

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Геофизические методы контроля разработки МПИ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь
2026

Содержание

Лабораторная работа №1

Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью локатора муфт ЛМ.....4

Лабораторная работа №2.

Оценка технического состояния скважины по данным измерения аппаратурой СГДТ 7

Лабораторная работа № 3.

Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК Определение интервалов затрубной циркуляции 19

Лабораторная работа № 4.

Определение дебита притока по данным ГИС-контроля.....30

Лабораторная работа № 5.

Определение состава притока.....36

Лабораторная работа № 6.

Изучение устройства и принципа работы приборов серии ЭМДС.....51

Лабораторная работа № 7.

Изучение устройства и принципа работы прибора МИД-К.....56

Лабораторная работа № 8.

Изучение устройства и принципа работы ТК ГАК.....62

Лабораторная работа № 9.

Изучение устройства и принципа работы АВАК-11.....68

Рекомендуемая литература.....75

Предисловие

Целью дисциплины «Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа» является формирование согласно ООП ВПО профессиональной компетенции ОПК-10 будущего специалиста по специальности 21.05.02 «Прикладная геология», специализации «Геофизические методы исследования скважин». Дисциплина относится к дисциплинам специализации профессионального цикла (базовая часть) ООП ВПО и предполагает знание студентами следующих дисциплин: «Геология», «Структурная геология», «Геофизические исследования скважин», «Физика горных пород», «Физика Земли», «Электромагнитные и акустические исследования скважин», «Электротехника и электроника», «Информатика», «Математическое моделирование геологических процессов», «Геоинформационные системы», «Электроразведка», «Геофизические исследования скважин», «Аппаратура геофизических исследований скважин», «Радиометрия и ядерная геофизика».

В результате изучения дисциплины у студента формируются указанные выше компетенции, приобретаются знания по общим принципам и научным основам определения профиля, дебита и состава притока, технического состояния колонны и заколонного пространства, методами интенсификации притока, а также выдачи заключения с целью решения определенных геологических задач, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по техническому состоянию нагнетательных, наблюдательных или эксплуатационных скважин, а также выдачи ценных указаний по технологии эксплуатации ПХГ и разработки месторождений нефти и газа

Лабораторная работа №1

Тема: Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью локатора муфт ЛМ

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации.

Теоретическое обоснование:

Электромагнитная локация муфт основана на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб из-за нарушения их сплошности. При изменении толщины стальной трубы (на муфтах), наличии в ней перфорационных отверстий, трещин, порывов происходит перераспределение магнитных силовых линий, в результате чего в катушке наводится ЭДС, которая и регистрируется.

ЛМ применяют для:

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

Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приёмных обмотках возникает переменное напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром служит разность напряжений на приёмных обмотках, которая зависит от сплошности среды.

Магнитные локаторы муфт служат для измерения магнитного поля внутри обсадных труб с целью определения по изменениям этого поля местоположения муфтовых и замковых соединений труб, нарушений колонны (разрывы, утолщения и т. п.), а также выделения нанесенных на трубы магнитных меток.

Знание положений муфт, привязанных к разрезу скважины по данным ГИС, необходимо для установки в колонне перфораторов, торпед и другого оборудования. Локаторы муфт применяются вместе с СП радиоактивного каротажа, перфораторами и торпедами или отдельно от них.

Аппаратура, оборудование и материалы

Детектор (датчик) локатора муфт ЛМ (рис.1.1) представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг неё постоянное магнитное поле. Магнитные силовые линии магнитов пронизывают витки катушки и замыкаются через стальную трубу.

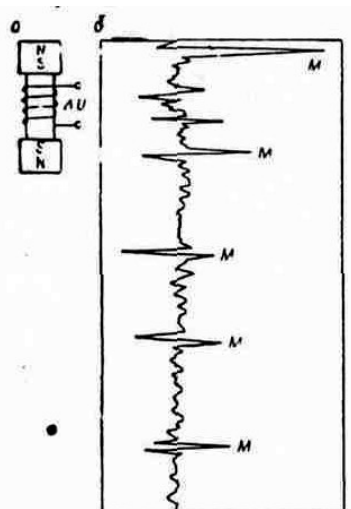


Рисунок 1.1- Локатор муфт (а) и записанная им кривая (б)

Разновидность ЛМ – активный локатор муфт – содержит 2-е катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приёмную обмотки.

Скорость перемещения прибора при контроле интервала перфорации 200 – 300 м/час. Скорость подъёма прибора при отбивке муфт– 1000-200- м/час, а в случае одновременной регистрации данных другим видом ГИС - скорость определяется требованиями, предъявляемыми к этому виду.

При определении глубины прихвата буровых труб, а также при выявлении интервалов перфорации с предварительным намагничиванием труб, измерения ЛМ проводятся трижды :

- до намагничивания труб
- после намагничивания , но до перфорации
- после перфорации или растягивания (натяжения) колонны. Запись диаграмм при локации муфт осуществляется при подъеме прибора. Запись, выполненная для определения положения муфтовых соединений, признается браком, если кривая по своей форме и характерным пикам не позволяет выделять муфтовые соединения. Амплитуда сигнала от муфт должна более чем в два раза превышать уровень помех (флуктуации).

Магнитный локатор муфт состоит из скважинного прибора, в котором имеются многослойная катушка-датчик с железным сердечником и два постоянных магнита ПМ, которые размещены с обоих торцов катушки и соприкасаются с ее сердечником одноименными полюсами. Магнитная система смонтирована в герметичном кожухе из немагнитной стали.

Магниты создают в катушке и вокруг нее постоянное намагничивающее поле, которое остается неизменным, если в окружающей среде (трубе)

отсутствуют существенные изменения. Магнитное сопротивление изменяется в муфтах, замках, утолщениях и разрывах труб, что вызывает изменения (ослабление) магнитного поля катушки. В результате в катушке возникает ЭДС индукции, ток которой передается по кабелю в измерительную аппаратуру. Поперечные перемещения локатора в колонне не вызывают ЭДС, так как в СП применена дифференциальная магнитная система, на полюсах которой создаются две равные, но противоположные по знаку ЭДС.

Магнитный локатор муфт для приборов радиоактивного каротажа содержит магнитный датчик дроссель Др и усилитель, помещенные в немагнитный кожух, жестко соединенный с кожухом СП радиоактивного каротажа. Выходные импульсы локатора снимаются на поверхности с трансформатора ТР-1, выделяющего более мощные низкочастотные импульсы локатора. Импульсы РК из-за большого сопротивления для них обмотки трансформатора поступают непосредственно на пульт радиоактивного каротажа ПРК.

Локатор муфт для перфораторов включает в себя катушку-датчик Др и газовый разрядник Л1 в кожухе, который жестко связан с перфоратором. Наземный пульт содержит разделительный конденсатор С1, микроамперметр ИП1 с переменным резистором R1 и клеммы для подключения схемы к кабелю и к регистратору. По микроамперметру ИП1 производится визуальный отсчет муфтовых соединений. При измерениях локатором газовый разрядник Л1 не зажигается, и запальная цепь перфоратора не шунтирует импульсы локатора. Для отстрела перфоратора в запальную цепь подается постоянный ток напряжением 350 В, который из-за высокого сопротивления Др поступает непосредственно на разрядник и зажигает его, подключая к источнику питания запальную цепь.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Интервал перфорации
- Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Соединительные муфты на кривой ЛМ отмечаются резким изменением (увеличением) сигнала.

Положение перфорационных отверстий в колонне устанавливается сравнением контрольной и основной кривых.

Две-три диаграммы (основная и контрольные), записанные для уточнения интервала перфорации, должны повторяться по конфигурации. Большая часть характерных, пик должна отмечаться на диаграммах и совпадать по глубинам. В противном случае запись бракуется. Совпадение амплитуд сигнала по величине не обязательно.

Для уточнения интервала перфорации две диаграммы в оригинале накладываются одна на другую на светокопировальном столе и совмещаются по муфтам и нулевым линиям.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа работы ЛМ;
3. Краткое описание устройства ЛМ;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы негерметичности обсадн. колонны	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения мест нарушения целостности колонны ?
2. Для чего необходимо контролировать тех. состояние колонны ?
3. От чего зависят показания ЛМ ?

Лабораторная работа №2

Тема 1: Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия СГДТ

Теоретическое обоснование:

Стволы нефтяных и газовых скважин после бурения закрепляются колонной обсадных труб. Пространство между стенками скважины и обсадной колонной заливают цементным раствором который после затвердевания изолирует проницаемые пласты от ствола скважины, не допуская обводнения продуктивных пластов. Плохая изоляция продуктивных горизонтов осложняет последующую эксплуатацию скважины и снижает эффективность разработки месторождения.

Поскольку плотность цементного камня ($1,8-1,9 \text{ г/см}^3$) значительно меньше плотности горных пород ($2,3-2,8 \text{ г/см}^3$), в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. В хорошо зацементированной каверне при её глубине больше 20см максимальные и минимальные показания будут одинаковы.

В общем случае при интерпретации диаграмм на них по участкам с заведомо известной характеристикой следует провести линии, соответствующие показаниям I_n , $I_{ц}$, $I_{цп}$, $I_{пж}$ и $I_{пж.п}$, и затем сопоставляя с ними показания круговой цементограммы, судить характере заполнения затрубного пространства по стволу скважины.

Для интерпретации получаемых материалов необходимо иметь информацию о:

- диаметре скважины и колонны;
- толщине стенок обсадных колонн;
- количестве и плотности закачиваемого цемента;
- способе и дате заливки;
- плотности промывочной жидкости в период цементирования;
- местоположении центрирующих фонарей;
- интервалах

Точный учёт толщины обсадной колонны, осуществляемый по толщинограмме (рис.2.1), значительно повышает эффективность интерпретации цементограмм. Так, данные о толщине стенки труб обсадной колонны позволяют более однозначно проводить линии основных показаний $I_{ц}$, $I_{пж}$, I_n , $I_{цп}$ и $I_{пж.п}$ и по характеру зависимости показаний от толщины стенки обсадных труб вносить соответствующие поправки при использовании основных критериев качества цементирования.

Основными параметрами, используемыми при интерпретации, являются :

$I_{\min}$, $I_{\max}$ – соответственно минимальные и максимальные показания кривой в определяемом интервале;

$I_{\max} / I_{\min}$ – расхождение кривой (относительная амплитуда) в определяемом интервале;

$I_{ц}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента);

$I_{пж}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной промывочной жидкостью (линия промывочной жидкости);

$I_{цп}$ – максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия цемент-порода);

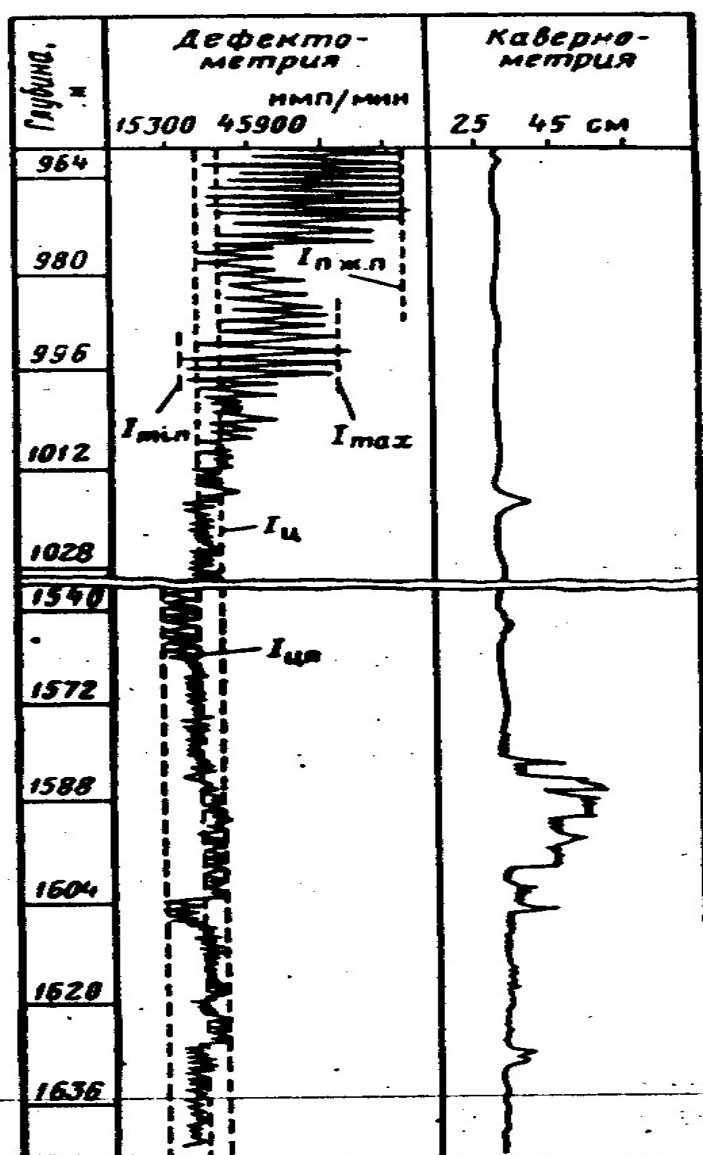


Рисунок 2.1 - Характерные показания дефектограммы, используемые при интерпретации (диаметр скважины 295мм, диаметр колонны 168мм)

$I_{пж.п}$ — максимальные показания кривой против незацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия промывочная жидкость-порода)

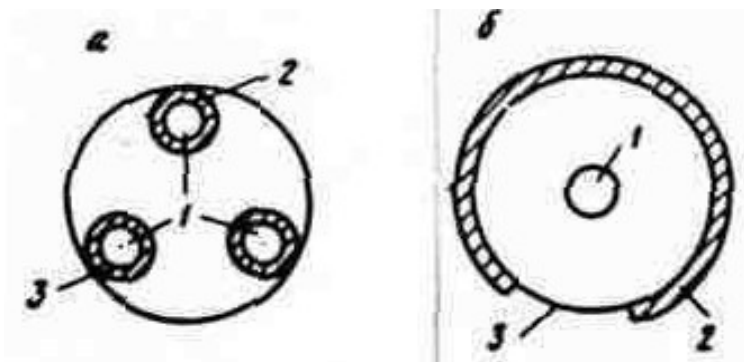
$I_{п}$ — минимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия пород). перфорации.

Все эти сведения, наряду со стандартной информацией о радиоактивных методах, указываются в заголовке диаграммы.

Величина относительной амплитуды I_{max} / I_{min} увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности вещества в затрубном пространстве. При этом минимальные показания I_{min} , в основном отражают плотность горных пород, а максимальные I_{max} — плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

Аппаратура, оборудование и материалы

Гамма-гамма-цементмер содержит источник γ -излучения и несколько (обычно три) детекторов, расположенных по периметру прибора симметрично его оси (рис.2.2,а). Детекторы изолированы друг от друга и помещены в свинцовые экраны, имеющие боковые прорезы – щели.



а-гамма-гамма-цементмер; б-гамма-гамма-дефектомер; 1- детектор γ -излучения; 2-свинцовый экран; 3- щель в свинцовом экране.

Рисунок 2.2–Схема размещения детекторов в цементмерах:

Благодаря такой конструкции рассеянное γ -излучение на детектор поступает лишь с той части скважины, куда обращена соответствующая прорезь в экране. Прибор регистрирует независимые кривые с каждого счётчика. Получаемая диаграмма называется цементограммой .

Гамма-гамма-дефектомер имеет один детектор, расположенный по оси прибора (рис.3.2,б). детектор помещён в кольцевой свинцовый экран с радиальным окном. Экран с помощью электродвигателя и редуктоа вращается с частотой 6-7 об/мин. Это обеспечивает регистрацию изменения интенсивности рассеянного γ -излучения по периметру колонны.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Методика и порядок выполнения работ

Гамма-гамма-дефектометрия.

Измерения могут проводиться по точкам. Такая кривая называется дефектограммой (рис.3.3). Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины с вращающимся экраном, называется круговой цементограммой. Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины с вращающимся экраном, называется круговой цементограммой.

При интерпретации цемента- и дефектограмм рассматриваются значения регистрируемых величин $I_{\gamma\gamma}$ и расхождение кривых в исследуемом интервале $I_{\gamma\gamma_{max}} / I_{\gamma\gamma_{min}}$. Характер кривых определяется положением колонны в скважине и средой, заполняющей затрубное пространство. Формы дефектограмм

подразделяются на близкие к прямой и отличающиеся от прямой; среди последних выделяются близкие к синусоиде и отличающиеся от синусоиды. Выделяются следующие основные ситуации:

1. диаметр скважины увеличен, колонна цементирована и вещество в затрубном пространстве однородно. В этом случае расхождение кривых не-велико и зависит от статических флуктуаций. Регистрируемые значения γ -ак-тивности определяются плотностью среды в затрубном пространстве. Если каверна заполнена промывочной жидкостью, то регистрируемые значения $I_{\gamma\gamma_{пж}}$ будут максимальными по разрезу и по ним проводится линия, соответствующая промывочной жидкости. Если каверна заполнена цементным камнем, то регистрируемые значения $I_{\gamma\gamma}$ будут значительно меньше и отражать плотность цементного камня – линия цемента (рис.2.3,II).

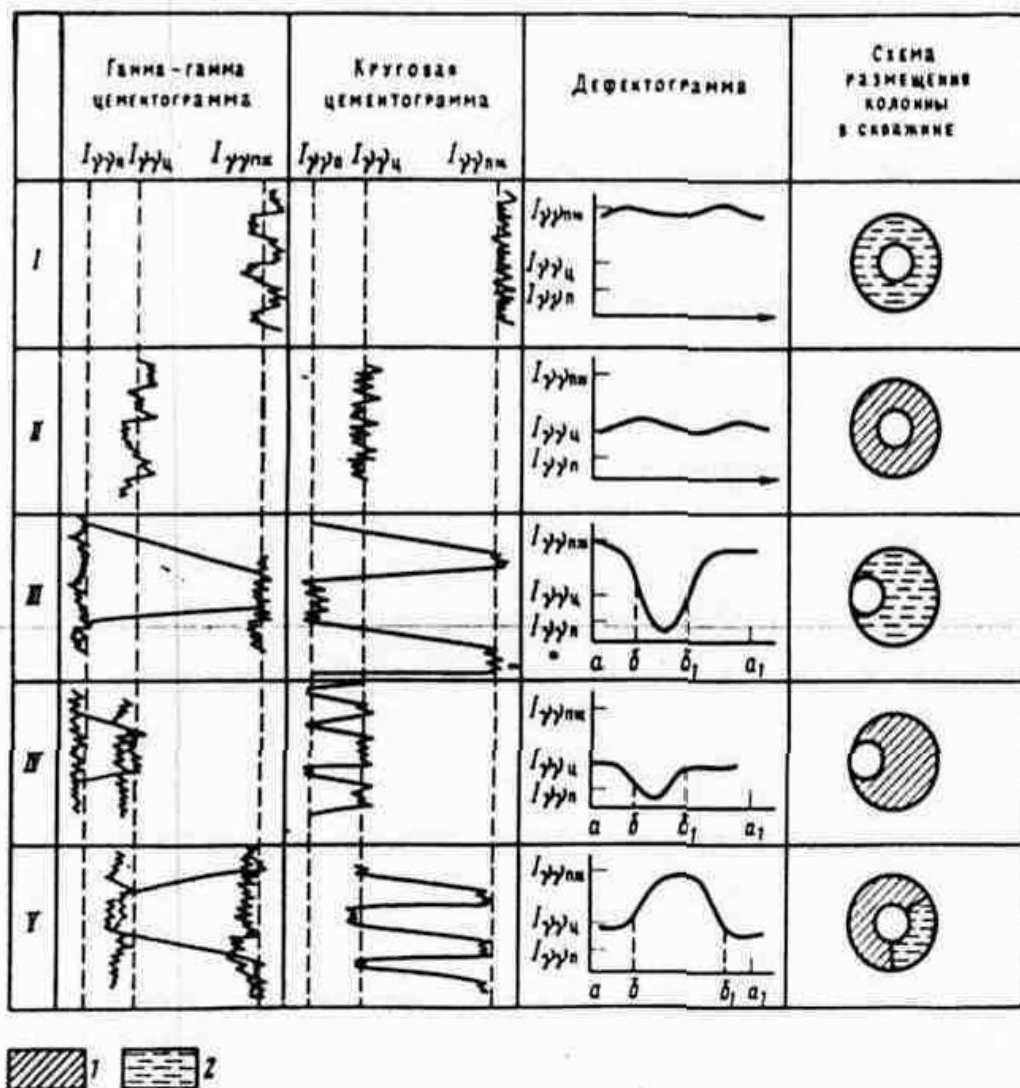
2. диаметр скважины номинальный, положение колонны эксцентрично . при таком расположении колонны плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинаковой и это приведёт к значительному расхождению кривых. Плотность горных пород выше плотности цементного камня и промывочной жидкости. Поэтому показания счётчиков, регистри-рующих рассеянное γ -излучение горных пород $I_{\gamma\gamma_n}$, будут иметь наименьшее значение по разрезу – линия горных пород. При заполнении затрубного про-странства промывочной жидкостью показания счётчиков изменяются от линии промывочной жидкости до линии горных пород. При заполнении затрубного пространства цементом показания изменяются от линии цемента до линии горных пород. Выделение на диаграммах значений интенсивности, отражающей плотность промывочной жидкости, цемента и горных пород, позволяет судить о характере распределения цемента за колонной. Если кривые рассеянного γ -излучения имеют небольшую дифференциацию, то это свидетельствует об однородности среды в затрубном пространстве. В случае эксцентричного положения колонны, односторонней заливки, пустот и каналов в цементном камне плотностная характеристика среды в затрубном пространстве по диаметру скважины будет меняться. Поэтому регистрируемые кривые получаются со значительной дифференциацией в пространстве. На рисунке 2.3 показана характеристика диаграмм при некачественном цементировании центрированной колонны. Регистрируемые значения изменяются от $I_{\gamma\gamma_c}$ до $I_{\gamma\gamma_{пж}}$.

Одним из основных преимуществ дефектомера является возможность детального исследования распределения рассеянного излучения по периметру колонны при измерениях по точкам, выбранным в наиболее ответственных интервалах разреза.

По круговой цементограмме можно судить о раскрытости трещин. Участок aa_1 диаграммы соответствует периметру окружности 360° . Участок bb_1 отражает незацементированную часть скважины и может быть выражен в градусах.

Если минимальные показания круговой цементограммы близки к линии I_p , а максимальные не выходят за пределы φ , то, вероятнее всего, интервал качественно зацементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к линии $I_{цп}$, а максимальные выходят за пределы

линии $I_{\text{ц}}$, то, очевидно, что затрубное пространство интервала не полностью заполнено цементным камнем.



1 — цемент, 2 — промывочная жидкость

Рисунок 2.3 -Пример интерпретации диаграмм гамма-гамма-цементомера и дефектомера:

Материалы гамма-гамма-цементометрии дают возможность проводить количественную оценку качества цементирования.

Для этого требуется учитывать толщину стенки труб обсадной колонны и эталонировать прибор на специальном стенде. Гамма-гамма-цементометрия даёт уверенные результаты при исследовании скважин диаметром 250 – 295мм, обсаженных колонной с диаметром труб 146мм, т.е. когда толщина цементного камня достаточна, чтобы внести заметные изменения в плотностную характеристику среды в затрубном пространстве (рис.2.4).

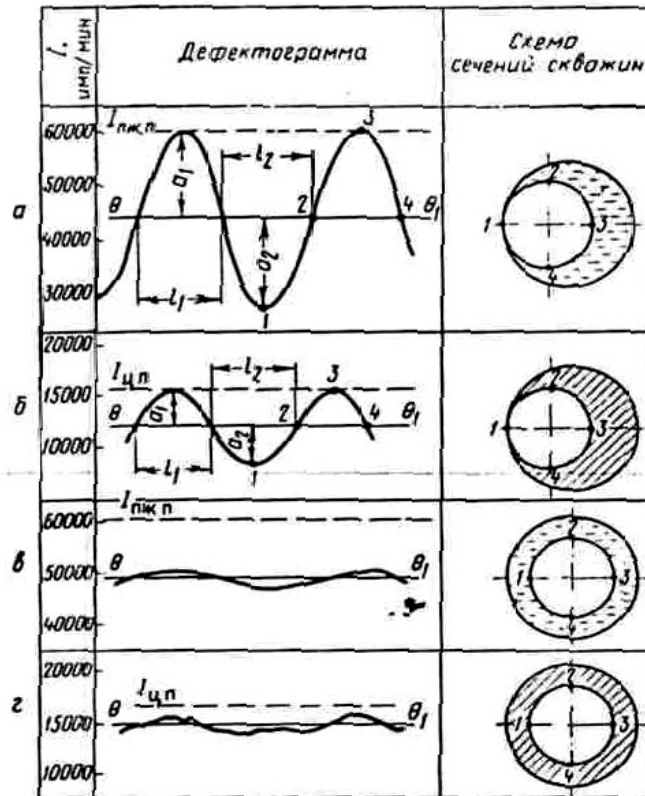


Рисунок 2.4 - Дефектограммы, зарегистрированные по точкам в скважинах, иллюстрирующие заполнение затрубного пространства однородным по плотности веществом

При малой толщине цементного камня диаметр скважины должен быть 190мм, обсадной колонны 146мм, или следует закачивать цемент облегчённых марок, интерпретация получаемого материала затруднительна. В этом заключается ограничение применения гамма-гамма-цементометрии .

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия дефектомера;
3. Краткое описание принципа действия цементомера;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества цементного кольца

Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания СГДТ при оценке качества цементации.
2. Факторы, влияющие на показания зондов СГДТ.
3. Причины, вызывающие нарушения цементного камня.
4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния цементного камня.
5. Как выявить интервалы пробок промывочной жидкости в цементном камне?
6. Как выявить интервалы отсутствия центровки обсадной колонны?

Тема 2: Оценка качества технического состояния эксплуатационной колонны по данным измерения аппаратурой СГДТ

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия СГДТ

Теоретическое обоснование:

Гамма-гамма толщинометрия колонн

- это модификация гамма-гамма каротажа и служит для решения следующих задач:

- измерение толщины стенки обсадной колонны;
- определение местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определение дефектов обсадных труб, т.е. интервалов с механическим и коррозионным их разрушением;
- выделение интервалов перфорации;
- паспортизация обсадных колонн.

Измерения проводятся в остановленной скважине после извлечения из неё технологического оборудования.

Запись толщинограмм производится при подъёме прибора от забоя.

Метод основан на регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью центрированного в колонне зонда малой длины, содержащего стационарный (ампульный) источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-гамма-излучения, неколлимированные по радиальному углу и строго коллимированные по вертикальному углу в пределах 40 – 50° относительно оси зонда. При длине зонда 9 – 12см практически исключается влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечивается высокая чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны. Грубые дефекты обсадных колонн можно обнаружить резистивиметрами, термометрами, расходомерами, однако точность определения их

местоположения невелика (несколько метров). Более точное положение дефекта даёт скважинный гамма-дефектомер-толщиномер типа СГДТ. Прибор позволяет судить о качестве цементирования обсадной колонны и измерять толщину её стенки.

Аппаратура, оборудование и материалы Скважинный прибор СГДТ состоит из зонда толщиномера, расположенного в верхней части скважинного прибора (рис 2.5) и зонда дефектомера - цементомера, расположенного в нижней его части. Зонд толщиномера состоит из источника I_2 мягкого гамма-излучения (^{170}Tm) и сцинтилляционного детектора 5, помещённых в свинцовый экран δ с двумя парами коллимационных отверстий δ и δ' ,

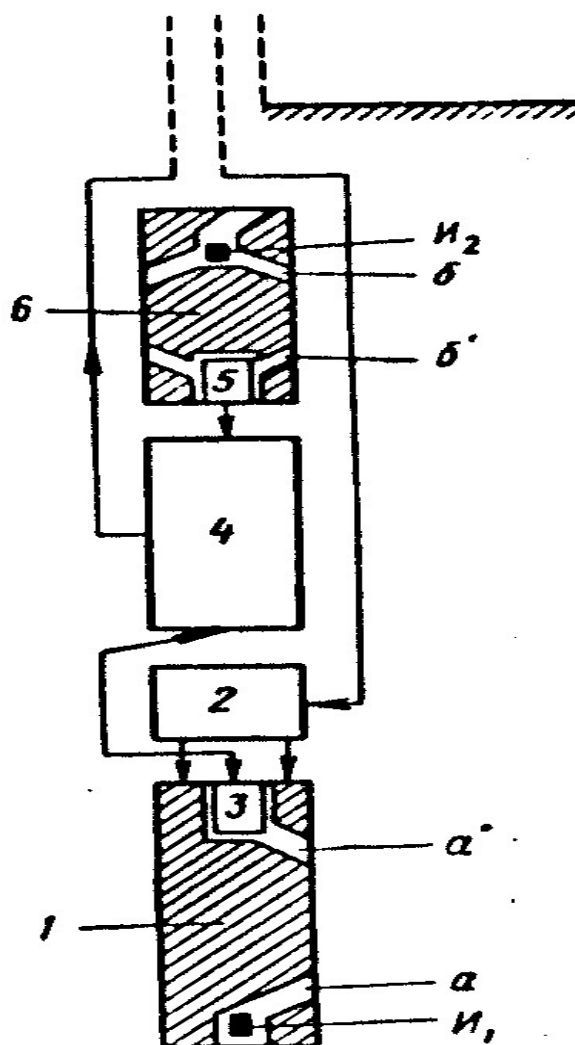


Рисунок 2.5- Скважинный гамма-дефектомер – толщиномер

направленных навстречу друг другу под углом 45° . В связи с малым расстоянием между коллимационными и небольшой энергией гамма - квантов основное влияние на результат измерений оказывает толщина стенки обсадной колонны, изменение которой на 1мм вызывает изменение сигнала примерно на 25%. В благоприятных случаях толщину стенки обсадной колонны можно определить с

точностью до 0,5мм. Однако на результатах измерений всё же сказывается влияние плотности пород, цементного камня и плотности жидкости в затрубном пространстве. Основные требования к измерительному зонду:

- диапазон измерения толщины стенок колонны – 5-12мм;
- основная абсолютная погрешность измерений толщины колонны не более $\pm 0,5$ мм;
- центрирование прибора в скважине.

Требования к методическому и программному обеспечению заключаются в наличии калибровочных зависимостей, устанавливающих связь между скоростью счёта (в импульсах в минуту) и толщиной стальной колонны, и вспомогательных зависимостей, учитывающих влияние на результаты измерения фона гамма-излучения, плотностей жидкости в скважине и цементной смеси в затрубном пространстве (рис.2.6).

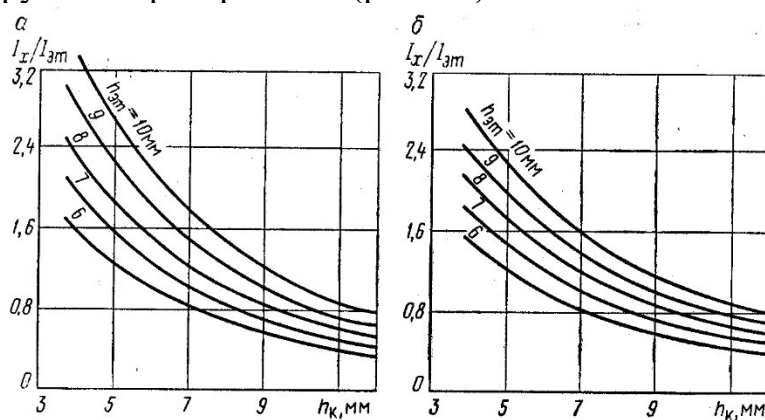


Рисунок 2.6 - Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны

Основным средством первичной и периодических калибровок служит набор аттестованных стальных труб различного диаметра и разной толщины стенок. Для расчёта толщинограмм (2.7) используются данные калибровки для трубы, соразмерной номинальному диаметру и толщине стенки исследуемой колонны. Измерения в скважине ведут в режиме общих и детальных исследований. Скорость каротажа – до 800 и 300м/ч соответственно. Детальные исследования выполняют в интервалах локальных изменений толщин обсадных труб, не отражённых в «мере труб» или при предыдущем исследовании. Для получения опорных данных рекомендуется проводить первое измерение непосредственно после спуска и цементирования обсадной колонны и разбуривания стопкольца. Повторное измерение выполняется в интервале детальных исследований.

Для перехода от полученных в результате измерений интенсивностей гамма-излучения I_x к толщине стенки трубы используются градуировочные зависимости для прибора (рис3), представляющие собой семейство кривых

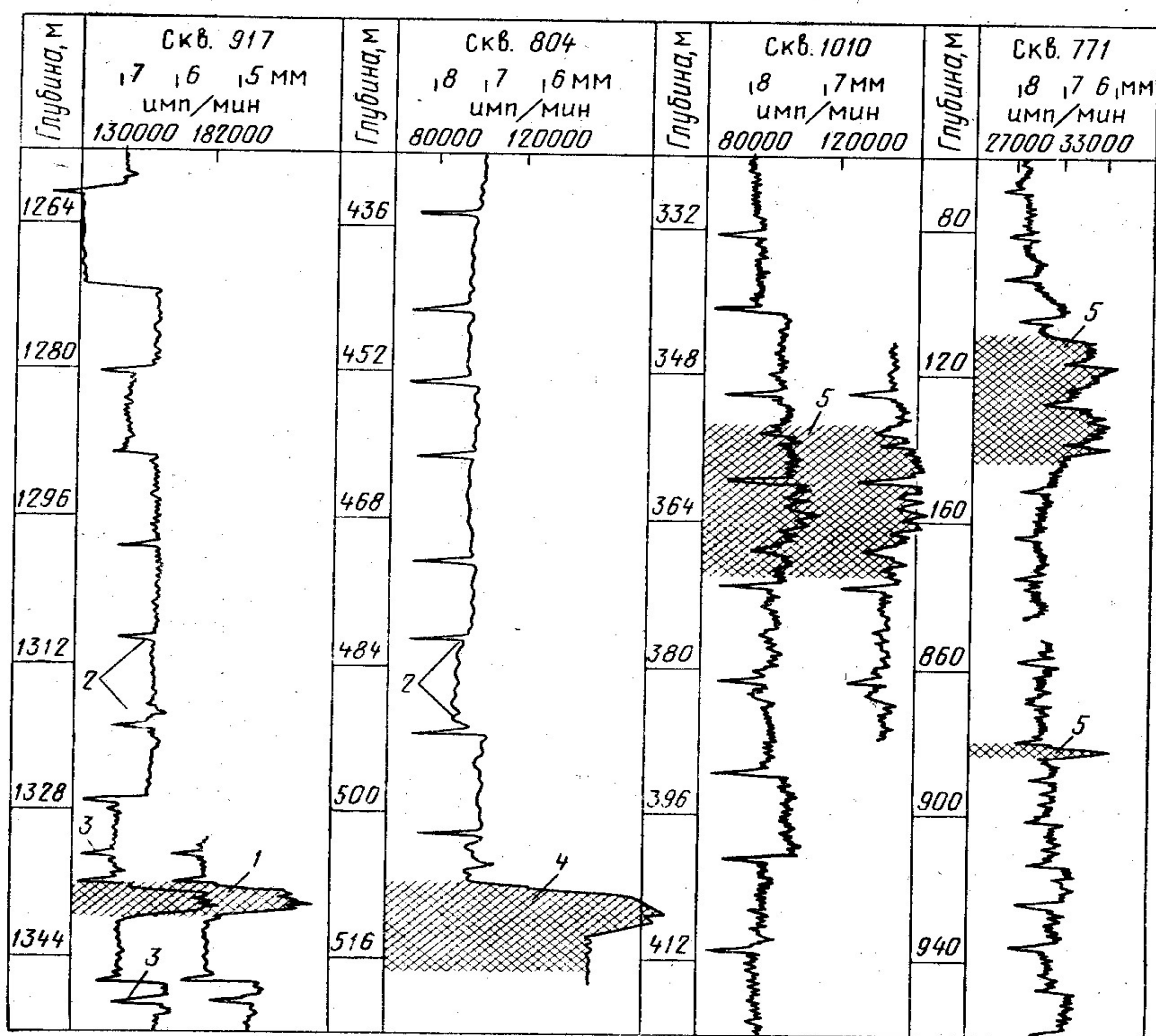
$$\frac{I_x}{I_{3m}} = f(h_k) \text{ для различных обсадных колонн.}$$

I_{3m}

Определение толщины стенки сводится к следующему:

1. снимаются показания I_x с диаграммы;
2. находится отношение I_x к показаниям $I_{эт}$ в эталонировочном устройстве;
3. по величине этого отношения по градуировочной кривой находят толщину h_k трубы обсадной колонны.

Более удобно, для определения h_k , пользуясь градуировочными кривыми, нанести на диаграмму шкалу h_k с шагом через 1 мм, которой можно пользоваться при интерпретации. Примеры использования толщинограмм для решения некоторых задач контроля технического состояния обсадных колонн. Обработка толщинограмм, зарегистрированных прибором СГДТ-2 колонн приведены на рисунках 2.7 - 2.8.



1-нарушение колонны в интервале перфорации; 2-муфты колонны; 3--центрирующие фонари; 4-разрыв колонны; 5-интервал коррозионного износа.

Рисунок 2.7 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

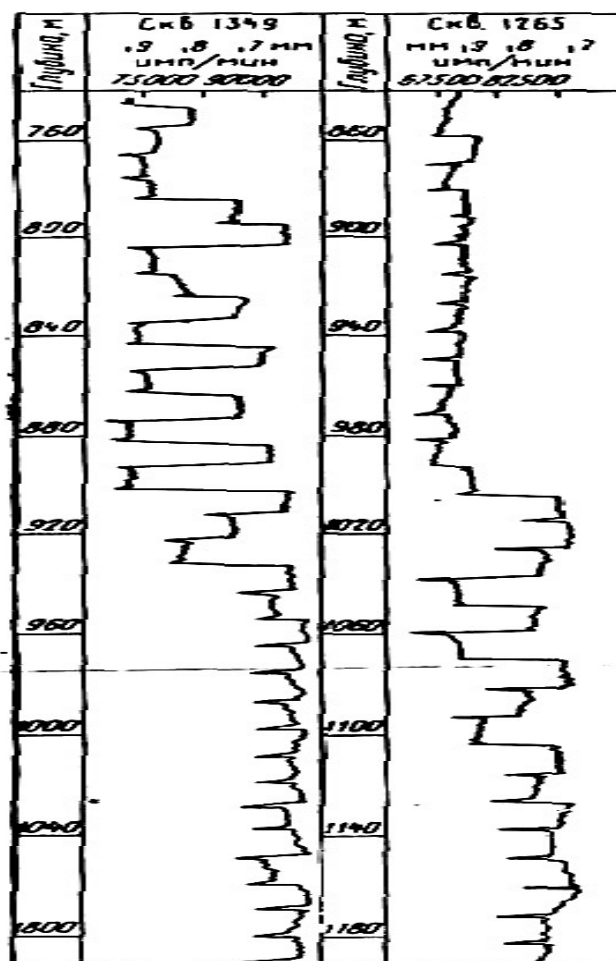


Рисунок 3.8 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

Рекомендуется комплексирование измерительного зонда в одном модуле с зондом гамма-гамма-цементометрии, в сборке с модулями ЛМ, ГК, компенсированного НК и АКЦ.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Методика и порядок выполнения работ

Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны на рисунке 2.6.

Основным средством первичной и периодических калибровок служит набор аттестованных стальных труб различного диаметра и разной толщины стенок. Для расчёта толщинограмм используются данные калибровки для трубы, соразмерной номинальному диаметру и толщине стенки исследуемой колонны. Измерения в скважине ведут в режиме общих и детальных исследований. Скорость каротажа –

до 800 и 300м/ч соответственно. Детальные исследования выполняют в интервалах локальных изменений толщин обсадных труб, не отражённых в «мере труб» или при предыдущем исследовании. Для получения опорных данных рекомендуется проводить первое измерение непосредственно после спуска и цементировки обсадной колонны и разбуривания стопкольца. Повторное измерение выполняется в интервале детальных исследований.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия толщиномера;
3. Краткое описание принципа действия толщиномера;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества Цементного кольца

5. Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания СГДТ при оценке качества технического состояния колонны.
2. Факторы, влияющие на показания зонда СГДТ?
3. Причины, вызывающие нарушения колонны?
4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния обсадной колонны?

Лабораторная работа № 3

Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК. Определение интервалов затрубной циркуляции

Тема1: Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК.

Цель;

- Закрепить теоретические знания полученные на лекциях,
- ознакомиться с основными принципами оценки качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК
- Научиться определять причины нарушения

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по методике проведения исследований, выдачи заключения по интерпретации с целью определения интервалов некачественной изоляции, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по КРС с целью дальнейшей эффективной эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

В результате выполнения практического у студента формируются компетенции ОПК-10.

Актуальность темы:

Исследование качества изоляции пластов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть:

Стволы нефтяных и газовых скважин после бурения закрепляются колонной обсадных труб. Пространство между стенками скважины и обсадной колонной заливают цементным раствором который после затвердевания изолирует проницаемые пласты от ствола скважины, не допуская обводнения продуктивных пластов. Плохая изоляция продуктивных горизонтов осложняет последующую эксплуатацию скважины и снижает эффективность разработки месторождения.

Для проведения акустических измерений в скважине возбуждаются упругие колебания и приемник, удаленный от источника колебаний на фиксированное расстояние, регистрирует время прихода волны и ее амплитуду. По мере распространения упругих волн от источника колебаний к приемнику происходит перераспределение энергии между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой.

Если колонна обсадных труб свободна и не связана с цементом, то упругая волна распространяется непосредственно по металлу колонны со скоростью порядка 5200 м/с и малой потерей энергии. Амплитуда этой волны A_k сохраняется максимальной. В случае жесткого сцепления колонны с цементом упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне. Прохождение волны по цементу сопровождается снижением скорости и значительными потерями энергии. В результате возрастает время прохождения волны и снижается ее амплитуда. При жестком сцеплении цементного камня со стенками скважины время прихода волны определяется свойствами горных пород.

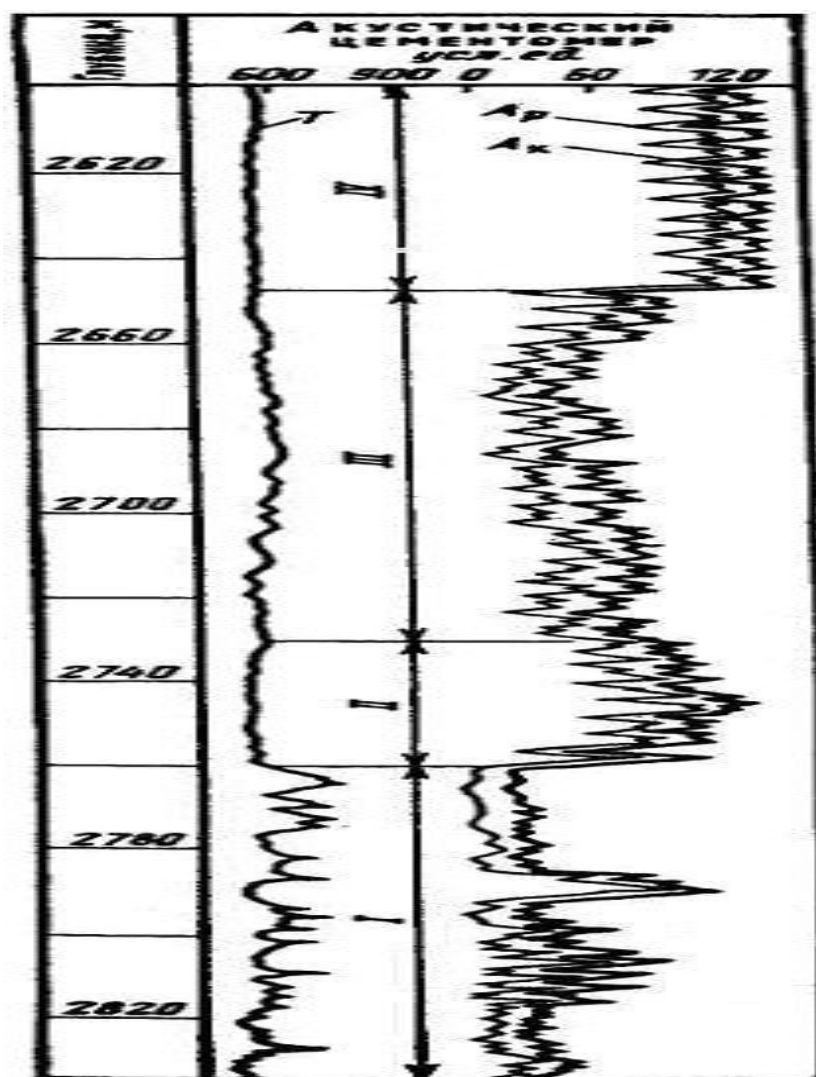
Таким образом, динамические характеристики упругих волн изменяются в широких пределах и зависят от свойств цемента и условий контакта

цементного камня с обсадной колонной и горными породами.

Для контроля качества цементирования скважин широкое распространение получила аппаратура типа АКЦ, которая состоит из наземной панели управления, скважинного прибора и обеспечивает регистрацию следующих параметров: амплитуды волны A_k , распространяющейся по колонне, амплитуды волны A_p , превышающей в первых вступлениях некоторый заданный уровень, времени первого вступления T продольной волны.

Для работы в действующих скважинах под давлением создана малогабаритная аппаратура АКЦ-36. Помимо уменьшения наружного диаметра скважинного прибора до 36 мм, аппаратура отличается более высокой радиальной и вертикальной чувствительностью базы измерения.

Диаграммы акустического цементомера дают качественное представление о состоянии цементного кольца и его герметичности (рис.3.1).



Качество цементирования колонны: I — хорошее, II — плохое, III — частичное. IV — свободная колонна

Рисунок 3.1 - Пример интерпретации диаграмм акустического цементомера.

Частичным контактом считают контакт на отдельных участках поверхности цементного камня с колонной, существуют каналы в цементном камне с размером не более половины периметра колонны, разрывы не менее 1,5 м, чередование участков размерами 0,5—1,5 м с хорошим или плохим сцеплением цементного камня с колонной.

Наблюдается и отсутствие контакта, когда в пределах базы измерения колонна свободна или имеется зазор на границе колонна—цементный камень.

По данным акустического цементомера в интервале 2600—2650 м контакта цемента с колонной нет (см. рис. 3.1). Об этом свидетельствуют максимальные значения A_k , четко прослеживаются замковые соединения муфт, минимальные значения времени прохождения упругой волны (около 550—600 м/с). В интервале 2760—2840 м сцепление цемента с колонной хорошее: амплитуды A_k резко снижаются, возрастает значение T . В интервале, 2650—2735 м сцепление частичное.

Вопросы и задания:

Вопросы:

1. От чего зависят показания АК при оценке качества цементации.
2. Факторы, влияющие на показания зондов АК.
3. Причины, вызывающие нарушения цементного камня.
4. С помощью, каких методов возможно изучение состояния цементного камня.

Задание:

Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состояния цементного камня (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ.

Порядок выполнения:

Установить характер дефектов (каналы, разрывы или микрозазоры) по полученным материалам в большинстве случаев нельзя. Поэтому любые дефекты или их сочетания выражаются через чисто условный термин — сплошной контакт, под которым понимают жесткий контакт цементного камня с колонной по всей поверхности прилегания.

Также акустические методы успешно применяется для контроля за изменением состояния цементного камня после перфорации колонны и в процессе эксплуатации скважины. Установлено, что прострелочно-взрывные работы оказывают влияние на целостность цементного камня и степень его сцепления с колонной.

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- Название и цель работы.
- Диаграмму с результатами интерпретации
- Выводы, вытекающие из результатов работы.
- Таблицы экспериментальных и расчетных данных. В отчете должна

содержатся информация о высоте подъема цемента за колонной, с указанием глубины интервала, количество интервалов перфорации с указанием глубины каждого из них, и интервалы нарушения цементного кольца. Результаты работы свести в таблицу

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества Цементного кольца

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Тема 2: Определение интервалов затрубной циркуляции

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия электротермометра

Теоретическое обоснование:

К важнейшим задачам контроля за эксплуатацией газохранилищ относится выявление перетоков по негерметичному за колонному пространству и герметичности искусственного забоя. Заколонное движение сопровождается термодинамическими эффектами (дросселирования, конвективного теплопереноса), которые отражаются на термограмме. Выявление перетоков газа можно установить только по временным замерам путем сравнения термограмм с учетом конструктивных особенностей скважины и текущего распределения температуры по стволу.

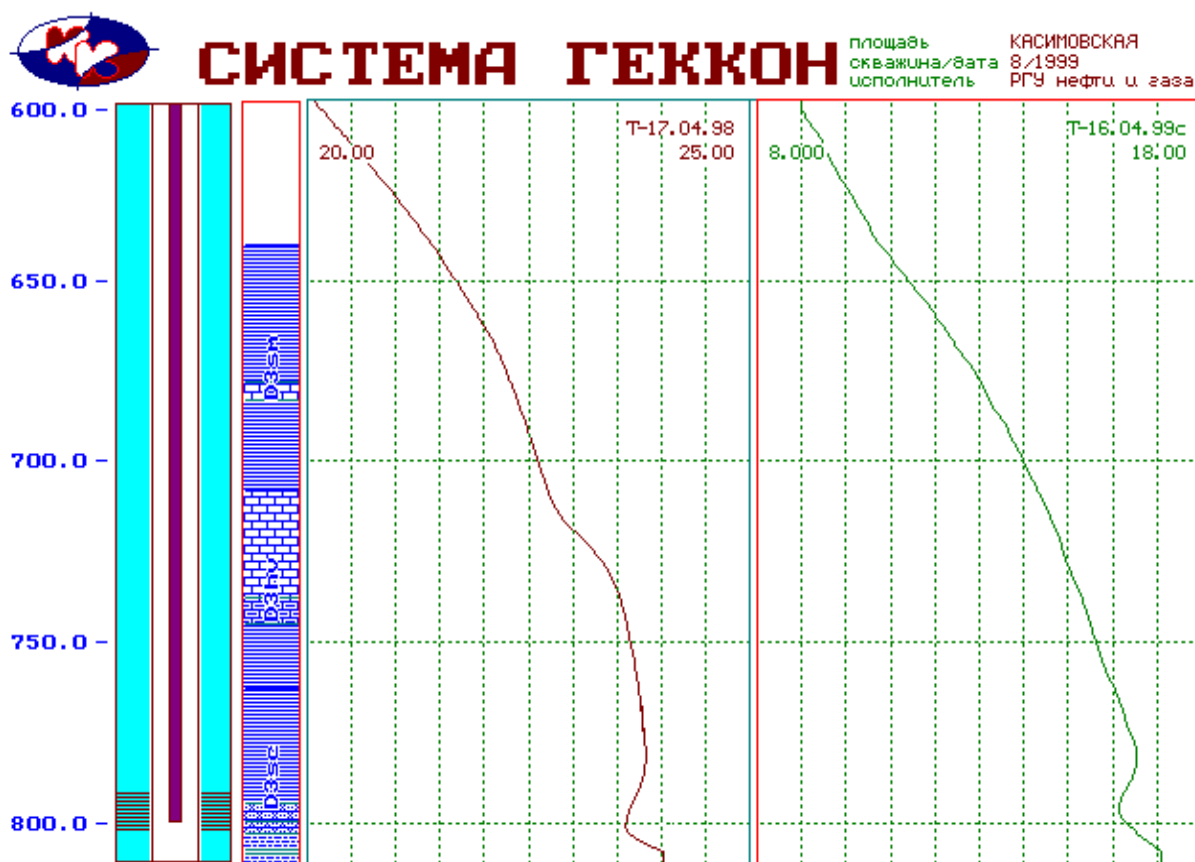
Измерения в наблюдательных скважинах наименее трудоемки, так как отсутствие интервала перфорации позволяет получать материалы не искаженные движением флюида по стволу скважины. В таких скважинах тепловое поле от естественного (фоновое) отличается лишь в пределах пласта–объекта закачки и возможных интервалов заколонных перетоков.

В эксплуатационных скважинах термические методы при выявлении перетоков газа не во всех случаях достаточно достоверны, что обусловлено сложностью формирования теплового поля в интервалах заколонного движения газа, а так же их малой интенсивностью. Наиболее трудно изучать температурные эффекты, когда закономерности формирования теплового поля заколонного перетока практически такие же, что и потока флюида внутри обсадной колонны. Основным фактором, затрудняющим выделение заколонных перетоков и искажающим тепловое поле скважины, является движение газа вверх по стволу в момент

измерений вследствие негерметичности сальникового устройства лубрикатора. Влияние неблагоприятных факторов можно исключить при целенаправленном воздействии на тепловое поле перетока для формирования аномалий отличных от помех.

Пример обнаружения заколонных перетоков представлен на рис 3.2. В скважине в конце периода отбора в работающей скважине был проведен замер термометром. На диаграмме можно выделить две отрицательные аномалии: первая в интервале 790–803 метра приурочена к интервалу перфорации и возникла в связи с дроссельным эффектом при работе пласта газом. Вторая аномалия в интервале щигровского пласта–коллектора 700–720 метров может быть связана с заколонным перетоком.

Рисунок 3.2- Пример обнаружения заколонных перетоков



Через год в этой скважине после проведения капитального ремонта в остановленной, заполненной технической водой скважине был проведен новый замер термометром. На диаграмме отмечается только одна отрицательная аномалия на глубине 790–803 метров которая может быть связана с охлаждением щигровского пласта газом, либо с поглощением промывочной жидкости в процессе ремонтных работ. Отрицательная аномалия в интервале 700–720м исчезла, что говорит о качественно проведенном капитальном ремонте и прекращении заколонных перетоков в скважине. На рисунке 3.3 представлена серия замеров термометром в период отбора газа

Замеры проводились при разных дебитах. На всех диаграммах отмечаются отрицательные аномалии, которые можно объяснить заколонным перетоком в интервале 450–550 метров.

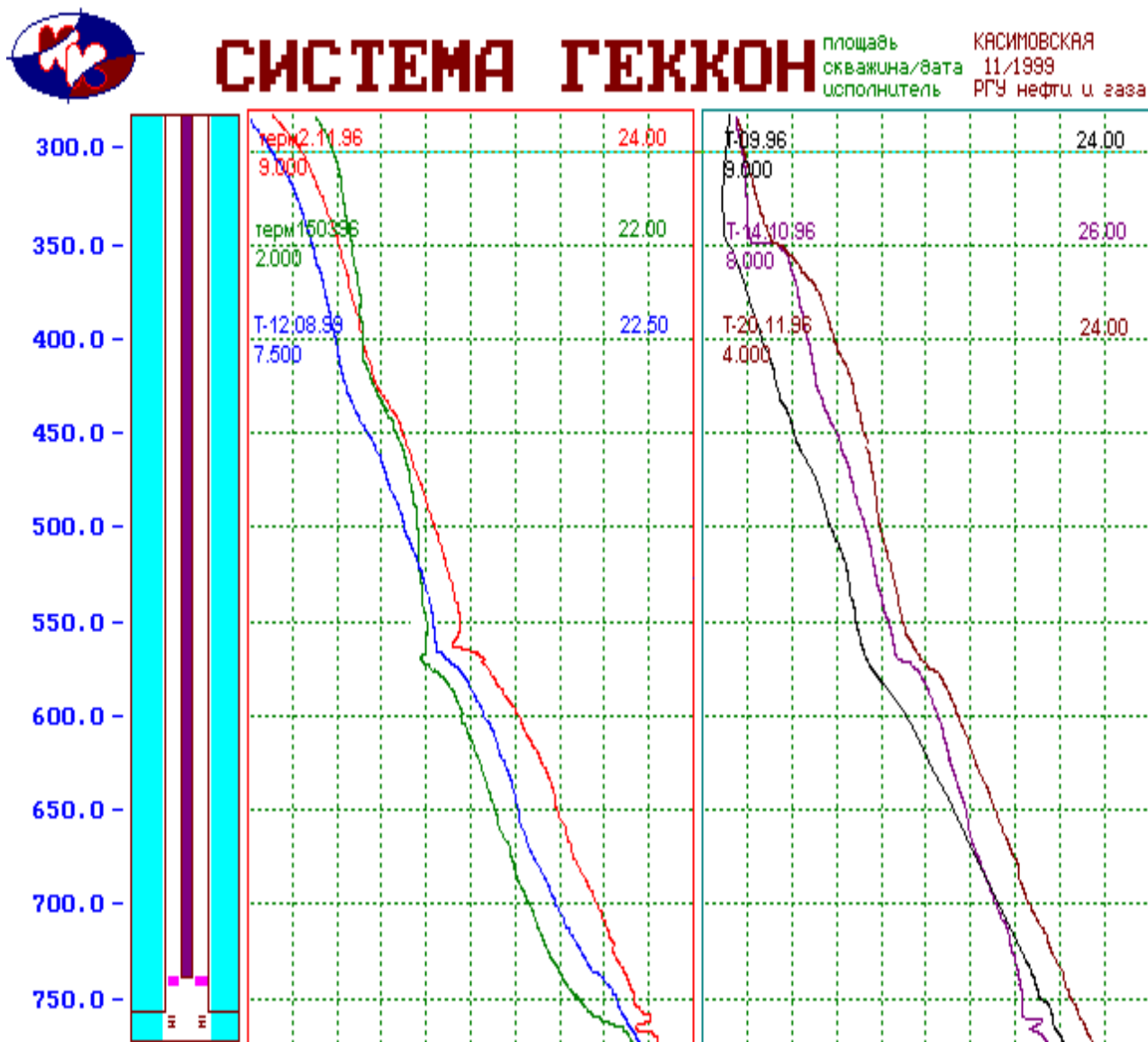


Рисунок 3.3 - Пример серии замеров термометром в период отбора газа

Термометрия позволяет определять также зоны нарушения герметичности колонн скважины. Таким примером может служить замер термометром, представленный на рисунке. По термограмме (рис 3.4) отмечается отрицательная аномалия в интервале 739–741 метра обусловленная негерметичностью пакера и затворного соединения.

Еще один пример негерметичности подземного оборудования скважины представлен на рисунке 3.5. В этой скважине в период отбора газа проведена серия замеров термометром на разных режимах работы скважины. На зарегистрированных диаграммах видна отрицательная аномалия, которая связана с негерметичностью муфты насосно-компрессорных труб на глубине 270 метров.

Приведённые примеры показывают, что термометрия позволяет во многих случаях контролировать заколонные перетоки в скважинах и места нарушения герметичности подземного оборудования скважины.

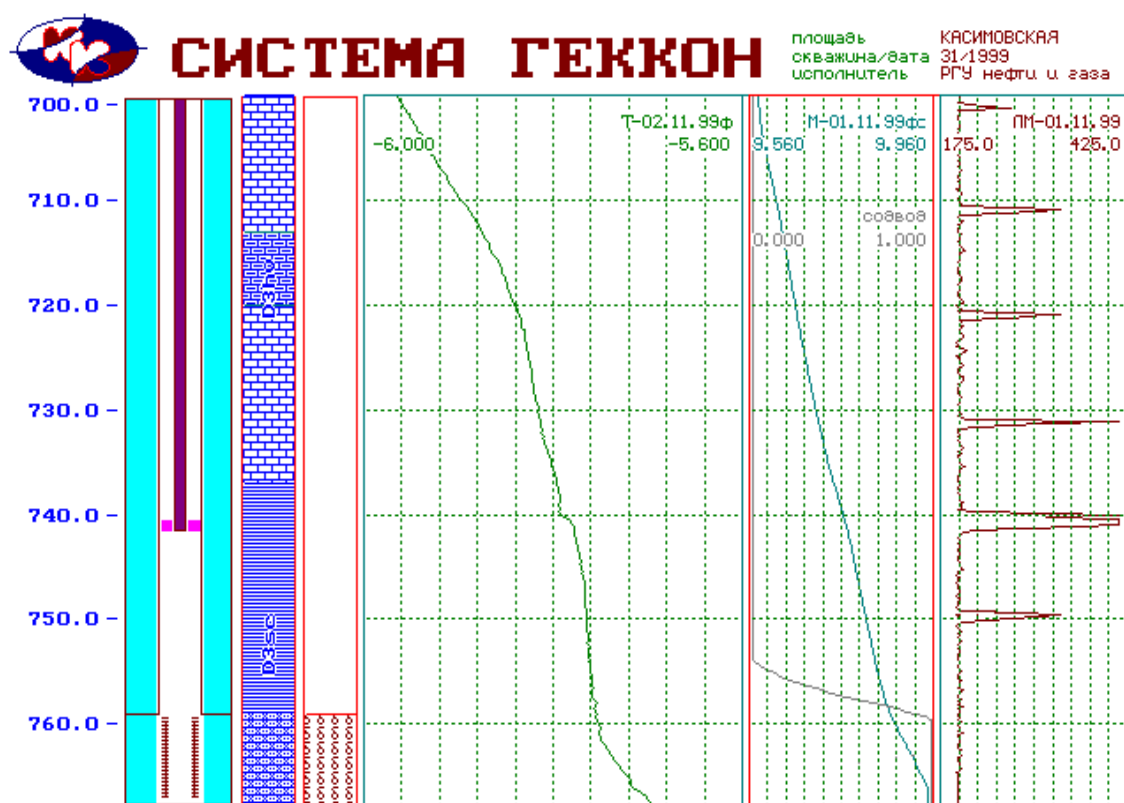


Рисунок 3.4 - Выявление мест негерметичности колонны, обусловленные негерметичностью пакера и затворного соединения

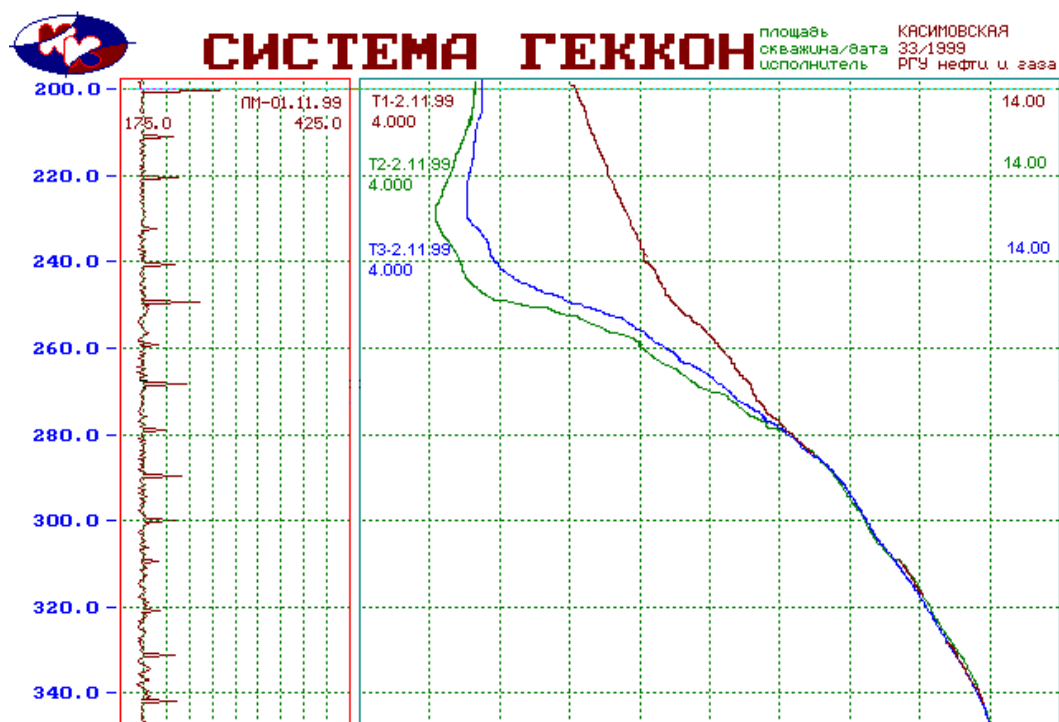


Рисунок 3.5 - Пример негерметичности подземного оборудования

Особенно эти процессы ярко проявляются в газовых скважинах за счет сильных термодинамических эффектов (дросселирование, конвективный теплоперенос) газа. Но не во всех случаях данные получаемые термометрией достоверны, что обусловлено сложностью формирования теплового поля в интервалах за колонного движения и большим количеством факторов влияющих на форму термограммы.

Поэтому для достоверной интерпретации и повышения эффективности геофизических исследований методом термометрии необходимо проведение нескольких временных замеров в скважине и проведение интерпретации с привлечением всех имеющихся данных полученных другими геофизическими методами и информации о конструкции скважины и особенностях ее эксплуатации. Особое внимание при этом необходимо обращать на методы контроля технического состояния скважины.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Интервал перетока?
- Места перетока?
- Направление перетока?
- Выявить пласт – источник перетока.
- Выявить принимающий пласт.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Обработка и интерпретация термограмм для выявления перетоков флюида между неперфорированными пластами –коллекторами производится в следующей последовательности. Устанавливаются границы интервалов расхождения термограммы с геотермой по минимально допустимому отклонению между ними. Признаком затрубной циркуляции является резко пониженный (вплоть до нулевого) в отличие от геотермического градиент температур в перемычке между пластами. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливают по виду и расположению термограммы относительно геотермы. Термограмма (рис..3.6) может быть расположена выше или ниже геотермы, и пересекать ее.

В первом случае, источник поступления флюида определяют по точке максимальной температуры А (а, б). Если максимум температуры находится внизу, то переток происходит из нижнего пласта в верхний, если вверху, то из верхнего пласта в нижний.

Источником перетока является пласт с большим давлением. При небольших перепадах давления между пластами дроссельный эффект в пласте-источнике перетока может и не фиксироваться на термограмме. В этом случае судить по виду термограммы о типе флюида, участвующего в перетоке (жидкость или газ), невозможно.

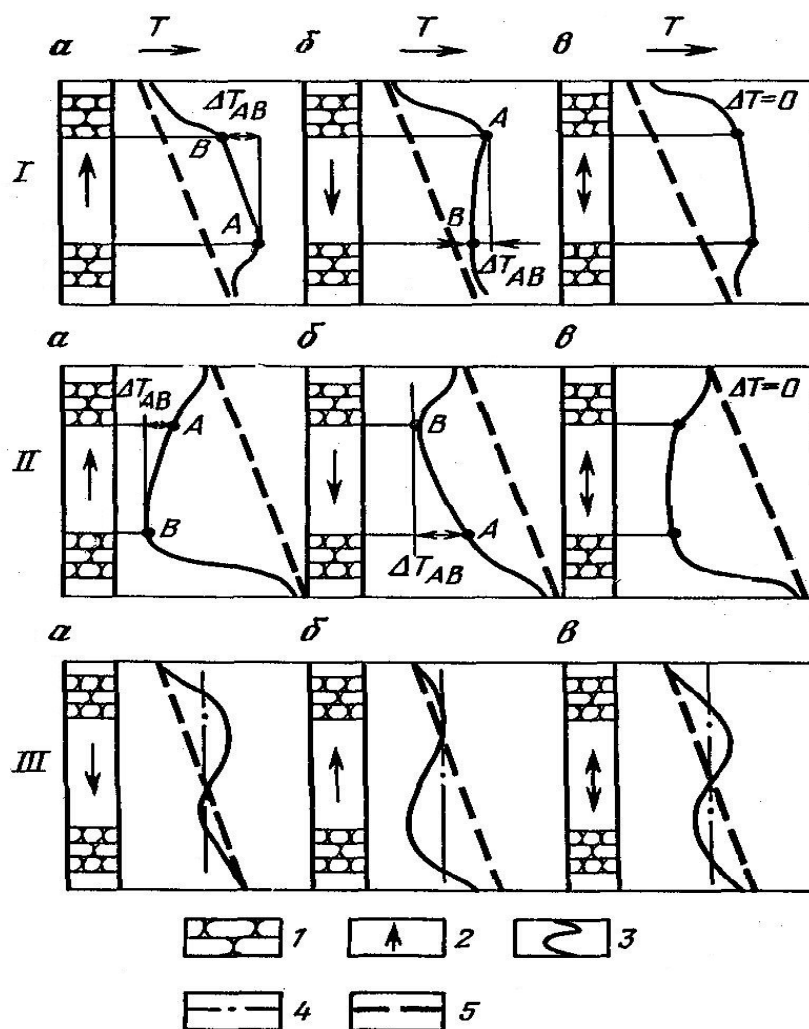


Рисунок 5.5 - Выделение интервалов и источников затрубной циркуляции

Если термограммы лежат ниже геотермы, источник определяют по точке минимальной температуры В. Если минимум температуры находится внизу, то переток происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт либо газоносен, либо обводнен нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. Если минимум температуры находится вверху, флюид перетекает из верхнего пласта в нижний. Если положение минимума неопределенно, то источником является либо газоносный, либо обводненный закачиваемыми водами пласт.

Когда термограмма пересекает геотерму, источник определяют по расположению термограммы относительно линии, параллельной оси глубин. Если термограмма расположена преимущественно правее этой линии, то переток флюида происходит из верхнего пласта в нижний, если левее, то из нижнего в верхний. В случае, когда в перемычке между пластами градиент температур равен нулю, источник выделяют на основе анализа характера насыщения пластов. При этом учитывают, что вверх перемещаются газ и нагнетаемые воды с температурой ниже пластовой.

Определение затрубной циркуляции с помощью метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами,

циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции вод устанавливается сравнительно постоянная температура.

Признак затрубной циркуляции флюидов между пластами - резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород между соседними пластами. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимают подошву верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограммы по отношению к геотерме, за нижнюю — кровлю нижнего пласта.

Если установить пласт-источник перетока по анализу насыщения пластов и виду термограммы невозможно (изменение температуры в перемычке между пластами не превышает погрешности измерений), оценивается вероятная депрессия на пласты

$$\Delta p = \Delta T_{\max} / \varepsilon, \quad (3.1)$$

где $\Delta T_{\max}$ – максимальное приращение температуры в пределах пласта,
 ε – коэффициент Джоуля-Томпсона для флюида, насыщающего пласт.

Пласт, в котором величина Δp , оценённая по этой формуле превышает реальные различия в давлениях между пластами, не может быть источником перетока.

Для однозначного выявления затрубной циркуляции между неперфорированными пластами и установления пласта-источника перетока необходимо привлечение данных о пластовых давлениях и результатов измерений методами, предназначенными для исследования текущего насыщения пластов (например, ИНК), а также кислородного каротажа при выявлении затрубной циркуляции воды и нейтронного каротажа для выявления перетоков газа.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия термометра;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Интервал глубин	Интервал перфорации	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка технического состояния колонны

5. Контрольные вопросы

1. От чего зависят показания термометра при оценке качества технического состояния заколонного пространства.
2. Факторы, влияющие на показания термометра?
3. Причины, вызывающие нарушения изоляции платов-коллекторов?
4. С помощью, каких методов возможно выявить заколонные перетоки?

Лабораторная работа № 4

Тема : Определение дебита притока по данным ГИС-контроля

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10.

- Закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях
- Определение интервалов притока
- Построение дифференциальных дебитограмм

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных дебитометрии, выдачи заключения по интерпретации с целью выделения работающих интервалов и определения их дебита, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Актуальность темы:

Исследование дебита продуктивных коллекторов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС в эксплуатационных, нагнетательных скважинах на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

Определение дебита в эксплуатационных скважинах входит в состав систематических геолого-промысловых наблюдений и осуществляется путем измерения времени, в течение которого жидкость заполняет емкость известного объема. Наиболее распространенными поверхностными установками такого типа являются мерные приборы типа «Спутник».

Приемистость нагнетательных скважин оценивается по показаниям расходомеров, установленных на, насосной станции.

По показаниям измерителей расхода жидкости, установленных на поверхности, можно судить о продуктивности и приемистости нефтенасыщенного коллектора, если он представлен одним пластом. Если залежь нефти сложена несколькими пластами, то однозначно решить эту задачу нельзя. В связи с этим для послойных определений дебита и приемистости скважин используют данные, получаемые по результатам исследования добывающих и нагнетательных скважин глубинными расходомерами — механическими и термокондуктивными.

Дебитометрия - расходомерия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле за эксплуатацией залежей применяются две модификации метода: механическая и термокондуктивная дебитометрия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследований действующих скважин.

По условиям измерений дебитометры делятся на пакерные и беспакерные. Пакеры предназначены для направления измеряемого потока жидкости или газа через калиброванное сечение прибора. Пакерирующее устройство состоит из собственно пакера и силового привода для раскрытия и закрытия пакера. Применяются пакеры следующих типов:

- 1) гидравлические раскрываемые с помощью насосов;
- 2) механические, раскрываемые с помощью двигателей и реле;
- 3) манжетные, неуправляемые.

Разные типы пакеров обеспечивают полное или неполное перекрытие ствола скважины, поэтому через калиброванный канал прибора проходит либо весь поток, либо часть его.

Механические дебитометры-расходомеры

Наиболее распространены приборы с механическими пакерами, многократно раскрывающимися и закрывающимися по команде с поверхности (например прибор с пакерирующим устройством «Кобра»). Для получения качественных данных дебитометрии используется скважинный прибор АГДК-42-5.

Измерения механическими дебитометрами-расходомерами производят для следующих целей:

- а) выделение интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- б) выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- в) распределение общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- г) получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Механический расходомер представляет собой тахометрический преобразователь скорости потока жидкости или газа (рис 4.1). Чувствительным элементом служит турбинка, вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида, Частота вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока Частота вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при частоте вращения турбинки до 3000 об/мин .

Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину, напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором. Турбинные измерители потока измеряют средний объемный расход жидкости или газа. Скорость вращения крыльчатки турбины, занимающей полное сечение потокопровода и объемный газ связаны зависимостью. В геофизической аппаратуре используется также датчик пропеллерного типа. Принцип его работы ничем не отличается от принципа работы турбинного измерителя потока. Однако в отличие от турбины пропеллер не охватывает все сечение потока и скорость его вращения скорее пропорциональна скорости потока, а не обменному расходу. Рабочий диапазон пропеллерного измерителя потока в относительном выражении шире чем 10:1, так как эффект вязкости для него менее важен, чем для турбины.

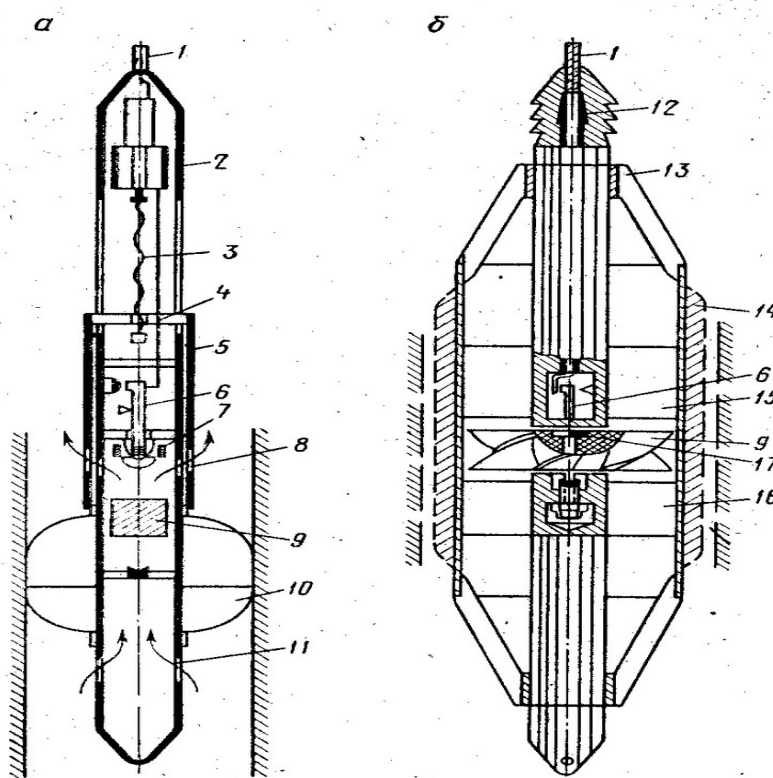


Рисунок 4.1- Схемы механических дебитометров (расходомеров) с пакером (а) и без пакера (б)

Термокондуктивные расходомеры

Термокондуктивные расходомеры (рис.4.2) работают по принципу термоанемометра. В поток скважинной жидкости помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком расходомера. Набегающий поток жидкости или газа охлаждает спираль и тем самым изменяет ее активное сопротивление. Температура датчика колеблется в зависимости от скорости

движения охлаждающей жидкости. Фиксируя изменение сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной расходомерии. Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. В скважине с постоянным диаметром и однородной средой на теплоотдачу термосопротивления влияет только средняя линейная скорость потока, что позволяет измерить его скорость и построить профиль притока или поглощения флюида.

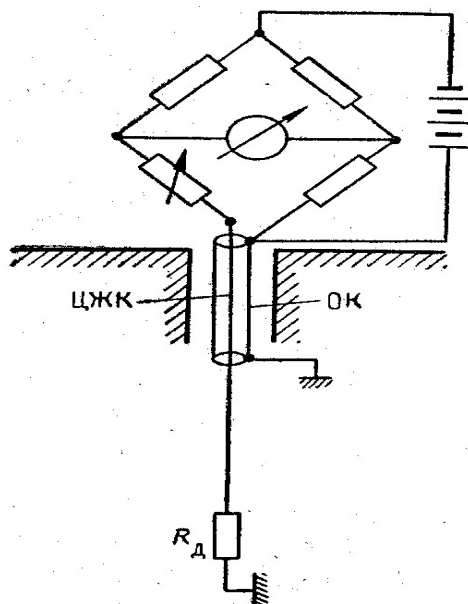


Рисунок 4.2 - Электрическая схема скважинная схема скважинного дебитомера – расходомерв типа STD

Наибольшее распространение в практике работ получили скважинные термоэлектрические дебитомеры-расходомеры типа STD-2 и STD-4

Прибор STD-2 используется для исследования фонтанирующих и нагнетательных скважин, STD-4 – скважин, эксплуатирующихся при помощи штанговых насосов. В приборах типа STD изменение активного сопротивления датчика R_d измеряется по мостовой схеме. Приборы типа STD могут работать также в режиме термометра для измерения абсолютной температуры. В этом случае в электрическую схему прибора включается сопротивление, которое создает на чувствительном скважинном плече моста силу тока в 10 – 12мА, поэтому термодатчик не разогревается. При работе прибора в режиме дебитомера (расходомера) это дополнительное сопротивление на токовой цепи выключается, и сила тока при этом становится равной 120 – 150мА. Приборы STD-2 позволяет определять дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1 – 3 до 300м³/сут. Скорость записи прибора в режиме дебитомера (расходомера) до 100м/ч, в режиме термометра – до 500 м/ч. Стабильность работы STD в режиме дебитомера-расходомера обеспечивается при температуре окружающей среды до 80°C, в режиме термометра – до 120°C при давлении в обоих случаях до $4 \cdot 10^7$ Па.

Термокондуктивные расходомеры обладают более высокой, чем механические, чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток жидкости. Имеют высокую проходимость в скважинах благодаря отсутствию пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако показания термокондуктивных расходомеров существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому практически терморасходограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

Вопросы и задания:

Вопросы

- Факторы снижающие дебит скважины
- Какими методами производят определения профиля притока в скважине?
- Для чего необходимо определение профиля притока?
- От чего зависят показания механического и термокондуктивного расходомера?

Задание:

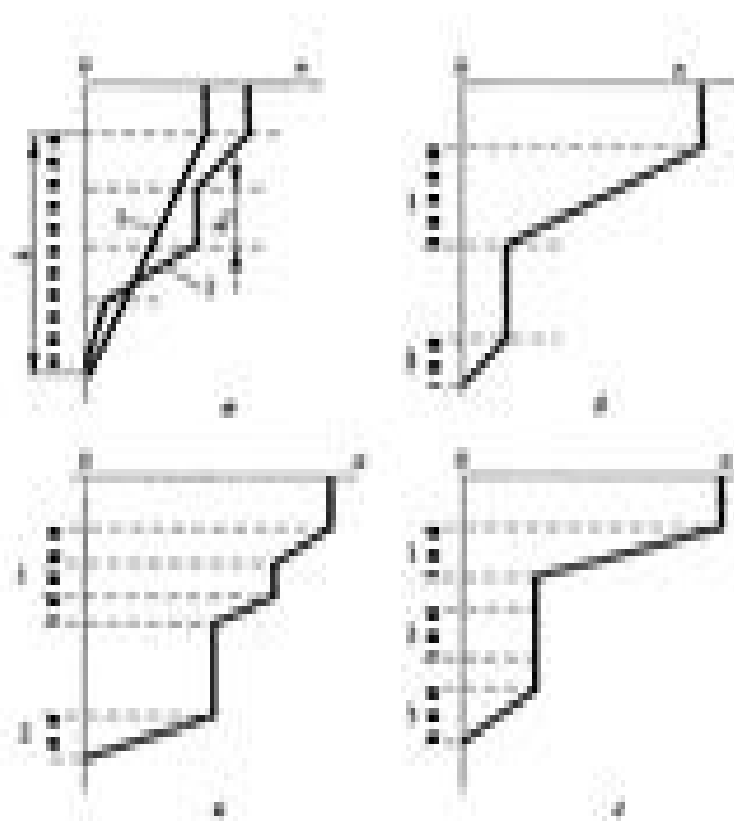
Диаграммы комплекса методов ГИС для определения профиля притока (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ

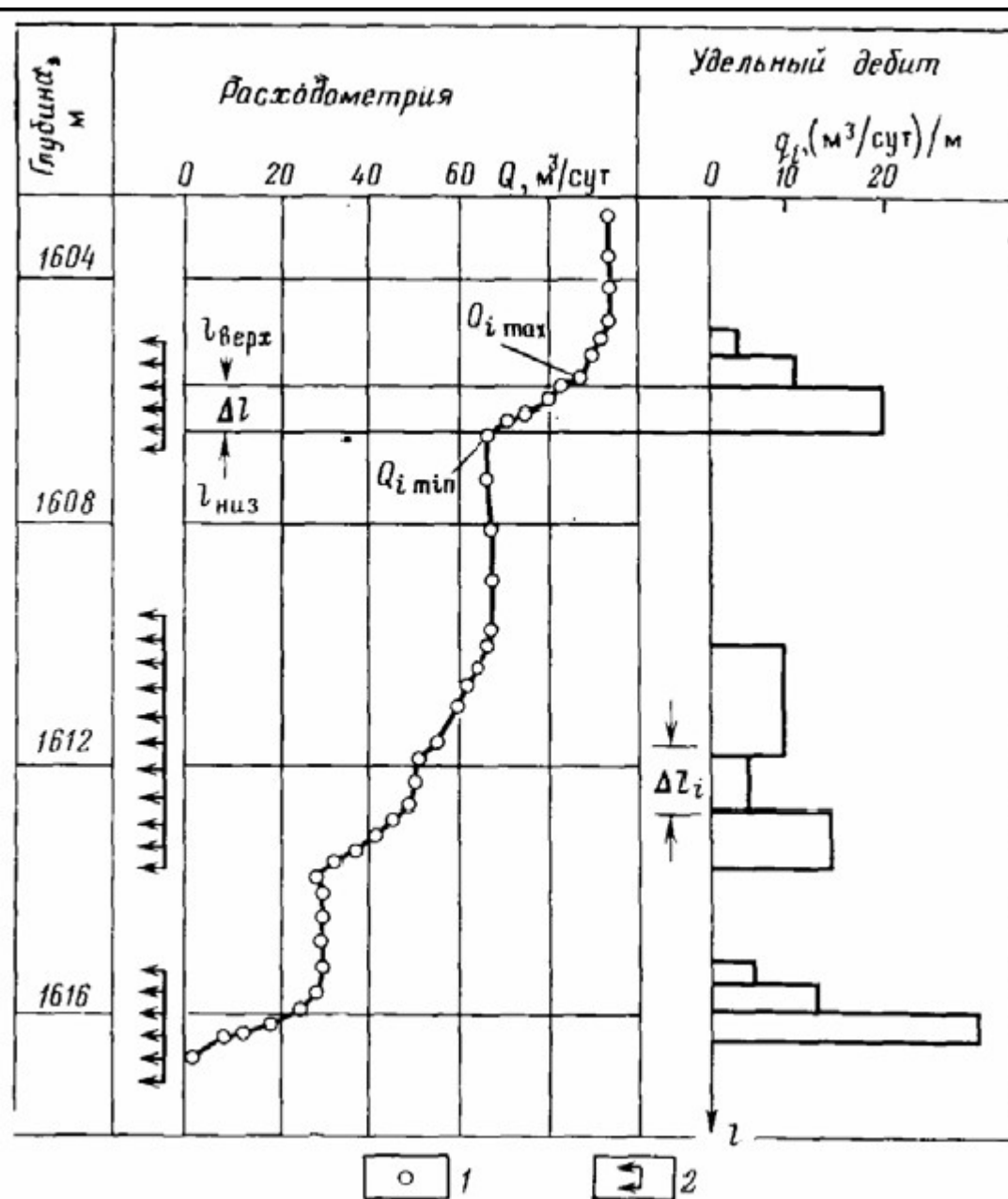
Порядок выполнения

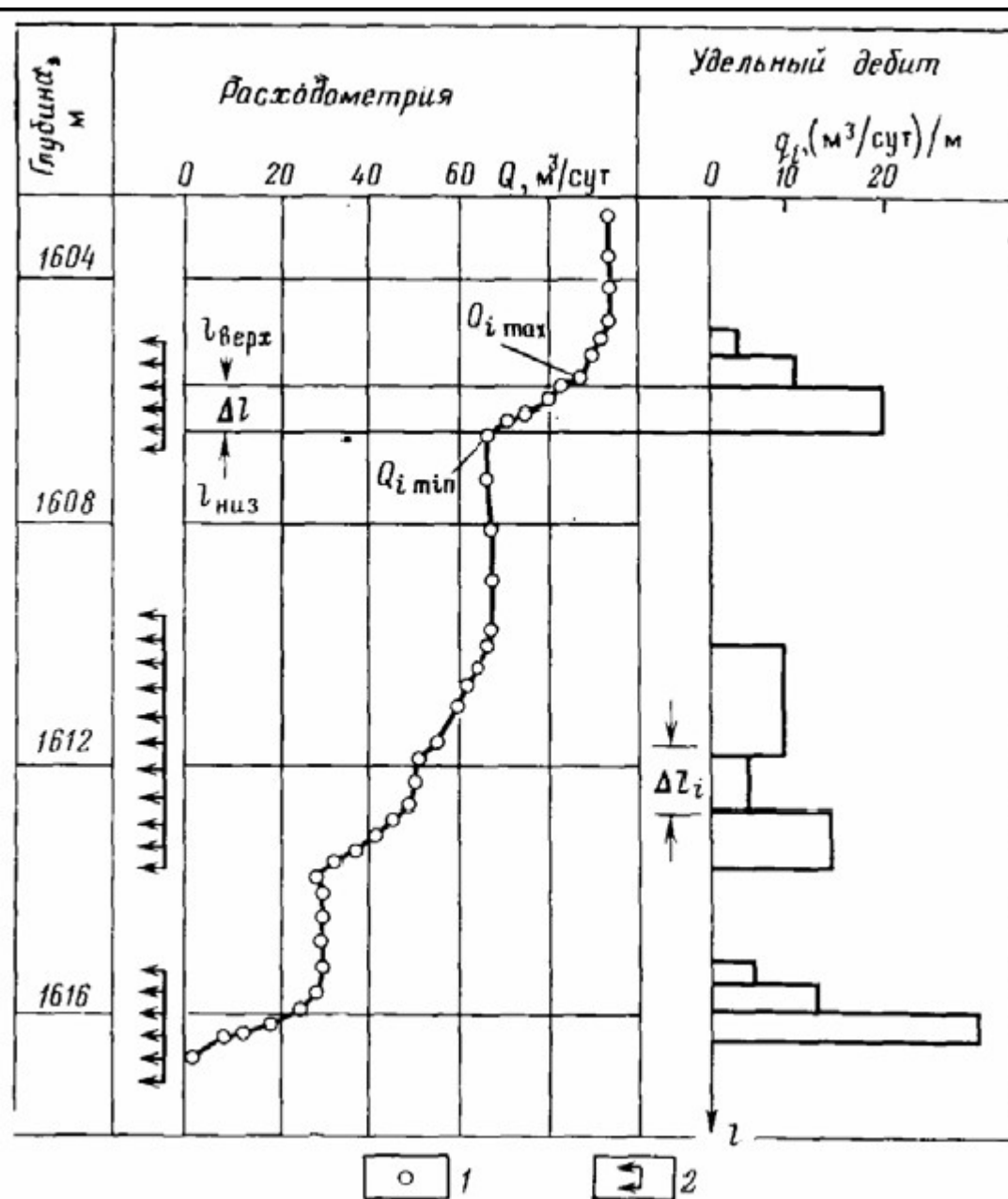
Интервалы притока жидкости в действующей эксплуатационной скважине устанавливают по дебитограмме, полученной с механическим (турбинным) дебитомером или скважинным термодебитомером (СТД).

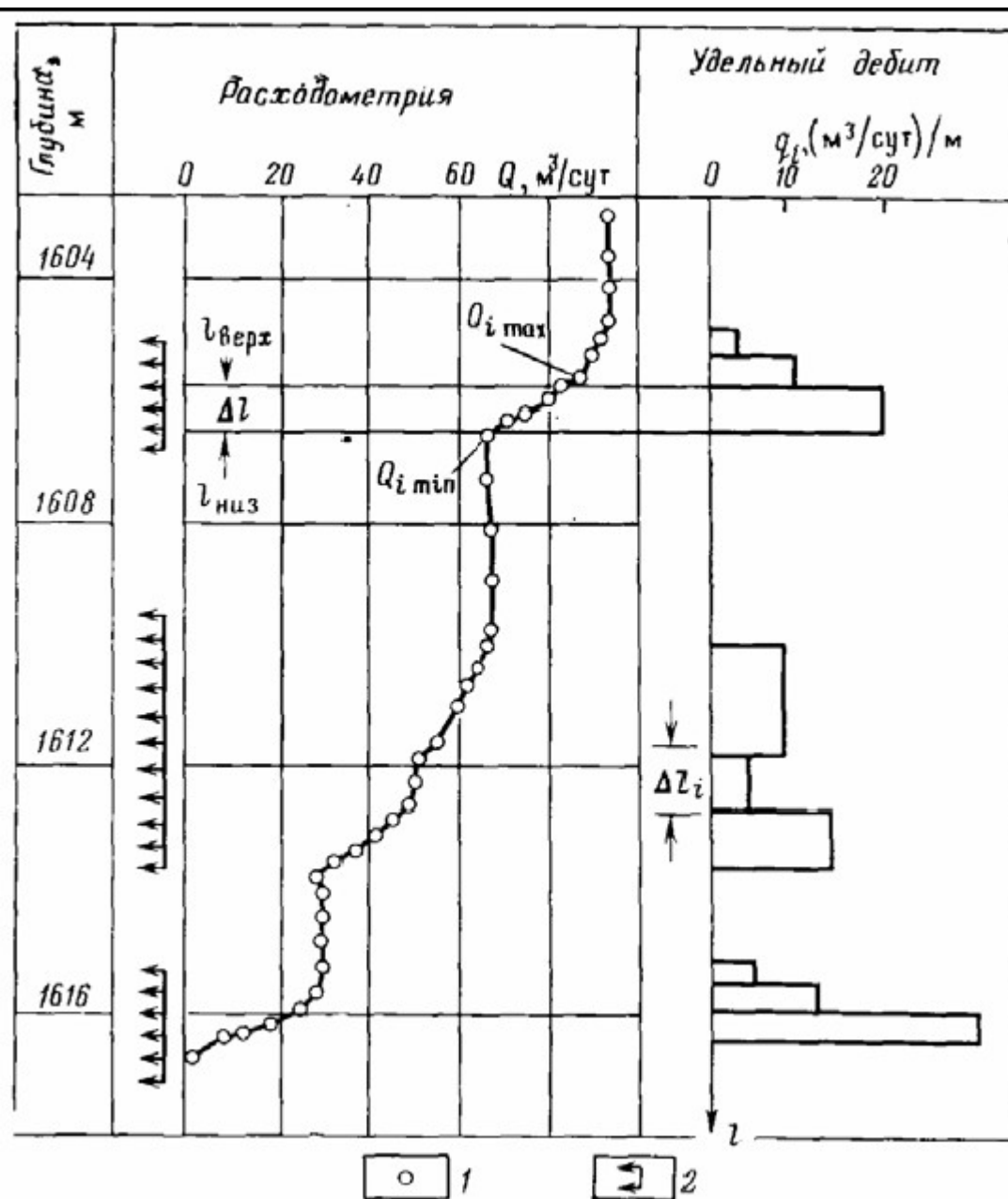
По данным наблюдений механическим дебитомером в действующей скважине составляют диаграмму накопленного дебита скважины $Q=f(H)$ в интервале продуктивного горизонта, дающего приток. Участки кривой, наклоненные к оси глубин под разным углом, соответствуют отдающим интервалам, участки, параллельные оси глубин, указывают интервалы бесприточные. Под нижним из отдающих интервалов $Q = 0$, над верхним отдающим интервалом значение Q максимальное и равно суммарному дебиту, который дает интервал перфорации (рис.4.3). Дифференцируя интегральную кривую $Q=f(H)$ с определенным шагом по глубине ΔH , например, $\Delta H = 1$ м, получают дифференциальную ступенчатую диаграмму $\Delta Q/\Delta H = f(\Delta H)$, величина аномалии которой в каждом интервале составляет «вклад» интервала в суммарный дебит (рис. 4.3). Обычно «работает» лишь часть перфорированного интервала.

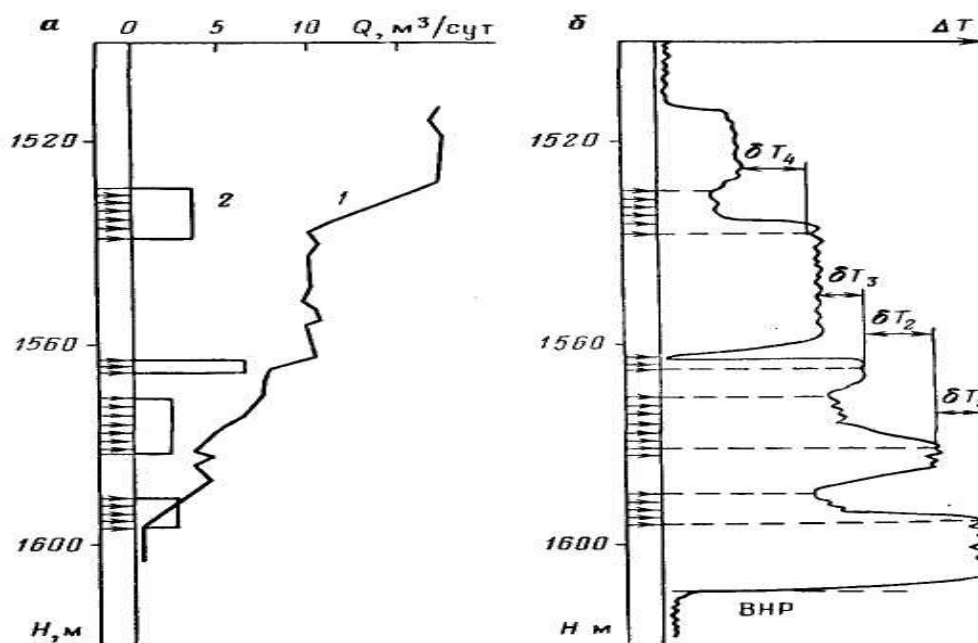
Дифференциальный профиль строят на основе откорректированной интегральной профилеграммы по расчетным значениям удельного дебита (расхода) q_i с помощью формулы $q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min})/\Delta l$, где $Q_{i \max}$ и $Q_{i \min}$ — соответственно расход в верхней и нижней точках изучаемого интервала глубин, относящегося к глубинам $l_{\text{верх}}$ и $l_{\text{ниж}}$; $\Delta l = l_{\text{ниж}} - l_{\text{верх}}$ — величина выбранного интервала. По этому профилю определяют расход жидкости по отдельным участкам ствола скважины.











Дебитограммы: 1 — интегральная; 2 — дифференциальная

Рисунок 4.3 - Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (СТД) (б) дебитомерами

Однако из этого вовсе не следует, что работающая часть пласта h_p составляет эффективную толщину $h_{эф}$. Практически всегда $h_p < h_{эф}$. Отношение h_p к $h_{эф}$ характеризует режим работы продуктивного пласта при заданных условиях; по-видимому, его можно использовать для оценки коэффициента охвата пласта по толщине при разработке.

Термодобитомер (СТД), работающий как термоанемомет, четко отмечает минимумами температуры работающие интервалы, которые обычно подтверждают аналогичную информацию, получаемую механическим дебитомером (рис. 4.3). Однако количественной интерпретации данные СТД не поддаются ввиду влияния на результаты СТД ряда факторов, корректный учет которых невозможен.

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия механического дебитомера-расходомера;
3. Краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитомера-расходомера;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных. По результатам самостоятельных определений работающих интервалов, установления профиля притока и подсчета суммарного дебита составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения работающих интервалов; на диаграмме должен

быть указан профиль притока, и подсчитан суммарный дебит. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы перфорации	Работающие интервалы	Дебит притока	Суммарный дебит

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

4. Факторы снижающие дебит скважины.

Лабораторная работа № 5

Тема : Определение состава притока по данным ГИС-контроля

Цель Формирование у студента компетенции ОПК-10.

- Закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях
- Определение интервалов обводнения
- Определение состава смеси

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных ГИС-контроля, выдачи заключения по интерпретации с целью выделения работающих интервалов и определения состава, поступающей из них, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Актуальность темы:

Исследование состава смеси, поступающей из коллекторов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС в эксплуатационных скважинах на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

При эксплуатации объектов большой мощности часто встречаются с избирательным обводнением отдельных прослоев. В этих случаях интервалы поступления воды могут быть часто (при отсутствии заколонной циркуляции) обнаружены с помощью методов: влагомеры, солемеры, резистивиметры и плотностномеры. Интервалы обводнения этими способами устанавливают в работающих перфорированных пластах, где определить их нейтронными методами часто трудно, особенно в случае пресных вод. К оценке соотношения воды, нефти и газа в скважинном флюиде сводится решение других задач:

- определение нефтеводоразделов
- интервалов разгазирования
- мест поступления воды через дефекты в колонне

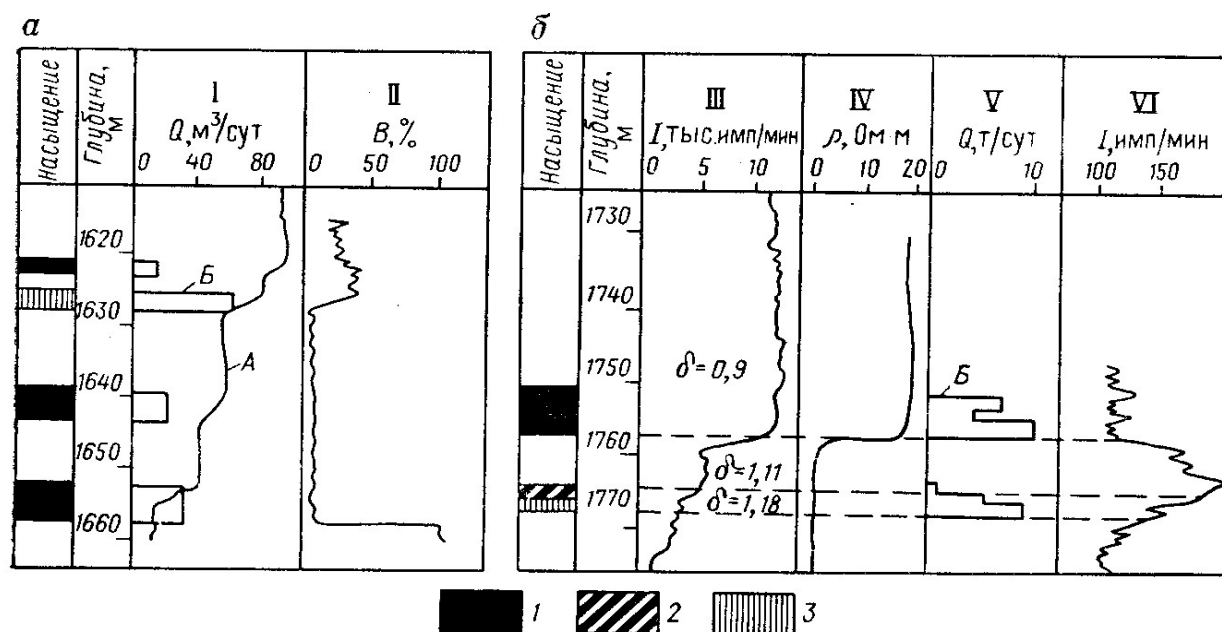
Влагомеры позволяют определять процентное содержание воды в флюиде, заполняющем ствол скважины. Их чувствительным элементом служит проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Поскольку диэлектрическая проницаемость воды (81) гораздо больше диэлектрической проницаемости нефти (2) и газа (близко к 1), ёмкость конденсатора растёт с ростом содержания воды в продукции скважины. Пример диаграммы, полученной с влагомером на рис. 10.1,а (кривая 11). Искажения диаграмм влагомеров обусловлены чаще всего наличием водяного столба на забое скважины. Если обводняющийся пласт находится выше малодебитных пластов, отдающих чистую нефть с водой, против них образуется столб воды с гораздо большим содержанием воды, чем в продукции, отдаваемой пластами, залегающими в этом интервале. Некоторое искажение показаний происходит также при отсутствии пакера или недостаточно полной пакеровке, поскольку жидкость, движущаяся по центру скважины, часто не совпадает по составу с жидкостью у стенки колонны.

Так как кислорода в углеводородах нефти и природного газа очень мало, по его концентрации в продукции скважин можно судить о содержании в ней воды. Количество кислорода в флюиде определяют методом активации кислорода нейтронами. Содержание кислорода в различных горных породах и цементном кольце меняется в очень узких пределах, поэтому активность образующегося при этом изотопа ^{16}N характеризуется концентрацией кислорода в скважинном флюиде, возрастая с ростом влажности флюида.

О содержании воды в нефти или газе можно судить также по их плотности. Для измерения плотности используют в основном приборы двух типов:

- гамма-плотностномеры ГПП, основанные на измерении интенсивности γ -излучения, рассеянного флюидом или прошедшего через заданный объём флюида
- градиент-манометры, определяющие разность давлений в двух близких точках по оси скважины.

На дебитограмме (рис.5.1,а) выделяются четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвёртый (1626-1628м) – воду. Высокая влажность на глубине свыше 1658м связана с накоплением воды в зумпфе. Приток чистой нефти из двух нижних интервалов надёжно устанавливается по практически нулевой влажности флюида против них (в работающей скважине).



1,V – дебитограммы: А – интегральная, Б – дифференциальная; диаграммы: 11- влагомера, 111-гамма-плотномер, 1V- резистивиметра, VI- метода наведённой активности кислорода; интервалы, отдающие: 1-нефть, 2-нефть с водой, 3-воду.

Рисунок 5.1 Исследование эксплуатационных скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотномером (б).

На рис.5.1,б дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751-1756м и 1764-1768м. В нижней части последнего интервала плотность флюида ($\delta = 1,18 \text{ г/см}^3$) практически совпадает с плотностью солёной воды. Эта часть разреза отдаёт воду, что хорошо видно также по увеличению наведённой активности кислорода на глубине 1768м. Прикровельная часть нижнего интервала отдаёт воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотностномера; на глубине 1764м показания соответствуют плотности $1,11 \text{ г/см}^3$, промежуточной для нефти и пластовой воды.

Интервал 1751 – 1756м отдаёт нефть, благодаря чему показания плотностномера растут до значений, соответствующих плотности $0,9 \text{ г/см}^3$, а показания метода наведённой активности резко уменьшаются. На диаграмме резистивиметра видно изменение фазового состояния флюида на глубине 1756м. На глубине свыше 1756м его проводимость имеет высокие значения в связи с нахождением нефти в виде изолированных капель в воде. Выше глубины 1756м, наоборот, жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды, поэтому имеет высокое сопротивление.

Очень низкие показания плотностномера на глубине свыше 1774м ($\delta = 1,5 \text{ г/см}^3$) обусловлены наличием осадка на забое скважины.

Для количественной, а иногда и качественной оценки обводнения продукции данного пласта данных плотностномера или влагомера недостаточно. В этом случае названные методы надо комплексировать с дебитометрией.

Такое комплексирование позволяет определять отдельно объёмы Q_v воды и Q_n нефти, отдаваемые каждым интервалом. Пусть B_1 и B_2 – доля воды в

скважинном флюиде в подошве и кровле исследуемого интервала, а Q_1 и Q_2 – суммарный дебит скважины на тех же глубинах. Пусть B – доля воды в продукции исследуемого интервала.

Тогда соотношения для балансов нефти и воды позволяют получить уравнение

$$Q_2 B_2 = Q_1 B_1 + B (Q_2 - Q_1) \quad (5.1)$$

Отсюда доля воды в продукции данного интервала

$$B = \frac{Q_2 B_2 - Q_1 B_1}{Q_2 - Q_1} \quad (5.2)$$

Объём воды, отдаваемой им

$$Q_B = B(Q_2 - Q_1) = Q_2 B_2 - Q_1 B_1, \quad (5.3)$$

а объём нефти

$$Q_H = (1 - B)(Q_2 - Q_1) = (Q_2 - Q_1) - Q_B \quad (5.4)$$

Вопросы и задания:

Вопросы

- По диаграммам каких методов ГИС можно определить состав притока?
- Какие ещё задачи мы можем решить с помощью этих методов?
- Почему необходимо комплексирование методов?
- Как определить структуру потока?
- Можно ли по данным потокометрических методов определить тип смеси?
- Можно ли по данным потокометрических методов определить границы раздела : вод разной минерализации; вода-осадок?

Задание:

Диаграммы комплекса методов ГИС для определения состава притока (выдаётся преподавателем) на листе или в ПЭВМ

Порядок выполнения

- определение нефтеводоразделов
- интервалов разгазирования
- мест поступления воды через дефекты в колонне

Содержание отчета:

Каждый студент, выполнивший практическое задание, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия влагомера, плотномера, резистивиметра

4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных. По результатам самостоятельных определений работающих интервалов, установления состава притока составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения работающих интервалов; на диаграмме должен быть указан профиль притока, и

подсчитан состав. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы перфорации	Работающие интервалы	Состав притока	Обводненные интервалы

5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

4. Факторы вызывающие обводнение продуктивных интервалов.

Поток в стволе скважины, как правило, неоднороден и представляет собой смесь, компоненты которой отличаются друг от друга физическими свойствами:

- плотностью
 - диэлектрической проницаемостью
 - удельным электрическим сопротивлением или проводимостью
- и т.д.

Методы для изучения состава смеси в стволе скважины могут быть классифицированы следующим образом:

1. объёмные, определяющие среднюю по сечению колонны величину исследуемого физического свойства смеси

- гамма-гамма-плотнометрия по рассеянному излучению
- градиент-манометрия

2. локальные, оценивающие значение исследуемого физического параметра смеси в месте нахождения в скважине датчика прибора

- гамма-гамма-плотнометрия по просвечиванию
- диэлектрическая влагометрия

и т.д.

3. инверсионные, фиксирующие изменения структуры смеси

- резистивиметрия.

В настоящее время наиболее широко используются : гамма-гамма-плотнометрия, диэлектрическая влагометрия и резистивиметрия.

5.1 Гамма-гамма-плотнометрия Методика исследования. Модификации скважинных приборов. Решаемые задачи. Интерпретация результатов.

Из методов для изучения состава смеси плотнометрия является наиболее предпочтительным и используется для решения следующих вопросов контроля эксплуатации площади:

а) с другими промыслово-геофизическими методами – выявление интервалов и источников обводнения

б) в комплексе с методами дебитометрии и термометрии – выявление интервалов притока в скважину воды и газа при оценке эксплуатационных характеристик пласта

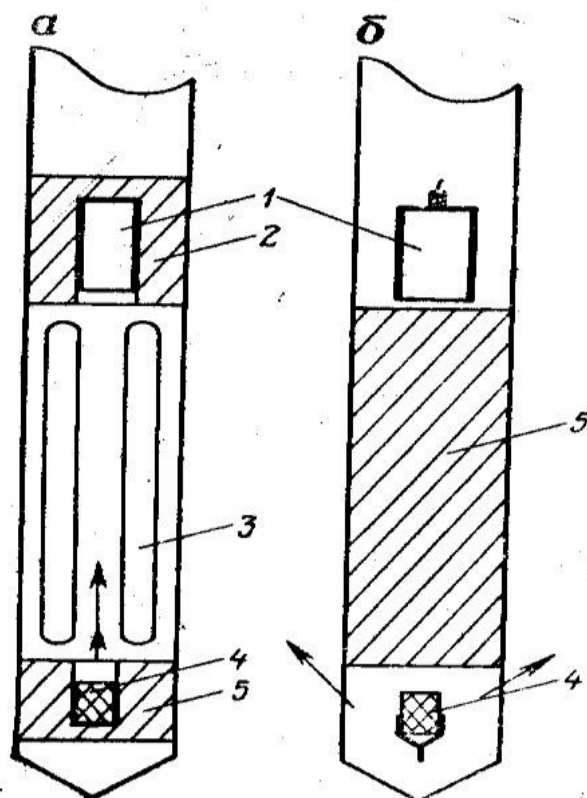
в) при изучении технического состояния скважины – исследование состояния забоя скважины и др.

Плотнометрия основана на изучении плотности жидкостей в стволе скважины с помощью гамма-гамма -метода в его селективной модификации по поглощению гамма-квантов. Определение плотности жидкости базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера изучаемой среды, состоящей из различных химических элементов. При ограничении энергии излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу — величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-методом отражают плотностную характеристику среды.

Разработаны два способа определения плотности флюида по изменению интенсивности гамма-излучения после прохождения гамма-квантов через слой жидкости, находящейся между источником и детектором гамма-излучения,— ГГК-П и по рассеянию гамма-квантов окружающей прибор жидкостью - ГГК-Р.

Модификация ГГК-П позволяет изучать плотность смеси между источником и детектором, а с помощью ГГК-Р получают среднюю плотность смеси по всему сечению колонны.

Зонд прибора ГГК-П содержит источник гамма-излучения и расположенный от него на расстоянии 0,3—0,4 м индикатор гамма-лучей, прошедших через слой исследуемой жидкости. Зонд помещен в свинцовые экраны с коллимационными отверстиями, находящимися на одной оси и направленными навстречу друг другу. Пространство между коллимационными отверстиями свободно промывается исследуемой жидкостью. Интенсивность источника выбрана такой, чтобы свести к минимуму влияние стенок скважины. В качестве источника мягкого гамма-излучения применяется тулий-170 с энергией $341,6 \cdot 10^{-16}$ Дж, Скорость записи кривой прибором ГГК-П составляет 5—100 м/ч.



а – для ГГП-П; б- для ГГП-Р; 1-датчик, 2-экран на датчике, 3-фонарь, 4-источник гамма-квантов, 5-экран на источнике; стрелками показано направление распространения гамма-квантов.

Рисунок 5.2 - Схема конструкции зондовой части гамма-плотномера

Значения интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированное плотномером, с помощью эталонировочных графиков переводятся в значения плотности. Эталонирование плотномеров выполняется в пресной воде или другой жидкости с плотностью близкой к 1 г/см^3 . Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотнограммы переход от воды к газу отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения. Кажущееся содержание воды C_v и нефти C_n в продукции скважины определяется соотношением:

$$C_v = \frac{\rho_{см} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n} \cdot 100; C_n = (100 - C_v) \text{ или с помощью номограммы (5.4)}$$

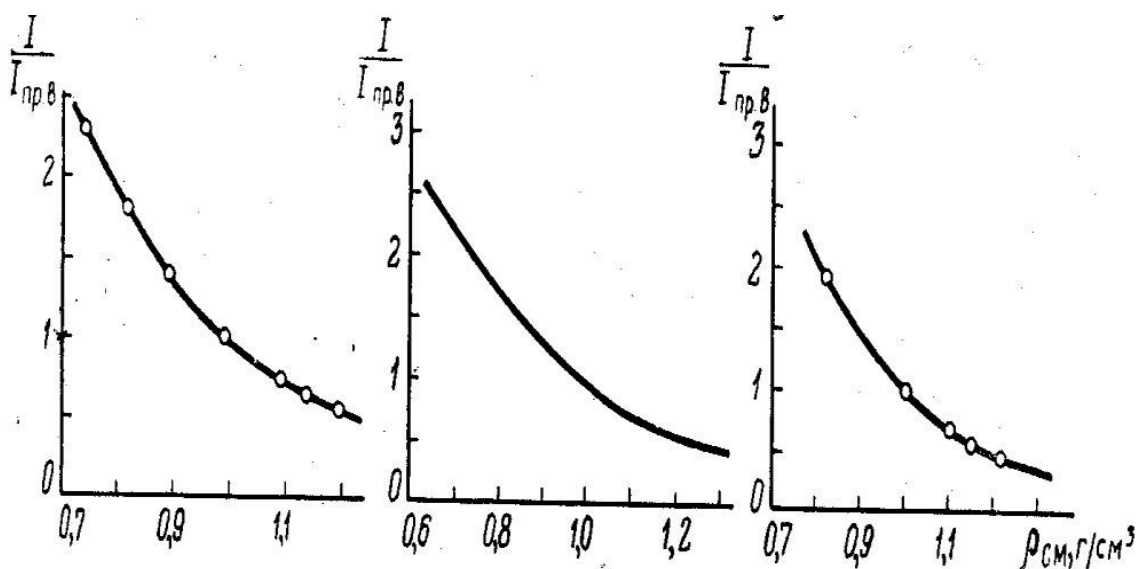


Рисунок 5.3 - Градуировочные зависимости показаний гамма-плотномера от плотности среды а – в – приборы ГП-1М, ГП-2, ГП-3

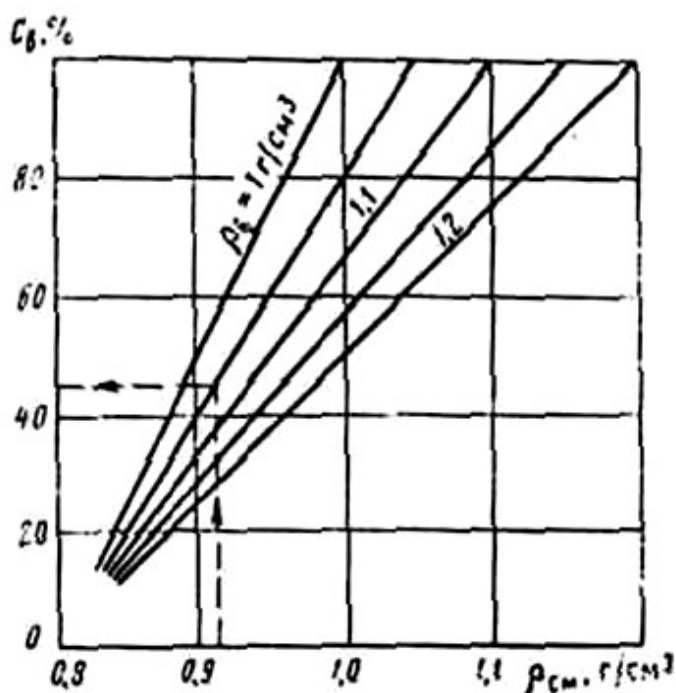


Рисунок 5.4 –Номограмма для определения содержания воды C_v и нефти C_n в продукции скважины

5.2 Диэлькометрическая влагометрия. Методика исследования. Модификации скважинных приборов. Решаемые задачи. Интерпретация результатов.

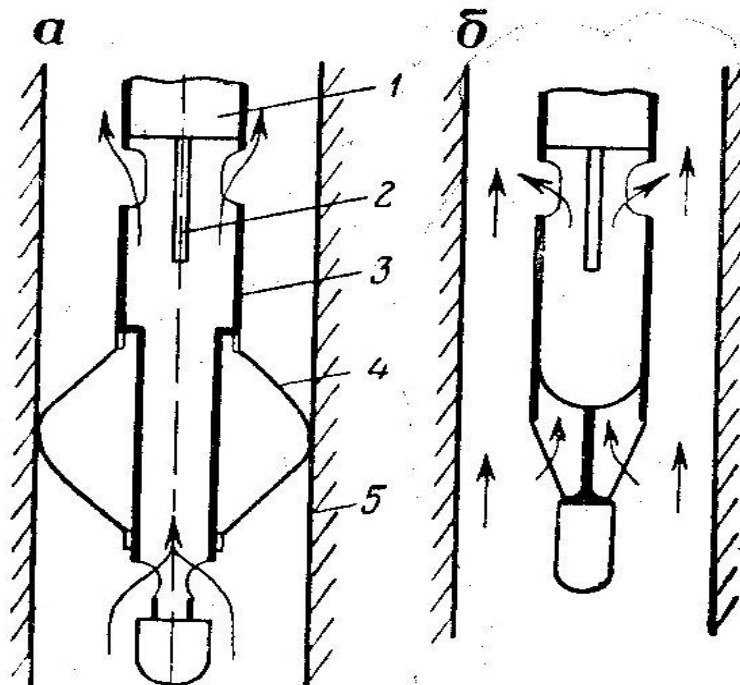
Диэлектрическая проницаемость является одной из основных электрических характеристик флюида в стволе скважины и показывает во сколько раз уменьшается взаимодействие единичных зарядов в данной среде по отношению к вакууму. На практике чаще используют относительное значение

диэлектрической проницаемости, которое всегда превышает единицу.
Относительная диэлектрическая проницаемость
воды = 55-80,
нефти = 2,5-4
газа = 1

Метод влагометрии основан на изменении емкости конденсатора при изменении диэлектрической проницаемости вещества между его обкладками. То есть жидкость протекая между обкладками конденсатора влияет на частоту колебаний RC или LC-генератора, в колебательный контур которого он включен.

Существуют две разновидности влагомеров, имеющие различные методические возможности:

- пакерные
- беспакерные



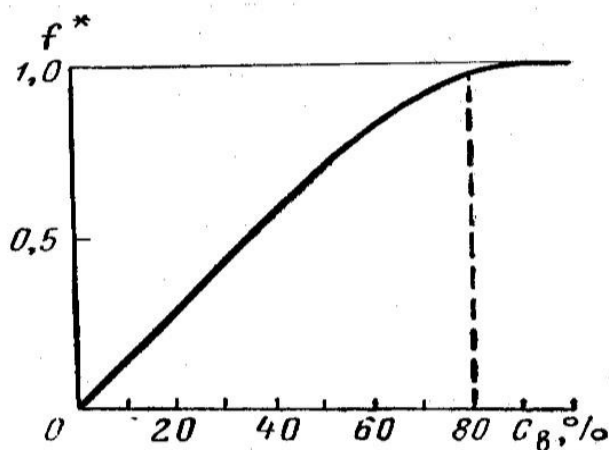
1-измерительный преобразователь, 2-центральная обкладка датчика, 3-труба измерительная – наружная обкладка, 4-пакер, 5-обсадная колонна. Стрелками показано направление движения смеси.

Рисунок 5.5 - Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров

В беспакерном приборе через датчик проходит только часть смеси, движущейся по колонне. Показания прибора зависят от распределения степени обводнённости продукции по сечению колонны и условий обтекания датчика компонентами смеси. Эти влагомеры используются в основном для определения содержания воды в гидрофобной смеси (вода в нефти) – выше ВНР в скважине.

В пакерном влагомере через датчик пропускается вся движущаяся по колонне смесь нефти с водой. Это позволяет фиксировать притоки нефти в гидрофильную смесь (эмульсия типа «нефть в воде»)

На влагограмме можно установить границу нефти и воды или их смесей по уменьшению показаний при переходе от водоносной зоны к нефтеносной. Данные влагометрии позволяют определить процентное содержание воды и нефти в смеси с точностью до . При оформлении результатов исследований на диаграмму вместе со шкалой показаний влагомера наносят шкалу процентного содержания воды (в %), используя градуировочный график.



Где : f^* - относительный разностный параметр метода; f_n – проницаемость чистой нефти; f_v – проницаемость чистой воды; f – проницаемость водонефтяной смеси с различным содержанием воды C_v

Рисунок 5.6 Пример градуировочной зависимости влагомера

$$f^* = \frac{f_n}{f_v - f_n} \quad (5.5)$$

Все результаты измерений влагомерами (эталонировочные и скважинные) с помощью температурной характеристики прибора приводятся к температуре 200. Опорные значения f_n f_v устанавливаются непосредственно по материалам скважинных исследований.

Перед гамма-плотнометрией влагометрия имеет ряд преимуществ:

1. повышенная чувствительность к изменению содержания воды в гидрофобной смеси
2. безопасность работы (благодаря отсутствию источников радиоактивного излучения).

Но на показания прибора влияют:

- структура смеси
- дисперсность смеси.

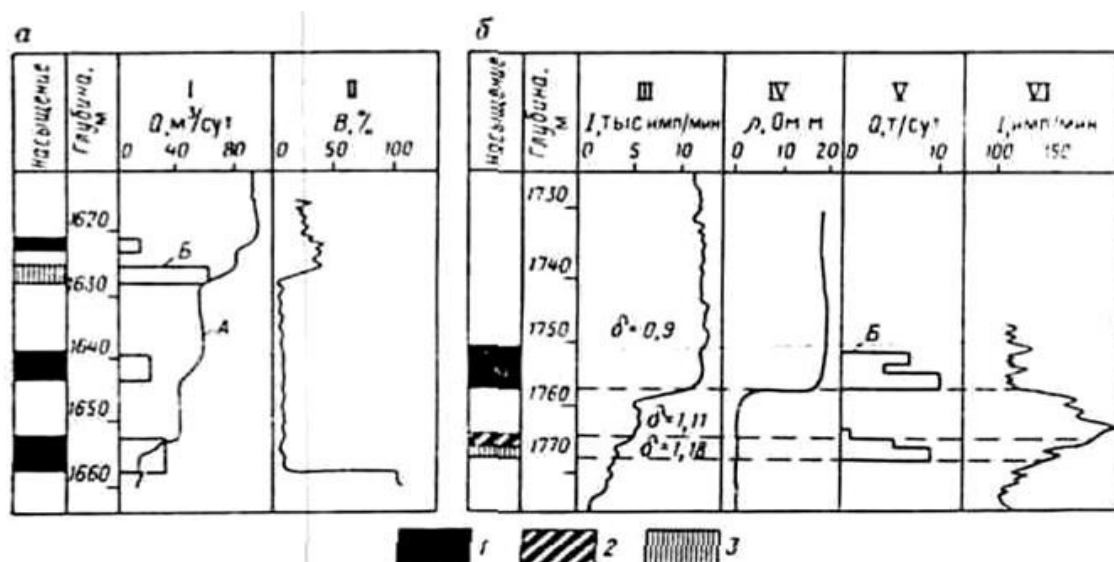
Измерения влагомерами включены в полный комплекс исследований эксплуатационных скважин и используются при решении основных задач контроля разработки нефтяных месторождений:

- при исследовании процесса вытеснения нефти влагометрия в комплексе с другими ПГИ служит для выделения интервалов обводнения, а также интервалов замещения нефти газом в перфорированных пластах.

- при исследовании эксплуатационных характеристик пласта влагометрия в комплексе с дебитометрией применяется для выявления интервалов притока в скважину нефти, воды и газа.

- влагометрия может применяться и для решения многих задач, связанных с выбором оптимального режима работы скважины и технологического оборудования.

Исследования предусматривают запись непрерывных диаграмм, а также измерения на точках при использовании пакерного прибора. Непрерывная запись производится с закрытым пакером при спуске прибора. Точечные измерения влагомером выполняют в тех же точках, что и измерения дебитомером, включая участки резких изменений показаний влагомера на непрерывных диаграммах, не выделяемые по данным механического дебитомера. Измерения на точках выполняются с полностью открытым пакером. Перемещение с точки на точку осуществляется при подъёме прибора, для чего пакер прикрывается. В процессе передвижения записывается непрерывная диаграмма, которая служит основным документом для определения глубины положения точечных измерений. На каждой точке проводится не менее трёх измерений.



1, V-дебитограммы: А-интегральная, Б-дифференциальная; диаграммы: II-влагомера, III-гамма-плотностномера, IV-резистивиметра, VI-метода наведённой активности кислорода; интервалы отдающие: 1-нефть, 2-нефть с водой, 3-воду.

Рисунок 5.7 - Исследование эксплуатационных скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотностномером (б).

5.3 Индукционная резистивиметрия

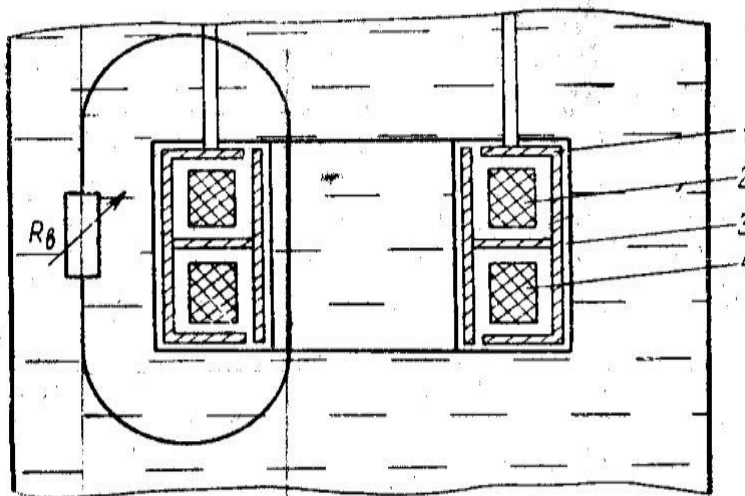
С помощью резистивиметрии решаются те же задачи, которые решает влагометрия. Однако при использовании поверхностно активных веществ в скважине образуется пена которая вносит в показания влагомера существенные изменения. В этом случае метод резистивиметрии эффективнее. Резистивиметрия является основным методом для различения двух типов смеси в скважине – гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти). Это обусловлено существенным различием электрических свойств этих смесей. Гидрофильная смесь имеет удельное сопротивление (проводимость) близкое к воде, гидрофобная смесь – близкое к нефти. Резистивиметрия позволяет по величине удельного электрического сопротивления различать в стволе скважины воду, газ и их смеси.

Индукционная резистивиметрия при исследовании действующих эксплуатационных скважин применяется для решения следующих задач:

1. определения местоположения ВНР в скважине (границ перехода смеси из гидрофильной в гидрофобную);
2. установления структуры потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти;
3. выделения в гидрофильной среде мест поступления в колонну воды с различной степенью минерализации.

Достоинство индукционной резистивиметрии – возможность индикации слабых притоков нефти при большом содержании воды в колонне и высокая чувствительность к изменению минерализации воды.

Для получения кривой удельного электрического сопротивления флюида по стволу скважины используются резистивиметры двух типов — индукционный (рис 5.8) и одноэлектродный на постоянном токе.



1-экран, 2 и 4-катушки, 3-изоляционное покрытие. R_v –сопротивление объемного витка жидкости.

Рисунок 5.8 - Схема датчика индукционного резистивиметра

Индукционный резистивиметр представляет собой две тороидальные катушки, одна из которых является генераторной и возбуждает в исследуемой среде вихревые токи частотой 100 КГц, а другая — измерительная. Вихревые токи циркулируют в вертикальных плоскостях, пронизывающих внутренний и внешний объемы жидкости, омывающей датчик. Величина регистрируемого удельного электрического сопротивления зависит от состава смеси в скважине. Границы однородных сред с различной удельной проводимостью фиксируются резко различными показаниями прибора. На границе неподвижной высокоминерализованной воды $S_{в2}$ с водой меньшей минерализации $S_{в1}$ отмечается переходная зона значений удельной проводимости, образующаяся в результате диффузионных процессов на границе двух растворов с различной проводимостью и механического перемешивания этих растворов при спуско-подъемных операциях. Наличие переходной зоны в зумпфе может служить дополнительным критерием при оценке герметичности забоя. При входе датчика в осадок удельная проводимость уменьшается в связи с увеличением плотности среды и наличием непроводящих вclusions.

Исследования считаются качественными, если показания индукционного резистивиметра на ВНР и в зумпфе, заполненном водой, коррелируются с данными других методов изучения состава смеси, а также с данными термодобитомера.

При записи в гидрофильной смеси (эмульсия типа «нефть в воде») диаграмма изрезана хаотическими флуктуациями в виде частых выбросов в сторону уменьшения проводимости относительно основной величины, определяемой удельной проводимостью воды $S_{в}$ (б).

Диаграмма резистивиметра позволяет разделить два режима течения нефти в гидрофильной смеси:

- капельный
- четочный.

В отличие от капельного режима течения нефти, характеризующегося относительно небольшой величиной флуктуаций, четочный режим характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля $S_{н}$.

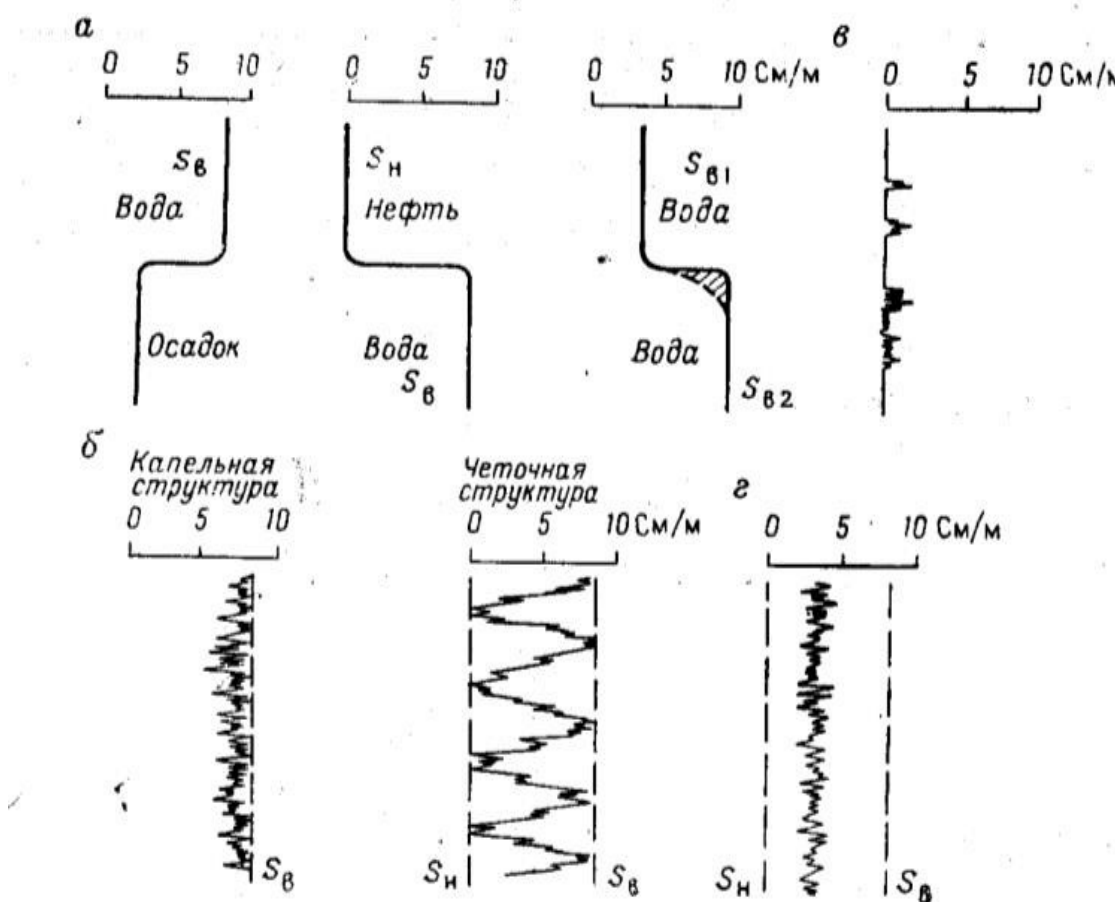
При записи в гидрофобной смеси (эмульсия типа «вода в нефти») на диаграмме отмечаются преимущественно нулевые значения удельной проводимости, на фоне которых могут возникать случайные увеличения значений проводимости среды (в).

В области переходного течения (от гидрофильной к гидрофобной смеси) диаграмма имеет вид изрезанной кривой со средним значением удельной проводимости, промежуточным между проводимостью нефти и воды (г).

На диаграммах индукционного резистивиметра находят отражение:

1. приток воды в гидрофильную смесь с минерализацией, отличающейся от минерализации воды в колонне;
2. притоки воды или нефти, вызывающие изменение типа смеси в колонне (переход гидрофильной смеси к гидрофобной, и наоборот);

3. притоки в гидрофильную смесь, изменяющие структуру потока (переход от течения гомогенной жидкости к течению смеси «нефть-вода», от капельного режима движения нефти к четочному и т.д.);



S_v, S_n – электропроводность воды и нефти.

Рисунок 5.9 - Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

4. струйные притоки воды в гидрофобную смесь и струйные притоки нефти в гидрофильную смесь.

Пример использования данных индукционной резистивиметрии приведён на рисунке 5.10.

Одноэлектродный резистивиметр на постоянном токе в действующих нефтяных скважинах используются лишь для установления типа движущейся в скважине смеси : гидрофильная или гидрофобная.

Резкое различие удельных сопротивлений смесей этих двух типов позволяет проводить качественные измерения без тарировки прибора и определения истинных величин удельных сопротивлений.

Место притока пластовых вод в скважину отмечается, на кривой резистивиметрии, изменением величины сопротивления. Достоинством метода является простота схемы измерений позволяющая комплексировать токовый

резистивиметр в одном приборе с другими датчиками для исследования действующих скважин.

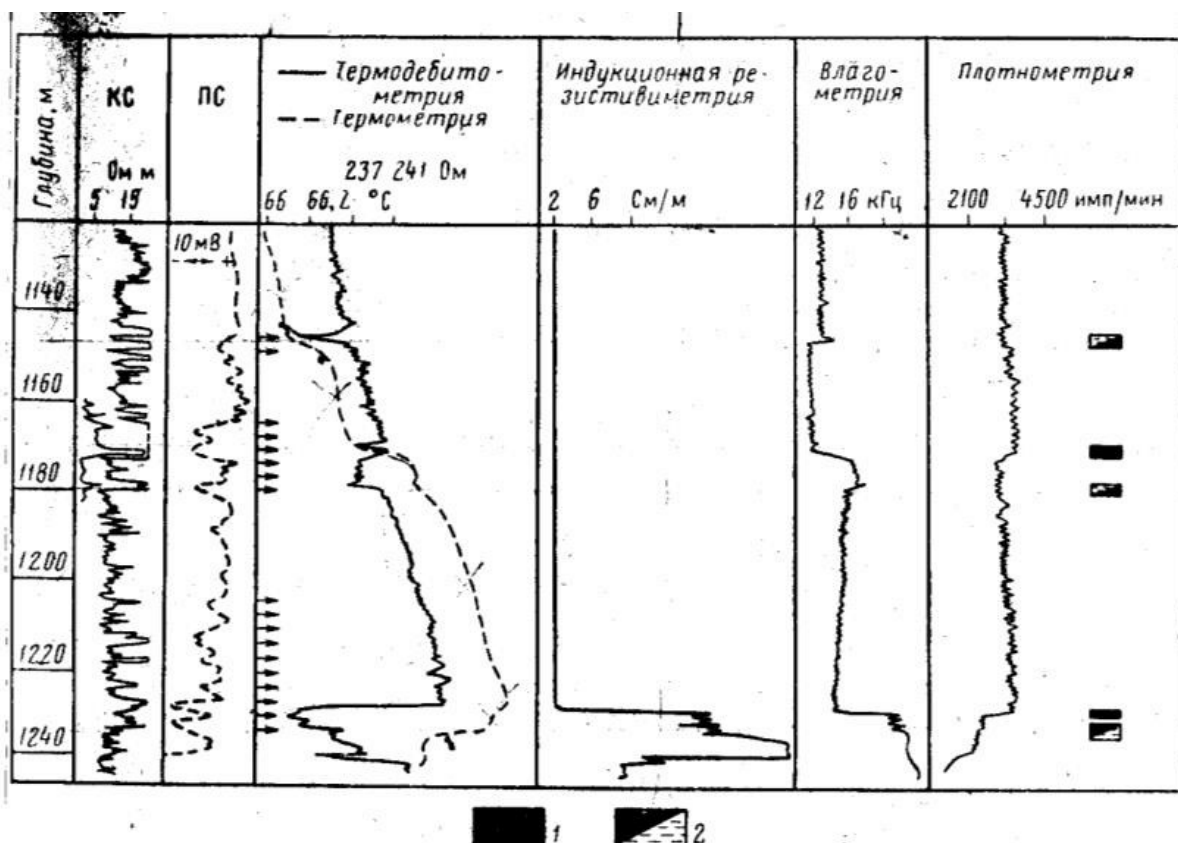
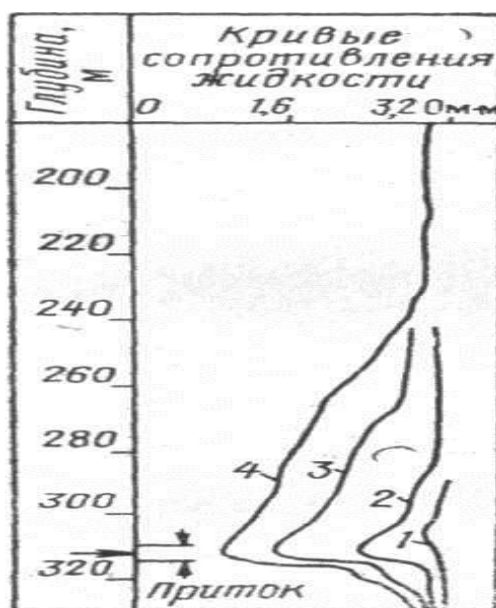


Рисунок 5.10 - Пример комплексного использования данных индукционной резистивиметрии и других ПГМ для выявления интервалов поступления воды (2) и нефти (1) в скважину.



1—4 —кривые сопротивления жидкости, замеренные в разное время с увеличением притока

Рисунок 5.11 -Определение смеси притока в скважину пластовых вод.

Лабораторная работа № 6

Тема: Изучение устройства и принципа работы приборов серии ЭМДС

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основами метода электромагнитной дефектоскопии, принципами работы приборов серии ЭМДС.

Теоретическое обоснование:

Электромагнитная дефектоскопия является одним из основных методов изучения технического состояния обсадных колонн. Изучение характеристик поля позволяет выделить дефекты колонны, оценить их расположение, форму, размеры, а также толщину стенок. Действие электромагнитного дефектоскопа основано на изучении переменного электромагнитного поля, создаваемого генераторными катушками зонда, который помещен внутрь стальных обсадных или насосно-компрессорных труб. Переменное магнитное поле генераторных катушек возбуждает вихревые токи в хорошо проводящих трубах. Вторичное магнитное поле вихревых токов изучается с помощью приёмных катушек зонда. Трещины в стенках труб, проявления коррозии, съедающей металл, затрудняют прохождение вихревых токов, и это изменяет величину вторичного магнитного поля токов.

Применяется в обсаженных действующих нефтяных и газовых скважинах без остановки процесса эксплуатации.

Применение:

- определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве;
- детальное обследование технического состояния колонны по нескольким образующим (для приборов сканирующего типа), обнаружение дефектов, определение их формы и размеров;
- определение толщины стенки колонны средней по окружности и по нескольким образующим;
- выявление и определение местоположения перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации;
- оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

Технические особенности:

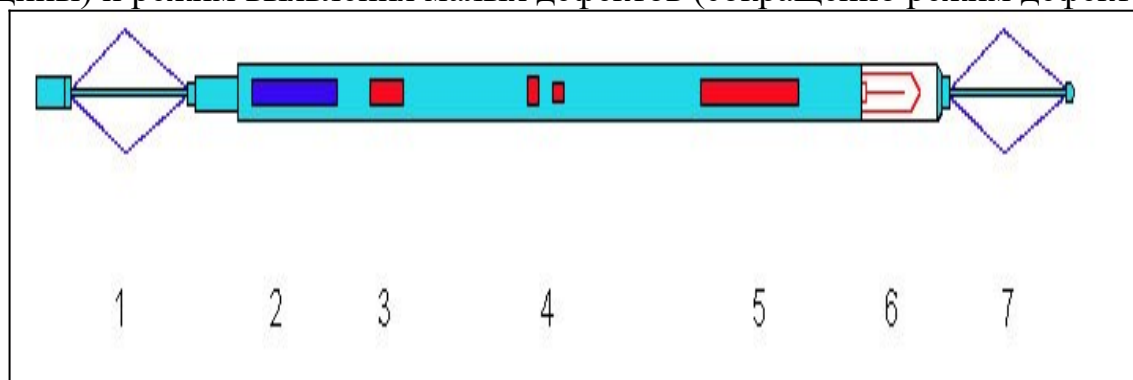
- предназначен для дефектоскопии и отдельного определения толщины стенок труб в скважинах;
- позволяет исследовать конструкцию скважины;
- определяет толщину 2-х внутренних труб отдельно для каждой трубы;
- обнаруживает дефекты типа трещин, порывов, интервалы коррозии и механического истирания стенок, зоны взрывной перфорации и фильтры;
- содержит термометр для выявления притока и поглощения флюида.

Таблица 6. 1 – Технические характеристики приборов серии ЭМДС.

	ЭМДС-ТМ-42У	ЭМДС-С	ЭМДС-ТМ-42Е
Длина, м	1,7	3,1	2,3

Диаметр, мм	42	112	42
Масса, кг	11	110	11
Максимальная рабочая температура, °С	100	100	120
Максимальное рабочее давление, МПа	60	60	60
Максимальная скорость записи, м/ч в интервале М 1:500 (общих исследований)	400	350	350
в интервале М 1:200 (детальных исследований)	150	150	150
Диапазон диаметров колонны, мм	63 – 324	146 – 168	63 – 324
Минимальная протяженность дефекта типа трещины, мм	75	50	
Диапазон изучения толщины стенок трубы, мм	3 - 12	3 - 12	3 - 12
Положение в скважине	центрируется	центрируется	центрируется
Комбинируемость	концевой	свободное	свободное
Основная относительная погрешность измерения толщины стенки, %	10	10	10

В скважинном приборе аппаратуры ЭМДС-С имеется несколько зондов, включающих генераторные и приемные катушки. Всего скважинный прибор содержит 11 датчиков электромагнитного поля и блок гамма-каротажа. В четырех прижимных башмаках размещены четыре дифференциальных датчика малых дефектов и четыре датчика толщины. Кроме того, имеются три интегральных зонда, размещенных на оси прибора, в том числе один осевой и два поперечных. Как правило, дефектоскоп работает в двух режимах: режим изучения толщины стенок и выявления крупных дефектов (сокращенно режим толщины) и режим выявления малых дефектов (сокращенно режим дефектов).



1 – верхний центратор; 2 – блок гамма-каротажа; 3 – короткий осевой зонд С; 4 – поперечные зонды В и ВВ; 5 – длинный осевой зонд А; 6 – термометр; 7 – нижний центратор

Рисунок 6.1 – Схема расположения зондов малогабаритного электромагнитного дефектоскопа ряда ЭМДС-ТМ-42:

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Изучить основы метода электромагнитной дефектоскопии.

Определить задачи, решаемые данным методом.

Изучить конструкцию прибора, основные характеристики.

Объяснить методику обнаружения на диаграмме:

1. Интервала перфорации
2. Локальных дефектов
3. Мест коррозии

Методика и порядок выполнения работ

Разработанные приборы электромагнитной дефектоскопии позволяют изучать состояние колонны нефтегазовых скважин без подъема насосно-компрессорной трубы (приборы малого диаметра ЭМДС-ТМ-42) и проводить углубленное обследование состояния колонны прибором большого диаметра с прижимными зондами (ЭМДС-С). Приведены примеры работ в Омане, России и Китае по обследованию скважин на предмет обнаружения дефектов и подтверждения наличия сверлящей перфорации.

В нагнетательной скважине 529 в интервале 1060-1350 выявлено более 20 локальных дефектов – коррозионных язв с объемом потери металла от 0,9 до 13 см³ (по данным интерпретации ЭМДС-С). Верхний интервал колонны 0 — 1060 м не затронут коррозией (рис.6. 2).

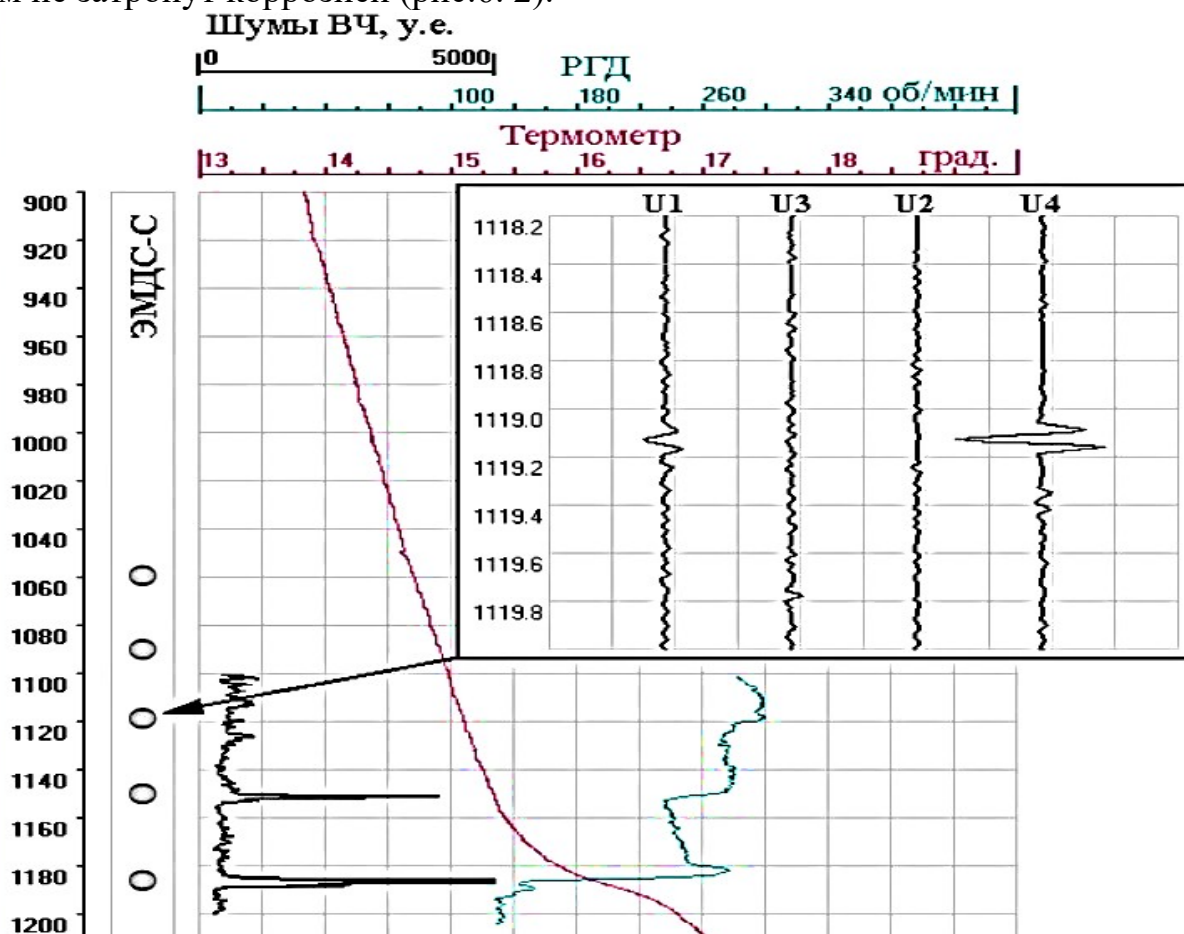


Рисунок 6.2 – Выделение локальных дефектов

Контрольная скважина НПФ «Геофизика». Дефектоскоп четко фиксирует все 21 отверстие, просверленное перфоратором. Все отверстия просверлены по одной стороне колонны, поэтому фиксируются только одним зондом малых дефектов (рис. 6.3).

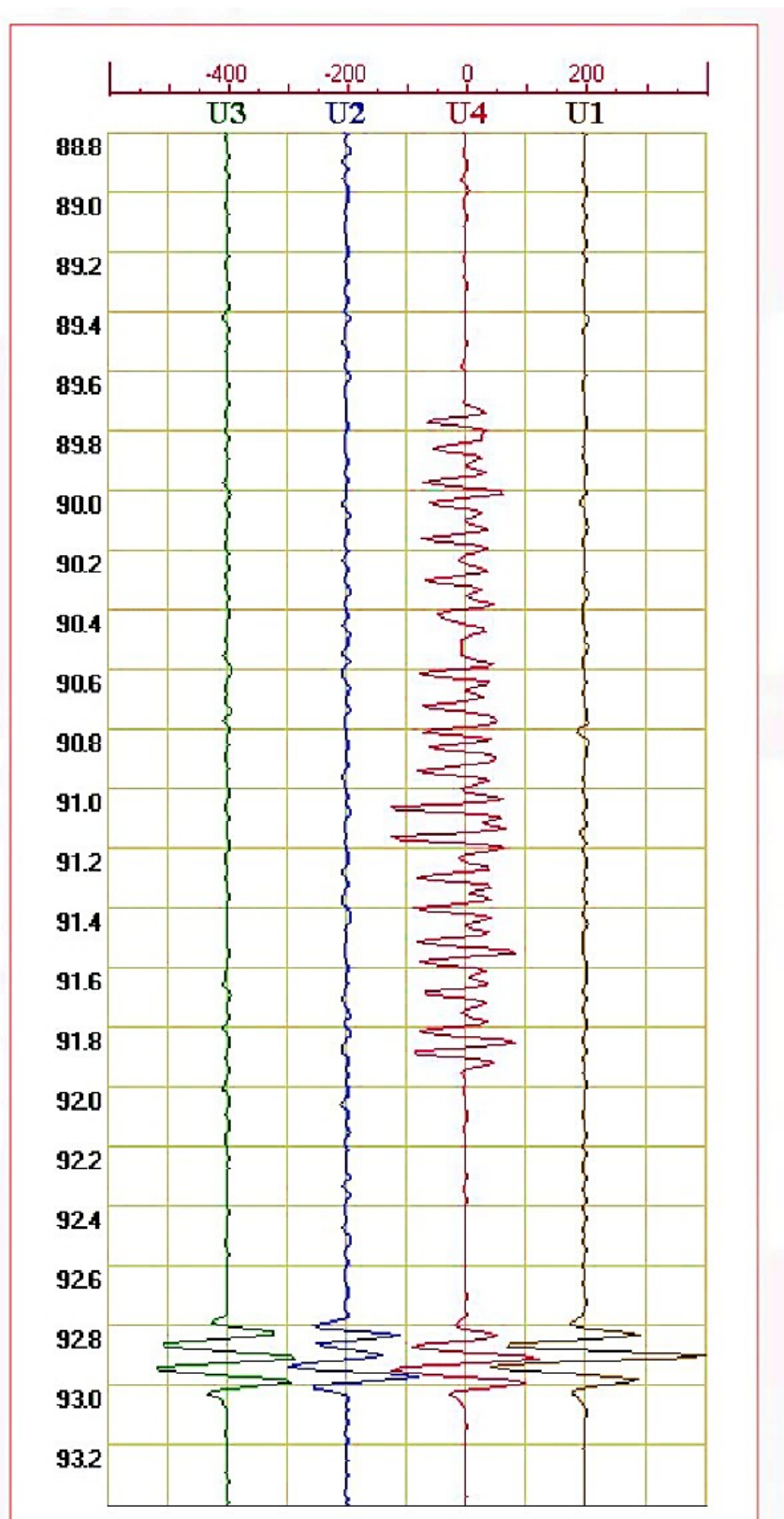


Рисунок 6.3 – Выделение перфорационных отверстий

По данным дефектоскопии (скв. 439) фиксируются два интервала интенсивной площадной коррозии колонны, выделяемые множественными локальными аномалиями зондов малых дефектов (U1-U4) и участками понижения толщины стенки в отдельных секторах (D и C). Расходомер РГД отмечает утечку воды из скважины в данных интервалах (рис. 6.4).

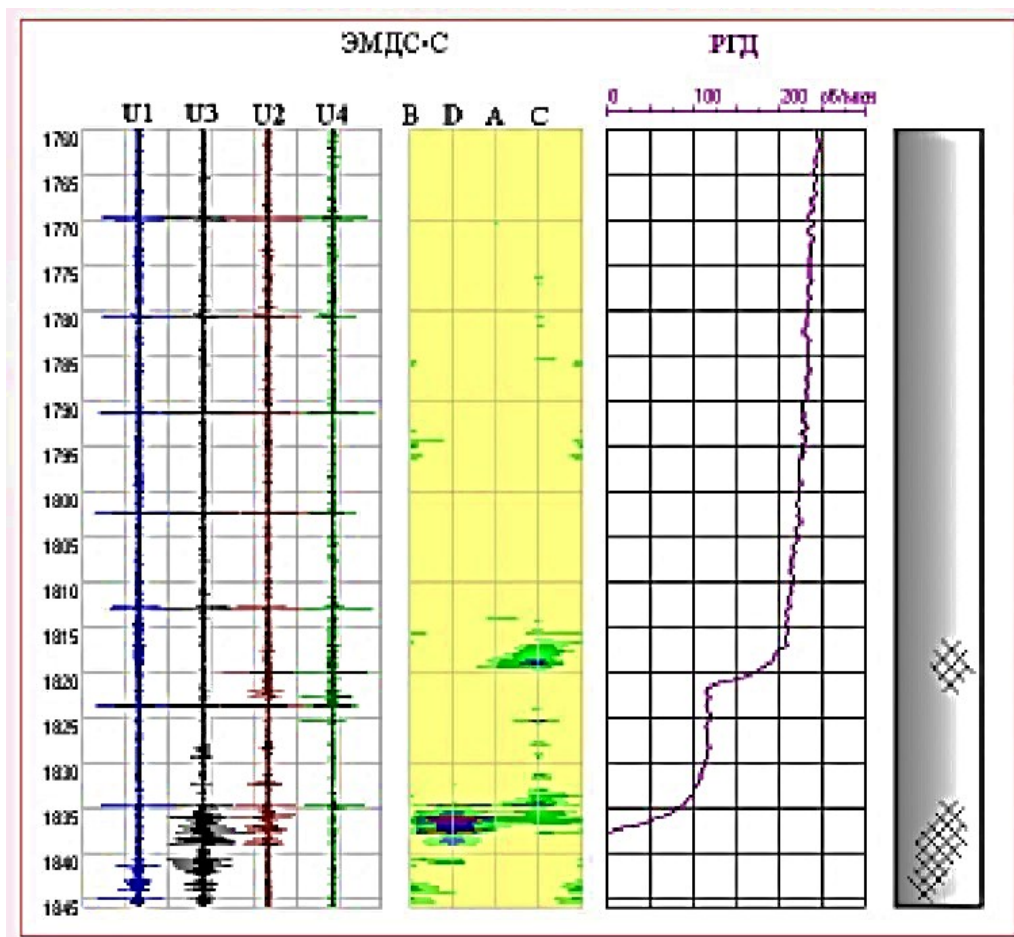


Рисунок 6.4 – Выделение участков площадной коррозии

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание принципа действия дефектоскопа;
3. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения зон нарушения целостности колонны?

2. Как определяют толщины стенки колонны выявление и определение местоположения перфорационных отверстий?
3. Для чего необходимо контролировать техническое состояние колонны?
4. От чего зависят показания электромагнитного дефектоскопа?

Лабораторная работа №7

Тема: Изучение устройства и принципа работы прибора МИД-К

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться основами метода магнитоимпульсной дефектоскопии, принципом работы прибора МИД-К.

Теоретическое обоснование:

Метод скважинной магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии (МИД-К) основан на исследовании пространственного распределения, затухающих во времени вихревых токов в колоннах труб, которые наводят ЭДС в приемной катушке после выключения тока намагничивания.

Характер измеряемого нестационарного сигнала определяется толщиной стенки трубы (m), ее диаметром (d), удельной электрической проводимостью (σ) и магнитной проницаемостью (μ) металла. Чем больше произведение $m \times \sigma \times \mu$, тем медленнее затухают вихревые токи, возникшие в трубах.

Метод МИД-К позволяет производить зондирование многоколонных конструкций с временным разделением сигнала от разных колонн. Это осуществляется выбором длительности импульса тока намагничивания в генераторной катушке и паузы, во время которой регистрируют ЭДС на измерительной катушке (кривые спада), и конструкции зондовой установки.

Выбор конкретного интервала времени на кривых спада позволяет обследовать состояние той или иной колонны.

Аппаратура магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии включает в себя скважинный модуль, интерфейсный блок соединений с мобильным компьютером, полевое калибровочное устройство. Скважинный модуль состоит из блока электроники, зондов дефектоскопа, зонда ГК, которые помещены в немагнитный охранный кожух, термометра, помещенного в охранный колпак.

Магнитное поле в исследуемой колонне создается импульсным током I длительностью t . МИД-К-ГК содержит 6 катушек (3 генераторные, 3 приёмные). Сильное поле создается катушкой индуктивности с магнитным моментом коаксиальным оси прибора (Z-зонд), слабые поля создаются двумя взаимно-перпендикулярными катушками с магнитными моментами перпендикулярными оси прибора (X и Y зонды), регистрация наведенных в колонне сигналов осуществляется тремя взаимно перпендикулярными, совмещенными с генераторными, приемными катушками.

Контроль технического состояния скважин, бурильного инструмента и оборудования и своевременное обнаружение дефектов может помочь избежать аварии и в значительной степени сказаться на экономии средств компании. Аппаратура МИД-К (рис. 7.1) предназначена для проведения дефектоскопии в многоколонных конструкциях скважин. Также позволяет выявлять дефекты обсадных колонн и НКТ, определять положение конструктивных элементов скважины, забойного оборудования и интервалов перфорации.



Рисунок 7.1 – Аппаратура МИД-К

Аппаратура имеет минимальную погрешность обнаружения дефектов от 14,5 мм (продольные, поперечные трещины и сквозные отверстия); определяет характер и положение дефектов и привязывает их к глубине скважины; записывает данные о каротаже и дефектоскопии непосредственно в ПЗУ ноутбука; а также интерпретационная программа и построение дефектограмм. Еще одним из главных свойств этого прибора является возможность технической диагностики многоколонных конструкций, благодаря использованию метода магнитно-импульсной дефектоскопии. В аппаратуре МИД-К измеряется Z-Z составляющая магнитного поля (продольный – Z-зонд) и X-X и Y-Y составляющие (поперечные зонды) магнитного поля. Причем продольный зонд работает в сильном магнитном поле, а поперечные – в слабом. Для изучения распространения этих полей в различных ситуациях были проведены измерения на физических моделях, имитирующих различные типы дефектов. Для этой цели использовались физические модели с дефектами различных типов, как указано в работах. На ранних временных задержках для Z-зонда проявляется вертикальная составляющая наклонной щели, а на поздних – горизонтальная составляющая. Для поперечных ХУ-зондов амплитуда аномалий ниже, чем для горизонтальных трещин тех же размеров. Таким образом, комплекс Z, X, Y измерений позволяет разделить горизонтальные, вертикальные и наклонные трещины.

При строительстве скважин МИД-К используется для контроля конструкции скважины, положения муфт эксплуатационной, технической колонн и кондуктора, соответствия проекту интервалов установки колонн с разным диаметром и толщиной стенки, интервала установки хвостовика, целостности колонны и степени износа в процессе работы инструмента и т.п.

В действующих скважинах МИД-К позволяет определить фактические интервалы перфорации (кумулятивной, гидropескоструйной, в т.ч. щелевой), степень коррозии и износа колонны, интервалы нарушений колонны, требующих ремонта, фактическую глубину установки герметизирующих пластырей и заколонных пакеров и др. Работы можно выполнять как через колонну НКТ, так и после её подъема.

В скважинах подземных хранилищ газа (ПХГ) решаются задачи определения срока «жизни» эксплуатационных колонн, определяются интервалы эллипсности, наличие интервалов утончения, деформации (смятия колонны), наличие коррозии, негерметичность забойного оборудования, абразивный износ обсадных труб и фильтров. Эти данные необходимы для безаварийной работы газовых скважин и проектирования, а также для решения ряда вопросов, возникающих в процессе эксплуатации газохранилища.

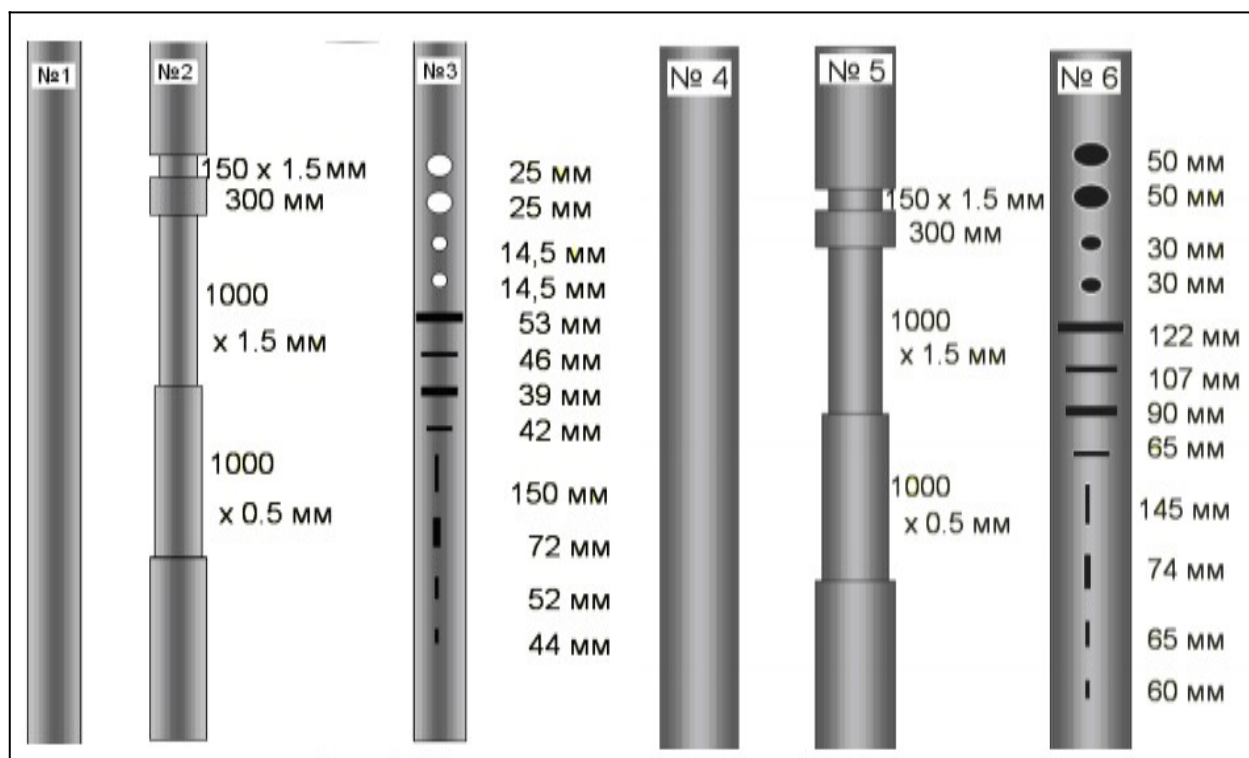


Рисунок 7.2 – Модели диаметром 73 мм и 139,7 мм

Набор моделей, изображенный на рисунке 2, включает шесть труб. Три трубы диаметром 73 мм (НКТ), номинальная толщина стенки 5,5 мм, и три трубы 139,7 мм (эксплуатационная колона), номинальная толщина стенки 7,72 мм. Модели 1, 4 – гладкие трубы без дефектов; модели 2, 3 – имитируют износ колонны 1,5 и 0,5 мм; модели 3, 6 – имитируют различные локальные дефекты, расстояния между зондами 200 мм.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- Дефекты НКТ и эксплуатационной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

На рисунках 7.3 и 7.4 приведены примеры выявления дефектов в НКТ и эксплуатационной колонне. Отверстия и горизонтальные трещины регистрируются поперечными зондами. Продольные трещины выявляются продольным зондом.

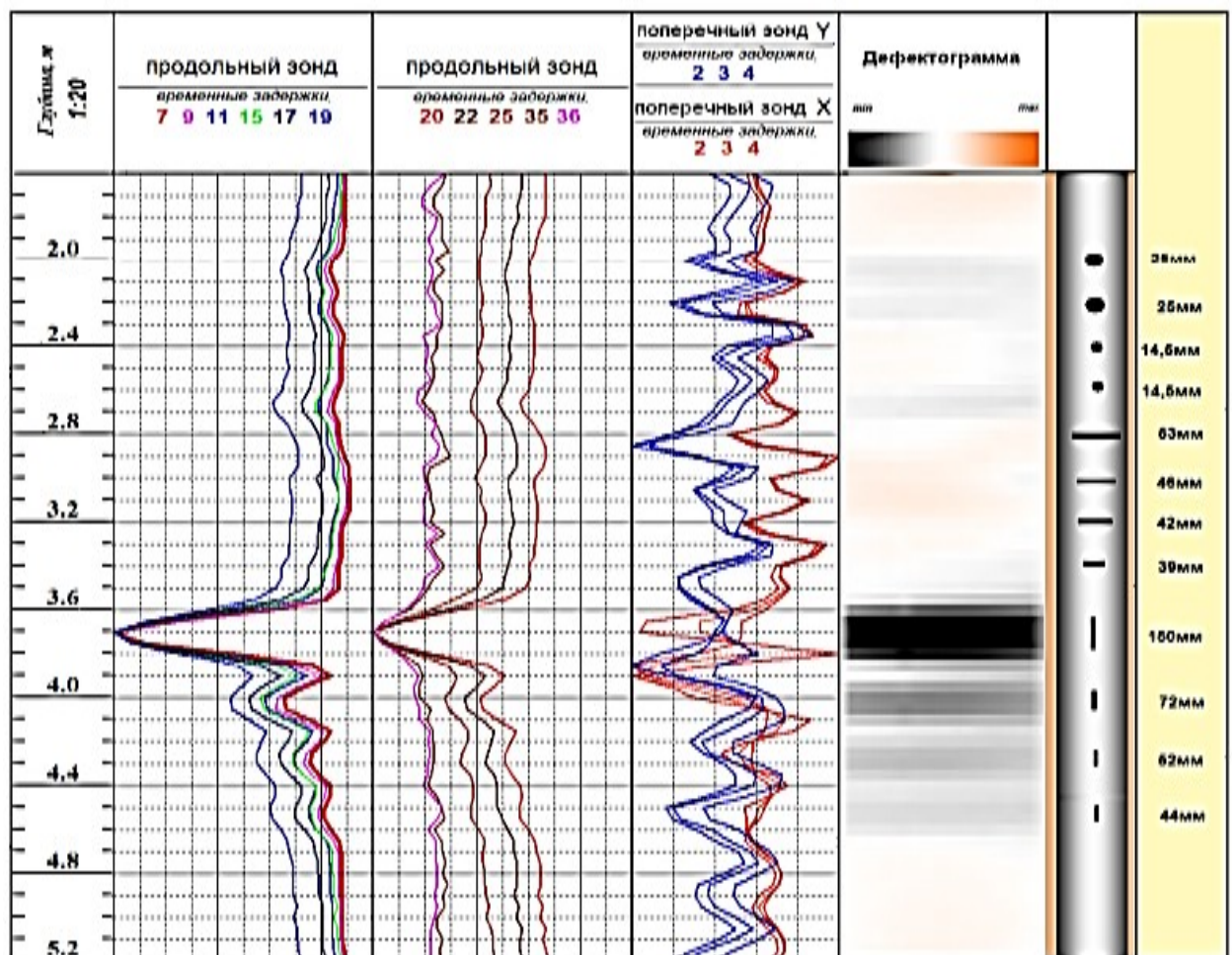


Рисунок 7.3 – Выявление дефектов в НКТ

На рисунке 7.5 приведен пример выявления дефектов в ЭК через НКТ. Поперечные зонды не чувствуют дефекты в ЭК, их сигналы зависят от параметров НКТ, в нашем случае гладкая труба. Отверстия на продольном зонде отмечаются некоторым понижением сигнала во всем интервале (от 2,1 до 2,9 м) на средних и поздних временах задержки (от 20 до 35 мкс). На ранних задержках снижение амплитуды сигнала в интервале от 2,1 до 4 м. Горизонтальные трещины длиной от 72 до 150 мм создают аномалии на продольном зонде. Продольные трещины видны, если их длина больше 52 мм на временных задержках от 9 до 15.

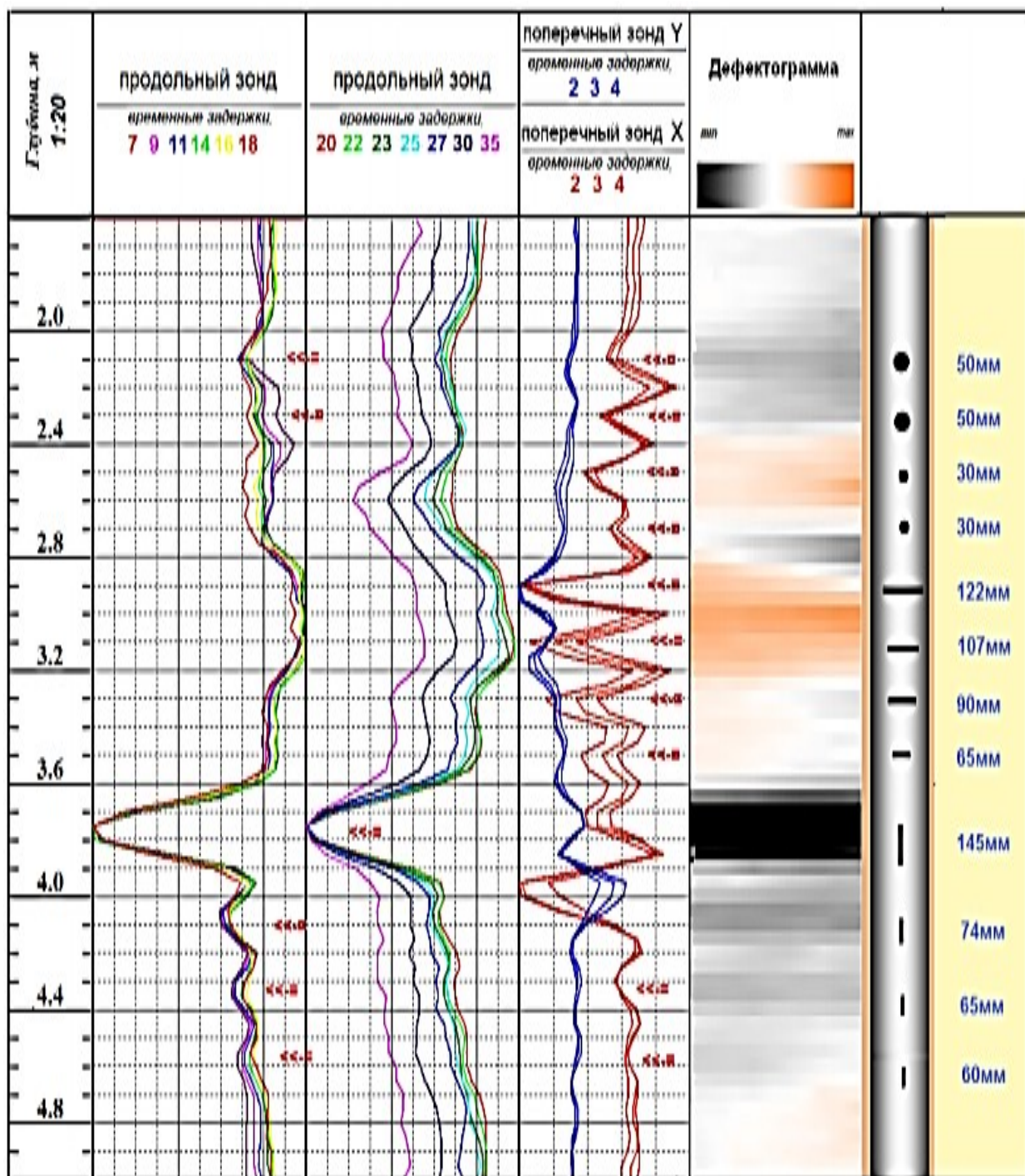


Рисунок 7.4 – Выявление дефектов в ЭК

На рисунках 7.3, 7.4 и 7.5 изображены примеры дефектограммы получаемой при неразрушающем контроле аппаратурой МИД-К насосно-компрессорной трубы с различными видами дефектов (искусственные дефекты – пропилы и сквозные отверстия). По характеру затухания ЭДС в трубе и выбранному временному интервалу можно судить о том или ином дефекте или их отсутствие. Перед продажей МИД-К заказчику, ее подвергают множественным испытаниям, как в лаборатории с использованием специальных моделей труб с искусственными

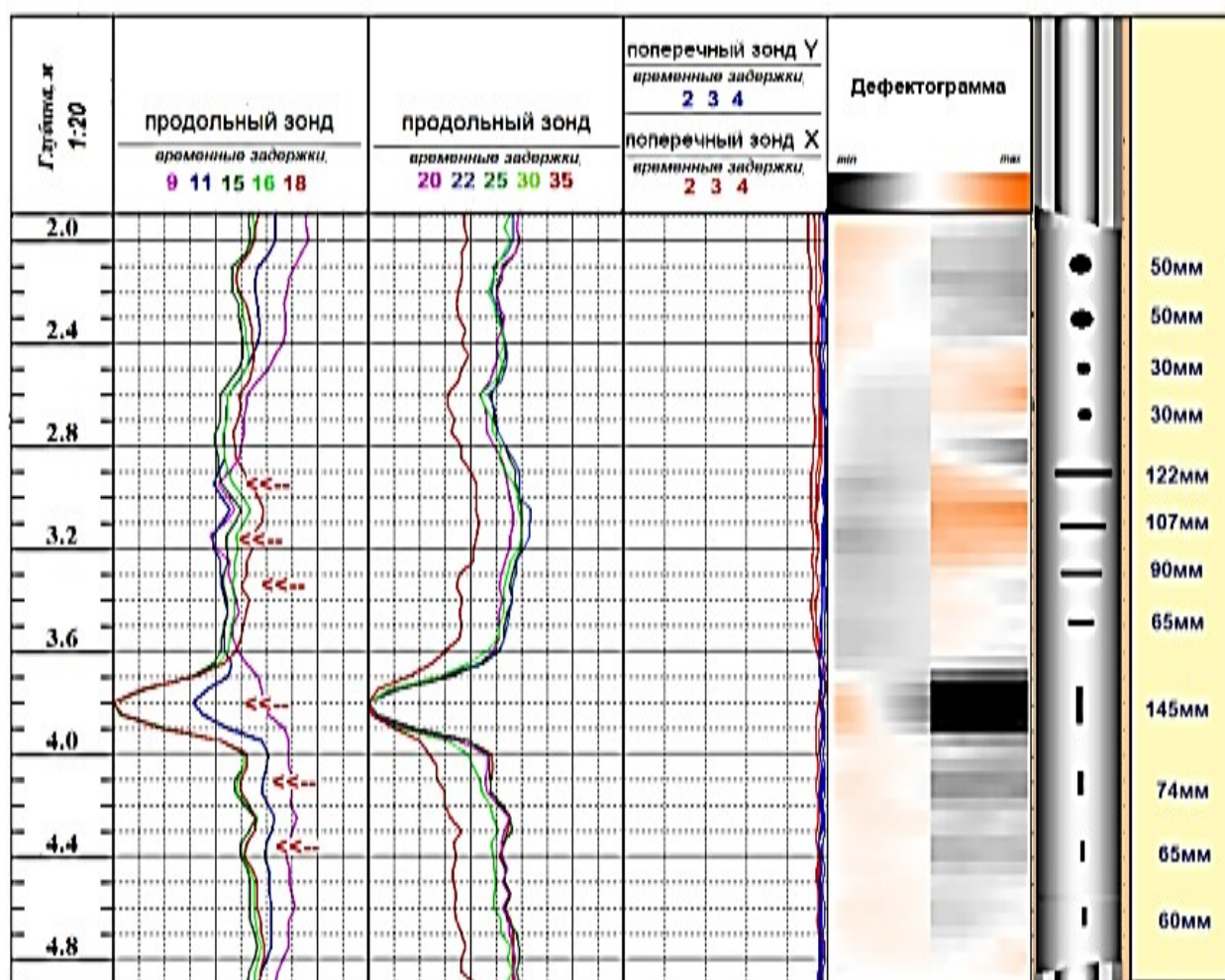


Рисунок 7.5 – Выявление дефектов в ЭК через НКТ

дефектами, так и в полевых условиях, непосредственно в скважинах. Погрешность результата испытаний на скважине не должна превышать 10% к установленному образцу. Комплекс исследований, производимый магнитно-импульсным дефектоскопом МИД-К, позволяет хорошо определять различного рода дефекты в скважинных трубах, и применим для неразрушающего контроля буровых труб и самой скважины.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание метода магнитоимпульсного дефектоскопа;
3. Краткое описание устройства МИД-К;
4. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
5. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы негерметичности обсадн. колонны	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения мест нарушения целостности колонны?
2. Для чего необходимо контролировать тех. состояние колонны?
3. От чего зависят показания магнитоимпульсного дефектоскопа?

Лабораторная работа № 8

Тема: Изучение устройства и принципа работы ТК ГАК

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основами метода трехкомпонентного геоакустического каротажа, изучить принцип работы прибора ВИ4006.

Теоретическое обоснование:

В отличие от известного метода скважинной шумометрии при измерении ГАС (геоакустических сигналов) в скважинах используется трехкомпонентная система ортогонально расположенных датчиков-акселерометров, жестко скрепленных с корпусом скважинного прибора. Эта система датчиков регистрирует микровибрации среды в вертикальном и горизонтальных направлениях. Микровибрации геосреды возникают за счет движения пластовой воды, углеводородной жидкости, газа или их смесей через пустоты за обсадными колоннами, через перфорационные отверстия или негерметичные соединения подземного оборудования скважины. Генерация колебаний в полосе частот 100–5000 Гц зависит от следующих факторов: объем флюида, разность давлений по стволу скважины, траектория пути флюида, структурные особенности среды, по которой движется флюид и др.

Измерения проводятся аппаратурой ВИ 4006А (рис.8.1-8.2). Применительно к решению задач по контролю за разработкой месторождений углеводородов предлагается использовать комплекс трехкомпонентного геоакустического каротажа для решения следующих задач:

1. Обнаружение потока флюида за пределами или внутри обсадных труб;
2. Определение положения потока флюида в полостях цементного кольца;
3. Определение местоположения газовых или газожидкостных поступлений в обсадных трубах;
4. Определение типа потока флюида;

5. Изучение профиля притока в перфорированном интервале обсадной колонны;
6. Выявление негерметичности колонны (в комплексе с термометрией)
7. Определение интервалов движения флюидов в горизонтальном направлении за обсадными колоннами внутри пластов (другими методами это не определить);
8. Выявление техногенных залежей.



Рисунок 8.1 – Внешний вид прибора ВИ4006



Рисунок 8.2 – Внешний вид прибора ВИ4006А

ВИ4006 (рис. 8.1) рассчитан на работу с использованием одножильного бронированного кабеля.

ВИ4006А (рис. 8.2) – автономный, спускается на проволоке или тросовой лебедке через лубрикатор.

Для измерения используются ортогонально расположенные акселерометры (датчики механической вибрации), регистрирующие вибрацию в

диапазоне от 100 Гц до 5кГц. Акселерометры, имея более высокую чувствительность, регистрируют вибрацию, направленную вдоль оси датчика, а не общее звуковое давление, как гидрофоны, использующиеся при шумометрии.



Рисунок 8.3 - Схема прибора трехкомпонентного геоакустического каротажа

Таблица 8.1 – Характеристики приборов ВИ 4006А и ВИ 4006

Тип	ВИ 4006А автономный	ВИ 4006 кабельный (с сосудом Дюара)
Размеры	80 x 36 мм	1150 x 48 мм (1800 x 90 мм)
Рабочие температуры	-10...120°С	-10...120°С (до 180 °С)
Рабочее давление	0...70 МПа	0...70 МПа (0-200 МПа)

Колебания в диапазоне частот 100–5000 Гц проходят через сталь, газ, жидкость и другие среды. Хотя в этих средах и происходит ослабление сигналов, но оно невелико, и при помощи высокочувствительной аппаратуры движение флюидов обнаруживается и при многорядной конфигурации скважин. Любое колебание ослабевает по своей интенсивности с пройденным расстоянием. При увеличении частоты колебаний возрастает их затухание с расстоянием. Низкие частоты подвержены меньшему затуханию. Проведенные работы по методике измерений ГАС показали, что влияние обсадных колонн на показания метода отсутствует. Это было получено из сравнения измерений геоакустических сигналов в открытом стволе скважины и после спуска обсадной колонны.

Порядок выполнения работы

Измерения геоакустических сигналов производятся при остановке скважинного прибора на заданной глубине. Время измерений составляет 30с, при этом первые 10с не проводят запись сигналов, это время необходимо на успокоение прибора. Физический смысл использования того или иного информативного параметра ГАС и его последующая интерпретация на качественном уровне сводятся к следующему. Наличие амплитудных аномалий на компонентах ГАС в диапазоне частот 100–500 Гц (параметры Н1 и Z1) характеризует движение флюида в вертикальном или горизонтальном направлениях, а также динамическую активность осадочной толщи пород. Здесь параметр Н является результирующей сигналов с горизонтальных неориентированных в пространстве датчиков в трех полосах частот: 100–500 Гц (Н1), 500–5000 (Н2) и 2500–5000 Гц (Н4). Аномалии параметров Н1 и Z1 указывают на движение воды, Н2 и Z2 – отражают наличие и движение флюида с газовым фактором (газожидкостная смесь). Аномалии ГАС в области высоких частот (параметры Н4 и Z4) свидетельствуют о движении газа. Этот факт о выделении газовых пластов на высоких частотах независимо отмечен и другими исследователями в области шумового каротажа.

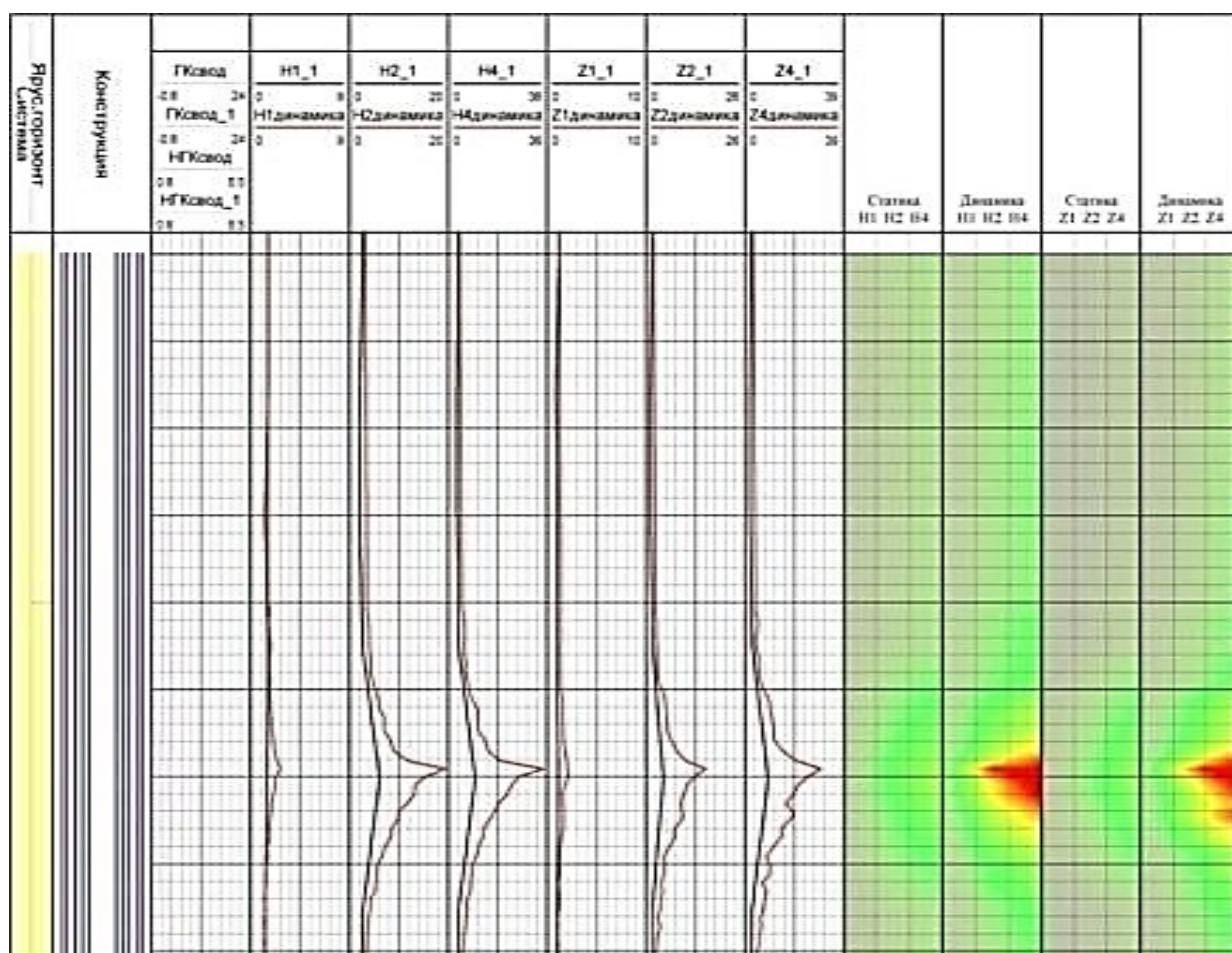


Рисунок 8.4 – Определение негерметичности методом ТК ГАС

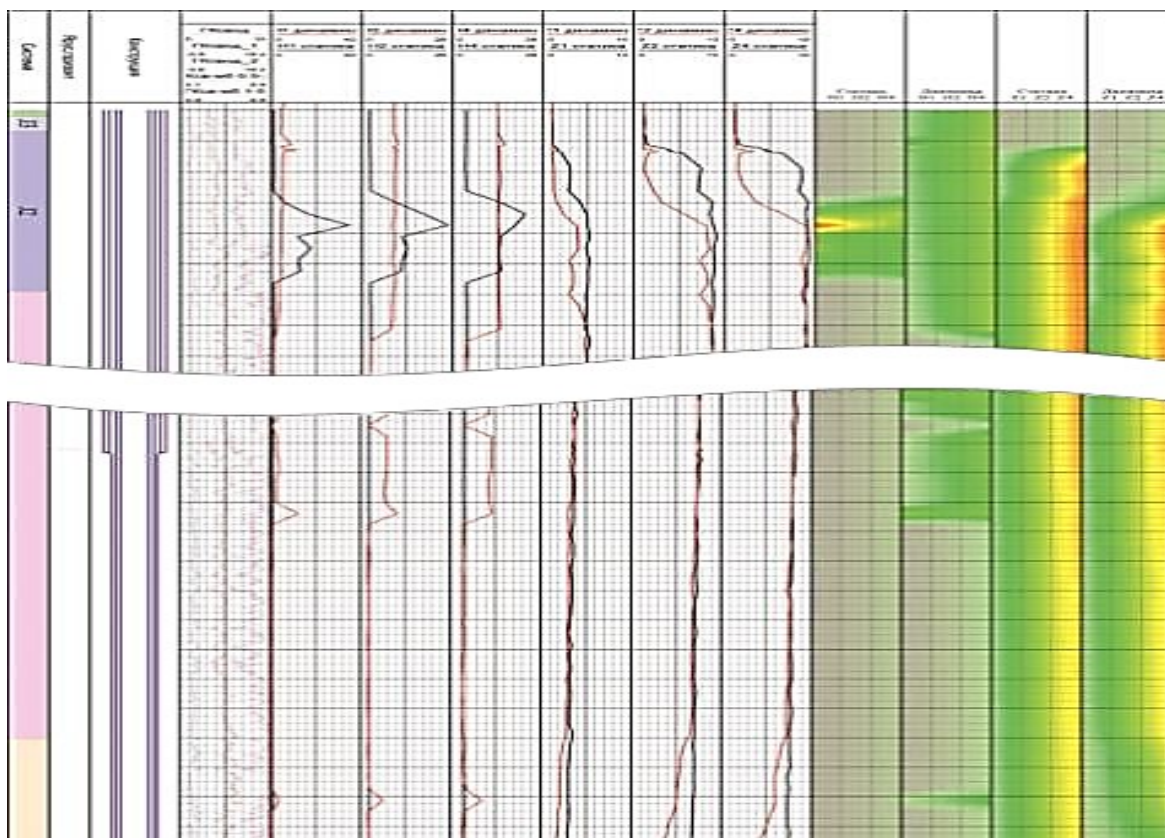


Рисунок 8.5 – Определение межпластового перетока методом ТК ГАК

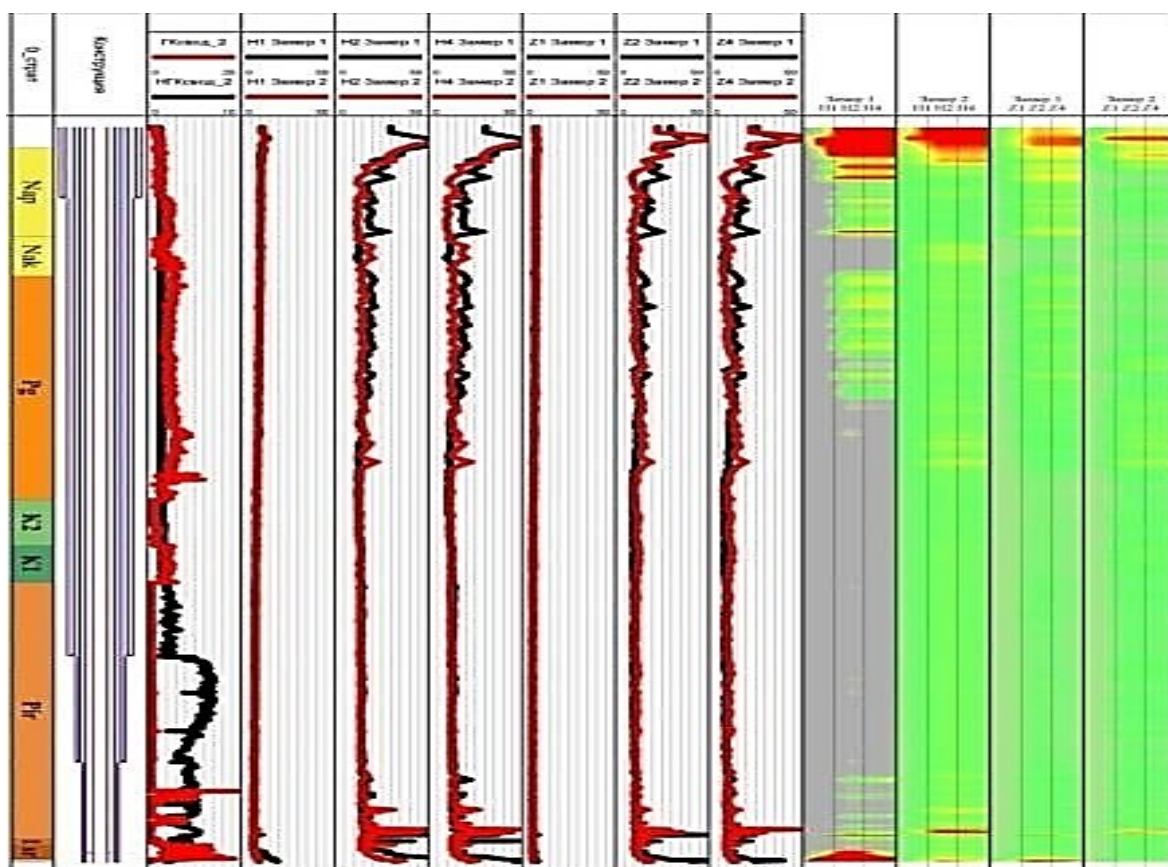


Рисунок 8.7 – Определение источника МКД методом ТК ГАК

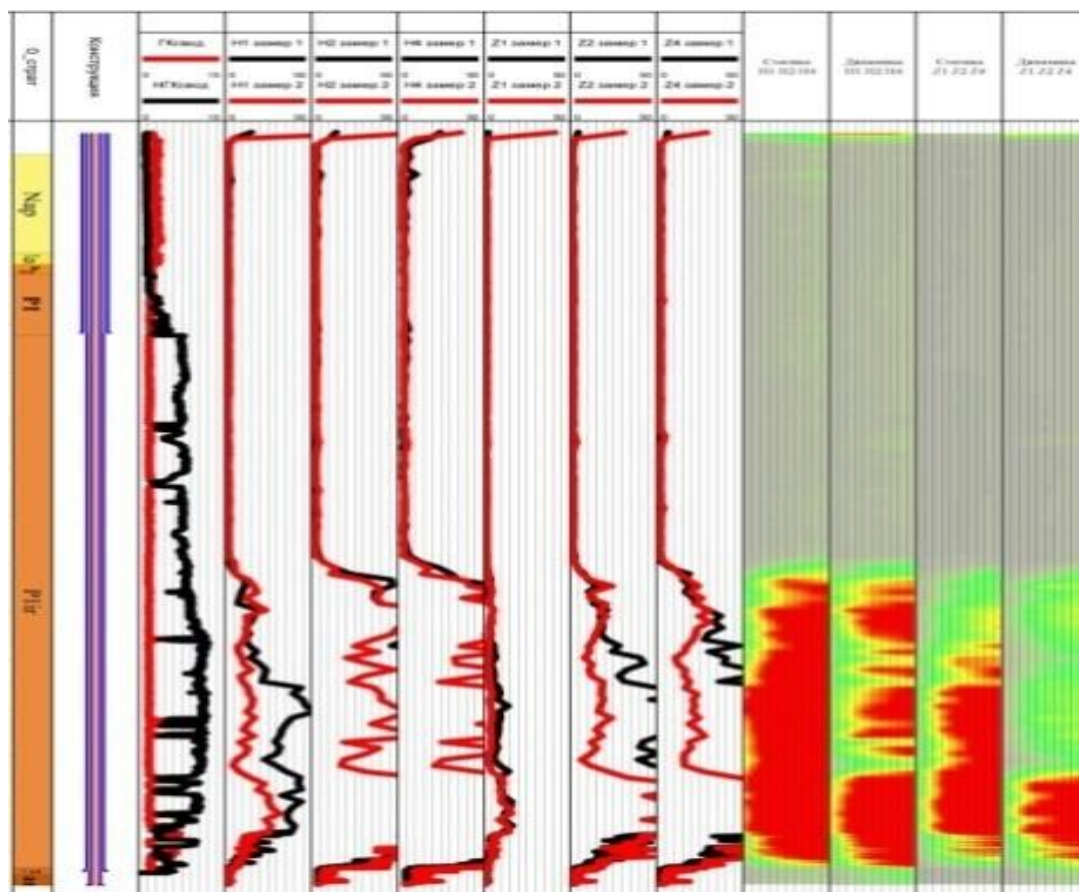


Рисунок 8.6 – Определение заколонного скопления УВ методом ТК ГАК

Задание по лабораторной работе

Изучить основы метода трехкомпонентного геоакустического каротажа.

Определить задачи, решаемые данным методом.

Изучить конструкцию прибора, его основные характеристики.

Методика и порядок выполнения работ

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание метода трехкомпонентного геоакустического каротажа;
3. Описание характеристик прибора ВИ4006;
4. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Результаты работы свести в таблицу:

Контрольные вопросы

1. Факторы, влияющие на показания зондов ВИ4006.
2. В чем принципиальная разница строения приборов ВИ 4006 и ВИ4006А?
3. Как по методу ТК ГАК определяются места перетоков, негерметичности, области скопления УВ?

Лабораторная работа № 9

Тема: Изучение устройства и принципа работы АВАК-11

Цель работы: Формирование у студента компетенции ОПК-10. Для этого следует ознакомиться с основами метода волнового акустического каротажа, изучить принцип работы прибора АВАК-11.

Теоретическое обоснование:

В отличие от обычного акустического каротажа, волновой акустический каротаж – это метод, оперирующий с параметрами не только продольной волны, но и других упругих волн, распространяющихся в скважине.

Вдоль стенки скважины (границы раздела жидкой и твёрдой сред) распространяются поверхностные волны типа волны Рэлея и называемые псевдо-рэлеевскими или отраженно-коническими волнами, которые имеют скорость ниже, чем скорость поперечной волны. Их скорость зависит от частоты колебаний. Эти волны составляют основную часть волновой картины, регистрируемой при акустическом каротаже с использованием монополярных зондов при частоте излучения 10-20 кГц. Среди пакетов псевдо-рэлеевских волн обычно регистрируется пакет низкочастотных, высокоамплитудных колебаний, связанных с волной Стоунли (или Лэмба в российской терминологии). Эта волна в низкочастотном диапазоне (менее 3 кГц) часто называется трубной волной. Её скорость ниже, чем скорость распространения упругих колебаний в скважинной жидкости и зависит от свойств этой жидкости и сдвиговой упругости стенки скважины. Основная доля энергии этой волны распространяется в скважинной жидкости, но поскольку колебаниями захвачен также небольшой слой прискважинной зоны (1-4 см), то эта волна по своим свойствам близка к поверхностным волнам. Её скорость зависит от частоты, но значительно меньше, чем скорость псевдо-рэлеевских волн, а амплитуда зависит от упругих свойств жидкости и породы в прискважинной зоне.

Решаемые задачи:

- определение коэффициента пористости и литологического состава пород;
- расчёт модулей упругости горных пород;
- оценка величины и направления сдвиговой акустической анизотропии.

В настоящее время в практике волнового каротажа информативными волнами, т.е. нашедшими практическое применение при решении геологотехнических задач, являются три волны: продольная волна (P), поперечная волна (S), волна Стоунли (St).

Скорости (интервальные времена) этих волн при наличии данных об объёмной плотности пород σ однозначно определяют все динамические модули упругости породы, т. е. позволяют описать породу как твёрдое упругое тело. Из-за высокой частотной дисперсии параметры псевдо-рэлеевских волн пока не нашли применение в производственных геофизических исследованиях.

Наиболее часто используемыми модулями являются:

- модуль объёмного сжатия (K) – показатель сопротивляемости породы всестороннему сжатию, измеряется в паскалях (Па), и обычно имеет значение от 10 до 100 ГПа. Величина, обратная K , называется сжимаемостью;

- модуль сдвига (G) – показатель сопротивляемости породы поперечному сдвигу, также измеряется в паскалях и имеет значения, примерно в 2 раза меньше, чем K ;

- коэффициент Пуассона (ν). Величина ν – показатель пластичности породы, характеризующий изменения поперечных размеров элементарного объёма относительно продольной деформации при возникновении продольного сжатия. Его величина в горных породах изменяется от 0 до 0,5 (практический диапазон от 0,1 до 0,4) и зависит от минералогического состава пород. Наименьшие значения ν связаны с жёсткими породами, сложенными кварцем или минералами, близкими по упругим свойствам. Наибольшие значения ν имеют глины или химические осадки типа неметаморфизованных известняков. Диапазоны изменения коэффициента Пуассона для основных типов осадочных пород приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Тип породы	Диапазон ν
Кварцевый песчаник	0,1 – 0,22
Доломит	0,23 – 0,28
Известняк	0,25 – 0,35
Аргилит, глины	0,3 – 0,4

В конце 60-х годов было предложено для измерения параметров распространения поперечной волны использовать зонды с несимметричными (дипольными и квадрупольными) электроакустическими преобразователями, позволяющими производить прямое возбуждение и приём поперечных колебаний в породах, включая низкоскоростные. Принцип работы дипольного излучателя схематично показан на рисунке 9.1, где также для сравнения изображён принцип работы обычного монопольного излучателя.

Одновременно для возбуждения волны Стоунли начали применяться специальные низкочастотные излучатели. Современные скважинные приборы акустического волнового каротажа содержат набор измерительных зондов, включающий монопольные зонды с разными рабочими частотами и дипольные зонды, как правило, с двумя ортогонально ориентированными системами поляризации диполей (кросс-диполи).

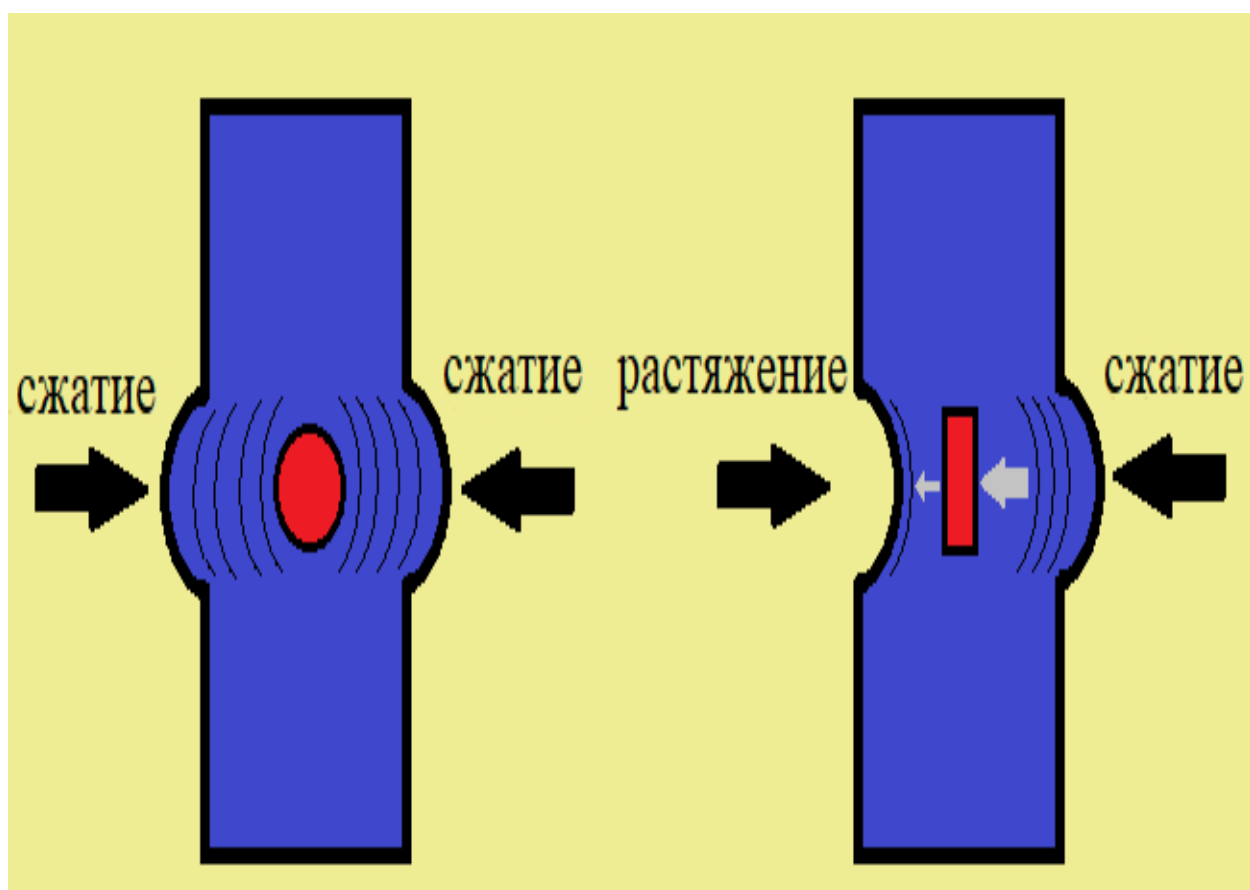


Рисунок 9.1 – Схематичное изображение акустического воздействия на стенку скважины монопольного а) и дипольного б) преобразователя.

С помощью таких приборов удаётся определять не только параметры основных волн, но и распределение упругих свойств пород вокруг скважины (радиальную и азимутальную акустическую анизотропию). Азимутальная анизотропия вызвана особенностями текстуры породы (слоистостью и трещиноватостью) и наличием напряжений под действием горного давления и тектонических подвижек. Значение азимутальной анизотропии, называемая коэффициентом анизотропии, вычисляется по измеренным значениям интервальных времён поляризованной поперечной волны по двум ортогональным направлениям (быстрая и медленная волны). Одним из типов аппаратуры, в которой применены многочастотные монопольные и кросс-дипольные зонды, является АВАК-11.

Аппаратура АВАК-11 предназначена для исследования акустическим методом нефтяных и газовых скважин, с открытым стволом и обсаженных, с целью определения модулей упругости и акустической анизотропии пород. Аппаратура АВАК-11 обеспечивает регистрацию волновых картин (данных) четырнадцати двухэлементных зондов, попарно составляющих пять измерительных зондов (излучатель-приёмник-приёмник) и два вспомогательные зонда (кросс-дипольные), обработку зарегистрированных данных, вычисление параметров волн (интервальных времён, коэффициентов затухания, амплитуд), расчёт модулей упругости и коэффициента анизотропии. Измерение параметров продольной волны осуществляется на двух частотах (20 и 8 кГц), что позволяет получить два

независимых измерения одних и тех же параметров, но с разной глубиной. Также можно выполнить работы методом акустической цементометрии и акустического каротажа через обсадную колонну за одну спуско-подъёмную операцию. Измерение параметров поперечной волны осуществляется четырежды в высокоскоростных разрезах и дважды в низкоскоростных. Два измерения выполняются с применением монополярных зондов и два измерения с применением дипольных зондов. Все четыре измерения независимые и имеют разную глубину (обратно пропорциональную частоте колебаний в пакетах волн). Кроме того, дипольные измерения производятся по взаимно перпендикулярным направлениям, позволяя синтезировать волновые картины волн, распространяющихся по направлениям наибольшей и наименьшей скоростей (быстрая и медленная волны), и по их скоростям оценить азимутальную анизотропию пород. Глубина исследований с применением продольных и поперечных волн зависит от скоростного строения приквасинной зоны и длин возбуждаемых волн. В случае однородной скоростной среды в приквасинной зоне, глубина примерно равна половине длины волны. Волна Стоунли возбуждается специальным излучателем на низкой частоте (2,5 кГц), что обеспечивает высокое разрешение пакета этой волны в волновой картине и позволяет измеренные параметры напрямую, без поправок за частотную дисперсию, использовать для оценки радиальной акустической анизотропии пород. В целом аппаратура позволяет выполнить работы методом волнового АК в любых типах разреза, за исключением зон малых скоростей, где интервальные времена продольной волны больше 500 мкс/м, а поперечной волны – больше 800 мкс/м. Скважинный прибор АВАК-11 является цифровым, т. е. волновые картины от приёмников зонда оцифровываются в скважинном приборе и передаются на поверхность кодами. Прибор снабжён акселерометрами, данные которых позволяют определить положение осей диполей относительно вектора ускорения свободного падения и совместно с данными инклинометрии – пространственное направление анизотропии пород.

Скважинный прибор АВАК-11 (рисунок 9.2) содержит: – электронные блоки 1 и 2; – измерительный зонд; – верхний и нижний центраторы, закреплённые на охранных кожухах электронных блоков; – верхний и нижний стыковочные узлы. Электронные блоки соединены с зондом и стыковочными узлами. Электронный блок 1 содержит схемы приёмно-передающего тракта, датчик температуры и акселерометры, а электронный блок 2 – схему возбуждения излучателей. Измерительный зонд включает в себя: блок излучателей ИМ1, ИМ2, ИМ3, ИД1, ИД2 и два блока приёмников ПМ1-ПД1, ПМ2-ПД2, разделённые акустическими изоляторами. Монополярные излучатели магнитострикционные, причём ИМ1 выполнен в форме цилиндра, а ИМ2 и ИМ3 – поршневого типа с общей механической частью. Излучающий поршень расположен симметрично вдоль продольной оси зонда и направлен в сторону блоков приёмников. Дипольные излучатели и все приёмники изготовлены из термостойкой пьезокерамики.

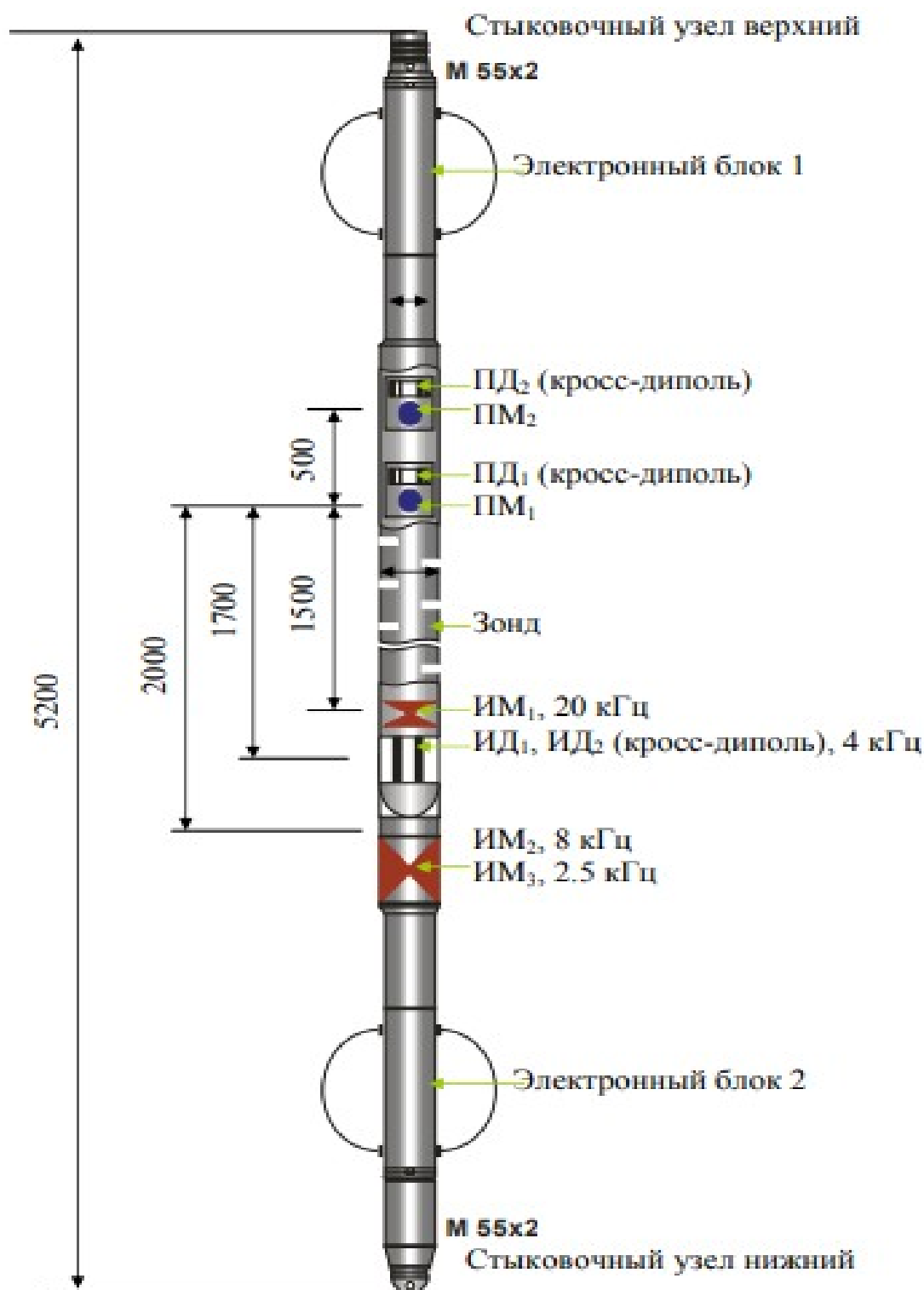


Рисунок 9.2 – Схема общего вида скважинного прибора АВАК-11

Дискретность регистрации данных по глубине определяется масштабом исследований, а скорость каротажа – временем полного опроса прибора между двумя соседними квантами глубины. Время полного опроса прибора зависит от скорости передачи данных на поверхность. При превышении предельно допустимой скорости каротажа возникают пропуски и повторные волновые картины в файле зарегистрированных данных.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Изучить основы метода волнового акустического каротажа.

Определить задачи, решаемые данным методом.

Изучить конструкцию прибора, основные характеристики.

Методика и порядок выполнения работ

Задача определения места гидроразрыва чаще всего решается в обсаженных скважинах путём сопоставления измеренных значений параметров волн до и после проведения работ по гидроразрыву пород. В общем случае эта задача достаточно сложная для метода волнового АК, поскольку из-за малости эффекта необходимо выполнить высокоточные измерения в условиях экранирования горных пород обсадной колонной. Успех решения во многом зависит от состояния обсадки. Если колонна закреплена портланд-цементом и имеет плотный контакт с цементным кольцом, то задача значительно упрощается. В случаях крепления колонны гель-цементом или плохого качества цементирования измерение параметров продольной волны затруднительно. Кроме того, при плохом качестве цементирования большой объём пропанта закачивается в затрубное пространство, отрывая колонну от цемента, дополнительно осложняя интерпретацию результатов измерения параметров волн.

В породах, подвергшихся гидроразрыву, главным образом изменяются сдвиговые характеристики, т.е. наибольший эффект наблюдается в параметрах распространения поперечной волны и коэффициента азимутальной анизотропии. Из-за малой глубинности параметры волны Стоунли не столь чувствительны к появлению трещин в горных породах. Поскольку в технологии проведения гидроразрыва заменяется жидкость, заполняющая скважину, то истолкование поведения параметров поверхностной волны Стоунли осложнено.

На рисунке 9.3 приведен пример определения мест гидроразрыва в карбонатных породах, обсаженных стальной колонной. В первой колонке показаны кавернограмма DS (пунктиром DNOM обозначен номинальный диаметр скважины) и кривая естественной гамма-активности пород GK. Во второй колонке глубин отмечены интервалы перфорации обсадной колонны. В третьей колонке приведены интервальные времена продольной волны (DTP) и поперечной волны по двум дипольным зондам (DTS4, DTS5). В четвёртой – коэффициент анизотропии (ANI) и в пятой – коэффициент затухания волны Стоунли (AST). Мнемоники параметров волн, содержащие в конце букву D, относятся к измерениям до гидроразрыва. На рисунке показан пример большого изменения упругих свойств пород после гидроразрыва. В месте гидроразрыва произошло значительное увеличение коэффициента анизотропии. Вместе с тем на 10-20 мкс/м увеличилось интервальное время продольной волны, что указывает на образование интенсивной трещиноватости пород. Кроме того, на двенадцать метров вверх от места закачки пропанта, протянулась вертикальная

трещина, явившаяся причиной увеличения коэффициента анизотропии. Увеличение коэффициента затухания волны Стоунли в обоих случаях хотя и совпадает с интервалами повышенной анизотропии, но не обязательно связано с растрескиванием пород. Причиной увеличения коэффициента затухания волны Стоунли может быть и разрушение цементного камня, поэтому параметр AST является индикатором произошедших изменений в прискважинной зоне, но не является доказательством проникновения пропанта в горные породы.

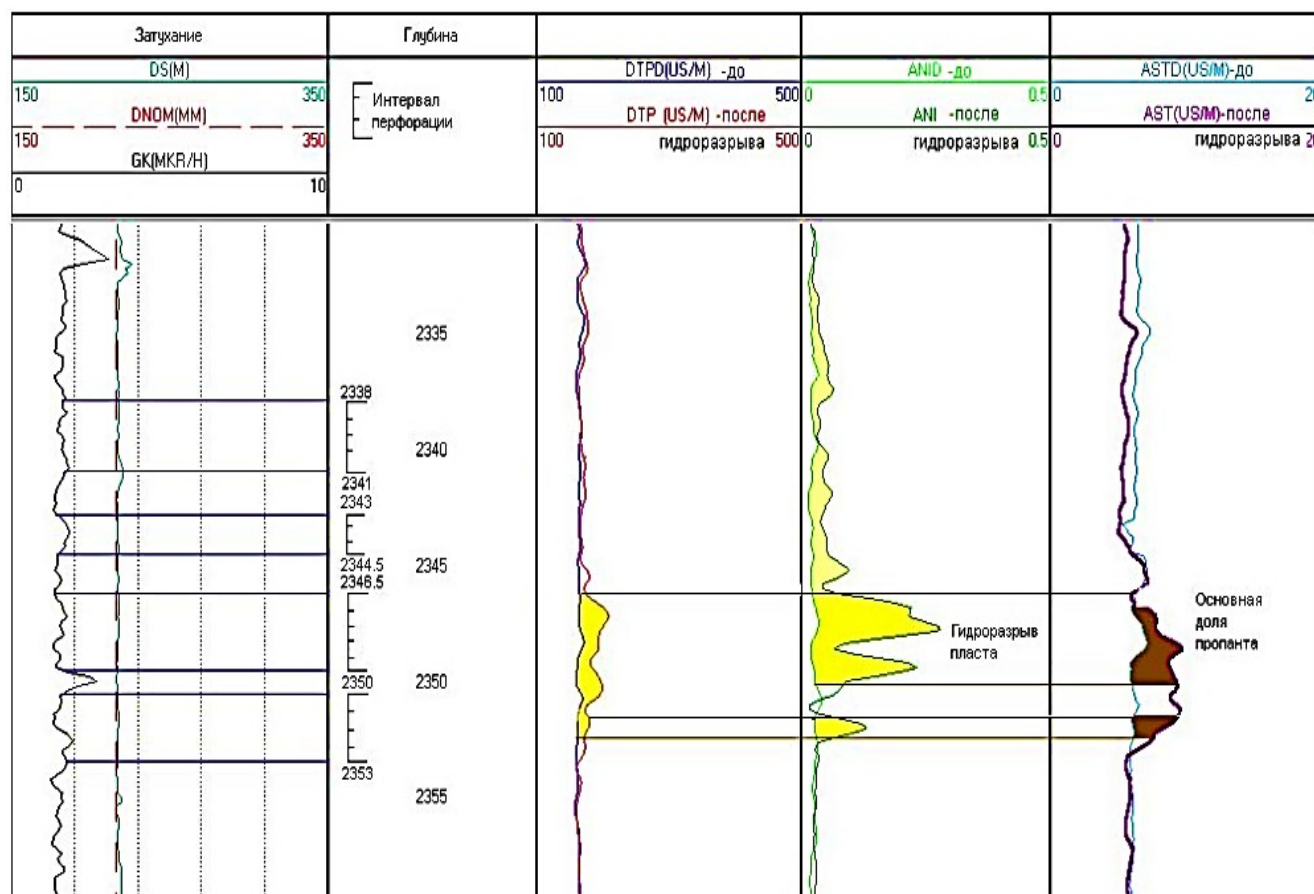


Рисунок 9.3 – Определение места закачки пропанта и гидроразрыва пласта.

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

Каждый студент, выполнивший лабораторную работу, должен оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

1. Название и цель работы.
2. Краткое описание метода волнового акустического каротажа;
3. Краткое описание устройства АВАК-11;
4. Выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен иметь титульный лист с указанием Ф.И.О. студента, номера группы и даты выполнения работы.

Результаты работы свести в таблицу:

Контрольные вопросы

1. Факторы, влияющие на показания зондов ВАК.
2. Чем обусловлена радиальная анизотропия в породах?
3. Как по методу ВАК определяется место проведения гидроразрыва пласта?

Рекомендуемая литература

Основная литература:

1. Богданович Н.Н., Добрынин В.М. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. Ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С.Хохловой. – М.: Инфа – инженерия, 2009.-960с.
2. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов / перевод с английского. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 868 с. Ил. – (Промышленный Инжиниринг)

Дополнительная литература:

- Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : учеб. пособие / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова ; РГУ нефти и газа. - Москва : Недра, 2007. - 326 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты. Образование). – Библио
- Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. - М. : Нефть и газ ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 368 с. : ил. - Библиогр.: с. 355-357. - Предм. указ.: с.358-36
- Промысловая геофизика : учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян ; под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. - М. : Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 400 с. : ил. – Предм

Методическая литература:

Интернет-ресурсы:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. [wwwURL: http://www.biblioclub.ru/](http://www.biblioclub.ru/) - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. <http://ansatte.uit.no/webgeology/> сайт Университета Тромсё (Universiti of Tromsø), Норвегия
4. [http://www.gtogniga.org/inbo\[es – Геологический портал GeoKniga](http://www.gtogniga.org/inbo[es)
5. <http://oilcraft.ru/load/2> – нефтегазовый портал

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное

**образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ
САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
Геофизические методы контроля разработки МПИ**

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Содержание

ВВЕДЕНИЕ		
1	Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины	
2	План-график выполнения самостоятельной работы	
3	Методические рекомендации по изучению теоретического материала	
4	Методические рекомендации по организации работы с литературой	
5	Критерии оценивания компетенций	

ВВЕДЕНИЕ

Современные стандарты подготовки специалистов предусматривают значительный объем внеаудиторной работы. Освоение программы курса предполагает получение, как теоретических знаний, так и формирование навыков практической работы. Поэтому самостоятельная работа в рамках курса ориентирована как на теоретический, так и на практический аспект.

Самостоятельная работа студентов – это выполнение теоретических и практических заданий студентами по усвоению изучаемой дисциплины «Ядерная геофизика и радиометрия скважин».

Дидактические цели самостоятельных занятий:

- формирование профессиональных умений;
- формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда;
- мотивирование регулярной целенаправленной работы по освоению специальности;
- развитие самостоятельности мышления;
- формирование убежденности, волевых черт характера, способности к самоорганизации;
- овладение технологическим учебным инструментом.

Самостоятельная работа включает те разделы курса, которые не получили достаточного освещения на лекциях по причине ограниченности лекционного времени и большого объема изучаемого материала.

Методическое обеспечение самостоятельной работы дисциплине состоит из:

- 1) Определения учебных вопросов, которые студенты должны изучить самостоятельно;
- 2) Подбора необходимой учебной литературы, обязательной для проработки и изучения;
- 3) Поиска дополнительной научной литературы, к которой студенты могут обращаться по желанию, если у них возникает интерес в данной теме;
- 4) Определения контрольных вопросы, позволяющих студентам самостоятельно проверить качество полученных знаний;
- 5) Организации консультаций преподавателя со студентами для разъяснения вопросов, вызвавших у студентов затруднения при самостоятельном освоении учебного материала.

Самостоятельная работа студента – это особым образом организованная деятельность, включающая в свою структуру такие компоненты, как:

- уяснение цели и поставленной учебной задачи;
- четкое и системное планирование самостоятельной работы;
- поиск необходимой учебной и научной информации;
- освоение собственной информации и ее логическая переработка;
- использование методов исследовательской, научно-исследовательской работы для решения поставленных задач;
- выработка собственной позиции по поводу полученной задачи;
- представление, обоснование и защита полученного решения;
- проведение самоанализа и самоконтроля

1 Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Геофизические методы контроля разработки МПИ»

Целью преподавания дисциплины «Геофизические методы контроля разработки МПИ» является формирование общепрофессиональной компетенции (ОПК-10) будущего специалиста по специальности 21.05.02 «Прикладная геология». Ознакомление студентов с общими сведениями о планете Земля, особенностями строения Земли, ее состава, эндогенными и экзогенными геологическими процессами.

Задачами дисциплины являются:

- Ознакомление студентов с общими принципами и научными основами определения методов ГИС, включаемых в рациональный комплекс, применительно к решению определенной задачи в эксплуатационной, нагнетательной или наблюдательной скважине с целью изучения эксплуатационных характеристик и физических свойств пласта.
- Изучение методов ГИС-контроля, аппаратуры, методики проведения исследований и интерпретации данных с целью определения состояния цементного кольца, обсадной колонны и лифтовых труб.
- Изучение методов ГИС-контроля, аппаратуры, методики проведения исследований и интерпретации данных с целью определения состава и скорости движения смеси в стволе, в лифтовых трубах и межтрубном пространстве.

Дисциплина относится к обязательной части Б1.О.51. Её освоение проходит в 9 семестре.

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

- 1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал.
- 2) своевременная доработка конспектов лекций;
- 3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;
- 4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;
- 5) подготовка к контрольным занятиям и экзамену;
- 6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

Виды самостоятельной работы по дисциплине могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины относятся:

- а) самостоятельное изучение теоретического материала;
- б) подготовка к лабораторным работам
- в) подготовка к практическим занятиям
- г) подготовка к экзамену.

2 План-график самостоятельной работы студентов по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ»

Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной	Средства и технологии оценки	Объем часов
----------------------------	----------------------------------	------------------------------	-------------

	работы		
Подготовка к лекциям	Конспект	Устный опрос	20
Подготовка к лабораторным работам	Отчет о выполненных работах	Защита отчетов	52
Итого за 9 семестр			72

3 Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные, практические и лабораторные занятия, промежуточный и итоговый контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической геологической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

В ходе лекций раскрываются основные вопросы в рамках рассматриваемых тем, делаются акценты на наиболее сложные и интересные положения изучаемого материала, которые должны быть приняты студентами во внимание. Материалы лекций являются основой для подготовки студентов к практическим занятиям.

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к лекциям-беседам тема сообщается студентам заранее. Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

4 Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей

задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материала, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономия времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

5 Критерии оценивания компетенций

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

