



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лектор : Лукин Алексей Анатольевич

СТРУКТУРА ДИСЦИПЛИНЫ

- Тема 1. **Физические основы промышленно-геофизического контроля**
- Тема 2. **Определение состава флюида в стволе скважины.**
- Тема 3. **Контроль текущей нефтенасыщенности и обводненности пластов**
- Тема 4. **Выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока.**
- Тема 5. **Гидродинамические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов**
- Тема 6. **Контроль технического состояния скважин и определение глубины спуска оборудования**
- Тема 7. **Составление баз данных для контроля разработки нефтяных месторождений**



Задачи диагностики

определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта

контроль технического состояния скважины

контроль за работой насосно-подъемного оборудования

Определение фазового состава и дебита флюида из пластов (нефть, газ, вода)

Выделение заколонных перетоков

Выделение интервалов притока флюида в скважину

Определение мест нарушения герметичности колонны и НКТ

Определение гидродинамических параметров пласта



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ КОНТРОЛЕ.

- *Термометрия.*
- *Расходомерия: (механическая) пакерная и беспакерная. Индикатор притока (СТИ)*
- *Барометрия.*
- *Методы состава. (Гамма-гамма плотнометрия, резистивиметрия, влагометрия).*
- *Методы привязки. Гамма-каротаж. Локация муфт.*
- *Дополнительные методы.*
 - *Акустическая шумометрия. Акустическая цементометрия(АКЦ), (ФКД), Акустическая дефектоскопия колонн и цементного камня.*
 - *Импульсный нейтронный каротаж (ИННК, ИНГК).*



- **Объекты уровня «скважина»**

- **По назначению:**

1. Опорные, поисковые, структурные, оценочные, параметрические, разведочные;
2. Эксплуатационные (добывающие и нагнетательные);
3. Наблюдательные (контрольные неперфорированные и контрольные перфорированные – пьезометрические);
4. Специальные (водозаборные, поглощающие, метрологические, резервные и пр.);
5. Разгрузочные (для техногенных залежей);
6. Циклично работающие на отбор-закачку эксплуатационные скважины подземных хранилищ газа.

- **По типу продукции:**

1. Газовые, газоконденсатные, нефтяные и газонефтяные;

- **По способу эксплуатации:**

1. Фонтанные, газлифтные, компрессируемые, свабируемые;
2. Работающие в режиме накопления;
3. Насосные (с ЭЦН, ШГН, струйными УГИС);
4. Эксплуатируемые специальными способами.



Методы регистрации

1. автономный или дистанционный прибор на фиксированной глубине
 T, p, Q как $f(t)$

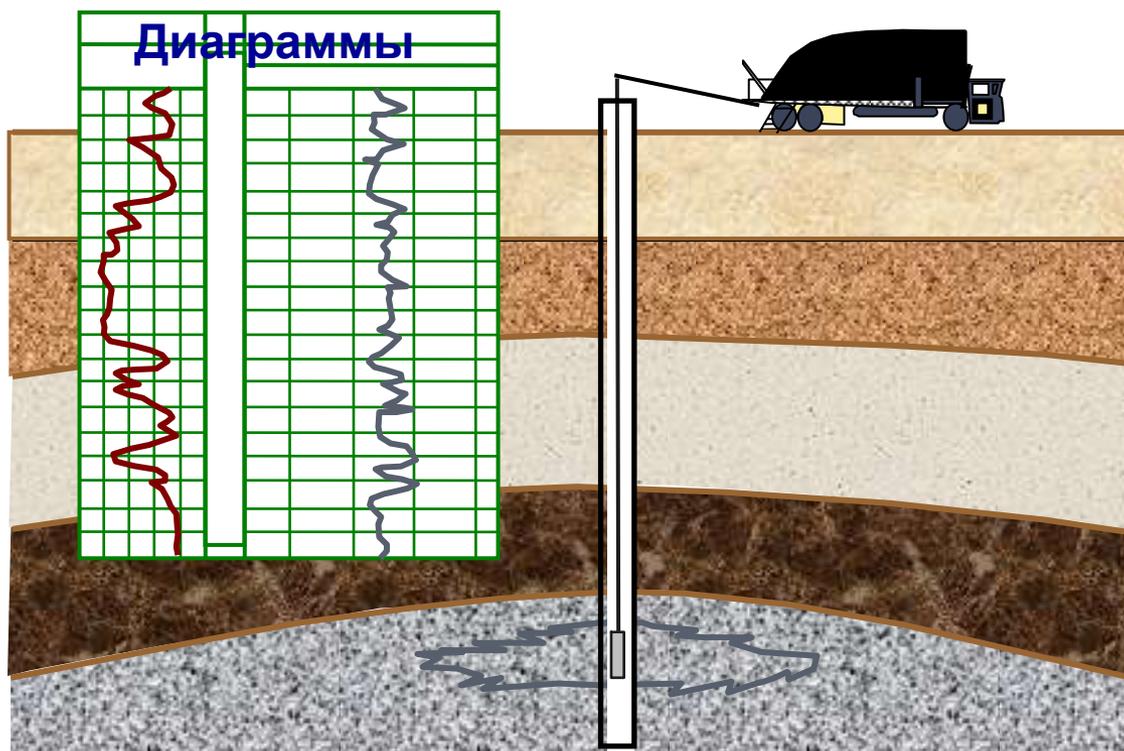
2. «гирлянда» автономных приборов на нескольких фиксированных глубинах
 T, p, Q как $f(t, z_i)$

3. дистанционный прибор вдоль ствола скважины
 T, p, Q как $f(z, t)$

4. распределенные вдоль ствола скважины датчики на основе ВОЛС
 $T(z, t_i), p(z_i, t_i)$



СХЕМА ИССЛЕДОВАНИЯ ОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЫ



- Пористость
- Насыщенность
- Проницаемость
- Мощность
- Температура
- Давление



ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И СИСТЕМЫ ИХ РАЗРАБОТКИ

Разработка нефтяного месторождения — процесс управления: движением жидкости и газа в пласте к забоям добывающих скважин путем определенной системы размещения их на площади залежи, установления числа и порядка ввода в эксплуатацию, темпов отбора жидкости и режима работы оборудования, подъема нефти, а также регулирования баланса пластовой энергии.

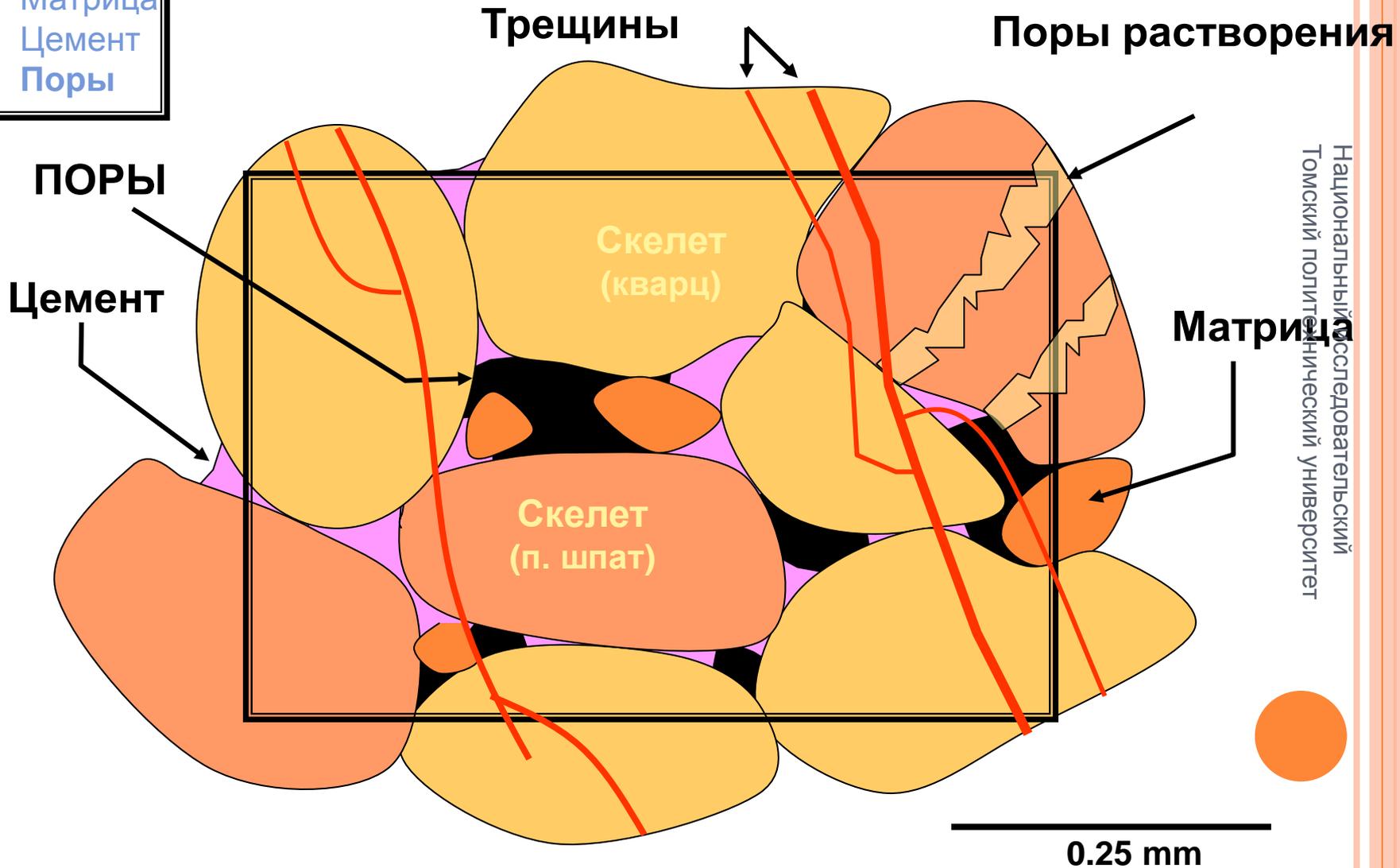


ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕСЧАНИКА

Песчаник

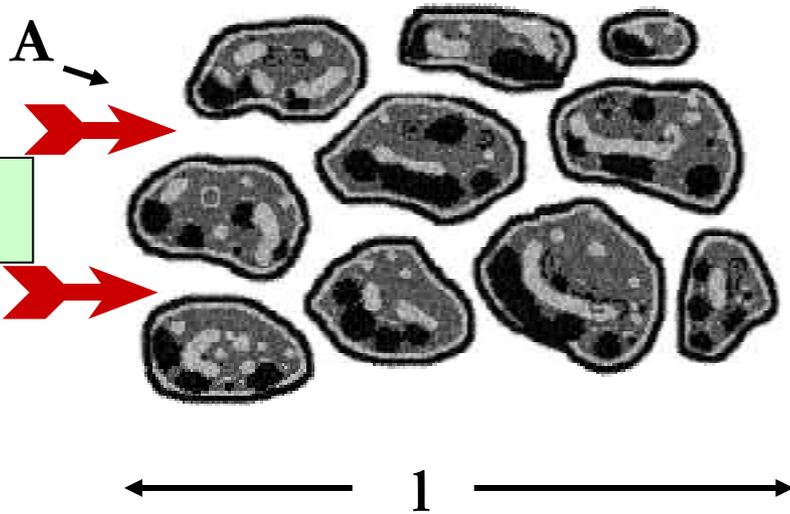
- Скелет
- Матрица
- Цемент
- Поры

1. Первичная (межзерновая) поровая система
2. Вторичная (трещинная и кавернозная) поровая система



ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость (K) – свойство пород пропускать через себя жидкости, газы и их смеси при перепаде давлений (мера фильтрационной проводимости)



Закон
Дарси

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}$$

- Q Объемный расход жидкости
- ΔP Перепад давления
- A Площадь сечения
- l Длина пористой среды
- μ Динамическая вязкость

$$Q \propto A$$

и

$$Q \propto \Delta P$$

НАСЫЩЕНИЕ



Основные свойства нефти - Плотность (0,82 -0,89 г/см³), Вязкость

Воды нефтяных месторождений

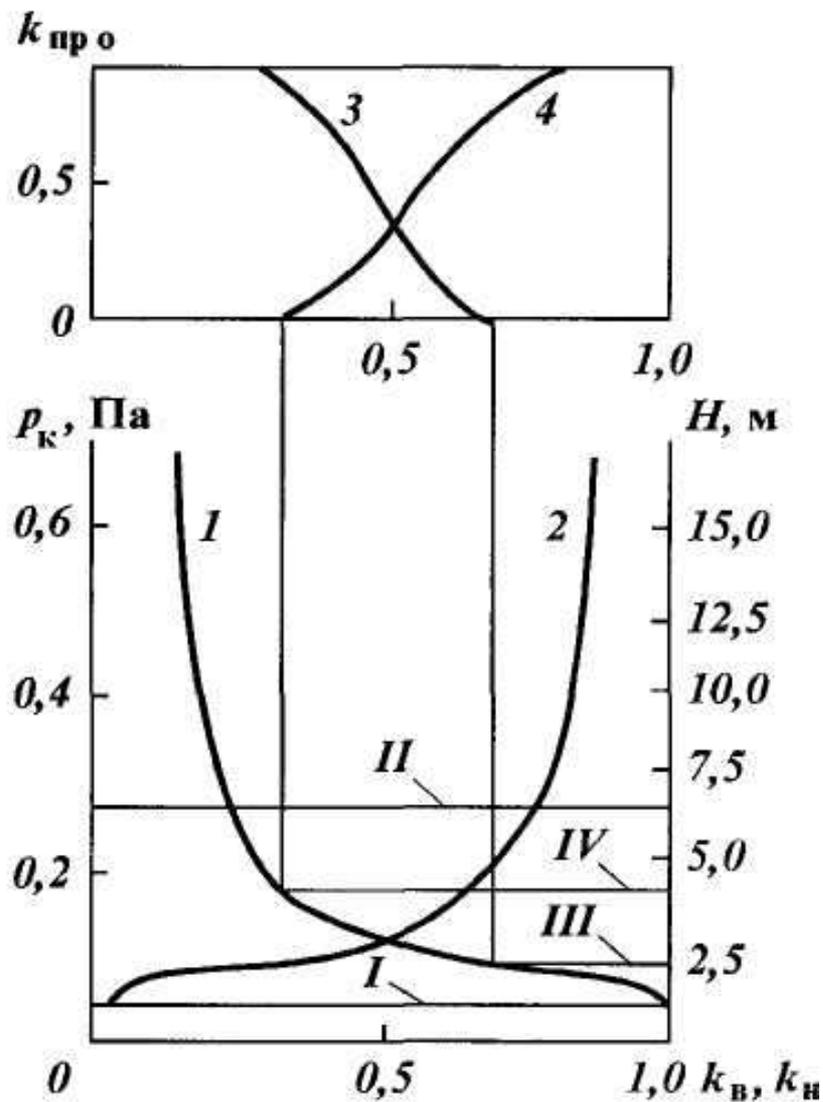
Пластовые (законтурные, подошвенные)

Посторонние

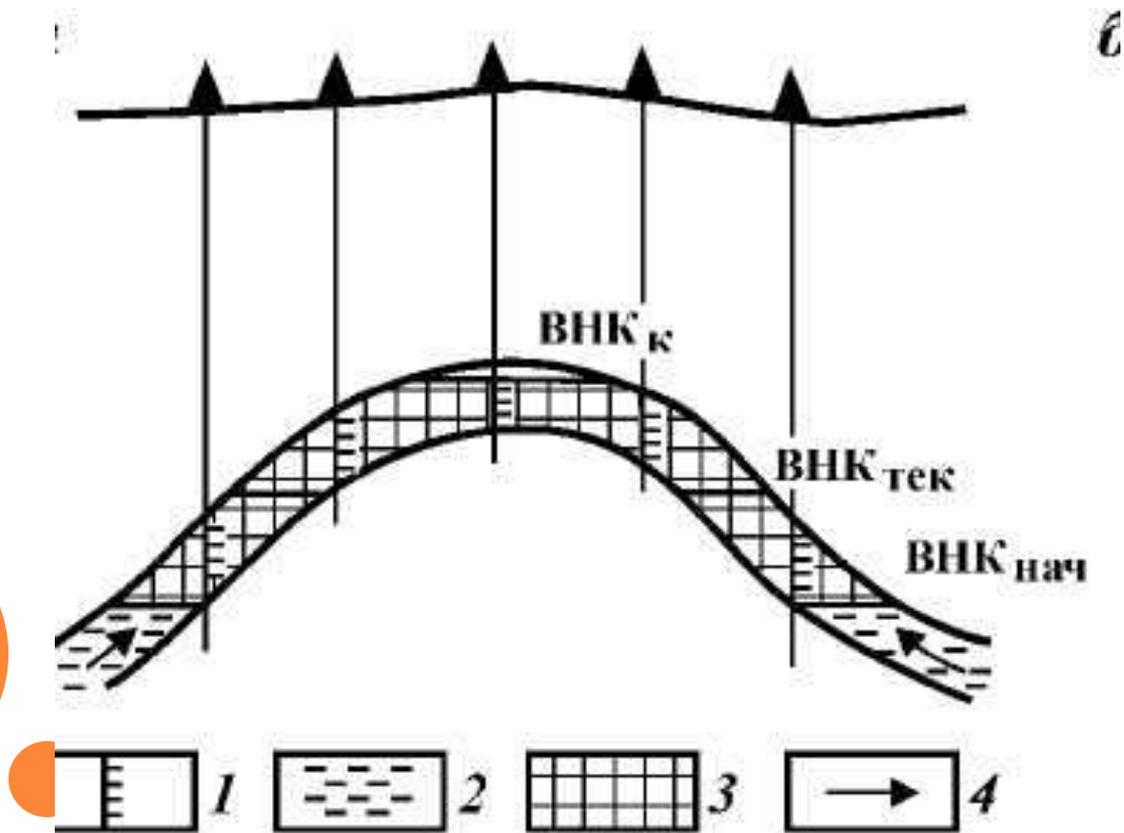
Основные свойства пластовых вод – плотность, вязкость
электропроводность



Пример обоснования положения границ в переходной зоне.
 Зависимости коэффициентов: 1 — водонасыщенности и 2 — нефтенасыщенности от высоты над уровнем нулевого капиллярного давления p_k ; 3 — относительной проницаемости для нефти и 4 — относительной проницаемости для воды
 I - подошва переходной зоны; II — кровля переходной зоны; III — уровень появления подвижной нефти; IV — уровень перехода воды в неподвижное состояние;
 H — расстояние до поверхности со 100%-ным водонасыщением



Природный водонапорный режим



- 1 — интервалы перфорации; 3 — нефть; 2 — вода; 4 — направление движения воды и нефти; положение ВНК: ВНК_{нач}, ВНК_{тек}, ВНК_к — начальное, ВНК_{тек} — текущее; ВНК_к — конечное; давление:

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ

Цель

Достижение максимальной добычи УВ из всех объектов разработки

Задачи

1. Уточнение границ распространения коллекторов;
2. Уточнение работающих интервалов
3. Изучение насыщенности коллекторов различными флюидами
4. Изучение динамики перемещения жидкостей
5. Контроль за техническим состоянием скважин
6. Изучение динамики флюидов в стволе скважины



ИССЛЕДОВАНИЯ ОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Решаемые задачи:

- **Заканчивание скважины**
 - Характеристика режимов работы скважины
 - Определение интервалов движения жидкости
 - Исследования однофазных и многофазных потоков
 - Исследование продвижение фронта нагнетания
- **Оценка качества цементации**
- **Оценка техсостояния скважины**
- **Перфорация**



Схема зонда



- Грузы
- Направляющее устройство (Центратор)
- Муфтовый локатор
- Телеметрический блок с гамма-детектором
- Каверномер
- Пьезометрический манометр
- Поточный расходомер
- Центратор
- Термометр/тензометр
- Дифференциальный манометр
- Скважинный расходомер

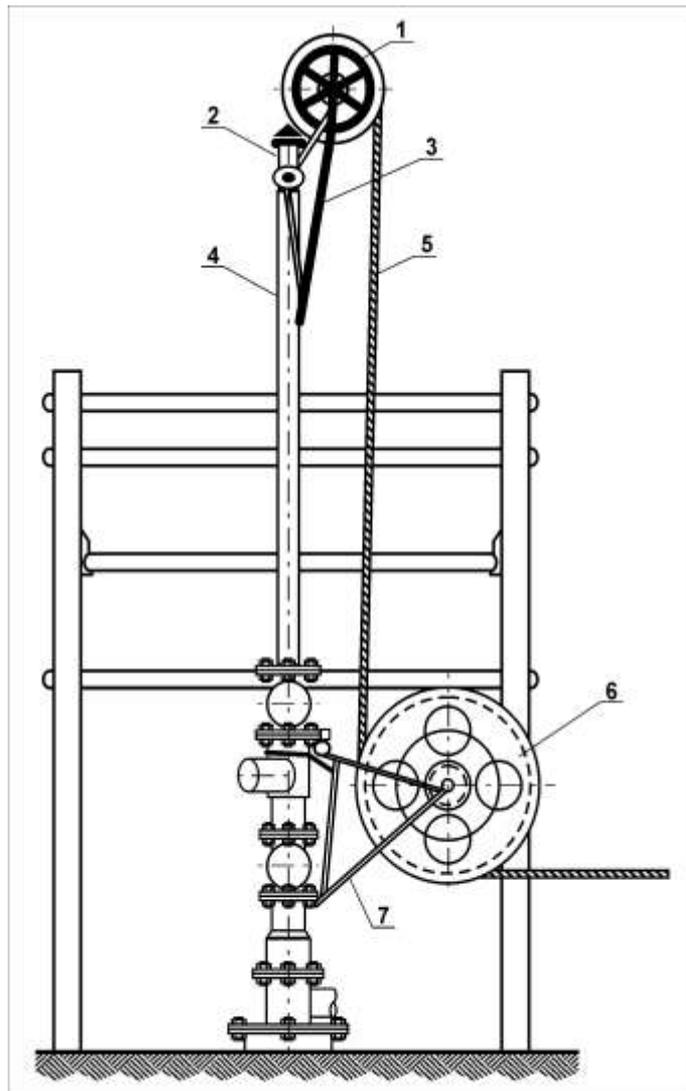
Зонд Schlumberger



- Грузы
- Импульсно-кодированное устройство передачи данных
- 10" центратор с электроприводом
- Гамма-датчик
- Датчик плотности флюида
- Датчик температуры
- Датчик давления
- 10" центратор рессорного типа
- Расходомер непрерывного действия

Зонд Atlas Wireline

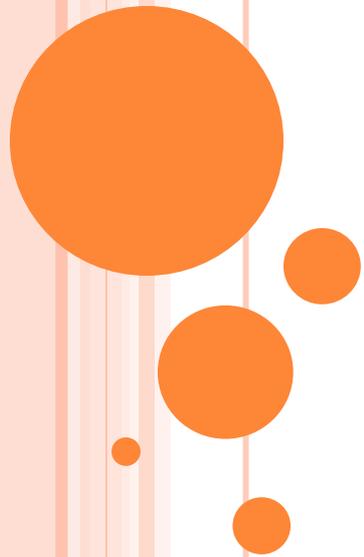
СХЕМА ОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ



1, 6 - верхний и нижний ролики; 2 - уплотнительное устройство;
3, 7 - верхний и нижний кронштейны; 4 - труба лубрикатора;
5 - каротажный кабель.



***Выделение отдающих и поглощающих
флюиды интервалов пласта, определение
профиля притока.***



Расходомерия

определяет скорость движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

○ Механическая

В механическом расходомере в качестве чувствительного элемента используется крыльчатка с лопастями (турбинка с магнитом), расположенная так, что через нее проходит весь или часть потока. Жидкость, перемещаясь по стволу скважины, заставляет вращаться турбинку. Частота вращения ее пропорциональна скорости движения жидкости.

○ Термокондуктивная

Сущность термокондуктивного метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.



1. Механическая дебитометрия (расходомерия)

Цель исследований:

- Выделение интервалов притока и приемистостей в действующих скважинах;
- Выявление мест негерметичности э/к;
- Распределение общего (суммарного) дебита (расхода) по пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- Получение профиля притока (приемистости) пласта по его отдельным интервалам.



1. Механическая расходометрия

Основной измеряемый параметр – скорость потока

Результаты измерения – оценка расхода флюида

По расходограмме (м/с) – суммарный объем расхода жидкости Q_ж или приведенный к стандартным условиям расход газа Q_г для любой глубины:

$$Q_{ж} = w * S$$

$$Q_{г\text{ст}} = \frac{w * S * P_{заб} * Z_{Г_заб} * T_{ст}}{P_{ст} * T_{заб}}$$

S – ПЛОЩАДЬ СЕЧЕНИЯ ПОТОКА,

T_{заб}, P_{заб} – ТЕМПЕРАТУРА И ДАВЛЕНИЕ НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ,

P_{ст}=1.033 МПа,

T_{ст}=293 °К = 20 °С,

Z_{Г_заб} – СВЕРХСЖИМАЕМОСТЬ ГАЗА ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ,

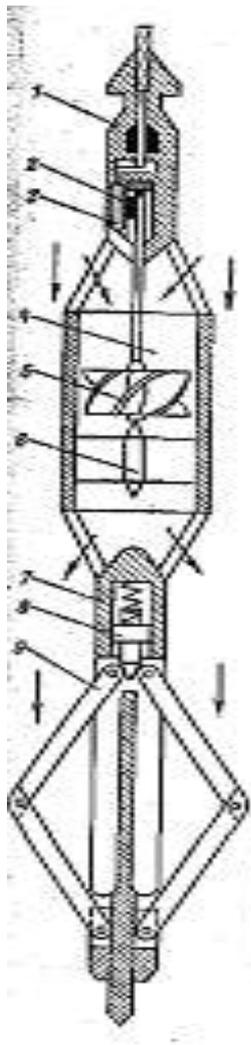
w – СКОРОСТЬ ПОТОКА.



1. Механическая расходометрия.

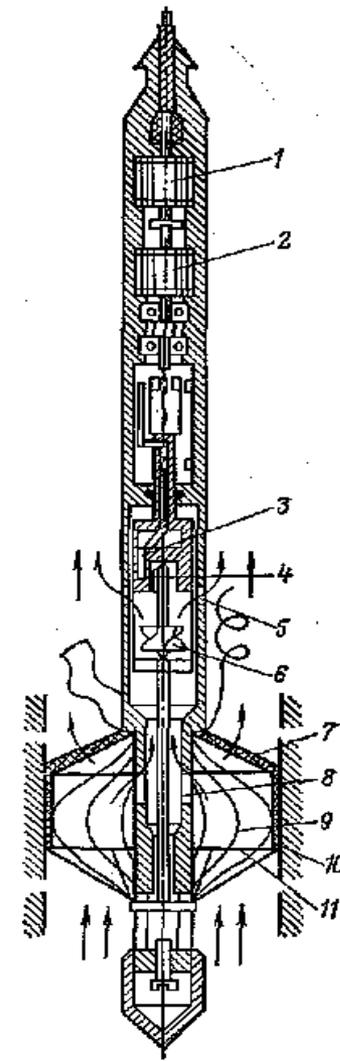
- При интенсивном притоке на кривой расходомера фиксируются **локальные экстремумы**, что связано с воздействием на турбинку радиальных струй притекающего флюида.
- **Локальные аномалии характерны для многофазного потока в стволе скважины по глубине и по времени**
- **Показания расходомера зависят от площади сечения потока** и **меняются синхронно с изменением диаметра проходного сечения подземного оборудования скважины**
- **По одиночной кривой нельзя определить скорость движения флюида**, фиксируют несколько кривых при разных скоростях потока
- Хорошая чувствительность при высоких скоростях потока
- Низкая – при низких.
- Погрешность из-за тангенциальной составляющей
- Трудности с интерпретацией 2х и более фазных потоков





Беспакерный

Только для измерения потоков жидкости.



Пакерный



ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ РАСХОДОМЕРОВ



**Модуль объемного складного
расходомера РС-36**



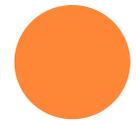
**Модуль беспакерного
расходомера с центратором в
приборе PLT**



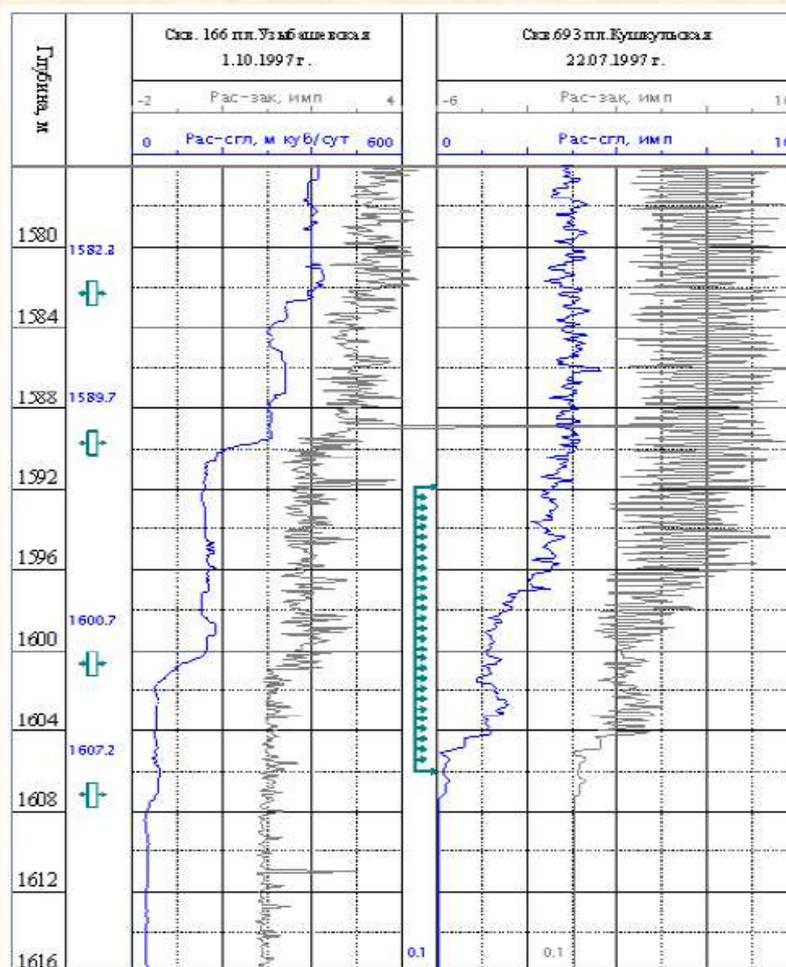
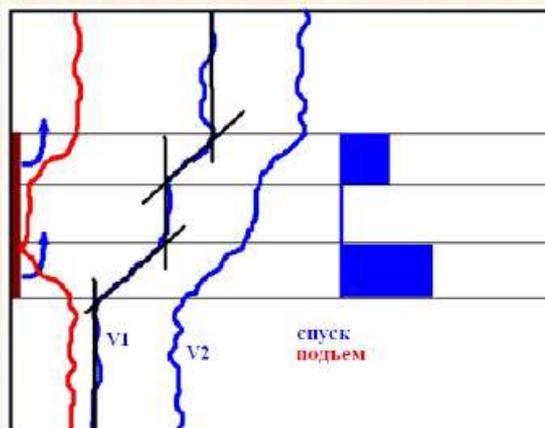
**Модуль пакерного расходомера
РТ-36 (РН – 28)**



**Модуль беспакерного
расходомера РД -150/60**



Причины искажения диаграмм непрерывной механической расходомерии



Загрязнение
оси турбинки

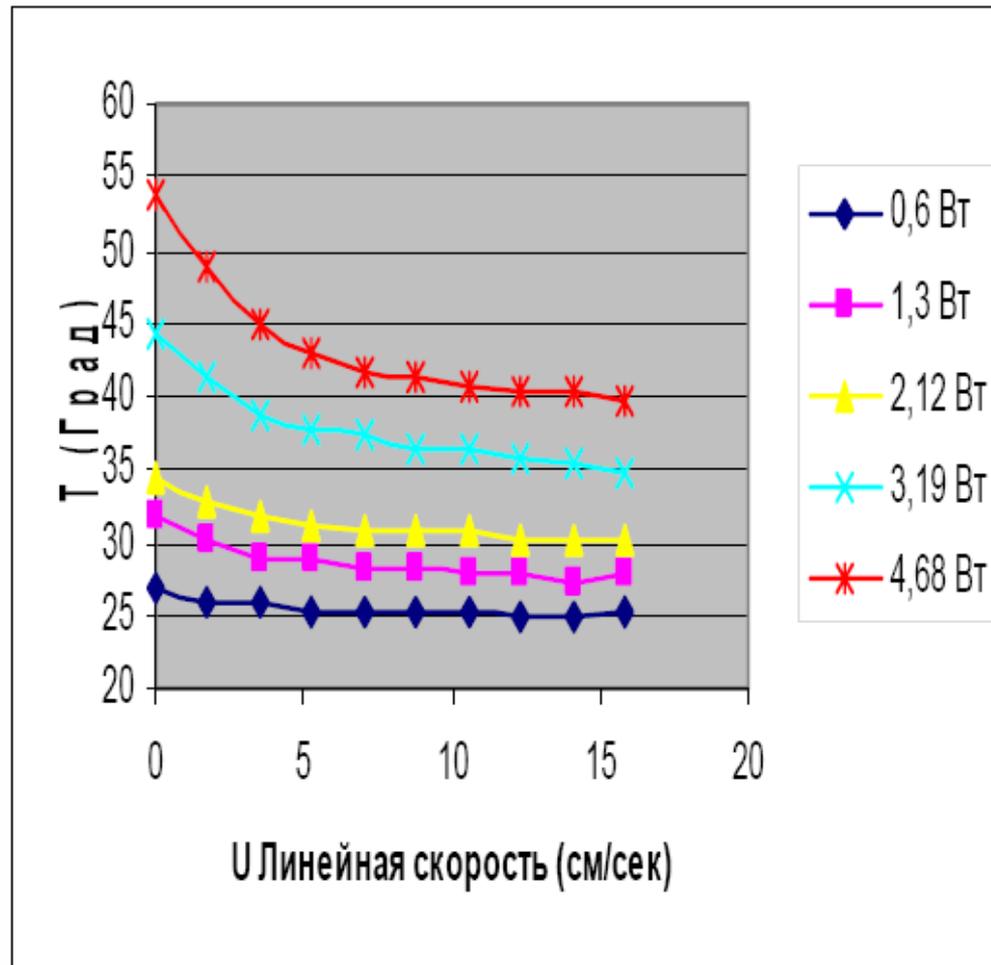
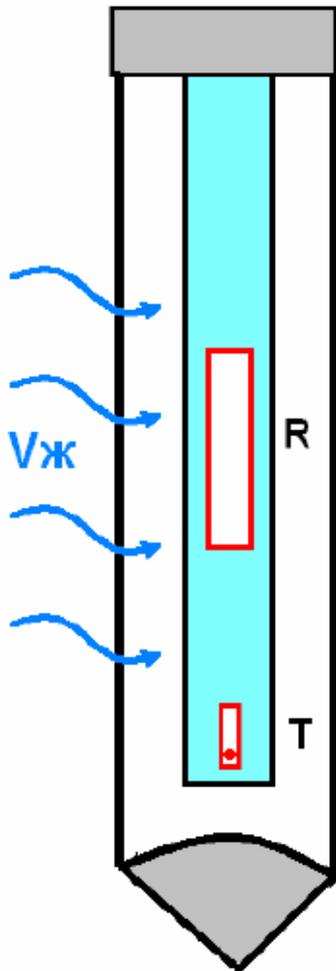
Искажение за счет
динамики потока

Загрязненность турбинки, пульсирующий
режим закачки от агрегата

Термокондуктивная расходомерия

- Индикаторный метод для выделения работающих интервалов основан по принципу термоанемометра
- Датчик-резистор нагревается эл. током до температуры, превышающей температуру среды
- Набегающий поток охлаждает датчик, меняя его сопротивление
- Характеристика термоанемометра нелинейная
- Следовательно чувствительность падает с увеличением скорости потока

ДАТЧИК СТИ И ЕГО ПЕРЕДАТОЧНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА



Исследования малоинформативны:

- Многофазный состав притока
- Компрессорном освоении скважины (реагируют на ТермоАномалии в подошве перфорированного интервала, затрудняет выделения инт притока)
- интерпретация только на качественном уровне (количественная оценка скорости ненадежна т.к. зависимость показаний от состава, направления движения, температуры среды и мощности нагревателя)
- Низкая надежность нагревательного элемента (большая потребляемая мощность)

Вид регистрации:

- Непрерывная
- В точках
- Контрольная (по всему исследуемому интервалу со скоростью 200 м/час)

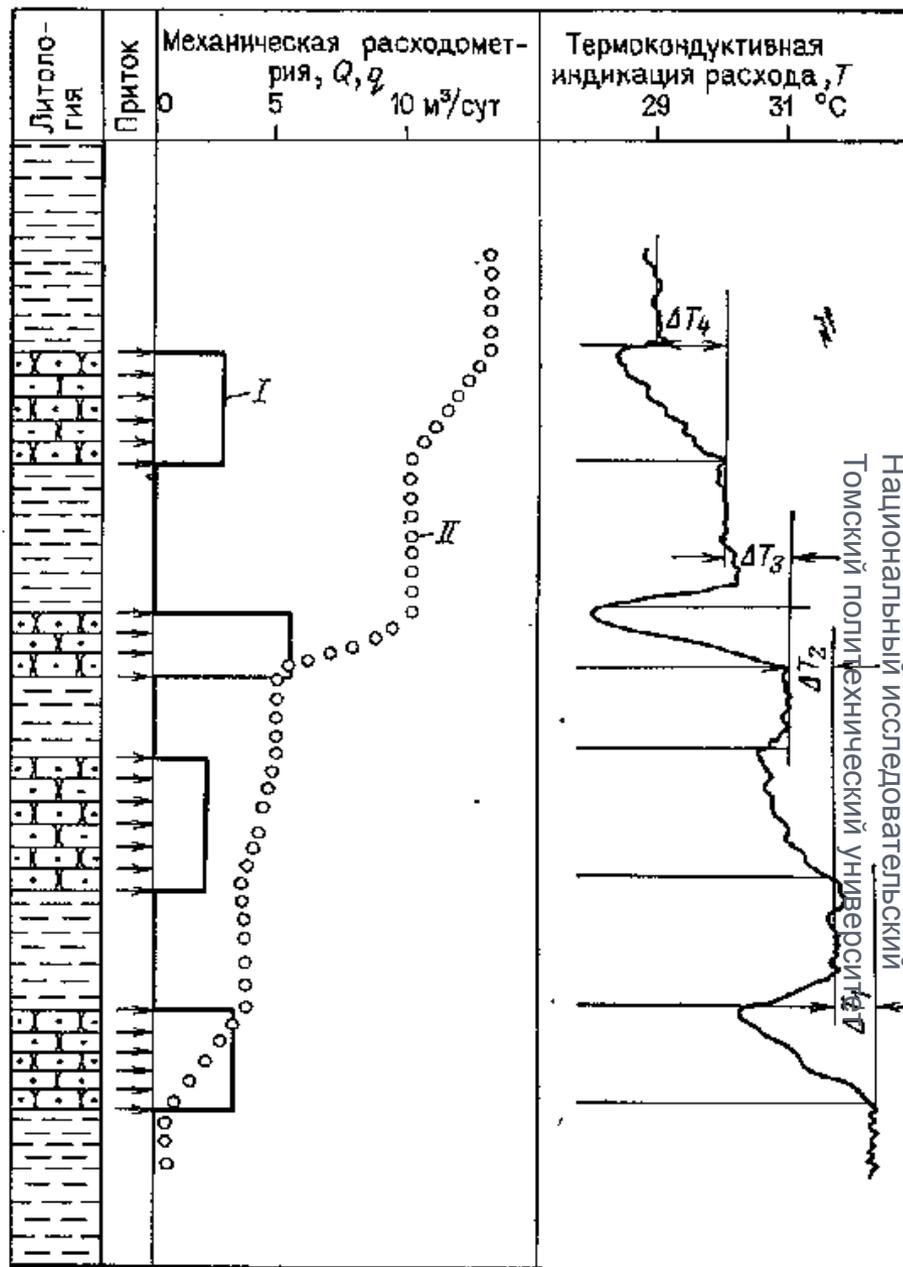


Достоинства термокондуктивных дебитомеров:

- Сравнительно высокая чувствительность в диапазоне низких и средних дебитов, позволяющая фиксировать малые притоки;
- Отсутствие пакерующих устройств и движущихся механических элементов, что обеспечивает надежность эксплуатации.



Профили притока при механической и термокондуктивной расходомерии



ТЕРМОМЕТРИЯ

- Температура – энергетический параметр системы, следовательно любое изменение системы из-за режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны приводит к изменению температуры.



- Региональное тепловое поле возникает в толще горных пород, если теплопередача происходит исключительно путем теплопроводности, началась достаточно давно и стационарные источники тепла располагаются на большом удалении от глубин, на которых возможно непосредственное измерение температуры
- Локальные тепловые поля, проявляются в виде положительных и отрицательных аномалий, возникающих в скважинах, разрезы которых содержат соли, угли, сульфидные руды, коллекторы воды, нефти и газа, а также образующиеся под влиянием техногенных факторов



1. В перфорированных пластах:
 - Выделение интервалов притока (приемистости);
 - Выделение отдающих (поглощающих) пластов;
 - Установление интервалов обводнения.
2. В неперфорированных пластах:
 - Прослеживание местоположения температурного фронта закачиваемых вод.
3. При контроле технического состояния скважин:
 - Выявление затрубных циркуляций;
 - Определение мест негерметичности обсадной колонны.
4. Для выбора оптимального режима работы технологического оборудования:
 - Определение глубины и интервалов разгазирования нефти;
 - Установление уровня жидкости в скважине.



Достоинства термометрии:

- Возможность исследования объектов перекрытых трубами;
- Получение информации о работе пласта;
- Выявление слабо работающих перфорированных пластов;
- Выявление интервалов обводнения;
- Возможность более точной отбивки подошвы нижнего отдающего (принимающего) интервала в действующей скважине.

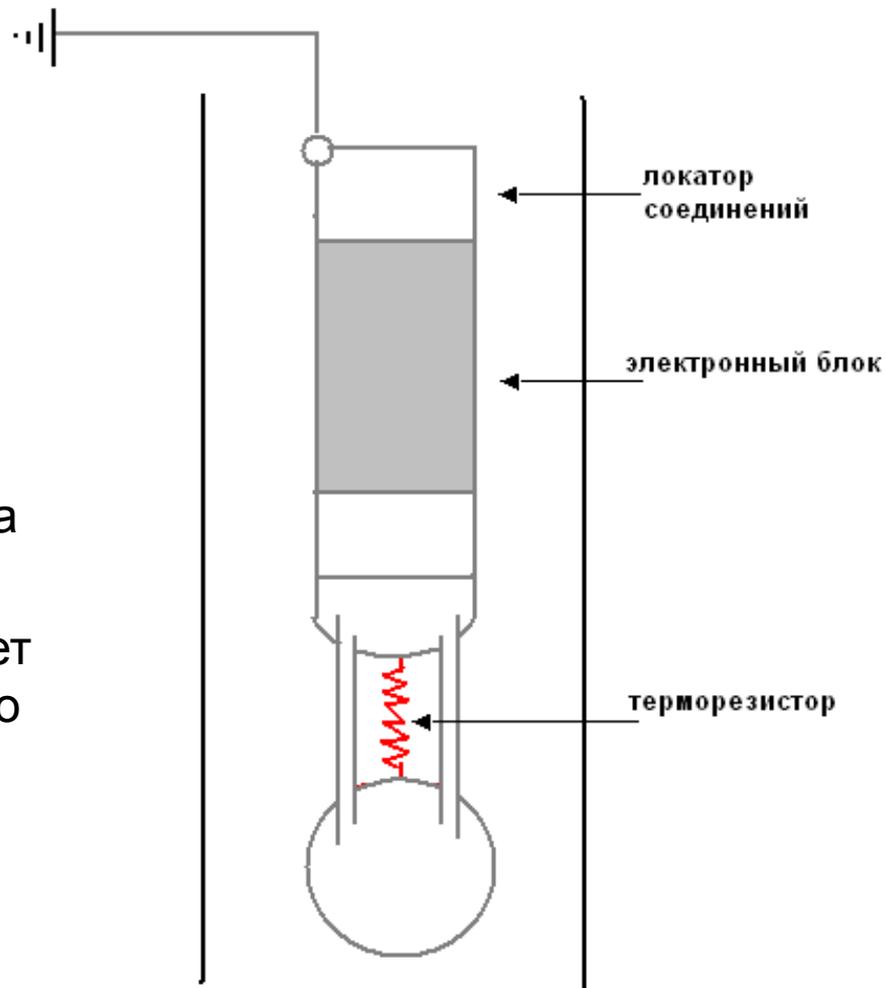


ТЕРМОМЕТР

Большинство термометров основаны на одном и том же принципе:

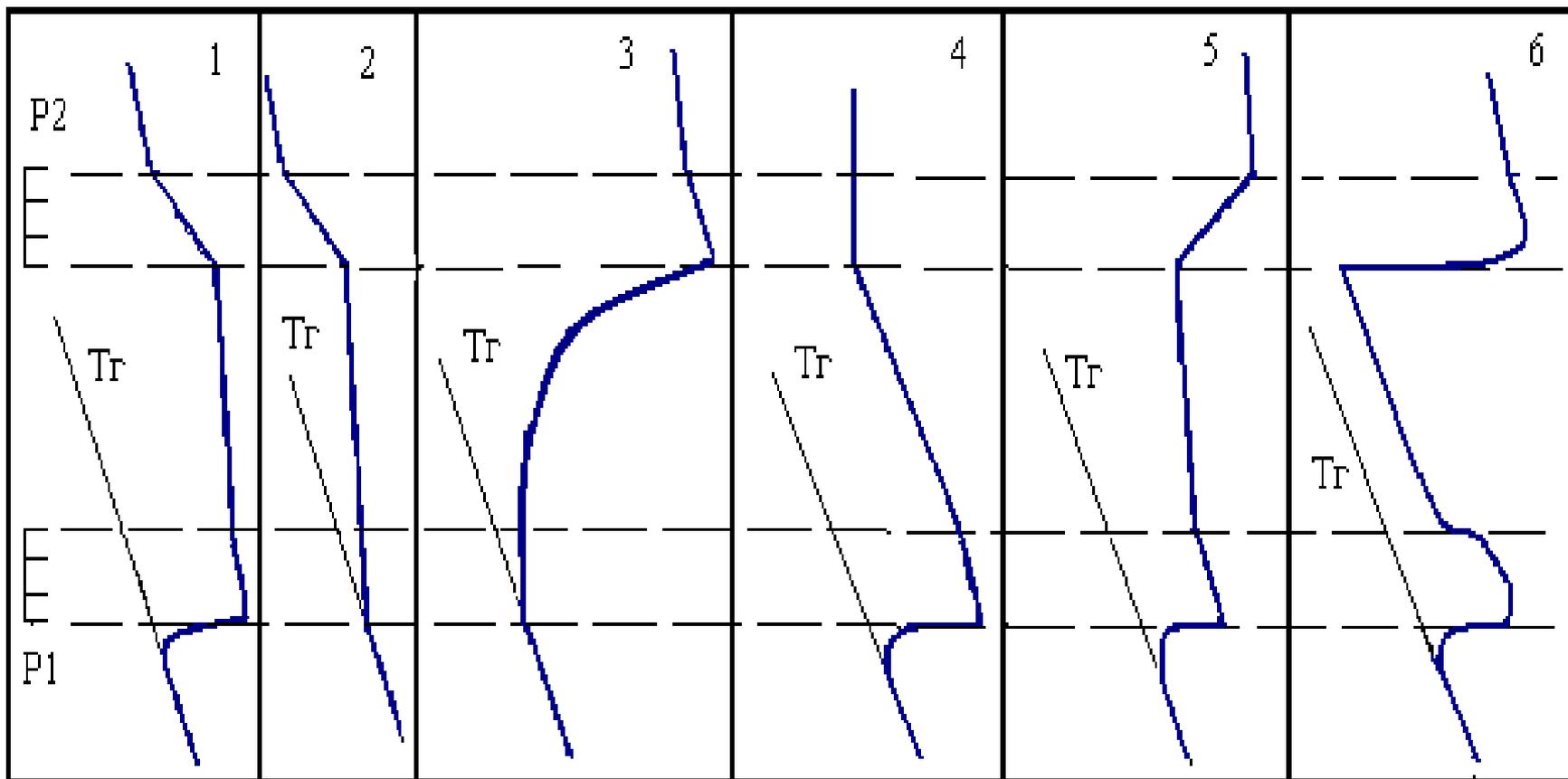
- температура окружающей среды влияет на электрическую проводимость тонкого провода.

- Изменения в проводимости фиксируются электронным блоком.



- **Дроссельный эффект** наблюдается при движении флюида под действием разности давлений dP через среду, обладающую гидродинамическим сопротивлением или при движении нефти или воды по эксплуатируемому пласту.
- **Калориметрический эффект** возникает при смешивании жидкостей, имеющих различную температуру в интервалах перфорации и в местах нарушения обсадных колонн.



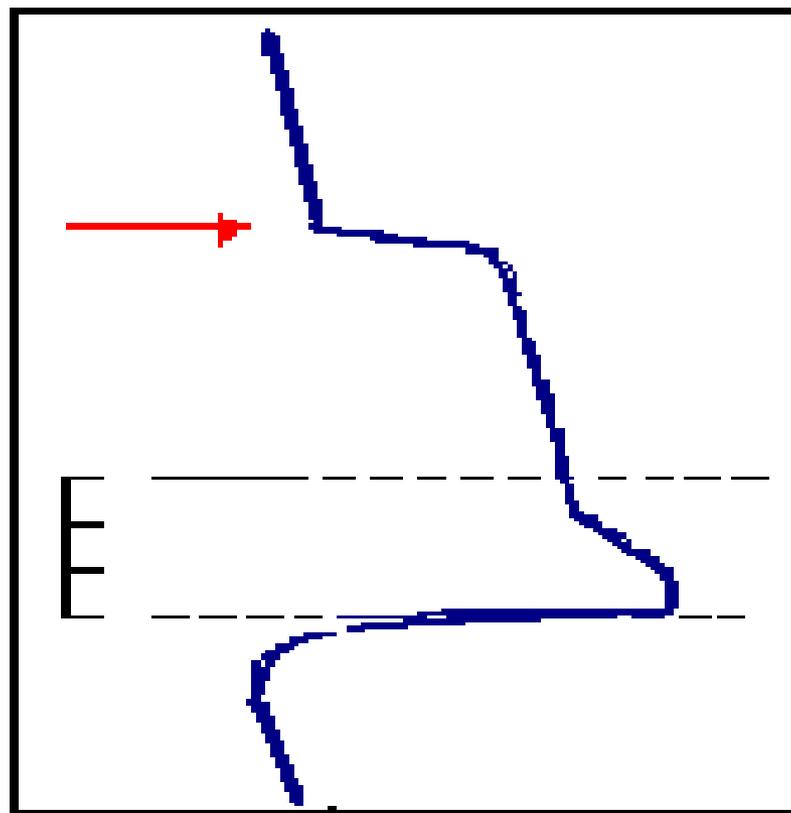
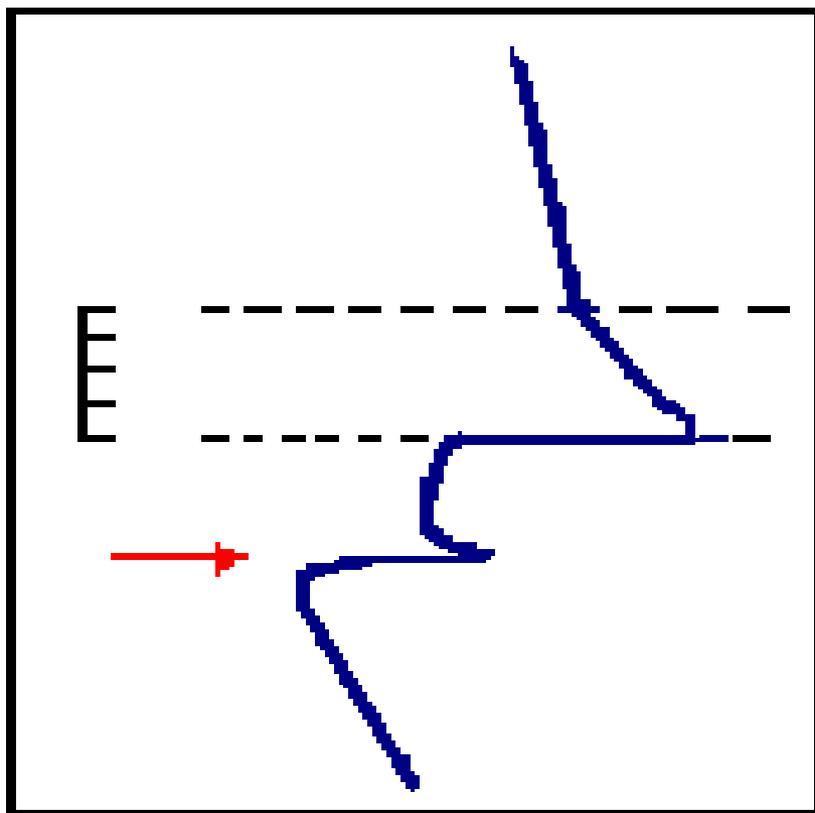


- Пример типовых термограмм для случая двух перфорированных пластов.
- Tr - геотерма; 1 - работают оба пласта, против нижнего отмечается дроссельная аномалия, против верхнего - calorиметрическое смешивание;
- 2 - работают оба пласта, температура жидкости, поступающей из нижнего, близка к геотермической, против верхнего пласта отмечается calorиметрический эффект;
- 3 - плавная затянутость кривой между пластами, в нижнем пласте температура поступающей жидкости близка к геотермической, против верхнего отмечается calorиметрическое смешивание;
- 4 - аномалия дросселирования против нижнего пласта, изменение наклона температурной кривой против верхнего;
- 5, 6 - аномалия дросселирования против нижнего пласта, положительная аномалия calorиметрического смешивания против верхнего (верхний пласт высоконапорный, давление нижележащего пласта $P1 <$ давления вышележащего пласта $P2$).

- **Признаки поступления газа, смеси нефти с газом:**
- большая отрицательная температурная аномалия;
- повышение температуры в этих интервалах после остановки скважины с увеличением забойного давления.
- Интервалы разгазирования нефти в пласте отмечаются отрицательной дроссельной аномалией при эксплуатации скважины с забойным давлением ниже насыщения, когда газовый фактор пласта значителен (порядка 100 м³/м³).



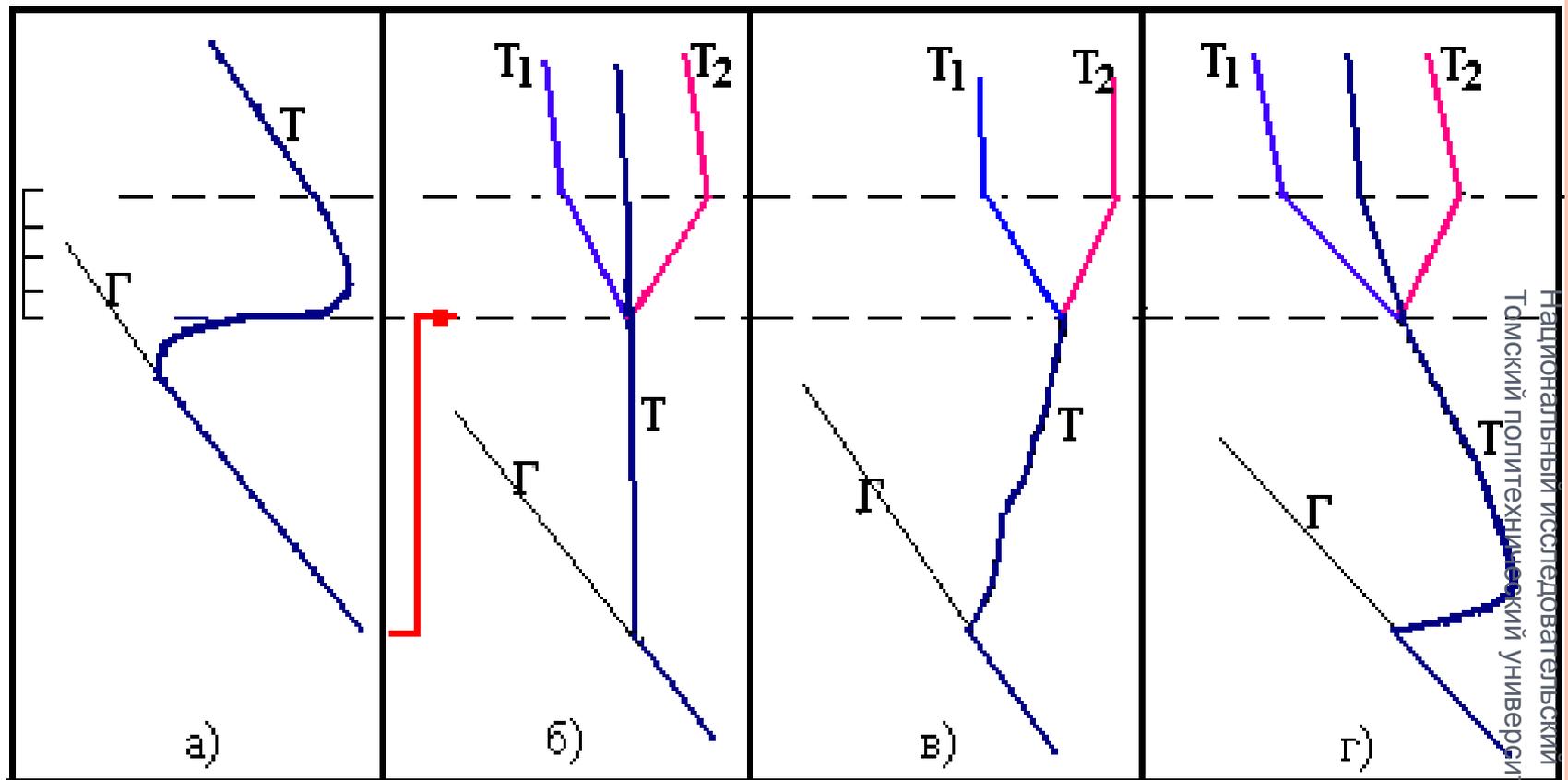
ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ



- Место нарушения герметичности колонны
 - а) ниже интервала перфорации
 - б) выше интервала перфорации

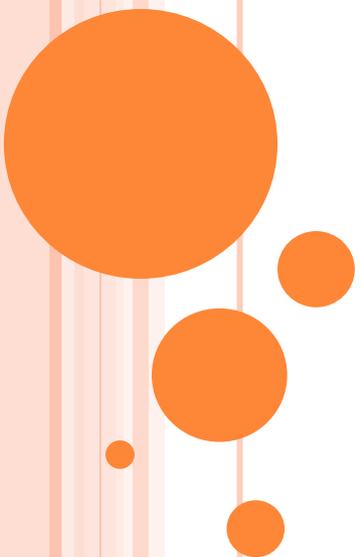


ПРИЗНАКИ ЗАКОЛОННОГО ДВИЖЕНИЯ СНИЗУ



- а) перетока нет, отмечается дроссельный эффект в пласте;
- б) конвективный перенос тепла потоком жидкости при перетоке снизу;
- в) дроссельный разогрев по пути движения жидкости при перетоке снизу;
- г) дроссельный эффект в пласте-источнике перетока;

БАРОМЕТРИЯ



ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

$$\text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$$

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па} = 0.1 \text{ МПа}$$

$$1 \text{ мм.рт.ст.} = 133.322 \text{ Па}$$

$$1 \text{ ат} = \frac{\text{кГс}}{\text{см}^2} = 0.98 \text{ бар}$$

$$1 \text{ атм} = 760 \text{ мм.рт.ст.} = 1.01 \text{ бар}$$



МЕТОД БАРОМЕТРИИ ПРИМЕНЯЮТ:

- для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- определения плотности и состава неподвижной смеси флюидов;
- Оценки гидравлических потерь движущегося потока.
- Идентификация процессов в скважине
- Гидродинамическое зондирование пласта

ПРИБОР БАРОМЕТРИИ



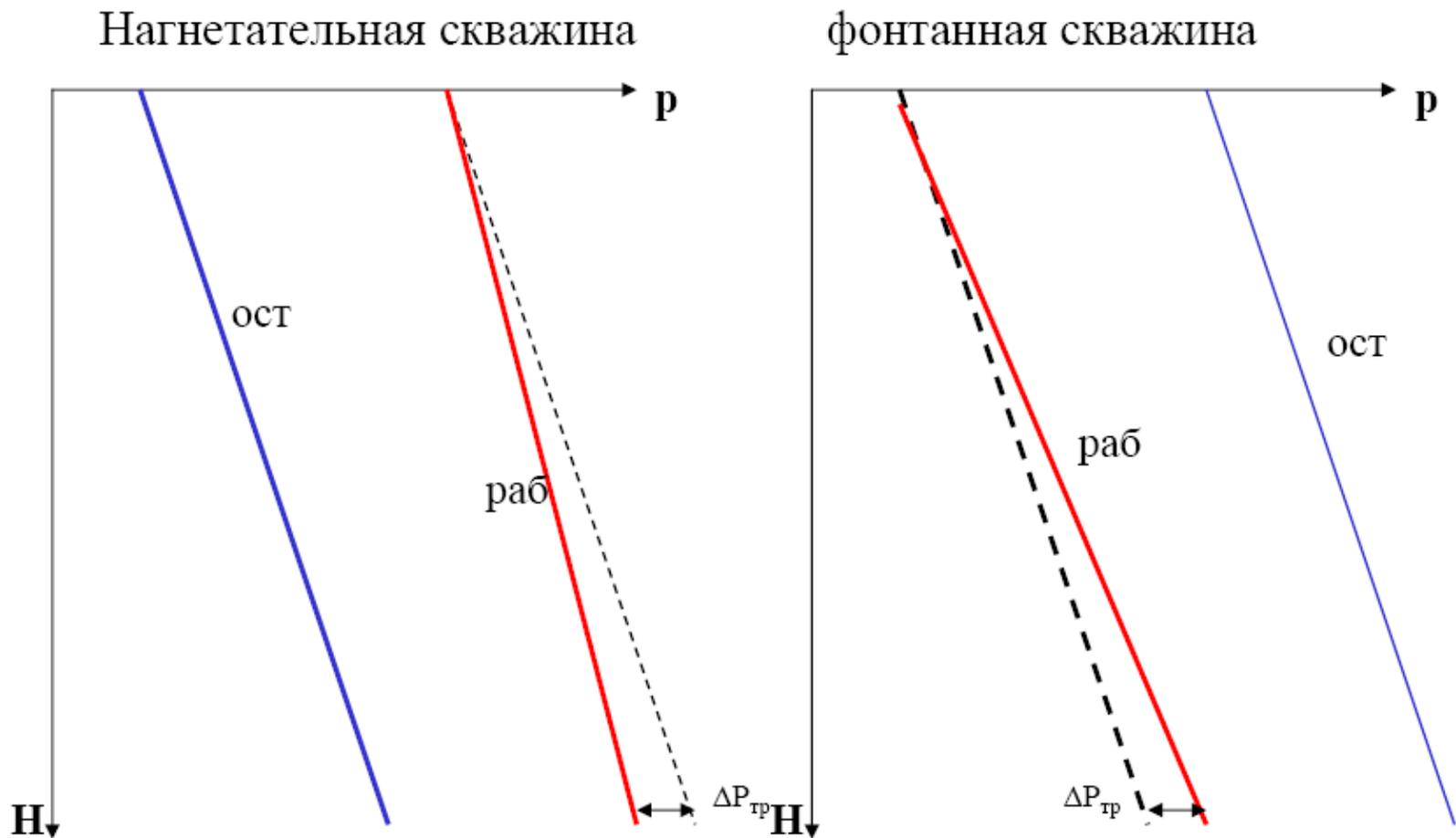
Преобразователи давления могут быть:

- пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые)
- Струнные
- мембранные.

- абсолютные
- дифференциальные



Влияние гидравлических потерь на распределение давления





МЕТОДЫ МЕЧЕНОГО ВЕЩЕСТВА

- Сущность метода меченого вещества состоит в том, что в горные породы или в скважинный флюид вводятся вещества, обладающие различными аномальными физическими свойствами относительно окружающей среды, наличие которых надежно выделяется промыслово-геофизическими методами.
- В качестве меченого вещества
 1. радиоактивные изотопы (метод радиоактивных изотопов)
 2. Вещества с аномально высоким сечением захвата тепловых нейтронов (нейтронный метод меченого вещества).



Методом меченого вещества решаются следующие задачи:

- а) выявление затрубных циркуляций, поглощающих (отдающих) пластов, нарушений герметичности колонн;
- б) определение профиля приемистости и работающих мощностей с целью контроля за работой нагнетательных скважин
- в) выявление обводненных интервалов разрабатываемых нефтяных пластов, положения водонефтяного контакта;
- г) выявление гидродинамической связи между отдельными пластами по площади месторождения;
- д) определение скорости и направления (трассирования) движения закачиваемого флюида.



- Если давление в исследуемом пласте или в пласте — источнике перетока существенно повышенное, закачка меченого вещества может оказаться безрезультатной. В таких случаях применяют термометрию, кислородный каротаж и др.
- Метод применяют в комплексе



Преимущество описываемого метода состоит в том, что в отличие от метода радиоактивных изотопов он позволяет:

- а) исключить влияние меченого вещества, оставшегося в скважине, без промывки и вытеснения меченой жидкости из ствола скважины;
- б) получить количественную характеристику пласта (коэффициент вытеснения меченой жидкостью пластового флюида), по которой могут быть определены его фильтрационные свойства и величина остаточной нефтенасыщенности.
- при использовании в качестве измерительного инструмента импульсного генератора нейтронов радиационно практически безопасен.

Недостатком рассматриваемого метода является

- повышенная трудоемкость, связанная с использованием больших объемов жидкости



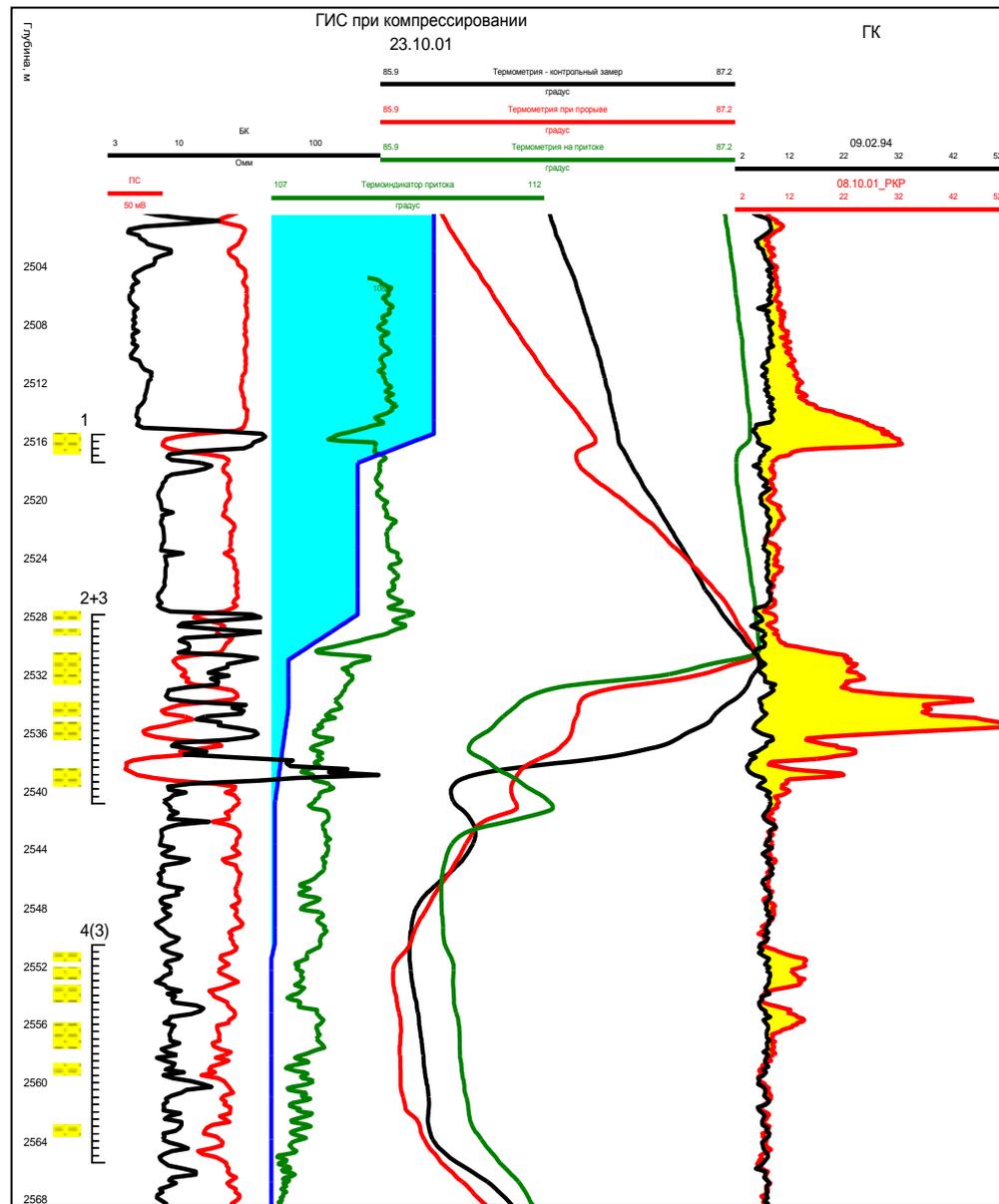
- В качестве веществ, обладающих аномально высоким сечением поглощения тепловых нейтронов, можно использовать соединения следующих элементов: хлора, бора, кадмия, редкоземельных элементов (гадолиний, самарий, европий, диспрозий).
- Из них самым употребительным является водный раствор хлористого натрия, который используется в практике промысловых работ в качестве продавочной жидкости для обсаженных скважин.
- Концентрация меченого вещества в закачиваемой жидкости должна обеспечить надежное выявление интервала ее поступления в пласт и оценку коэффициента вытеснения с точностью 5% при количественной оценке остаточной нефтенасыщенности
- и 10% для решения других задач.



- **Исследования эксплуатирующихся скважин** выполняются в следующем порядке:
- а) фоновое измерение ИНК в действующей скважине (первое измерение);
- б) остановка скважины и задавливание меченой жидкостью через насосно-компрессорные трубы.
- в) измерения ИНК (второе) после окончания продавки жидкости в пласт;
- г) возбуждение скважины и включение ее в работу;
- д) после выхода скважины на стабильный режим работы выполняется третье измерение ИНК.
- Спустя не более 1 ч, замер повторяется с целью контроля за стабилизацией насыщения в работающих пластах (четвертое измерение).



ИССЛЕДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ



ГАММА-КАРОТАЖ

- Гамма-каротаж (ГК) применяется для решения следующих задач:
- Выявления радиогеохимических аномалий,
- Выполнения исследований методом радиоактивных изотопов (РИ),
- Привязки к разрезу и учета гамма-фона пород при измерениях другими методами.

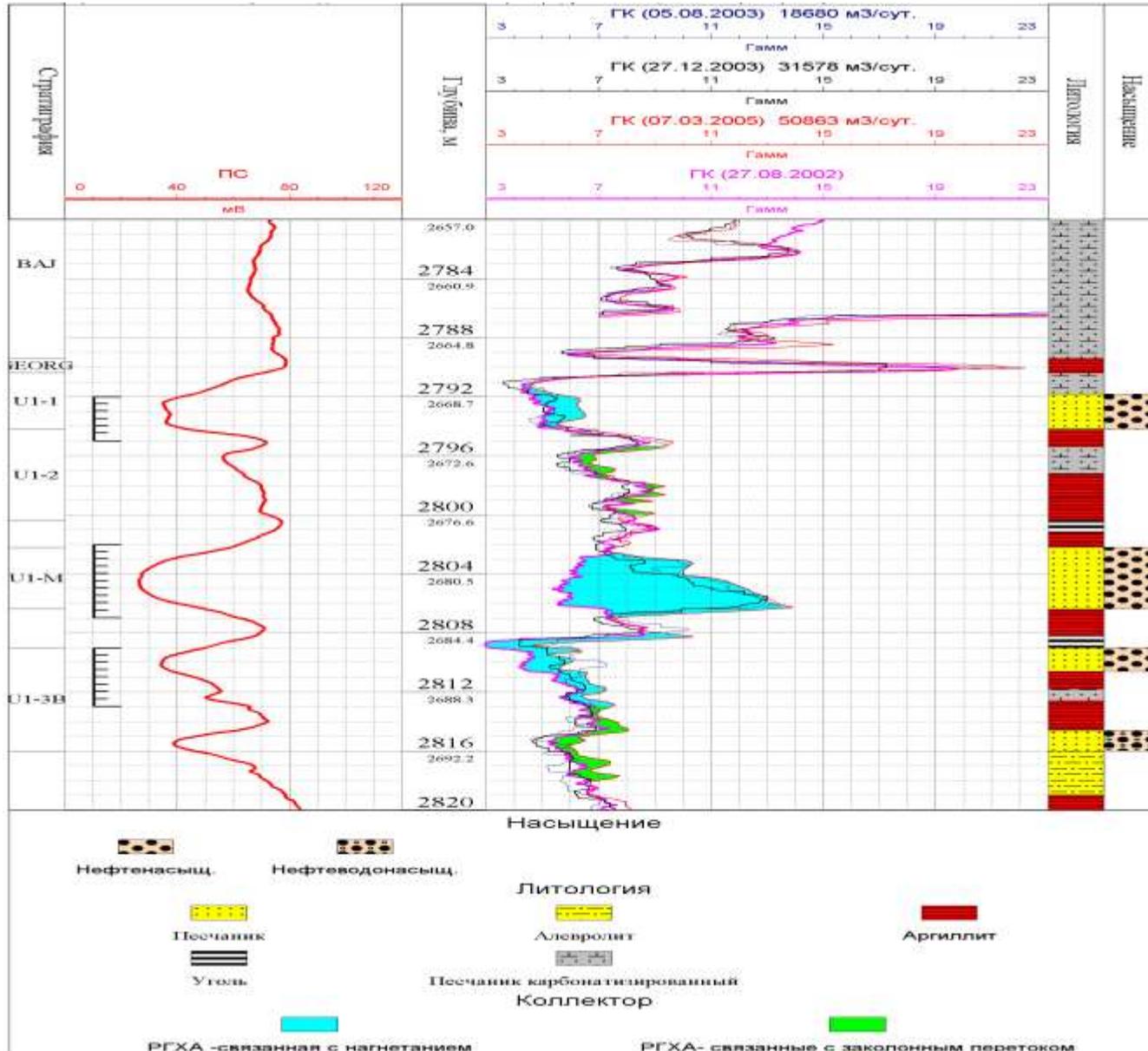


РАДИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ (РГА).

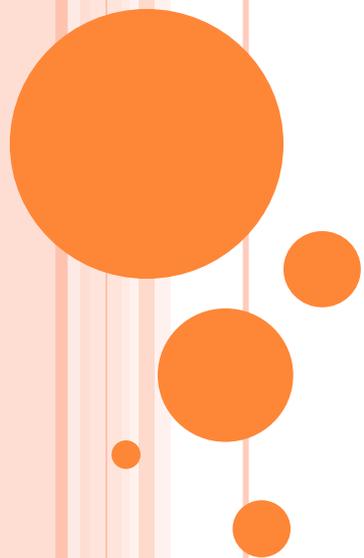
- Применение временных ГК дает возможность контролировать в обсаженных скважинах процесс приводящий к адсорбции на цементном камне при фильтрации из породы радиоактивных солей (например, радиобаритов). Возникающие радиогеохимические аномалии (РГА) величиной в десятки и даже сотни мкР/час связаны с радиогеохимическим эффектом (РГЭ)



ГАММА-КАРОТАЖ



ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА СМЕСИ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ.



Для исследования состава смеси используют:

- Гамма-плотнометрия – гамма-гамма каротаж скважинной смеси
- Диелектрическая влагометрия
- Резистивиметрия



Объемные – определяют **среднюю, по сечению колонны**, величину исследуемого физического свойства смеси

- Гамма-плотнометрия по рассеянному излучению (ГПП-Р)
- Градиент-манометрия;

Локальные – оценивают значение исследуемого физического параметра смеси **в месте нахождения в скважине датчика прибора**

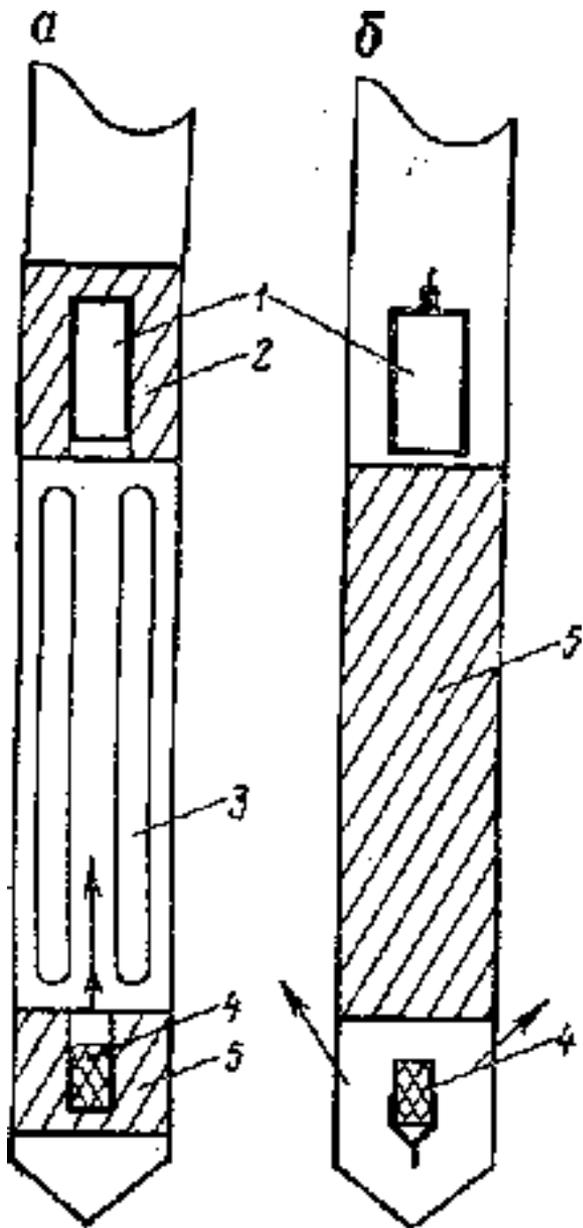
- Гамма-плотнометрия по просвечиванию (ГПП-П)
- Диэлектрическая влагометрия

Инверсионные – изменение структуры смеси

- резистивиметрия



СХЕМА КОНСТРУКЦИИ ЗОНДОВОЙ ЧАСТИ ГАММА-ПЛОТНОМЕРА.



а — для ГПП-П;

б — для ГПП-Р.

1 — датчик; **2** — экран на датчике; **3** — фонарь; **4** — источник гамма-квантов; **5** — экран на источнике; стрелками показано направление распространения гамма-квантов



1. ГАММА-ПЛОТНОМЕТРИЯ

Обработка результатов измерений

- Для перехода от интенсивности гамма-излучения к плотности используются градуировочные зависимости приборов.
- показания ГПП-Р перестраиваются с учетом фона по кривым ГК.
- При исследовании состава смеси ГПП-Р через лифтовые трубы должна использоваться градуировочная зависимость, соответствующая плотности смеси в лифтовых трубах.



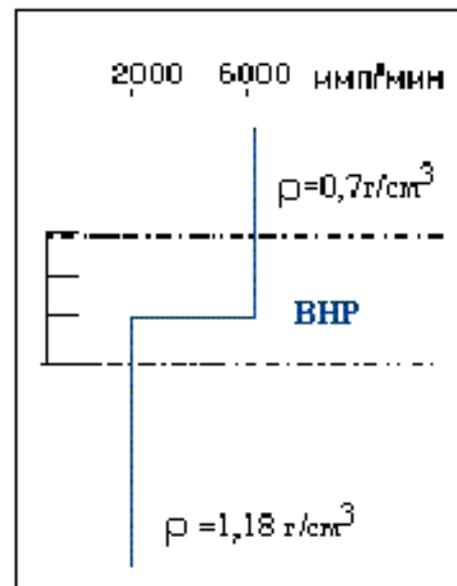
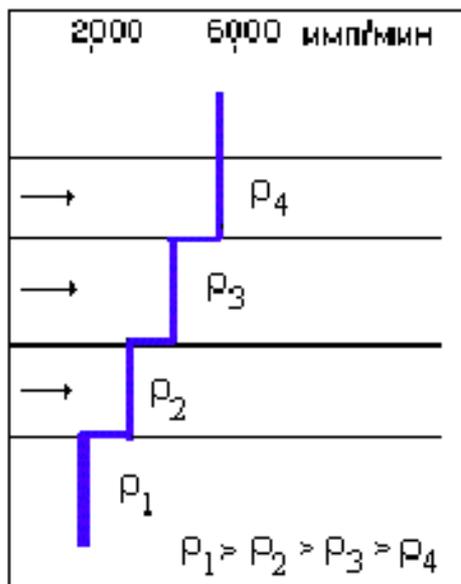
МЕТОДЫ СОСТАВА: ГАММА-ГАММА ПЛОТНОМЕТРИЯ

Состав притекающей жидкости определяется по различию плотностей:

- у воды - **1000 - 1200** кг/м³;
- у нефти - **700 - 900** кг/м³;
- у газа - **1 - 1.2** кг/м³.

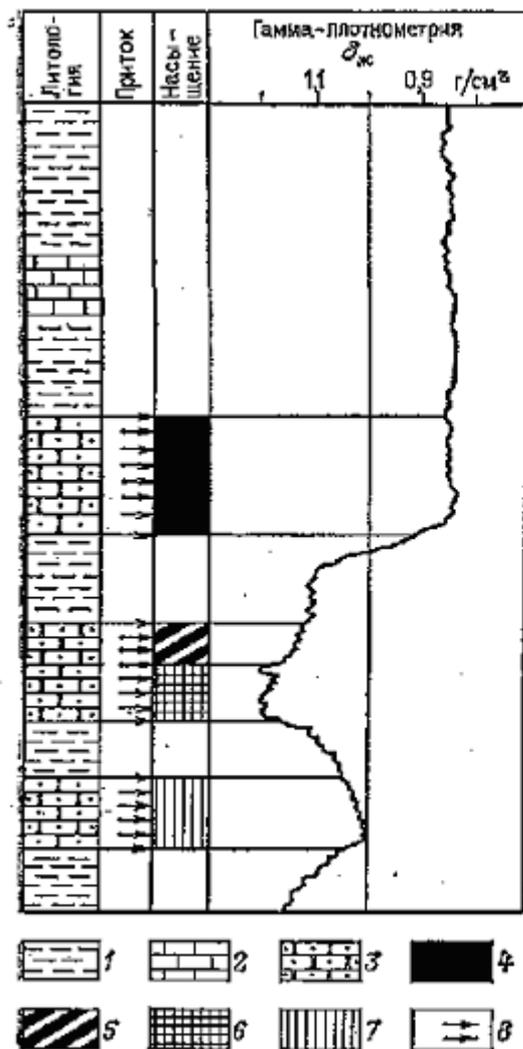
Обводненность пласта:

$$C = (\delta_{\text{ж}} - \delta_{\text{н}}) / (\delta_{\text{в}} - \delta_{\text{н}}) * 100\%$$



1. ГАММА-ПЛОТНОМЕТРИЯ

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ



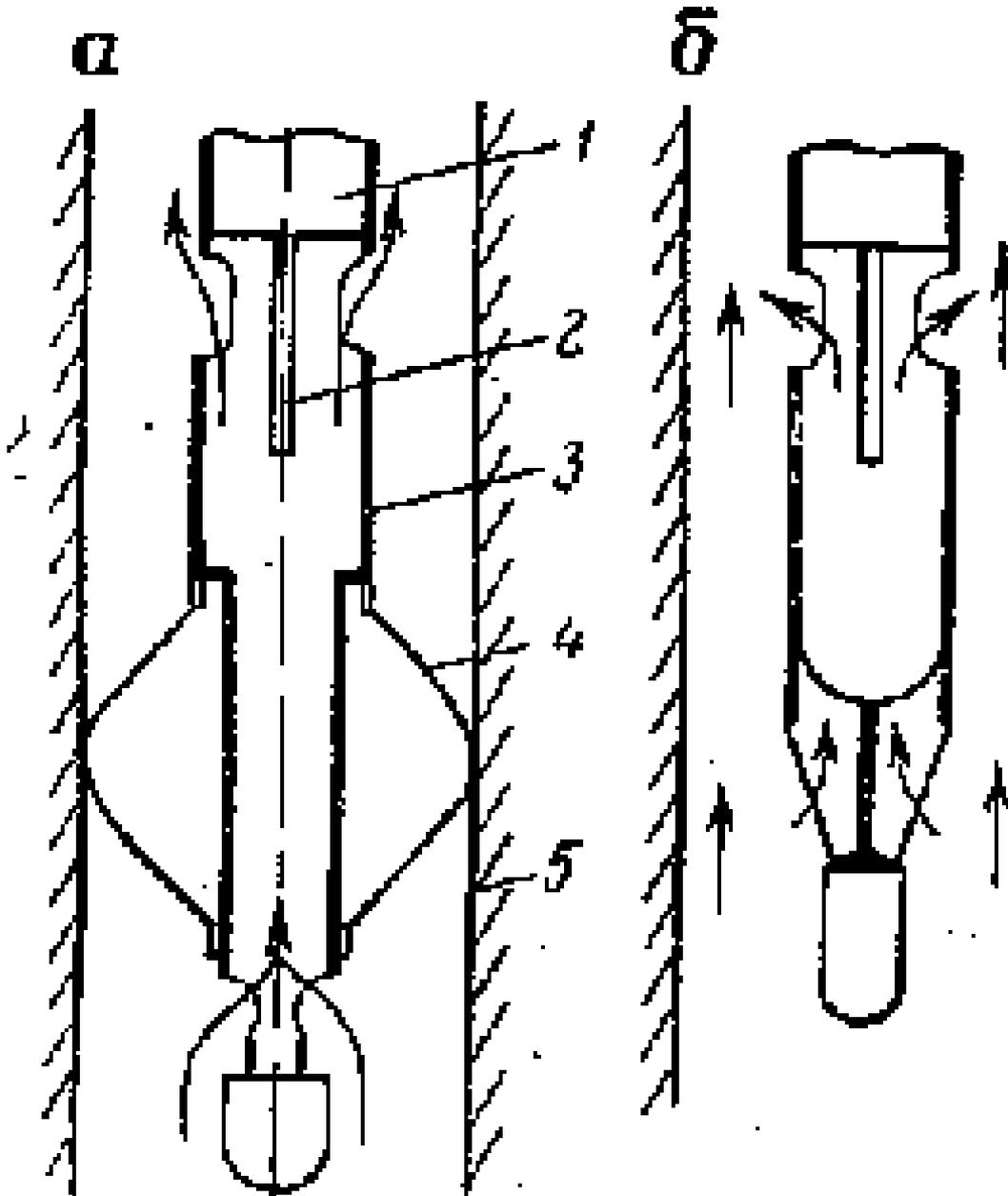
- **Отбивка границ**, соответствующих интервалам со смесью различной плотности в скважине, по диаграмме производится **по началу изменения (спада или подъема)** кривой гамма-плотномера.
- Когда **диаграммы ГК искажены** значительными радиогеохимическими аномалиями результаты измерений плотности жидкости **не могут быть использованы для количественной интерпретации.**

2. ВЛАГОМЕТРИЯ

- Использование влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее **диэлектрической проницаемости**.
- Глубинные влагомеры представляют собой LC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа.
- Существуют две разновидности глубинных влагомеров, имеющие различные методические возможности, - пакерные и беспакерные.



2. ВЛАГОМЕТРИЯ



Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров.

1 — измерительный преобразователь; 2 — центральная обкладка датчика; 3 - труба измерительная - наружная обкладка; 4 - пакер; 5 - обсадная колонна.

Стрелками показано направление движения смеси

2. ВЛАГОМЕТРИЯ

Преимущества влагомеров перед гамма-плотномерами:

- а) повышенная чувствительность к изменению содержания воды гидрофобной смеси;
- б) безопасность работы, благодаря отсутствию источников радиоактивного излучения.

К **недостаткам** влагомеров относятся

- влияния структуры и дисперсности смеси на показания прибора.

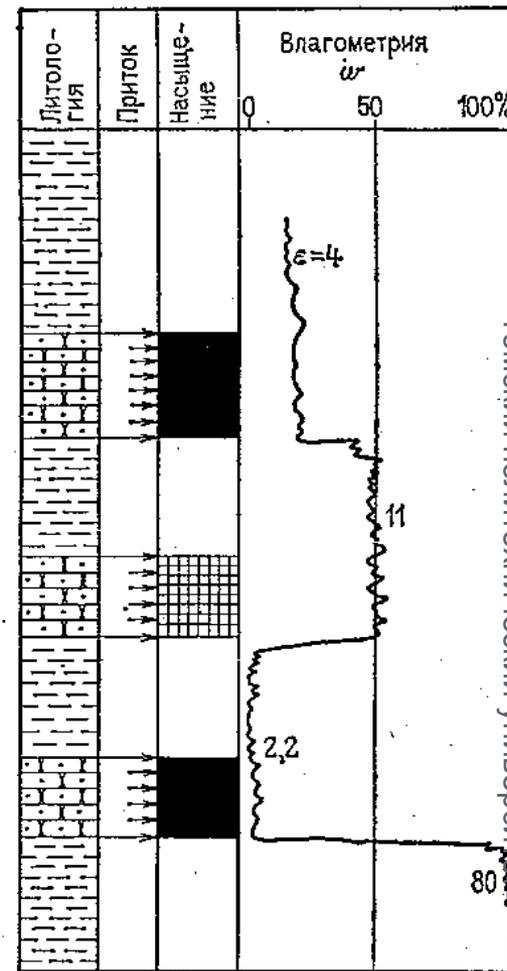
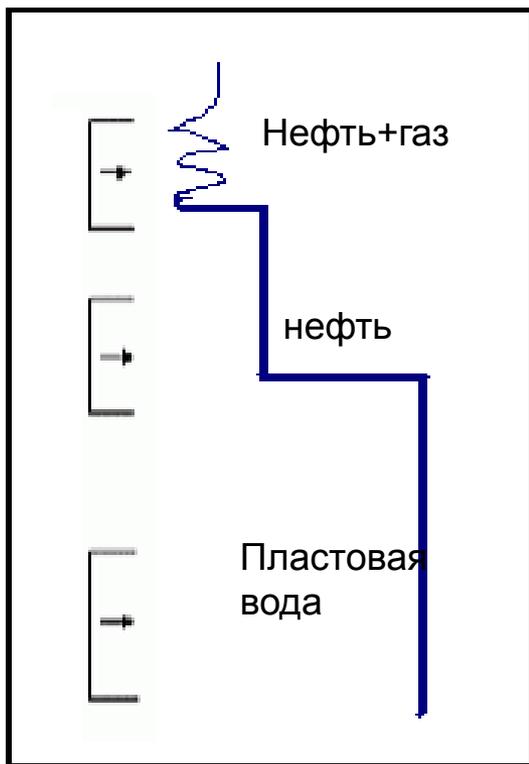


МЕТОДЫ СОСТАВА: ВЛАГОМЕТРИЯ

- Тип флюида, поступающего из пласта, различается по величине диэлектрической проницаемости.

$$\epsilon_B = 50-80, \epsilon_H = 2-4, \epsilon_T = 1.$$

- Показания пропорциональны процентному содержанию воды в смеси



3. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

- Основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси: удельного электрического сопротивления или проводимости.
- Модификации:
- Бесконтактные индукционные резистивиметры – для измерения удельной проводимости
- Одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе – для измерения удельного сопротивления.

Резистивиметрия является основным методом для различения двух типов смеси в скважине:

- Гидрофильной – нефть в воде
- Гидрофобной – вода в нефти



3. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

3.1. ИНДУКЦИОННАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

- Основана на измерении электропроводности методом вихревых токов.
- две катушки, одна из которых возбуждает в исследуемой среде токи высокой частоты (100 кГц), а вторая принимает сигналы, пропорциональные удельной проводимости среды.

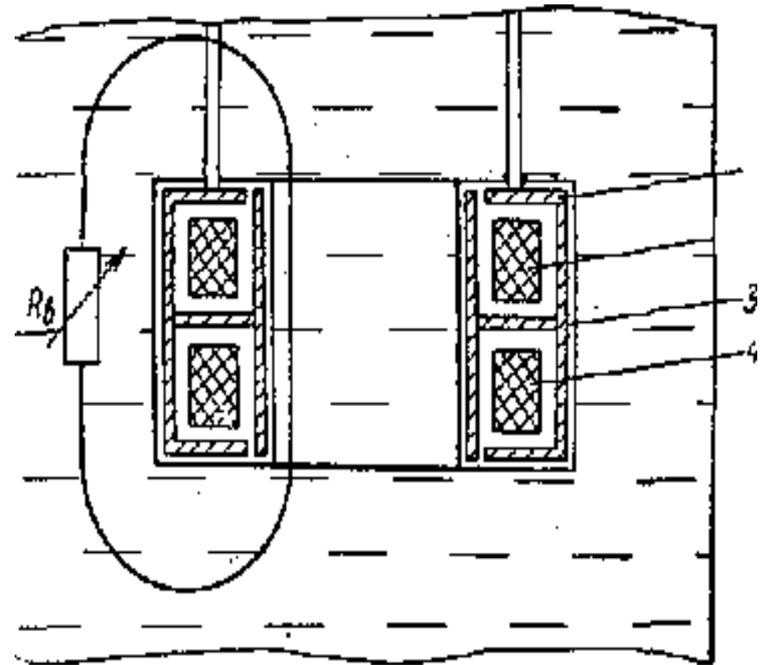
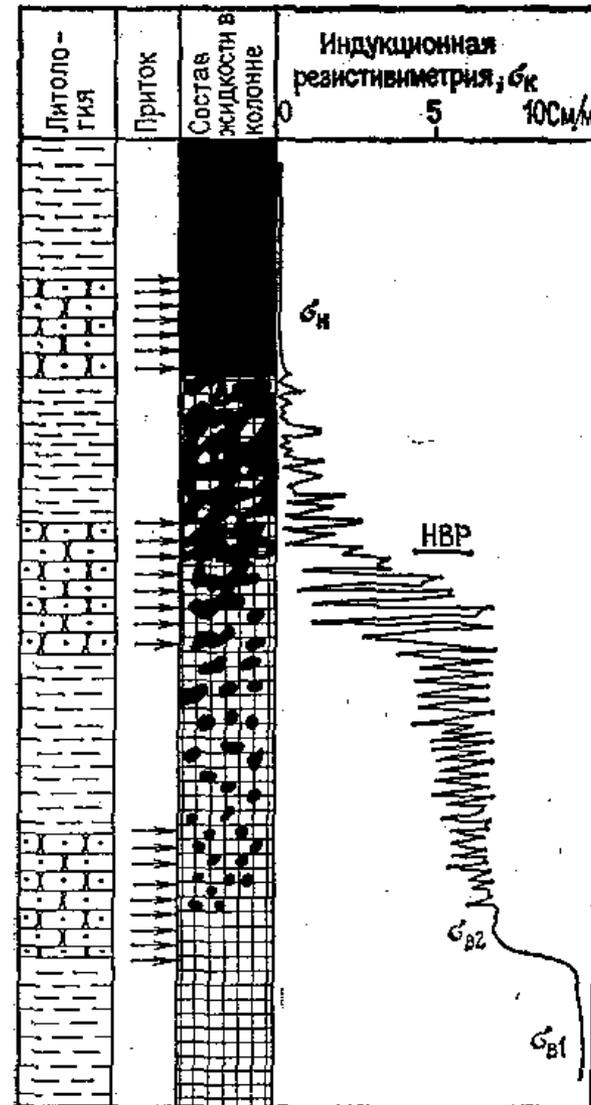


Схема датчика индукционного резистивиметра.
1 — экран; 2, 4 — катушки; 3 — изоляционное покрытие. R_v — сопротивление объемного витка жидкости

3. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

3.1. ИНДУКЦИОННАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

- применяется для решения следующих задач:
- а) определения местоположения ВНР в скважине;
- б) установления структуры потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти;
- в) выделения в гидрофильной среде мест поступления в колонну воды с различной степенью минерализации.



3. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

3.1. ИНДУКЦИОННАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

- Достоинство индукционной резистивиметрии
- Возможность индикации слабых притоков нефти и высокая чувствительность к изменению минерализации воды.
- Индукционный резистивиметр должен отвечать следующим требованиям:
- а) диапазон измерения удельной электрической проводимости 0,1—30,0 см/м;
- б) основная относительная погрешность не более 5%;
- в) допустимый коэффициент нелинейности зависимости и показаний от удельной проводимости не более 5%;
- г) дополнительная погрешность измерений, обусловленная влиянием температуры, не должна превышать 0,5% при изменении температуры на 10°С в рабочем диапазоне температур и давлений;
- д) предельная чувствительность масштаба регистрации 0,05 См/м на 1см.



3. РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

3.1. ТОКОВАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ

ОДНОЭЛЕКТРОДНАЯ РЕЗИСТИВИМЕТРИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

- Используются для установления типа движущейся в скважине смеси (гидрофильная или гидрофобная).
- Резкое различие УЭС смесей позволяет производить качественные измерения.





**ТЕМА 4. КОНТРОЛЬ
ТЕКУЩЕЙ
НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ И
ОБВОДНЕННОСТИ ПЛАСТОВ**

МЕТОДЫ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА.

○ Нейтронные методы

○ в основе лежит изучение взаимодействия нейтронов с ядрами вещества горных пород и заполнителей скважины:

○ Неупругое рассеяние;

○ Упругое рассеяние;

○ Диффузия и поглощение;

○ Искусственная активация.

○ Нейтронные методы:

○ Интегральные (стационарные, импульсные);

○ Спектральные (стационарные, импульсные).



1. **Гамма-каротаж**
2. **Нейтронный каротаж со стационарным (ампульным) источником нейтронов:**
 - Нейтронный гамма-каротаж (НГК);
 - Нейтронный катораж по тепловым нейтронам (НКТ)
3. **нейтронный каротаж с импульсным источником нейтронов (ИНК):**
 - Импульсный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК);
 - Импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК)
4. **каротаж по наведенной активности кислорода** или кислородный каротаж
5. **гамма-гамма-каротаж (ГГК):**
 - ГГК по цементному кольцу и колонне – гамма-гамма цементометрия и толщинометрия;
 - ГГК скважинной жидкости по просвечиванию и рассеянию.



1. НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

Задачи:

- 1. определение положения текущего ГНК, интервалов прорыва газа, перетока, разгазирования нефти в пласте и оценки газонасыщенности (НГК-70 и НКт-50)
- 2. определение положения ВНК в скважинах **с высокой минерализацией пластовых вод** – не менее 3% объемного содержания NaCl в породе (150-200 г/л при $K_p > 20\%$). НГК-50 и НКт-25-30.



МЕТОДЫ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА.

ИННК, С/О КАРОТАЖ.

ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

- Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)
- Импульсный нейтронный-гамма каротаж (ИНГК)

$$n = n_0 e^{-\frac{t}{\tau}} \quad \text{- Плотность нейтронов и гамма-квантов}$$



ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННЫЙ МЕТОД

- При ИННК в скважину спускают импульсный источник нейтронов (генератор нейтронов);
- он периодически в течение очень короткого времени (мкс) облучает породы потоком быстрых нейтронов (с энергией 14 МэВ);
- в промежутках между нейтронными облучениями в специально выбранные интервалы времени измеряют:
 - плотность тепловых нейтронов (*импульсный нейтрон-нейтронный каротаж — ИННК*),
 - интенсивность гамма-излучения радиационного захвата (*импульсный нейтронный гамма-каротаж — ИНГК*).



Импульсный нейтрон-нейтронный метод

- число регистрируемых нейтронов (или гамма-квантов) зависит от времени;
- определяется среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе;
 - это время позволяет судить о концентрации в породе элементов с высоким сечением поглощения нейтронов, прежде всего хлора и бора.



ПАРАМЕТРЫ В ИНК

два нейтронных параметра горных пород:

- 1) коэффициент диффузии D (зависит от водородосодержания пород)
- 2) среднее время жизни тепловых нейтронов $T_{\text{ср}}$ (связано с поглощающими свойствами пород)



ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОН- НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИННК

- По кривой изменения плотности потока тепловых нейтронов во времени определяют среднее время жизни нейтронов в пласте, которое зависит от поглощающих свойств горной породы.
- Особенно сильно процесс поглощения проявляется при содержании в горной породе элементов с аномально высоким сечением поглощения нейтронов (Li, Cl, Ca, и т.д.).
- ИННК имеет высокую чувствительность к содержанию Cl в породе.
- Т.к. в пластовой воде присутствуют ионы NaCl - ИННК применяется для наиболее точной отбивки ВНК.



УГЛЕРОД- КИСЛОРОДНЫЙ КАРОТАЖ

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ С/О – КАРОТАЖА

- Углерод-кислородный (С/О) каротаж - одна из модификаций импульсной нейтронной гамма - спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов.
- При С/О – каротаже определяется параметр, характеризующий распространенность в породе углерода по отношению к кислороду.
- Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений, и поэтому С/О – каротаж
- применяют для оценки нефтенасыщенности пород K_n в обсаженных скважинах.

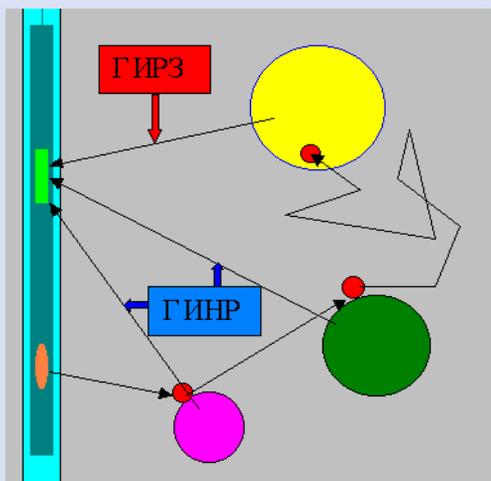


УГЛЕРОД- КИСЛОРОДНЫЙ КАРОТАЖ

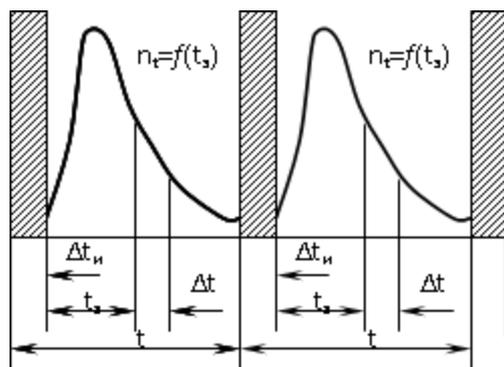
ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ C/O – КАРОТАЖА

- В основу метода положены процессы неупругого рассеяния быстрых нейтронов на ядрах элементов , слагающих горные породы .
- При взаимодействии быстрых нейтронов с ядрами углерода и кислорода с наибольшей вероятностью возбуждение происходит на уровни 4.43 и 6.1 МэВ.
- В качестве основного интерпретационного параметра используют отношение спектральных потоков, регистрируемых в каналах углерода и кислорода.
- Использование C/O- отношения позволяет с одной стороны усилить регистрируемый эффект за счет разнонаправленного изменения концентрации ядер углерода и кислорода в нефтяных пластах при их обводнении, с другой – исключить влияние ряда дестабилизирующих факторов , в том числе изменение выхода нейтронов генератора во времени , эффективности детектора и отчасти скважинных условий измерений.





При ИНК горная порода облучается импульсным потоком быстрых нейтронов, в промежутках между облучениями регистрируются тепловые нейтроны. Время замедления быстрых нейтронов (10^{-5} с) много меньше времени диффузии нейтронов после их замедления (10^{-3} с), когда их энергия становится близкой к энергии теплового движения атомов. Поэтому после окончания каждого облучения прерывистым потоком в горной породе остаются только тепловые нейтроны, которые мигрируют в ней и постепенно поглощаются ядрами атомов.



Схема, поясняющая принцип измерения импульсными нейтронными методами.

Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью Δt_n , следующими друг за другом через определенный промежуток времени t . После истечения времени t_3 (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура, и на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность тепловых нейтронов.



УГЛЕРОД- КИСЛОРОДНЫЙ КАРОТАЖ

ОСНОВЫ МЕТОДА

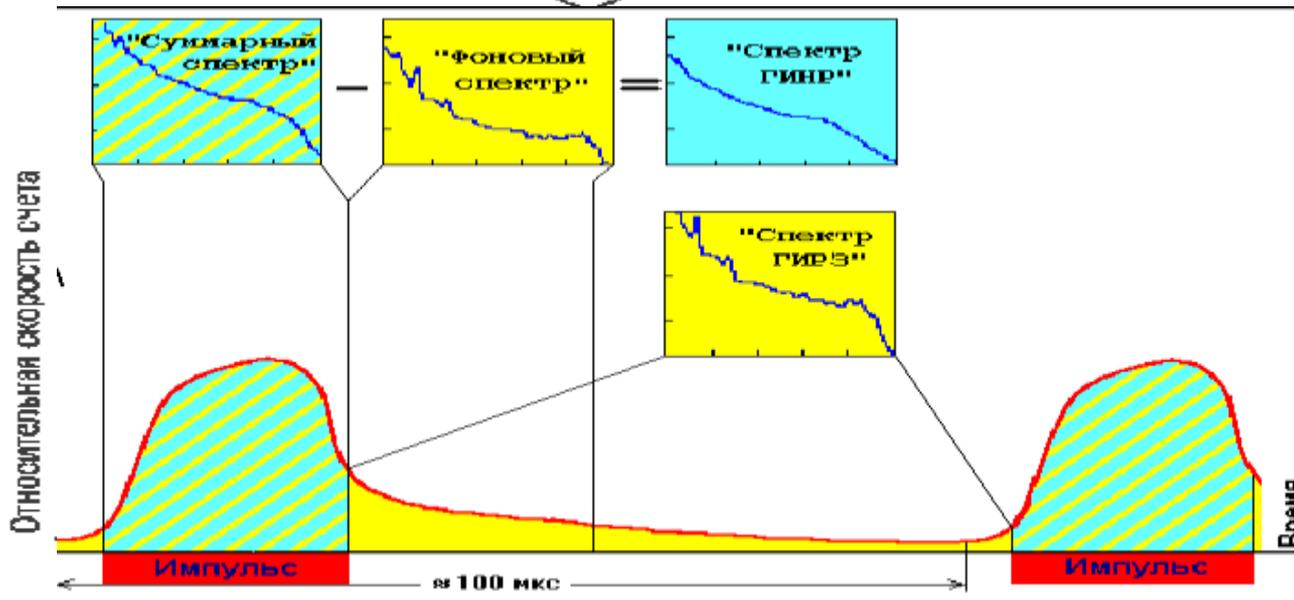
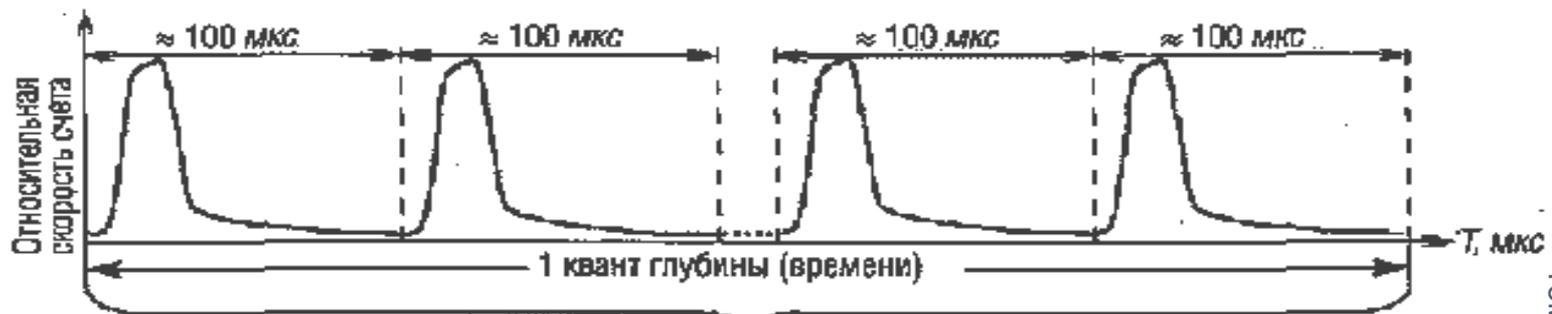


Схема формирования временного спектра ГИНР

УГЛЕРОД- КИСЛОРОДНЫЙ КАРОТАЖ

ОСНОВЫ МЕТОДА

- Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных особенностей элементов, составляющих породу, позволяет **определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния** и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решение задач **оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности** и др.

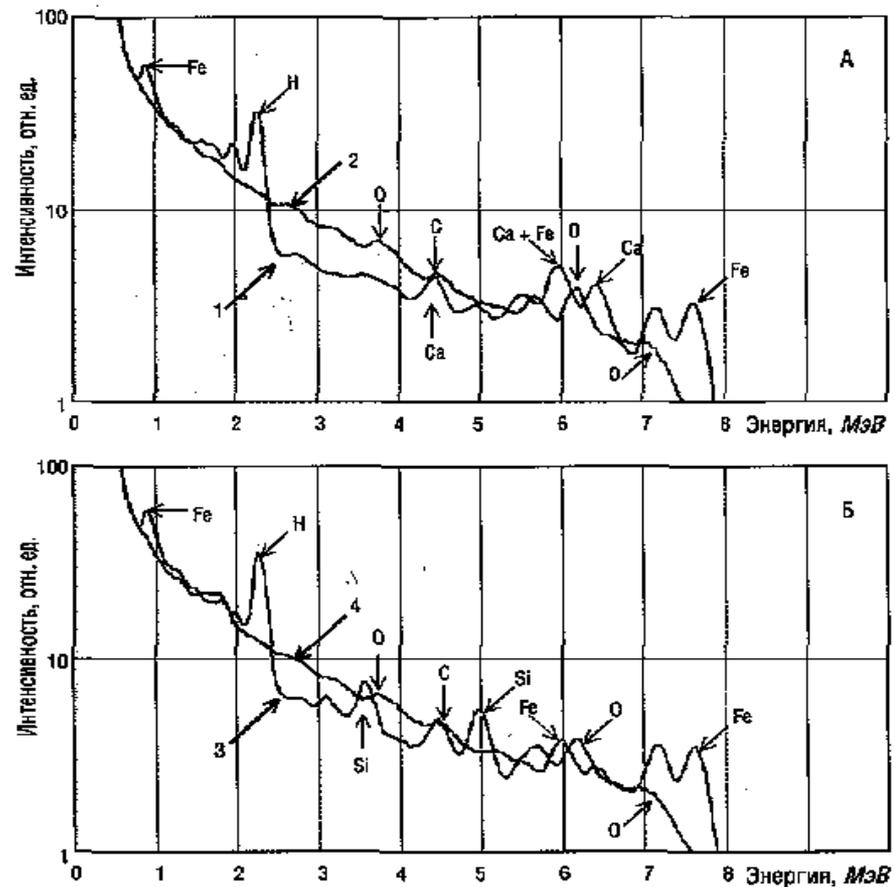


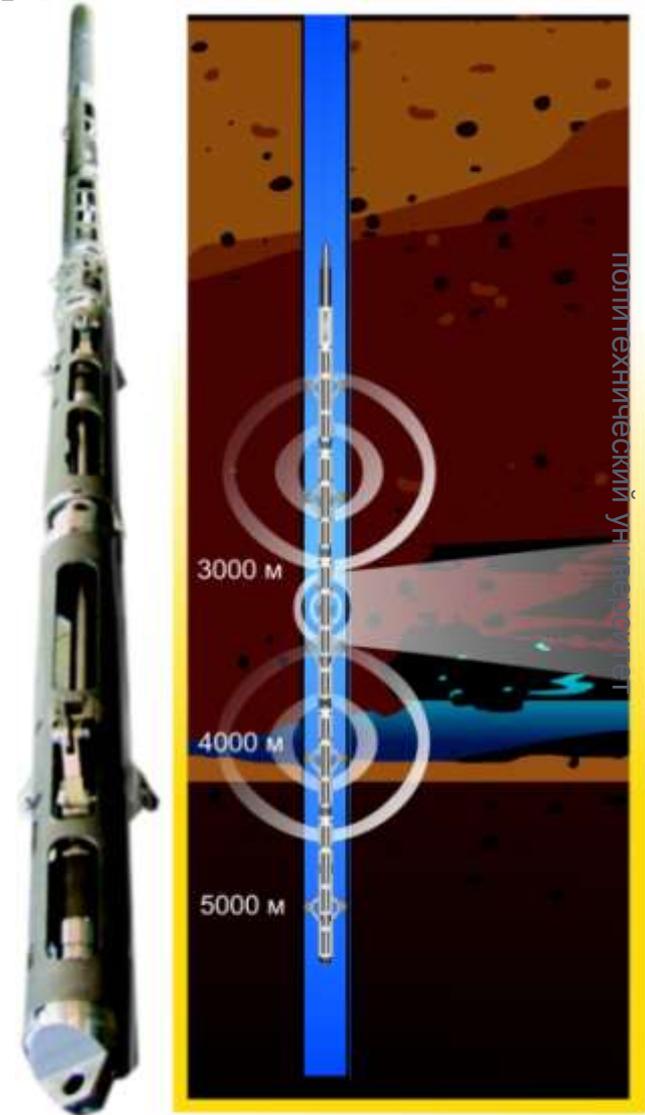
Рис. 2. Аппаратурные спектры, зарегистрированные скважинным прибором АИМС:
А - водонасыщенный известняк; Б - нефтенасыщенный песчаник; 1,3- спектры ГИРЗ,
2,4- спектры ГИНР

Выводы по С/О

- Углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж) является наиболее сложным геофизическим методом контроля разработки месторождения;
- Углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж) имеет малую глубинность (10-12 см),
- Слабую чувствительностью к изменению нефтенасыщенности пласта



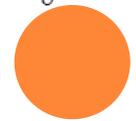
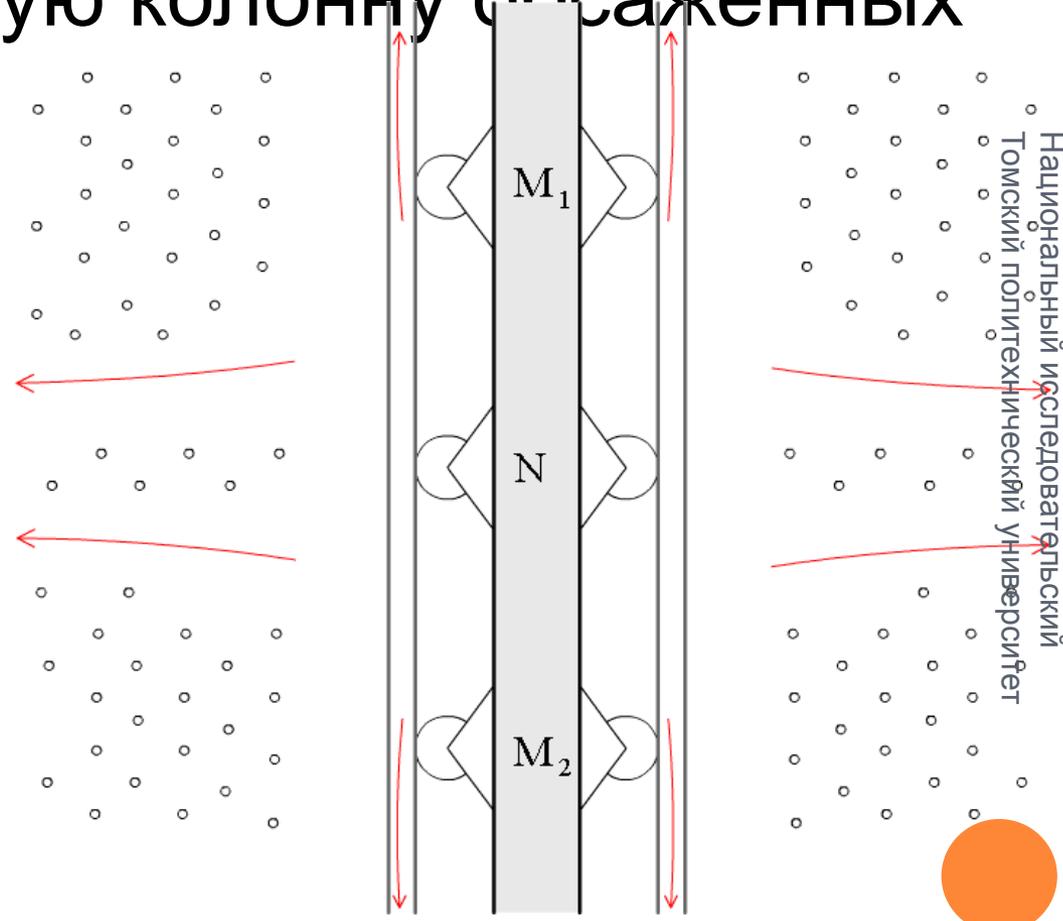
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ В ОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ (СНФР)



Метод электрического каротажа

обсаженных скважин инновационный метод исследований электрических свойств пород через металлическую колонну обсаженных скважин.

Создаётся ток внутри обсадной колонны.
Основной ток проходит по колонне, небольшая часть — стекает в породу.



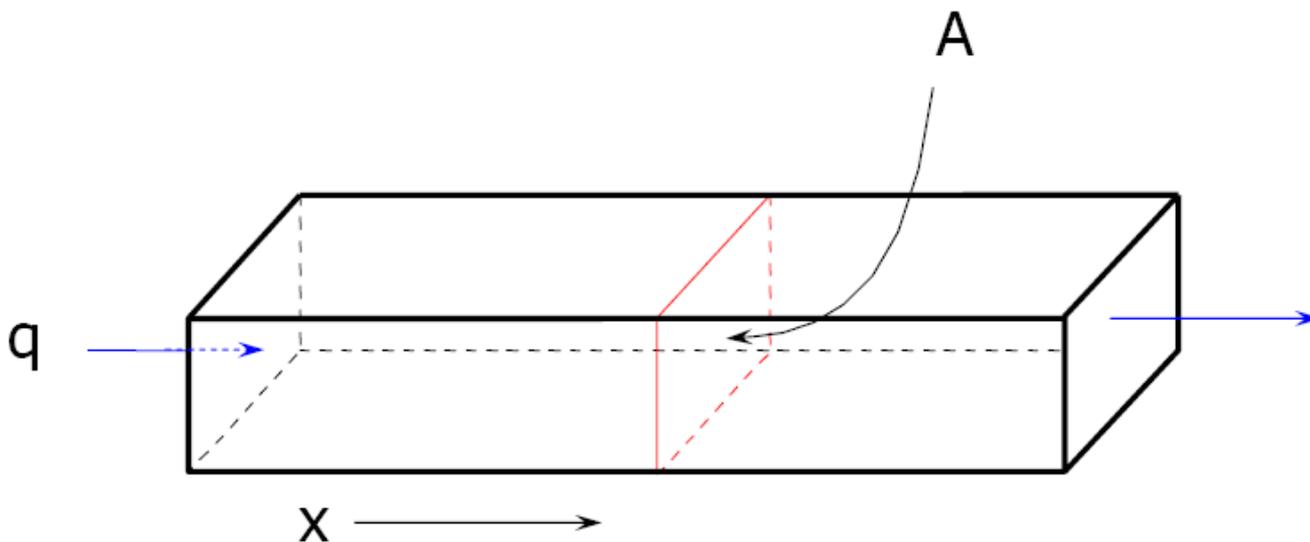
КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.

Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем — важнейшая часть контроля за разработкой.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Закон Дарси

Ламинарное однофазное течение в пористой среде



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

СИ

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

Промысловые, Россия



УРАВНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ

Закон Дарси работает при условии:

- Линейно-ламинарного и однофазного (насыщенность - 100 %) течения;
- Отсутствия химического взаимодействия между породой и пластовым флюидом;
- Жидкость несжимаема.

$$\operatorname{div}(\operatorname{grad}P) = \nabla^2 P = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t} .$$

$$q = 2 \cdot \pi \cdot \varepsilon \cdot \frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\ln\left(\frac{r_{\text{кп}}}{r_c}\right)},$$

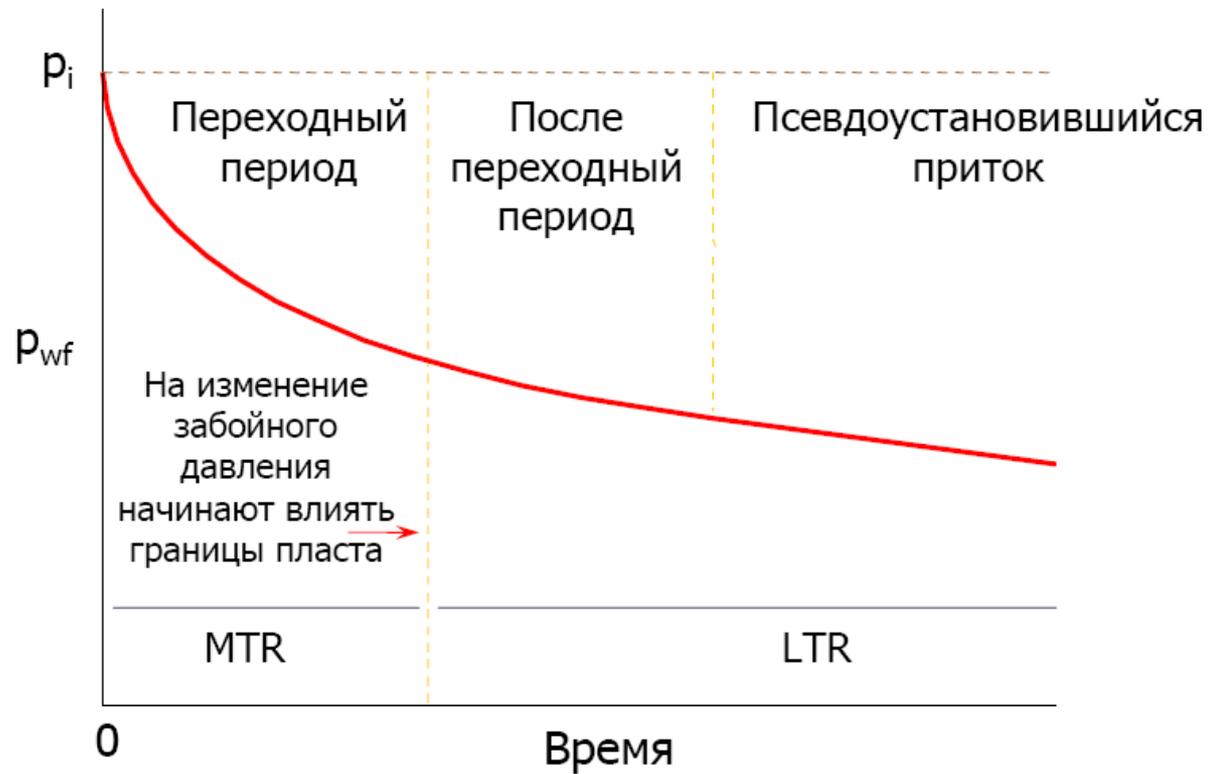
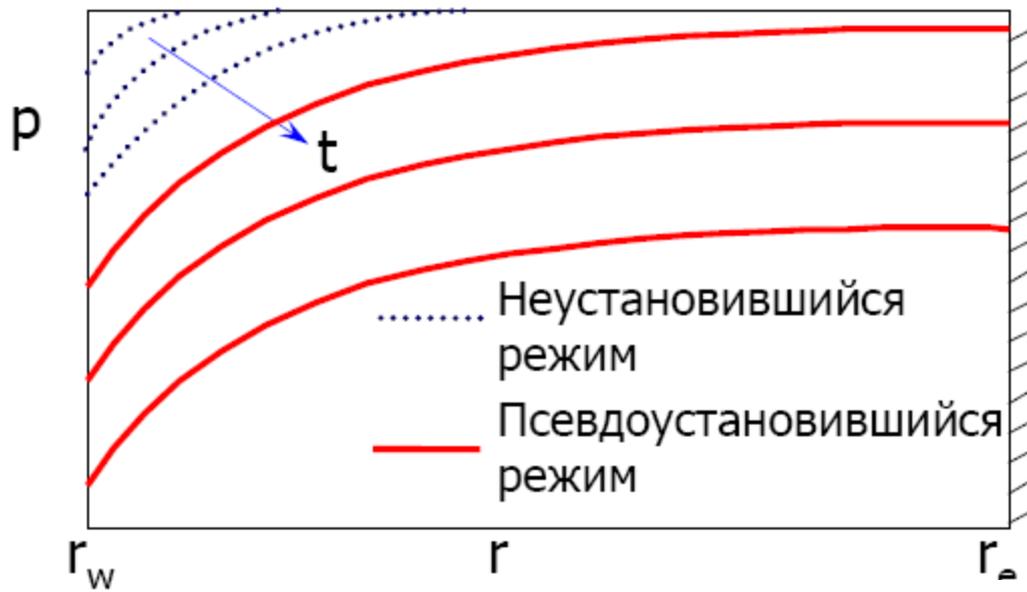
Формула Дюпюи или линейный закон фильтрации



РЕЖИМЫ ПРИТОКА

- Установившийся - распределение давления и дебита постоянно во времени.
- 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.
- Псевдоустановившийся - профиль давления постоянен во времени. Давление на границе снижается. Данный режим притока характерен для изолированных пластов с непроницаемыми границами.



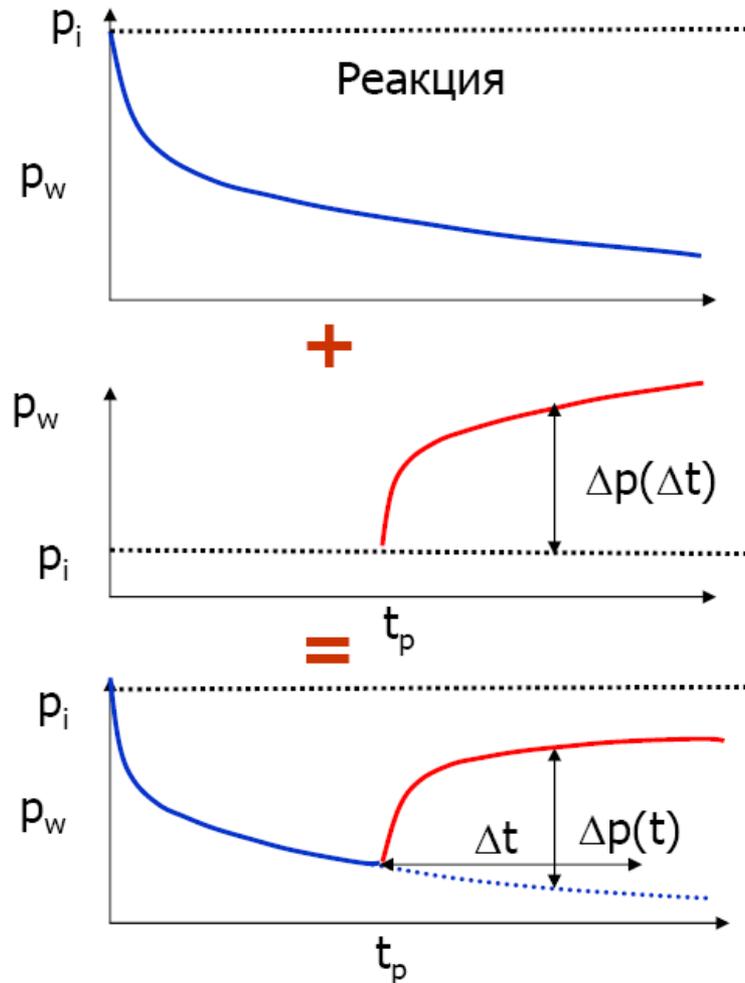
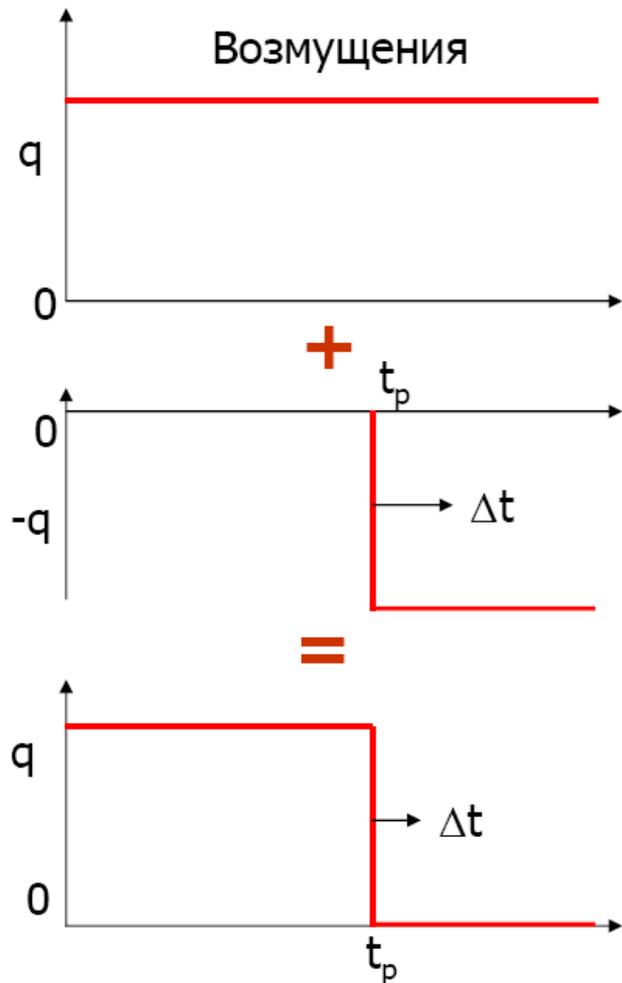


ЭТАПЫ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВВОДЕ СКВАЖИНЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ:

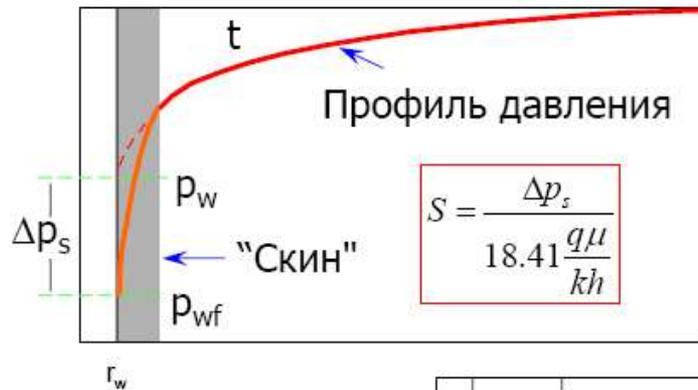
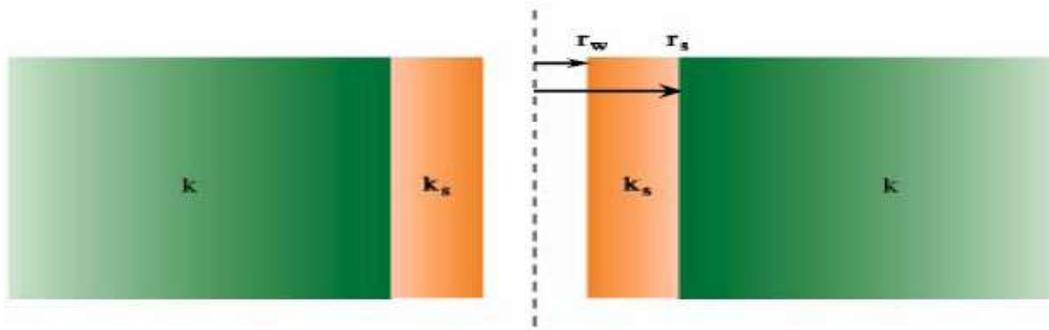
- — Переходный - давление на границе не влияет на распределение забойного давления
- — После переходный - границы начинают влиять на распределение давления. Например, в условиях когда скважина работает в пласте нерегулярной формы (границы несимметричны)
- — Псевдоустановившийся - профиль давления не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



ПРИНЦИП СУПЕРПОЗИЦИИ

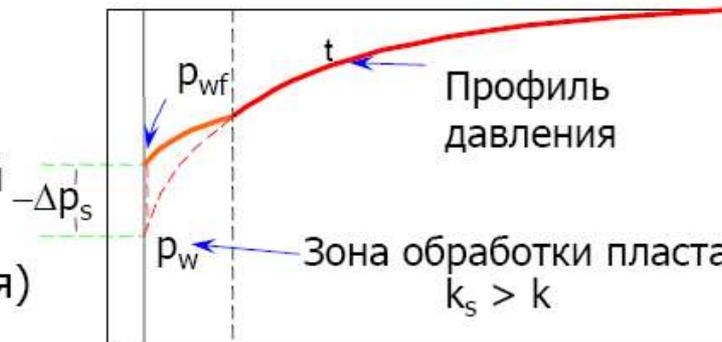


СКИН-ЭФФЕКТ



Положительный скин (загрязнение ПЗП)

Отрицательный скин (интенсификация)

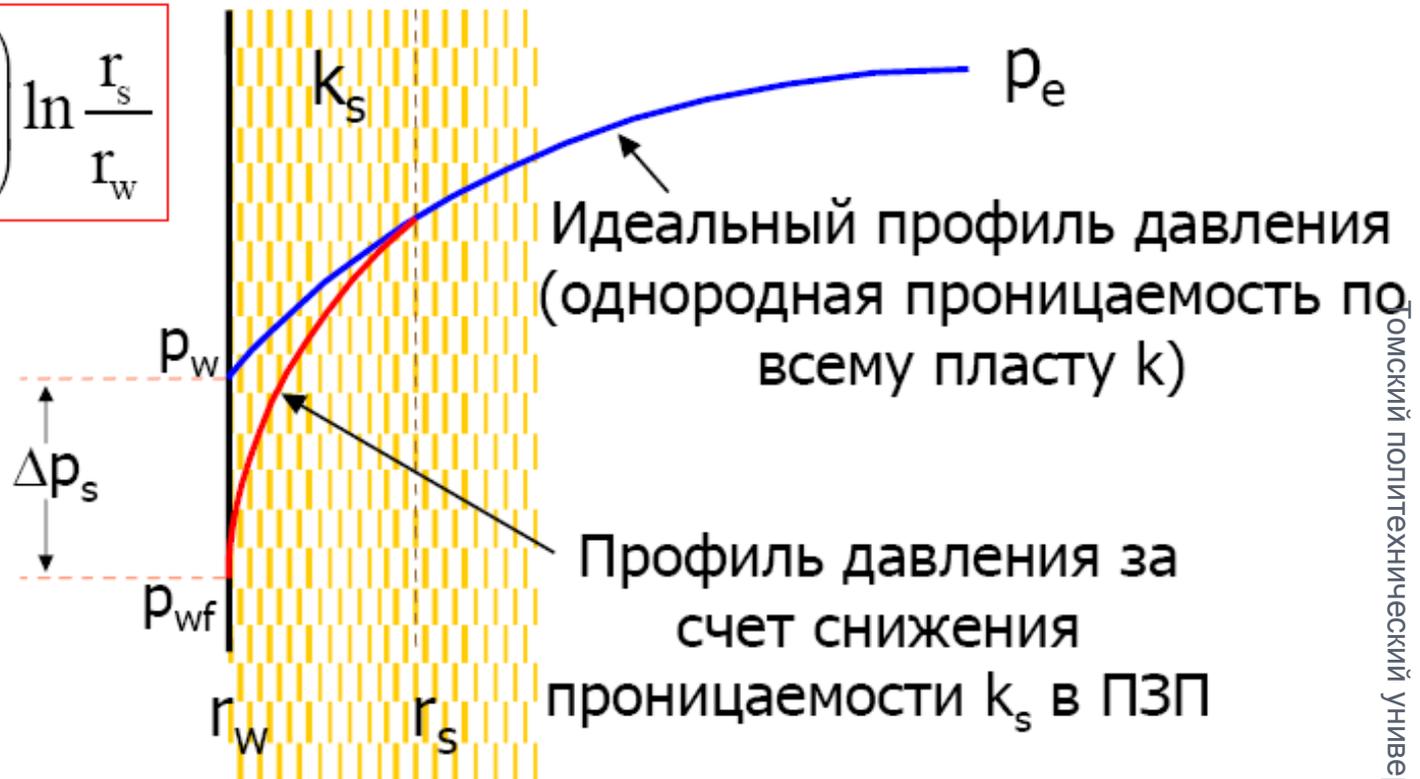


- $S < 0$ интенсификация притока
- $S \sim -3$ предел для кислотной обработки
- $S \sim -4$ хороший ГРП
- $S \sim -5.5$ нижний предел
- $S > 0$ загрязнение ПЗП
- $S \sim 1-2$ умеренное загрязнение ПЗП
- $S \sim 5$ серьезные загрязнение ПЗП
- $S > 10$ механические проблемы



Аналитическое определение скин-фактора

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



k_s – проницаемость в загрязненной ПЗП

r_s – радиус загрязненной зоны

p_{wf} – реальное забойное давление

Δp_s – скачок давления по сравнению с идеальным профилем
давления

СНИЖЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЗП МОЖЕТ БЫТЬ ВЫЗВАНО:

Добывающие скважины:

- • проникновение бурового раствора и блокировка поровых каналов;
- • набухание глин;
- • химическое осаждение (CaCO_3 и BaSO_4);
- • продвижение песчаных частиц к стволу скважины;
- • сжатие породы;
- • повреждение породы при перфорации
- • отклонение от ламинарного течения (в основном в газовых скважинах).

Нагнетательные скважины:

- • закупорка пласта из-за наличия твердых частиц в закачиваемой жидкости;
- • изменение глин при контакте с закачиваемой жидкостью;



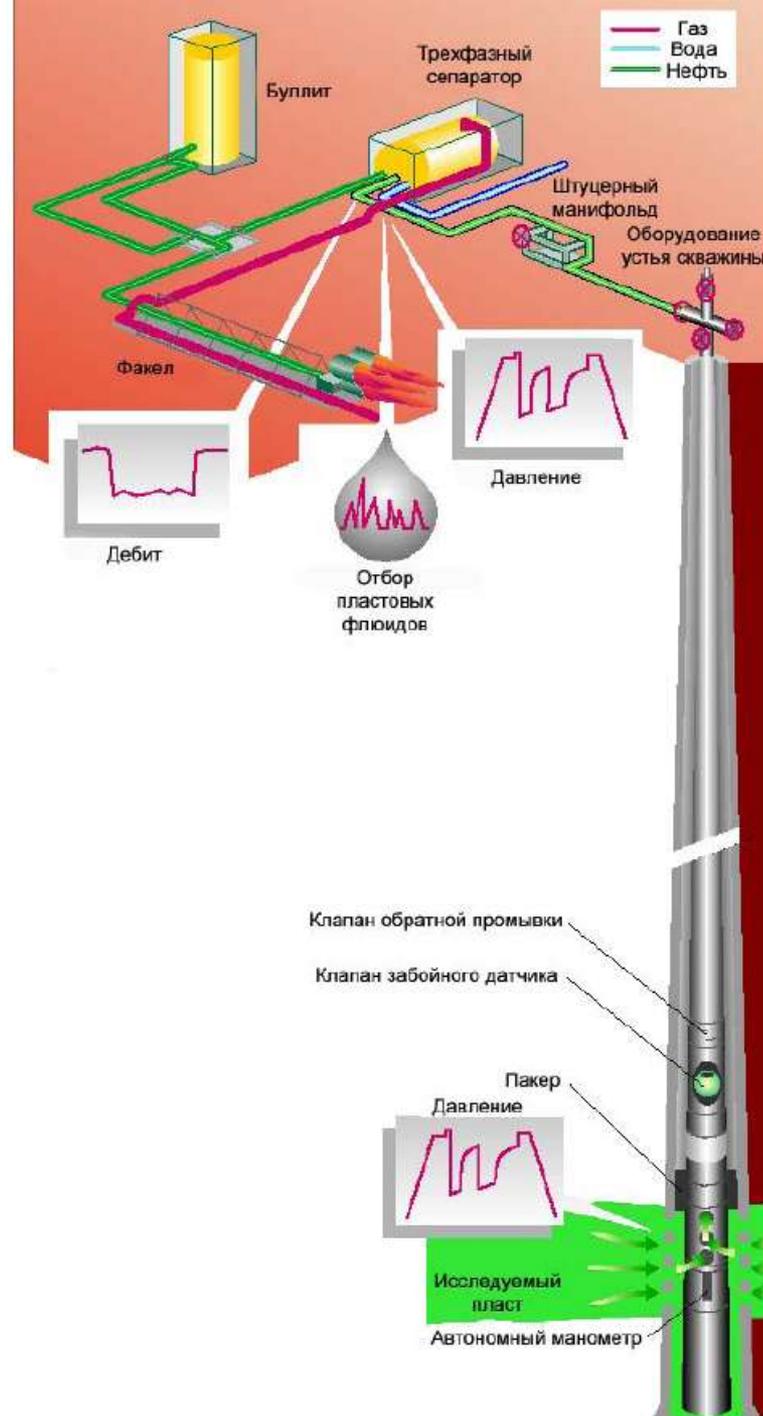
«ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН»:

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.

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГДИС ПРИМЕНЯЮТ СЛЕДУЮЩИЕ СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЙ:

- снятие кривой стабилизации давления (КСД);
- снятие кривой восстановления давления (КВД);
- снятие кривой падения давления (КПД);
- снятие индикаторной диаграммы (ИД);
- снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
- снятие кривой изменения давления во времени (КД);
- снятие кривой изменения давления по глубине (ДГ);
- комплексные циклические исследования ИД-КВД, ИД-КСД;
- комплексные исследования при опробовании (с применением ИПТ, ИПК, зарубежных комплексов типа «RFT», «MDT», «CHDT»);
- снятие кривой гидропрослушивания (ГДП).





ГДИС в обсаженной скважине
 Забойный манометр и клапан используются для измерения падения или восстановления давления. Сепаратор и расходомер используются для измерения дебита скважины. Образцы пластовых флюидов отбираются на поверхности

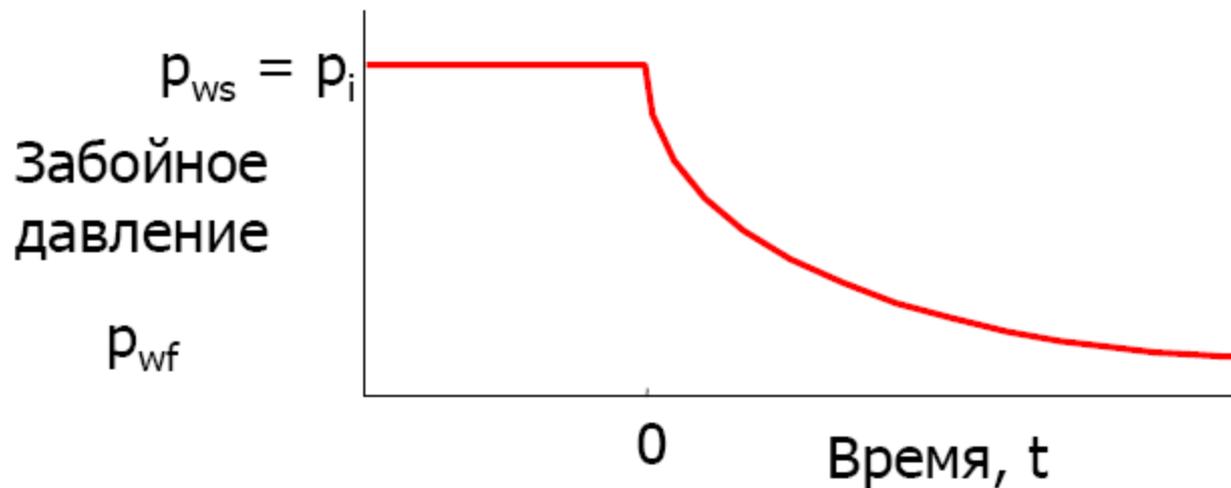
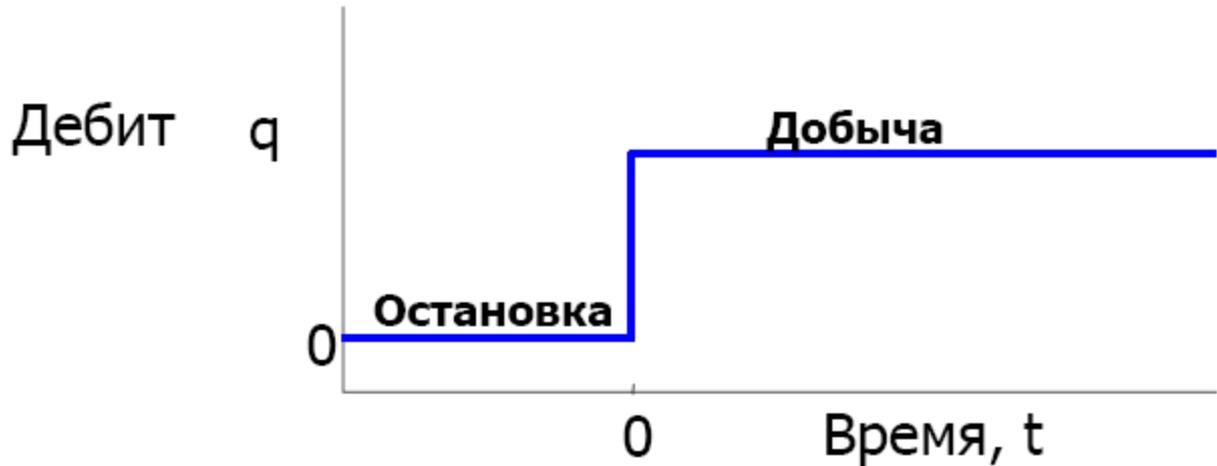


КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ:

1. Давление на забое (динамический уровень) и его восстановление после закрытия и остановки скважины;
2. Дебит добываемой жидкости в период работы скважины, до ее остановки;
3. Обводненность продукции скважины.



Исследования скважин по КПД



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 .

- на практике очень трудно достичь желаемых условий
- 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

+ хороший метод для определения размеров блока/пласта.

+нет необходимости на долгое время останавливать скважину, что очень важно с экономической точки зрения.

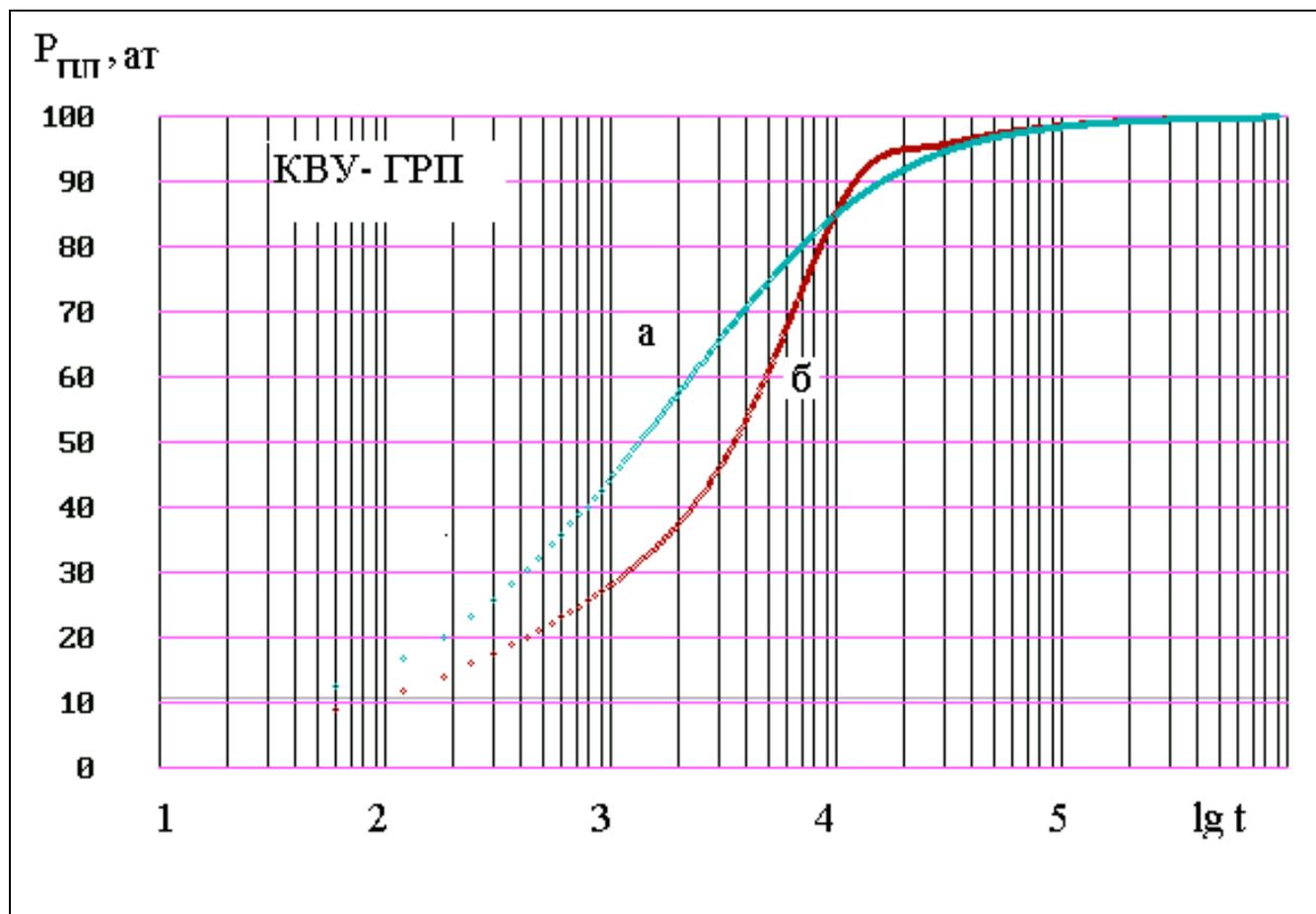


РЕЗУЛЬТАТЫ:

- ✓ Модель течения в пласте, параметры для модели течения;
- ✓ Проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта;
- ✓ Радиус влияния скважины (радиус зоны дренирования скважины);
- ✓ Скин-эффект;
- ✓ Продуктивность скважины и ее гидродинамическое совершенство;
- ✓ Удаленность границ, модель границ;
- ✓ Полудлина трещины (для скважин с ГРП);



ПРИМЕР ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГРП.



Кривые восстановления уровня, записанные: а) – до ГРП, б) – после ГРП.



Распределение давления

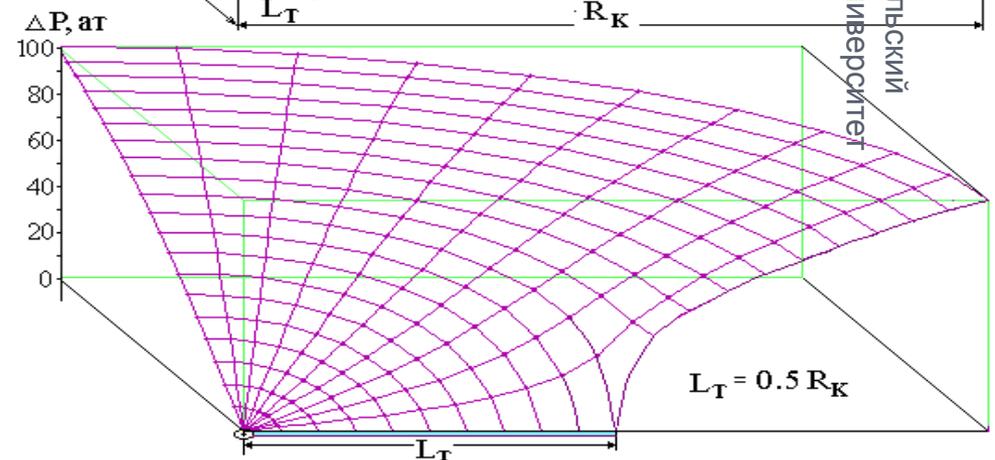
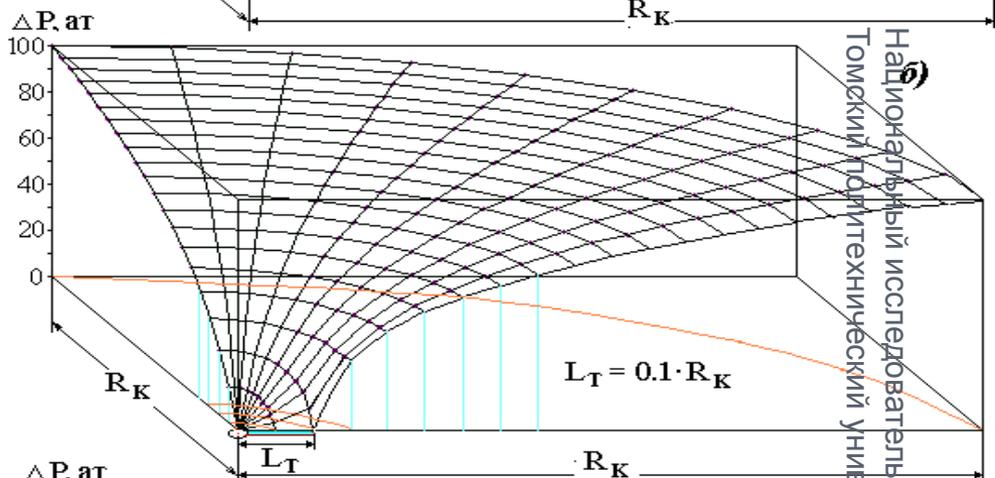
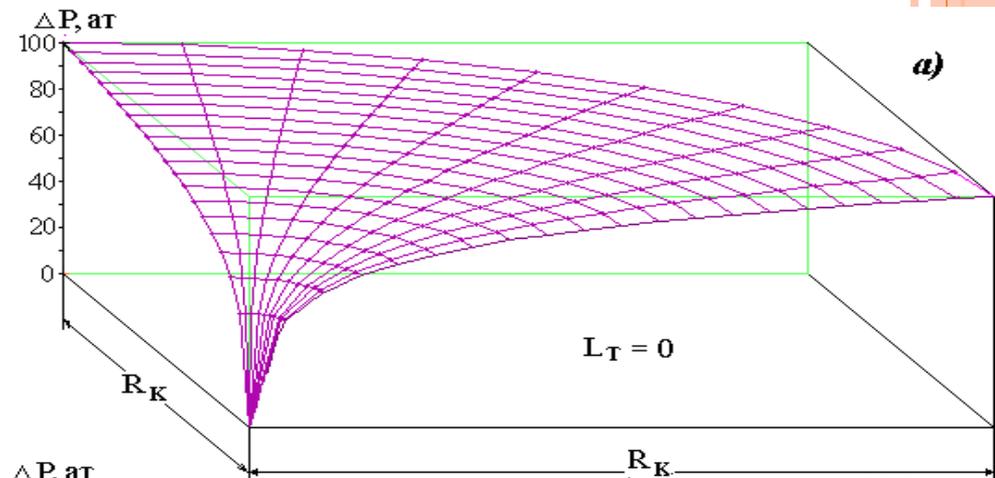
в пласте при:

$L/R_K = 0$ (а),

$L/R_K = 0.1$ (б),

$L/R_K = 0.5$ (в).

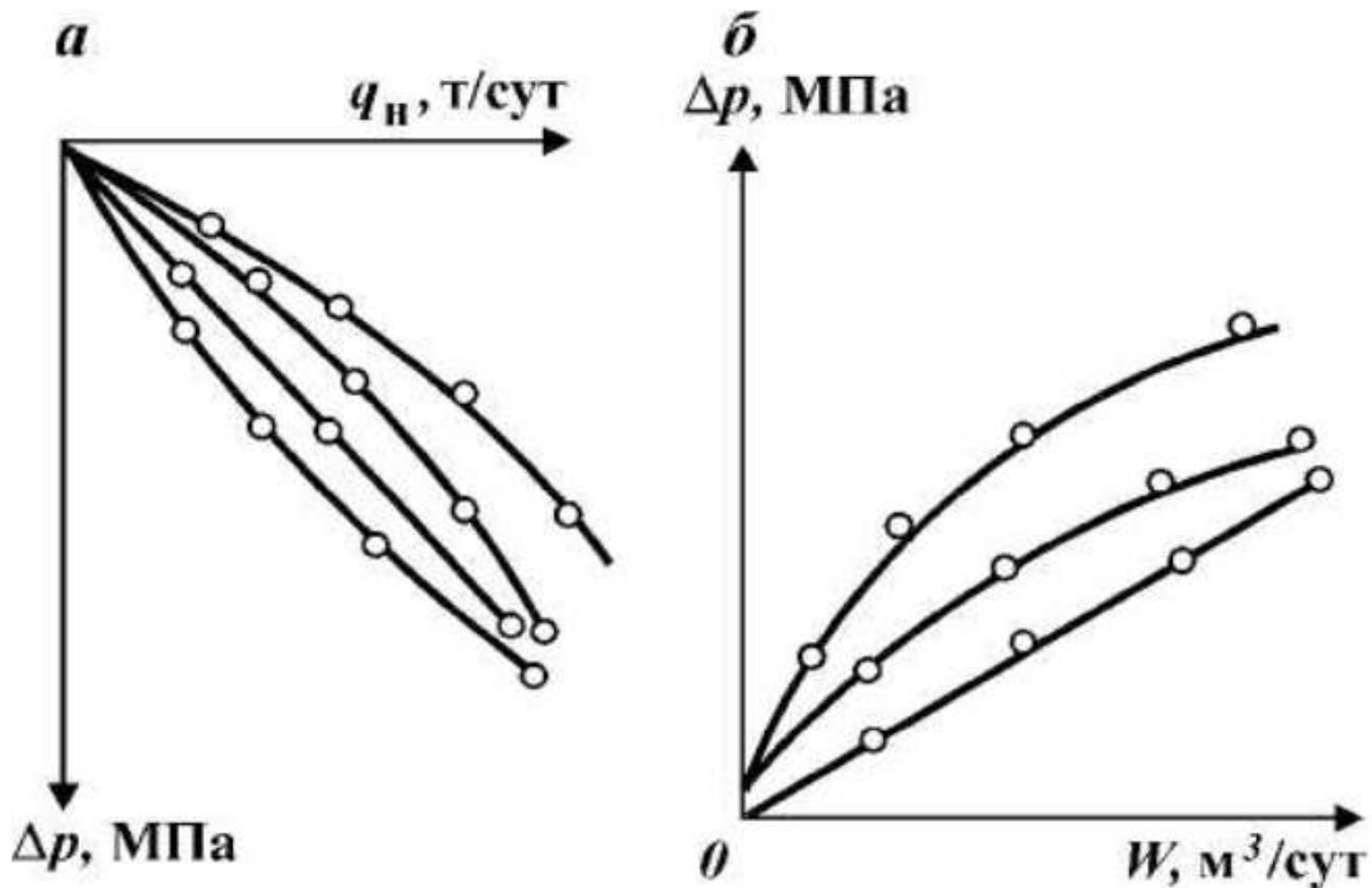
L/R_K - соотношение длины трещины L к контуру питания R_K .



ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ ИНДИКАТОРНОЙ ДИАГРАММЫ

Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты). При исследовании прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к исследуемому пласту.

Индикаторные диаграммы



При прямолинейном характере индикаторной кривой коэффициент *продуктивности* численно равен тангенсу угла между кривой и осью перепада давления.

○ При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

○ Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов - 4-5. Режим минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3-5 раз. Различия в дебитах от режима к режиму должны оставаться примерно одинаковыми.

○ Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких суток в зависимости от дебита скважины.



ФУНКЦИИ

Программа позволяет обрабатывать кривую восстановления давления шестью методами.

Модели без учета притока

метод касательной

метод Хорнера

метод Минеева

метод поправочных коэффициентов

Модели с учетом притока

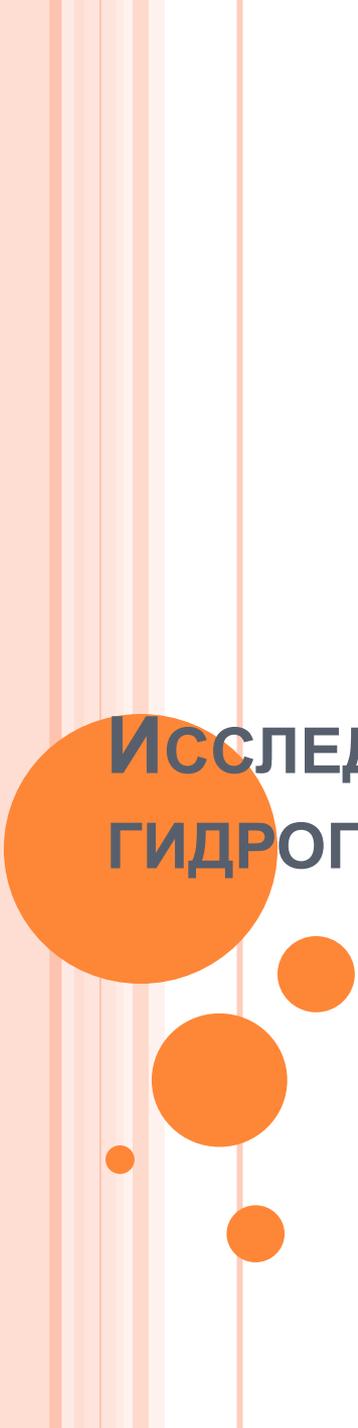
метод Щелкачева-Кундина

метод УкрНИГРИ



С помощью применяемых методов исследования рассчитываются основные параметры фильтрационных характеристик пласта и скважины:

- гидропроводность;
- пьезопроводность;
- комплексный параметр;
- скин-эффект;
- коэффициент продуктивности.



ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

ЦЕЛИ МЕТОДА:

- определения анизотропии горизонтальной проницаемости
- оценки интерференции скважин
- определения непроницаемых границ
- подтверждения запасов в межскважинном пространстве
- определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту
- оценки гидродинамических параметров пласта и пр.



ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ

- Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления.
- Существует много модификаций гидропрослушивания, отличающихся только способом создания импульса давления в возмущающей скважине и методом обработки полученной информации.



УСЛОВИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ:

- До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10-15 суток.
- Простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока.
- Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.



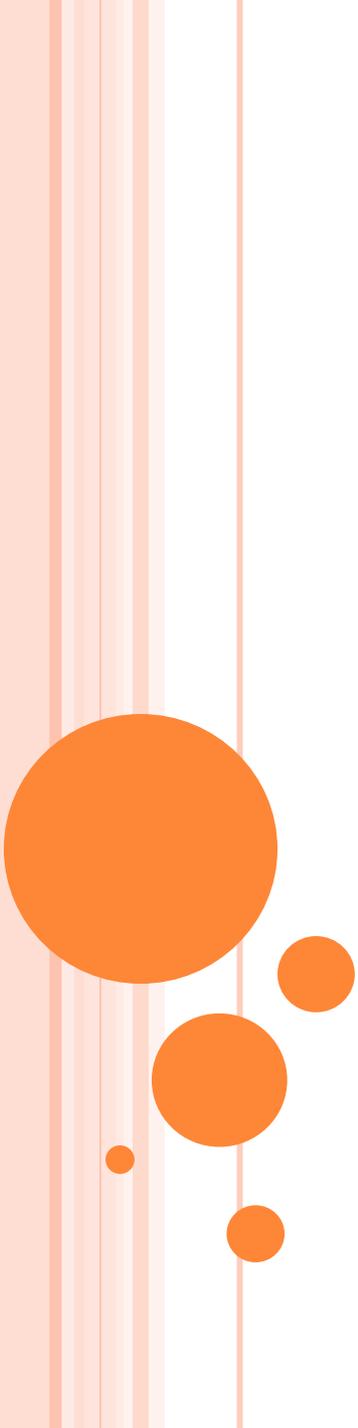
КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ:

- Давление на забое возмущающей и реагирующей скважин
- Дебит жидкости в период возмущений скважины
- Обводненность

Результаты:

- Проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, пласта;
- Пластовое давление.





ИНДИКАТОРНЫЕ МЕТОДЫ

Основан на прослеживании
фильтрационных потоков в пластах и
заключаются в вводе определенной
порции меченой жидкости или газа и
наблюдении за поступлением ее в
подконтрольные скважины. В качестве
меченого вещества использоваться
радиоактивные изотопы (ГК) и
вещества, обладающие аномально
высоким сечением захвата тепловых
нейтронов (ИНК).



ОСВОЕНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

Компрессор

Свабирование

• струйный насос

• Гидропрослушивание

• Индикаторные методы

ЗАДАЧИ РЕШАЕМЫЕ ПРИ ОСВОЕНИИ

- Выделение отдающих (принимающих) пластов
- Определение мест нарушения герметичности колонны
- Определение заколонных перетоков жидкости
- Выделение внутри колонных перетоков жидкости в скважине
- Оценка характера насыщения пласта



СХЕМА КОМПРЕССОРНОГО ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

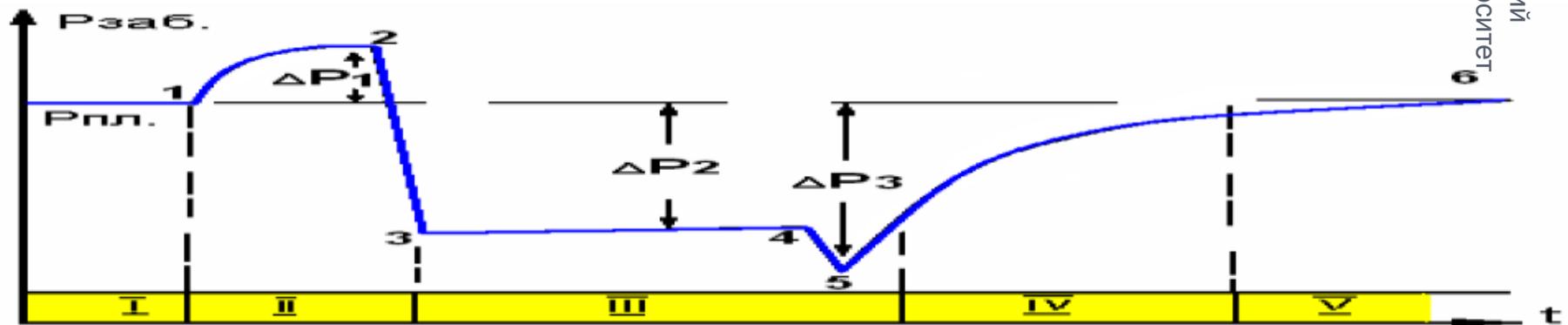
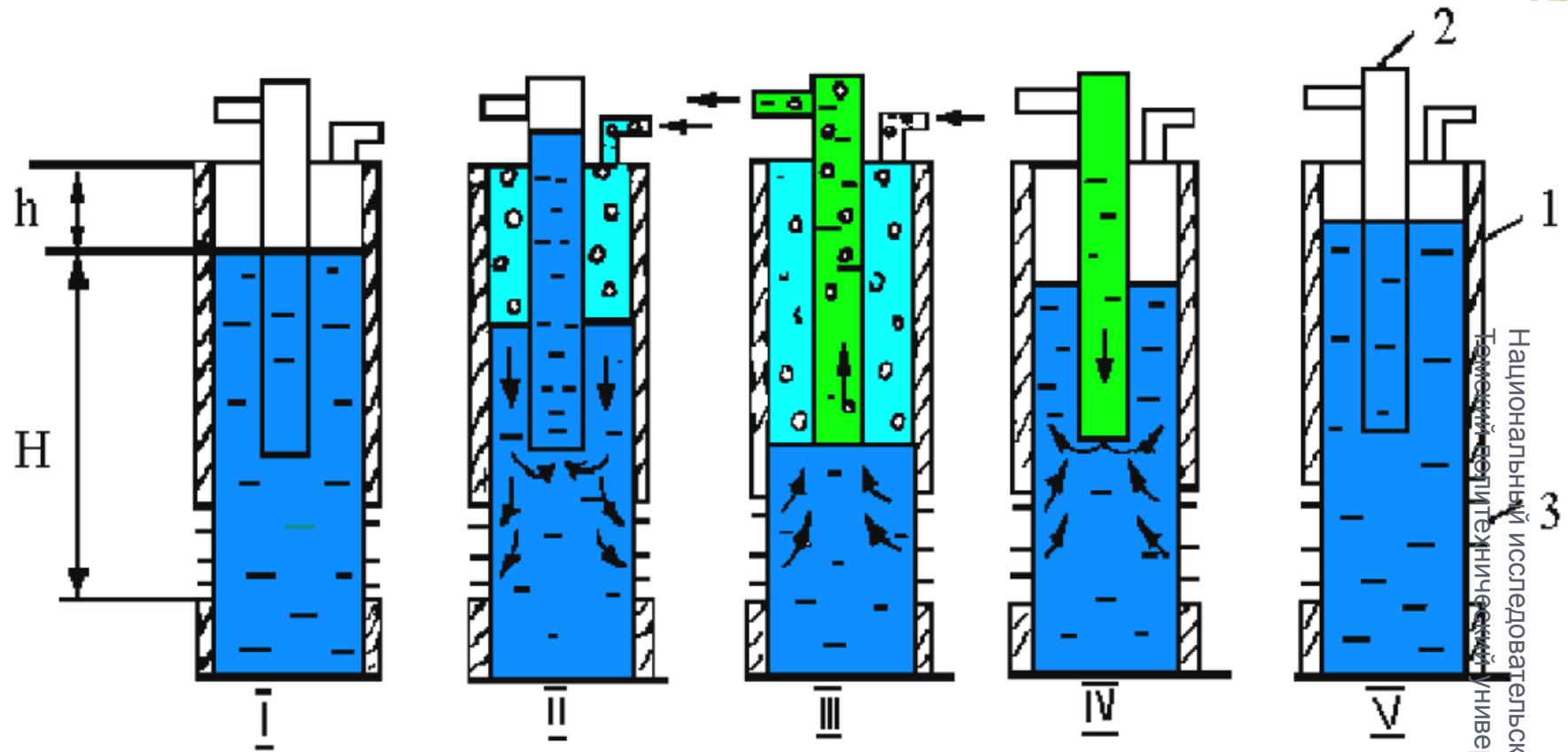
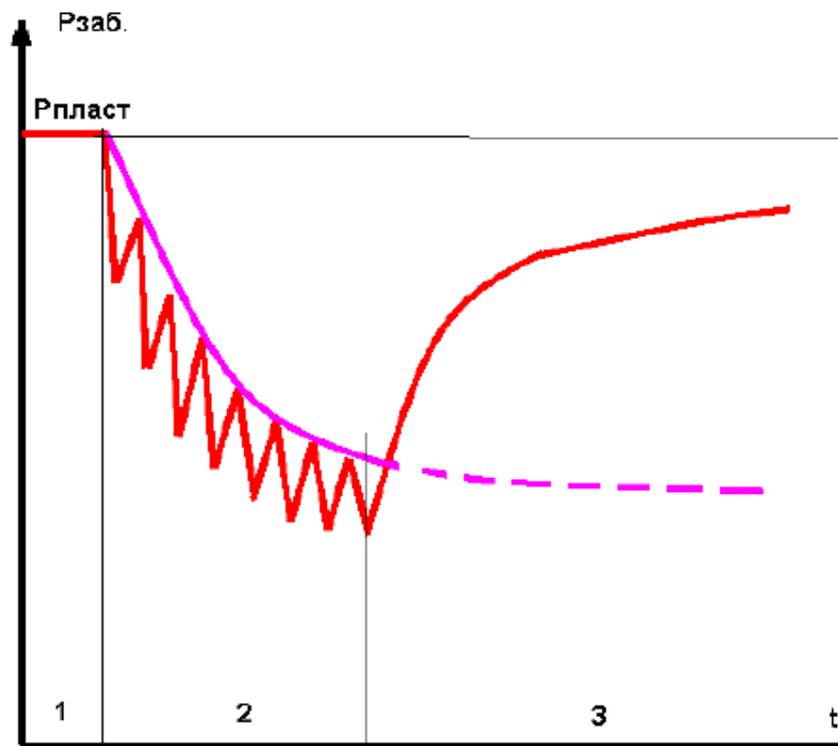
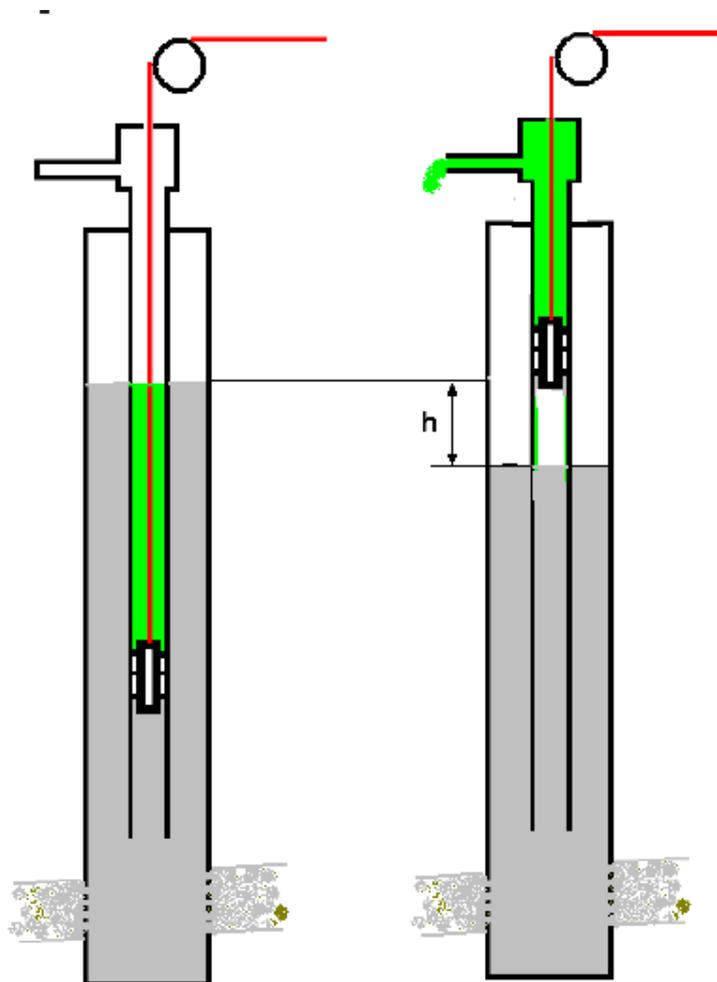


СХЕМА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ СВАБОМ



Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

Изменение забойного давления при
свабировании

$V_{изв} \approx 0.3 \text{ м}^3$ $t \text{ цикла} \approx 10-20 \text{ мин}$

РЕАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

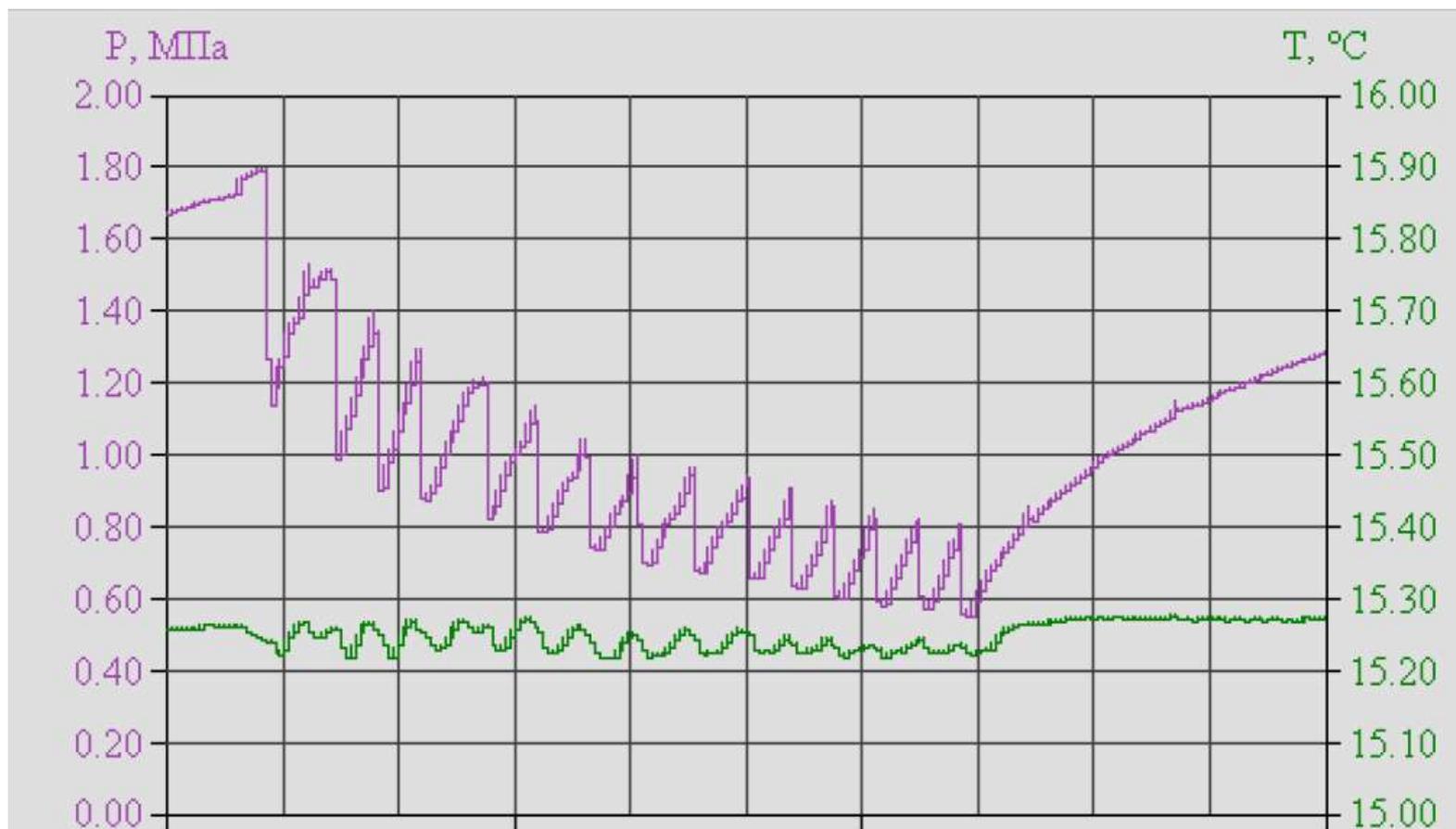
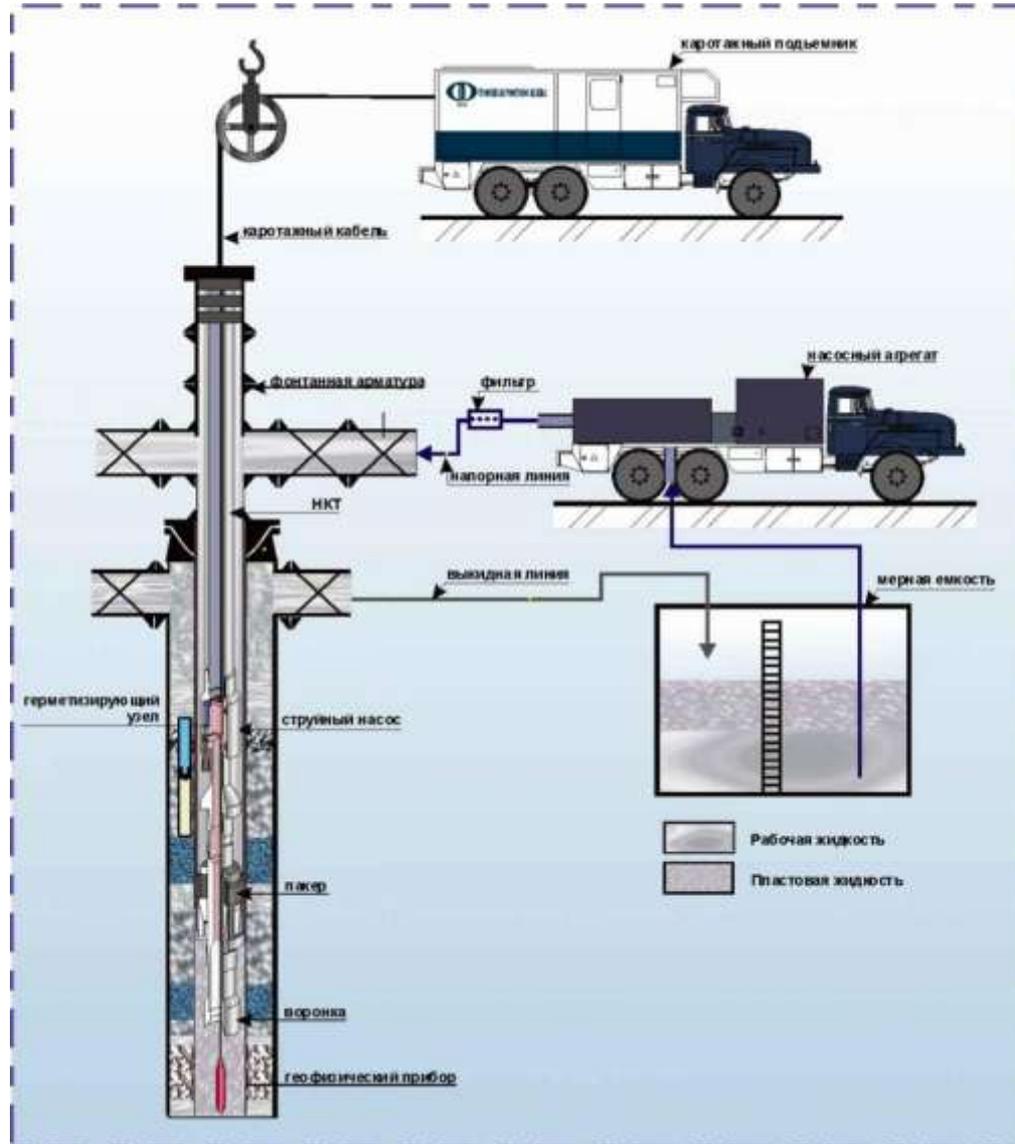
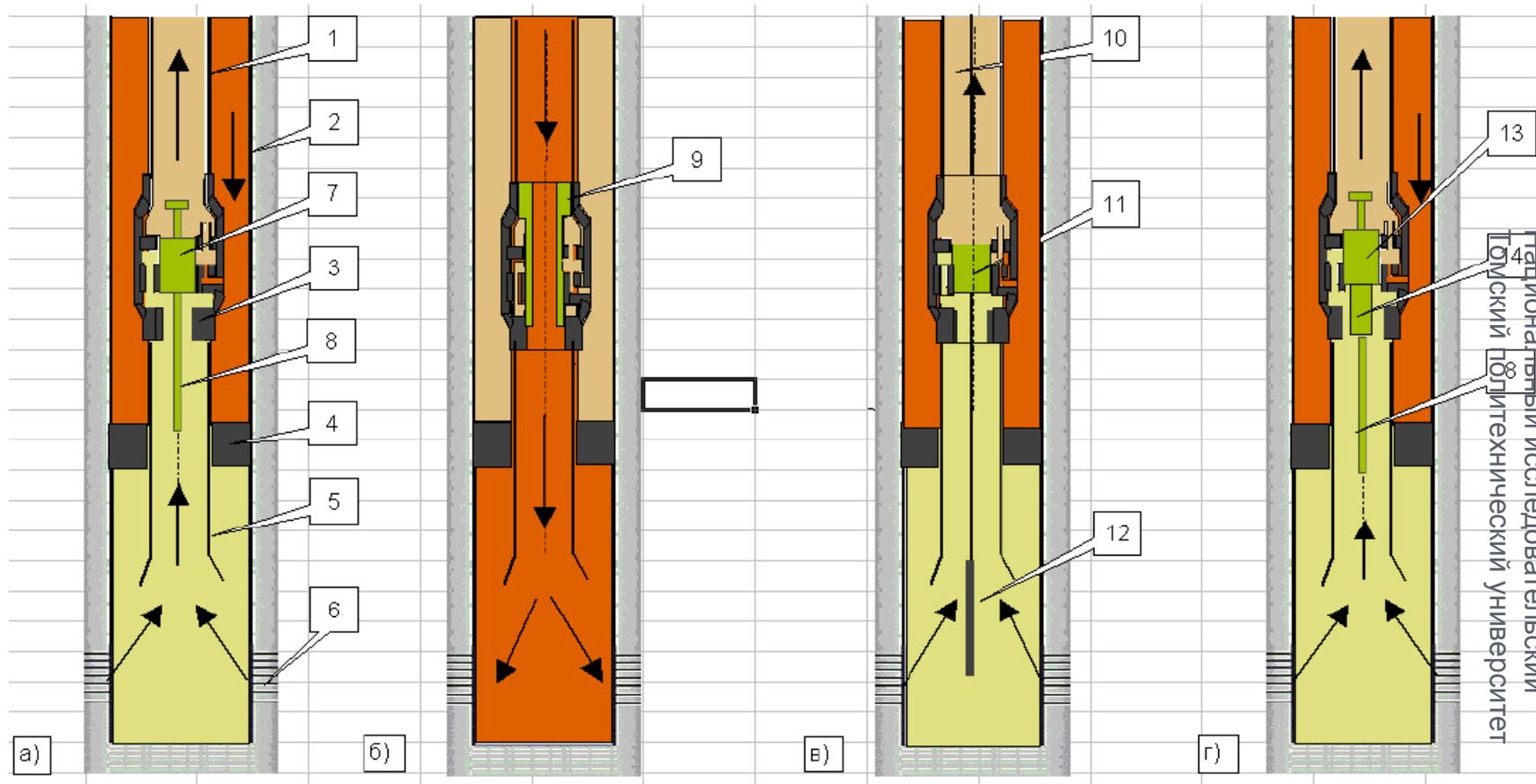


СХЕМА КОМПОНОВКИ ПОДЪЕМНОГО И ПЛАСТИНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РАБОТЕ УСТРОЙСТВА УЭГИС



НАСОСОМ УГИС-11



Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

1. - НКТ	6. - зона перфорации	11. - герметизирующий узел
2. - эксплуатационная колонна	7. - депрессионная вставка	12. - комплексный прибор
3. - УГИС-6	8. - автономный манометр	13. - вставка КВД
4. - пакер	9. - блокирующая вставка	14. - обратный и уравнильный клапана
5. - хвостовик с воронкой	10. - кабель	

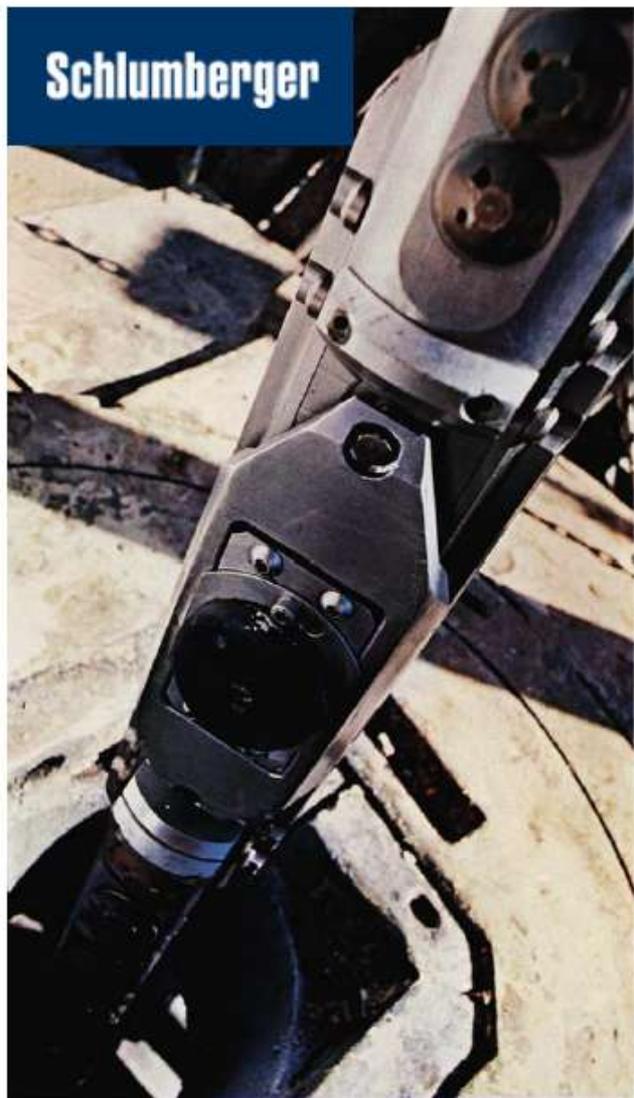
МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ УГИС

- **Ограниченность объема извлекаемой жидкости временем работы ц/агрегата.**
- **Низкая депрессия в высокодебитных скважинах.**
- **Репрессия на пласт при остановке циркуляции.**
- **Регистрация на подъеме.**

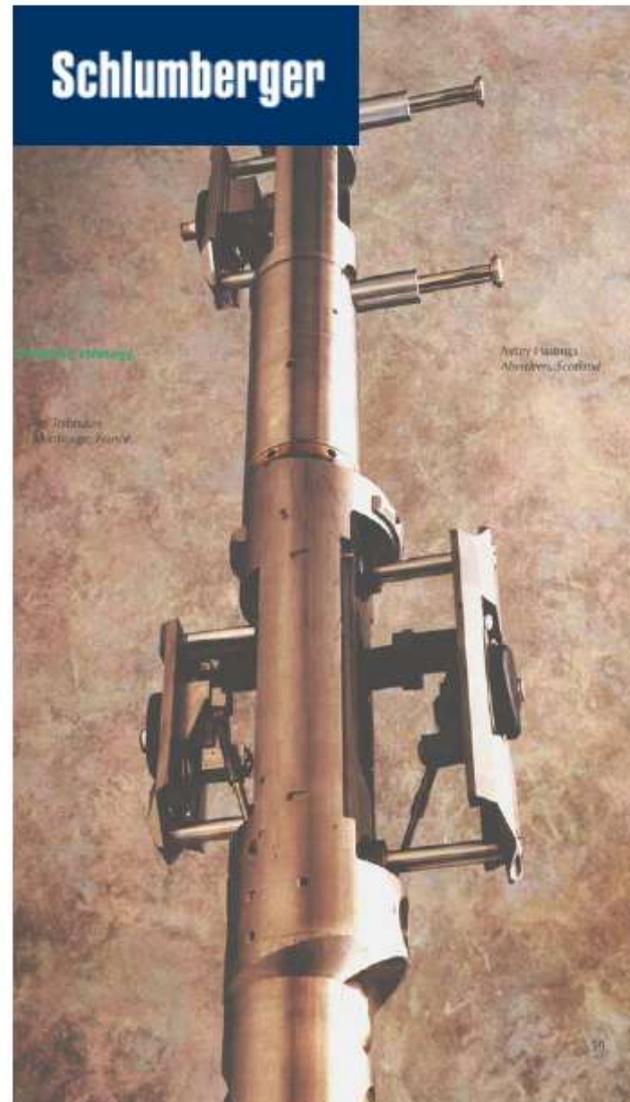


Пластоиспытатели

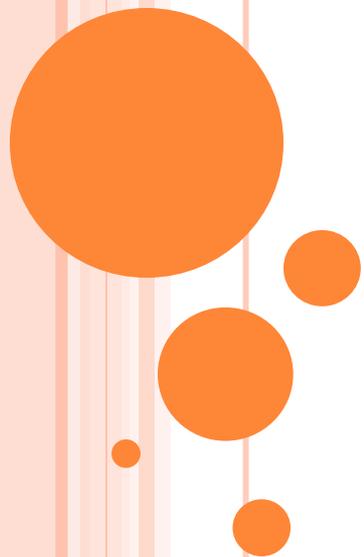
Р
Ф
Т
У
С
Т
Р
О
Й
С
Т
В
О



М
Д
Т
У
С
Т
Р
О
Й
С
Т
В
О



МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН



- Контроль ТС скважин – актуален на протяжении всего срока эксплуатации: от строительства до ликвидации.
- **Группы методов контроля ТС:**
 1. Методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия);
 2. Акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК) или отраженных (САТ) ультразвуковых волн;
 3. Пассивная акустика (шумометрия);
 4. Электромагнитные методы (ЛМ);
 5. Радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия и цементометрия);



1. **Инклинометрия скважин**

Инклинометрия – измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине.

Расчетные параметры:

1. Координаты оси скважины;
2. Абсолютные отметки глубины;
3. Приращения (удлинения) длины ствола;
4. Величина и направление смещения забоя скважины относительно устья;
5. Абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, ЭЦН) и геологических объектов разработки.

По типу применяемого датчика:

1. Магнитные
2. Гироскопические



Инклинометрия скважин

- ***Магнитные инклинометры:***

- Измеритель азимута – магнитная стрелка
- Зенитный угол (искривление) – отвес

- ***Гирскопический инклинометр:***

- Измеритель угловой скорости на базе трехстепенного гироскопа и измерители ускорений (акселерометры)



MULTIFINGER IMAGING TOOL (MIT) (SONDEX)



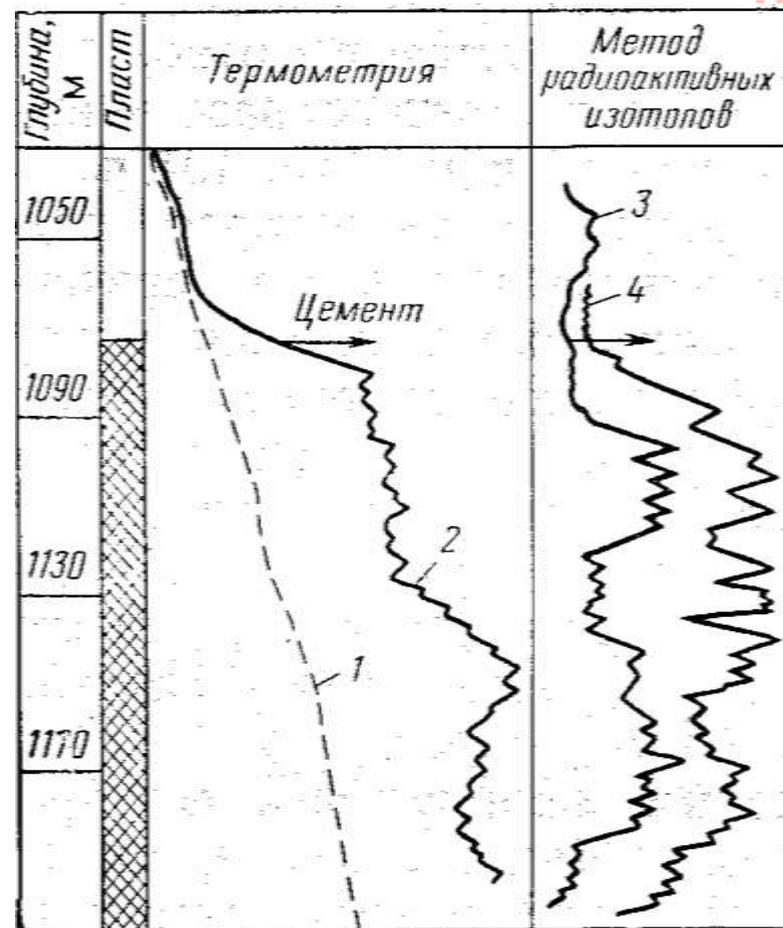
Число рычагов: 24, 40, 60
Диаметр: 43, 70, 99 мм
Длина: 1.64, 1.68, 1.79 м
Масса: 9, 32, 44 кг
Стандартная длина
рычагов: 144, 178, 254 мм
Точность: 0.76 мм



МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ: ТЕРМОМЕТРИЯ

Определение верхней границы подъема цемента

Название	Химический элемент	Вещество	Энергия гамма-излучения, МэВ	$T_{1/2}$
Кобальт	^{60}Co	CoCl_2	1.1.-1.3	5.3 года
Цинк	^{65}Zn	ZnCl_2	1.14	250 дней
Цирконий	^{95}Zr	$\text{Zr}(\text{C}_2\text{O}_4)$	0.39-1.0	65.3 дня
Железо	^{59}Fe	FeCl_3	1.1-1.3	45 дней
Йод	^{131}I	NaI, KI	0.08-0.5	8.1 день



- **Гамма-гамма-цементометрия и гамма-гамма-толщинометрия**
- технического состояния скважины:
 - а) контроль качества цементирования обсадных колонн;
 - б) контроль технического состояния колонн.
- Последний включает:
 - - измерение толщины стенки обсадной колонны;
 - - определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
 - - определение дефектов в обсадных трубах;
 - - паспортизацию обсадных колонн.
- Принцип работы - регистрация по периметру колонны рассеянного гамма-излучения при облучении исследуемой среды гамма-источником.
- Приборы **ГГК**, применяемые для контроля качества цементирования обсадных колонн, называются гамма-гамма-цементомерами (ГГЦ).
- Приборы **ГГК**, используемые для контроля технического состояния колонны, называются гамма-гамма-толщиномерами (ГГТ).



СГДТ – селективный гамма-дефектомер-толщиномер предназначенный для определения плотности вещества в затрубном пространстве, эксцентриситета колонны и толщины обсадной колонны.

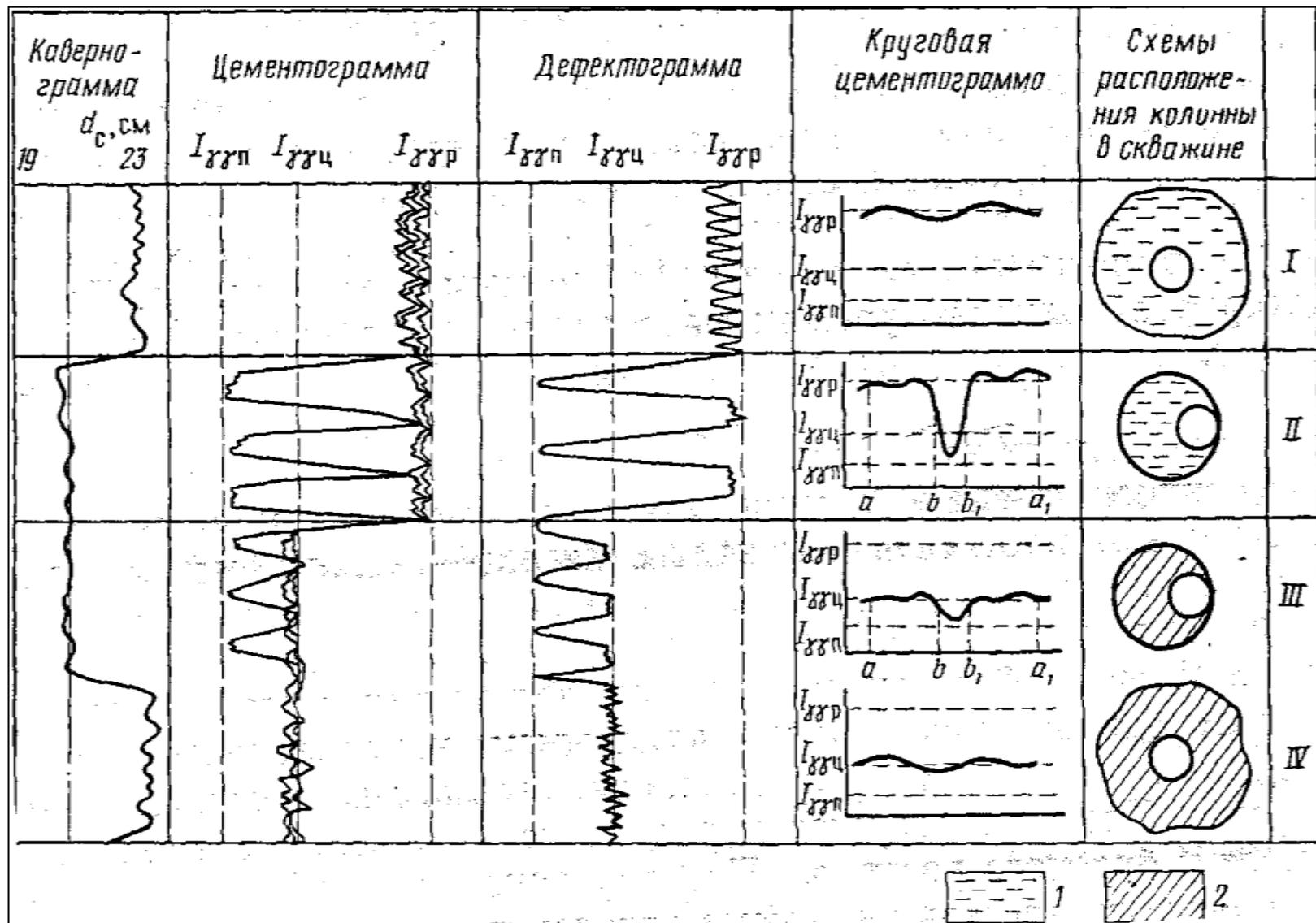




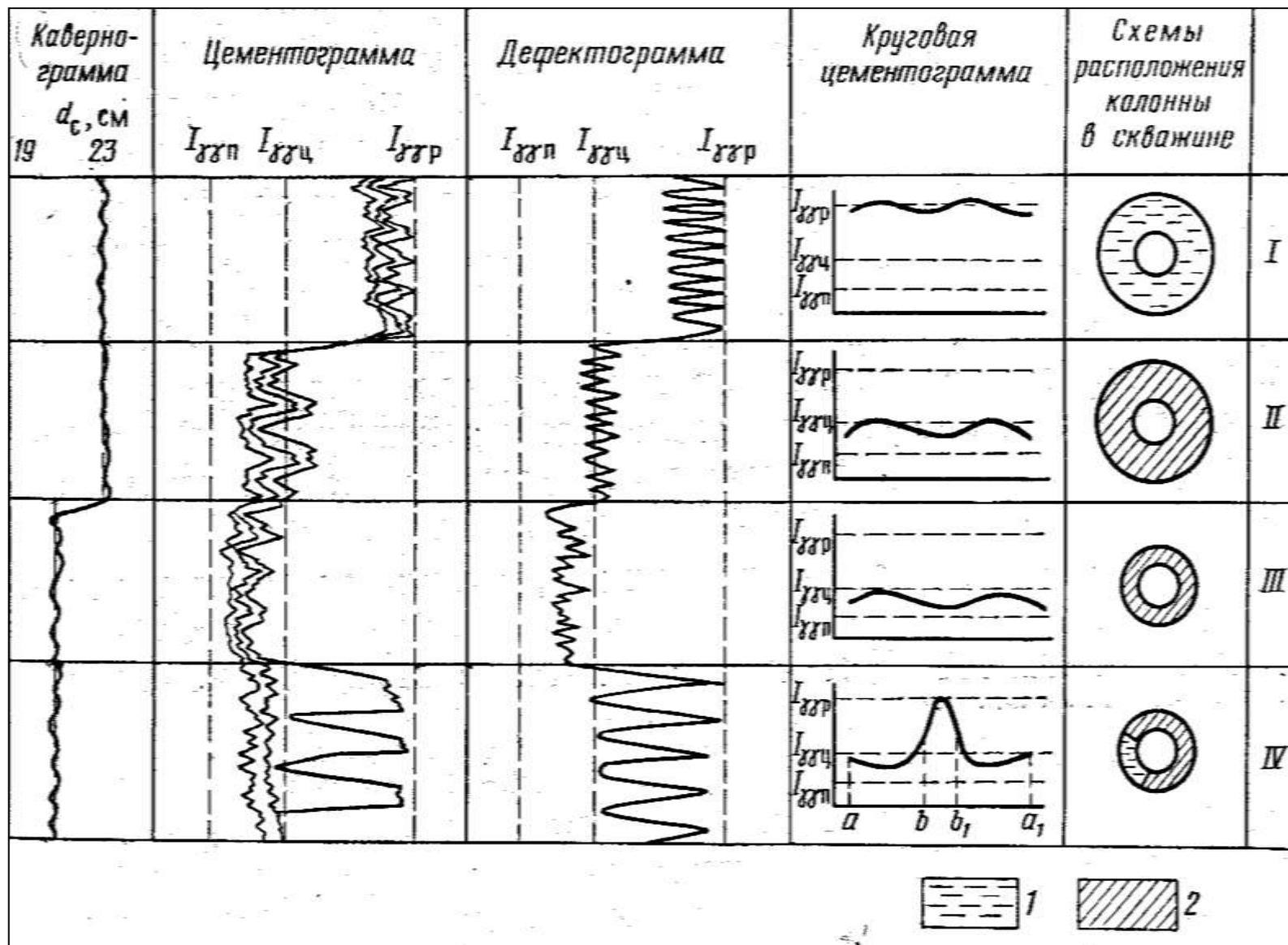
Прибор СГДТ
состоит из
источника гамма-
излучения,
набора датчиков
толщиномера и
плотномера.



МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ: ГГКЦ



МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ: ГГКЦ



С помощью прибора СГДТ решаются следующие нефтепромысловые задачи:

1. определение высоты подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве.
2. определение характера заполнения затрубного пространства тампонажной смесью по стволу и периметру.
3. определение эксцентриситета колонны в скважине.
4. определение каналов и каверн в цементном камне.
5. определение интервалов механического и коррозионного износа труб обсадной колонны.



Акустический цементомер

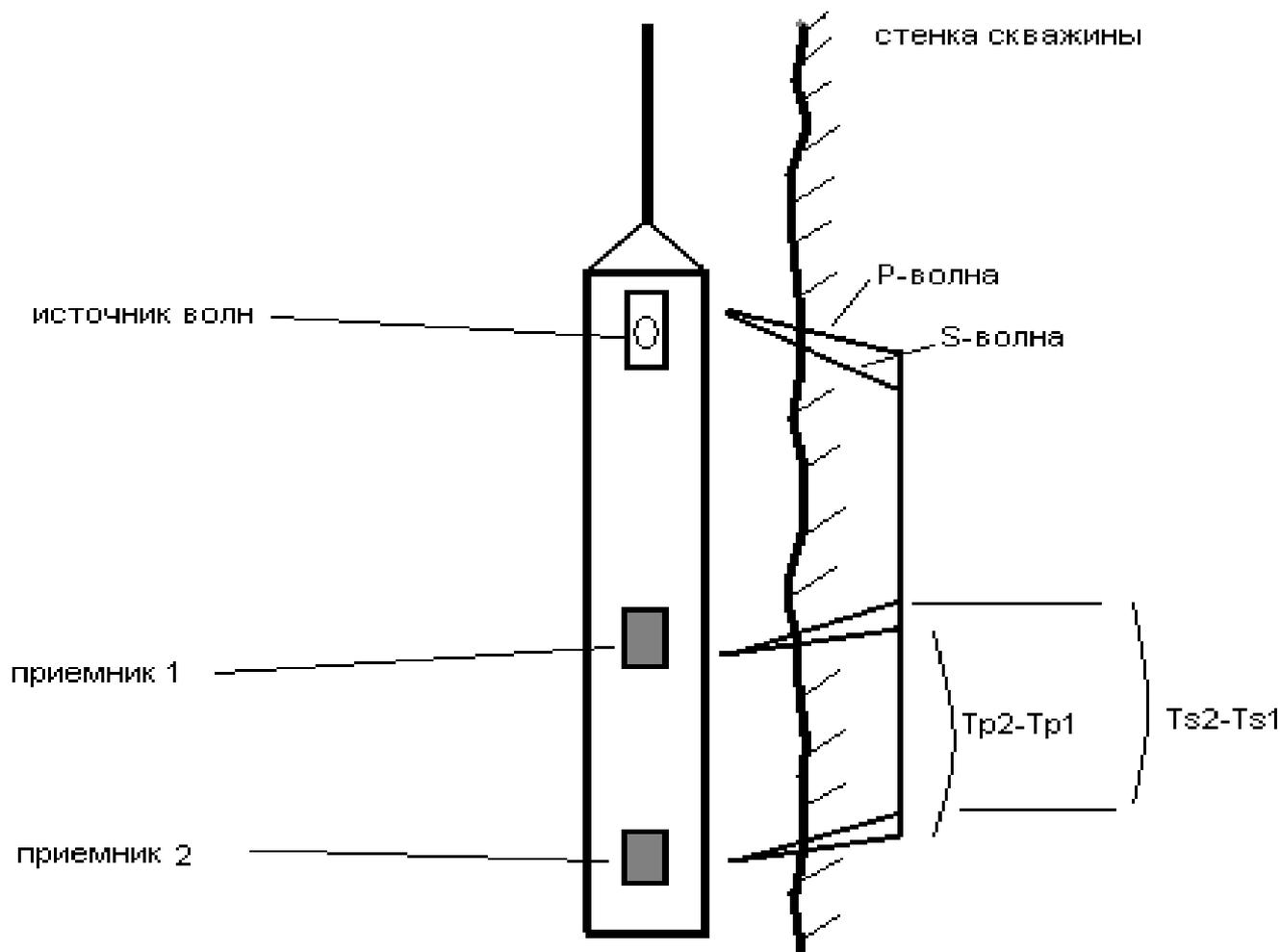


Задачи АКЦ

- 1. Определение высоты подъема цемента**
- 2. Выявление наличия или отсутствия цемента за колонной**
- 3. Обнаружение каналов, трещин и каверн в цементном камне**
- 4. Изучение степени сцепления цемента с колонной и породами**
- 5. Исследование процесса формирования цементного камня во времени**

ПРОСТЕЙШИЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ЗОНД АК, СОДЕРЖАЩИЙ В СВОЕМ СОСТАВЕ ИЗЛУЧАТЕЛЬ, УПРУГИХ ВОЛН ЗВУКОВОГО (2-20 кГц) и УЛЬТРАЗВУКОВОГО (2-60 кГц) ДИАПАЗОНОВ ЧАСТОТ И РАСПОЛОЖЕННЫЙ ОТ НЕГО НА ОПРЕДЕЛЕННОМ РАССТОЯНИИ (1,4-3,5 м) ШИРОКОПОЛОСНЫЙ ПРИЕМНИК.

СХЕМА ПРИБОРА ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ АК



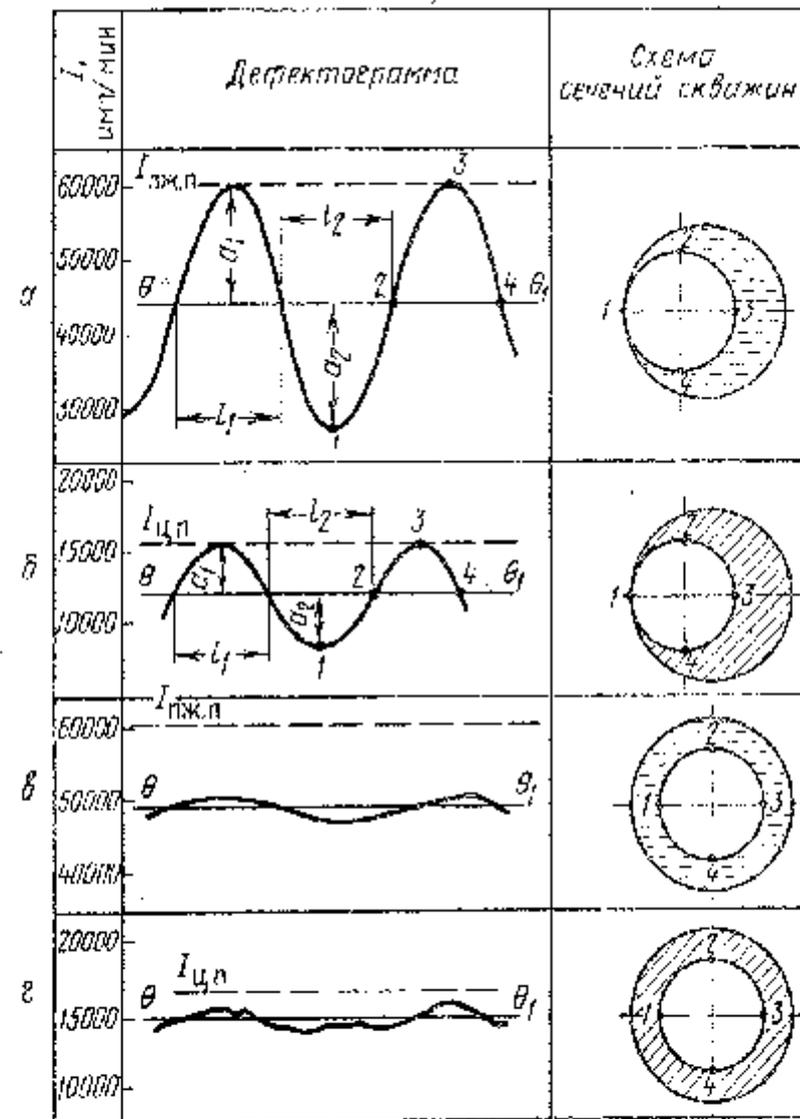
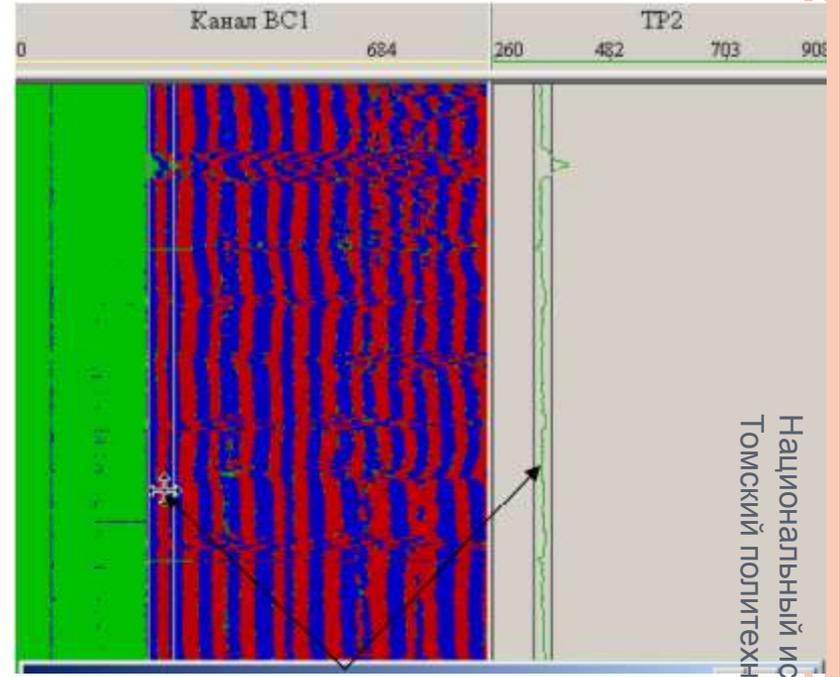
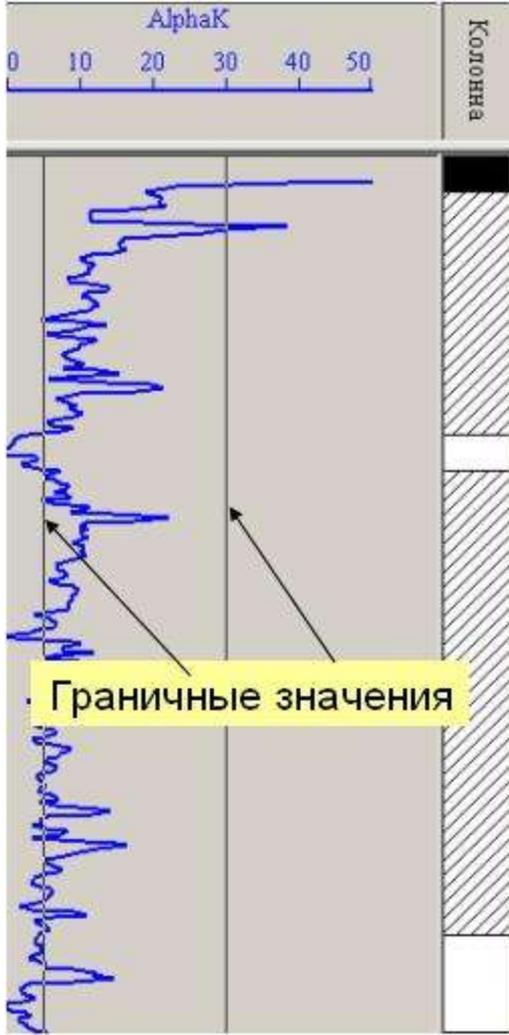


Рис. 61. Дефектограммы, зарегистрированные по точкам в скважинах с колонной, иллюстрирующие заполнение затрубного пространства однородным по плотности веществом.

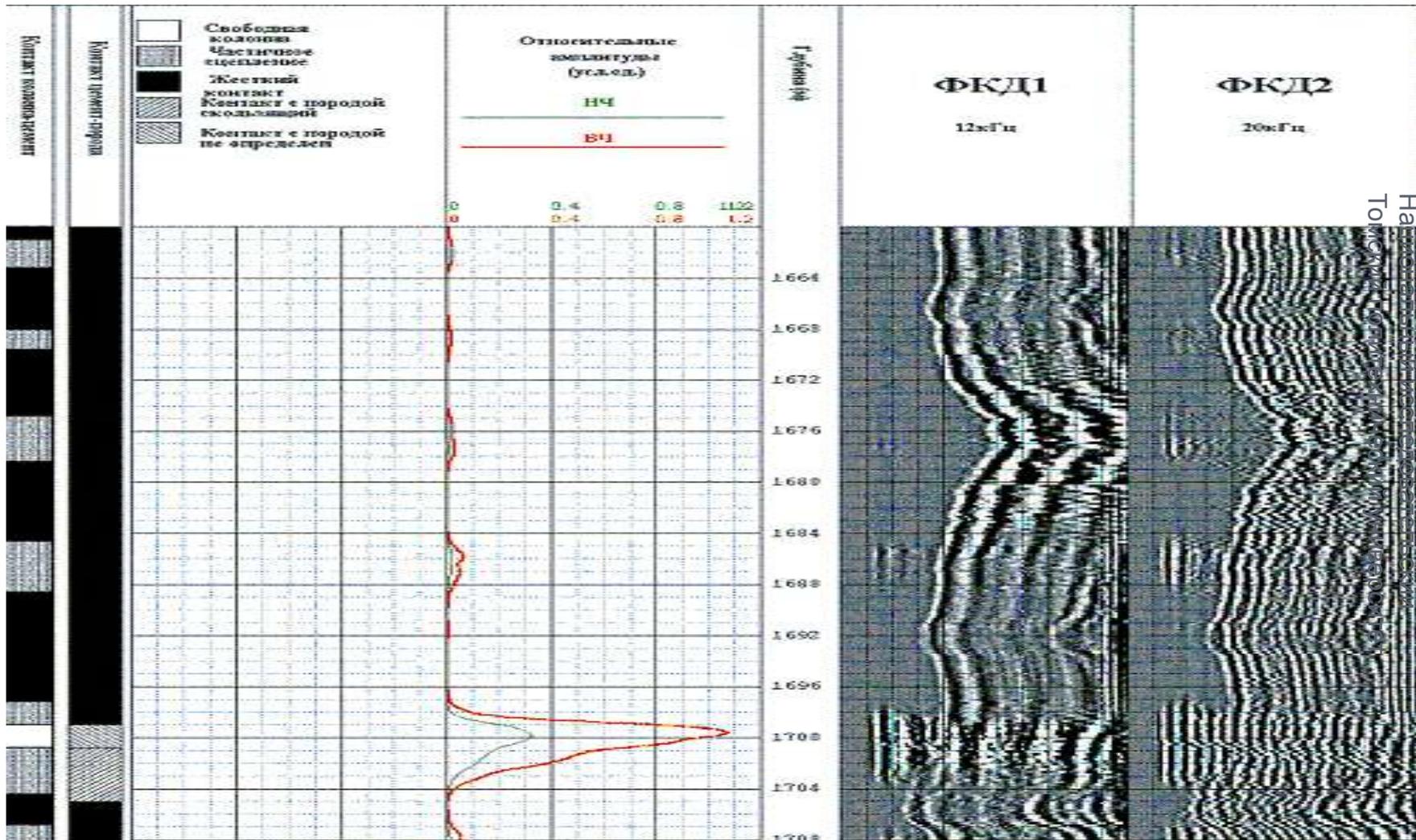
Расположение колонны: а — эксцентричное, в затрубном пространстве промышленная жидкость, глубина измерения 680 м; б — эксцентричное, в затрубном пространстве цементный камень, глубина измерения 1426 м; в — центрированное, в затрубном пространстве промышленная жидкость, глубина измерения 967 м; г — центрированное, в затрубном пространстве цементный камень, глубина измерения 1140 м



Интерпретация



АКУСТИЧЕСКИЙ КАРТАЖ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ (АКЦ)



Метод акустического сканирования внутренней поверхности обсадной колонны – САТ

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

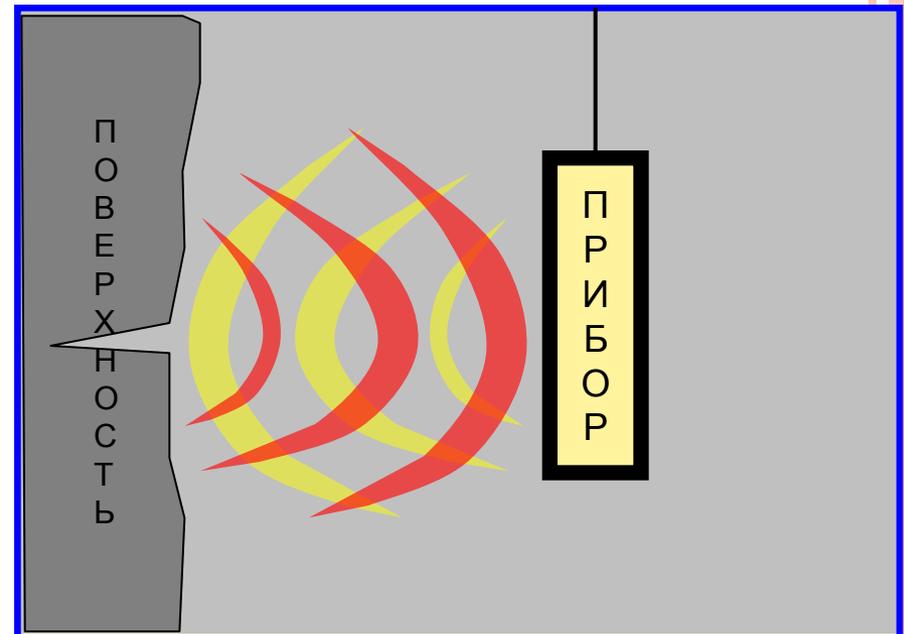
- Акустический каротаж на отраженных волнах предназначен для растрового отображения стенки скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных от нее высокочастотных упругих импульсов.
- **Измеряемые величины** – времена и амплитуды (интенсивность) отраженной волны.
- **Единицы измерения** – микросекунда (мкс) и безразмерная единица соответственно.



Акустическая телеметрия основана на регистрации характера изменения отраженного от внутренней поверхности труб акустического импульса, испускаемого скважинным прибором.

В полете они испускают ультразвуковые импульсы, к ним возвращается эхо, отраженное от неподвижных и движущихся объектов, в их мозгу происходит анализ звуковой картины .

Этот принцип лег в основу метода акустической телеметрии



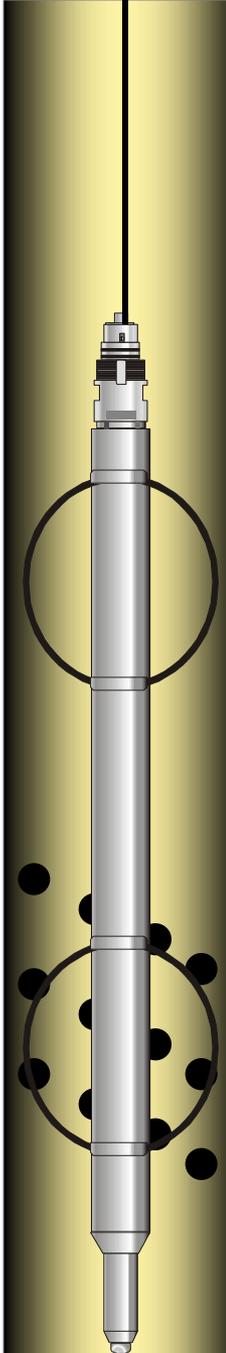
Для исследований состояния внутренней поверхности обсадных колонн мы используем прибор **CAT-1**

Требования к скважине

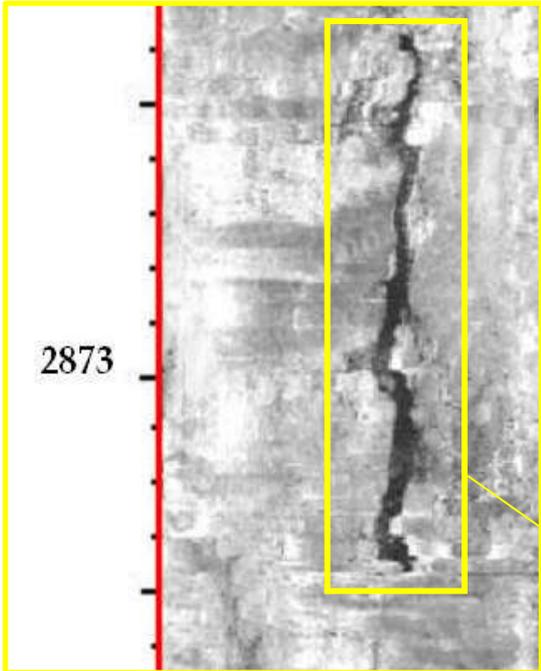
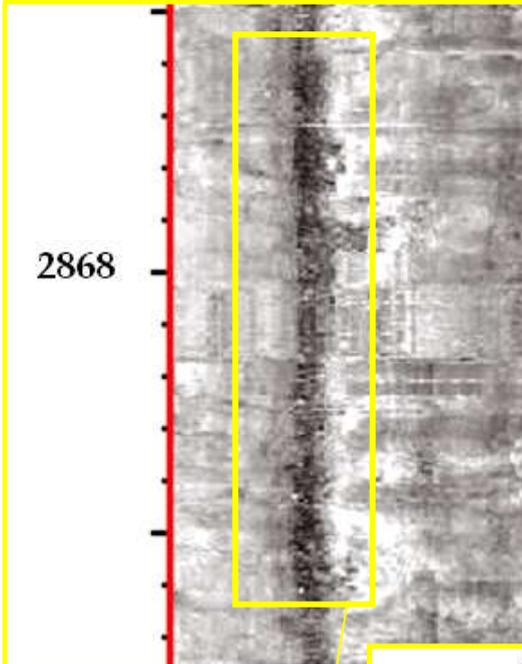
Диаметр исследуемых скважин 100-300 мм;
Исследуемая скважина должна быть заполнена водой любой минерализации или нефтью, или промывочной жидкостью плотностью не более 1.25 г/см^3 без утяжеляющих добавок и пузырьков газа.

Характеристики прибора

Прибор	Длина (м)	Диаметр (мм)	Максимальная температура (град.Ц)	Максимальное давление (МПа)	Скорость каротажа (м/ч)	Вес (кг)
CAT	3,0	90	125	60	100	78



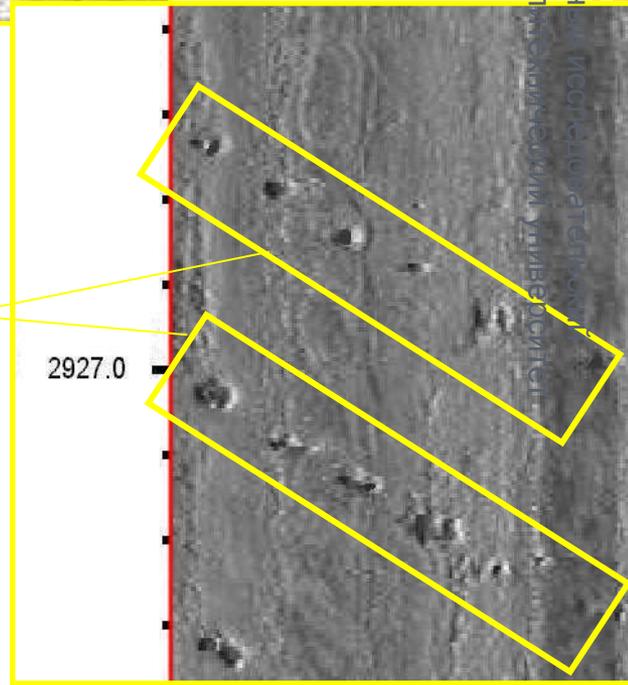
Метод акустического сканирования максимально приближен к прямым методам, т.к. позволяет получить акустическую фотографию места нарушения и провести визуальную диагностику.



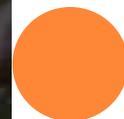
смятие колонны

перфорация

порыв колонны



ПЕРФОРАЦИЯ



ПЕРФОРАЦИЯ

- это создание в стальной колонне, цементном камне и горной породе каналов (отверстий) для того, чтобы пластовая жидкость поступала в скважину.
- Глубина канала – 70-200 мм
- Диаметр канала – 8-25 мм
- Плотность перфорации – 10-20 отверстий на 1 м
- Размеры канала определяются физическими свойствами горных пород, техническим состоянием скважины, пластовым давлением и типом применяемой аппаратуры.



ВИДЫ ПЕРФОРАЦИИ

- Кумулятивная
- Пулевая
- Пескоструйная
- Сверлящая
- Химическая

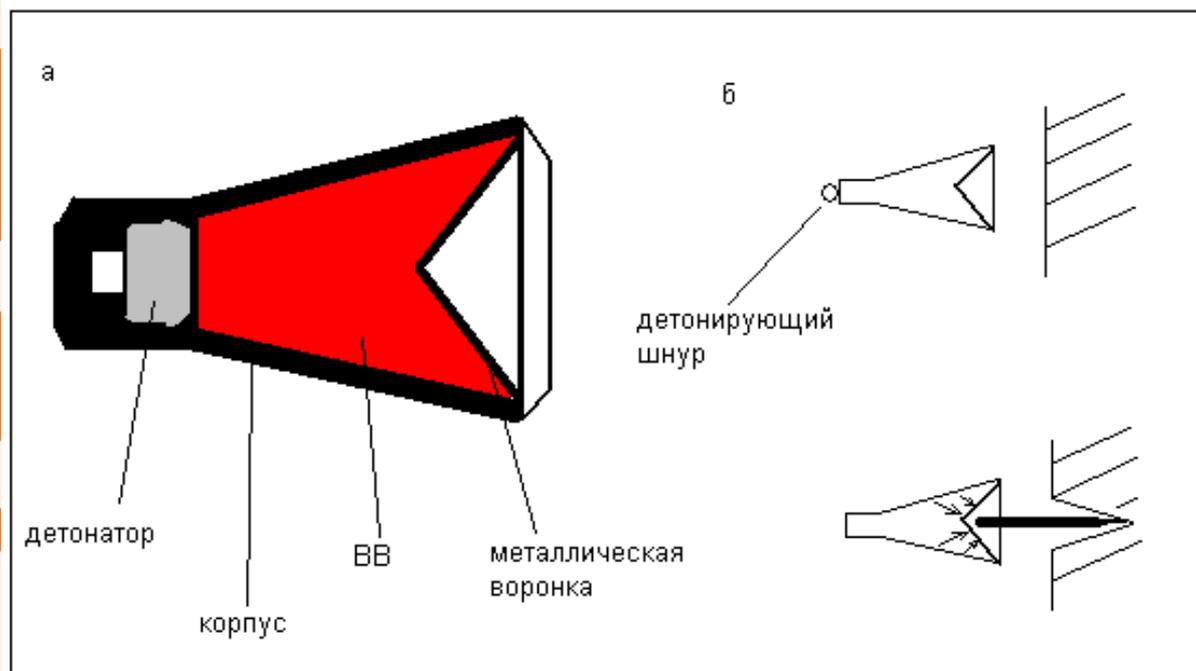


ПЕРФОРАЦИЯ

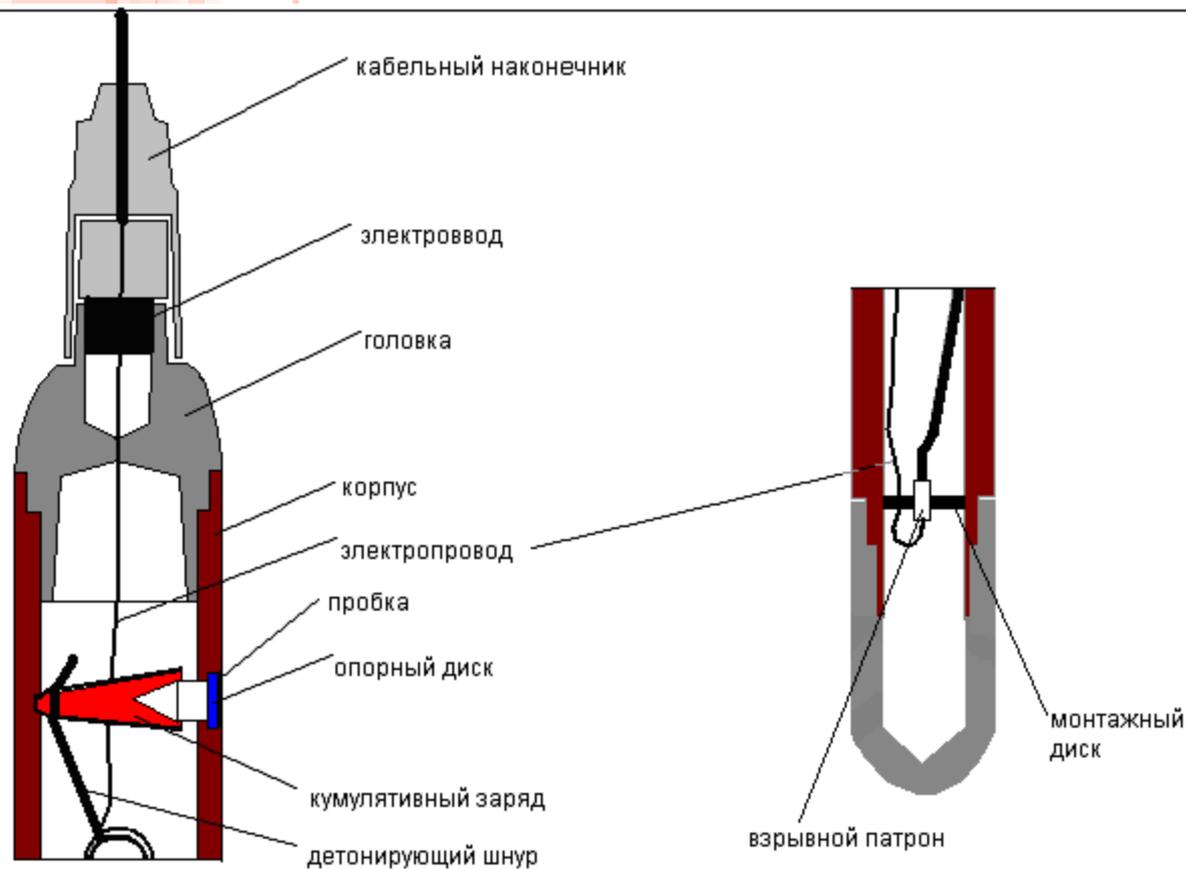
- Кумулятивная перфорация:
 - Перфораторы, спускаемые на кабеле
 - Перфораторы, доставляемые на НКТ



НАИБОЛЬШЕЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПОЛУЧИЛА КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ. КУМУЛЯТИВНЫЕ ПЕРФОРАТОРЫ ОТЛИЧАЮТСЯ ОТ ПУЛЕВЫХ РАЗМЕРАМИ, КОНСТРУКЦИЕЙ, МОЩНОСТЬЮ И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ ЗАРЯДА.

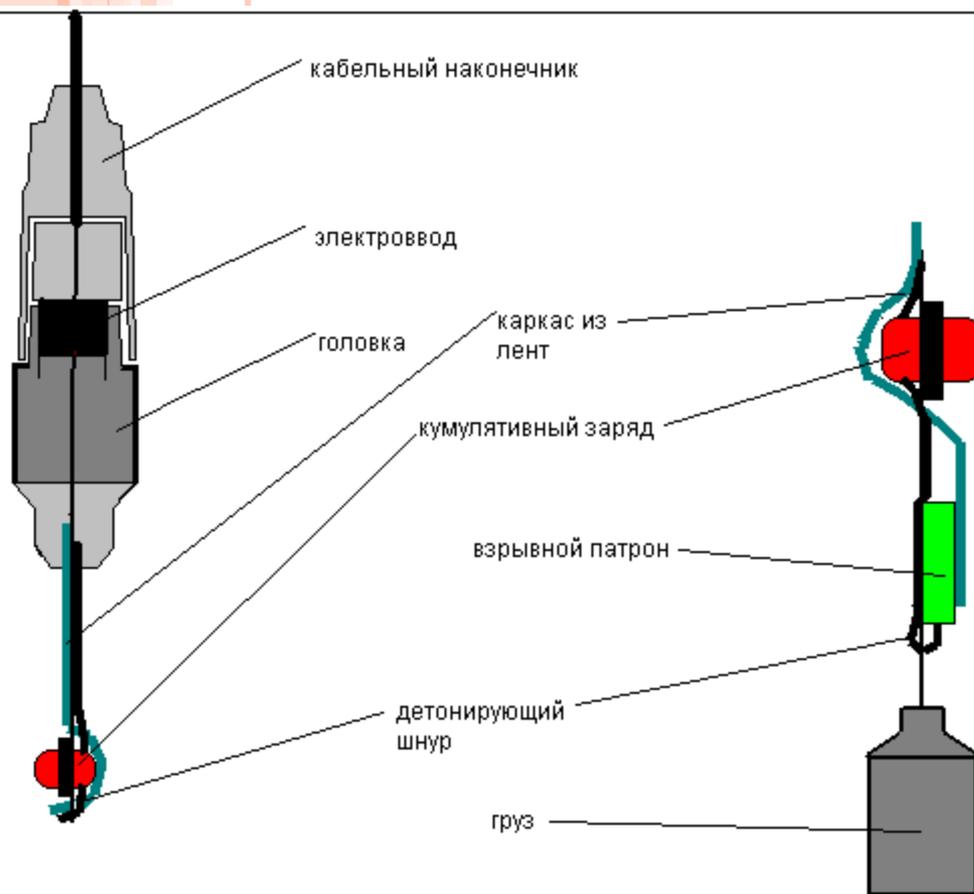


КОРПУС КУМУЛЯТИВНОГО ПЕРФОРАТОРА ИЗГОТАВЛИВАЮТ ИЗ ВЫСОКОПРОЧНОЙ ХРОМНИКЕЛЬМОЛИБДЕНОВОЙ СТАЛИ, А ГОЛОВКУ И НАКОНЕЧНИК – ИЗ ПРОЧНОЙ ХРОМИСТОЙ СТАЛИ. ДЕТАЛИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ТЕРМИЧЕСКИ ОБРАБАТЫВАЮТСЯ.



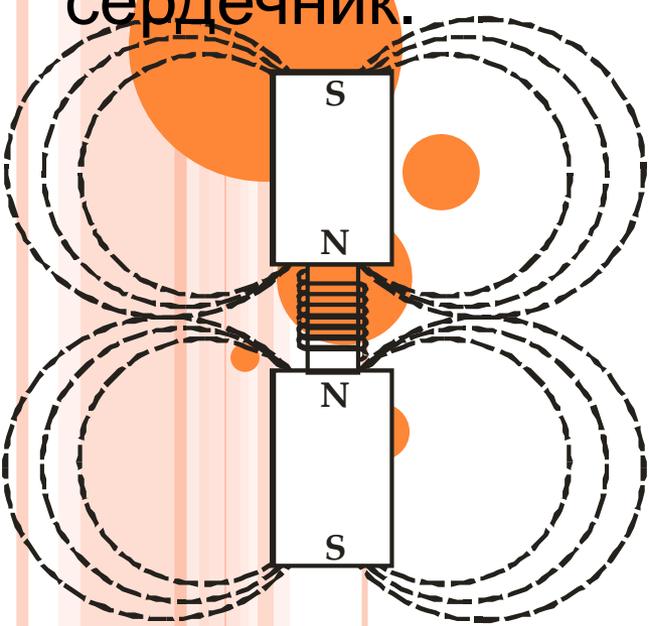
Недостатком корпусных перфораторов многократного использования являются ограничения по проходному диаметру, малая мощность вскрываемого интервала за один спуск

Ленточные перфораторы с зарядами в стеклянных или ситалловых оболочках типа ПКС имеют каркас в виде сборной гирлянды стальных лент с верхней головкой под кабельный наконечник и нижним чугунным грузом.

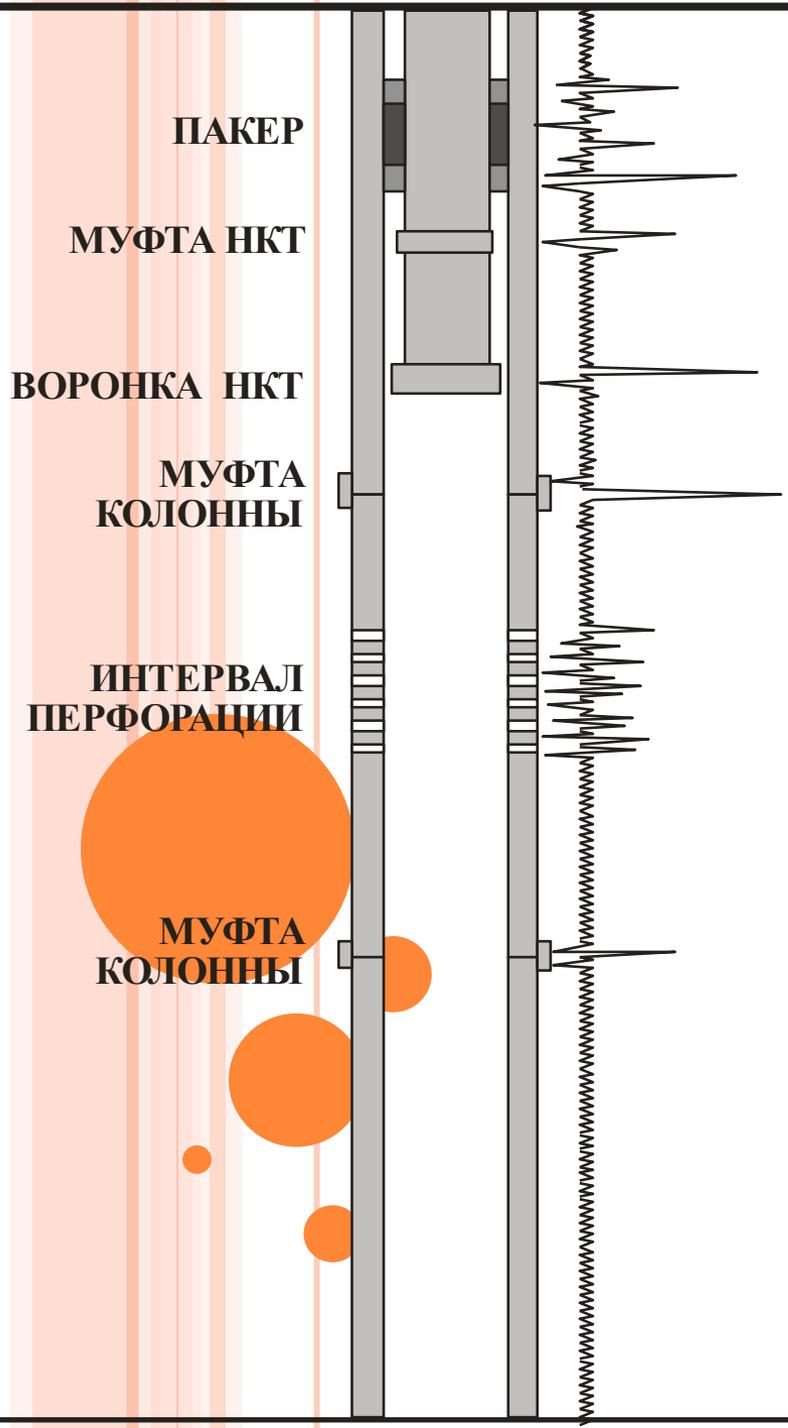


При отстреле перфоратора оболочки зарядов разрушаются на мелкие частицы, не засоряя скважину, ленты деформируются, разрушаясь, и их извлекают из скважины. Недостатком является меньшая пробивная способность по сравнению с корпусными перфораторами, фугасное действие на колонну и цемент.

При проведении ПВР в качестве метода привязки и контроля интервалов прострела применяется локатор муфт, и гамма-метод для точной привязки по скважине интервала ПВР к развезу скважины. В локаторе муфт, чтобы определить место нахождения муфты, используется принцип индукции. Локатор состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник.



Это особое размещение магнитов (их полюсов) генерирует очень сильное магнитное поле. Так как ЛМ двигается обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (муфта). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, в которой



Дополнительно ЛМ применяют для регистрации местоположения технических элементов и глубинного оборудования в скважине: воронка НКТ, пакер, фильтр и др. Поскольку при проведении перфорационных работ в скважине происходит нарушение целостности обсадной колонны ЛМ применяется для контроля интервалов прострела. Поскольку показания метода ЛМ ни как не связаны с разрезом скважины для привязки полученных результатов к глубине, регистрацию ЛМ выполняют одновременно с