определяется эффективным радиусом скважины

$$r_{we} = r_w e^{-S} :$$

$$t_{De} = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c_t r_{we}^2} \Delta t$$

Палетка для грубой оценки режимов течения



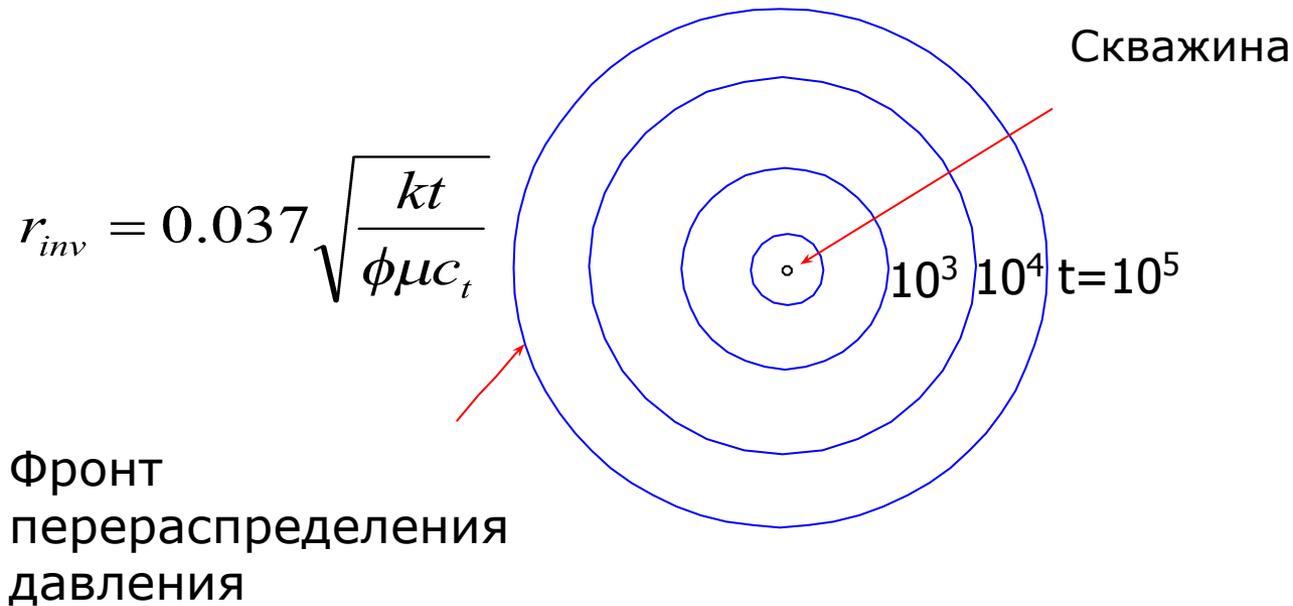
Основные правила интерпретации

- Методы интерпретации различаются координатами, в которых обрабатываются графики.
- Использование методов зависит от соотношения времен T и t .
- Все методы основаны на линейной аппроксимации поэтому позволяют определить только два параметра (k , Pb или S).
- Необходимо помнить какой логарифм используется (натуральный или десятичный).

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

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

Радиус исследований



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

ДИЗАЙН ГДИС

- **Определите задачи исследования:**
 - для определения скин фактора достаточно короткого исследования (периода остановки скважины)
 - анализ неоднородного пласта требует длительного исследования.
- **Оцените ожидаемые порядки значений параметров скважины и свойств пласта.**
- **Определите технологические характеристики исследования:**
 - максимальную длительность исследования
 - расходные характеристики скважины перед остановкой
 - объем продукции скважины в период установившейся работы
 - подберите оборудование, обеспечивающее максимальное количество информации в процессе исследования.
- **Оцените технические ограничения по исследованию:**
 - За какое время можно перекрыть поток
 - где располагаются/можно расположить датчики давления.
- **Оцените коэффициент влияния ствола скважины.**

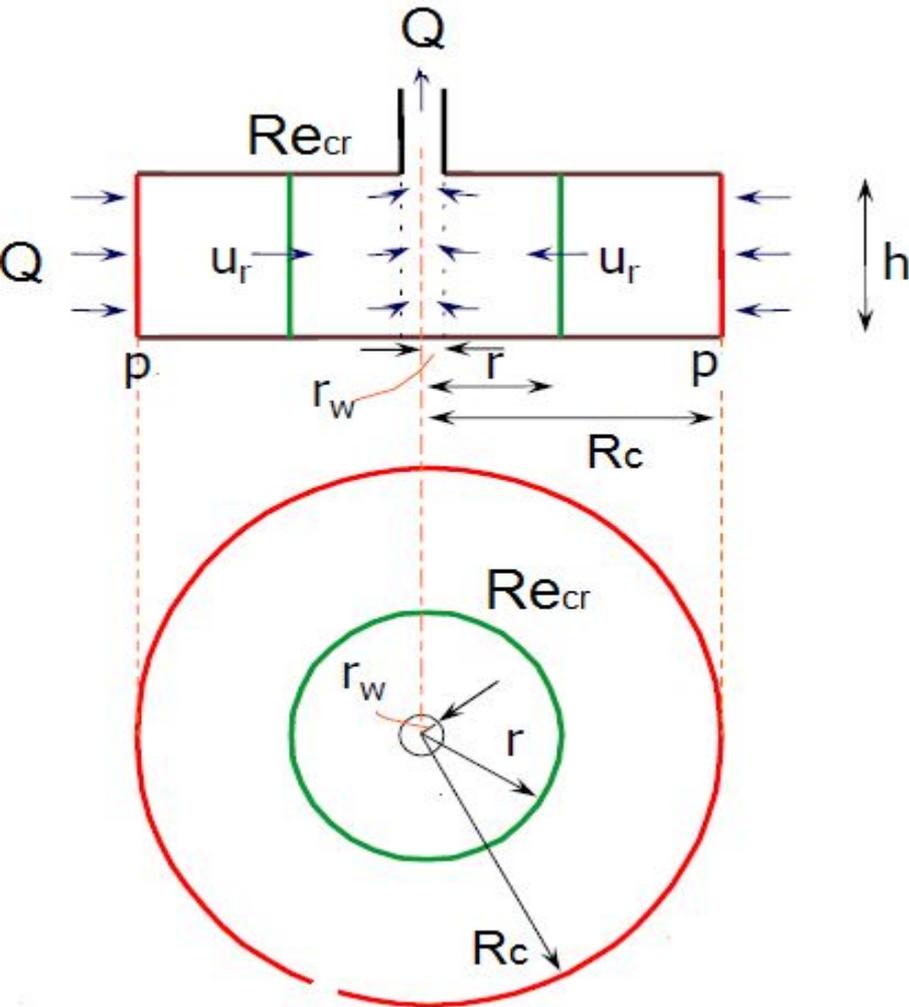
Подбор оборудования и планирование режимов работы

- Прогноз вероятно поведения давления:
 - Saphir
 - Excel
 - ...
- Выбор оборудования:
 - Глубинный манометр
 - ...
- Минимизация возможных рисков:
 - Стабильный режим работы соседних скважин
 - Герметичность оборудования
 -

Особенности Газодинамических исследований



Турбулентный поток газа



Вблизи скважины в области высоких скоростей, при которых число Рейнолдса выше критического значения, гидравлическое сопротивление возрастает. Введем понятие скин фактора за счет турбулентности потока.

Аналогия со скин фактором за счет загрязнения прискважинной

Задача о стационарном турбулентном притоке совершенного газа в скважину

совершенный газ ($\rho = \frac{P\rho_a}{P_a}$): $\psi = \int \frac{P\rho_a}{P_a} dP = \frac{2P^2\rho_a}{P_a}$,

$$P_{Rc}^2 - P_{rw}^2 = A(Q\rho) + B(Q)^2$$

где A и B коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризующие скважину

$$A = \frac{P_a\mu}{\pi kh} \ln \frac{R_c}{r_w}, \quad B = \frac{P_a\rho_a\beta}{2\sqrt{k}(\pi h)^2 r_w}$$

Нелинейное уравнение пьезопроводности для газа

$$u = -\frac{k}{\mu} \text{grad}(P)$$


Подставим закон Дарси в
уравнение сохранения
массы:

$$\frac{\partial m \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho u) = 0$$

Пусть пористость
постоянная и
введем
сжимаемость газа:

$$m \frac{\partial \rho}{\partial t} = \text{div} \left(\rho \frac{k}{\mu} \text{grad} P \right),$$

$$m \rho c_t \frac{\partial P}{\partial t} = \text{div} \left(\rho \frac{k}{\mu} \text{grad} P \right),$$

$$c_t = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P}$$

Псевдо давление или потенциал скорости

Для реального газа преобразуем нелинейное уравнение пьезопроводности для газа к виду:

$$\rho = \frac{P}{zR_g T} \quad mc_t \mu \frac{P}{\mu z} \frac{\partial P}{\partial t} = \operatorname{div} \left(k \frac{P}{\mu z} \vec{\operatorname{grad}} P \right)$$

Введем **потенциал скорости газа**

(вспомним функцию введенную Лейбеноном):

$$\psi(P) = 2 \int_{P_c}^P \frac{P}{\mu z} dP$$

Псевдо давление или потенциал скорости



$$\frac{mc_i \mu}{k} \frac{\partial \psi(P)}{\partial t} = \text{div} \left(\vec{\text{grad}} \psi(P) \right) = \Delta \psi(P)$$

Концепция турбулентного скин фактора

$$P_c^2 - P_w^2 = A(Q\rho) + B(Q\rho)^2$$

$$Q\rho = \frac{P_c^2 - P_w^2}{A - B(Q\rho)}$$

$$Q\rho = -\frac{2\pi khz}{\mu R_g T} \frac{(P_c^2 - P_w^2)}{\ln\left(\frac{R_c}{r_w}\right) + S},$$

$$S = S_m + D(Q\rho)$$

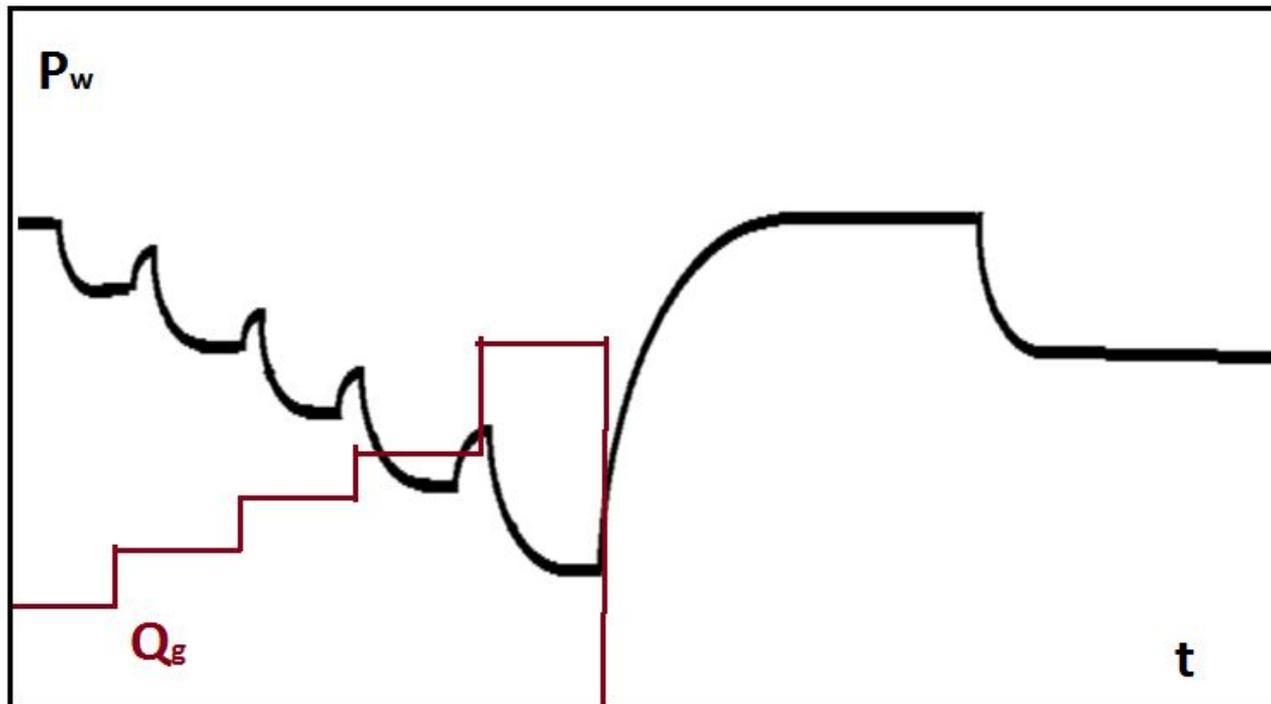
Из полученной ранее формулы Форхгеймера можно определить структуру турбулентного скин фактора.

Общий скин фактор разделяется на **две составляющие: механическую и турбулентную части.**

Необходимы комплексные исследования: индикаторная диаграмма + КВД

Метод установившихся отборов.

По РД-153-39: скважина должна быть отработана на 4-5 режимах прямого хода и одного обратного-оптимального.



Отличия от интерпретации КВД для нефтяных пластов

- Получены те же решения уравнения пьезопроводности, но в преобразованных переменных: потенциал скорости газа и псевдовремя.
- Следовательно при обработке данных и их интерпретации анализируются те же графики, но в других осях.
- Значение турбулентного скин фактора пропорционально массовому расходу, но параметр D зависит от проницаемости и времени, что не учитывается.

BCE

Построение карты давлений

Исходные данные – Давления

- **Источники**
 - КВД/КПД
 - ИД
 - Замеры на остановленных скважинах
 - FMT/RFT
- **Возможные нюансы**
 - Недостаточное количество данных
 - Непредставительная выборка
- **Действия**
 - Построение карт пластового давления и расчет среднего давления по ним
 - Использование аналитических методик оценки пластового давления

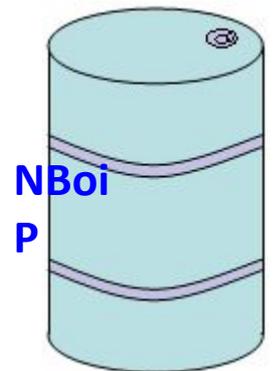
Оценка среднего давления

- Приведение данных к единому уровню
- Отбраковка недостоверных значений и коррекция интерпретации
- Построение карты пластового давления
- Оценка среднего пластового давления

Метод материального баланса – одномерный метод все составляющие которого находятся в одинаковых условиях

- давление на одном гидростатическом уровне
- давление средне взвешенное по объему

Объект МБ

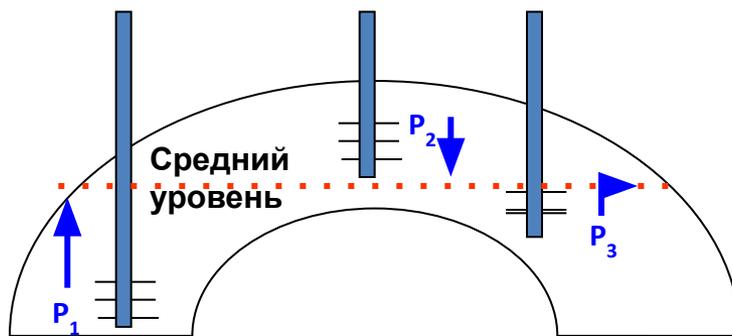


Приведение значений давления к базовому уровню

- Давления приводятся к одному уровню с помощью уравнения гидростатики

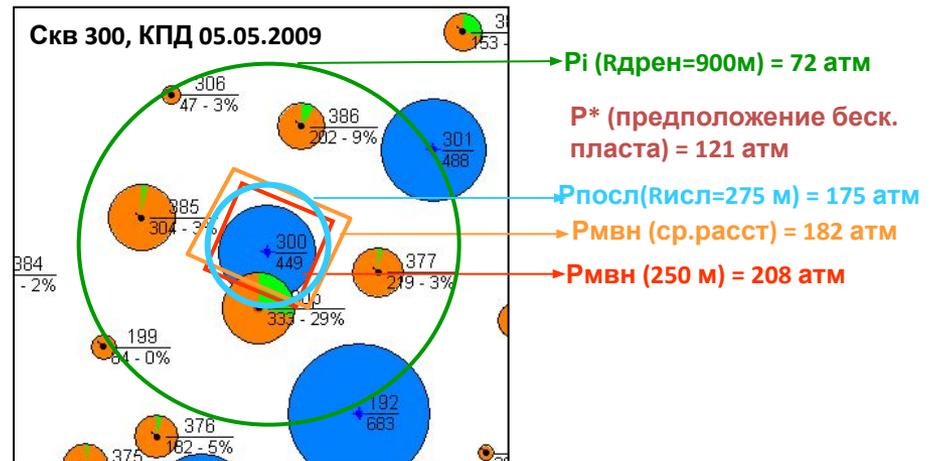
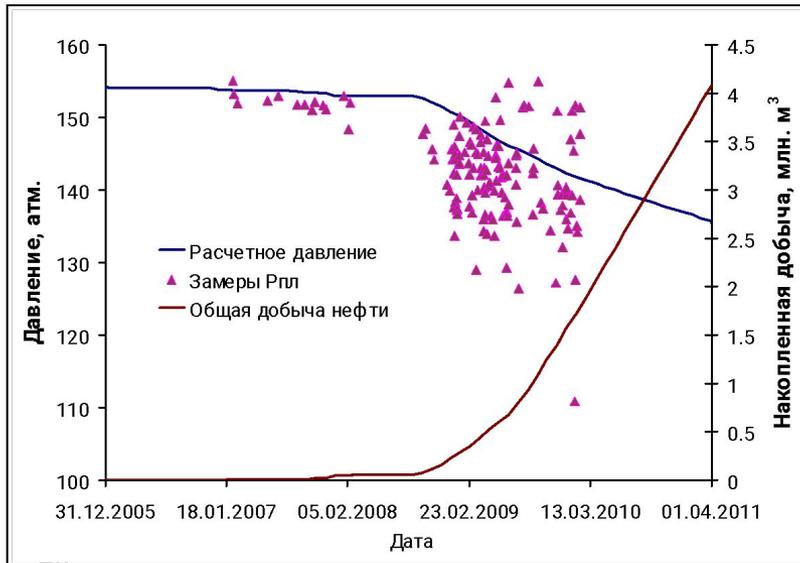
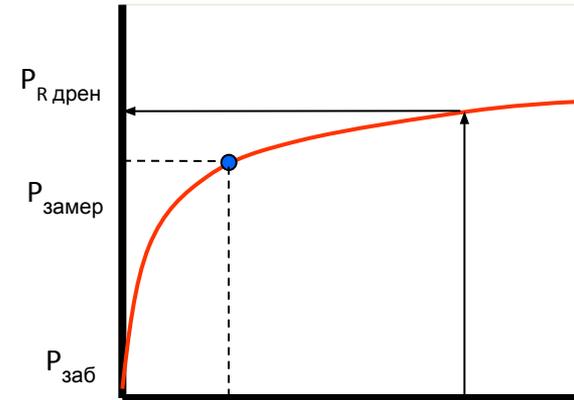
$$P_{\text{база}} = P_{\text{исх}} + \rho g (h_{\text{база}} - h_{\text{исх}})$$

- При пересчете давления нужно следить за единицами измерения (уравнение в единицах СИ)
- В расчетах используется пластовое давление средне взвешенное по объему



Использование замеров пластового давления и их отбраковка

- Причины появления некорректных или непредставительных замеров :
 - Невосстановленные замеры $P_{пл}$
 - Использование некорректной модели интерпретации $P_{пл}$
 - Замеры по остаточному принципу
 - Большой разброс пластовых давлений



Оценка среднего пластового давления

Корректная оценка пластового давления – среднее давление по карте Рпл

- при существенном отличии порового объема занятого нефтью, среднее значение необходимо взвешивать на него

$$P_{пл_среднее} = \frac{\text{среднее}(Карта(P_{пл}) \cdot Карта(h_{эф_нн}) \cdot Карта(S_o) \cdot Карта(\phi))}{h_{эф_нн_средняя} \cdot S_o_средняя \cdot \phi_{средняя}}$$

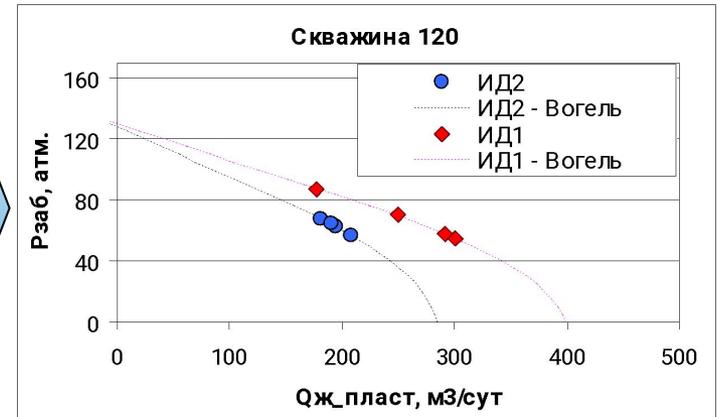
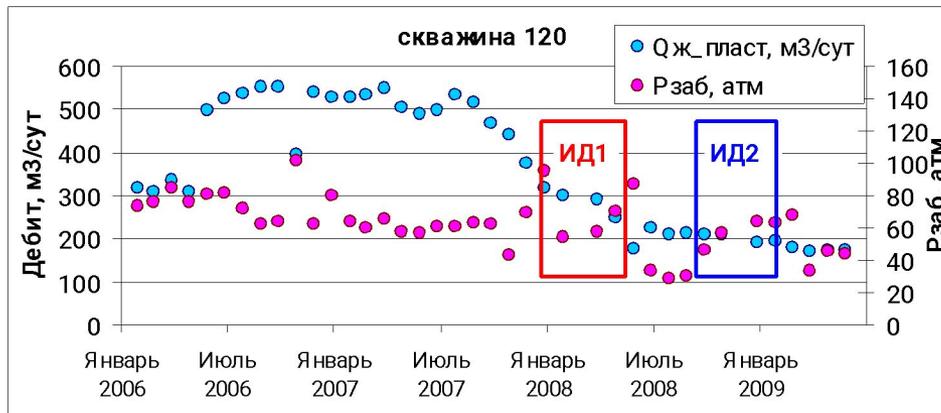
- При наличии большого перепада давлений или их непредставительности, необходима дополнительная оценка пластового давления скважинах

- Контроль исходных данных:

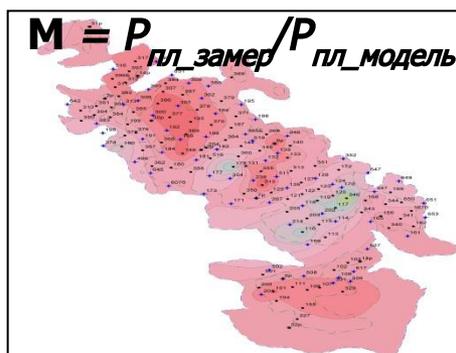
(восстановленность, корректность интерпретации, заведомо неверные значения, например ниже забойного на добывающей скважине или ниже гидростатики на фонтанирующей)

Методы оценки пластового давления

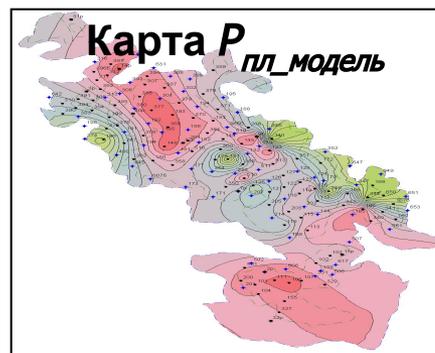
- Анализ параметров работы скважин при смене насоса или штуцера



- Использование гидродинамической модели



X



=



- Анализ изменения давления на соседних скважинах

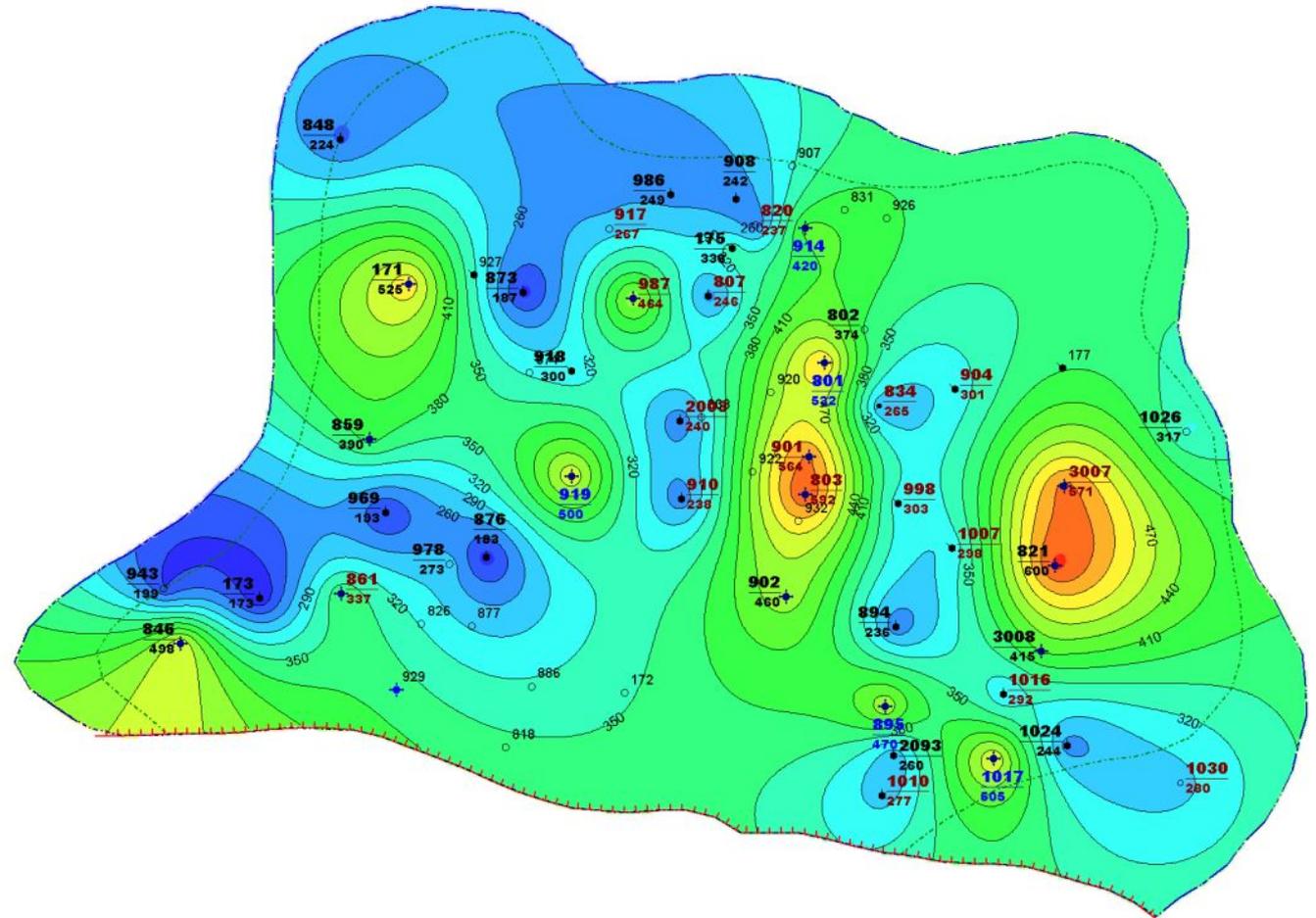
Пример карты с контрастными значениями давления



903 скважина
405 замер Рпл

857 скважина
298 динамика Рпл

931 скважина
473 расчет Рпл



- Среднее давление в зоне отбора **287** кг/см², в зоне закачки **349** кг/см²
- Между зонами отбора и закачки наблюдается большой перепад давлений
- Существующие замеры преимущественно на добывающем и простаивающем фонде
- Среднее пластовое давление по замерам 287 атм, по карте 349 кг/см²

Аналитические методы оценки пластового давления

1. Основа метода: модифицированная формула Дюпюи

На забое скважины:

$$Q = \frac{(P_K - P_{зАБ}) \cdot kh}{18,4 \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_K}{r_{зАБ}}\right)}$$



В произвольной точке:

$$Q = \frac{(P_K - P_{(x,y)}) \cdot kh}{18,4 \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_K}{r_{(x,y)}}\right)}$$

2. Переход к суперпозиции нескольких скважин

Давление для системы из 1 скв:

Давление для системы из n скв:

$$P_{(x,y)} = P_K - \frac{Q \cdot 18,4 \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_K}{r_{(x,y)}}\right)}{kh}$$

$$P_{(x,y)} = P_K - \frac{18,4 \cdot \mu}{kh} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ln\left(\frac{r_K}{r_{(x,y)_i}}\right)$$

3. Линейная форма суперпозиции

$$P_{(x,y)} = P_K - \frac{18,4 \cdot \mu}{kh} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ln(r_K) + \frac{18,4 \cdot \mu}{kh} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ln(r_{(x,y)_i})$$

$C_1 = \text{const}$

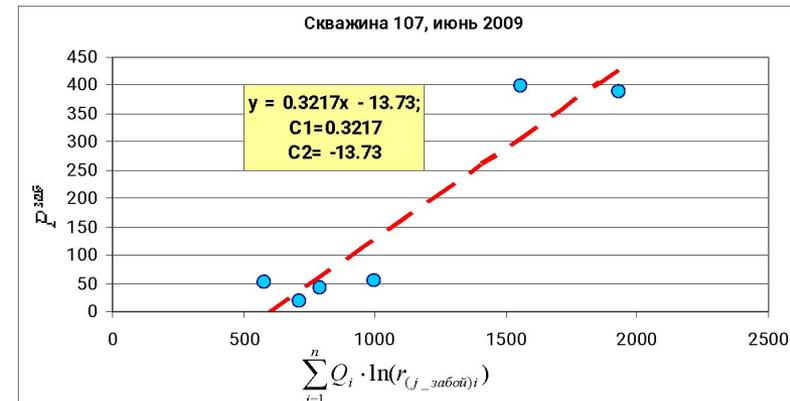
$C_2 = \text{const}$ (Для заданной даты и группы скважин)

$$P_{(x,y)} = C_1 + C_2 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ln(r_{(x,y)_i})$$

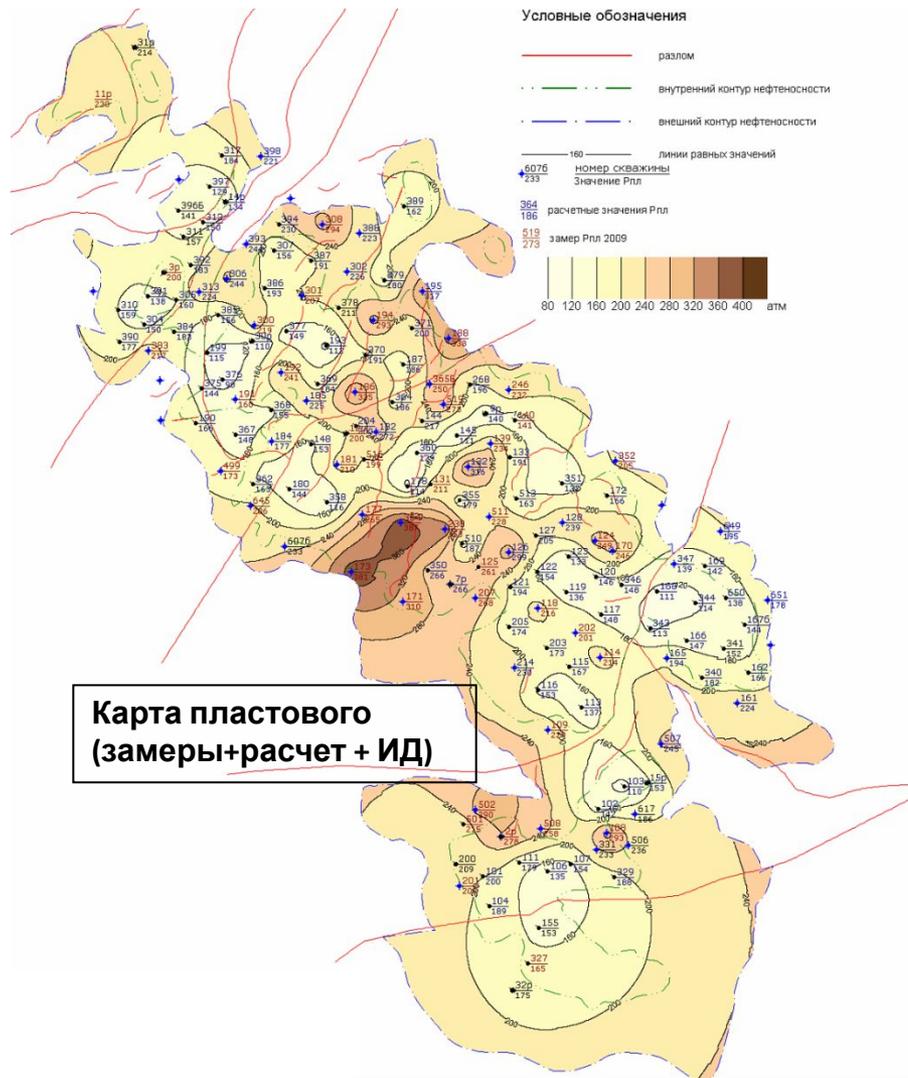
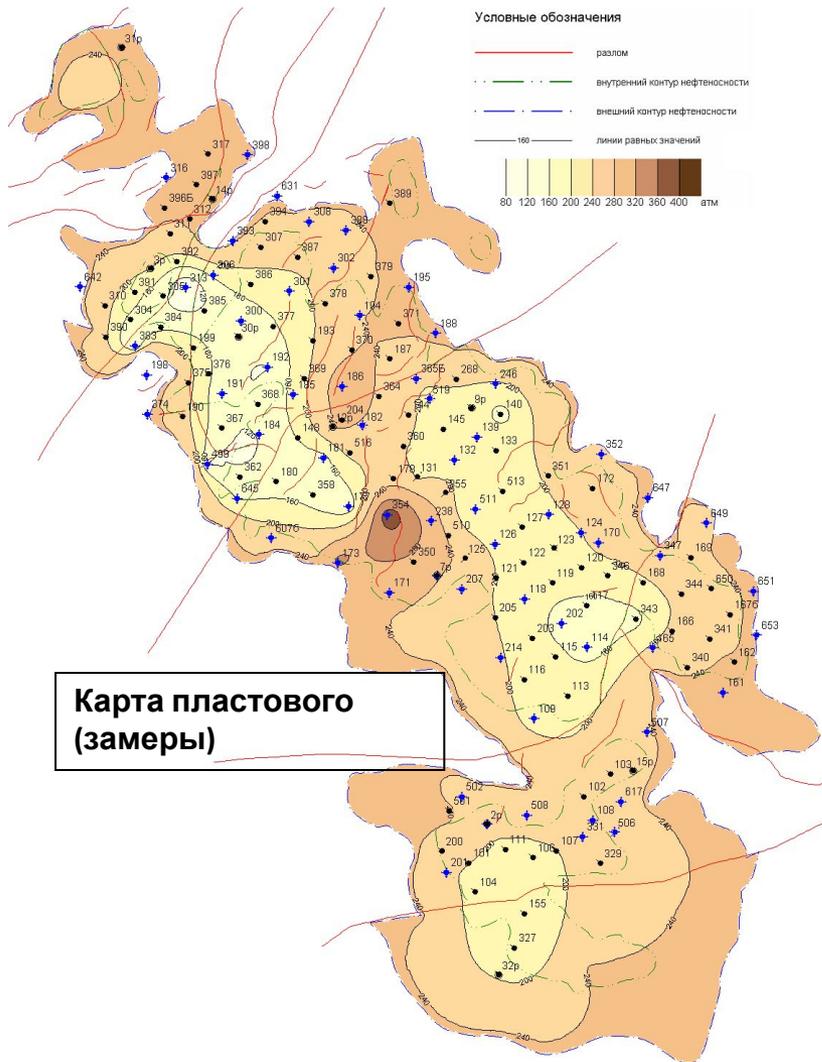
4. Нахождение линейных коэффициентов C1 и C2

Расчет в точках забоя скважин:

$$P_{(x,y)} = P_{зАБ} \quad \text{и} \quad \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \ln(r_{(x,y)_i})$$



Сравнение карт пластового давления



Карта Рпл построенная с использованием дополнительных данных обладает лучшей детализацией при сохранении общего распределения значений