



**Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) - исследования, основанные на изучении естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространстве с целью:**

- изучение геологического разреза и массива горных пород;
- выявления и оценки полезных ископаемых;
- контроля за разработкой месторождений полезных ископаемых и эксплуатацией подземных хранилищ газа (ПХГ);
- оценки технического состояния скважин;
- изучение продуктивных пластов;
- оценки ущерба, наносимого недрам при их использовании, а так же предусматривающие проведение следующих работ:
  - опробывания пластов;
  - отбор образцов пород и пластовых флюидов;
  - различных операций с применением взрывчатых веществ (ПВР)
  - интенсификации притоков флюидов из продуктивных пластов;
  - геолого технические исследования в процессе бурения.

# ГИРС

## Исследования скважин в открытом стволе

Электрические  
Радиоактивные  
Акустические  
Профилеметрия  
Инклинометрия

## Испытания скважин в открытом стволе

Испытатели пластов на трубах  
ОПК и ГДК

## Контроль тех. состояния обсадных колонн

Контроль качества цементирования  
Акустическое сканирование  
Трубная профилеметрия

## Определение мест негерметичности э/к и интервалов перетоков

Электромагнитная дефектоскопия  
Индикаторные методы

Прихватаопределитель

## Контроль за разработкой месторождений

Методы состава притока  
Контроль уровней  
Гидродинамические исследования  
Контроль текущего нефтенасыщения  
Индикаторные методы

ВСП

Проводка скважин

## Исследования горизонтальных скважин

ВИКИЗ  
ЭКМА-90Г  
Гамма каротаж, Нейтрон-нейтронный каротаж  
Инклинометрия  
Спектрометрия  
Плотностной каротаж  
Профилеметрия

## Специальные методы

Наклонометрия  
Ядерно-магнитный каротаж  
СО каротаж  
ЭКОС

## Вызов притока

Свабирование  
Многофункциональный струйный насос  
Испытатели пластов на трубах

## ГК и ГТИ

Геологические исследования  
Геохимические исследования  
Технологические исследования

# Различают следующие виды ГИРС:

*Геофизические исследования в скважинах (ГИС)* — измерения в скважинах параметров различных по природе физических полей, естественных или искусственно вызванных, с целью изучения:

- строения и свойств вскрытых скважиной горных пород и содержащихся в них флюидов;
- конструктивных элементов скважины;
- состава и характера движения флюидов в действующих скважинах.

*Геофизические работы в скважинах* — технологические операции по обеспечению строительства и ремонта скважин, выполняемые геофизическими предприятиями, включающие:

- прострелочно-взрывные работы (ПВР) по вторичному вскрытию, интенсификации притоков и ликвидации аварий;
- испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле;
- отбор образцов пород и флюидов приборами на кабеле;
- вызов притока свабированием и импульсными депрессионными воздействиями;
- акустические, тепловые, электрические и импульсные воздействия на призабойную зону пластов;
- очистку забоев скважин, устранение гидратных и парафиновых пробок в стволах скважин;
- установку разделительных мостов, пакеров и ремонтных пластырей;
- установку забойных клапанов и штуцеров, и другие подобные операции.

*Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ)* - измерение параметров бурения, параметров и свойств промывочной жидкости, содержания в ней углеводородов и других поступающих из вскрытых пластов флюидов; отбор и экспресс-анализ шлама, экспресс-анализ керна на буровой.

# По характеру решаемых задач различают следующие виды ГИС:

*Исследования разрезов скважин в околоскважинном пространстве (КАРОТАЖ)* - геофизические исследования, основанные на измерении параметров физических полей в скважине и в околоскважинном пространстве с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза, поисков, разведки и контроля разработки месторождений полезных ископаемых, привязки по глубине к разрезу других исследований и операций в скважинах, а также получения информации для интерпретации данных скважинной и наземной геофизики. Среди видов КАРОТАЖА различают: электрический каротаж (ЭК) - ПС, КС, БКЗ, МК, БК, БМК, ВП и др.; электромагнитный каротаж (ЭМК) - ИК, ДК, ВИКИЗ, ЯМК, КМВ и др.; радиоактивный каротаж (РК) - ГК, НК, ГГК, ИНК, ИНК-С/О и др.; термокаротаж (высокоточный, дифференциальный); акустический каротаж (АК); наклонометрия (электрическая, индукционная, акустическая).

*Исследования и контроль технического состояния скважин и технологического оборудования* - геофизические исследования, предназначенные для информационного обеспечения управления процессом бурения, заканчивания, капитального и подземного ремонта скважин и ликвидации аварий, включающие:

- определение траектории ствола скважины;
- изучение конфигурации ствола скважины;
- оценку качества цементного кольца и изолирующих мостов;
- определение толщины и состояния обсадных колонн и насос-но-компрессорных труб (НКТ);
- определение состояния технологического оборудования скважин;
- определение глубины прихвата бурового инструмента и НКТ.

*Гидродинамические исследования в скважинах* - геофизические исследования, предназначенные для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации, при закачке в них вытесняющего агента с целью получения данных о продуктивности, фильтрационных свойствах, а также гидродинамических связях пластов, включающие измерение давления, температуры, скорости потока, состава и свойств флюида в стволе скважины с использованием аппаратуры, спускаемой в скважину на каротажном кабеле.

*Опробование и испытание пластов и отбор образцов пород и флюидов (ПРЯМЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТА)* - операции, обеспечивающие отбор образцов пород и пластовых флюидов из стенок скважины, исследование их свойств и состава, а также измерение гидродинамических параметров и пластового давления в процессе отбора флюидов с целью изучения фильтрационных свойств пласта.



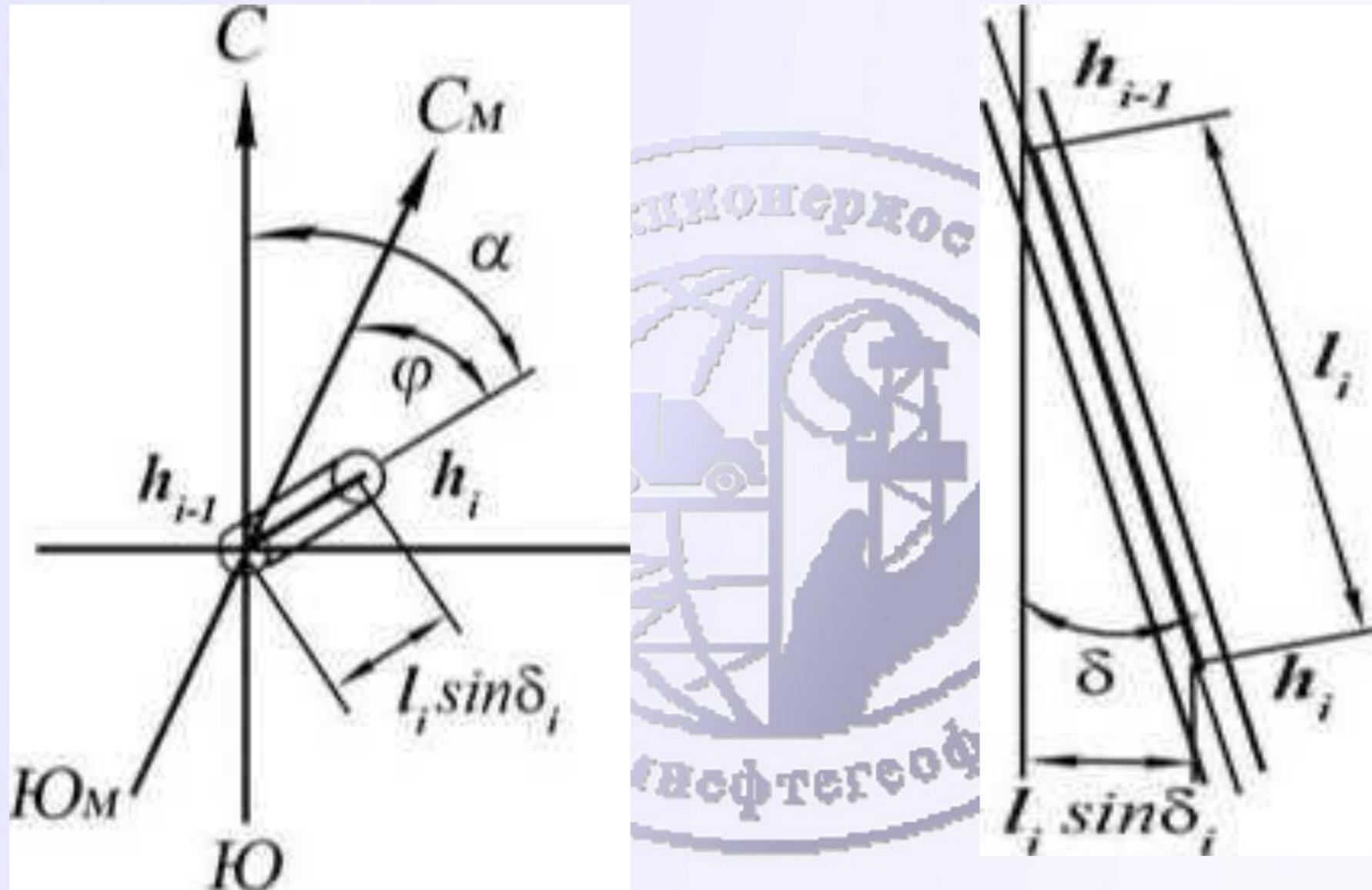


# Геофизические методы, применяемые при эксплуатации, ремонте и освоении

скважин:



# Инклинометрия



зенитный угол отклонения скважины от вертикали, угол между осью скважины и горизонтальной плоскостью;

магнитный азимут наклона скважины, угол между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией оси скважины, отсчитываемым по ходу часовой стрелки.

# **Метод электромагнитной дефектоскопии**

**Электромагнитная дефектоскопия является одним из основных методов изучения технического состояния обсадных колонн.**

**Основы метода заключаются в следующем.**

**В скважинном приборе имеется несколько зондов, включающих генераторные и приемные катушки. По генераторной катушке пропускаются импульсы тока, возбуждающие в окружающем пространстве переменное электромагнитное поле. Это поле индуцирует в обсадных колоннах вихревые токи. Присутствие в колонне дефектов: трещин, коррозионных впадин и сквозных отверстий, - вызывает изменение плотности вихревых токов, а также величины магнитного потока, протекающего по колонне. В результате изменяется величина вторичного магнитного поля внутри колонны и, соответственно, величина сигнала в приемных катушках.**

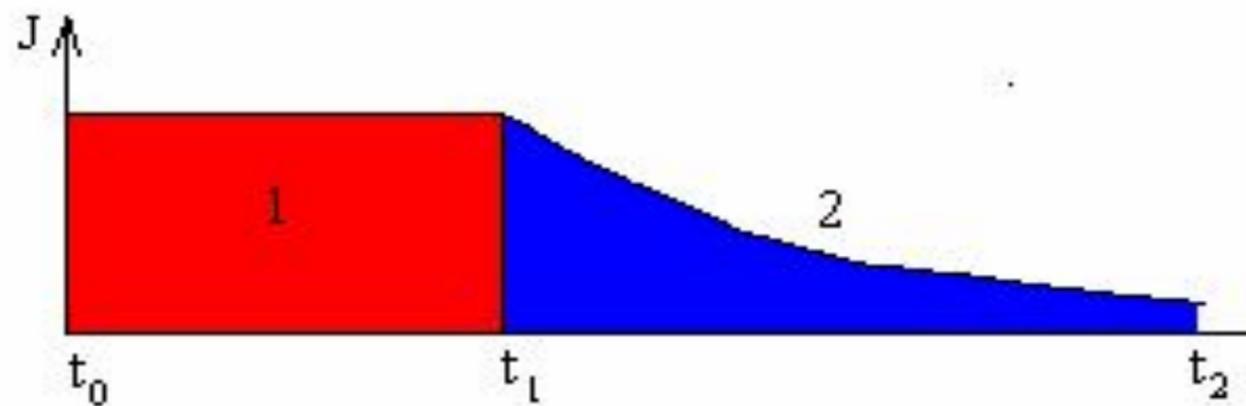
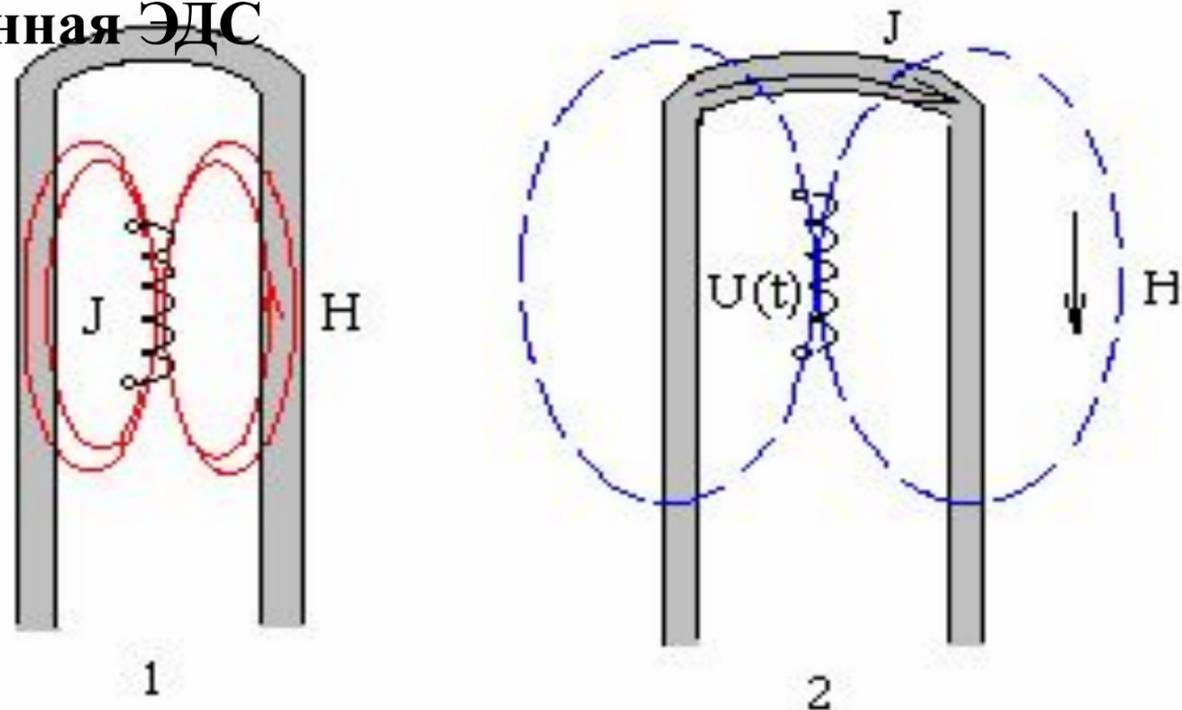
**Изучение характеристик поля позволяет:**

- детально обследовать техническое состояние колонны по нескольким образующим, обнаружить дефекты, определить их формы и размеры;**
- определить толщину стенки колонны, осредненную по окружности и по нескольким образующим;**
- выявить и определить местоположения перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации.**

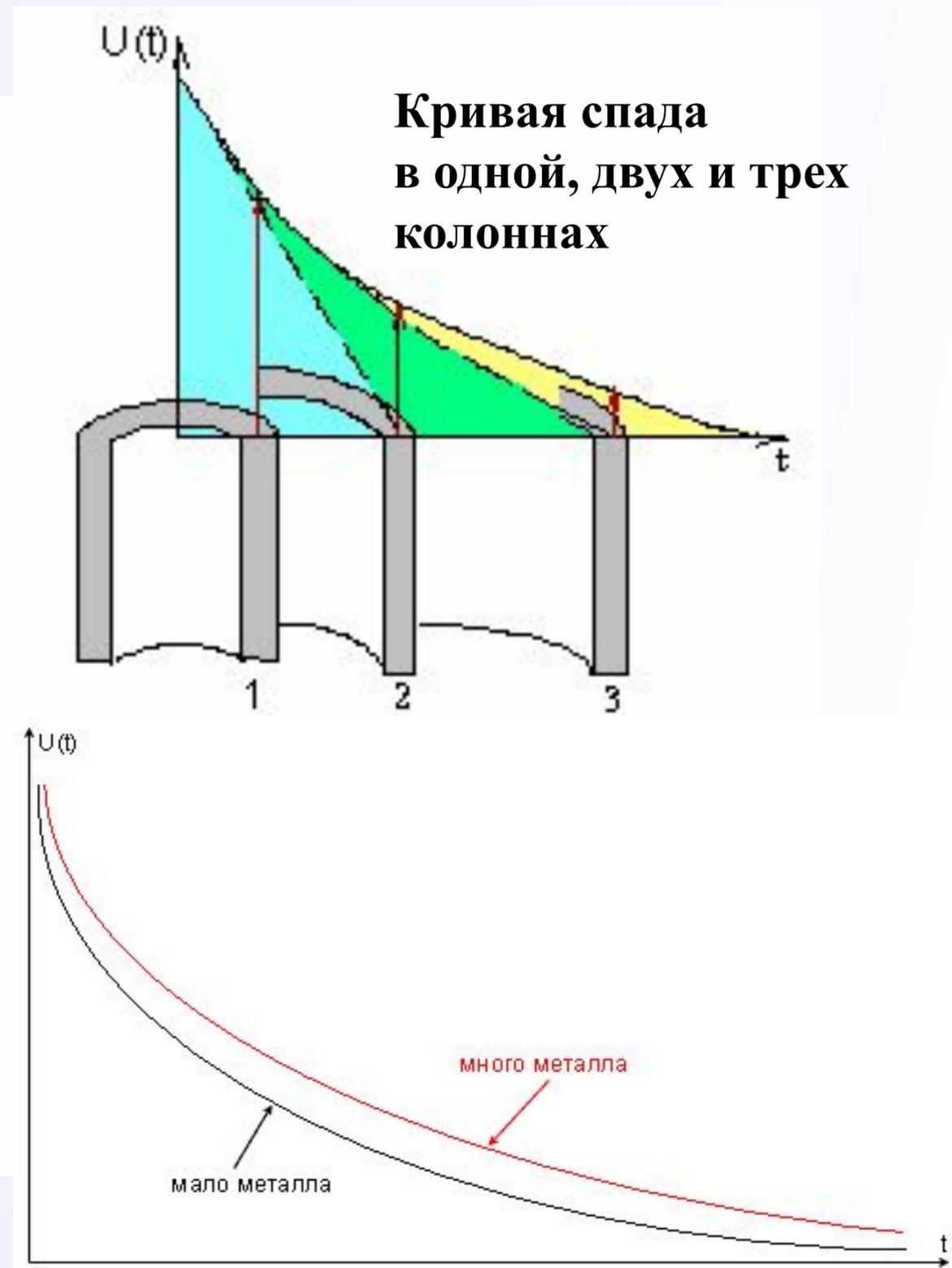
**Изменяя ориентировку катушек, можно исследовать дефекты различного типа и, в частности, разделять трещины, направленные вдоль оси скважины и поперек ее.**

**Интенсивность аномалий вторичного поля против небольших дефектов быстро убывает с удалением от стенки колонны, поэтому часть зондов аппаратуры ЭМДС–С расположена в прижимных башмаках, скользящих по стенкам колонны.**

**J** - ток намагничивания, **H** - магнитное поле, **U(t)** - наведенная ЭДС



время от момента  $t_0$  до  $t_1$  - время пропускания тока намагничивания,  
 время  $[t_1, t_2]$  - время регистрации кривой спада амплитуды ЭДС.



**Назначение датчиков:**

- а) осевой интегральный датчик – определение толщины стенки колонны, осредненной по окружности; выявление дефектов типа продольных щелей и трещин и участков коррозии;**
- б) два поперечных интегральных датчика – выявление дефектов типа поперечных трещин, поперечных разрывов колонны;**
- в) секторные датчики толщины – определение толщины стенок по отдельным секторам; выявление дефектов типа желобов и участков коррозии;**
- г) секторные датчики малых дефектов – выявление дефектов типа коррозионных язв и отверстий, поперечных трещин, а также отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации в пределах своего сектора.**

**Блок гамма-каротажа служит для измерения интенсивности естественного гамма-излучения пород с целью более точной привязки данных дефектоскопии по глубине.**

**В режиме толщины работают четыре секторных датчика толщины и три интегральных датчика, а в режиме дефектов – только четыре секторных датчика малых дефектов.**

**В зависимости от характера поставленных задач последовательность операций каротажа будет различной:**

- а) Если требуется обследовать обсадную колонну на наличие дефектов любой формы в отдельном интервале или по всему стволу скважины, то необходимо провести каротаж поочередно в двух режимах: в режиме дефектов и в режиме толщины.**
- б) Если необходимо обследовать толщину стенок колонны, проверить, не образовались ли желоба в стенках при спуско-подъемных операциях, то достаточно провести каротаж только в режиме толщины.**
- в) Если требуется выполнить контроль перфорации, то рекомендуется вначале провести каротаж интервала перфорации с выходом по 15 – 20 м выше и ниже его в режиме дефектов. В том случае, когда исследуется интервал кумулятивной перфорации и заказчика интересует факт возможного растрескивания трубы при перфорации, необходимо провести также каротаж в режиме толщины для изучения этого вопроса.**

# Комплекс промышленных работ включает в себя следующие исследования:

## Термометрия

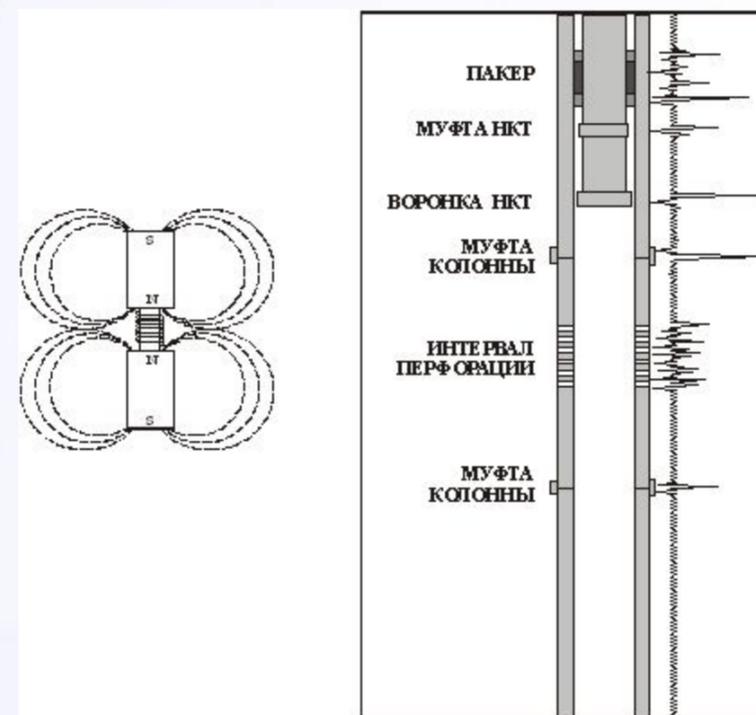
Метод термометрии (Т) заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустойчивом режимах. Измеряемая величина – температура (разность температур) – в градусах Цельсия (°C).

## Локация муфтовых соединений (ЛМ)

Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их однородности.

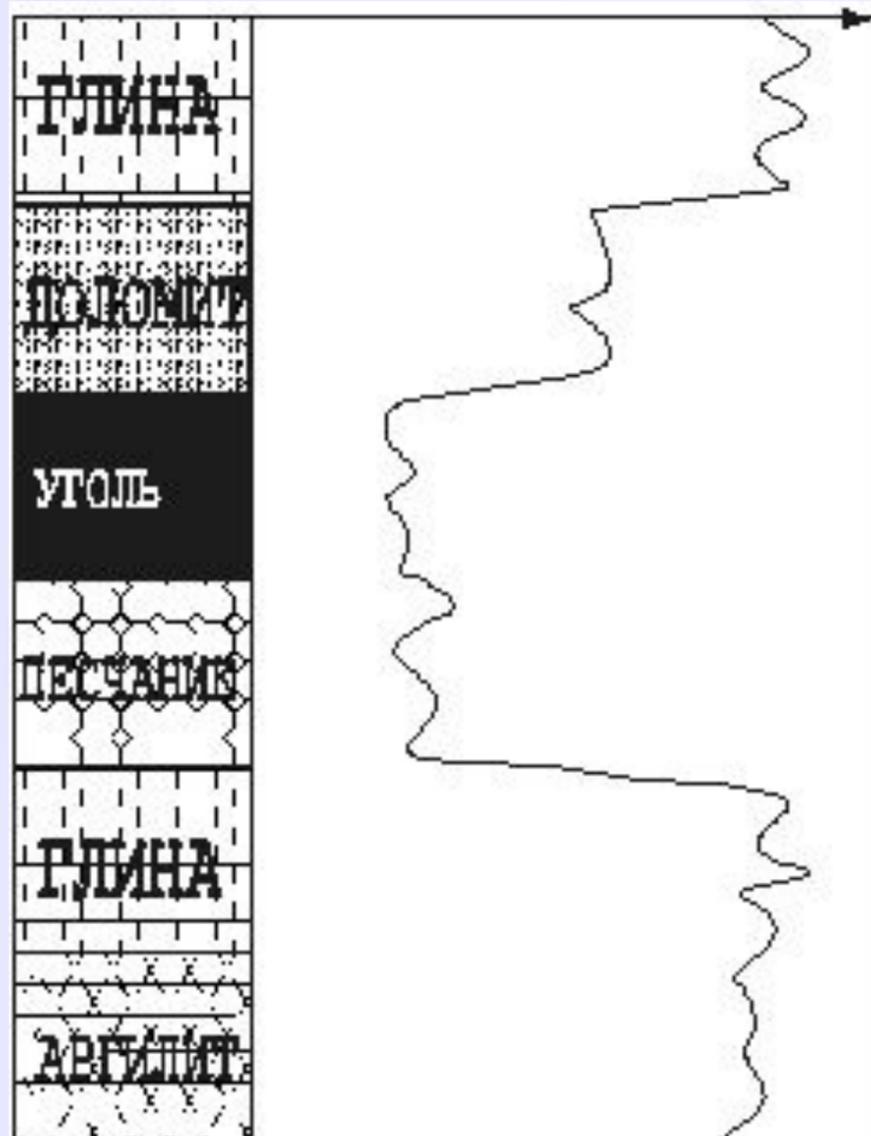
Применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных буровых труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

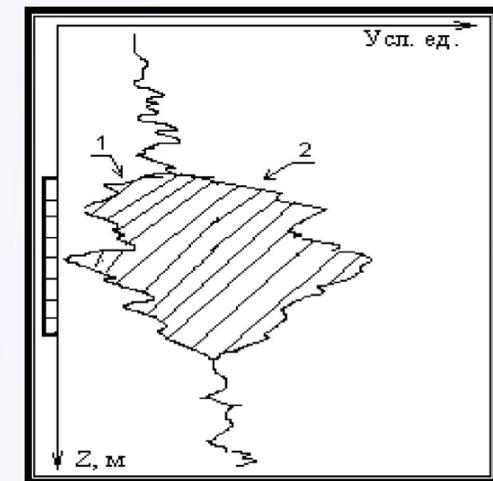
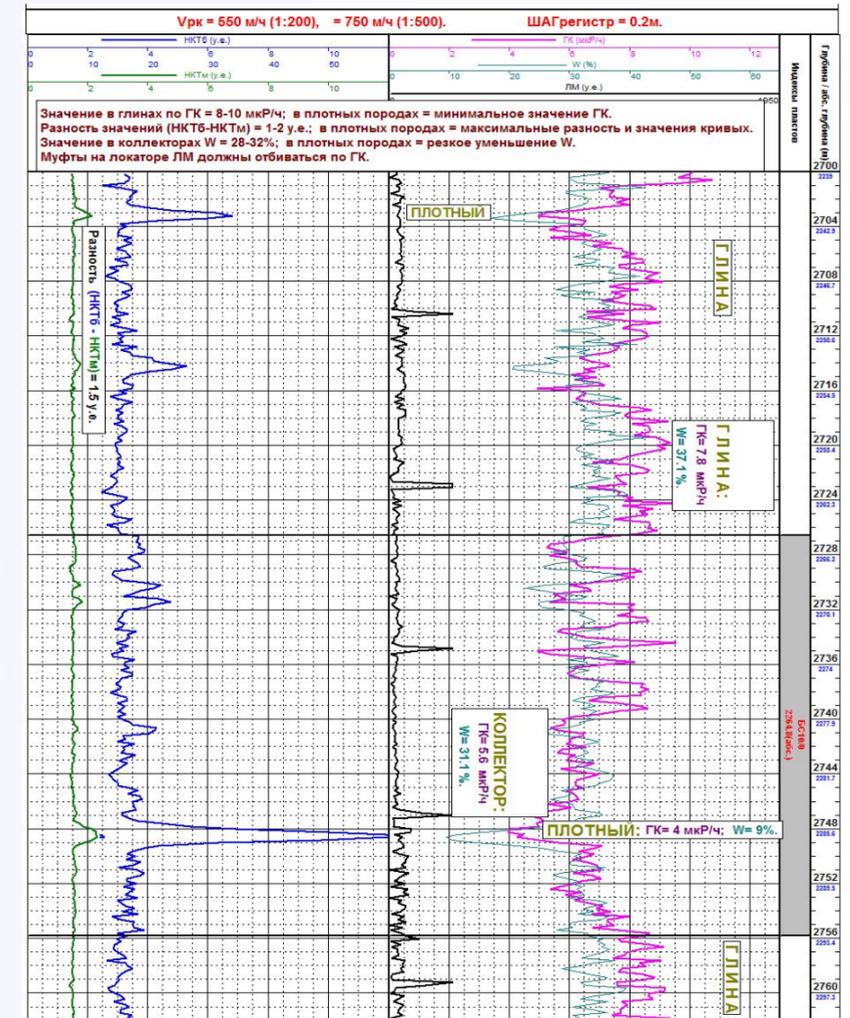


# Гамма-каротаж

Принцип гамма -каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.



- Литологическое расчленение разреза по типу г.п.;
- Оценка глинистости пород;
- Корреляция разрезов скважин;
- Увязка по глубине данных всех видов ГИС.



## Гамма-гамма –плотнометрия

Гамма-гамма –плотнометрия (плотностеметрия) основана на измерении детектором потока “мягкого” гамма-излучения, распространяющегося через слой флюида от ампульного источника и связанного при неизменной базе измерения (расстояние между источником и детектором гамма-излучения) с плотностью флюида.

Применяют для определения состава жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии).

Ограничения заключаются в сильной зависимости показаний от состава многофазной продукции и структуры потока флюида в стволе скважины.

Чувствительным элементом скважинного прибора является сцинтилляционный или разрядный детектор гамма-излучения.

Разновидности:

- по прямому излучению
- по рассеянному излучению



## Расходометрия

**Механическая расходометрия** предусматривает определения скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приемистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижение точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы.

**Термокондуктивная расходомерия** основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приемистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадежностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик-резистор, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая расходомерии представляет собой изменение этого сопротивления. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейна и близка к экспоненциальной, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.

## Диэлькометрическая влагометрия

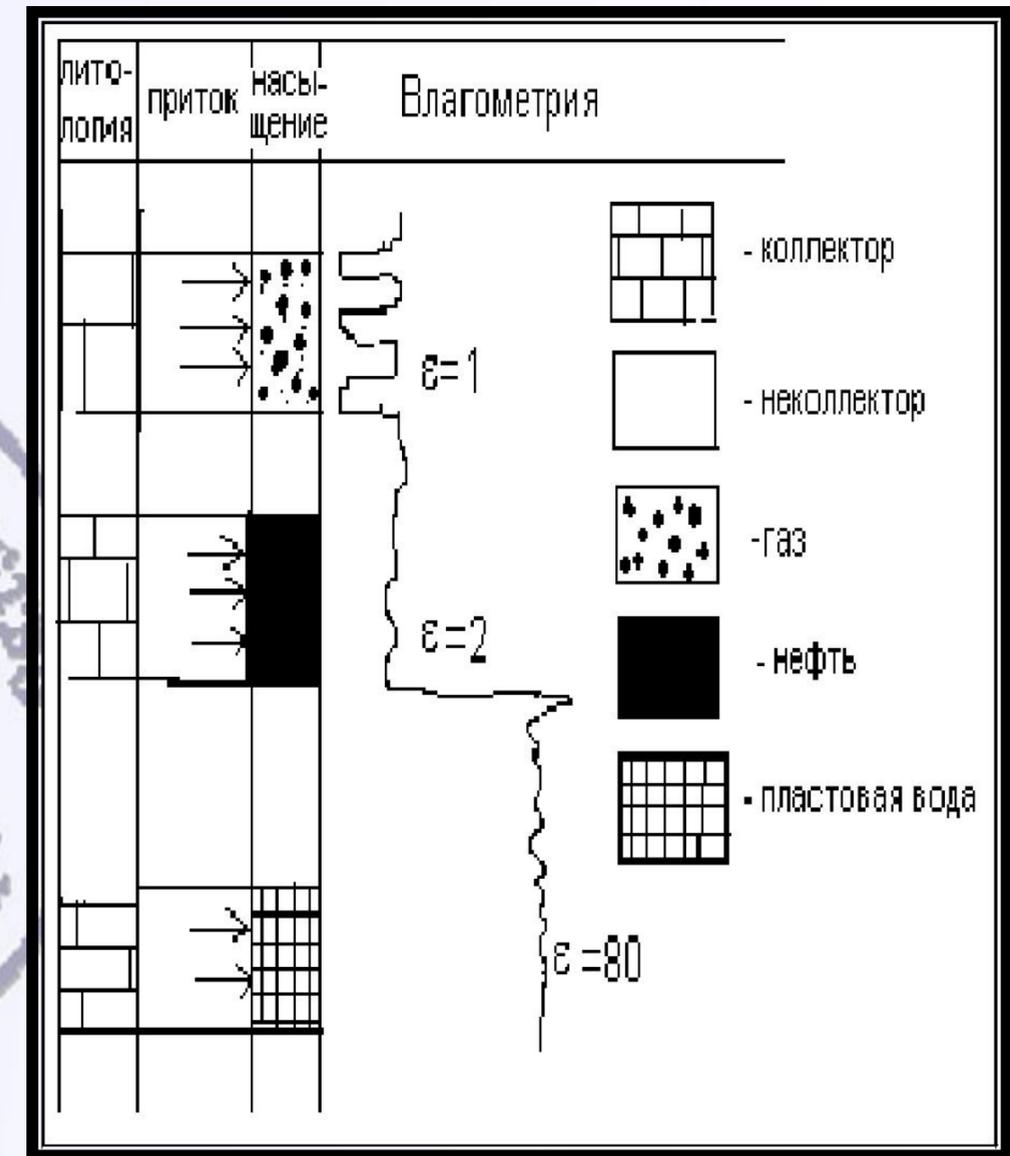
Диэлькометрическая влагометрия (влагометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины.

Применяют для: определения состава флюидов в стволе скважины; выявления интервалов притока в скважину воды, нефти, газа и их смесей; установления мест негерметичности обсадной колонны; при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

Ограничения метода связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделенных структурах – кольцевой, пробковой) и с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объемном содержании воды в продукции свыше 40-60% метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

Скважинные влагомеры представляют собой LC или RC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.



## Барометрия

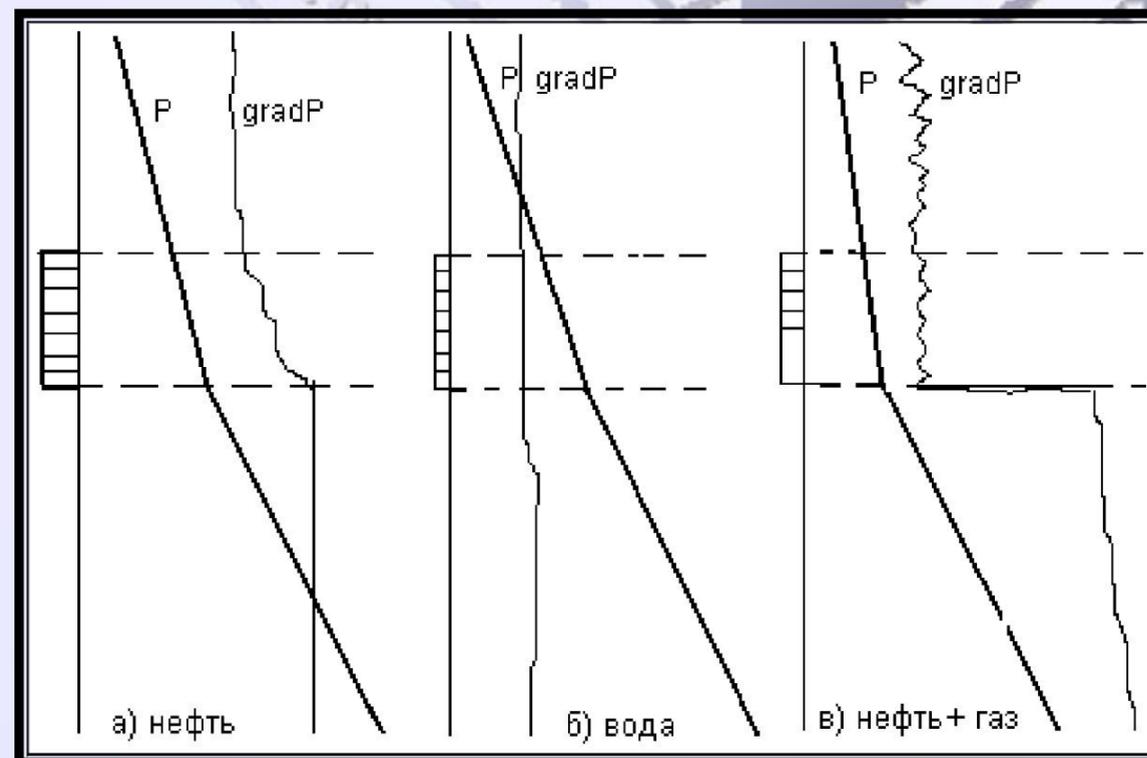
Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами “притока-состава”).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией и дистанционные.

Преобразователи давления могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).



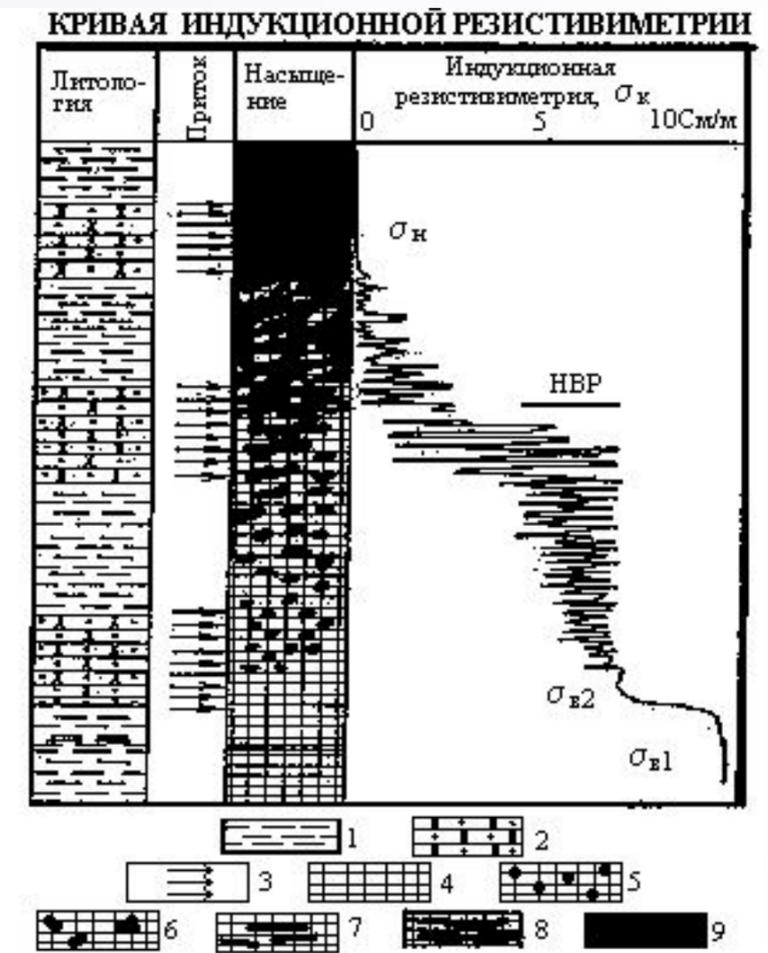
## Индукционная резистивиметрия

Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов.

Применяют для: определения состава флюидов в стволе скважины; выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое; установления мест негерметичности колонны; разделение гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий; определение капельной и четочной структур течения для гидрофильной смеси.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приемной – тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.



## Акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для: выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами; интервалов заколонных перетоков газа; выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

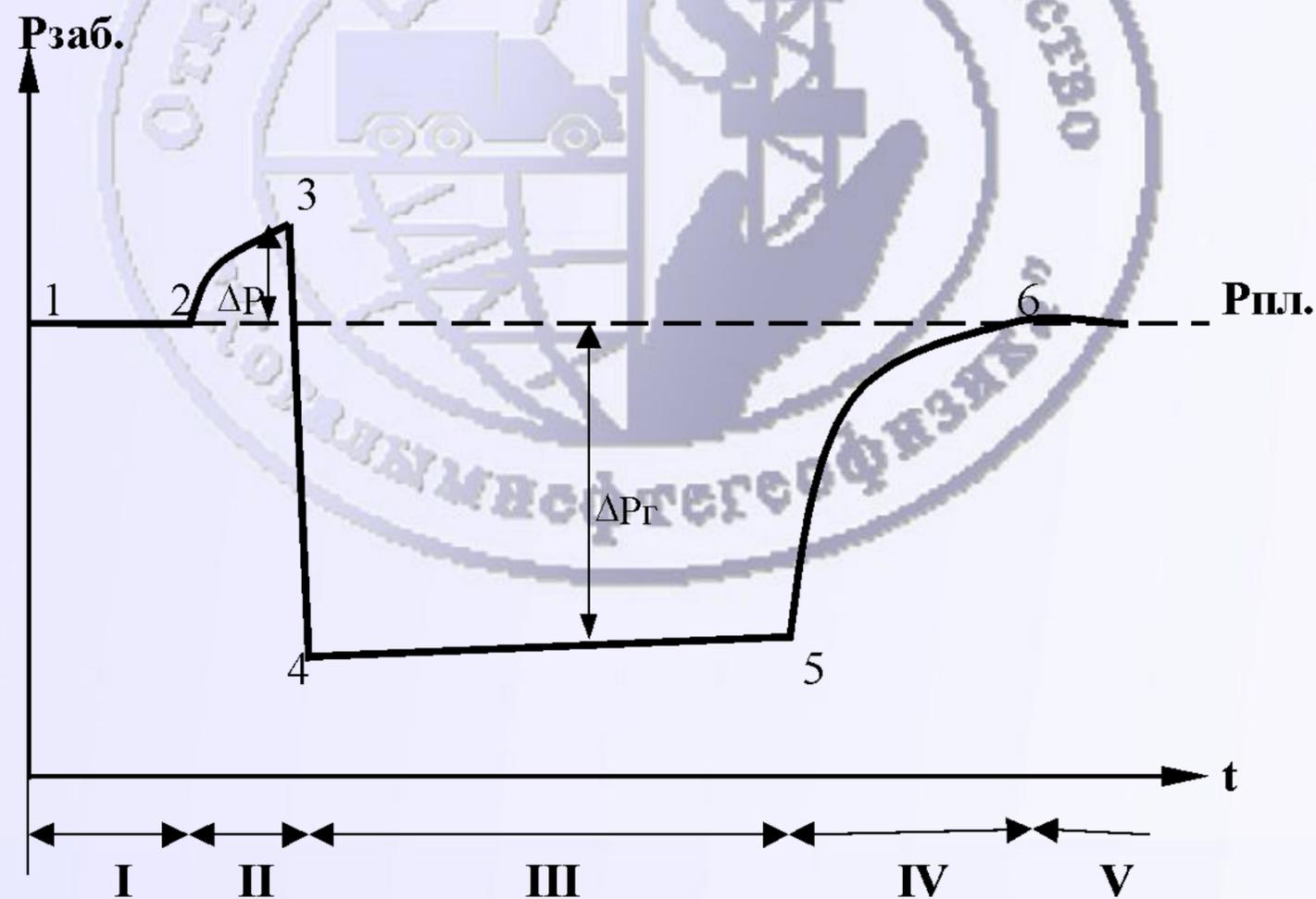
Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки “притока-состава” или конструктивно совмещенный с одним из приемников акустической цементометрии.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

# Методы вызова притока:

## *Компрессирование:*

Наиболее распространенным способом в промышленной практике освоения скважины является аэрация раствора, т.е. использование сжатого воздуха или газа, так называемое "компрессирование" скважин.







## *Свабирование:*

Свабирование – это система вызова притока из пласта и откачивания флюида из ствола скважины. Свабирование создает щадящую депрессию на пласт, производит обработку прискважинной зоны пласта раскачиванием и способствует улучшению гидродинамики пласта. При этом решаются следующие задачи:

- Понижение уровня жидкости в неперфорированной скважине до проектной глубины с целью вторичного вскрытия продуктивного пласта на депрессии или с целью опрессовки обсадной колонны;
- Вызов притока жидкости из пласта;
- Интенсификация притока жидкости из пласта;
- Удаление буровых флюидов;
- Оценка величины притока жидкости

88. Определение профиля притока, негущика обводнения и КВД при снижении уровня свабируемом

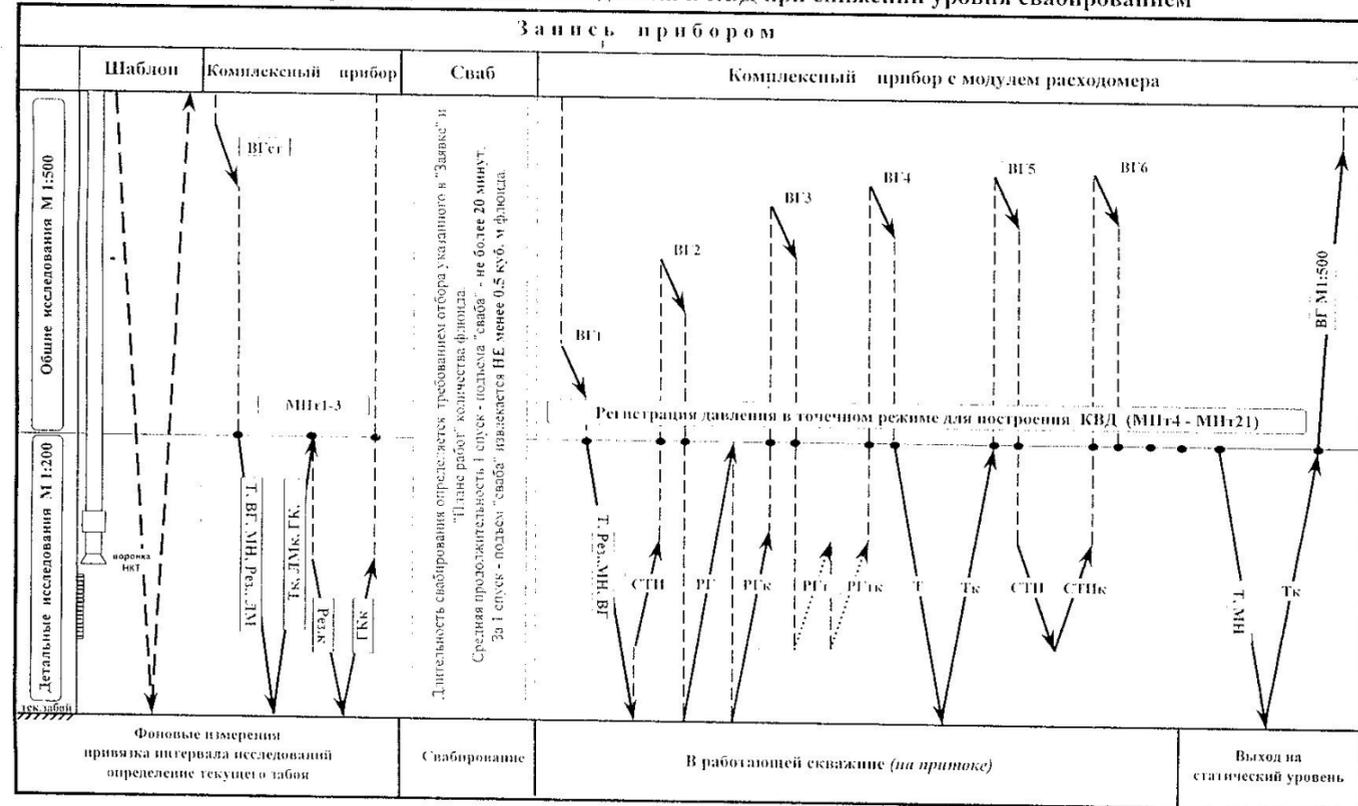
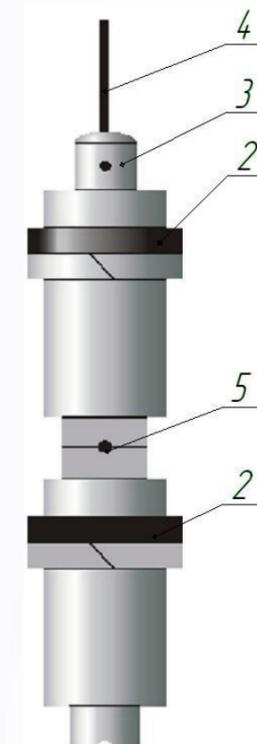


Схема компоновки глубинной части устройства

1. Груз
2. Сваб
3. Головка кабельная
4. Кабель
5. Шарнирное соединение



Давление исходное (МТГ)





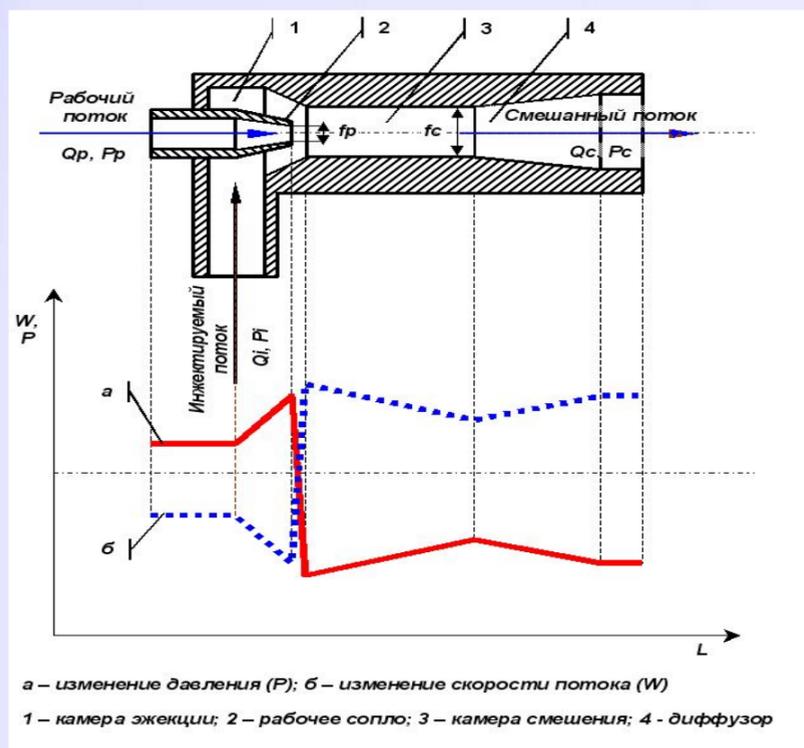
## *Струйный насос:*

Для освоения разведочных скважин с ухудшенными фильтрационными параметрами в отечественной и зарубежной практике применяются струйные аппараты, которые отличаются простотой конструкции и возможностью применения их в различных горно-геологических условиях.

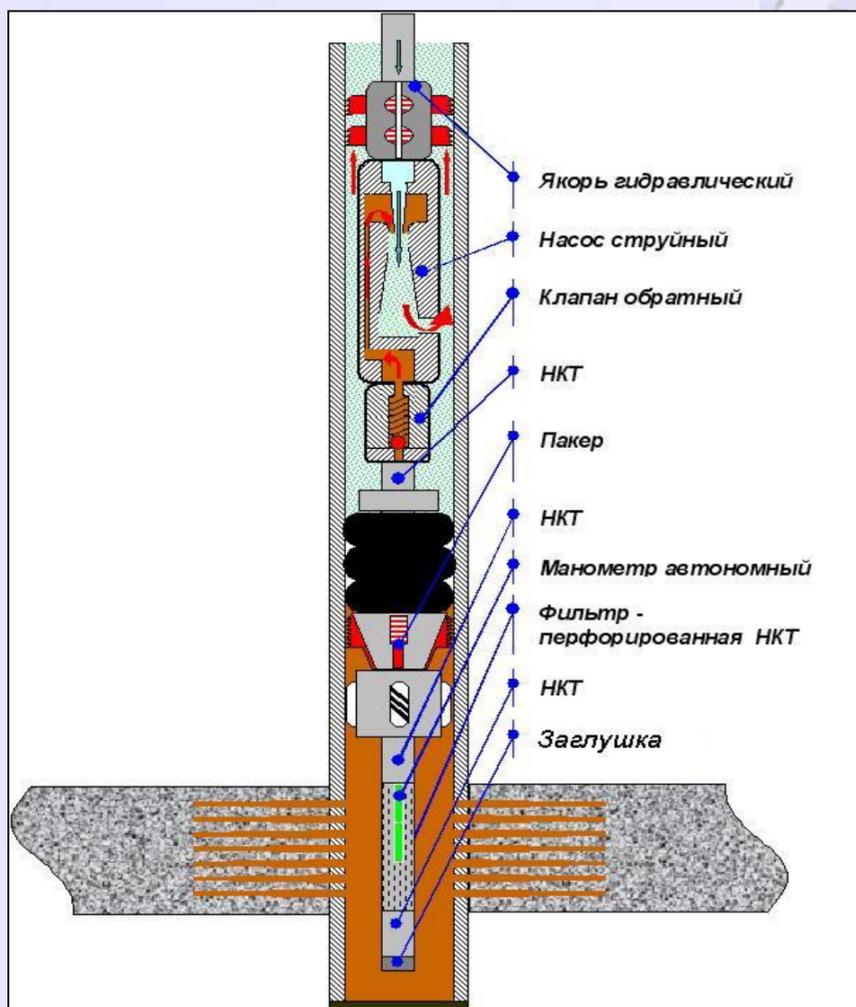
Принцип освоения скважин струйными основан на создании глубоких управляемых циклических депрессий на пласт, что позволяет производить очистку прискважинной зоны пласта от фильтрата и частиц бурового раствора, а также отработанных химреагентов и продуктов реакций после проведения физико-химических воздействий на пласт.

В процессе работы струйного насоса можно создавать технически управляемые депрессии, фиксировать их глубинными манометрами, производить снятие кривых восстановления давления с закрытием скважины на забое и отбор проб. Тем самым достигается ускоренное освоение объектов без использования сваба или азотно-компрессорных установок.

Применение струйного насоса позволяет провести качественные гидродинамические исследования методами установившихся отборов и восстановления давления с закрытием скважины на забое и получить параметры пласта.

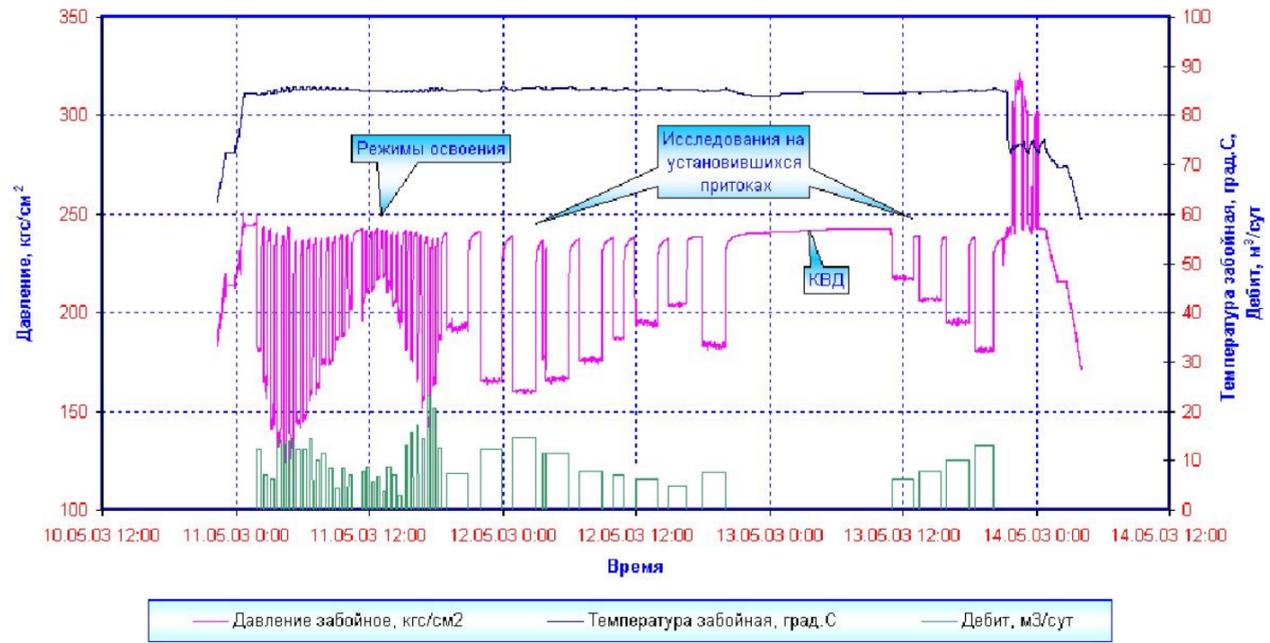


**Схема работы струйного насоса**

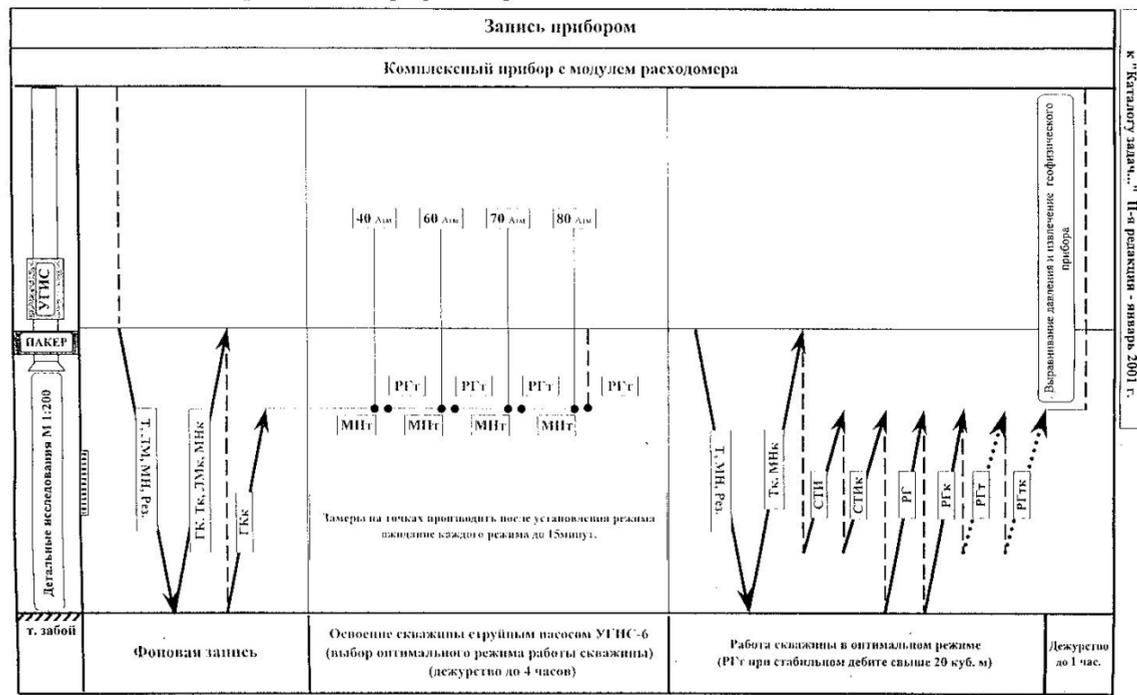


**Схема компоновки струйного насоса в скважине**

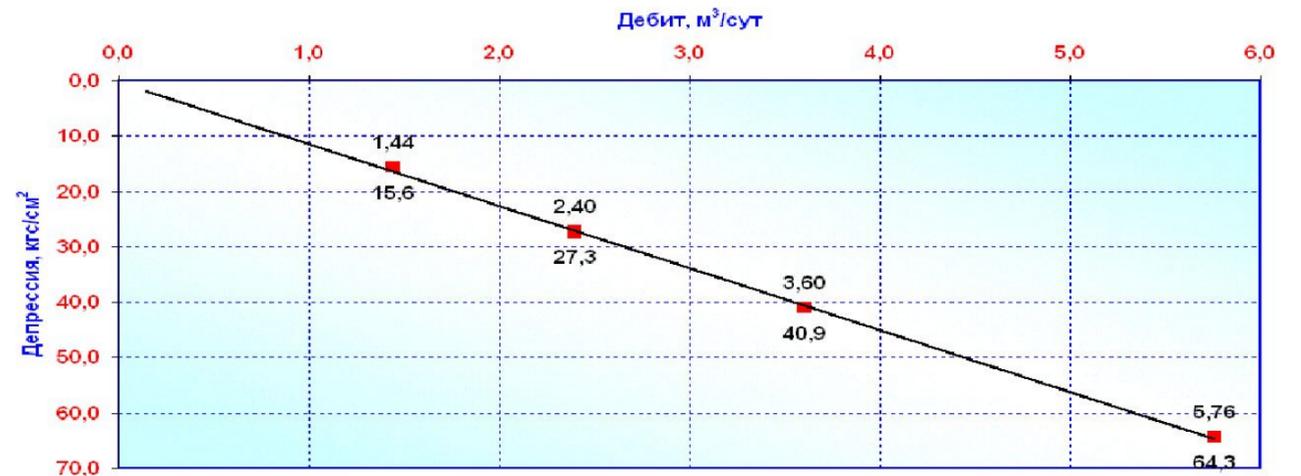
# Изменение забойного давления и дебита



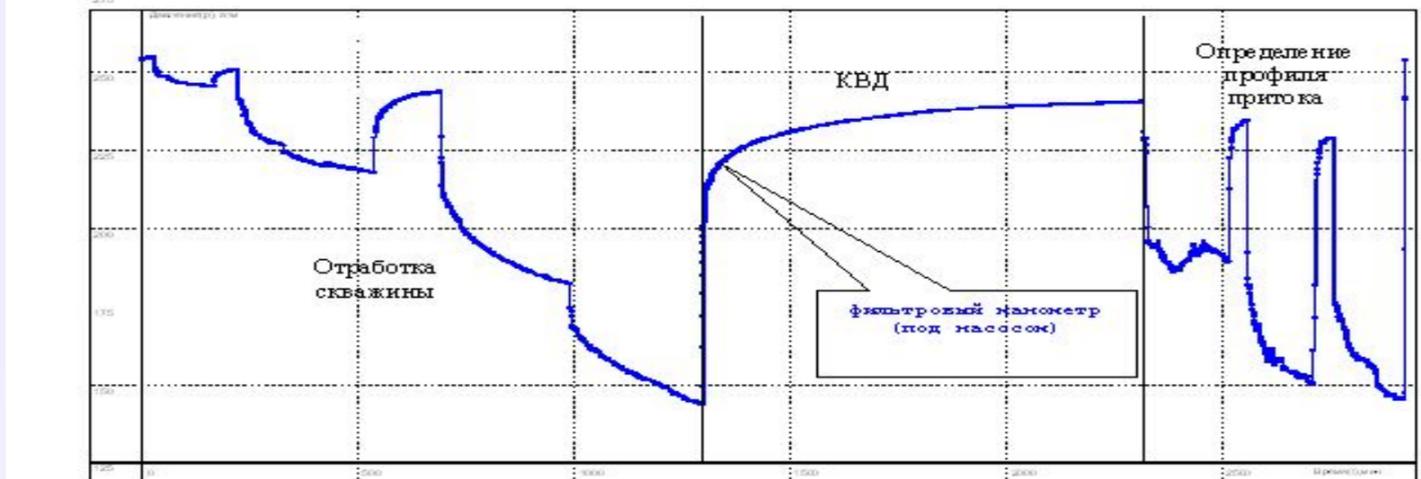
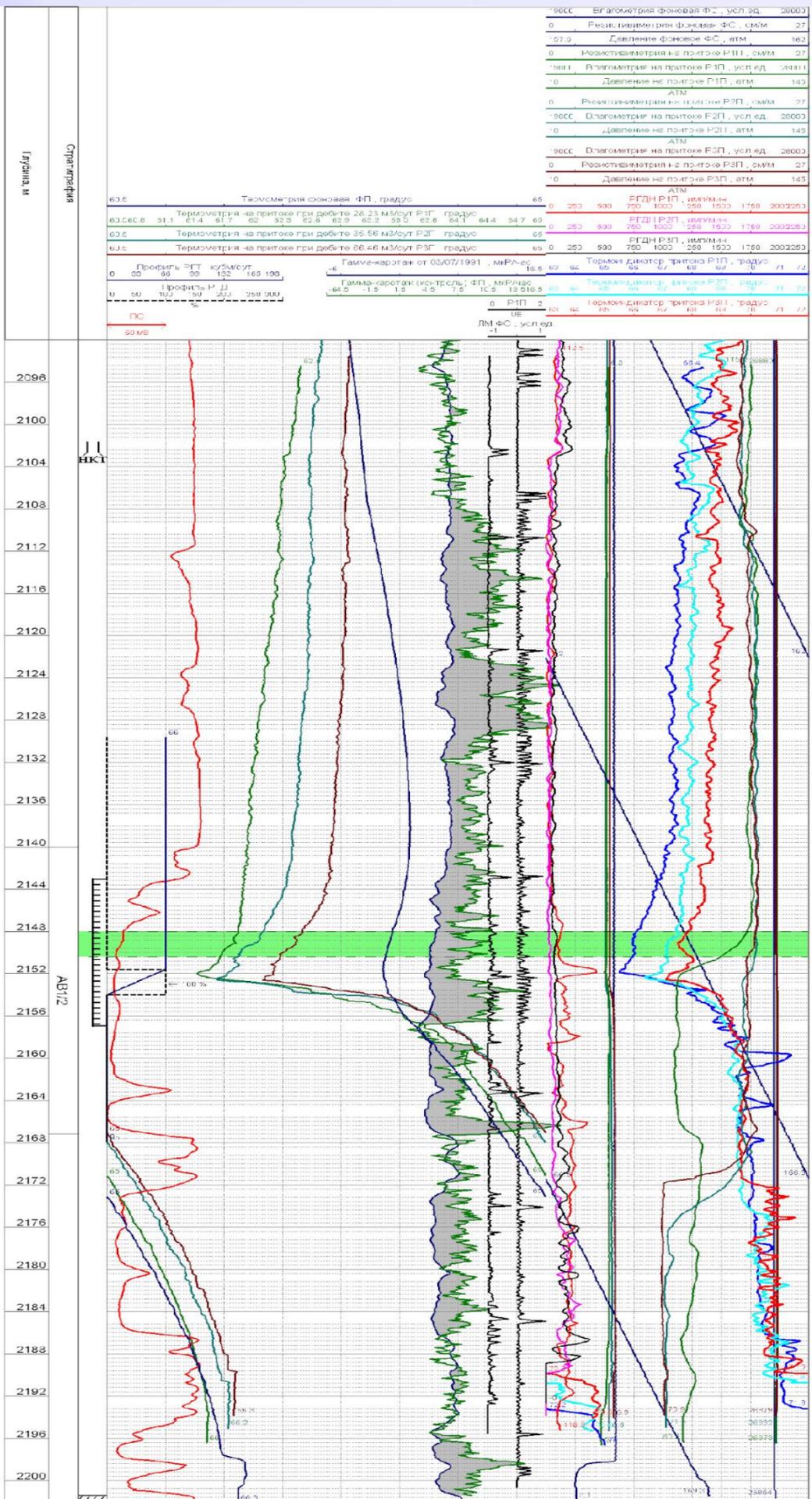
## 761. УГИС - 6. Определение профиля притока



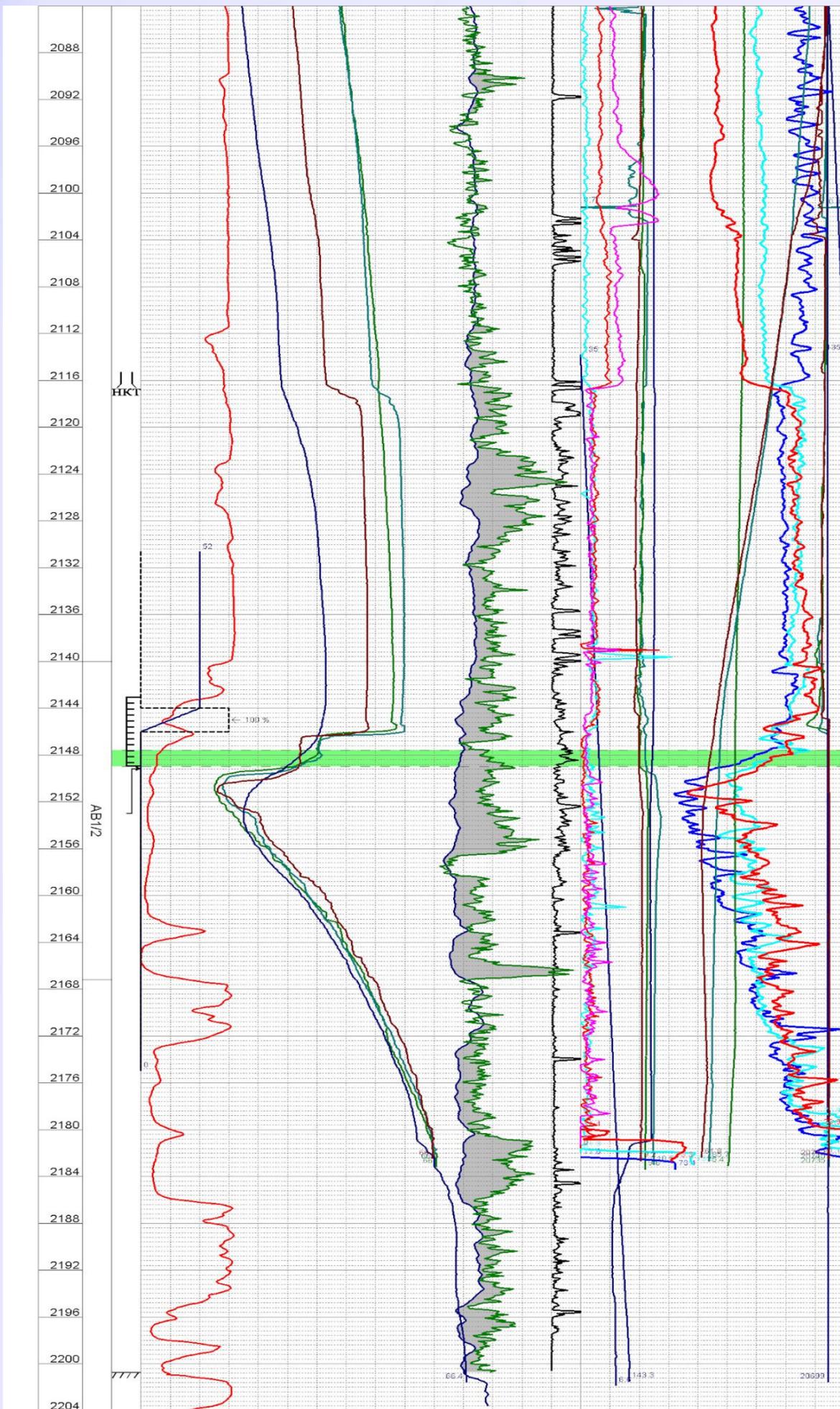
## Индикаторная диаграмма скважина \*\*\*\*\* пласт - \*\*\*\*\* м интервал перфорации \*\*\*\*\* м



Индикаторная кривая



ГИС с применением струйного насоса 1:200		Данные по скважине																								
<p>ОАО "КОГАЛЫМНЕФТЕГЕОФИЗИКА"</p>		<p>"УТВЕРЖДАЮ"</p> <p>Главный геолог ГЭОИ ОАО "КНГФ"</p> <p>Плотников С.А.</p> <p>"___" _____ 2010 г.</p>																								
		<p>Заказчик ГИС</p> <p>Плательщик ГИС</p> <p>Месторождение</p> <p>Площадь</p>	<p>Куст</p> <p>Скважина 01529_</p> <p>Дата исследования: 31/01/2010 г.</p>																							
<p>Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований</p>		<p>Характер работы Нефтяная</p> <p>Состояние скважины Остановленная</p> <p>Искусственный забой 2204.00 м</p> <p>Диаметр колонны 146 мм</p> <p>Диаметр НКТ 73 мм</p>	<p>Данные по эксплуатации скважины до проведения ГИС</p> <p>Пластовое давление -</p> <p>Дебит -</p> <p>Обводненность -</p> <p>Тип эксплуатации ЭЦН</p>																							
<p>Цель исследований: Задача № 761</p> <p>Заключение по КВУ, КВД, РГТ</p>		<p>Текущий забой: 2201.40 м</p> <p>Башмак НКТ: 2103.00 м</p>	<p>Проведенные ремонтные работы:</p> <p>Фрезерование, скреперование, промывка.</p>																							
<p>1-ый режим</p> <p>Дебит при забойном давлении 28.23 м3/сут</p> <p>состав притока 71.0 атм вода</p>		<p>Интервалы негерметичности</p> <p>обсадной колонны: не отмечаются в интервале иссл. забоя: не отмечаются</p>	<p>Информация по исследованию</p> <p>Начальник партии Внуков Д.А.</p> <p>Тип регистратора Кедр</p> <p>Аппаратура</p> <p>Сова-5 № 017М</p> <p>РГТ-1М № 037F</p>																							
<p>2-ой режим</p> <p>Дебит при забойном давлении 35.56 м3/сут</p> <p>состав притока 62.3 атм вода</p>		<p>НКТ: не отмечаются</p>																								
<p>3-ий режим</p> <p>Дебит при забойном давлении 66.46 м3/сут</p> <p>состав притока 61.6 атм вода</p>		<p>Интервалы не отмечаются перетоков:</p>																								
<p>Пластовое давление не опр.</p> <p>Дебит по расходомерии 66.0 м3/сут</p>		<p>Источник обводнения: перфорированный пласт</p>	<p>Оценка погрешности измерений</p> <p>Термометрия : 0.5 градус</p> <p>Гамма-каротаж : 15.0 %</p> <p>Расходомерия : 10.0 %</p> <p>Резистивиметрия : 5.0 %</p>																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Индекс пласта</th> <th rowspan="2">Интервалы перфорации</th> <th colspan="5">Работающие интервалы</th> </tr> <tr> <th>кровля-подошва (м)</th> <th>кровля-подошва (м)</th> <th>Q(м3/сут)</th> <th>Q(%)</th> <th>способ определения</th> <th>состав притока</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>АВ1/2</td> <td>2143.0-2157.0</td> <td>2148.0-2150.4</td> <td>2151.6-2154.0</td> <td>66</td> <td>100</td> <td>ТМ,СТИ РГД</td> <td>Вода Вода</td> </tr> </tbody> </table>	Индекс пласта	Интервалы перфорации	Работающие интервалы					кровля-подошва (м)	кровля-подошва (м)	Q(м3/сут)	Q(%)	способ определения	состав притока	АВ1/2	2143.0-2157.0	2148.0-2150.4	2151.6-2154.0	66	100	ТМ,СТИ РГД	Вода Вода	<p>Комментарии: Исследования выполнены с применением струйного насоса. Скважина отработана на 3-х режимах. Глубина измерения забойного давления 2092.2 м (авт. манометр). В интервалах глубин 2107.0 - 2186.2 м отмечается РГД. С глубины 2197.7 м отмечается осадок.</p>			<p>Начальник КИП: _____ / Демидов К. А. / Интерпретатор: _____ / Тимурбаев Э.Г. /</p> <p>телефон: ОАО "Когалымнефтегеофизика" КИП-2: 4-45-46; факс: (34-667) 4-45-46 ; 4-42-95</p>	<p>Дата выдачи: 03/02/2010 г.</p>
Индекс пласта			Интервалы перфорации	Работающие интервалы																						
	кровля-подошва (м)	кровля-подошва (м)		Q(м3/сут)	Q(%)	способ определения	состав притока																			
АВ1/2	2143.0-2157.0	2148.0-2150.4	2151.6-2154.0	66	100	ТМ,СТИ РГД	Вода Вода																			
				<p>№ 761. Определение профиля притока с УГИС-6</p>																						

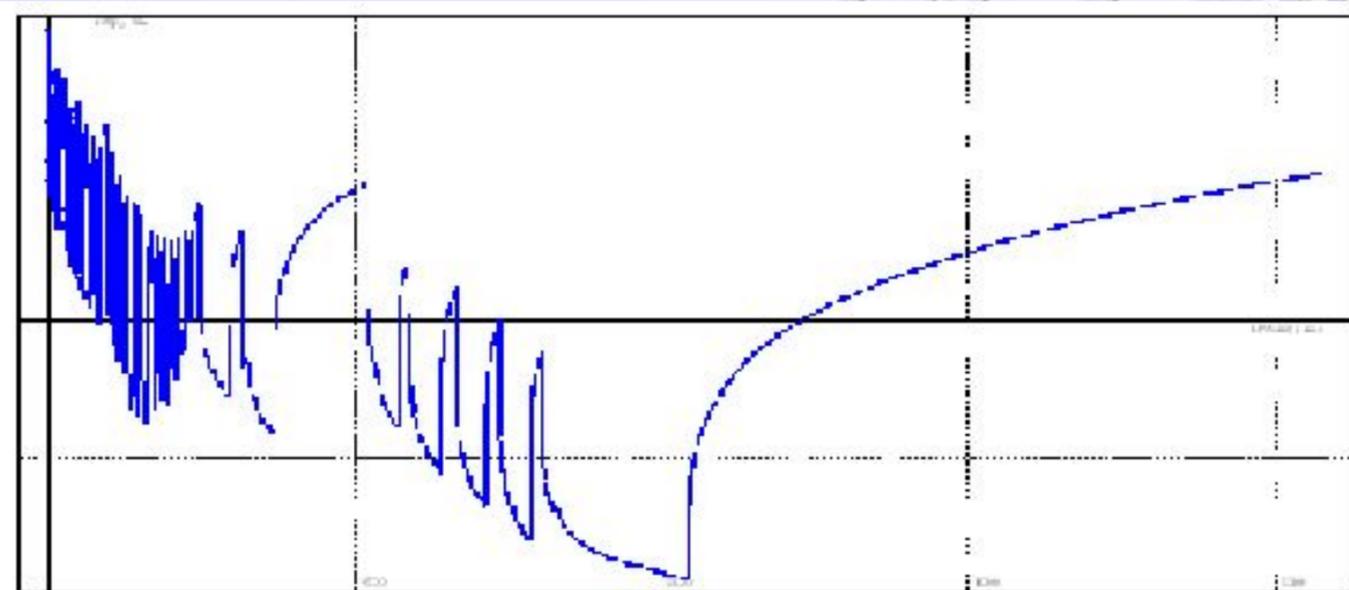


ГИС с применением струйного насоса УЭГИС-3				Данные по скважине	
 "УТВЕРЖДАЮ" Главный геолог ГЭЦОИ ОАО "КНГФ" Плотников С.А. "___" "___" 2010 г.		Характер работы		Нефтяная	
		Состояние скважины		Остановленная	
ОАО "КОГАЛЫМНЕФТЕГЕОФИЗИКА"		Искусственный забой		2204.00 м	
Заказчик ГИС		Диаметр колонны		146 мм	
Плательщик ГИС		Диаметр НКТ		73 мм	
Месторождение		Данные по эксплуатации скважины до проведения ГИС			
Площадь		Куст		-	
		Скважина		1529_	
		Дата исследования:		21/02/2010 г.	
Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований					
Цель исследований: Задача № 761 ( 3 , )			Текущий забой: не опр.		
Заключение по КВУ, КВД, РГТ			Башмак НКТ: 2116.70 м		
1-ый режим			Интервалы негерметичности		
Дебит		30.02 м3/сут		обсадной колонны: не отмечаются	
при забойном давлении		76.57 атм		забоя: не отмечаются	
состав притока		вода+нефть		НКТ: не отмечаются	
2-ой режим			Интервалы 2149.0 - 2153.0 м		
Дебит		33.60 м3/сут		перетоков: (слабый)	
при забойном давлении		66.49 атм		Источник обводнения:	
состав притока		вода+нефть		перфорированный пласт + переток	
3-ий режим			Информация по исследованию		
Дебит		52.00 м3/сут		Начальник партии Кочетков В.Г.	
при забойном давлении		63.29 атм		Тип регистратора Кедр	
состав притока		вода+нефть		Аппаратура	
Пластовое давление		не опр.		Сова-5 № 018М	
Дебит по расходомерии		52.0 м3/сут		Оценка погрешности измерений	
Индекс пласта	Интервалы перфорации	Работающие интервалы			
	кровля-подошва (м)	кровля-подошва (м)	Q(м3/сут)	Q(%)	способ определения
АВ1/2	2143.0-2149.0	2144.0-2146.0 2147.6-2149.0	52	100	РГД ТМ,СТИ
					состав притока
					Вода+нефть Вода+нефть
Комментарии: Исследования выполнены с применением струйного насоса. Скважина отработана на 3-х режимах. Глубина измерения забойного давления 2180.0 м. В интервалах глубин 2107.0-2167.0 м отмечается РГЭ. С глубины 2180.9 м отмечается осадок. Гидродинамические параметры пласта не рассчитаны ввиду отсутствия записи КВД. Репер - верхний патрубок УЗД.					
Начальник КИП: _____ / Демидов К. А. /				Интерпретатор: _____ / Тимербаев Э.Г. /	
телефон: ОАО "Когалымнефтегеофизика" КИП-2: 4-45-46; факс: (34-667) 4-45-46 ; 4-42-95				Дата выдачи: 24/02/2010 г.	

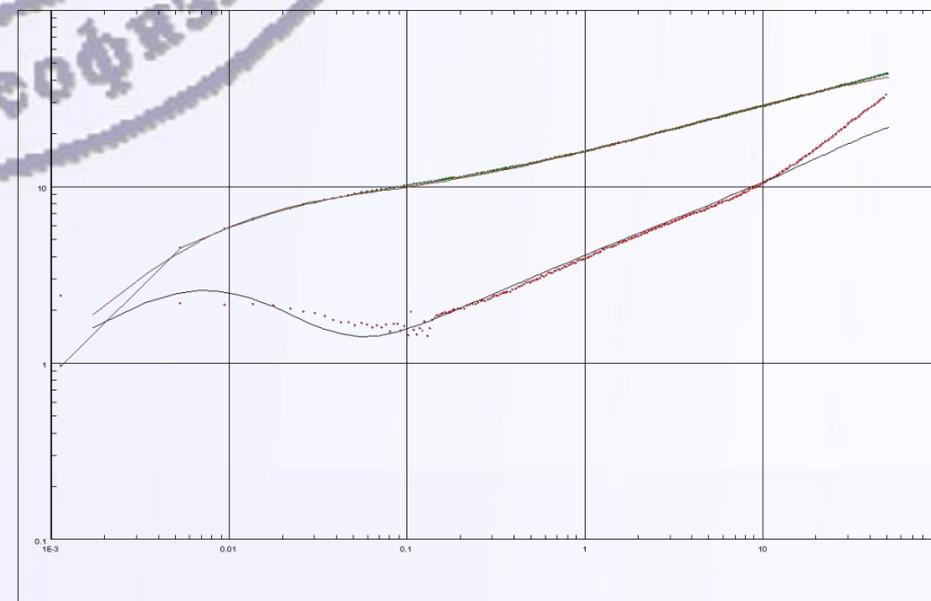
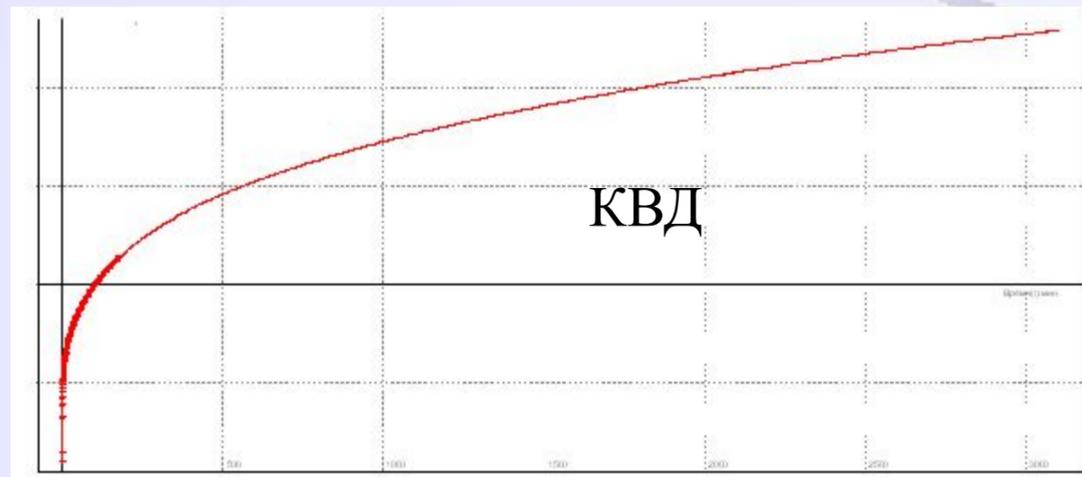
№ 761. Определение профиля притока с УГИС-6

ИСТОРИЯ ДЕВИТОВ ПО ЦИКЛАМ ДО ОСТАНОВКИ :

Длительность, час	Давление заб.	Дебит, м3/сут	Дебит с учетом поправочного коэфф., м3/сут	Состав притока
2.38	111.63	146.88	73.44	Нефть+газ
1.03	129.36	0.00	0	
2.66	107.68	163.20	81.6	Нефть+газ
7.45	134.72	0.00	0	
2.63	108.48	203.52	101.76	Нефть+газ
0.94	126.59	0.00	0	
2.55	103.23	213.12	106.56	Нефть+газ
1.33	123.56	0.00	0	
2.33	99.90	230.40	115.2	Нефть+газ
1.11	119.97	0.00	0	
2.54	95.86	244.80	122.4	Нефть+газ
1.06	116.54	0.00	0	
11.89	91.91	192.00	96	Нефть+газ



Пластовое давление	148.74	атм
Гидропроводность пласта	2.21	Д см/сПз
Приведённый радиус скважины	214	мм
Скин-фактор	0.01	
Депрессия	56.91	атм
Пьезопроводность пласта	749.38	см2/сек
Коэффициент продуктивности фактический	1.69	м3/сут атм
Время стабилизации режима	96.58	час
Радиус зоны исследования	320	м



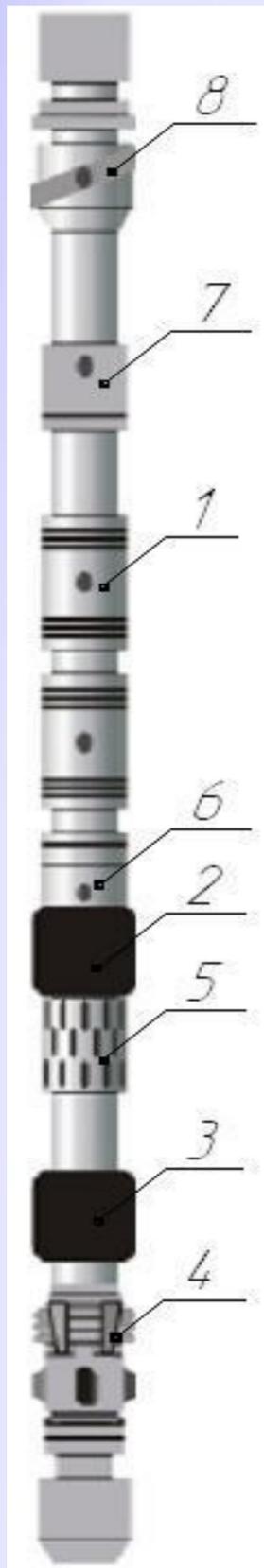
Билгарифмический график : dp и dp' [атм] в зависимости от dt [ч]

## *КИС или ИПТ:*

Испытание пласта - технологический комплекс работ в скважине, связанный со спуско-подъемными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб, с обязательной регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах и определением гидродинамических параметров пласта.

В эксплуатационных скважинах ИПТ применяют с целью: очистки прискважинной зоны для интенсификации добычи нефти, освоения законченных бурением скважин, оценки технического состояния обсадной колонны и цементного кольца за колонной и эффективности проведенных геолого-технических мероприятий, оценки изменения гидродинамических параметров в прискважинной и удаленной зонах пласта, решения специальных задач (например, одновременной перфорации и испытания пласта, установления интервалов негерметичности обсадной колонны, прочности цементного моста, заколонных перетоков и др.).

## Комплекс испытательного оборудования КИОД-110М



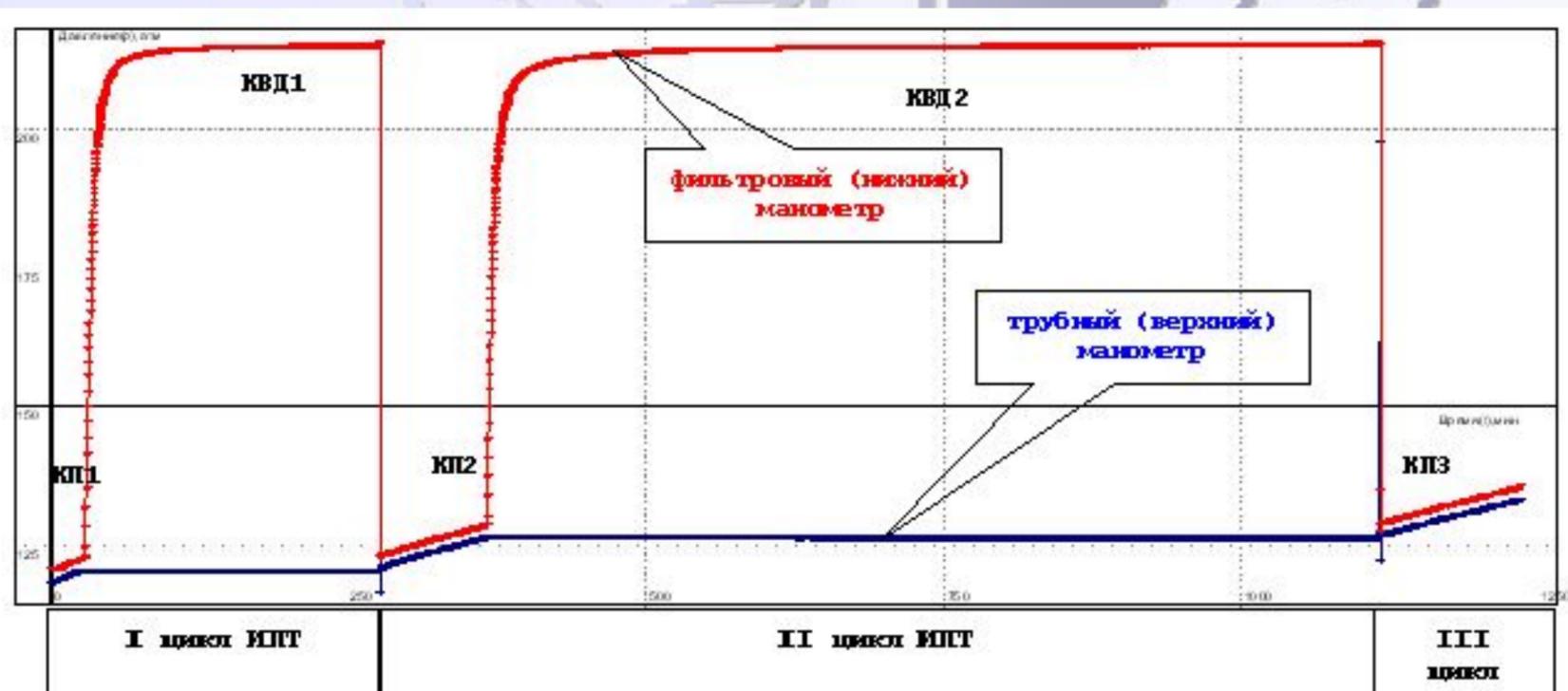
**Назначение:** испытание, освоение и очистка пластов нефтяных и нагнетательных скважин, снизивших продуктивность в процессе эксплуатации, обсаженных колоннами диаметрами от 146 до 168 мм. Комплекс работает по многоцикловой технологии (приток-восстановление пластового давления), спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах НКТ-73, работает с упором в забой или в стенки скважины. Для работы в скважинах диаметром колонны 168 мм комплекс может быть снабжен пакерами и якорем других типоразмеров.

### Состав комплекса:

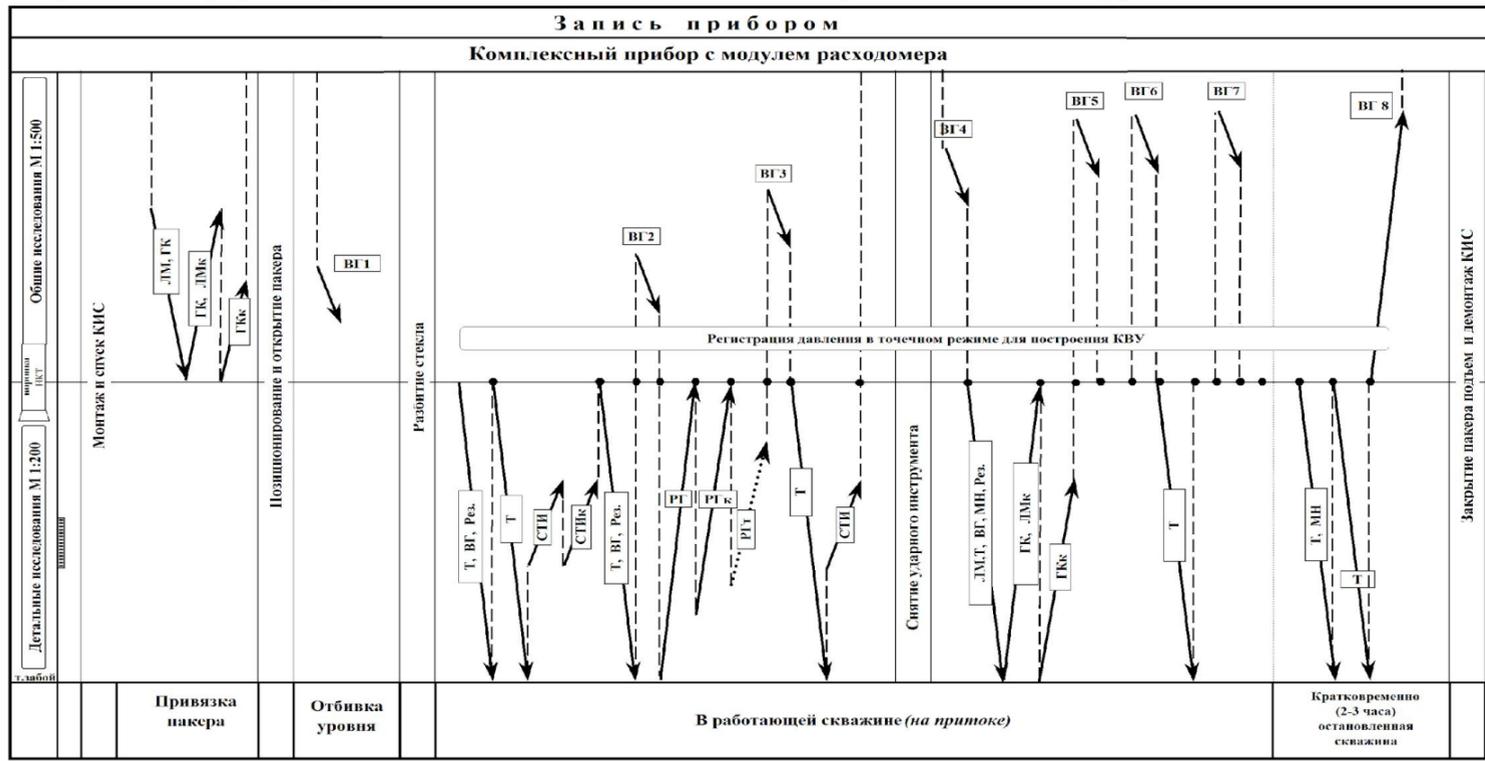
1. Испытатель пластов ИПМ-110М
2. Пакер ПС-115
3. Пакер ПСУ-115
4. Якорь ЯК-110/136
5. Фильтр Ф-110
6. Пробоотборник ПО-110
7. Клапан сливной КСК-110
8. Головка устьевая ГУ-302

### Комплекс позволяет выполнять:

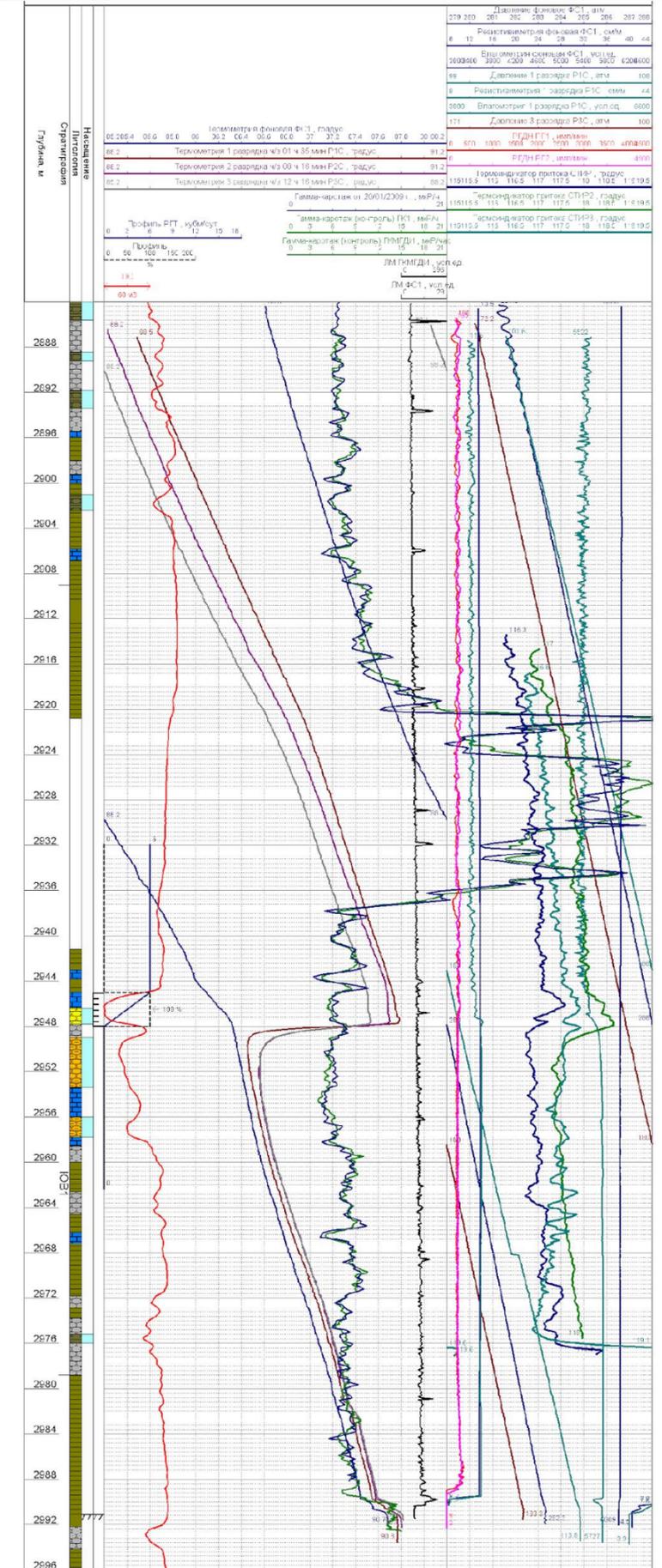
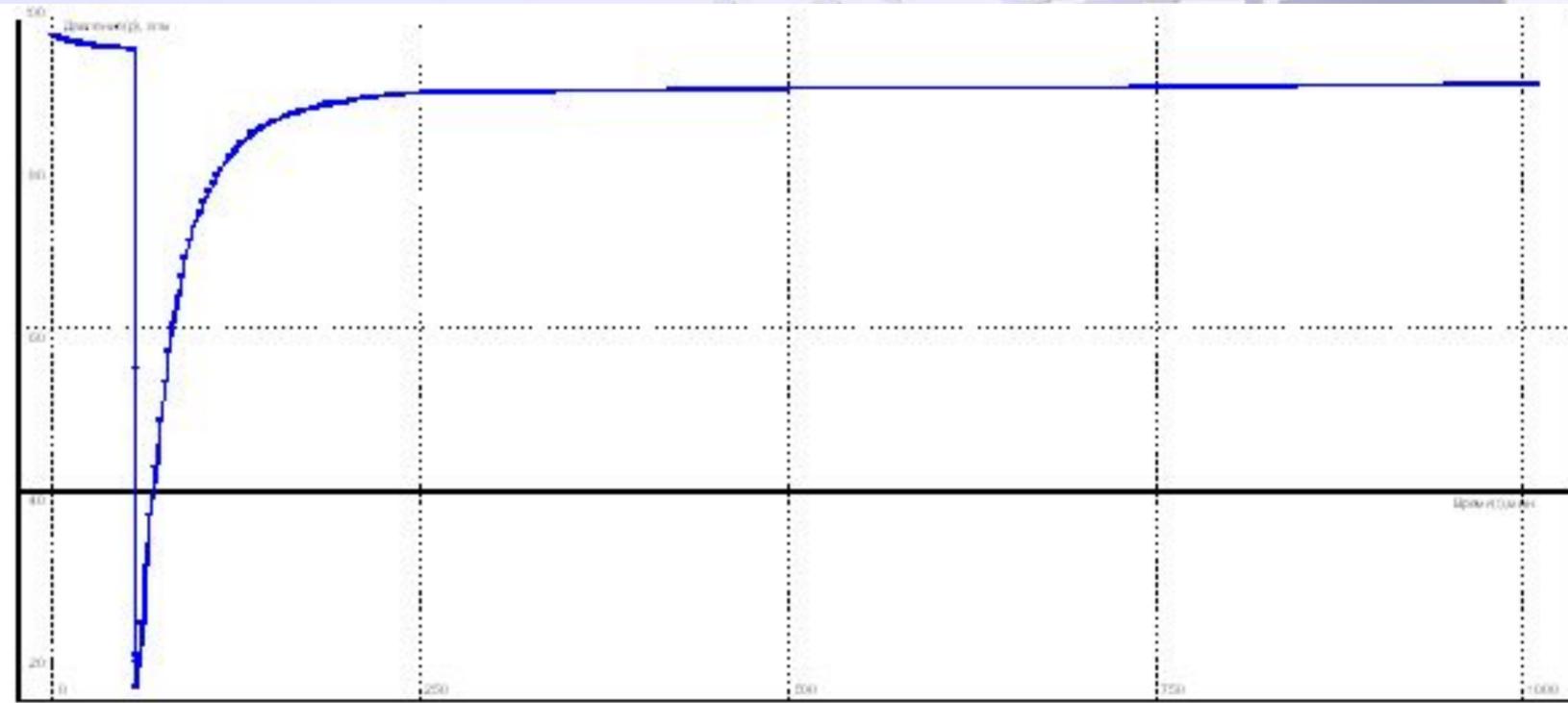
- поинтервальное испытание пластов;
- отбор герметизированных проб пластового флюида;
- гидроимпульсное воздействие и очистку прискважинной зоны пласта;
- определение параметров пласта с помощью глубинных геликсных и электронных манометров.



# Определение профиля притока, источников обводнения и КВУ при исследовании оборудованием КИС



К "Каталогу записей" - II - в-в-в-в - январь 2001 г.



## МГДИ

Модуль МГДИ-54 применяется при решении задач контроля за разработкой при снижении уровня свабированием. Предназначен для герметизации внутренней полости колонны НКТ с целью получения достоверных гидродинамических параметров пласта в малодебитных скважинах. Опускается в скважину после создания депрессии на геофизическом кабеле совместно с комплексным прибором регистрации давления, температуры и др. параметров. После установки в НКТ на заданной глубине на электродвигатель модуля МГДИ-54 подается напряжение, вследствие чего происходит разобщение трубного пространства. Комплексный прибор регистрирует кривую восстановления давления в условиях режима упругой фильтрации. После распаковки связкой комплексного прибора и МГДИ-54 могут проводиться замеры по глубине.

### Типовые условия применения:

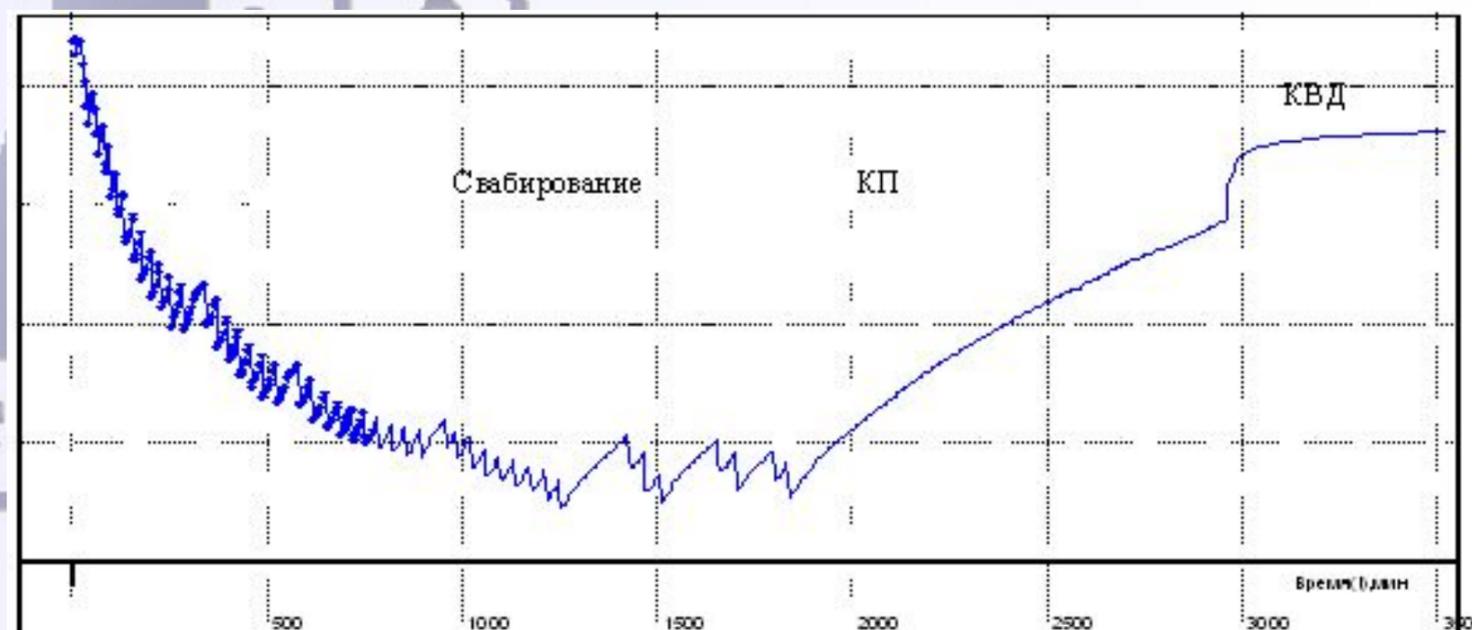
- применяется в обсаженных скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью, фонтанирующих или исследуемых под депрессией;
- колонна НКТ диаметром 73 мм и толщиной стенки 5.5 мм должна быть оборудована пакером, перекрывающим межтрубное пространство.

### Технические особенности модуля МГДИ-54:

- обеспечивает возможность записи КВД без привлечения дополнительного оборудования;
- позволяет снизить влияние ствола скважины и существенно сократить продолжительность исследований;
- обеспечивает пропуск прибора в призабойную зону на любом этапе освоения скважины (при наличии в эксплуатационном пакере проходного диаметра 60 мм);
- максимальный перепад давления в режиме закрытия пакера (распаковки) составляет 20 МПа;

### Применение:

- гидродинамические исследования в режиме депрессии и определение параметров пласта в реальном времени при типовых исследованиях малодебитных скважин;





# ОБЕСПЕЧЕНЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИРС:

- Основные обязанности и функции недропользователей
- Основные обязанности и функции производителя ГИРС
- Требования по формированию и использованию информационных ресурсов, полученных при проведении ГИРС
- Требования по подготовке скважин для проведения ГИРС
- Требования по соблюдению правил безопасности и охраны недр при проведении ГИРС

# ТИПОВЫЕ УСЛОВИЯ НА ПОДГОТОВКУ СКВАЖИН ДЛЯ ГИРС ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.



**Акт**  
**о готовности эксплуатационной скважины**  
**к проведению геофизических исследований и работ**

Мы, нижеподписавшиеся, представители нефтегазодобывающего предприятия \_\_\_\_\_, составили настоящий акт о готовности скважины № \_\_\_\_\_ площади \_\_\_\_\_ к проведению геофизических исследований и работ, предусмотренных наряд-заказом, в насосно-компрессорных трубах, через насосно-компрессорные трубы (нужное подчеркнуть).

**1 Скважинная жидкость**

Тип, состав \_\_\_\_\_ . Плотность \_\_\_\_\_ г/см<sup>3</sup>. Водоотдача \_\_\_\_\_ см<sup>3</sup>/мин.  
Вязкость \_\_\_\_\_ с.  
СНС (статистическое напряжение сдвига) \_\_\_\_\_ . Уровень жидкости в скважине \_\_\_\_\_ м.

**2 Конструкция скважины**

Глубина забоя (естественного, искусственного – нужное подчеркнуть) на момент проведения ГИС \_\_\_\_\_ м. Внутренний диаметр обсадной колонны (мм), глубины переходов диаметра (м) \_\_\_\_\_ .  
Глубина спуска (м) и диаметр (мм) последней колонны \_\_\_\_\_ . Состояние башмака \_\_\_\_\_ и исправность последней колонны – удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное подчеркнуть). Глубина башмака (м) и диаметр (мм) предыдущей колонны \_\_\_\_\_ . Максимальная глубина спуска НКТ при последнем спуске \_\_\_\_\_ м.

**3 Конструкция НКТ**

Глубины переходов диаметров \_\_\_\_\_ м. Конструкция и состояние НКТ (муфта, воронка с внутренним проходным диаметром \_\_\_\_\_ мм, “голый” конец, крестовина, наличие шпильки и др.) – удовлетворительное, неудовлетворительное, неизвестно (нужное подчеркнуть).  
Минимальный проходной диаметр в НКТ (нужное подчеркнуть) \_\_\_\_\_ мм.

**4 Работы по подготовке скважины**

НКТ шаблонировались (чем, когда, до какой глубины) \_\_\_\_\_ .  
Наличие остановок, проработок при последнем спуске НКТ и их глубина \_\_\_\_\_ м. Наличие затяжек при подъеме НКТ – да, нет (нужное подчеркнуть)  
Интервалы затяжек \_\_\_\_\_ м.

**5 Особые условия проведения работ**

Наличие и состояние подъездных путей, рабочей площадки, подмостков, наличие емкости для сбора жидкости (для фонтанирующих скважин), прочие условия \_\_\_\_\_ .  
Наличие выкидной линии, мерной и приемной емкости для скважинной жидкости \_\_\_\_\_ . Состояние наземного оборудования (исправность электрооборудования, состояние устьевого обвязки и др.) – удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное подчеркнуть), наличие мест для подсоединения заземления.  
Характеристика условий освещенности рабочих зон \_\_\_\_\_ , трассы движения кабеля, выкидной линии и емкостей \_\_\_\_\_ .  
Максимальный диаметр прибора, спускаемого в скважину \_\_\_\_\_ мм. Максимально разрешенная глубина спуска прибора \_\_\_\_\_ м.  
Подготовка скважины обеспечивает беспрепятственное прохождение геофизических приборов по всей скважине в течении \_\_\_\_\_ ч необходимых для проведения ГИС.

Представители нефтегазодобывающего предприятия

Акт составлен “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 200 \_\_\_\_\_ г.

Скважину для проведения геофизических исследований принял начальник отряда \_\_\_\_\_

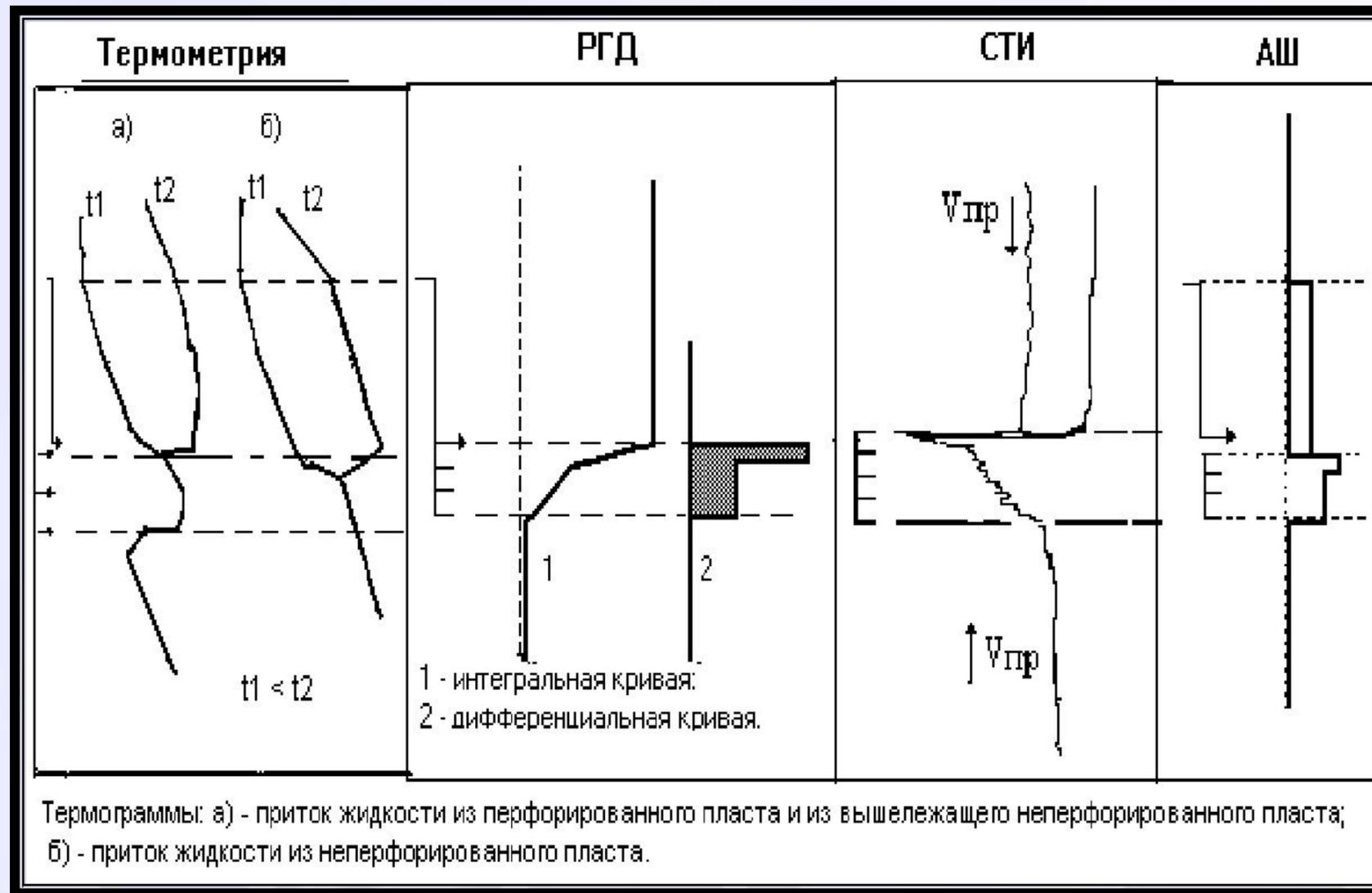




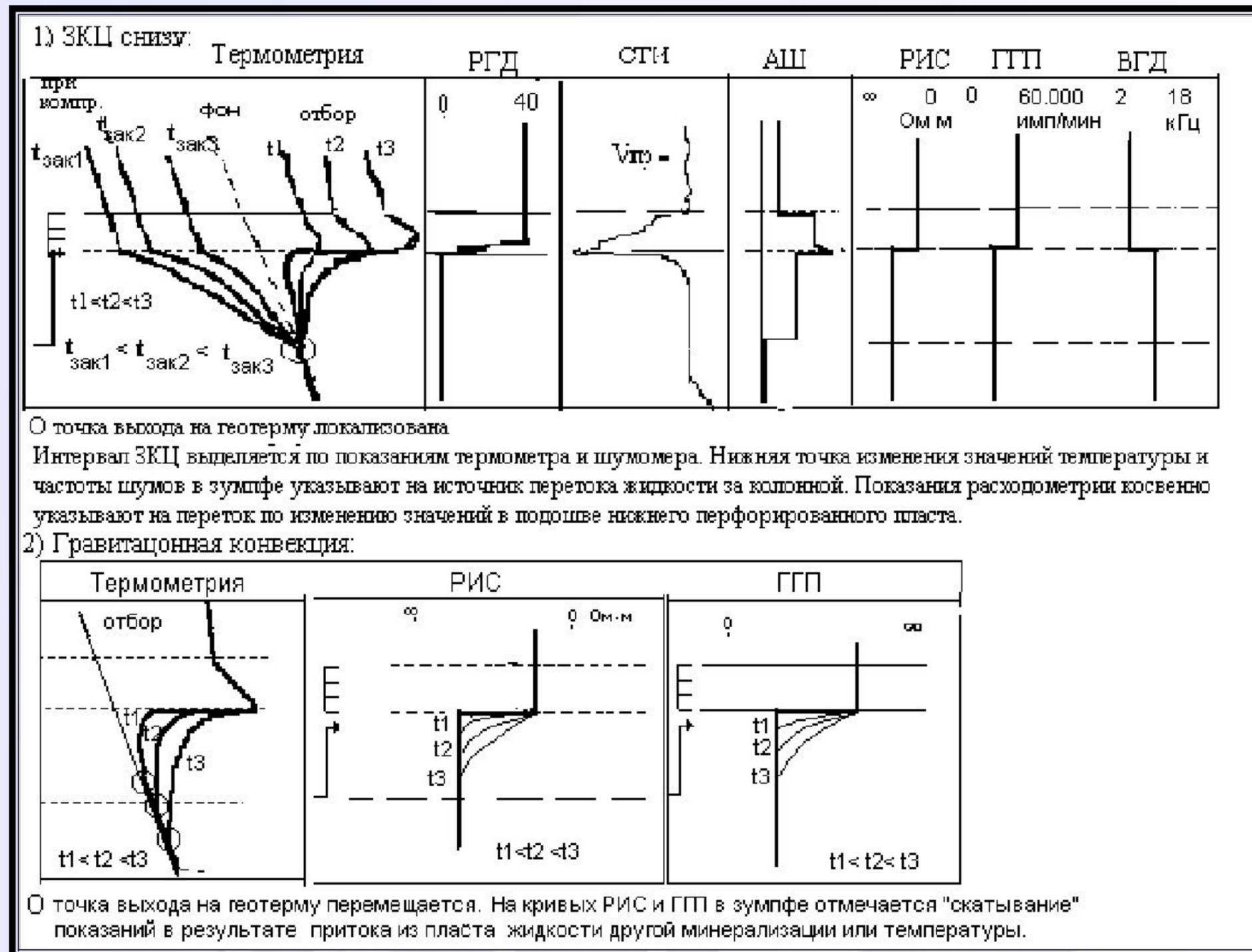
# ИНТЕРПРЕТАЦИЯ.



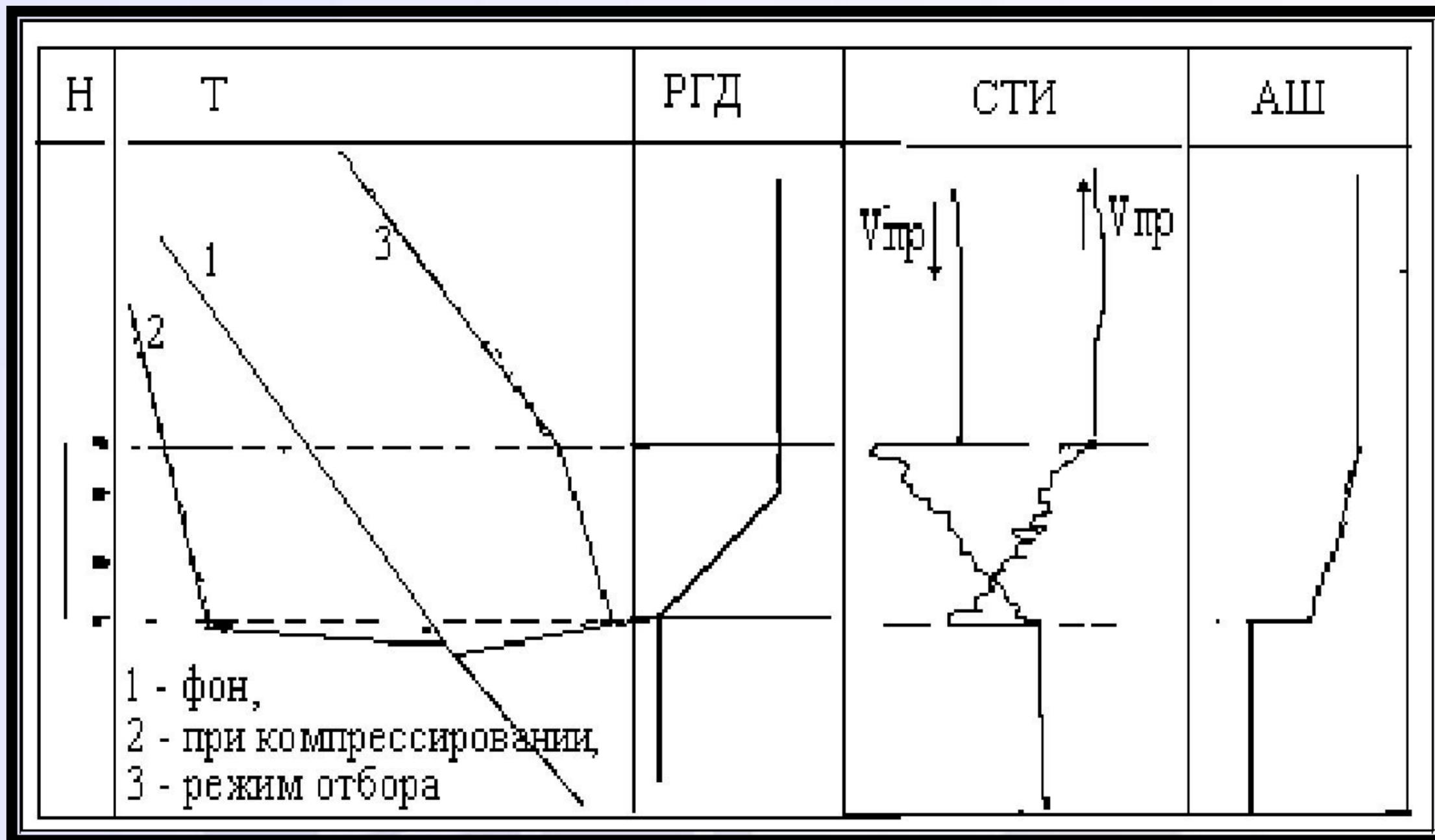
## Добывающие скважины



**Комплексы типовых диаграмм для выявления ЗКЦ жидкости сверху**

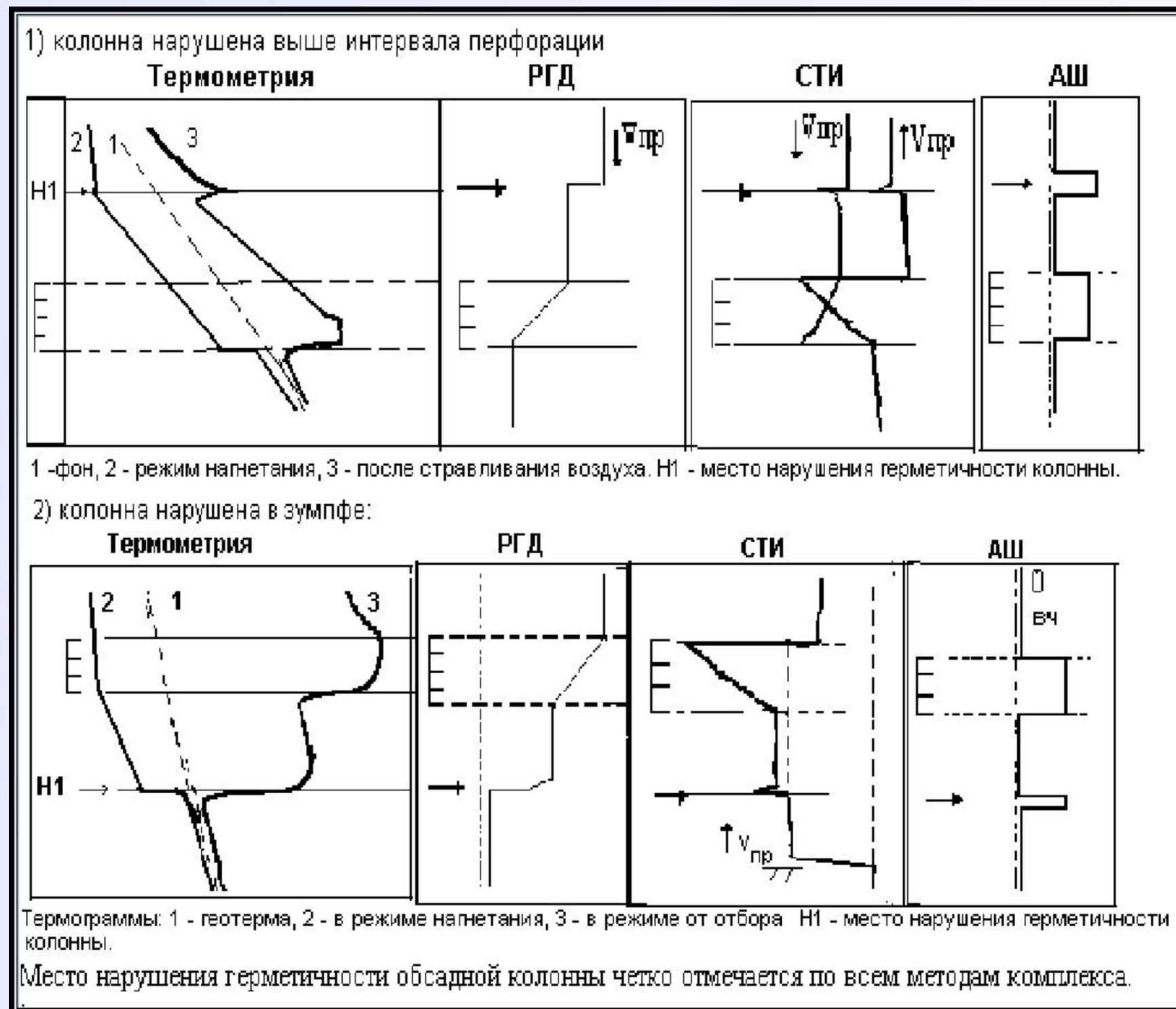


**Комплексы типовых диаграмм для выявления ЗКЦ жидкости снизу**



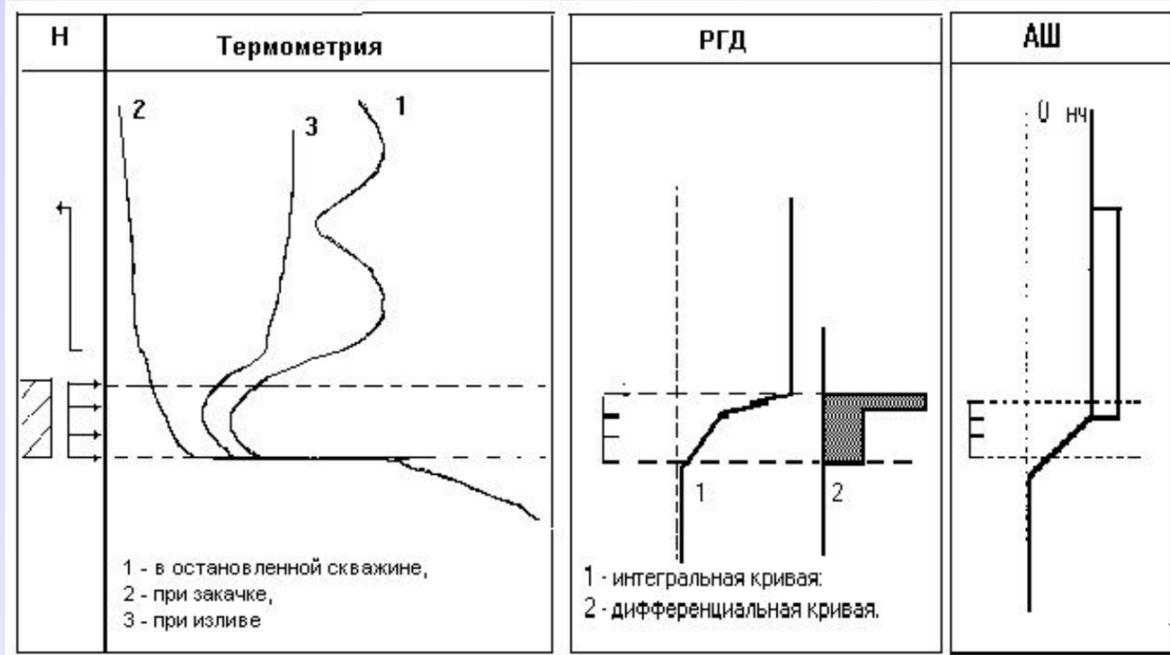
**Типовые кривые комплекса методов для определения работающих пластов**



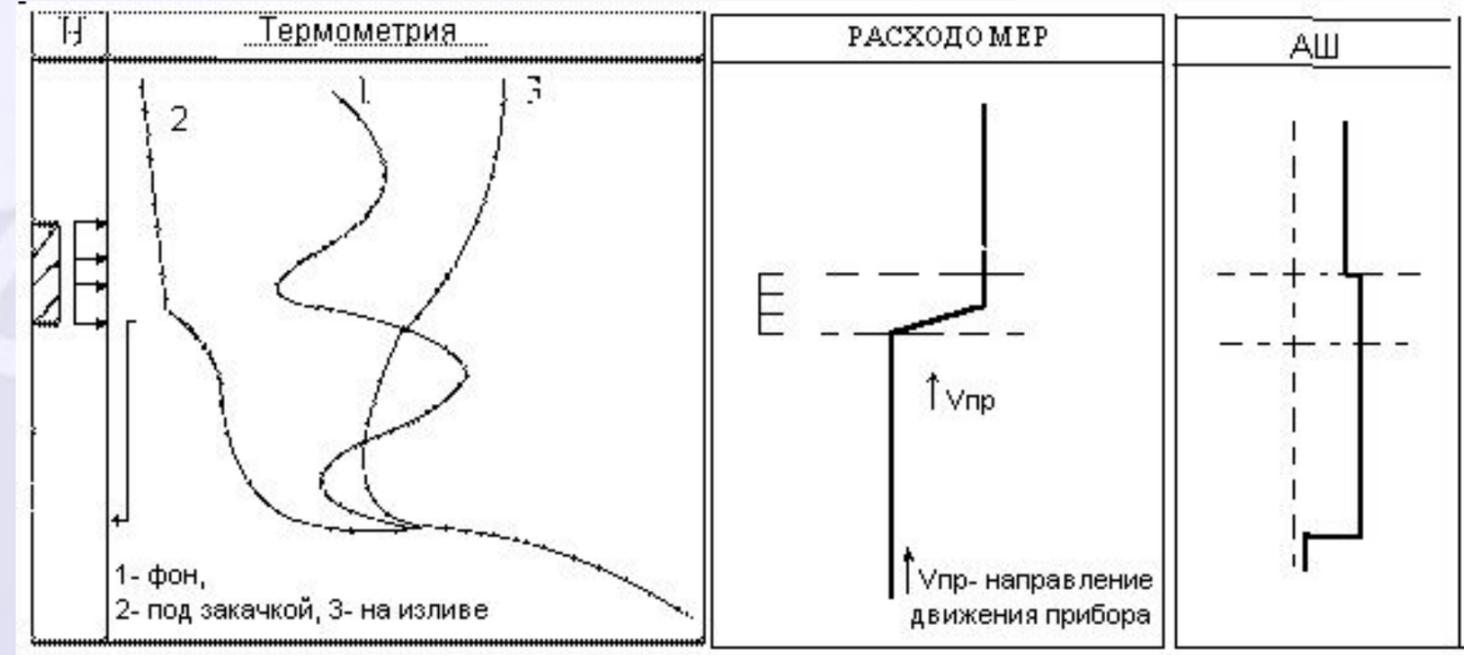


*Типовые кривые комплекса методов для выявления места нарушения колонны*

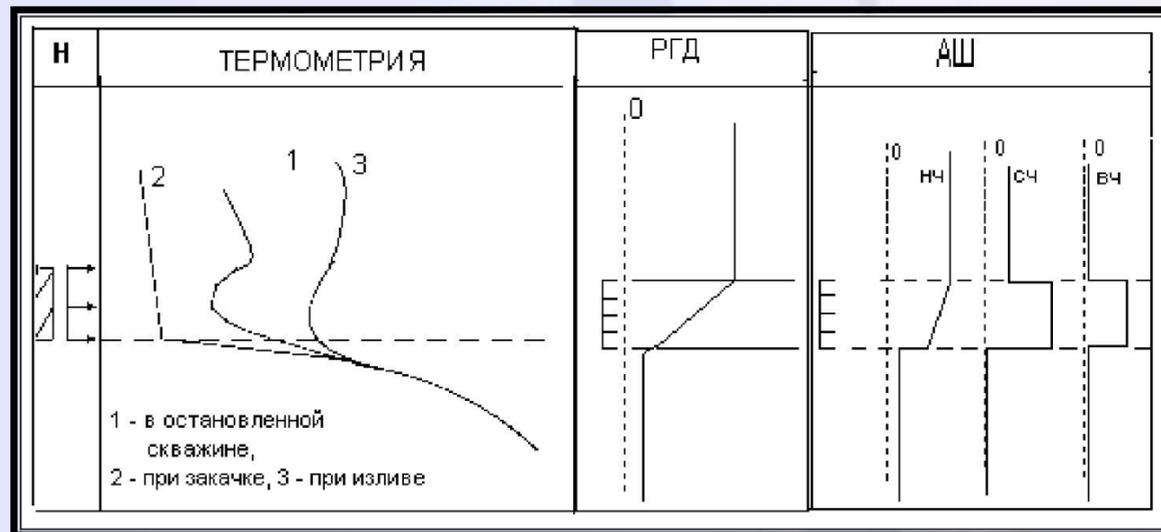
# Нагнетательные



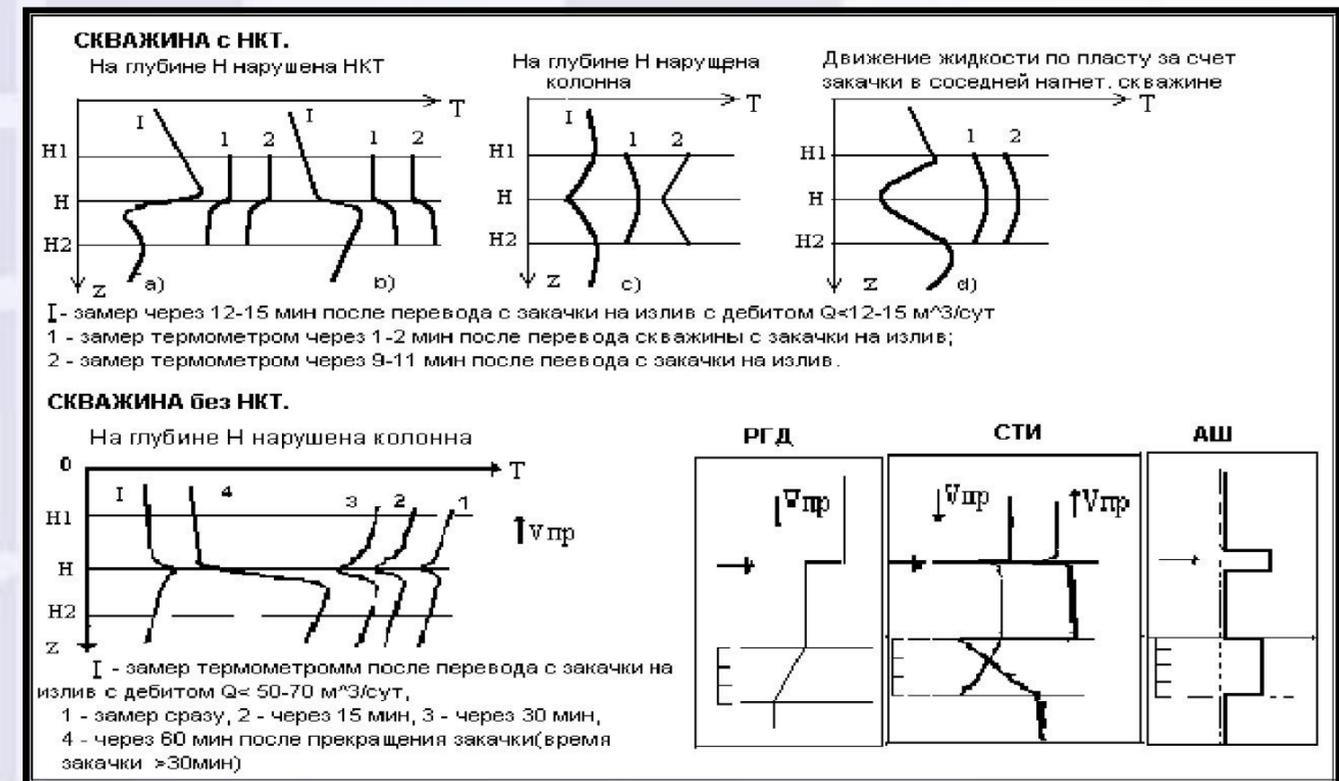
Комплекс типовых кривых для определения ЗКЦ вверх в нагнетательных скважинах



Комплекс типовых кривых для определения ЗКЦ вниз



Типовые кривые комплекса методов для выделения принимающих пластов

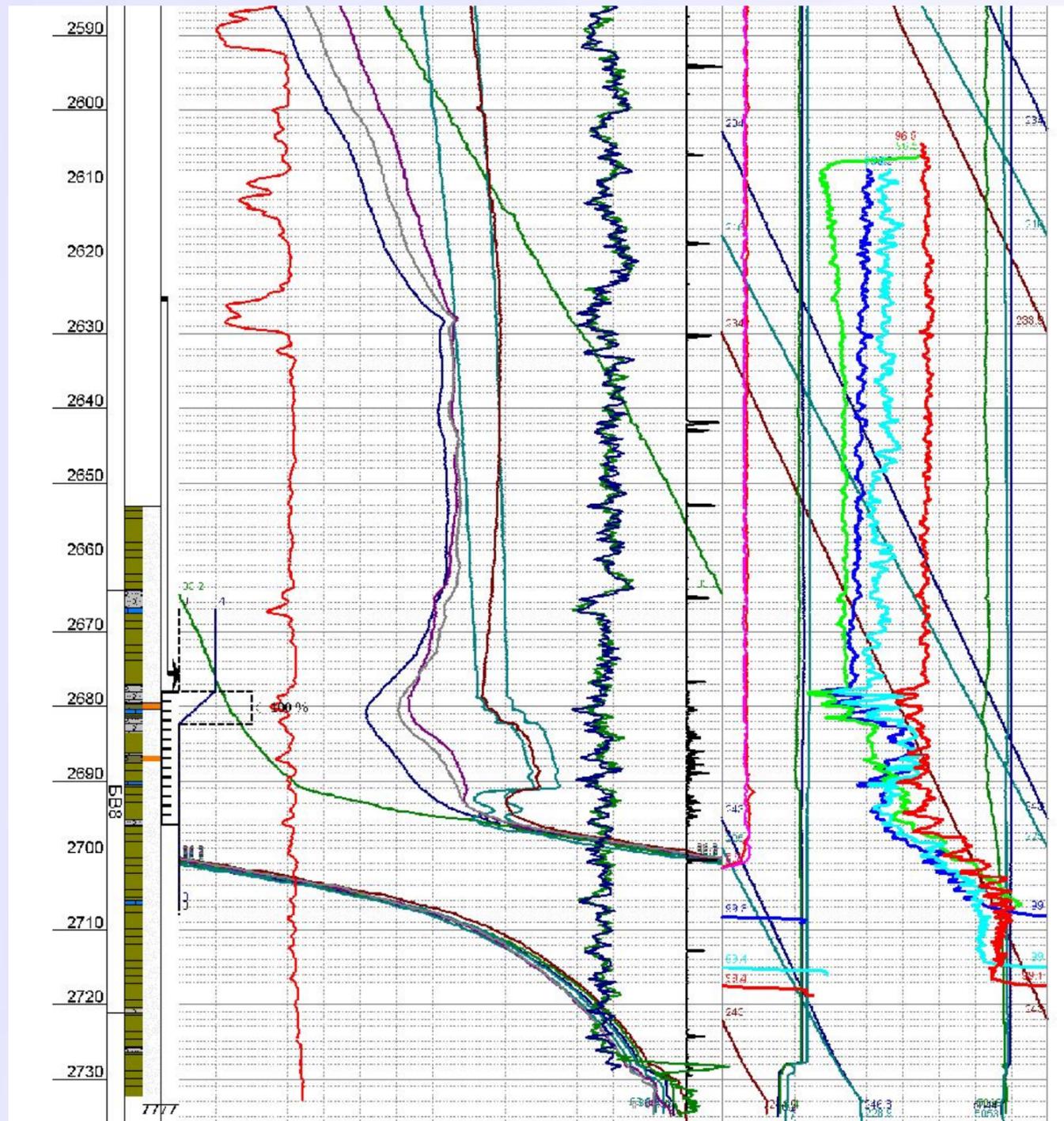


Комплекс типовых кривых для определения нарушения обсадной колонны выше интервалов перфорации

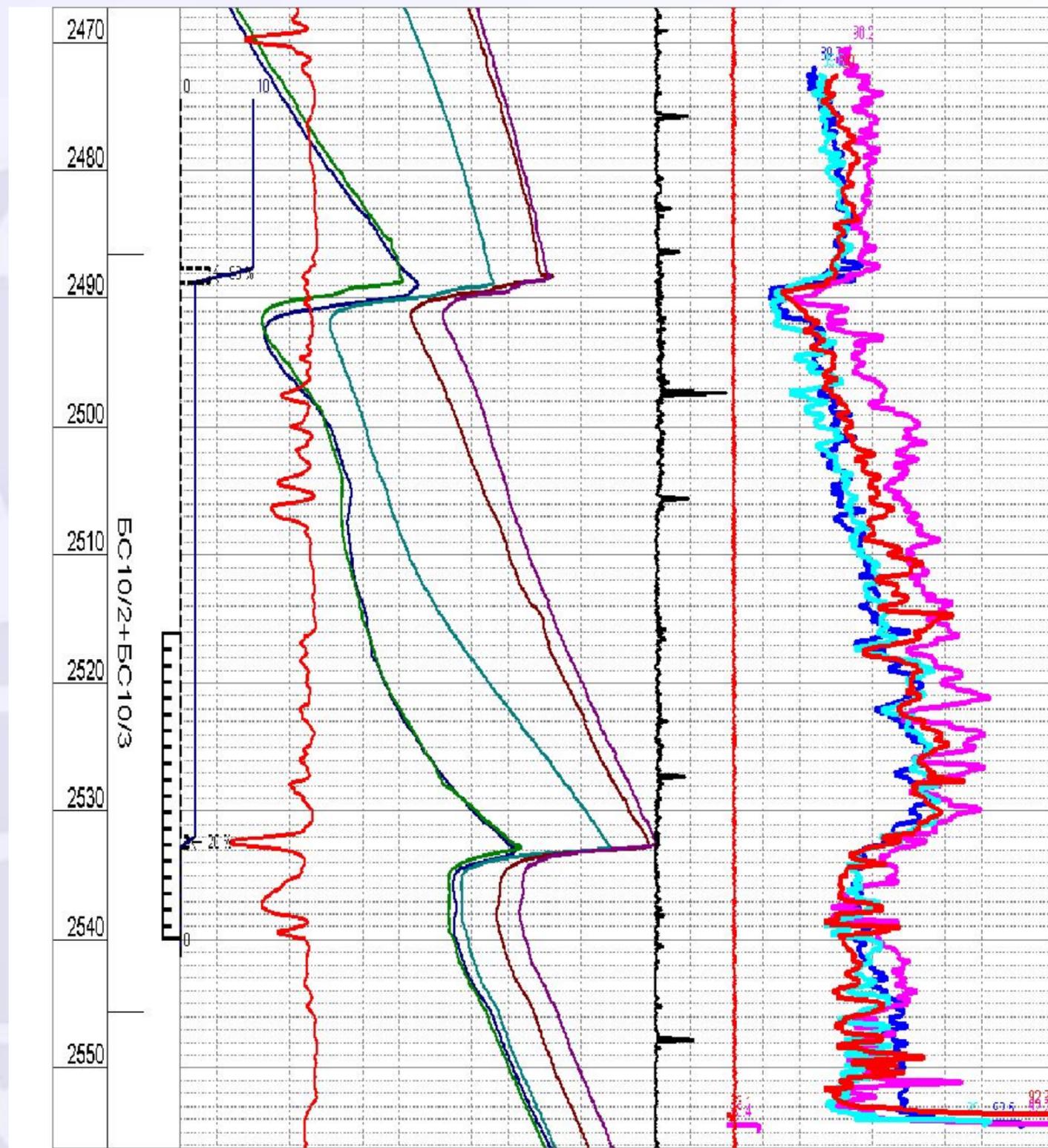
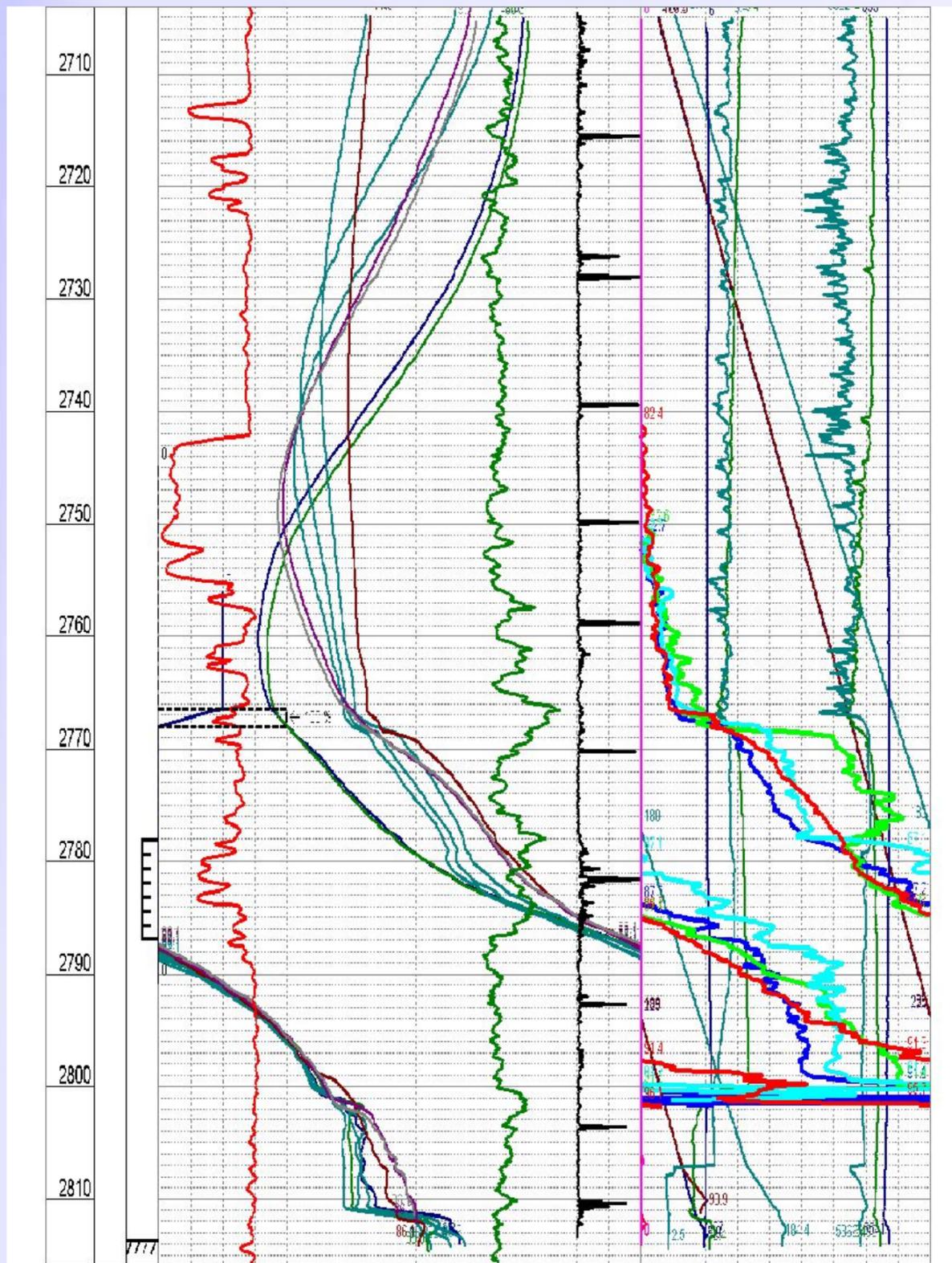


*Типовые диаграммы комплекса методов для определения места нарушения герметичности колонны в нагнетательной скважине*

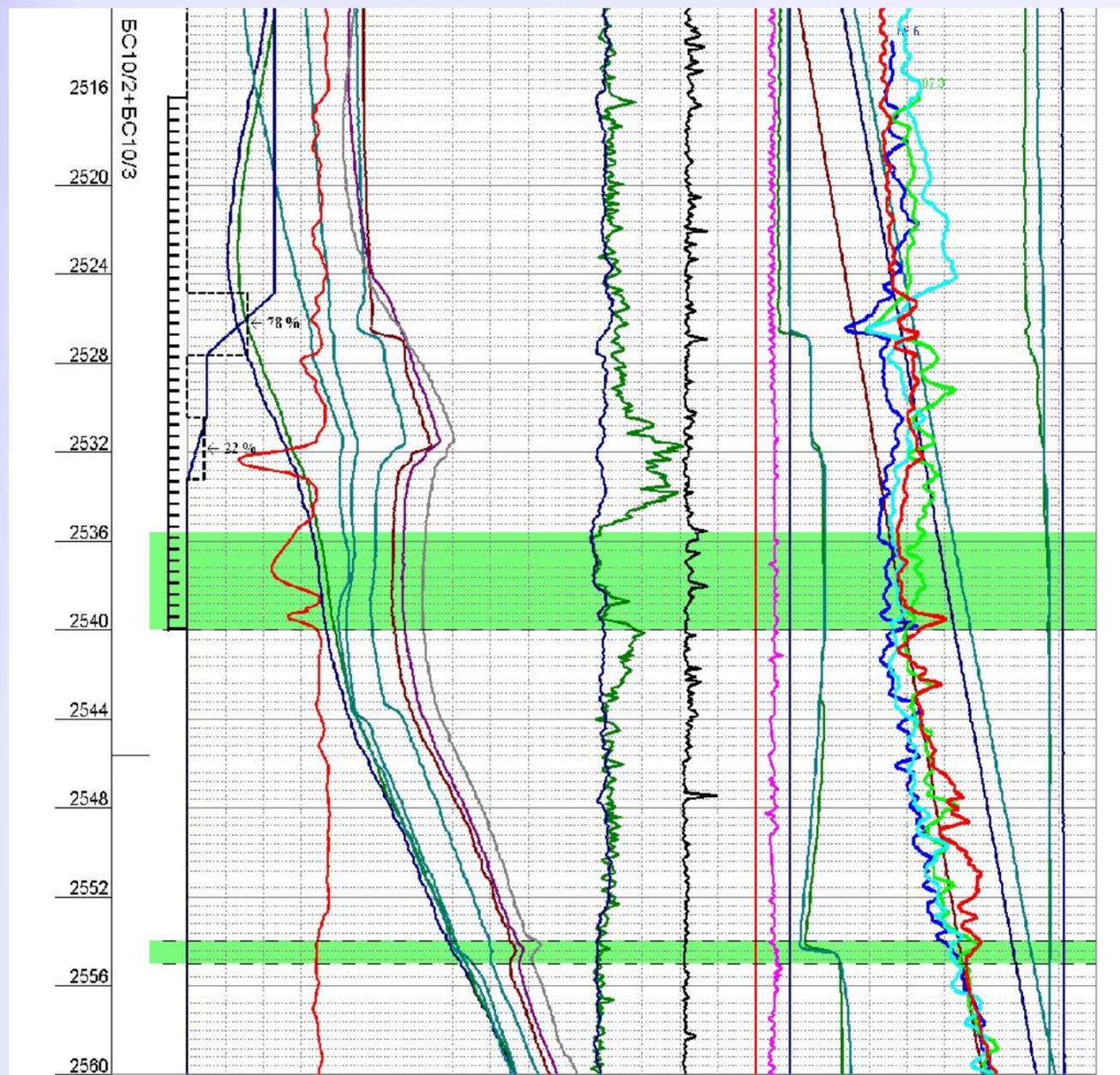
# Переток сверху



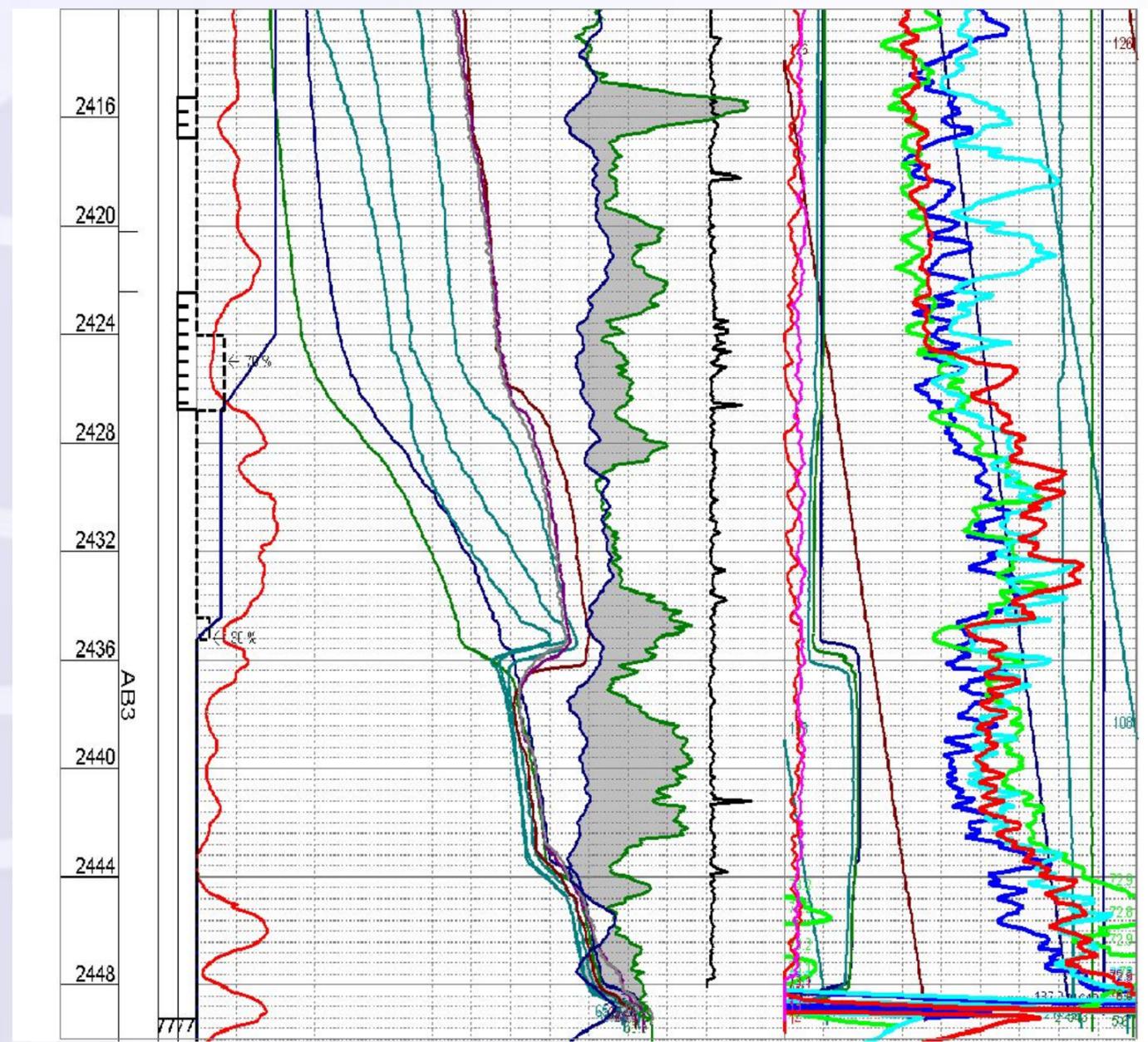
# Негерметичность НКТ выше ИП



# Негерметичность в зумпфе

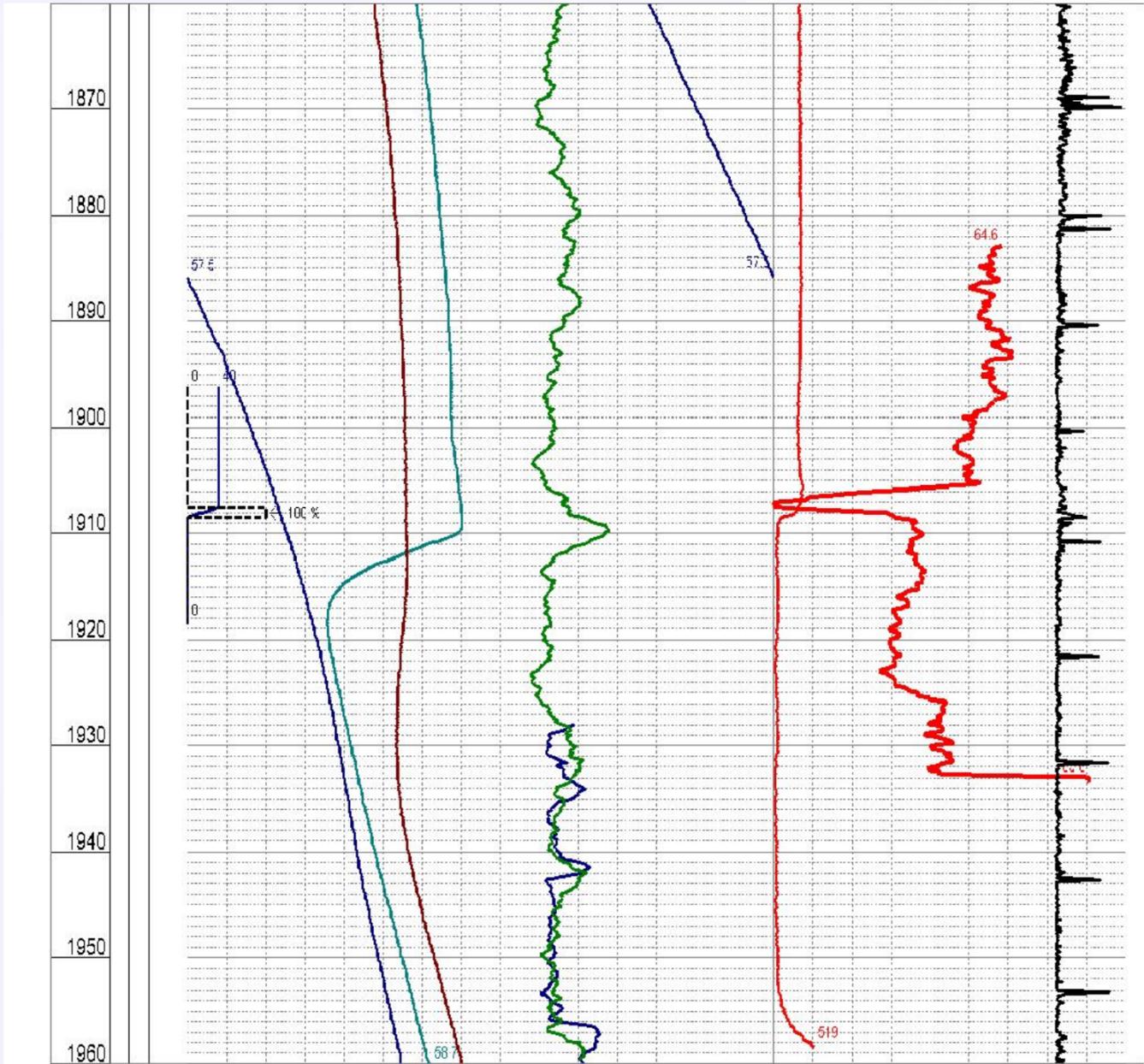
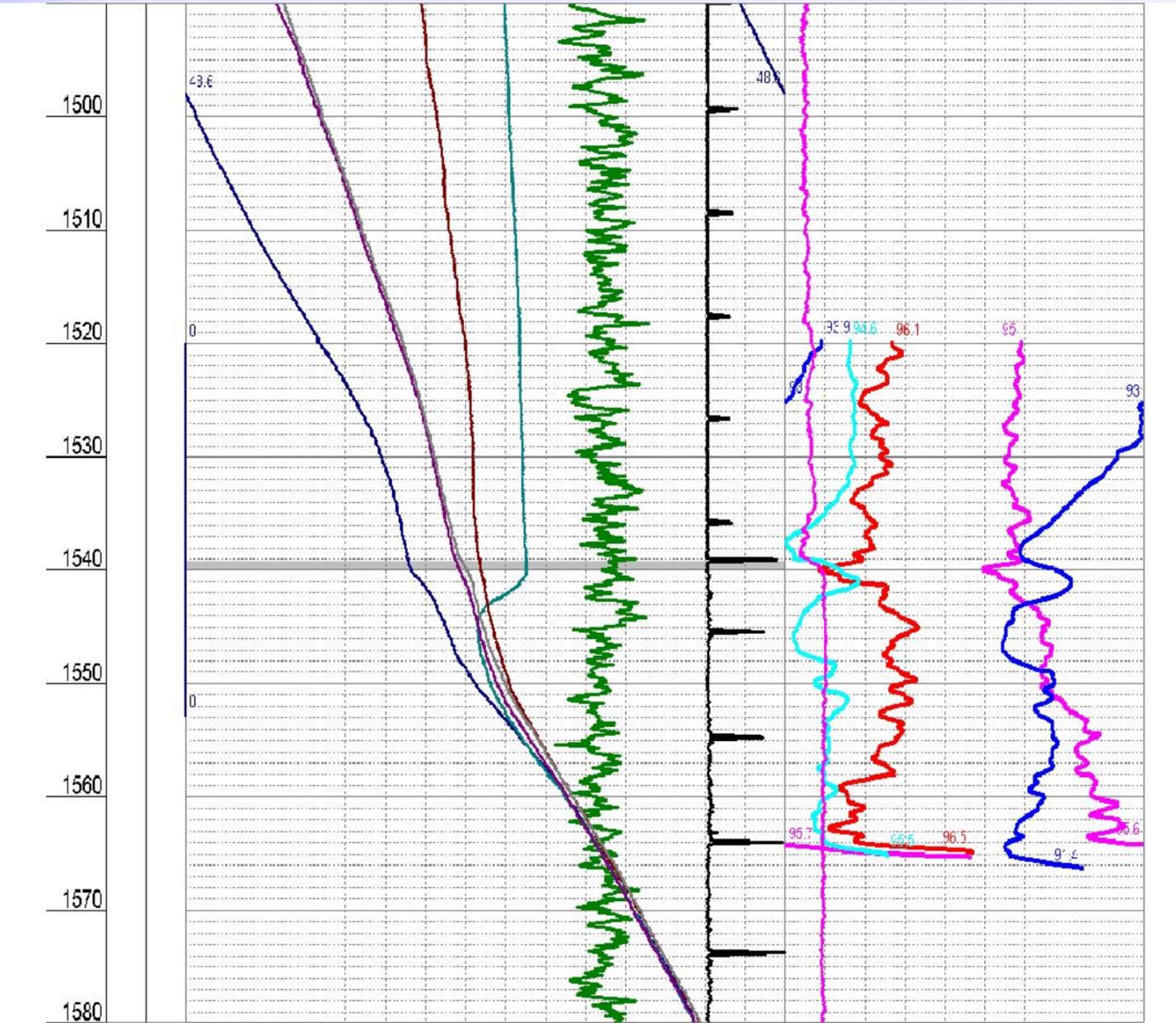


Слабый приток



Приток соизмерим с притоком из ИП

# НЭЖ выше интервала детальных исследований



# Специальные методы

## РКР

Технология радиоактивного каротажа с использованием короткоживущих радионуклидов относится к специальным геофизическим видам исследований и применяется для:

- повышения достоверности результатов определения профиля приемистости нагнетательных скважин;
- выявления внутрипластовых и заколонных перетоков, в том числе и в горизонтальных скважинах;
- определение мест нарушения герметичности колонн, в том числе, в интервалах кондуктора и многоколонных систем;
- определения мест засорения интервала перфорации в комплексе с расходометрией;
- оценки эффективности гидроразрыва пласта;
- определения степени выработки коллекторов и источников обводнения;
- оперативной оценки качества проведения ремонтно-изоляционных работ, работ по выравниванию профиля приемистости, кислотной обработки и других работ, связанных с очисткой призабойной зоны.

Методика РКР включает технологию циклических закачек в прискважинную часть пласта водного раствора, меченого короткоживущим радионуклидом  $\text{Na}^{24}$ , и проведение многократных повторных измерений методом ГК в интервалах локализации индикаторной жидкости.

Специальное активационное устройство ТАУ-2 обеспечивает получение  $\text{Na}^{24}$  в производственных условиях геофизического предприятия. Приготовление меченого раствора осуществляется непосредственно на скважине после оценки работоспособности насосного агрегата ЦА-320 и проведения фоновых измерений.

Радиационная безопасность обеспечивается за счет использования слабоактивного химического соединения  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , которое характеризуется: малым периодом полураспада, составляющим 15 часов, низкой удельной концентрацией  $\text{Na}^{24}$ .

Интерпретация РКР осуществляется на основе расчета двойного разностного пара-метра по ГК с использованием программного обеспечения, реализованного на современных ПЭВМ. Основным интерпретационным параметром является RASP, отражающий пространственно-временное распределение меченого раствора в прискважинной части колонны и коллектора. Изменение этого параметра устанавливается по данным обработки многократных контрольных измерений ГК. Параметры D-RASP и ST-RASP характеризуют динамику проникновения меченого раствора и его стабилизацию, служат источником информации о поглощающей способности (приемистости) прослоев исследуемого пласта, о внутрипластовых и заколонных перетоках. Конструкция скважины определяет технологию приготовления, закачки и индикации меченого раствора. К дополнительным требованиям по подготовке скважины к исследованиям относятся:

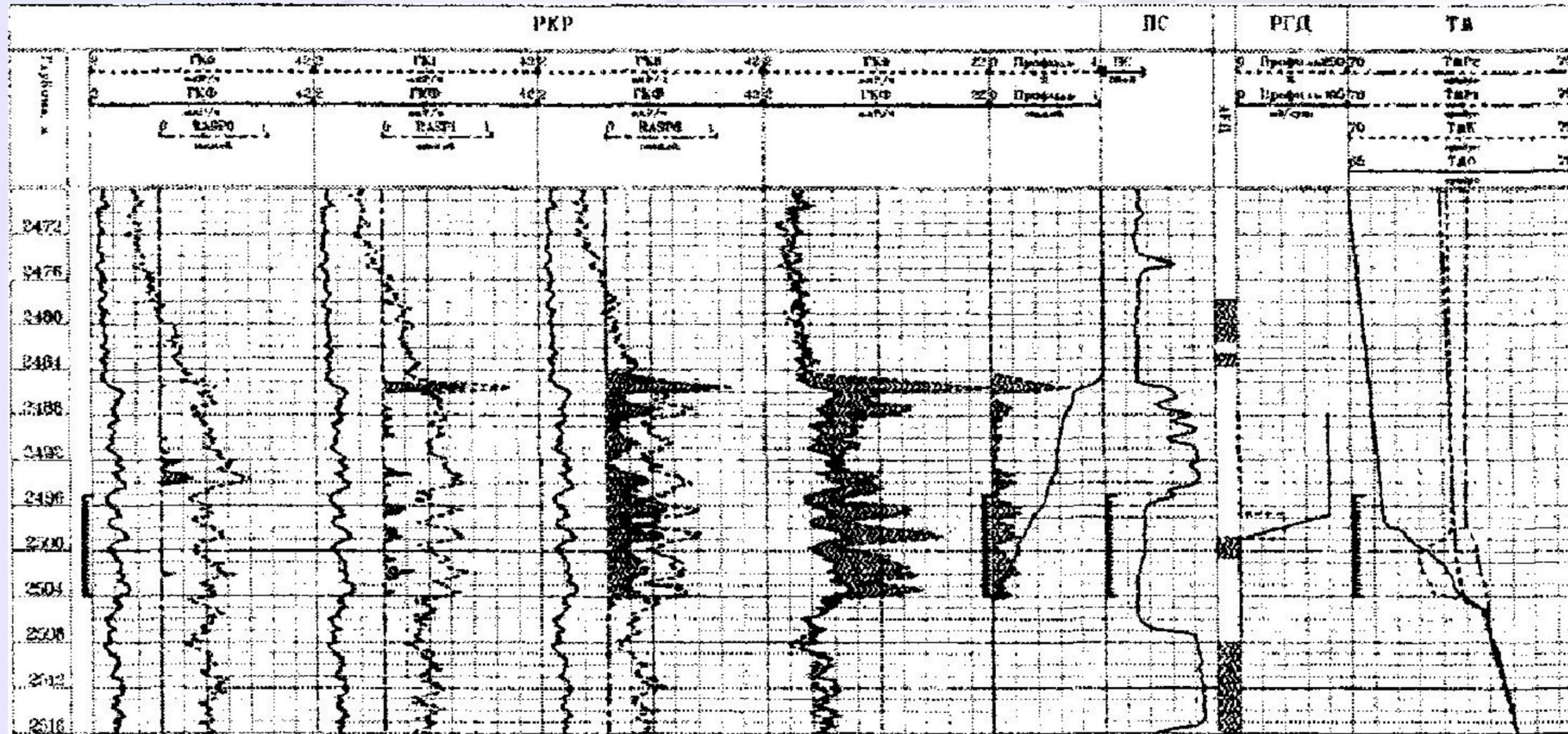
- оборудование устья скважины должно обеспечивать подключение насосного агрегата для ввода меченого раствора и продавочной жидкости в исследуемый интервал скважины, как по межтрубному пространству, так и через НКТ;
- напорная арматура на устье скважины должна исключать возможность обратной утечки (стравливания) продавочной жидкости в процессе проведения циклических напорных закачек;
- производительность насоса агрегата ЦА-320 должна обеспечивать давление закачки продавочной жидкости равным давлению опрессовки колонны (10,0 – 14,0 МПа).

Результаты исследований, выполненных на месторождениях Западной Сибири, свидетельствуют об эффективности применения технологии РКР для оценки эксплуатационных характеристик объектов разработки, изучения особенностей заводнения коллекторов, исследования технического состояния скважины, что существенно расширяет возможности стандартного комплекса методов ПГИ при решении важнейшей проблемы - повышения нефтедобычи на месторождениях, вступивших во вторую и третью стадии разработки.



*Пример применения технологии РКР для определения заколонных перетоков в добывающей скважине*

По заключению ПГИС скважина работает водой, заколонных перетоков не обнаружено и колонна нарушений не имеет. Обработка материалов исследования с применением технологии РКР показали наличие заколонного перетока вверх в интервале 2484,0-2495,4 м в водоносный пласт. По заключению качества цементирования оценка герметичности интервалов 2483,6-2498,8 низкая, 2498,8-2500,6 удовлетворительная, 2500,6-2508,0 низкая. Интервал перетока совпадает с интервалом некачественного цементирования скважины.



**Пример применения технологии РКР для оценки качества проведения ремонтно-изоляционных работ**

На скважине проведены три последовательных цикла исследований. Цель исследований:

первый цикл - определение технического состояния скважины, заколонных перетоков и профиля приемистости пластов;

второй цикл - определение качества РИР;

третий цикл - определение качества повторного проведения РИР.

Проведение РКР осуществлялось по технологической схеме, используемой для определения заколонных перетоков. Критерием качественного проведения РИР является отсутствие заколонных перетоков в интервале заливки цемента. По результатам трех циклов исследований получена следующая информация:

*Первый цикл* (исследование от 18.09-2000 г.),

установлен заколонный переток в интервале 2694,2-2749,8 м;

определен профиль приемистости пластов в интервалах заколонного перетока и перфорации;

приемистость пластов в интервале заколонного перетока составила 30,0 % суммарного расхода жидкости, нагнетаемой в скважину.

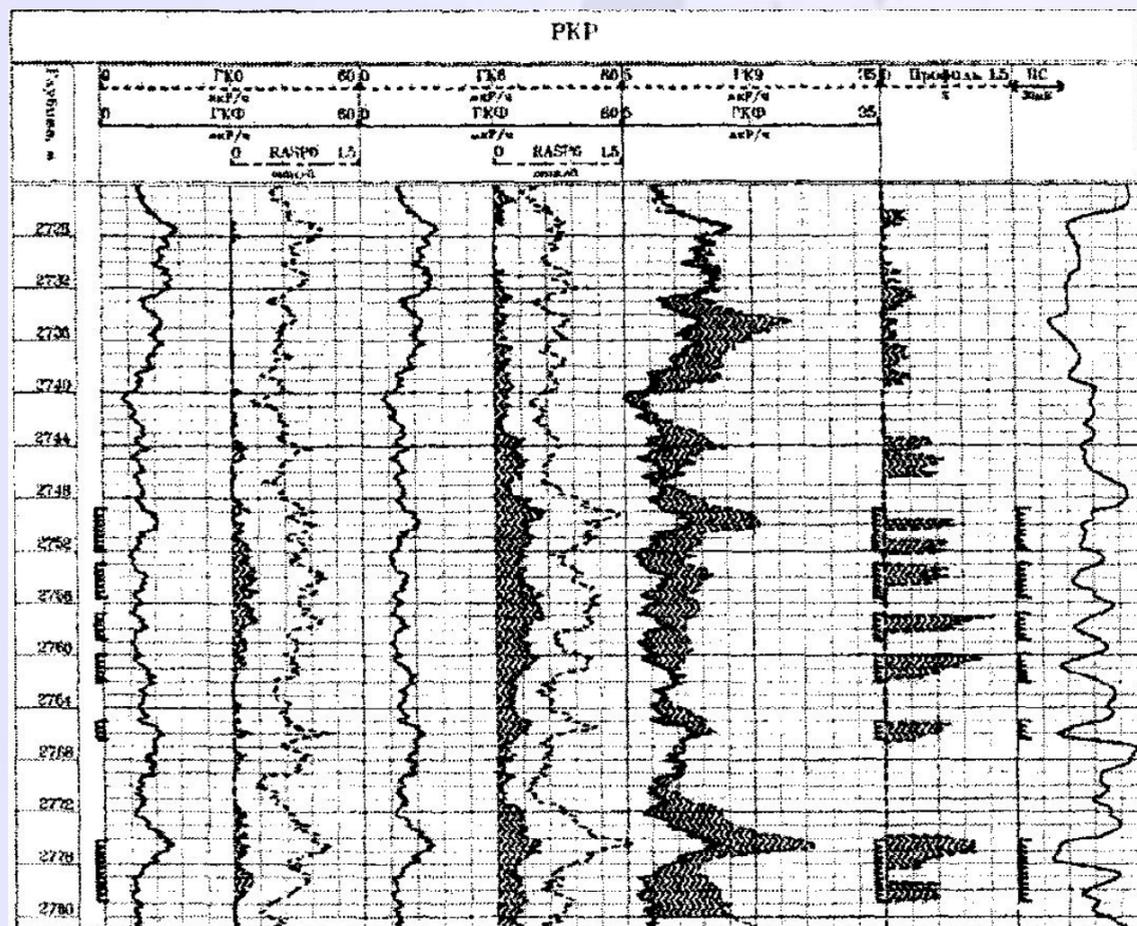
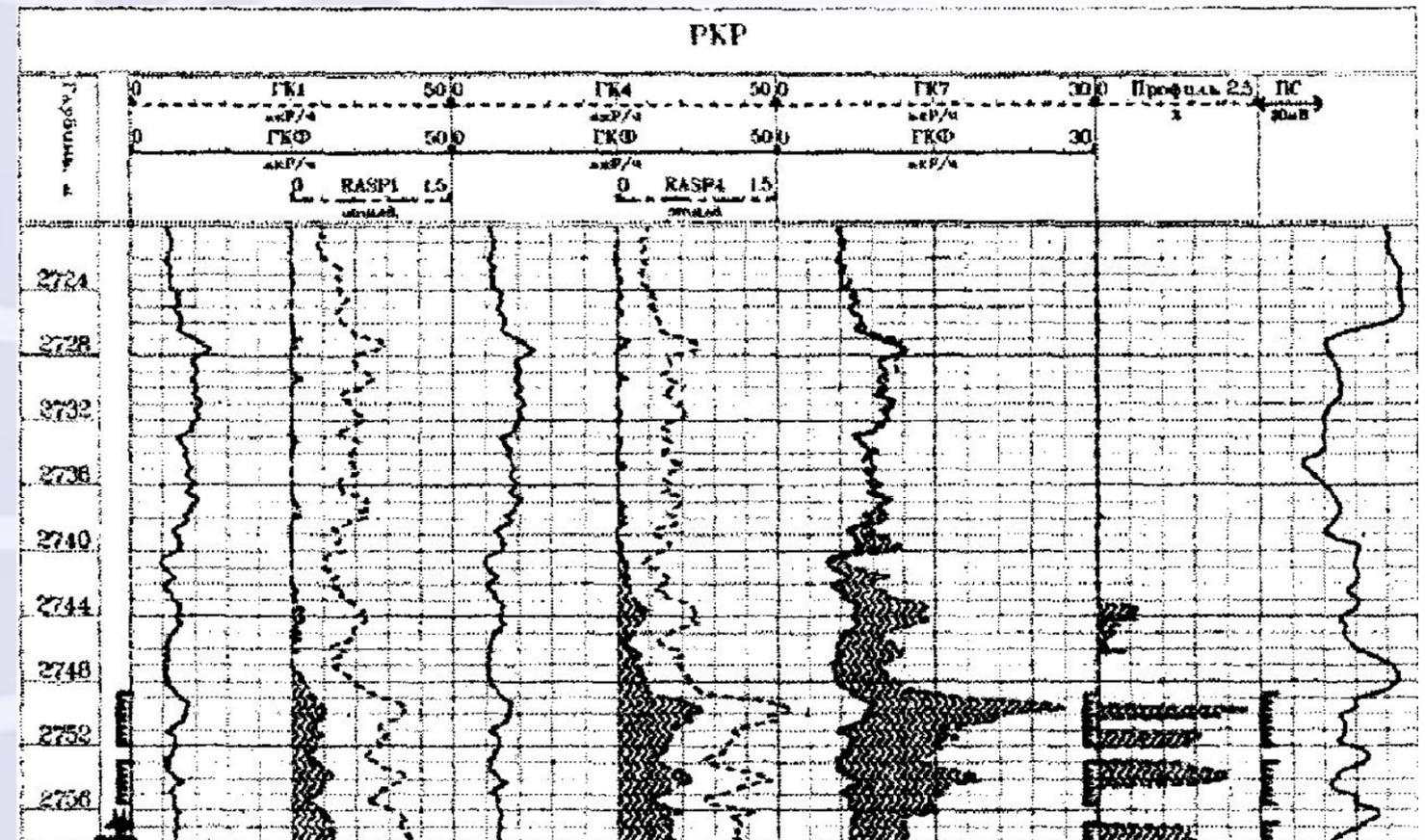


рис. 6

*Второй цикл* (исследование от 09.2000 г.),

- определено качество проведения ремонтно-изоляционных работ и определен интервал повторной изоляции (2736,5-2749,8 м);

приемистость пластов в интервале заколонного перетока 15,0 % суммарного расхода жидкости, нагнетаемой в скважину.



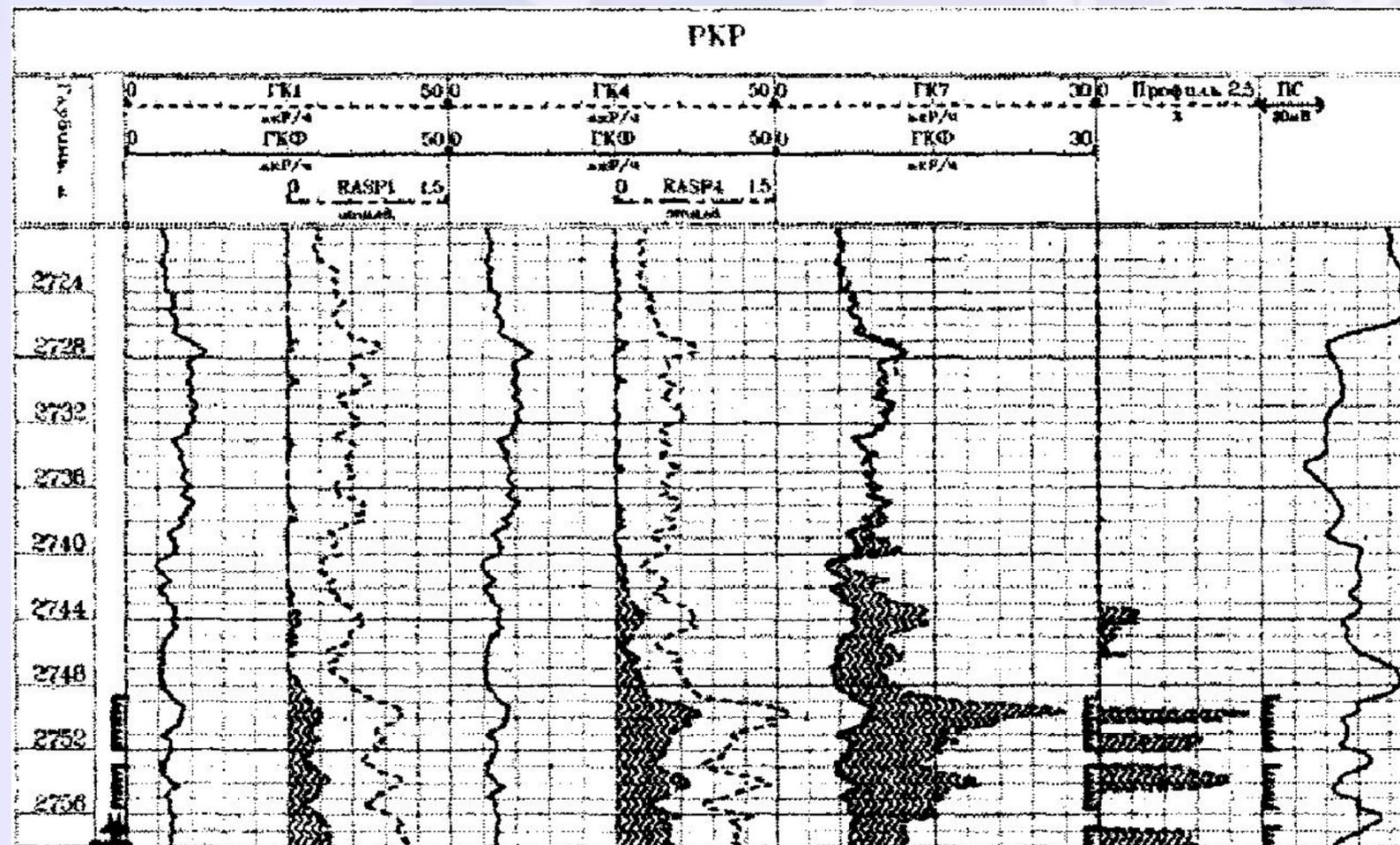
Третий цикл (исследование от 12.10.2000 г.), рис. 8:

- определено качество повторного проведения РИР;

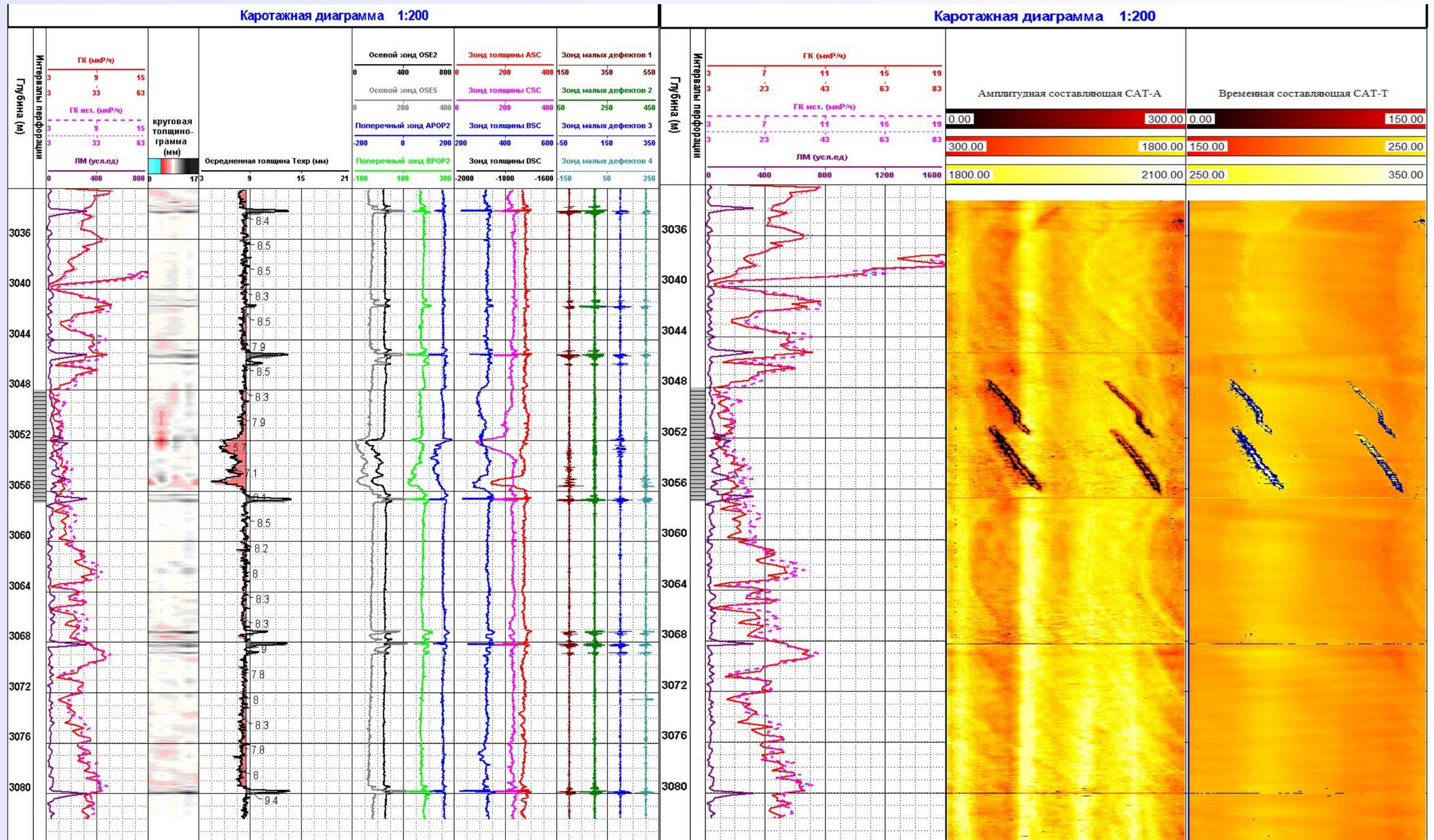
установлен заколонный переток в интервале 2741,0-2749,8 м;

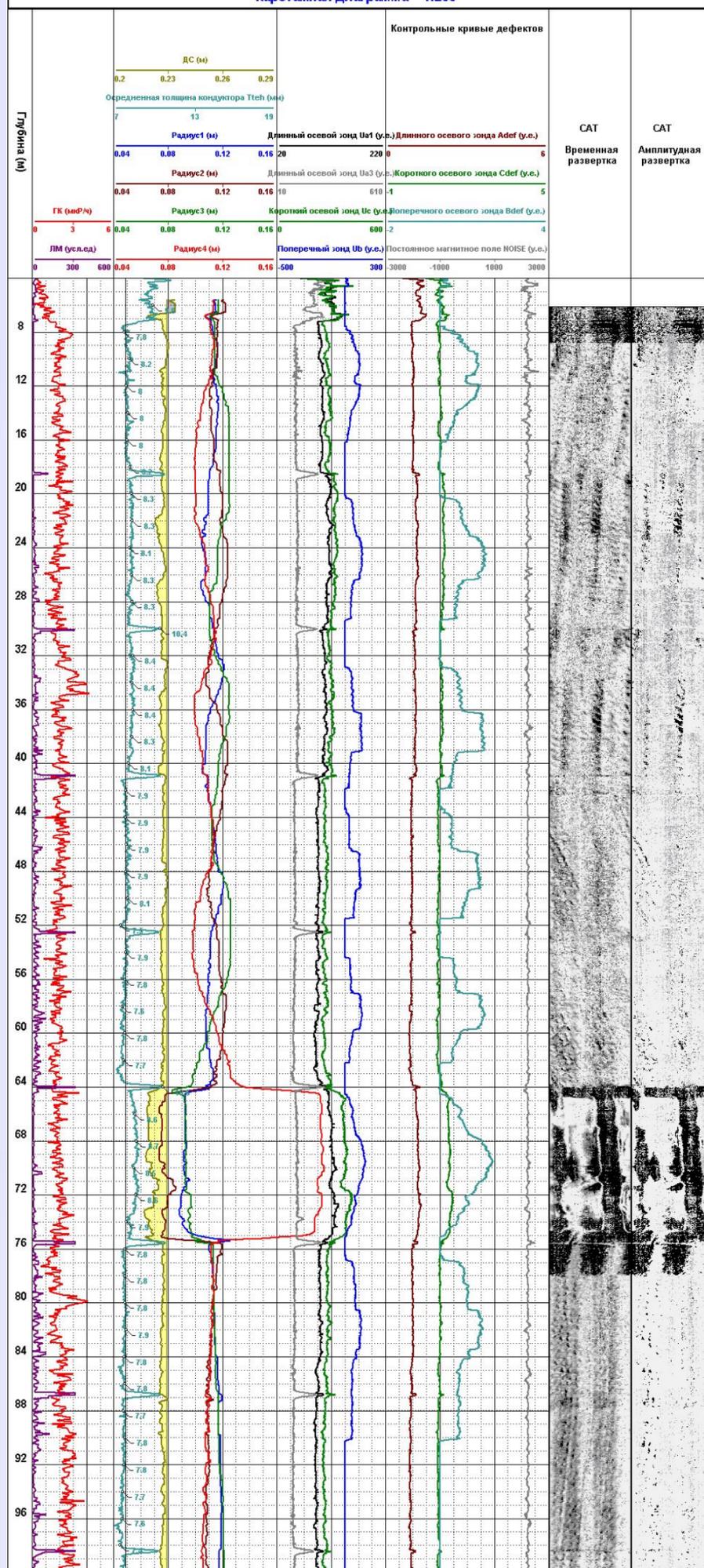
- приемистость пластов в интервале заколонного перетока составила 3,0 % суммарного расхода нагнетаемой жидкости.

Таким образом, применение технологии РКР в данной скважине позволило выявить заколонный переток вверх, определить профиль приемистости пластов, оперативно оценить качество РИР и непроизводственный расход жидкости, нагнетаемый в скважину.



Исследование качества щелевой перфорации





### Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований

По данным исследования микропрофилемера отмечаются:

- в интервале 64-75.6 м уменьшение внутреннего диаметра кондуктора в среднем до 219 мм;
- так же в этом интервале отмечается изменение внутренних радиусов кондуктора: уменьшение до 93 мм (Р радиус1 и Р радиус3), до 75 мм (Р радиус2) и увеличение до 193 мм (Р радиус4) - предположительно, один из рычагов микропрофилемера попал в разрыв колонны кондуктора.

По данным исследования САТ отмечается:

- в интервале 64-78 м нарушение целостности колонны кондуктора в виде вертикального разрыва шириной около 16.36 см с расширением до 24 см в интервале 70.6-71.0 м (показано темным цветом).

По данным исследования дефектоскопии отмечаются:

- в интервале 64-75.6 м аномалия, связанная с нарушением целостности колонны.

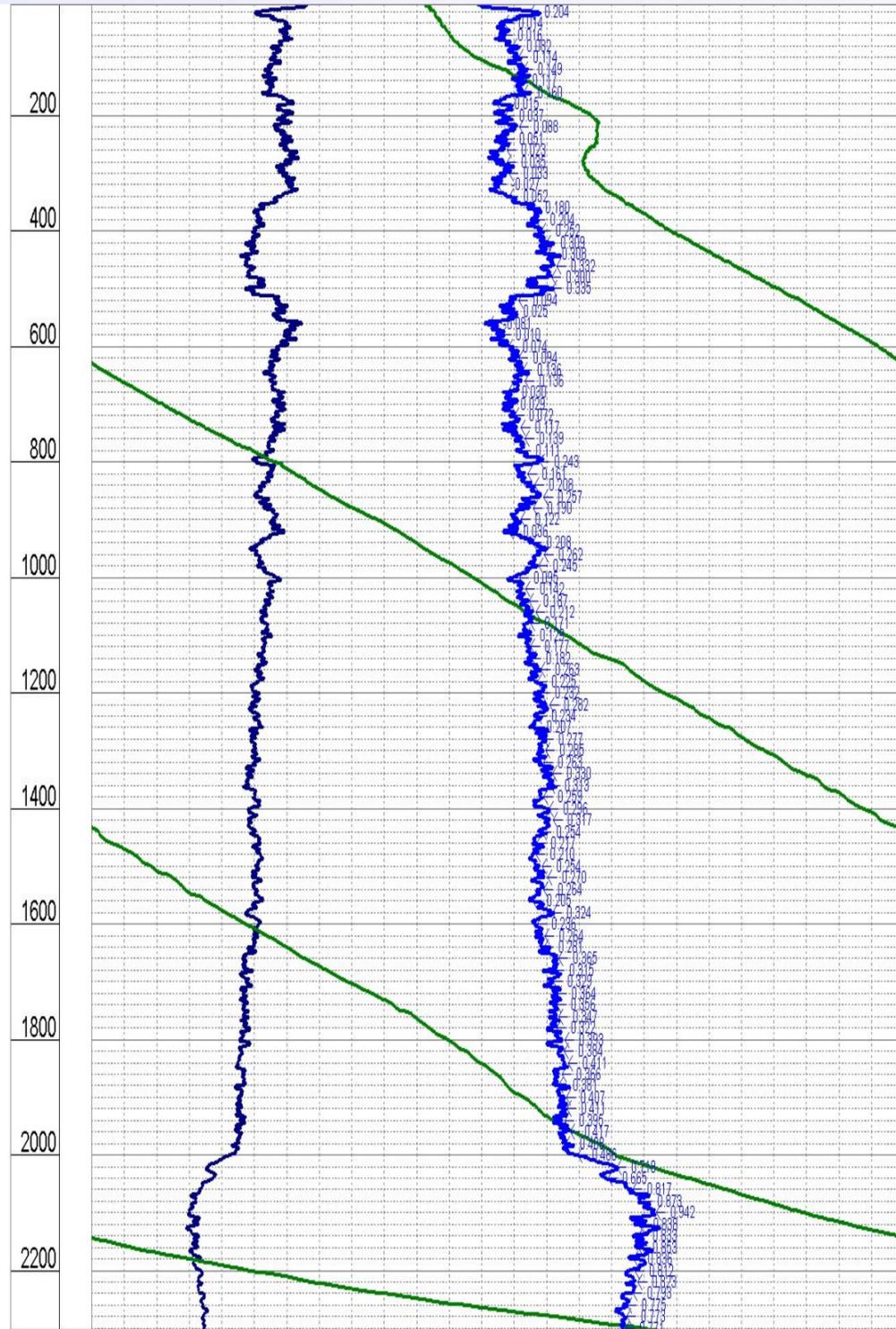
#### Условные обозначения

- Уменьшение толщины стенки колонны
- Увеличение толщины стенки колонны
- Уменьшение внутреннего диаметра скважины
- Увеличение внутреннего диаметра скважины
- Аномалия РГХЭ (радио геохимический эффект)

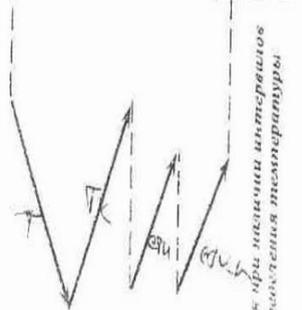
# Плотномер

		"УТВЕРЖДАЮ" Главный геолог ГЭЦОИ ОАО "КНГФ" _____ Плотников С.А. " _____ " _____ 2010 г.	
ОАО "КОГАЛЫМНЕФТЕГЕОФИЗИКА"			
Заказчик ГИС	ТПП "Ямалнефтегаз"	Куст	101_
Плательщик ГИС	ТПП "Ямалнефтегаз"	Скважина	05398_
Месторождение	Южно-Тарасовское	Дата исследования: 05/03/2010 г.	
Площадь	Южно-Тарасовская		
Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований			
Цель исследований: Задача № 301		Индекс пласта	Интервалы перфорации
Заключение по КВУ			кровля-подшва (м)
Глубина подвески ЭЦН:	2408.00 м (акт)	БП4	2492.0-2495.0
Текущий забой:	2578.00 м (акт)		
Комментарии:			
Данные по скважине		Таблица уровней	
Характер работы	Нефтяная	Время (чч:мм)	ГПП-1М
Состояние скважины	В работе	ГРП 17:59	2004.0
Искусственный забой	2714.00 м		
Диаметр колонны	146 мм		
Диаметр НКТ	73 мм		
Проведенные ремонтные работы:		Средняя плотность в межтрубье	
Перфорация, допуск ЭЦН, смена ЭЦН-25		кровля, м	подшва, м
			состав
			ср. плотность
Информация по исследованию		6.0	350.0
		350.0	510.0
		510.0	930.0
		930.0	2004.0
		2004.0	2300.0
Начальник партии	Трухин П.Г.		
Тип регистратора	Кедр		
Аппаратура			
КСА-Т7М1 N 469			
МПЛР-38 N 031			
Дата выдачи:		07/03/2010 г.	
Начальник КИП: _____ / Демидов К.А. / Интерпретатор: _____ / Саптаров А.Р. /			
телефон: ОАО "Когалымнефтегеофизика" КИП-2 4-45-46; факс: (34-667) 4-45-46; 4-42-95			

№ 301. Определение, сборкой приборов, технического состояния НКТ и границ разделов смеси в межтрубном пространстве в скважинах при работающем ЭЦН.

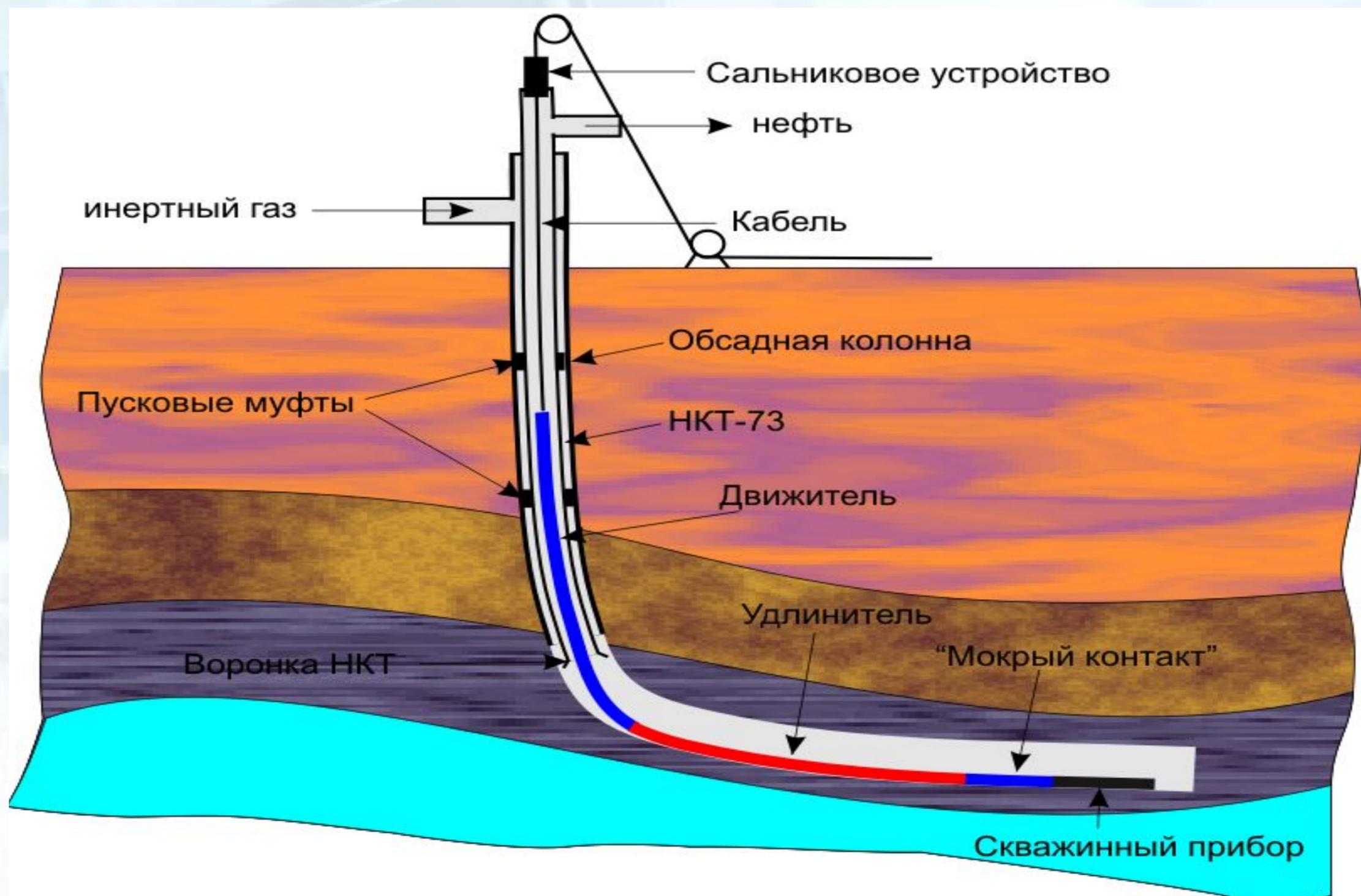


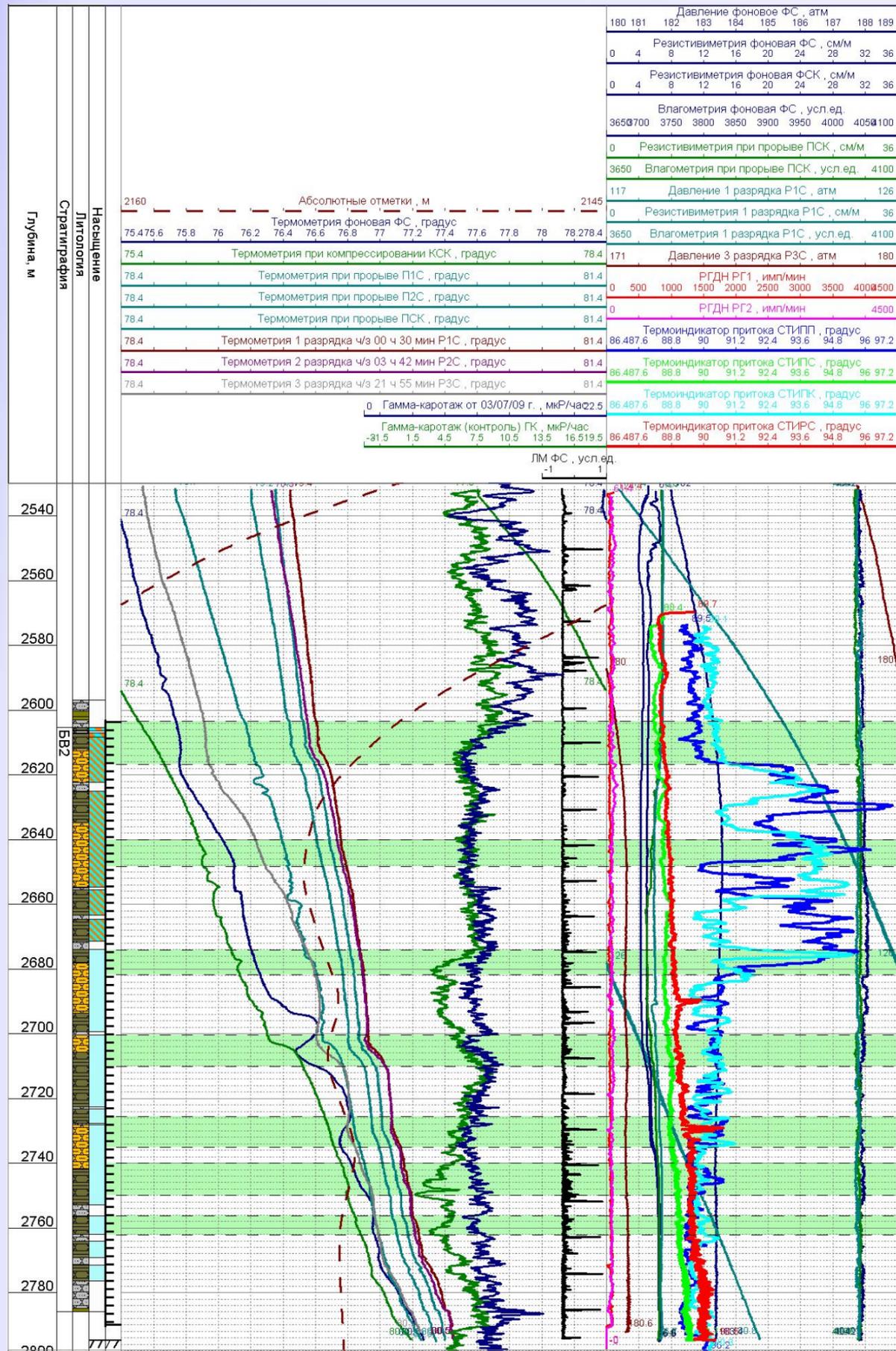
301. Определение сборкой приборов, технического состояния НКТ и границ разделов смеси в межтрубном пространстве в скважинах при работающем ЭЦН

Запись прибором			
	Сборка = КСА-Т7М1 с модулем МПЛР	Комплексный прибор	
Общие исследования М 1:500			Демонтаж устьевых приборов
Монтаж устьевых приборов			Замеры проводились при наличии интервала аномального распространения температуры
ЭЦН	Определение уровня жидкости в межтрубье, принята к разрезу	Определение плотности флюида в межтрубье и температуры в скважине	Детализация выявленных аномалий в М 1:200
Детальные исследования М 1:200	Глубина установки ЭЦН=2000 м		
Состав работ и перечень использованных при детализации методов ГИС определяет предполагаемой причиной термоаномалии и определяется совместным решением представителей Заказчика и Подричика на скважине			
В работающей скважине			

Дополнение №372 к "Каталогу измерений" П.И.Резаева - январь 2001 г.

## Схема исследования ГС ТК «ЛАТЕРАЛЬ-2005»







## Современные геофизические подъемники





# ИНТЕРЬР



