

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

**Ставрополь
2026**

Содержание

Лабораторная работа № 1.

Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1

Лабораторная работа №2

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

Лабораторная работа №3.

Оценка технического состояния скважины по данным измерения аппаратурой СГДТ

Лабораторная работа № 4.

Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК

Лабораторная работа № 5

Определение интервалов затрубной циркуляции

Лабораторная работа № 6

Определение профиля притока

Лабораторная работа № 7

Определение профиля приемистости по данным ГИС

Лабораторная работа № 8.

Выделение текущего ВНК по комплексу ГИС в процессе разработки по данным ННК

Лабораторная работа № 9.

Определение работающих интервалов

Лабораторная работа № 10.

Определение состава притока

Лабораторная работа № 11.

Определение дебита притока по данным ГИС-контроля

Лабораторная работа № 12.

Изучение устройства и принципа работы приборов серии ЭМДС

Лабораторная работа № 13.

Изучение устройства и принципа работы ТК ГАК

Лабораторная работа № 14.

Изучение устройства и принципа работы прибора МИД-К

Лабораторная работа № 15.

Изучение устройства и принципа работы АВАК-11

Лабораторная работа № 1.

Тема: Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. Для этого следует ознакомиться с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации.

Теоретическое обоснование:

Контроль технического состояния обсадной колонны необходим, так как даже во время спуска бурового инструмента и самой колонны происходит её истирание, смятие, изгиб и т.д. Что приводит к нарушению её целостности.

В процессе эксплуатации крепь ствола скважины (обсадная колонна и кольцо цементного камня) подвергается различным механическим воздействиям и воздействию агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов, что может привести к образованию дефектов и нарушению герметичности цементного кольца и обсадной колонны. В нефтяных эксплуатационных скважинах образование дефектов происходит в основном в интервалах, прилегающих к водонасыщенным участкам пластов за счёт коррозионных явлений. В нагнетательных скважинах образование дефектов ускоряется эрозионным воздействием потока закачиваемых вод. По характеру и размерам дефекты объединяются в две большие группы:

- объёмные дефекты
- щелевые дефекты

Контроль состояния обсадной колонны осуществляется с помощью индукционного дефектомера ДИ-1. Индукционный дефектомер основан на электромагнитном способе индикации повреждений в обсадной колонне.

В наземном пульте индукционного дефектомера имеются два канала с фазовращающими ячейками. Одна фазовращающая ячейка служит для компенсации влияния каротажного кабеля, по которому передается измеряемый сигнал в наземную аппаратуру. Вторая фазовращающая ячейка имеет два фиксированных положения. В одном положении записывается диаграмма порывов и трещин Tr_n (при измерении прямым зондом) или Tr_d (при измерении дифференциальным зондом). В другом положении записывается диаграмма износа и локальных дефектов обсадной колонны d_n (при измерении прямым зондом) или d_d (при измерении дифференциальным зондом). Измерение параметров Tr_n и d_n прямым зондом и Tr_d и d_d дифференциальным зондом производится последовательно.

На диаграмме «Tr» обеспечивается фиксация порывов и трещин в обсадной колонне, проекция которых на ось колонны имеет длину не менее 60, или 100, или 120 мм. На диаграмме «d» фиксируются дефекты типа вздутий и смятий на внутренней поверхности обсадной колонны, изменяющие внутренний

диаметр ее не менее чем на 2 мм и имеющие протяженность не менее указанной выше.

Аппаратура, оборудование и материалы

Скважинный индукционный дефектомер типа ДСИ (рис.1.1) позволяет обнаруживать трещины, разрывы, перфорационные отверстия и изменения внутреннего диаметра колонны с точностью до 0,5мм и протяжённостью 60мм и более. В основу работы прибора положен принцип электромагнитной дефектоскопии. Индукционный дефектомер ДИ-1 выполнен в виде скважинного прибора с центратором, обеспечивающим совпадение оси прибора с осью обсадной колонны. При этом используется индукционный зонд с генераторной катушкой и двумя измерительными катушками I_1 и I_2 , расположенными симметрично относительно генераторной (Γ). Генераторная катушка Γ питается переменным током частотой 300Гц (при такой частоте тока уменьшается влияние толщины обсадной колонны на показания дефектомера) от генератора 8 через блок управления 7 и разделительный фильтр 5 и возбуждает в окружающей среде вихревые токи. Так как расстояние между центрами катушек 80мм, то вихревые токи ограничиваются обсадной колонной. При этом ЭДС, индуцированная в катушке I_2 (прямой зонд) обусловлена влиянием трубы и прямым влиянием генераторной катушки Γ .

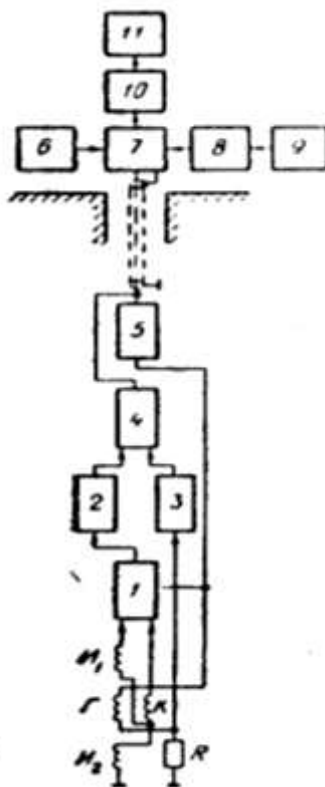


Рисунок 1.1 - Блок-схема ДСИ

Т.е. ЭДС на выходе измерительной катушки зависит не только от внутреннего диаметра колонны, но и от магнитной проницаемости и электропроводности материала колонны и толщины её стенок, а также от повреждений

колонны (трещин, разрывов и т.п.). Обилие факторов, от которых зависит ЭДС на выходе измерительной катушки, затрудняет интерпретацию полученной информации.

Для частичной компенсации прямого поля в цепь измерительной катушки включена компенсационная катушка K , обмотка которой уложена в одном пазу с генераторной катушкой. Разностный сигнал между катушками I_2 и K , пропорциональный проводимости колонны, поступает на вход частотного модулятора 2 (несущая частота 14кГц). Одновременно с резистора R на частотный модулятор 3 с несущей частотой 7,8кГц подаётся опорное напряжение. Сигналы с обоих модуляторов усиливаются усилителем мощности 4 и поступают в кабель.

С помощью коммутатора 1 для измерения может быть включён прямой зонд (катушки G , I_2 , K) или дифференциальный зонд (катушки G , I_2 , I_1). Катушки I_2 и I_1 включены встречно.

Прямой зонд используется для обнаружения мест дефектов колонны, а дифференциальный – для их детализации.

На поверхности измеряемые сигналы через блок управления 7 поступают на панель 10 (ИПЧМ), где разделяются по частотам, усиливаются, де-модулируются, детектируются и регистрируются регистратором 11.

Аппаратура ДСИ питается постоянным током от выпрямителя 6, а генератор 8 – от блока питания 9.

Сигналы от дефектов колонны выделяются по амплитуде и форме. При этом крупные трещины на кривой диаметра отмечаются так же, как и муфтовые соединения, но на кривой прямого зонда дефекты отбиваются в сторону противоположную аномалиям муфтовых соединений. На рисунке 1.2 кривые диаметра колонны 1 и трещин 2 до перфорации колонны и после перфорации (соответственно 3 и 4). Кривые 3 и 4 уверенно фиксируют зоны перфорации

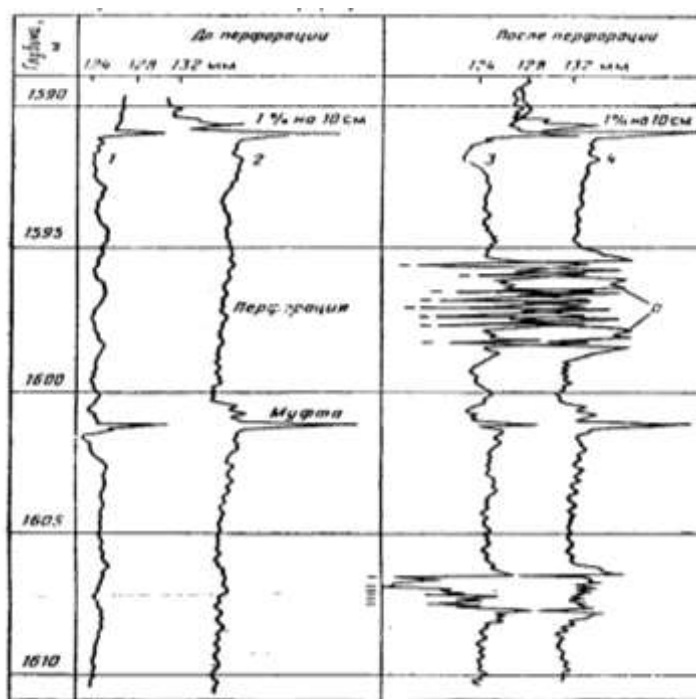


Рисунок 1.2 - Кривые скважинного индукционного дефектомера

В верхнем интервале перфорации на кривой 4 по минимумам отмечаются отдельные отверстия (показано чёрточками), а в точках *a* – отказы зарядов перфоратора. В нижнем интервале перфорации кривая 4 даёт сплошную аномалию, что указывает на значительное разрушение колонны.

В наземном пульте индукционного дефектомера ДИ-1 имеются два канала с фазовращающимися ячейками. Одна фазовращающая ячейка служит для компенсации влияния коротажного кабеля. Вторая фазовращающая ячейка имеет два фиксированных положения. В одном положении записывается диаграмма порывов и трещин Tr_n (при измерении прямым зондом) или Tr_d (при измерении дифференциальным зондом). В другом положении записывается диаграмма износа и локальных дефектов обсадной колонны d_n (при измерении прямым зондом) или d_d (при измерении дифференциальным зондом). Измерение параметров Tr_n и d_n прямым зондом и Tr_d и d_d дифференциальным зондом производится последовательно.

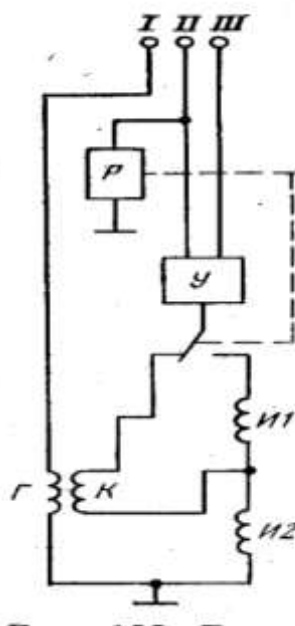


Рисунок 1.3 - Блок-схема индукционного дефектомера ДИ-1

На диаграмме « Tr » обеспечивается фиксация порывов и трещин в обсадной колонне, проекция которых на ось обсадной колонны имеет длину не менее 60, или 100, или 120мм. На диаграмме « d » фиксируются дефекты типа вздутий и смятий на внутренней поверхности обсадной колонны, изменяющие внутренний диаметр её не менее чем на 2мм и имеющие протяжённость не менее уже указанной.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

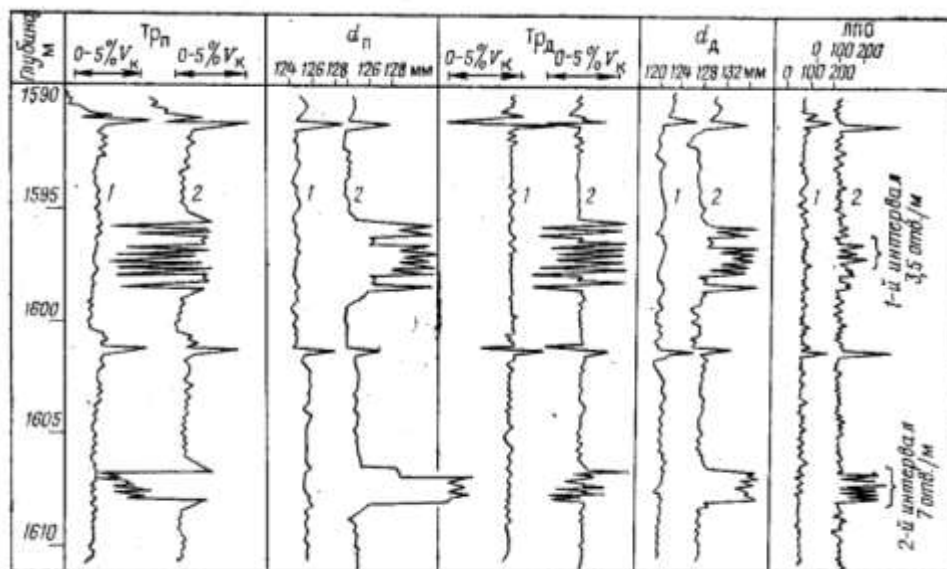
1. Интервал перфорации
2. Интервалы вздутия колонны
3. Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Щели в обсадной колонне вызывают отрицательные аномалии на кривых Tr_n и d_n , в то время как муфтовые соединения — положительные аномалии. Границы щелей на кривых Tr_d и d_d отмечаются четкими двухполярными аномалиями. Кривая Tr_d при выделении трещин является наиболее наглядной, так как на ней не видны колебания электропроводности различных труб и щели выделяются более четко.

При поиске мест нарушения герметичности колонны записывают кривые Tr_n и d_n по всему исследуемому интервалу в обычном масштабе глубин 1: 500 или 1 : 200. Если нарушения колонны небольшие и на кривой Tr_n наблюдается значительный фон от колебаний электропроводности материала обсадной колонны, кривые Tr_d и d_d записывают в более крупном масштабе глубин.



1-кривые, зарегистрированные до перфорации обсадной колонны; 2-кривые, зарегистрированные после перфорации.

Рисунок 1.4 - Пример контроля обсадной колонны с помощью индукционного дефектомера и локатора перфорационных отверстий

При определении места разрыва колонны по телу трубы или на муфтовом соединении производится запись кривых Tr_n и d_n в масштабе глубин 1: 500 или 1: 200, а при определении износа труб обсадной колонны — запись за две спуско-подъемных операции полного комплекса диаграмм $Tr_n - d_n$ и $Tr_d - d_d$ в более крупном масштабе глубин.

На кривых Tr_n и Tr_d видно, что во втором интервале после перфорации появилась трещина длиной до 1,3м, а на кривой d_d — что растрескивание труб обсадной колонны на этом интервале сопровождалось раздутием колонны, достигающим до 9мм

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. Краткое описание устройства дефектоскопа;
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 индукционного дефектомера.

Лабораторная работа №2

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

Цель работы: Формирование у студента ПК-3. 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 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.

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.

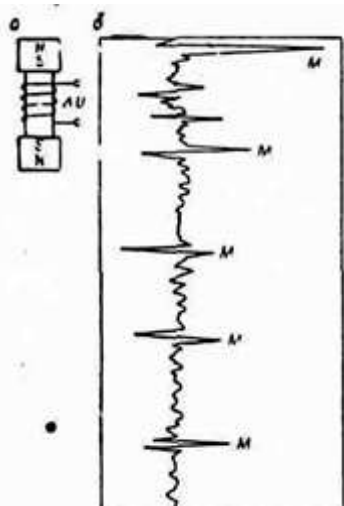


Рисунок - Локатор муфт (а) и записанная им кривая (б)

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 №3.

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

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. 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 , $I_{ц}$, $I_{цн}$, $I_{нж}$ и $I_{нж.н}$, 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, значительно повышает эффективность интерпретации цементограмм. Так, данные о толщине стенки труб обсадной колонны позволяют более однозначно проводить линии основных показаний $I_{ц}$, $I_{пж}$, $I_{п}$, $I_{цп}$ и $I_{пж.п}$ и по характеру зависимости показаний от толщины стенки обсадных труб вносить соответствующие поправки при использовании основных критериев качества цементирования, приведённых в таблице.

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);

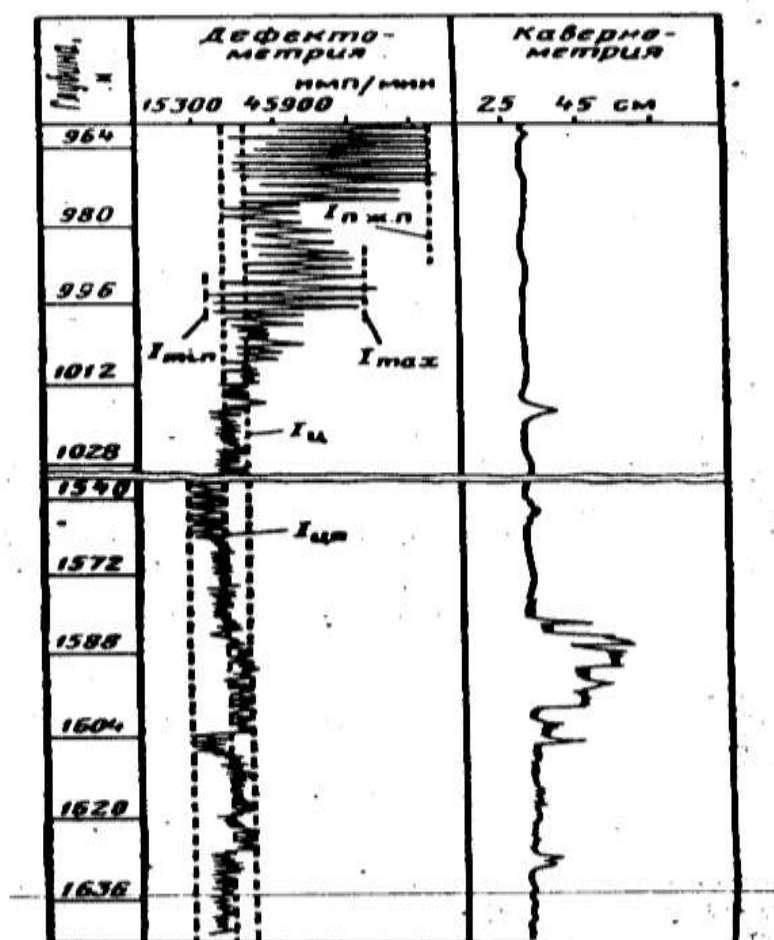


Рисунок 3.1 - Характерные показания дефектограммы, используемые при интерпретации (диаметр скважины 295мм, диаметр колонны 168мм)

$I_{ж.п}$ — 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.3.2,а). Детекторы изолированы друг от друга и помещены в свинцовые экраны, имеющие боковые прорезы – щели.

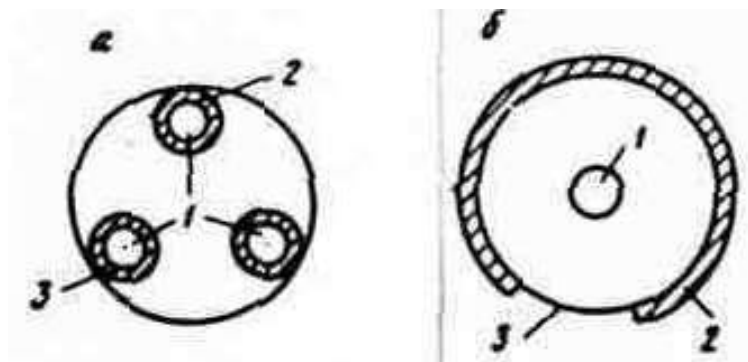


Рисунок 3. 2–Схема размещения детекторов в цементмерах: а-гамма-гамма-цементмер; б-гамма-гамма-дефектомер; 1- детектор γ -излучения; 2-свинцовый экран; 3- щель в свинцовом экране.

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 цементо- 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 невелико и зависит от статических флуктуаций. Регистрируемые значения γ -активности определяются плотностью среды в затрубном пространстве. Если каверна заполнена промывочной жидкостью, то регистрируемые значения $I\gamma\gamma_{нж}$ 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.3.3,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, регистрирующих рассеянное γ -излучение горных пород $I\gamma\gamma_n$, будут иметь наименьшее значение по разрезу – линия горных пород. При заполнении затрубного пространства 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 3.3 показана характеристика диаграмм при некачественном цементировании центрированной колонны. Регистрируемые значения изменяются от $I\gamma\gamma_{ц}$ до $I\gamma\gamma_{нж}$.

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 цементаграмме 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.

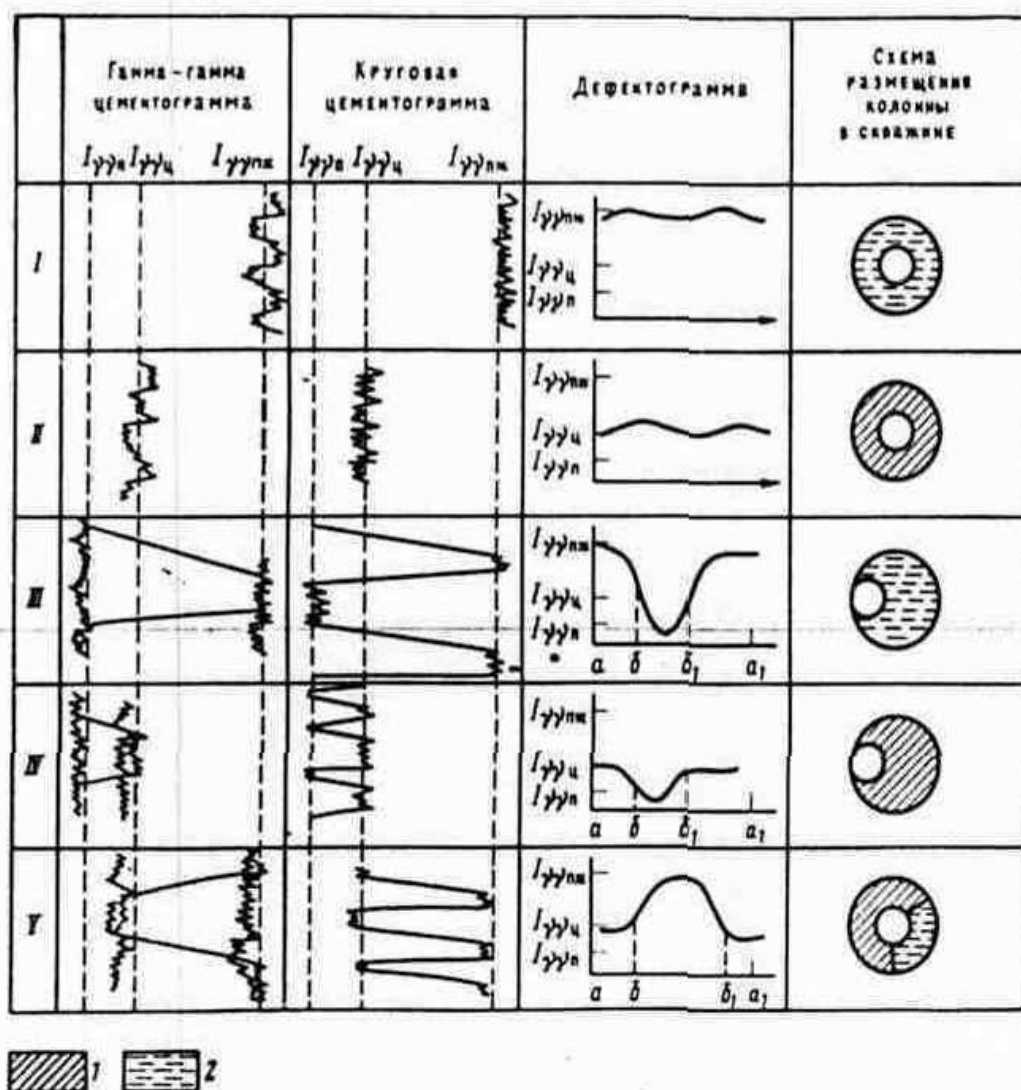


Рисунок 3.3 -Пример интерпретации диаграмм гамма-гамма-цементомера и дефектомера: 1- цемент, 2 – промывочная жидкость

Если минимальные показания круговой цементограммы близки к линии I_n , а максимальные не выходят за пределы c , то, вероятнее всего, интервал качественно зацементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к линии I_{cp} , а максимальные выходят за пределы линии I_c , то, очевидно, что затрубное пространство интервала не полностью заполнено цементным камнем.

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.

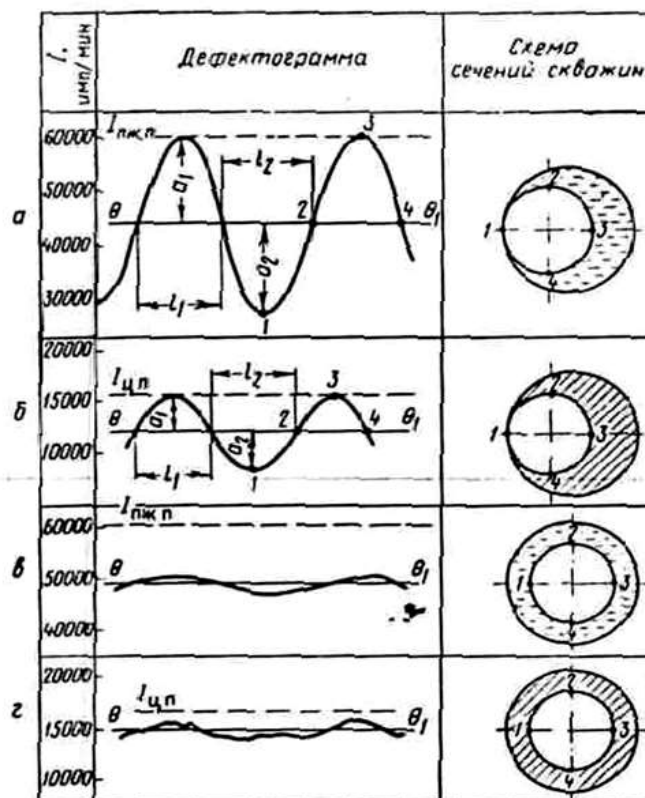


Рисунок 3.4 - Дефектограммы, зарегистрированные по точкам в скважинах, иллюстрирующие заполнение затрубного пространства однородным по плотности веществом

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 глубины	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 компетенций ПК-3. 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 $40 - 50^\circ$ относительно оси зонда. При длине зонда 9 – 12 см 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 3.5) и зонда дефектомера - цементомера, расположенного в нижней его части. Зонд толщиномера состоит из источника H_2 мягкого гамма-излучения (^{170}Tm) и сцинтилляционного детектора 5, помещённых в свинцовый экран 6 с двумя парами коллимационных отверстий b и b' ,

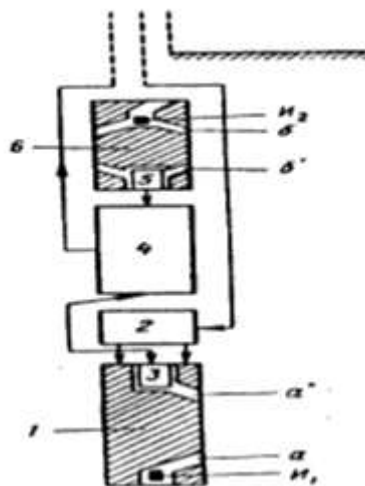


Рисунок 3.5- Скважинный гамма-дефектомер – толщиномер

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.

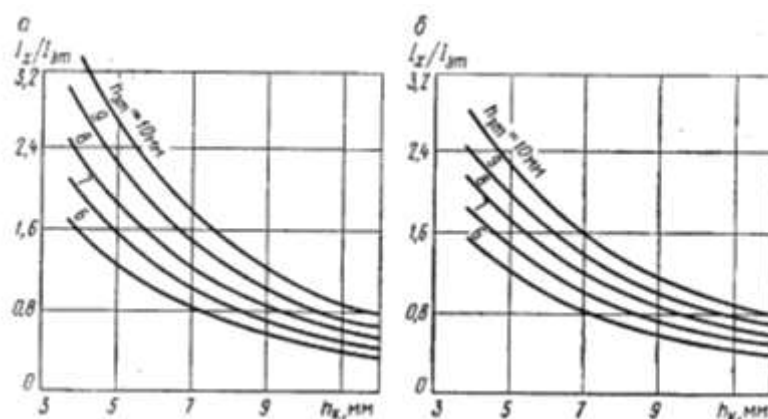


Рисунок 3.6 - Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны

Основным средством первичной и периодических калибровок служит набор аттестованных стальных труб различного диаметра и разной толщины стенок. Для расчёта толщинограмм 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 300 м/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.

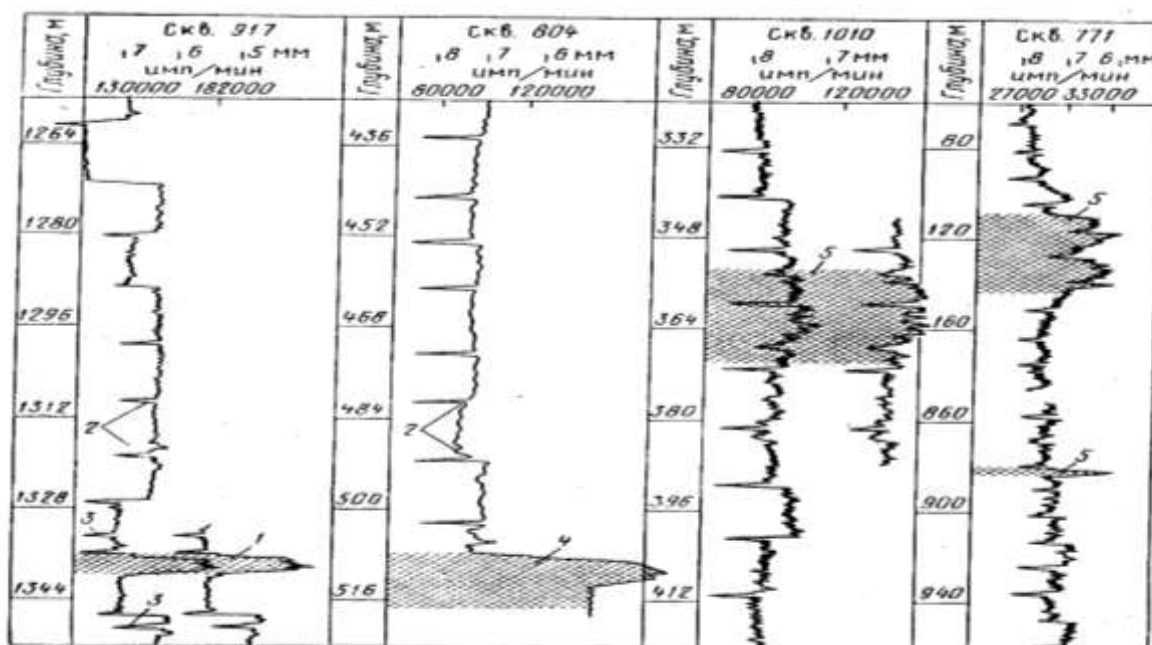


Рисунок 3.7 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

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

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

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

$I_{\text{эт}}$

Определение толщины стенки сводится к следующему:

1. снимаются показания I_x с диаграммы;
2. находится отношение I_x к показаниям $I_{\text{эт}}$ 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 3.7 - 3.8.

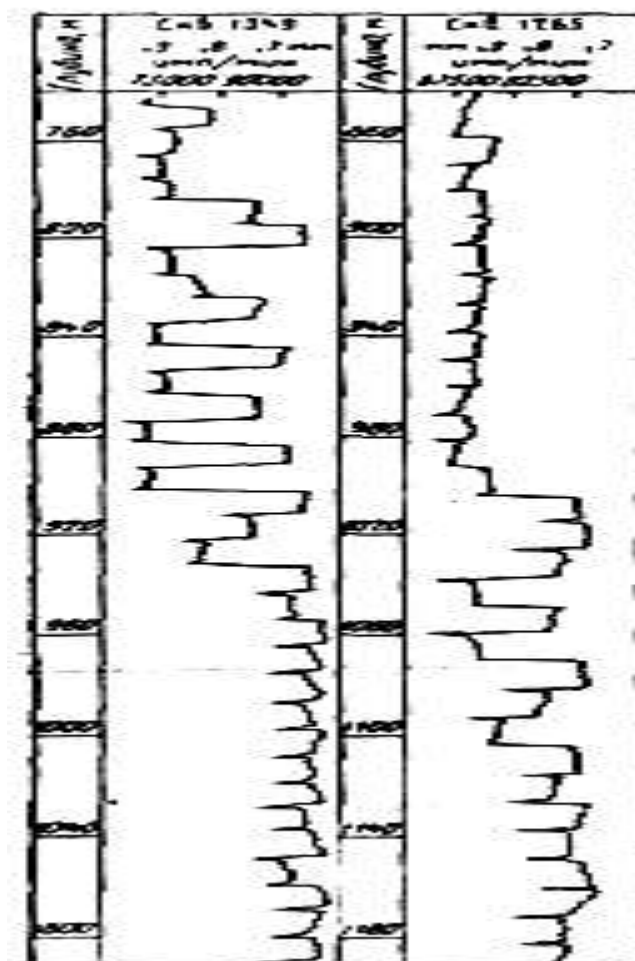


Рисунок 3.8 - Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

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 3.6.

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 цементирования 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 глубины	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 № 4

Тема: 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

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 цементировки 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.1.1).

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. 4.1). 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.

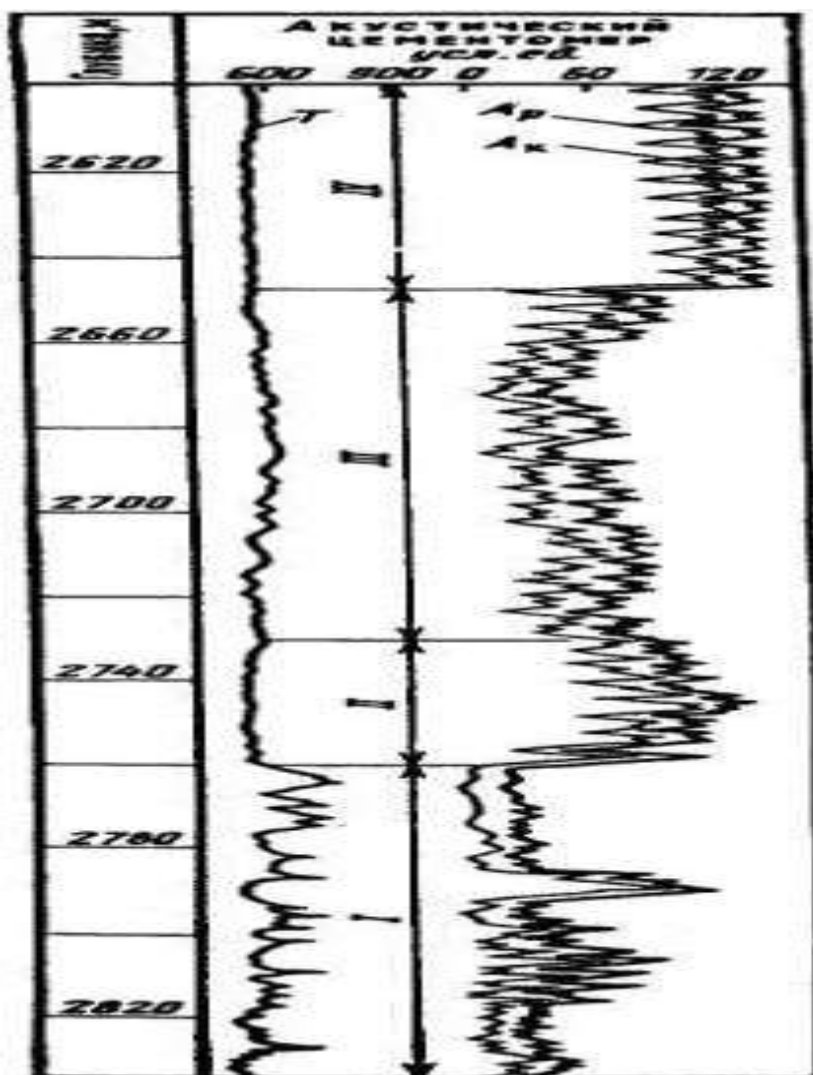


Рисунок 4.1 - Пример интерпретации диаграмм акустического цементомера.
 Качество цементирования колонны: I — хорошее, II — плохое, III — частичное.
 IV — свободная колонна

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

содержаться 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.

Лабораторная работа № 5

Тема: Определение интервалов затрубной циркуляции

Цель работы: Формирование у студента ПК-3. 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 (дресселирования, 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.

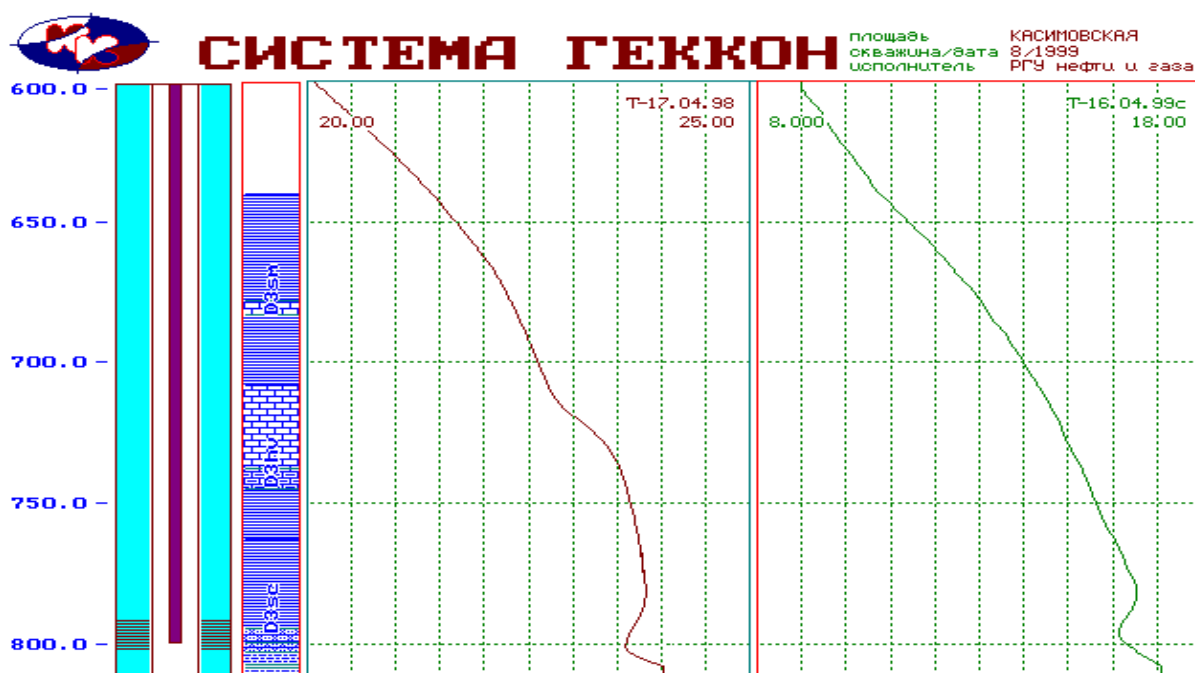
Измерения в наблюдательных скважинах наименее трудоемки, так как отсутствие интервала перфорации позволяет получать материалы не искаженные движением флюида по стволу скважины. В таких скважинах тепловое поле от

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 5.1. 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 5. 1- 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 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.

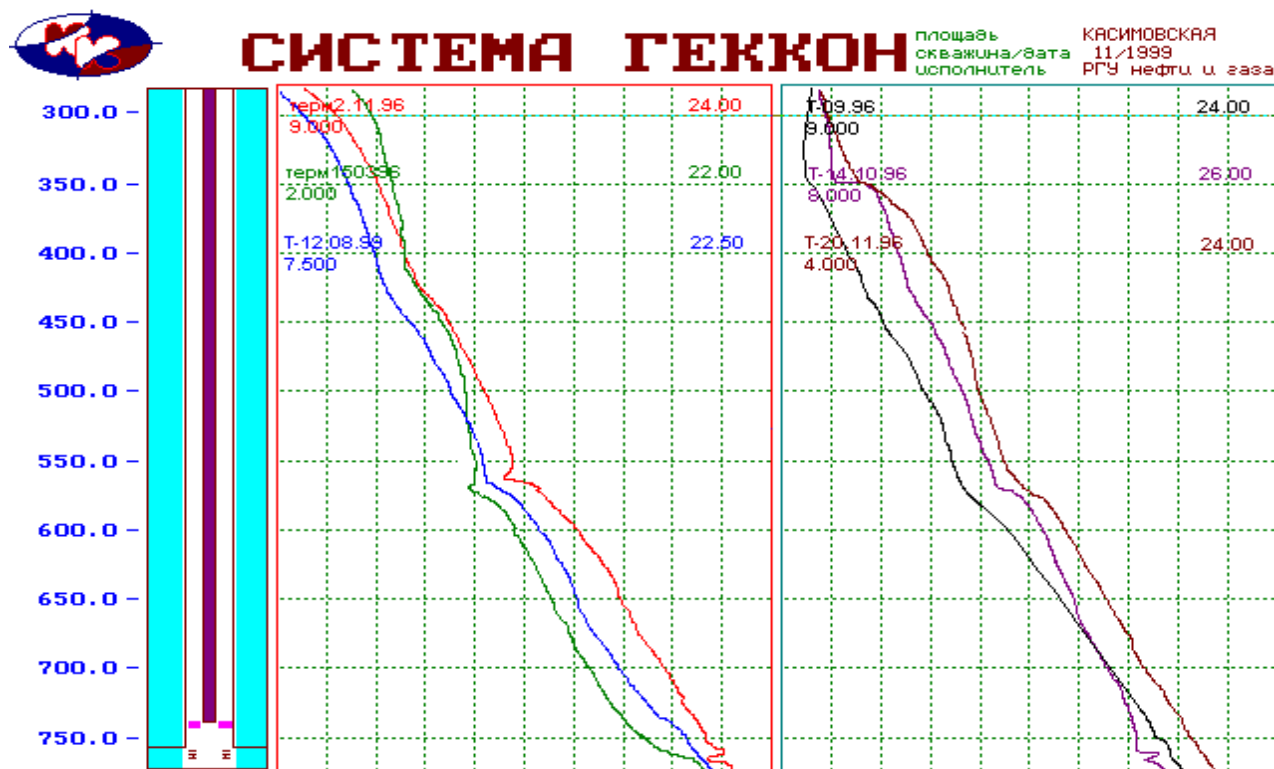


Рисунок 5.2 - Пример серии замеров термометром в период отбора газа

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

Еще один пример негерметичности подземного оборудования скважины представлен на рисунке. 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

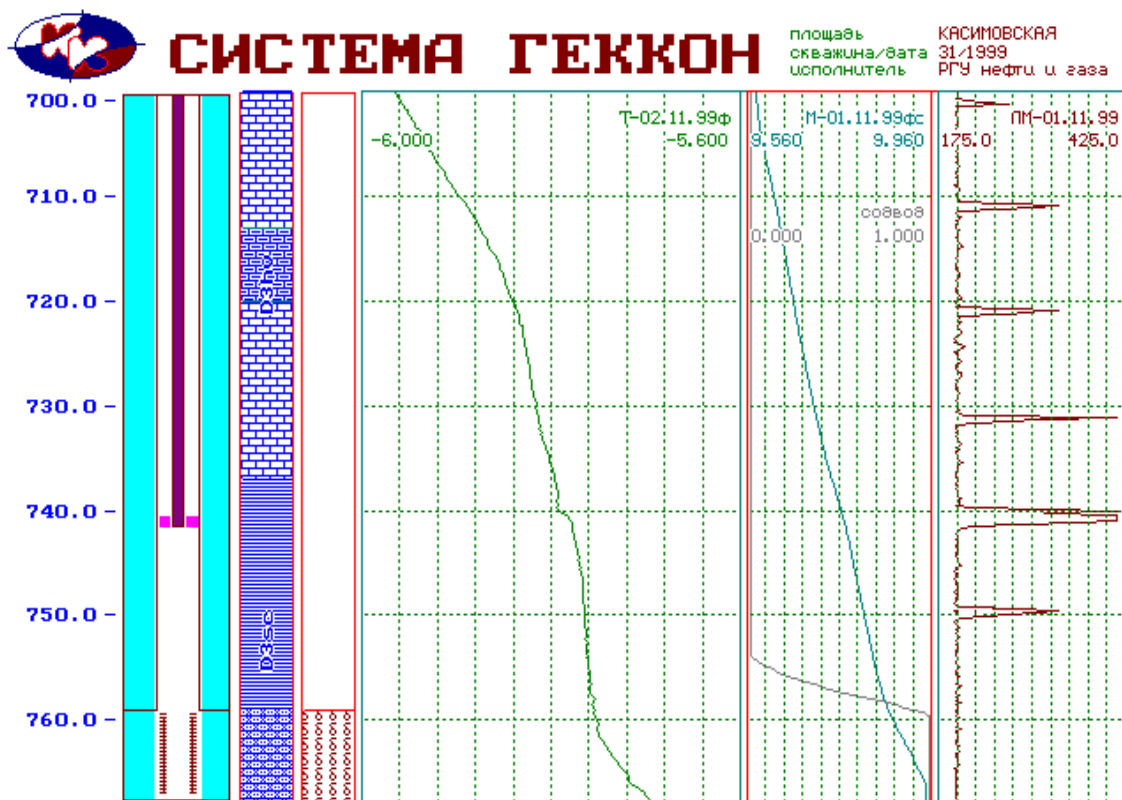


Рисунок 5.3 - Выявление мест негерметичности колонны, обусловленные негерметичностью пакера и затворного соединения

случаях контролировать за колонные перетоки в скважинах и места нарушения герметичности подземного оборудования скважины. 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.

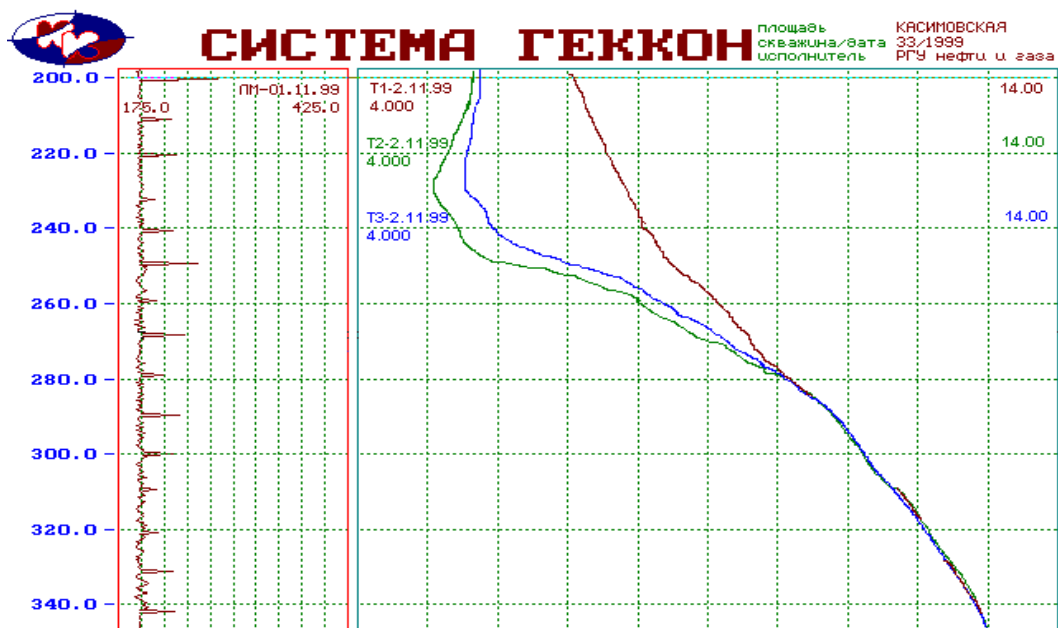


Рисунок 5.4 - Пример негерметичности подземного оборудования

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 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.

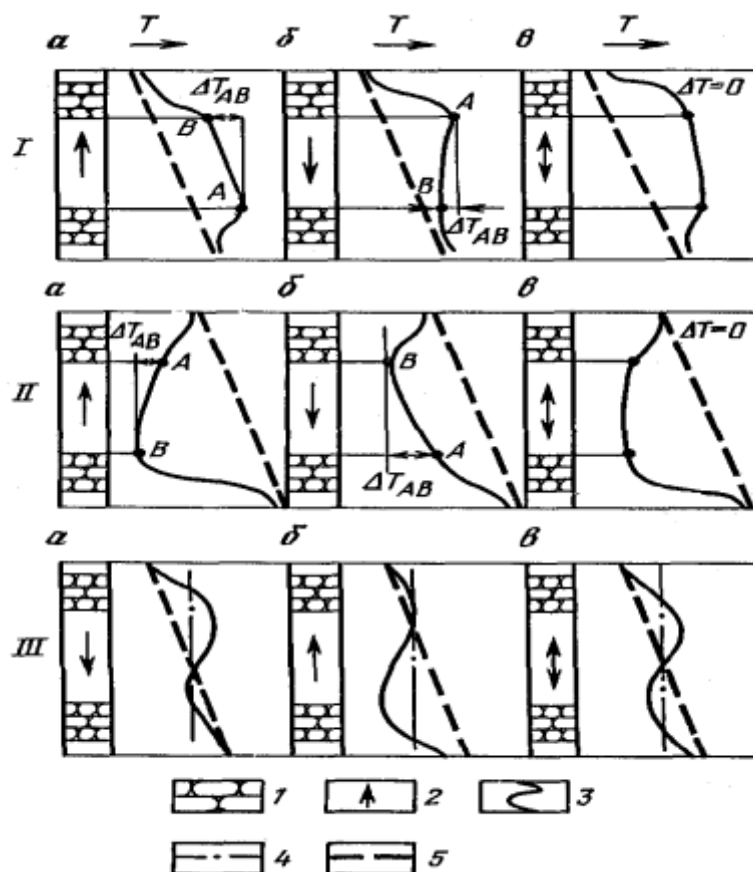


Рисунок 5.5 - Выделение интервалов и источников затрубной циркуляции

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.

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

$$\Delta p = \Delta T_{\max} / \varepsilon, \text{ где} \quad (5.1)$$

$\Delta T_{\max}$ – 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 № 6

Тема: Определение профиля притока

Цель:

- Закрепить теоретические знания, полученные на лекциях,
- Ознакомиться с основными принципами оценки профиля притока
- Научиться выделить работающие интервалы

Теоретическая часть:

Профилем притока или приемистости жидкости называют зависимость ее количества Q , поступающего из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины H ее залегания

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_H dH, \quad (6.1)$$

где h_n и h_k — глубины залегания соответственно подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины.

Могут быть профили: расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины — профиль притока или вниз — профиль приемистости. Кривые нарастающего значения расхода описываются выражением вида

$$Q_H = \int_{h_n}^H q_H dH. \quad (6.2)$$

Их дифференцирование по H дает возможность получать кривые расхода отдельных участков скважины

$$q_H = \Delta Q_H / \Delta H. \quad (6.3)$$

Нормирование кривой q_H производится по величине суммарного притока Q , как это следует из приведенных выше формул. Профиль притока является основной исходной информацией о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и периодически продолжается в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

На начальном этапе разработки месторождения после пуска скважины в эксплуатацию и выхода ее на установившийся режим должен быть тщательно снят опорный профиль притока жидкости. Он отражает следующие условия: пластовые давления близки к первоначальным, добываемой продукцией является безводная нефть, воздействие закачки воды на отдачу и энергетические параметры пластов несут незначительную нагрузку. С опорным в дальнейшем должны сопоставляться все последующие профили, что дает возможность выявления изменений в эксплуатационных характеристиках пластов и технологическом режиме работы скважины.

Изменения во времени конфигурации графика притока или поглощения обычно указывают на перераспределение пластовых давлений и, следовательно, величин притоков из различных пластов, которое также может быть вызвано увеличением степени обводненности пластов или проведением в скважинах геологических мероприятий.

Опорный профиль должен быть обязательно зарегистрирован повторно после проведения любых операций в скважине, связанных с изменением рабочей мощности продуктивного коллектора (исключение или приобщение пластов в эксплуатации).

Вопросы и задания:

Вопросы:

1. Какими методами производят определения профиля притока в скважине.
2. Для чего необходимо определение профиля притока.
3. От чего зависят показания термокондуктивного расходомера

Задание:

- выделить работающие интервалы по данным высокочувствительной термометрии
- выделить работающие интервалы по данным влагометрии
- выделить работающие интервалы по данным резистивиметрии

Порядок выполнения:

При определении удельного расхода жидкости для каждой части разреза по точкам строится дифференциальный профиль (обычно рядом с основной диаграммой), который строят по значениям удельного дебита [в (м³/сут)/м]

$$q_i = (Q_{i \max} - Q_{i \min}) / \Delta L,$$

где $Q_{\max}$ и $Q_{\min}$ — расходы соответственно в верхней и нижней точках выбранного интервала глубин, м³/сут;

$\Delta L = L_{\text{ниж}} - L_{\text{верх}}$ — величина выбранного интервала исследования, м.

По этому профилю оценивается расход жидкости для отдельных участков ствола скважины. Виды наиболее типичных профилей расхода и приемы их построения приведены на рис. 6.1.

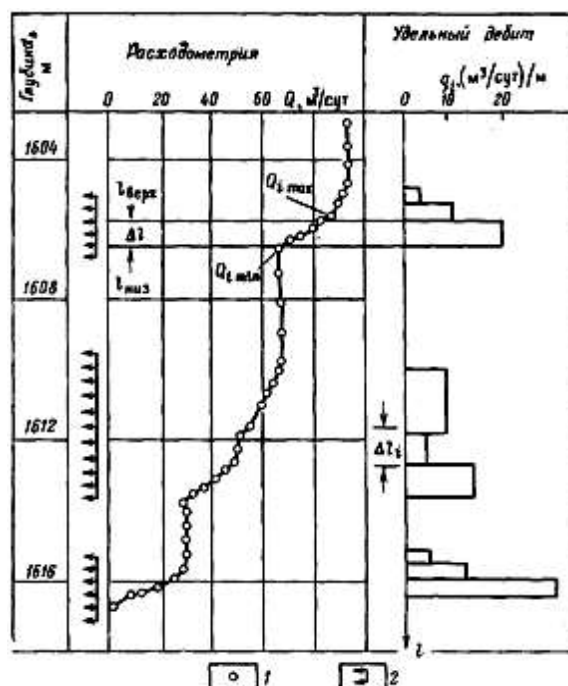


Рисунок 6.1- Пример построения профилей притока (скв. 1405 Ромашкинского месторождения).

1 — точечные замеры; 2 — интервал перфорация

Содержание, форма и правила оформления отчета по лабораторной работе

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

Отчет должен содержать:

1. Название и цель.
2. Краткое описание принципа действия термометра;
3. Краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитомера;
4. Краткое описание принципа действия механического расходомера;
5. Таблицы экспериментальных и расчетных данных.
6. 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.

Лабораторная работа № 7

Тема : Определение профиля приемистости методами ГИС

Цель:

- Закрепить теоретические знания полученные на лекциях,
- Научиться определять поглощающие интервалы

Знания и умения, приобретаемые студентом:

В результате выполнения практического задания студент приобретает знания по обработке и интерпретации данных дебитомеров и высокочувствительной термометрии, выдачи заключения по интерпретации с целью определения поглощающих интервалов, появляются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации скважин.

Формирование компетенций:

В результате выполнения практического у студента формируются компетенции: ПК-3.

Актуальность темы:

Исследование нагнетательных и эксплуатационных скважин с целью определения принимающих интервалов входит в обязательный рациональный комплекс ГИС при контроле за разработкой на любом месторождении нефти и газа.

Теоретическая часть

Определение профиля приемистости с помощью механического расходомера, позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера.

Профилем притока или приемистости жидкости называют зависимость ее количества Q , поступающего из единицы мощности (или в нее) эксплуатируемого разреза, от глубины H ее залегания

$$Q = \int_{h_n}^{h_k} q_H dH, \quad (7.1)$$

где h_n и h_k — глубины залегания соответственно подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины.

Могут быть профили: расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины — профиль притока или вниз — профиль приемистости. Кривые нарастающего значения расхода описываются выражением вида

$$Q_H = \int_{h_n}^H q_H dH. \quad (7.2)$$

Их дифференцирование по H дает возможность получать кривые расхода отдельных участков скважины

$$q_H = \Delta Q_H / \Delta H. \quad (7.3)$$

Нормирование кривой q_H производится по величине суммарного притока Q , как это следует из приведенных выше формул. Профиль притока является основной исходной информацией о распределении контролируемой величины потока в стволе скважины вдоль вскрытого перфорацией продуктивного разреза.

Изучение профилей притока или приемистости начинается на начальном этапе эксплуатации скважины и периодически продолжается в течение всего срока нахождения ее в составе действующего фонда скважин.

Комплекс исследований для определения расхода жидкости, кроме основного метода — механической расходомерии, включает термометрию (иногда термокондуктивную индикацию расхода) и вспомогательные методы (ГМ, локацию муфт ЛМ).

Механическая расходомерия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера, а также указывают на возможные перетоки за колонной ниже интервала перфорации.

Так, на рис. 7.1 показано, что в скв. 169 Тепловской площади нагнетаете-

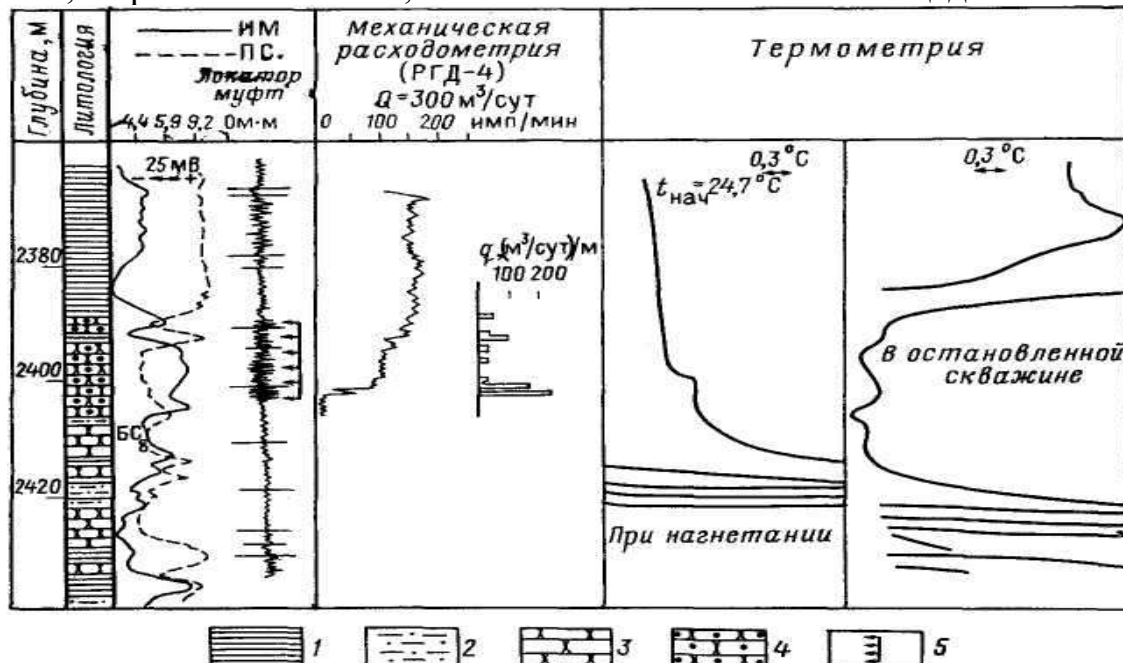


Рисунок 7.1- Результаты исследований нагнетательной скв. 169 Тепловской площади.

1 — глина; 2 — алеврит; 3 — водоносный; 4 — нефтеносный; 5 — интервал перфорации

мая вода по данным расходомера РГД-4 поступает в пласт БСа, перфорированный в кровельной части, в интервале 2387—2403 м, причем 32 % общего количества нагнетаемой воды поступает в верхнюю часть интервала перфорации и 68 % уходит в нижние его отверстия. Но по термограмме, записанной в режиме нагнетания, видно, что движение воды продолжается и за колонной — она перетекает в неперфорированную водоносную часть пласта. Однозначный ответ о действительном интервале поглощения воды дает термограмма, полученная в остановленной скважине, она качественно характеризует пласт-поглотитель, степень охлаждения которого зависит от его приемистости и длительности нахождения под закачкой, а также от температуры нагнетаемой воды. В нашем

случае интервал поглощения воды (2387— 2420 м) значительно больше интервала перфорации.

Вопросы и задания:

Вопросы:

- 1.Какими методами производят определения профиля приёмистости в скважине.
- 2.Для чего необходимо определение профиля приёмистости.
- 3.От чего зависят показания механического и термокондуктивного расходомера.

Задание:

По комплексу методов ГИС-контроля определить принимающие интервалы

Порядок выполнения:

По результатам самостоятельных определений принимающих интервалов и профиля приемистости, составляется краткий отчет. В отчете указываются глубина интервалов, и профиль приёма. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу :

Площадь № скважины	Интервалы перфорации	Методы ГИС- контроля	Интервалы приемистости	выводы

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

содержаться информация о количество интервалов приема с указанием глубины каждого из них.

Лабораторная работа № 8

Тема 1: Выделение текущего ВНК в процессе разработки по данным НГК

Цель работы. Формирование у студента компетенций ПК-3. Для этого следует ознакомиться с физическими основами метода, устройством скважинного прибора и методикой исследования

Теоретическое обоснование.

Контроль за положением ВНК в процессе разработки месторождения, необходим для : обнаружения зон опережающего прорыва воды в продуктивных пластах; изучения состава жидкости в стволе действующей скважины; изучения степени выработки залежи. При разработке месторождений необходимо контролировать перемещение водо- и газонефтяного контактов. Для определения текущего положения ВНК в практике широкое распространение получили нейтродине методы. При условии достаточно высокой минерализации пластовых вод (более 100 кг/м^3) и высокой пористости пород (более 10—15%) для разделения нефте- и водонасыщенных пород применяют методы НГМ и ННМт. Их использование основано на различном содержании хлора в нефте- и водонасыщенной частях пласта. По сравнению с ядрами породообразующих минералов ядро хлора обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов. Кроме того, при захвате ядром хлора теплового нейтрона излучается не один, как обычно, а два-три γ -кванта. Это обстоятельство приводит к тому, что водоносная часть пласта, обладающая повышенным содержанием хлора, отмечается на диаграммах НГМ более высокими, а на ННМт — более низкими значениями по сравнению с нефтенасыщенной частью пласта.

Недостатком стационарных радиометрических методов НГМ и ННМт при определении положения ВНК и ГВК является небольшая их глубинность и значительное влияние диаметра скважины, толщины цементного кольца, состава промывочной жидкости и минерализации пластовых вод на показания методов.

Нестационарные (импульсные) нейтронные методы ИННМ, ИНГМ в какой-то мере свободны от этих недостатков и имеют ряд преимуществ благодаря более мощному источнику, испускающему моноэнергетический пучок нейтронов, а также возможности проводить наблюдения спустя определенное время после прохождения импульса нейтронов. Использование этих методов основано также на различном содержании хлора в породах, однако они имеют более высокую чувствительность к хлоросодержанию среды. Применение импульсных методов существенно расширяет возможность выделения ВНК. В частности при помощи ИННМ можно определить ВНК при минерализации пластовых вод 20-50 г/л. Перемещение ВНК и ГВК в процессе разработки месторождений может устанавливаться по данным метода наведенной радиоактивности (НА). Использование НА для выявления участков нефти и воды в пласте основано на различии в них числа активированных ядер натрия и хлора. Метод НА эффективен в случае минерализации вод по NaCl свыше 40 кг/м^3 .

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

4. Интервал перфорации
5. Интервалы вздутия колонны
6. Места порывов обсадной колонны

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис.8.1. Первоначальное положение ВНК по диаграммам электрометрии отмечается на глубине 1623,5м. В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине 1618м. На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около 250кг/м³, различие в показаниях НГМ между нефтеносной и водоносной частями пласта составляет около 10%. Для увеличения эффекта применяют комплексное измерение, включающее одновременную регистрацию НГМ и ННА. На кривых импульсных методов расхождения в показаниях более значительны смотри рис.8.1. Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис.8.1. Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное

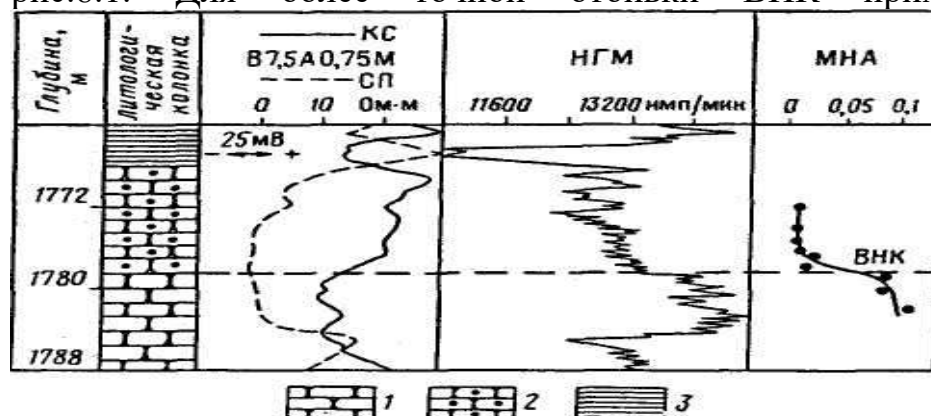


Рисунок 8.1 - Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору.

1 — водоносный песчаник; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — глина

измерение, включающее регистрацию НГМ и НА. Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778.5м. В водоносной части пласта число активированных ядер натрия и хлора значительно больше, чем в нефтеносной, поэтому водоносные породы отмечаются более высокой интенсивностью активации, чем нефтеносные, поэтому на диаграмме ВНК отбивается на глубине 1778,5м

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 скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
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. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Исследуемые интервалы	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами ГИС можно определить характер насыщения пласта-коллектора?
2. Для чего необходимо проследить положение текущего ВНК?
3. По данным каких методов ГИС определяют первоначальный ВНК?

По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных.

Тема 2: Определение положения текущего ВНК по данным ННК и ИННК

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. Для этого следует ознакомиться с физическими основами ННК, основными принципами устройства скважинного прибора и методикой исследования.

Теоретическое обоснование:

При разработке нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами для решения следующих задач:

1. определение характера насыщения пластов-коллекторов
2. наблюдение за перемещением ВНК и ГВК в скважинах;

используются в настоящее время являются различные модификации нейтронных методов. Изменения контактов во времени нейтронными методами прослеживается путём периодических исследований в обсаженных скважинах. Определение ВНК нейтронными методами основано главным образом на содержании в пластовых водах хлористых солей. При насыщении пор минерализованной водой водоносный пласт отмечается более высокими показаниями на кривых НГК и пониженными показаниями на кривых ННК и ИННК по сравнению с нефтеносными пластами той же пористости и того же минерального состава. Достаточно надёжное определение ВНК по данным ННК-Т и НГК возможно в высокопористых коллекторах (k_p не менее 20%) при минерализации вод 150 – 200 г/л.

Совместное применение НГК и ННК-Т позволяет выделить ВНК и в более неоднородных пластах. Это возможно потому, что вариации водородосодержания вызывают на диаграммах НГК и ННК-Т изменения в одну

и ту же сторону, а при колебаниях содержания хлора показания этих методов изменяются в разные стороны. Пример на рис.8.1,а – через 2 года ВНК поднялся до глубины 1815м, т.е. на 2,5м.

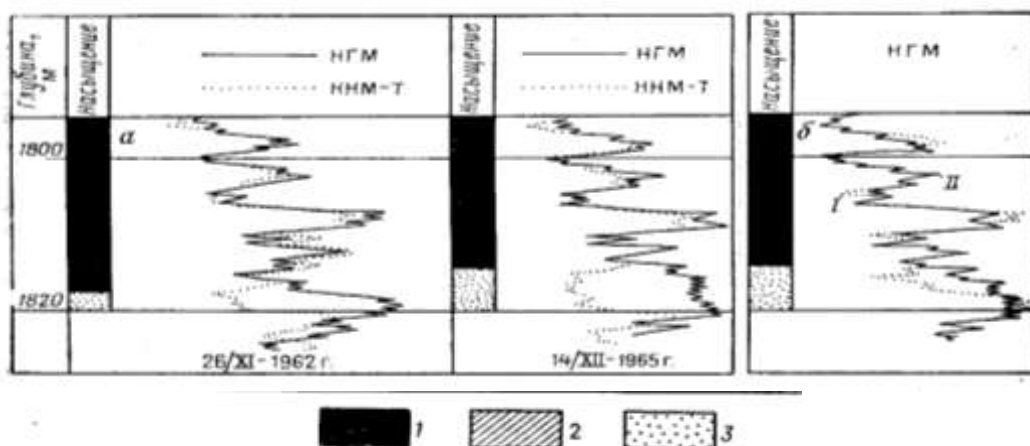


Рисунок 8.1 - Определение перемещения водонефтяного контакта в неоднородных по пористости пластах

Другой способ учёта положения ВНК, исключающий влияние колебаний пористости и глинистости пласта – это сравнение кривых НГК (или ННМ-Т), зарегистрированных в разное время. Пример выделения обводнившихся интервалов таким способом приведён на рис.8.1,б. сопоставление двух диаграмм показывает, что в промежутке между двумя замерами обводнился интервал 1815-1817,5м. Но эти методы наиболее однозначны при высокой минерализации вод.

Импульсные методы, обладая большей чувствительностью к содержанию хлора в породе, позволяют определять ВНК при гораздо меньшей минерализации пластовых вод (до 40 – 50г/л, а в особо благоприятных условиях и тщательных замерах с очень высокой точностью даже при минерализации 20 – 30г/л).-рис.120,в.- интервал 1857-1875м обводненный пласт (раннее он был продуктивным).

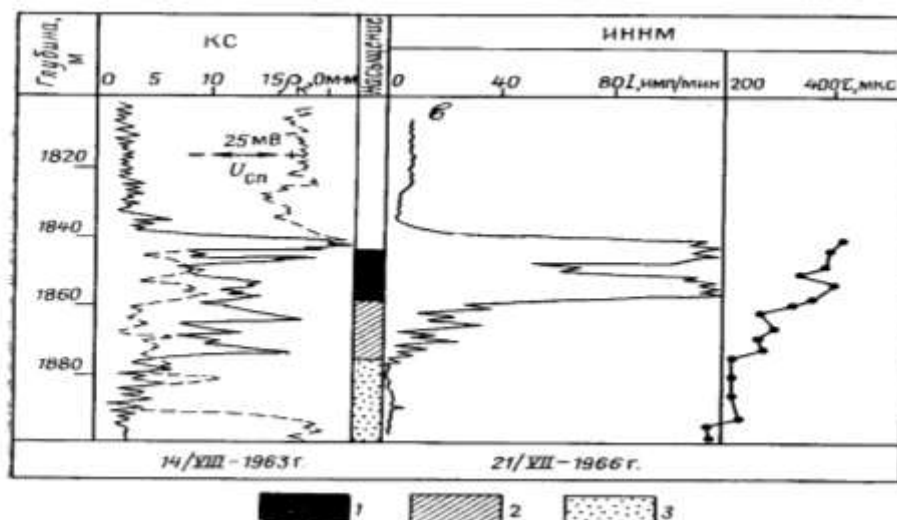


Рисунок 8.2 - Сопоставление: а- нормированных диаграмм ННМ-Т и НГК, б – диаграмм НГК, зарегистрированных в разные моменты времени (через 3 года)

При больших колебаниях пористости пластов, что особенно часто наблюдается в карбонатных породах, ИННК комплексируют с методом, позволяющим определять эти изменения, например НГК или НК. Пористость можно учитывать построением двухмерного графика, построенного для разделения нефтеносных и водоносных пластов по материалам ряда нефтеносных и водоносных пластов данной скважины. На графике можно провести линию разделения, соответствующую критическому значению коэффициента нефтенасыщенности, ниже которого пласт должен считаться обводнённым.

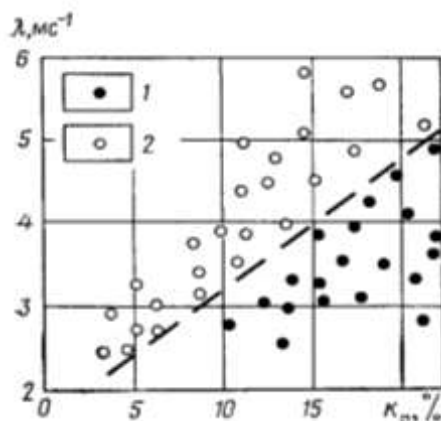


Рисунок 8.3 - Разделение нефтеносных (1) и водоносных (2) пластов путём сопоставления декремента затухания поля тепловых нейтронов λ и коэффициента пористости k_p .

Автоматическое исключение влияния на показания изменений пористости по разрезу скважины при ИННК достигается, если используется двухзондовая модификация ИННК-КВ. При ИННК-КВ с двумя детекторами, расположенными на расстоянии ℓ_1 и ℓ_2 от импульсного источника нейтронов, регистрируется плотность нейтронов при временах задержки соответственно t_1 и t_2 (в мс). Плотность нейтронов уменьшается с увеличением расстояния от источника и времени задержки после импульса источника. Скорость уменьшения нейтронов с расстоянием тем больше, чем больше пористость пласта; скорость временного спада увеличивается с увеличением как пористости, так и хлоросодержания порового флюида. Это позволяет использовать различие показаний на двух зондах, обусловленное почти исключительно пористостью пласта. Отношение показаний двух зондов против водоносных пластов практически не зависит от изменений их пористости в довольно широком диапазоне. В то же время показания против пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, отмечаются превышением показаний малого зонда по сравнению с большим зондом. На диаграммах положительными приращениями (превышением показаний малого зонда) отмечаются в основном пласты насыщенные нефтью или имеющие зону проникновения относительно пресного фильтрата. Если скважина простояла длительное время и зона проникновения успела расформироваться, а литологический состав пород постоянен по разрезу, положительными приращениями характеризуются лишь нефтеносные коллектора. (рис.6.3) Значительно более сложная задача – определение интервалов, обводняемых пресной или слабоминерализованной водой. В настоящее время нет таких

методов, которые позволили бы в обсаженных скважинах надёжно разделять нефтеносные пласты и пласты, насыщенные водой минерализация которой ниже 20-25г/л при высокой пористости (30%) и 50-70г/л при низкой пористости (10%) пластов. Методики, позволяющие в принципе различать нефтеносные и водоносные пласты с пресной водой: способ закачки в пласт меченных жидкостей, избирательно проникающих в пласт. Из-за существенного различия фазовых проницаемостей воды и нефти в нефтеносном и водоносных пласта закачиваемая в скважину вода легче поглощается водоносными и обводненными пластами, а не нефтеносными. Наоборот, лучше проникает в нефтеносную часть пласта. Если в перфорированную скважину закачивать нефть (воду), меченную радиоактивными веществами, то она, проникая в нефтеносную (водоносную) часть пласта, повышает её радиоактивность. Путём проведения (дважды) замеров ГК до и после закачки меченной жидкости можно легко обнаружить нефтеносную и водоносную части пласта. Метод целесообразно использовать лишь в сложных случаях (например, низкопористые трещинные коллекторы), где более простые методы неэффективны. Способ резкого снижения забойного давления с целью разгазирования нефти в прискважинной части пласта. При снижении давления ниже давления насыщения часть растворённого газа выделяется из нефти и образует пузырьки. Содержание водорода в единице объёма породы снижается, пласт по существу становится нефтегазовым и на кривых нейтронных методов отмечается более высокими показаниями по сравнению с нефтеносными и водоносными.

Способ, основанный на различной скорости расформирования зоны проникновения фильтрата глинистого раствора, если бурение проводить на солёном растворе. В пластах, обводнённых пресной водой, фильтрат солёного раствора, контактирующий с пресной пластовой водой, опресняется значительно быстрее, по сравнению с нефтеносными пластами, где солёная вода в зоне проникновения сохраняется гораздо дольше. Поэтому, проводя измерения ИННК или ИНГК через время, достаточное для опреснения зоны проникновения в обводнённых пластах, можно выделять нефтеносные части пласта по обратному эффекту, т.е. по более низкому значению среднего времени жизни нейтронов по сравнению с обводнёнными пластами.

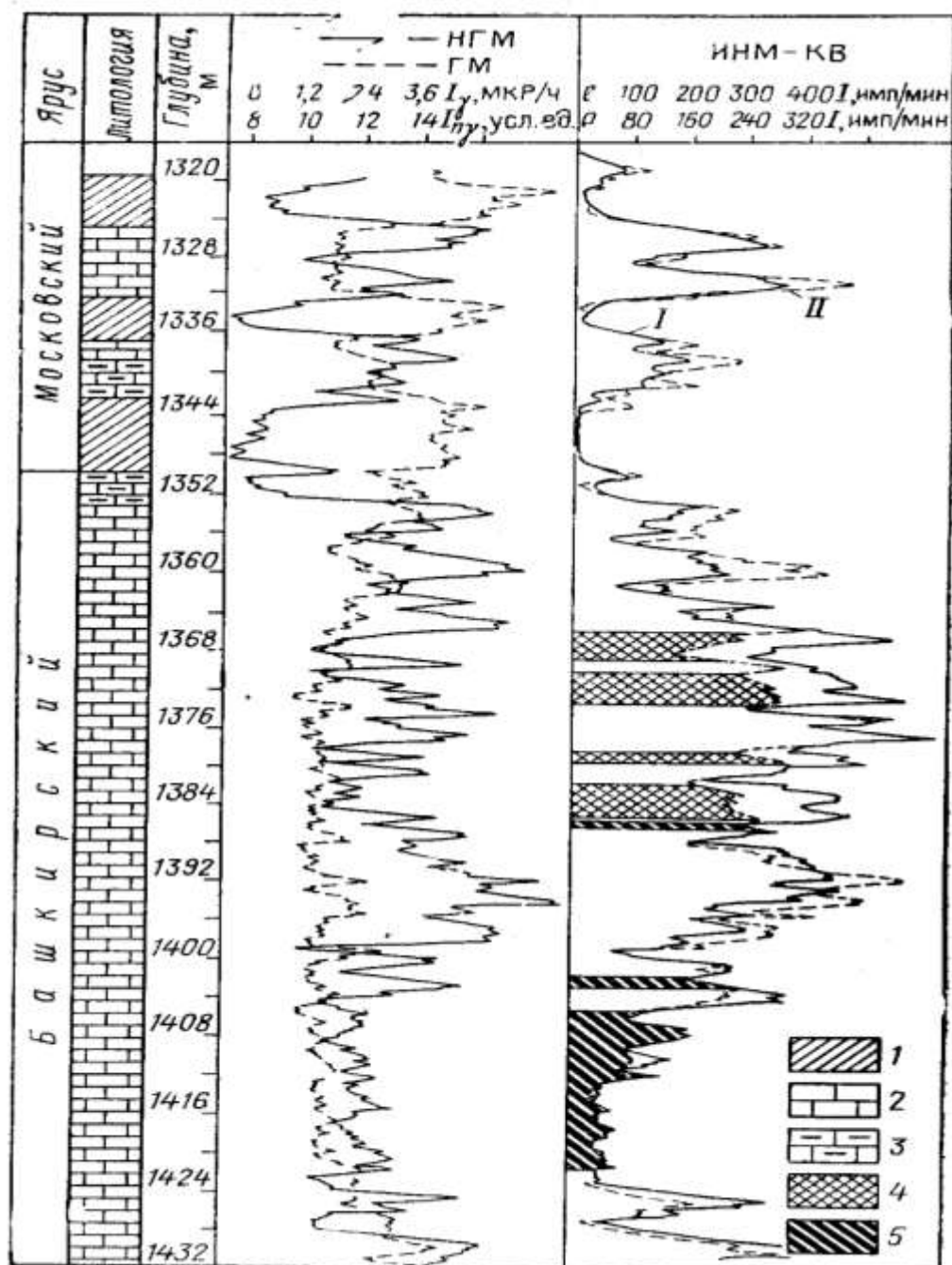


Рисунок 8.4 - Разделение нефтеносных и водоносных пластов импульсным нейтронным методом с компенсацией влияния водородосодержания

1- глины, 2- известняки, 3 – глинистые известняки

участки диаграмм, соответствующие пластам; $l-l_1 = 40\text{см}$, $t_1 = 1000\text{мкс}$; $l-l_2 = 40\text{см}$, $t_2 = 1000\text{мкс}$

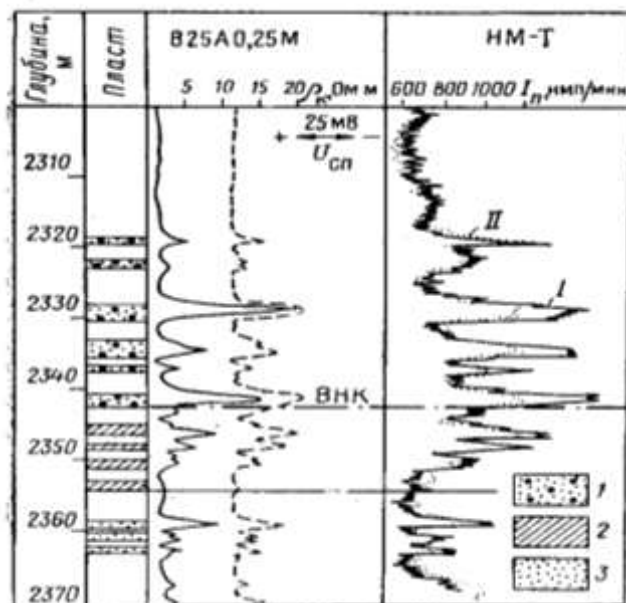


Рисунок 8.5 - Пример выделения нефтеносных пластов по результатам НК-Т в работающей (1) и остановленной (11) скважинах.

Пласты: 1- нефтеносные, 2-обводнённые, 3- водоносные.

Подобные исследования можно проводить и в старых скважинах, закачивая солёную воду, раствор буры, борной кислоты в интервал перфорации и выполняя временные исследования импульсными нейтронными методами с целью определения последовательности расформирования зоны проникновения в отдельных пластах.

Продолжительность исследований на месторождениях с поддержанием пластового давления можно сократить, если после закачки индикаторных веществ отобрать жидкость из скважины при различных режимах. Пласты, обводнённые пресной водой, обычно имеют повышенное давление и отдают закачанную жидкость при меньшей депрессии. Поэтому повторные замеры ИНК (до и после начала отбора жидкости) позволяют обнаружить обводнённые интервалы по большей скорости удаления закачанной жидкости и восстановления их первоначальных свойств, наблюдавшихся до закачки индикатора. Очищение нефтеносных интервалов происходит обычно позже при более интенсивном дренировании пласта. Такой способ даёт возможность одновременно определять как интервалы обводнения, так и полную мощность работающих интервалов.

Определение ГНК и ГВК, выполняемое почти исключительно нейтронными методами, основано на меньшем содержании водорода в газе по сравнению с водой и нефтью. Благодаря этому при равной пористости газонасыщенный пласт на диаграммах всех нейтронных методов отмечается повышенными показаниями по сравнению с аналогичными по другим свойствам нефтеносным или водоносным пластами. (рис.8.6). Однако повышенными показаниями на диаграммах НК отмечаются также и низкопористые (плотные) породы. Чтобы отличить их от более пористых газонасыщенных коллекторов,

можно использовать данные других методов, зависящих от пористости (ГГК-П или АК).

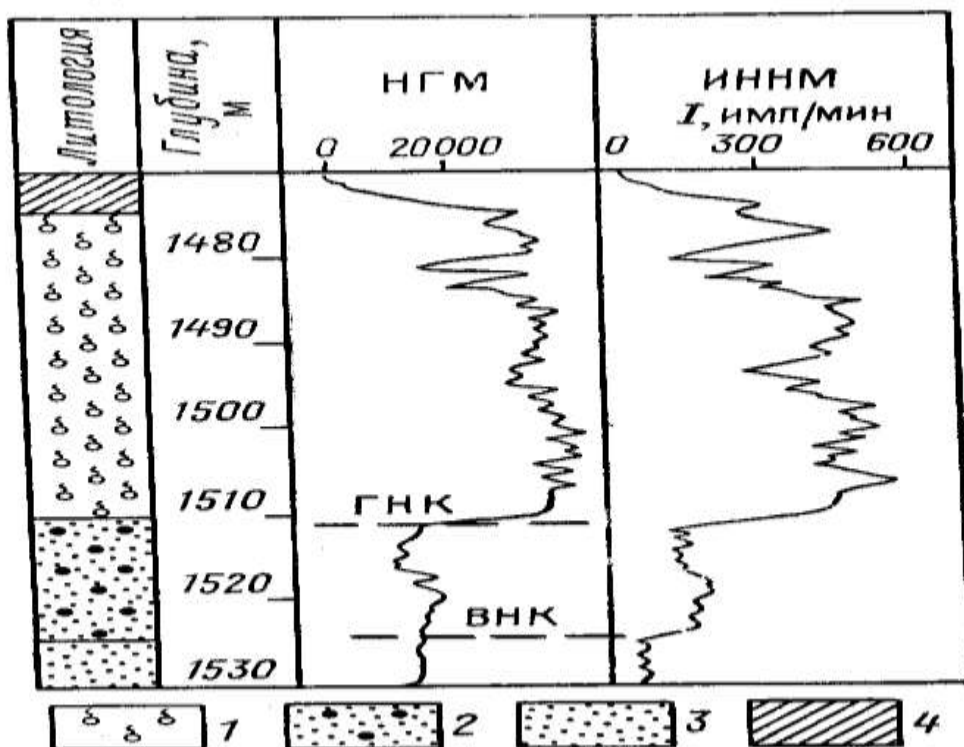


Рисунок 8.6 - Определение газонефтяного и водонефтяного контактов нейтронными методами.

Песчаники: 1-газоносные, 2- нефтеносные, 3-водоносные, 4-глины.

При разделении методом НГК коллекторов на нефтеносные и водо-носные используют различие в хлоросодержании нефтеносных и водоносных пластов, а при выявлении газоносных коллекторов – их пониженное водородосодержание по сравнению с нефте- и водонасыщенными коллекторами. При одинаковых пористости и минерализации пластовых вод хлоросодержание нефтеносного коллектора меньше, чем водоносного, поэтому для водоносного коллектора характерны большее макроскопическое сечение захвата и более высокая интенсивность гамма-излучения радиационного захвата. Плотность тепловых нейтронов при переходе от нефтеносной к водоносной части коллектора, напротив, уменьшается. в связи с этим на диаграммах НГК и НК-Т, зарегистрированных в неперфорированной скважины при расформированной зоне проникновения ВНК, отмечается уменьшение показаний НГК и рост показаний НК-Т при переходе из водоносной в нефтенасыщенную часть коллектора (рис.8.7).

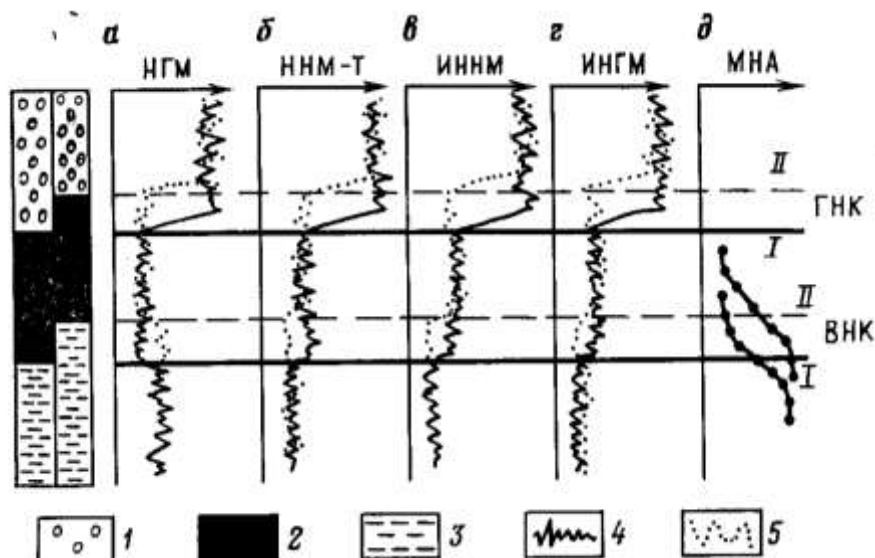


Рисунок 8.7 - Определение первоначального (1) и текущего (11) положений ВНК и ГНК по данным радиометрии скважин
1-газ, 2-нефть, 3-вода; кривые: 4- первичных замеров, 5 – повторных замеров.

Выделение газоносных коллекторов по диаграммам НГК основано на том, что один и тот же коллектор при насыщении его газом имеет более низкое водородосодержание, чем при насыщении водой или нефтью. Величина $k_{пн}$ газоносного коллектора приближенно равна

$$k_{пн} = k_{пг} + \frac{k_{пг} k_{г} p_{пл}}{623}, \text{ где} \quad (6.1)$$

$k_{г}$ – коэффициент газонасыщения..

Чем меньше пластовое давление $p_{пл}$, т.е. чем меньше глубина залегания исследуемых отложений, тем больше различаются $k_{пг}$ и $k_{пн}$ – нейтронные пористости газоносного и водонефтеносного коллектора и тем благоприятнее условия для выделения в разрезе газоносных коллекторов по данным нейтронных методов. Если пластовое давление близко к 60МПа, возможность разделения их при помощи нейтронных методов исчезает.

Исследования нейтронными методами с целью выделения газоносных пластов проводят также в обсаженной скважине в условиях, когда зона проникновения расформирована. Период, в течении которого зона проникновения расформируется, при прочих равных условиях зависит от проницаемости коллектора:

-- чем больше проницаемость, тем меньше период расформирования.

Все диаграммы НГК или НК-Т регистрируют в таком масштабе, чтобы кривые $In_{г}$ ($In_{н}$) совпадали во всех участках разреза, кроме тех, где отмечается влияние газа на показания НГК. Если это условие не было при записи диаграммы соблюдено, то для выделения газоносных пластов используют графическое сопоставление параметров $\Delta In_{г}$ ($\Delta In_{н}$) вычисленных в пластах, характер

насыщения которых определяется. Газоводяной или газонефтяной контакт определяется границей между интервалом пласта – коллектора, в котором происходит рост во времени значений $\Delta I_{n\gamma}$ (ΔI_{nn}) и интервалом, для которого значение $\Delta I_{n\gamma}$ (ΔI_{nn}) сохраняется во времени неизменным – рис 8.8.

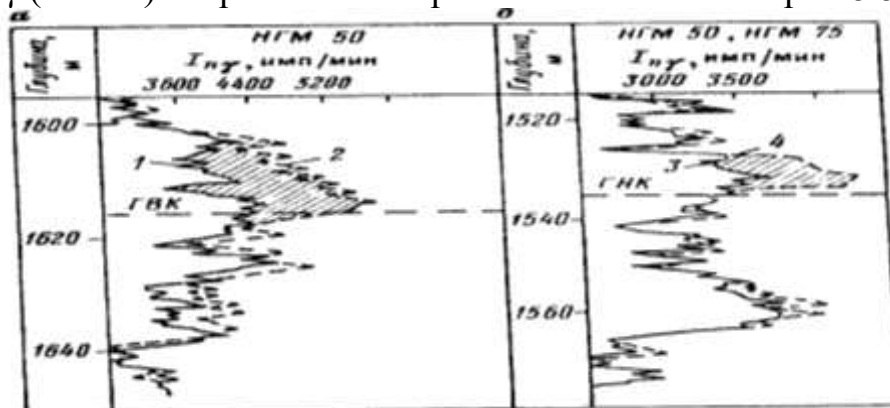


Рисунок 8.8 - Пример определения ГВК (а) и ГНК (б) по материалам повторных исследований НК в обсаженной скважине.

1,2-кривые НГК зарегистрированные до и после расформирования зоны в коллекторе с ГВК; 3,4- то же, в коллекторе с ГНК.

Скважинный прибор для нейтронного каротажа содержит нейтронный источник, индикатор гамма-излучения или плотности нейтронов и соответствующую электронную схему.

Нейтронным источником обычно служит смесь полония с порошкообразным бериллием; смесь помещена в запаянную стеклянную ампулу, которая защищена латунным кожухом. Нейтронный источник помещается в зондовом устройстве прибора. Предусматривается возможность установки нескольких различных длин зондов. Для защиты индикатора от прямого излучения источника в приборе и зондовом устройстве устанавливаются экраны, материалами для которых служат сталь, свинец, а при НК-Т и НК-Н также и водородосодержащие материалы. Сцинтилляционный (люминесцентный) счетчик состоит из фотоэлектродного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектродный умножитель подключен к измерительной схеме с регистрирующим прибором на ее выходе.

Аппаратура нейтронного каротажа состоит из скважинного прибора и наземной панели с источником питания.

В скважинном приборе размещаются индикатор гамма-излучения, схема усиления и формирования импульса и источник высокого напряжения для питания индикатора.

Сцинтилляционный (люминесцентный) счетчик состоит из фотоэлектродного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектродный умножитель подключен к измерительной схеме с регистрирующим прибором на ее выходе.

Аппаратура нейтронного каротажа состоит из скважинного прибора и наземной панели с источником питания.

В скважинном приборе размещаются индикатор гамма-излучения, схема усиления и формирования импульса и источник высокого напряжения для питания индикатора.

В качестве источника высокого напряжения обычно служит импульсный высоковольтный генератор. Передача импульсов на вход наземной панели и питание скважинного прибора осуществляется по одной и той же линии связи. Наземная панель содержит входной усилитель, дискриминатор, каскад для формирования импульсов, выходную ступень и интегрирующий контур.

Каскад для формирования импульса делает все импульсы одинаковыми по амплитуде и продолжительности. Выходная ступень передает эти импульсы на интегрирующий контур. Последний преобразует последовательность импульсов в ток, пропорциональный скорости счета. Сила этого тока записывается регистрирующим прибором на ленте, перемещающейся в соответствии с движением кабеля.

В наземной панели имеется калибратор – устройство, позволяющее подавать на вход наземной панели число импульсов с заданной скоростью счета. Калибратор используется для установления масштаба записи кривой.

Предусматривается возможность вести счет числа импульсов; для этого применяется электронная схема, на выходе которой устанавливается электромеханический счетчик.

Скважинные приборы снабжены прижимным устройством и специальными экранами. Система пружинных рессор или шарнирно соединительных рычагов прижимает прибор стороной, на которой расположены источник и индикатор, к стенке скважины; с противоположной стороны в приборе помещены экраны, защищающие индикатор от гамма-излучения, рассеянного буровым раствором. Применяются также экраны с каналами (коллиматоры), направляющими рассеянное породой излучение на индикатор.

Нейтронные методы исследования скважин основаны на различной способности горных пород рассеивать и поглощать нейтроны. Нейтроны высоких энергий по выходе из источника замедляются до тепловых. Наиболее интенсивный замедлитель в породах – водород. Медленные или тепловые нейтроны характеризуются большой вероятностью захвата их ядрами атомов элементов той среды, в которой происходит замедление. В породах типичного осадочного комплекса наиболее вероятной реакцией при захвате нейтрона является $n\gamma$ – реакция радиационного захвата.

В результате реакции радиационного захвата возникает радиационное γ – излучение, которое является измеряемым параметром в нейтронном гамма – методе (первая модификация). Во второй модификации нейтронных методов измеряется плотность нейтронов в некотором удалении от источника.

Нейтронные свойства пород характеризуются длиной замедления и длиной диффузии. Длина замедления уменьшается с увеличением суммарного водородосодержания среды. Наименьшие длины замедления наблюдаются в породах с большим водородосодержанием. Диффузионная длина убывает с увеличением водородосодержания и содержания в породах элементов с аномально высокими ядерными сечениями захвата. В осадочных породах и

пластовых водах наиболее распространенным из этих элементов является хлор. Длина замедления и диффузионная длина зависят также от минерального и химического состава скелета породы.

Плотность тепловых нейтронов по мере удаления от источника нейтронов в однородных средах с разным водородосодержанием снижается по разным законам. В среде с высоким водородосодержанием, где малы длина замедления и диффузионная длина, плотность тепловых нейтронов на малых расстояниях значительна и быстро убывает по мере удаления от источника. В среде с меньшим водородосодержанием плотность тепловых нейтронов вблизи источника меньше и снижается с удалением от него медленнее, чем в первом случае.

Область пересечения кривых, выражающих указанные зависимости, именуется областью инверсионных зондов и соответствует длинам зондов 15 – 30 см. при длинах нейтронных зондов, больших инверсионных, плотность тепловых нейтронов в среде, окружающей индикатор, убывает с увеличением водородосодержания. Такие зонды используются на практике. Зонды НГК чаще всего имеют размер 60см, ННК – Т – 40 – 50см. При изучении декремента затухания плотности тепловых нейтронов используются два или несколько зондов, имеющих разные размеры.

Водородосодержание осадочных горных пород

В осадочных горных породах, поры которых насыщены водой или водой, нефтью и газом, общее содержание водорода оценивается водородным индексом, который равен отношению объёмной концентрации атома водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. В горных породах эту величину именуют эквивалентной влажностью ω . Таким образом, водородный индекс для пресной воды $\omega_v = 1$. Объёмная атомная концентрация водорода в нефти близка к характеристике воды. Поэтому эквивалентная влажность нефти $\omega_n \approx \omega_v = 1$.

Водородный индекс чистых, не содержащих химически связанной воды пород, насыщенных водой или нефтью с водой,

$$\omega_{nn} \approx \omega_{vn} = k_n \omega_v = k_n. \quad (8.2)$$

Поэтому водородный индекс (эквивалентная влажность) чистых пород численно равен их пористости.

Для газонасыщенных пород

$$\omega_{gn} = k_n (k_v \omega_v + k_n \omega_n + k_g \omega_g) = k_n (1 - k_g) + k_n k_g \omega_g \quad (8.3)$$

Поскольку за счёт низкой плотности газа по сравнению с водой и нефтью $\omega_g < \omega_n \approx \omega_v$, эквивалентная влажность газонасыщенных коллекторов меньше, чем водо- и нефтенасыщенных.

В глинистых коллекторах, скелет которых содержит кристаллизационную $\omega_{св}$ (химически связанную) воду

$$\omega_{nn} \approx \omega_{vn} = k_n + k_{гл} \omega_{св}. \quad (8.4)$$

К таким же породам относится гипс.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

1. Интервалы перфорации
2. Интервалы продуктивных пластов
3. ВНК

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис.8.9. В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине 1618м. На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около 250кг/м³, различие в показаниях НГМ между нефтеносной и водоносной частями пласта составляет около 10%. Для увеличения эффекта применяют комплексное измерение, включающее одновременную регистрацию НГМ и ННМ. На кривых импульсных методов расхождения в показаниях более значительны смотри рис.8.9. Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис.8.7. Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное

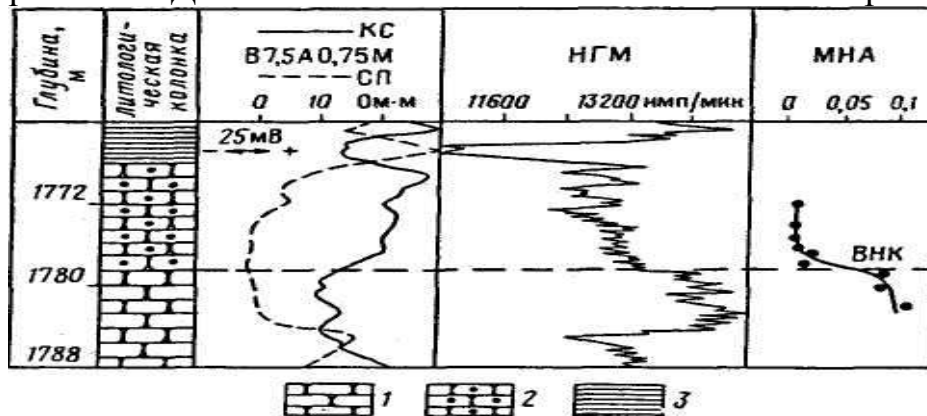


Рисунок 8.9 - Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору.

1 — водоносный песчаник; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — глина

измерение, включающее регистрацию НГМ и НА. Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778.5м. В водоносной части пласта число активированных ядер натрия и хлора значительно больше, чем в нефтеносной, поэтому водоносные породы отмечаются более высокой интенсивностью активации, чем нефтеносные, поэтому на диаграмме ВНК отбивается на глубине 1778,5м

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 скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
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. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Иследуемые интервалы	выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами ГИС можно определить характер насыщения пласта-коллектора?
2. Для чего необходимо проследить положение текущего ВНК?
3. По данным каких методов ГИС определяют первоначальный ВНК?

По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет. В отчете указываются глубины положения начальных и текущих контактов. Проводится объяснение полученных данных.

Лабораторная работа № 9

Тема: Определение работающих интервалов

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. Для этого следует ознакомиться с основными принципами устройства и действия электротермометра

Теоретическое обоснование:

Пороговая чувствительность термодобитомера выше пороговой чувствительности механического расходомера. В частности, термодобитомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении нефти в воду. При небольшой величине зумпфа или когда зумпф в скважине заполнен осадком, выделение нижней границы притока затруднено, так как переход прибора из осадка в воду и отрыв прибора от забоя отражаются на термодобитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину. Для выявления отдающих (поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходомерии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине.

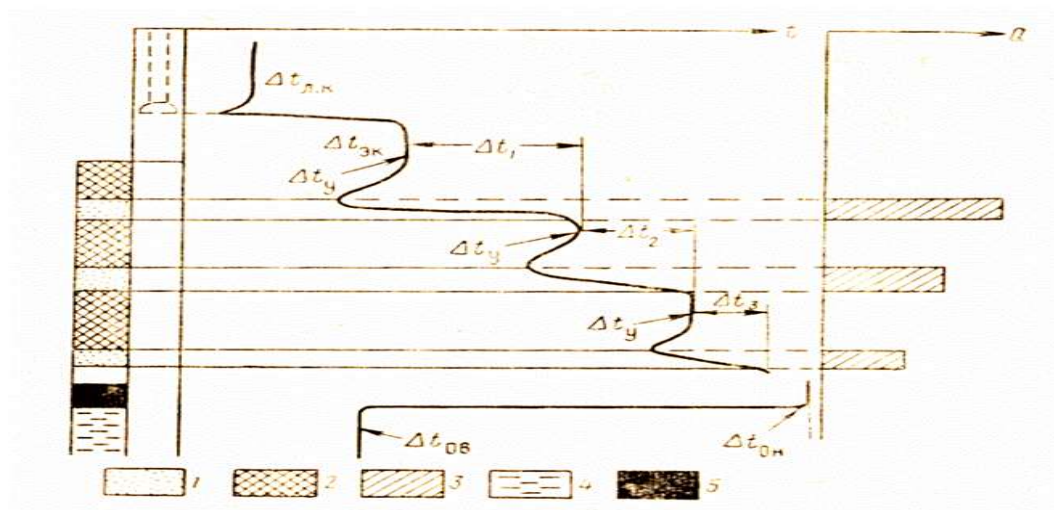


Рисунок 9.1 - Пример выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодобитомера.

1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3- профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть.

Оптимальное время остановки скважины выбирается на основании опыта работ на месторождении по исследованию стабилизации температуры в кровле (для эксплуатационной скважины) или подошве (для нагнетательной скважины) перфорированного интервала. При отсутствии таких сведений измерения проводятся через сутки после остановки скважины. Записывается основная и контрольная термограммы. Исследуются интервал перфорации, ближайшие неперфорированные пласты и примыкающие к ним перемычки. Следует отметить, что интервалы приемистости на термограммах действующих нагнетательных скважин отмечаются лишь в благоприятных случаях (высокая удельная приемистость интервала на фоне низкой суммарной приемистости скважины, небольшое время работы скважины, интервалы приемистости расположены на достаточно большом удалении друг от друга). Поэтому исследования в действующих нагнетательных скважинах проводятся в основном для выделения нижней границы интервала приемистости и установления затрубной циркуляции в нижележащий пласт, не вскрытый перфорацией. При выявлении отдающих пластов в эксплуатационной и пластов, поглощающих воду, в нагнетательной скважине геотерма сопоставляется с термограммой, записанной в остановленной скважине, находящейся в режиме теплового равновесия. Совмещение температурных кривых производится в интервалах неискаженного естественного теплового поля в зумпфе скважины.

Порядок выполнения работы

Задание по лабораторной работе

Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме:

1. Интервалы перфорации
2. Работающие интервалы перфорации

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения работ

Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке: По данным промыслово-геофизических методов устанавливаются границы перфорированных пластов и пластов-коллекторов ниже интервала перфорации. Отмечаются интервалы перфорации. По термограмме определяются границы притока флюида из верхних перфорированных пластов и места негерметичности колонны выше интервала перфорации, руководствуясь следующими соображениями:

- интервалы поступления флюида из пластов характеризуются резко увеличенным значением градиента температур (угла наклона термограммы к оси глубин) по сравнению с перемычками, что обусловлено калориметрическим смешиванием притекающего из пласта флюида с восходящим потоком;
- градиент температур в перемычках между пластами в зависимости от дебита и длительности работы скважины может быть равным нулю, постоянным или слабо меняться с глубиной, а в интервалах неоднородных пластов он может существенно меняться с глубиной и в отдельных пропластках уменьшаться до нуля (в однородных пластах градиент температуры постоянен).

Поэтому границы притока флюида из верхних перфорированных пластов устанавливаются по точкам перегиба термограммы, соответствующим переходу от слабоменяющегося (в перемычках) к резкоменяющемуся участку градиента температур (в неоднородном пласте) и к участку большого градиента (в однородных пластах). Аналогично устанавливается и верхняя граница притока из нижнего перфорированного пласта. Выделение притока в подошве нижнего перфорированного пласта в общем случае представляет собой сложную задачу, решаемую лишь при комплексной интерпретации данных термометрии и методов, предназначенных для исследования дебита и состава смеси в стволе скважины. При обработке термограммы против нижнего перфорированного пласта по резкому приращению температуры устанавливается подошва отдающего интервала, соответствующая нижней границе притока в полностью вскрытом пласте. Положительная величина приращения температуры в подошве нижнего отдающего интервала указывает на дросселирование по пласту жидкости (нефти или воды), отрицательная ? на дросселирование газа или на прорыв закачиваемых вод с температурой ниже пластовой. При наличии затрубной циркуляции, а также в случае поступления флюида в скважину из мест негерметичности колонны, расположенных ниже интервала перфорации, дроссельный эффект в подошве нижнего перфорированного пласта может и не проявляться на термограмме. В этом случае границы притока из перфорированного нижнего пласта устанавливаются так же, как и для верхних пластов. При выделении интервалов притока в нижнем перфорированном пласте следует помнить, что в неполностью вскрытом пласте на термограмме подошва

отдающего интервала может не соответствовать нижней границе притока. Как правило, величина приращения температуры ΔT в отдающем интервале, не вскрытом перфорацией, ниже по сравнению с ΔT в интервале притока, а термограмма в подошве нижнего перфорированного пласта в этом случае имеет характерный вид «ступеньки». Обработка термограмм, записанных в действующей нагнетательной скважине, в основном сводится к определению нижней границы интервала приемистости скважины по резкому приращению температуры в подошве нижнего принимающего пласта. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды в нижележащие пласты, либо на негерметичность колонны ниже интервала перфорации. На практике задача выделения интервалов притока(поглощения) решается комплексным методом. В эксплуатационной скважине для решения этой задачи используются и данные методов исследования состава смеси в стволе скважины.

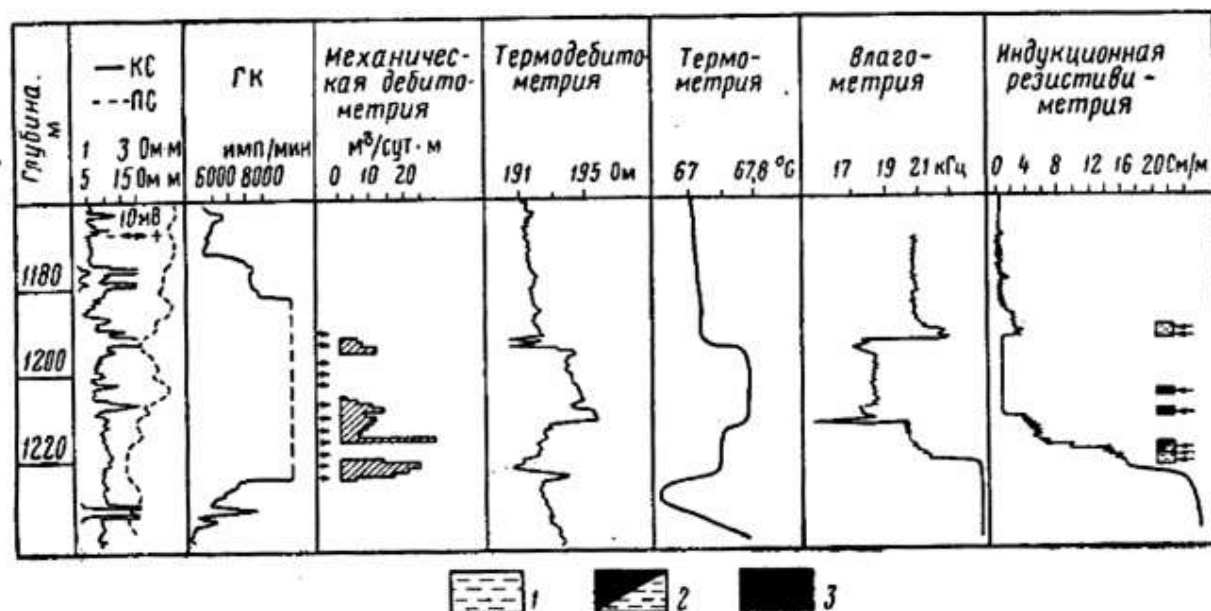


Рисунок 9.2 - Пример Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного дебитометров и данных высокочувствительной термометрии.

I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитометром типа СТД; *II* – то же, механическим дебитометром; *III*, *IV* – термограммы, полученные в работающей и отсановленной скважине.

1 – нефть; *2* – нефть с водой; *3* – вода; *4* – интервал перфорации.

На рисунке 9.2 приведен пример выделения интервалов пласта, отдающих нефть и воду, с помощью высокочувствительной термометрии с использованием дроссельного эффекта. Скважина давала нефть с 30% воды на поверхности. Пласт перфорирован в интервале 2098-2109 м. С целью выявления мест притока нефти и воды выполнено два замера термометром: в работающей скважине проявляются как дроссельный, так и калориметрический эффекты. В

остановленной скважине калориметрический эффект через некоторое время исчезает, поэтому на кривой термометрии выявляются интервалы 2098-2103 и 2105,5-2108 м., связанные с проявлением дроссельного эффекта. Аномалия против верхнего интервала значительно больше, чем против нижнего. Величина дроссельного эффекта для нефти почти в 2 раза больше, чем для воды, – нижний интервал дает воду, верхний – нефть. Исследования в действующих скважинах проводятся лишь при установившемся режиме работы скважины и надлежащем техническом ее состоянии (отсутствие затрубной циркуляции между пластами и притоков флюида вне интервалов перфорации). Для более точной интерпретации дебитограмм и расходограмм необходимо иметь точные сведения о типе флюида в исследуемом интервале скважины, получаемые, например, резистивиметром, влагомером, плотномером, а также о дебите и составе жидкости, полученные путем замера на устье скважины.

По данным исследования строятся графики зависимостей дебитов (расходов) для каждого пласта от забойного давления. Эти графики называются индикаторными диаграммами. По оси абсцисс откладывают дебиты, по оси ординат – забойное давление. Путем экстраполяции индикаторных линий каждого пласта до нулевого дебита определяются давления для каждого 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 принципа действия скважинного прибора;
3. Краткое описание принципа определения характера насыщения;
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. По результатам самостоятельных определений положений текущих контактов составляется краткий отчет.

Контрольные вопросы

1. Как на диаграмме отбиваются работающие интервалы?
2. Какими методами ГИС-контроля можно определить работающие интервалы?
3. Какими методами ГИС-контроля можно определить состав притока?

Тема : Определение состава притока по данным ГИС-контроля

Цель

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

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 плотностнометры. 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 пакеровки, 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.

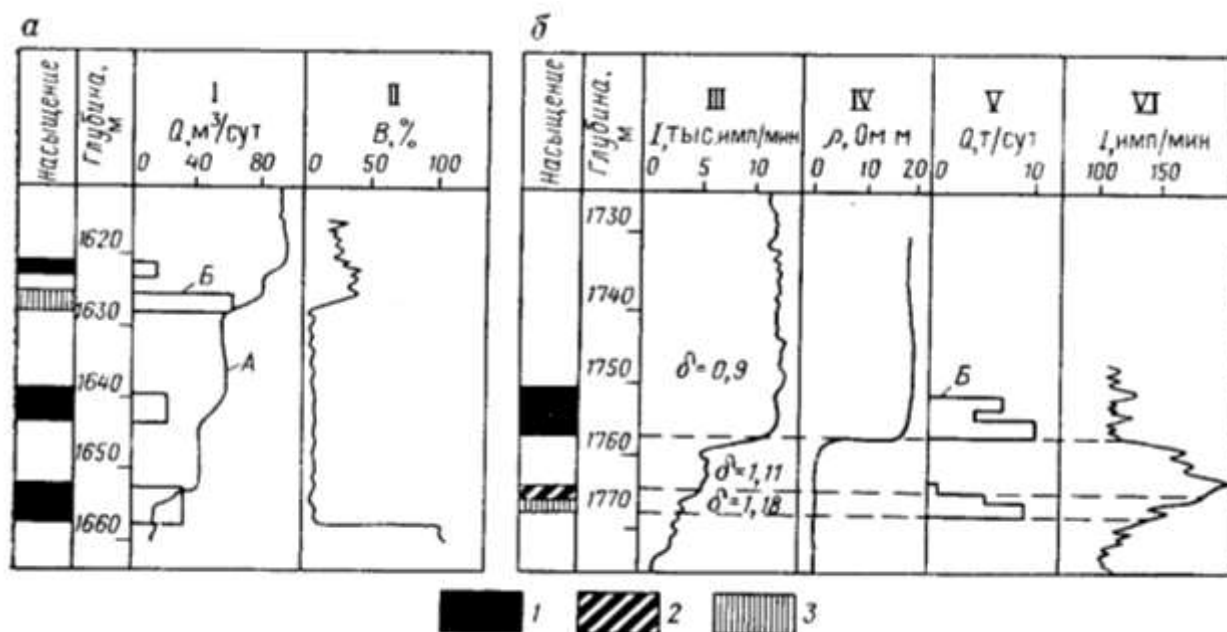


Рисунок 10.1 Исследование эксплуатационных скважин дебитометрами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотномером (б).

1, V – дебитограммы: А – интегральная, Б – дифференциальная; диаграммы: 11- влагомера, 111-гамма-плотномера, 1V- резистивиметра, V1- метода наведённой активности кислорода; интервалы, отдающие: 1-нефть, 2-нефть с водой, 3-воду.

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.10.1,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).

На рис.10.1,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 $Q_в$ воды и $Q_н$ 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

$$Q_2 B_2 = Q_1 B_1 + B (Q_2 - Q_1) \quad (10.1)$$

Отсюда доля воды в продукции данного интервала

$$B = \frac{Q_2 B_2 - Q_1 B_1}{Q_2 - Q_1} \quad (10.2)$$

Объём воды, отдаваемой им

$$Q_B = B(Q_2 - Q_1) = Q_2 B_2 - Q_1 B_1, \quad (10.3)$$

а объём нефти

$$Q_H = (1 - B)(Q_2 - Q_1) = (Q_2 - Q_1) - Q_B \quad (10.4)$$

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.

10.1 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.

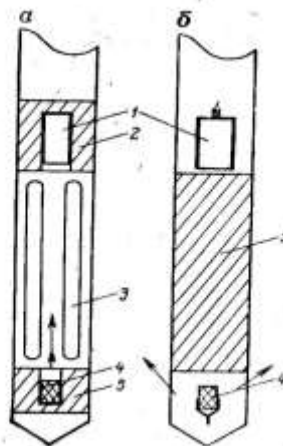


Рисунок 10.2 - Схема конструкции зондовой части гамма-плотногомера

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

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 1г/см³. Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотногограммы 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:

$$C_v = \frac{\rho_{см} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n} \cdot 100; C_n = (100 - C_v) \text{ или с помощью номограммы (10.4)}$$

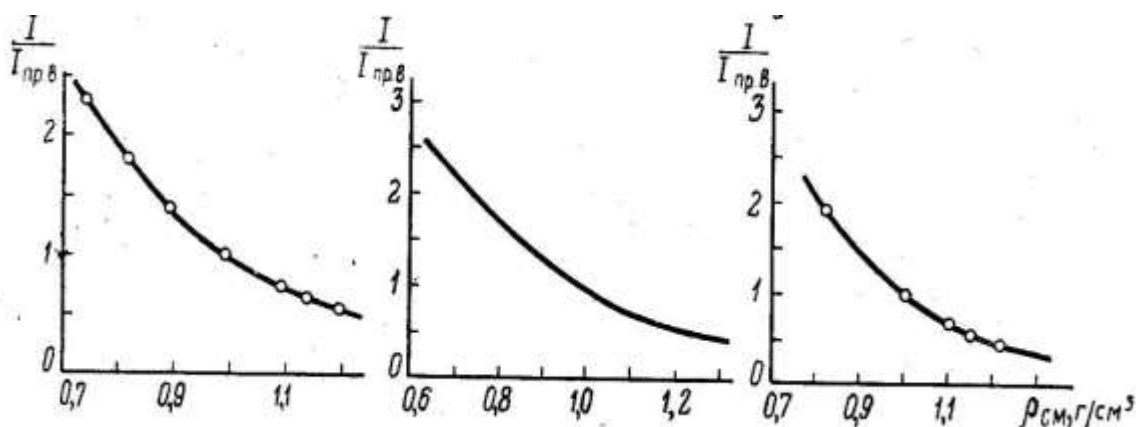


Рисунок 10.3 - Градуировочные зависимости показаний гамма-плотногомера от плотности среды а – в – приборы ГПП-1М, ГПП-2, ГПП-3

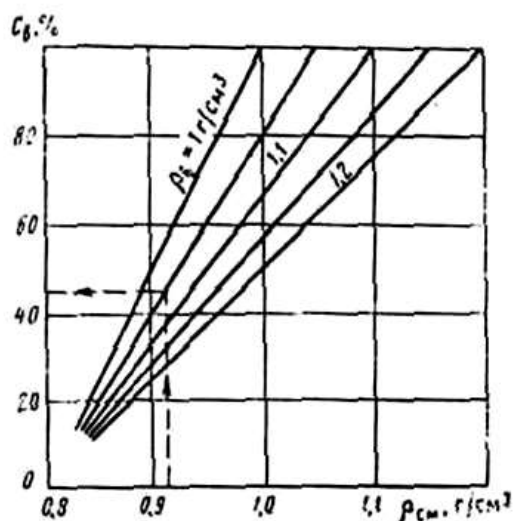


Рисунок 10.4 – Номограмма для определения содержания воды C_v и нефти C_n в продукции скважины

10.2 Диэлькометрическая влагометрия

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

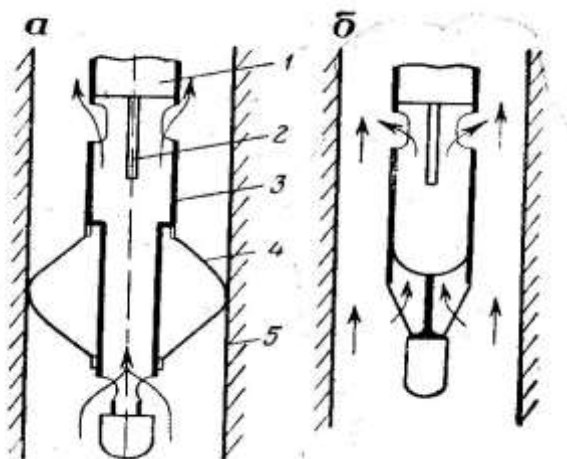


Рисунок 10.5 - Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров.

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

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.

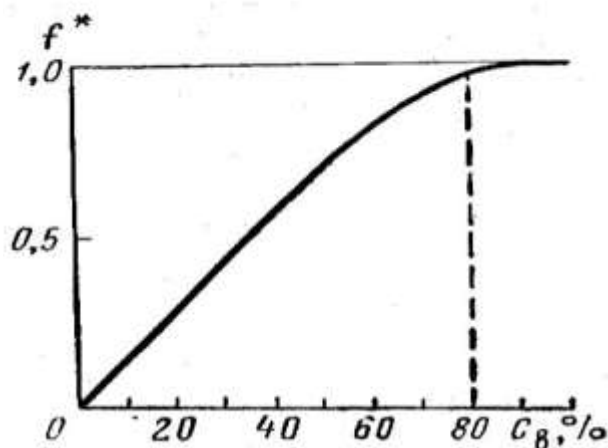


Рисунок 10.6 Пример градуировочной зависимости влагомера

Где : f^* - относительный разностный параметр метода; f_n – проницаемость чистой нефти; f_v – проницаемость чистой воды; f – проницаемость водонефтяной смеси с различным содержанием воды G_8

$$f^* = \frac{f_n}{f_v - f_n} \quad (10.5)$$

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.

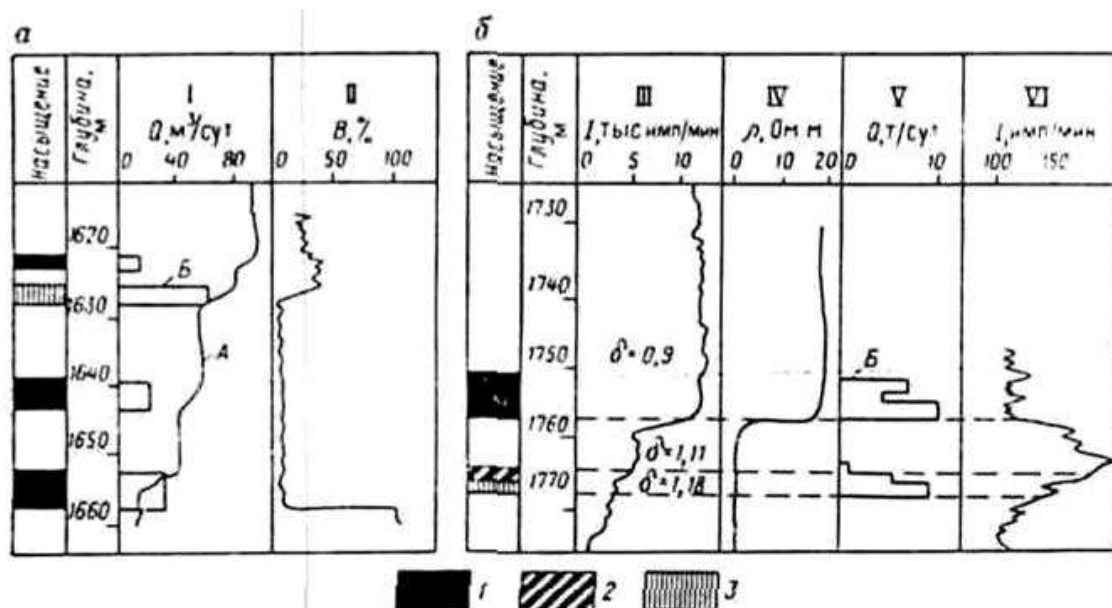


Рисунок 10.7 - Исследование эксплуатационных скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотностномером (б).

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

10.3 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 и одноэлектродный на постоянном токе. 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.

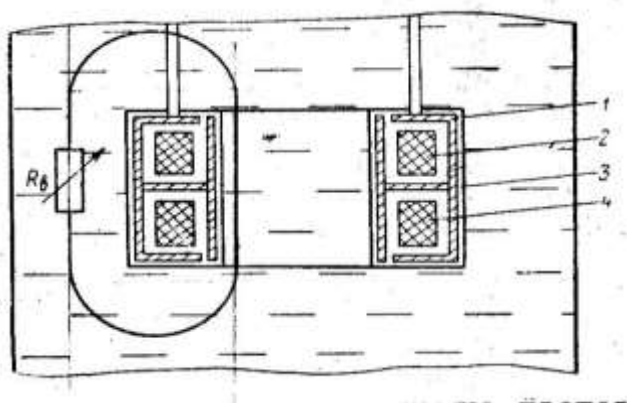


Рисунок 10.8 - Схема датчика индукционного резистивиметра

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

Границы однородных сред с различной удельной проводимостью фиксируются резко различными показаниями прибора. На границе неподвижной высокоминерализованной воды $Sv2$ с водой меньшей минерализации $Sv1$

отмечается переходная зона значений удельной проводимости, образующаяся в результате 87

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_v (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_n .

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.);

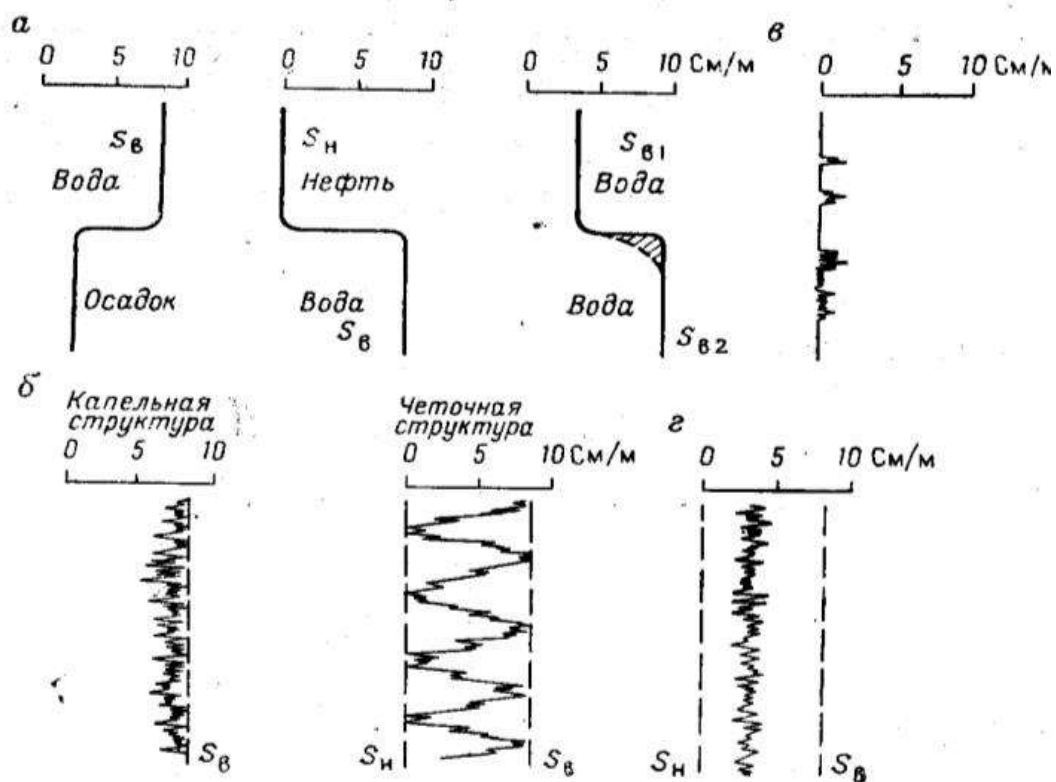


Рисунок 10.9 - Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра
 $S_в, S_н$ – электропроводность воды и нефти.

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

Пример использования данных индукционной резистивиметрии приведён на рисунке.

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

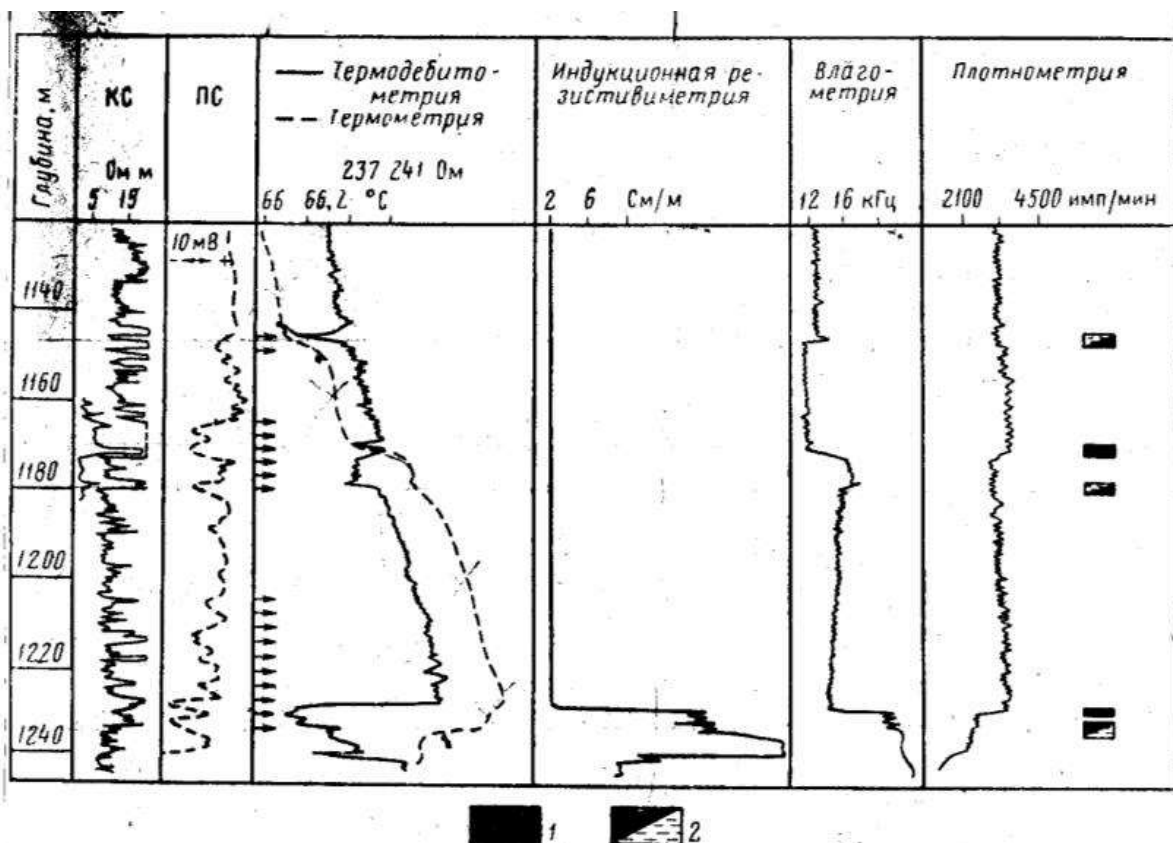
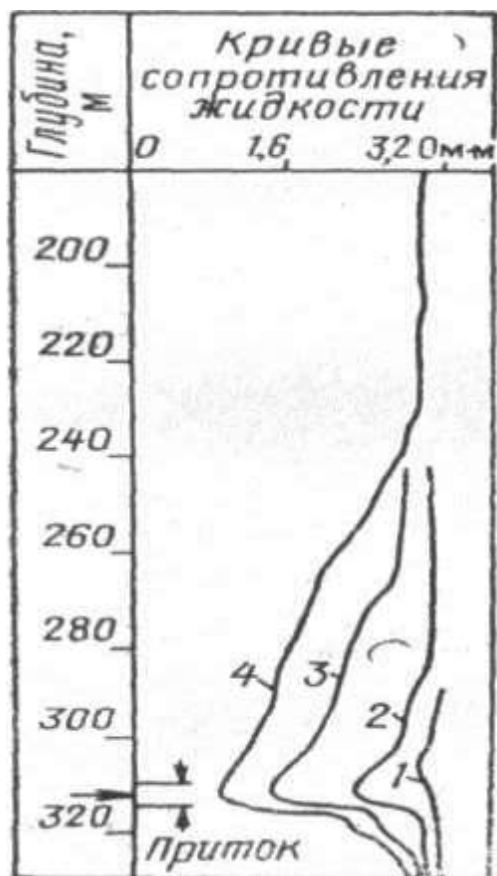


Рисунок 10.10 - Пример комплексного использования данных индукционной резистивиметрии и других ПГМ для выявления интервалов поступления воды (2) и нефти (1) в скважину.

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.



Определение места притока в скважину пластовых вод.

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

Лабораторная работа № 11

Тема : Определение дебита притока по данным ГИС-контроля

Цель

- 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.

Формирование компетенций:

Профессиональные ПК-3.

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 - расходометрия 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 11.1). 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.

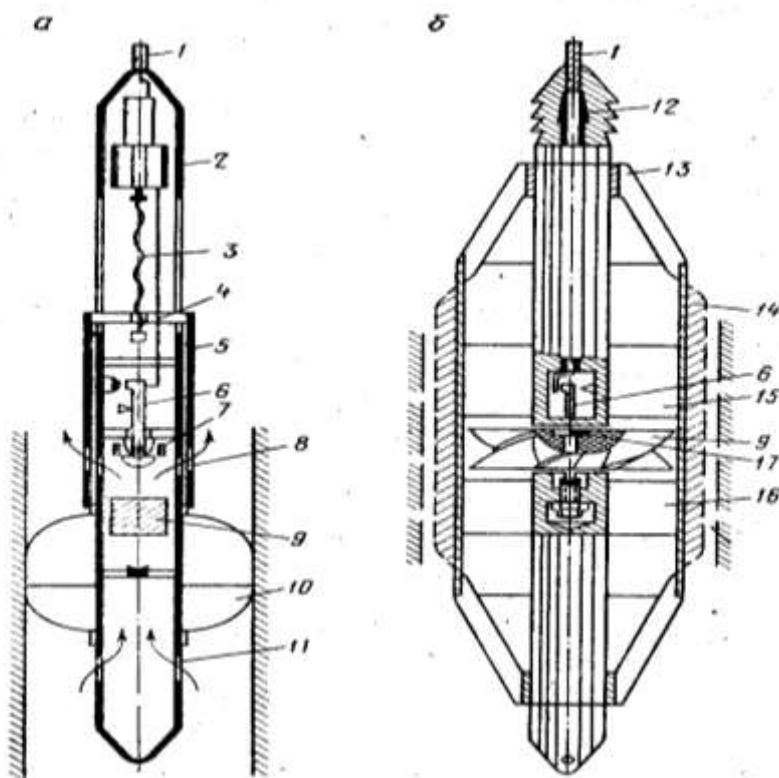


Рисунок 11.1- Схемы механических дебитомеров (расходомеров) с пакером (а) и без пакера (б)

Термокондуктивные расходомеры

Термокондуктивные расходомеры 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.

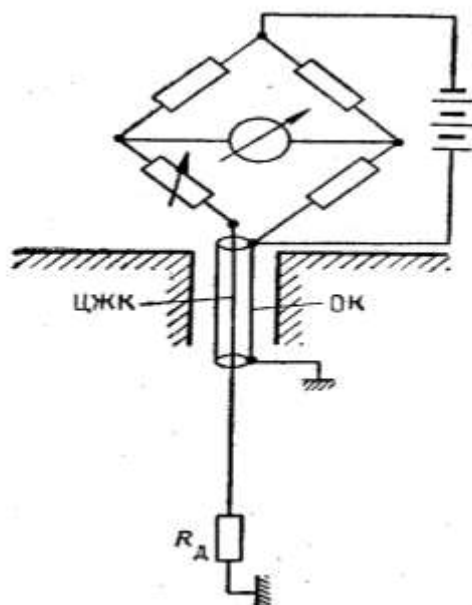


Рисунок 11.2 - Электрическая схема скважинная схема скважинного дебитомера – расходомерв типа СТД

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

Прибор СТД-2 используется для исследования фонтанирующих и нагнетательных скважин, СТД-4 – скважин, эксплуатирующихся при помощи штанговых насосов. В приборах типа СТД изменение активного сопротивления датчика R_d измеряется по мостовой схеме. Приборы типа СТД 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 СТД-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 СТД 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. 11.3). 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. 11.3). 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.

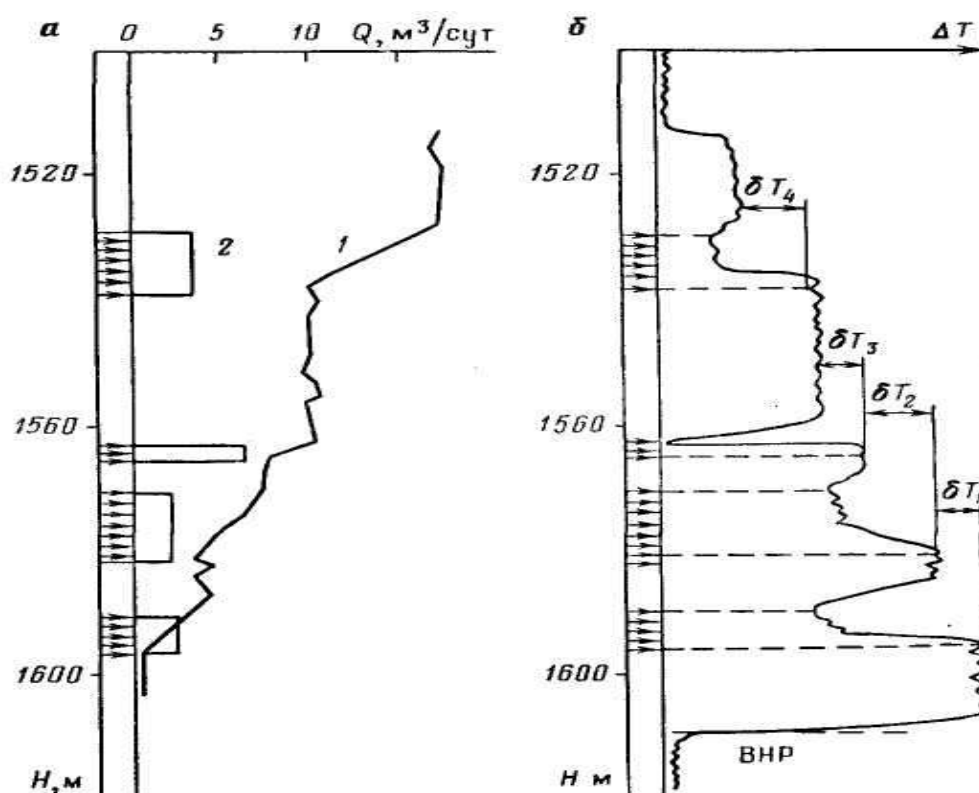
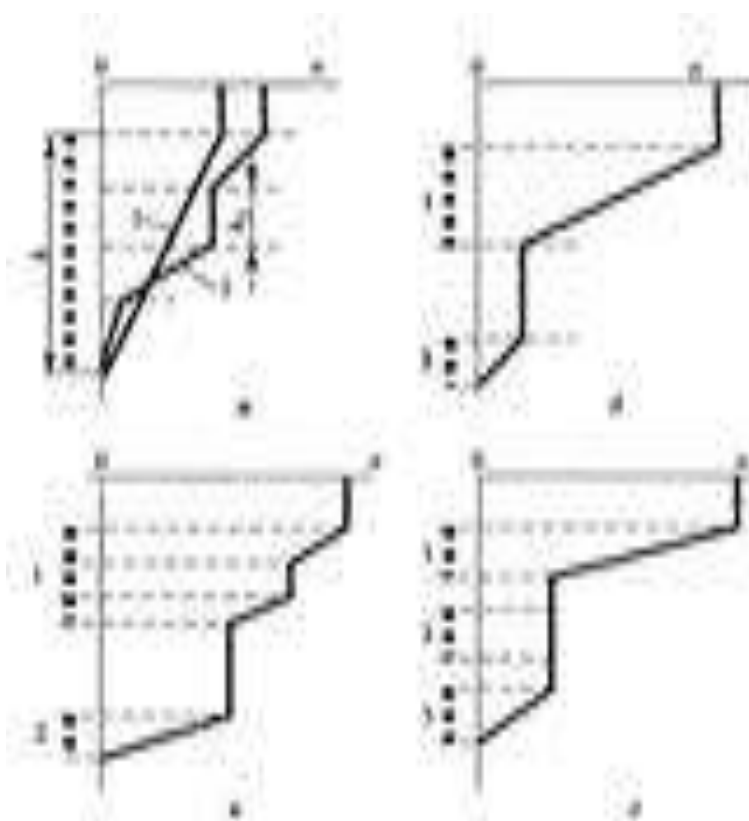


Рисунок 11.3 - Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (СТД) (б) дебитомерами.

Дебитограммы: 1 — интегральная; 2 — дифференциальная

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 дебитометром (рис. 11.3). 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 дебитометра-расходомера;
3. Краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитометра-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 №12

Тема: Изучение устройства и принципа работы приборов серии ЭМДС

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. 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 12. 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).

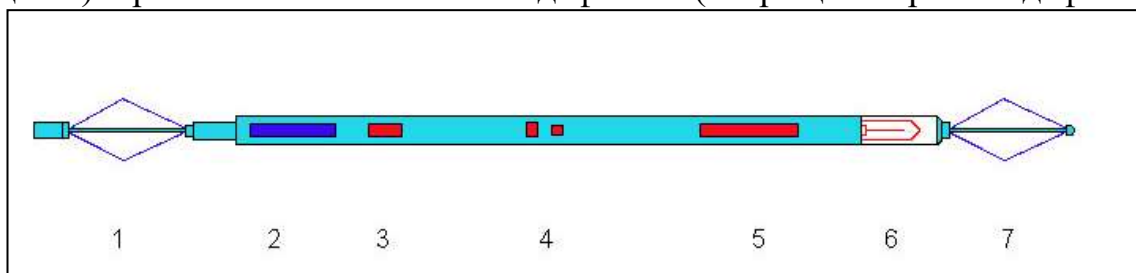


Рисунок 12.1 – Схема расположения зондов малогабаритного электромагнитного дефектоскопа ряда ЭМДС-ТМ-42: 1 – верхний центратор; 2 – блок гамма,; 3 – короткий осевой зонд С; 4 – поперечные зонды В и ВВ; 5 – длинный осевой зонд А; 6 – термометр; 7 – нижний центратор

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:

7. Интервала перфорации
8. Локальных дефектов
9. 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.12. 2).

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. 12.3).

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. 12.4).

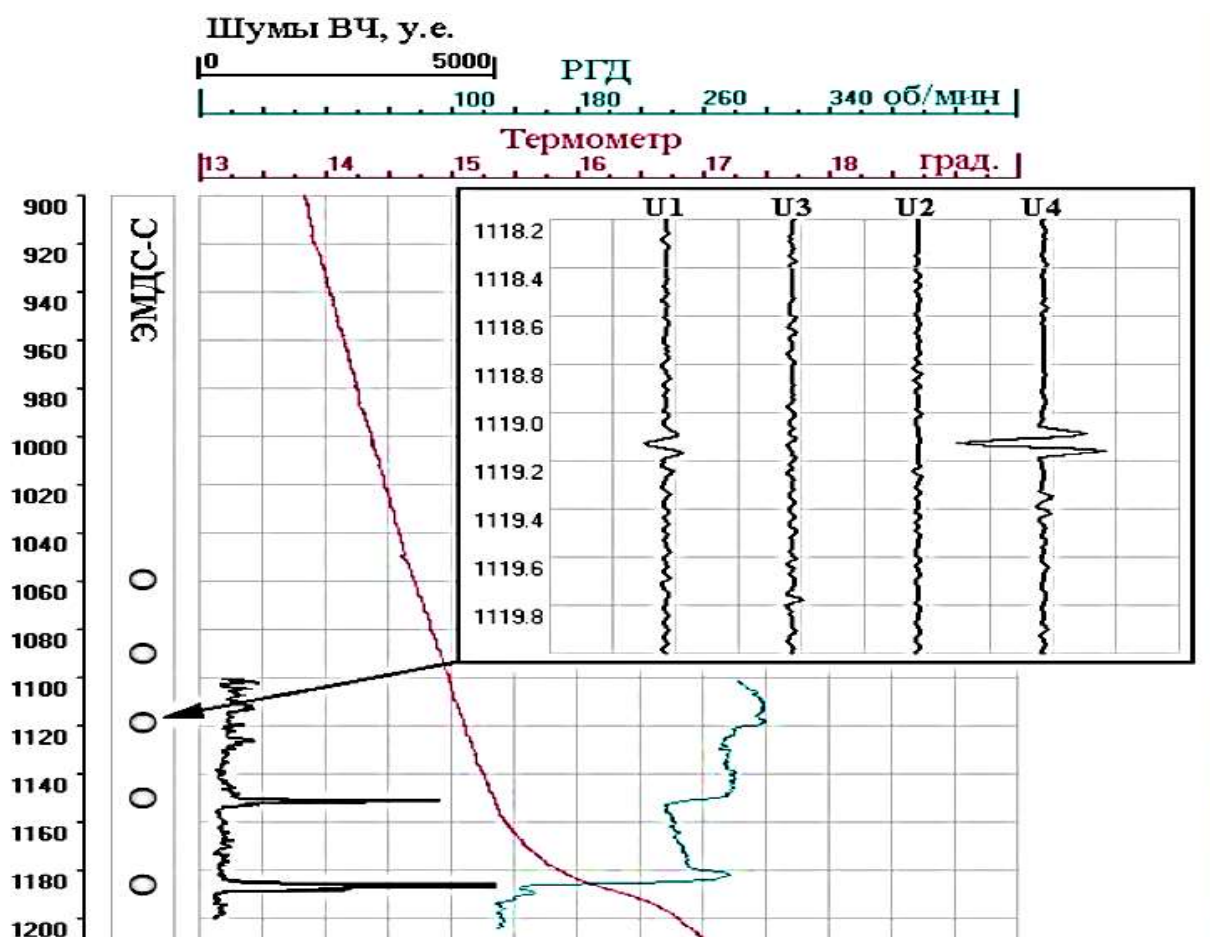


Рисунок 12.2 – Выделение локальных дефектов

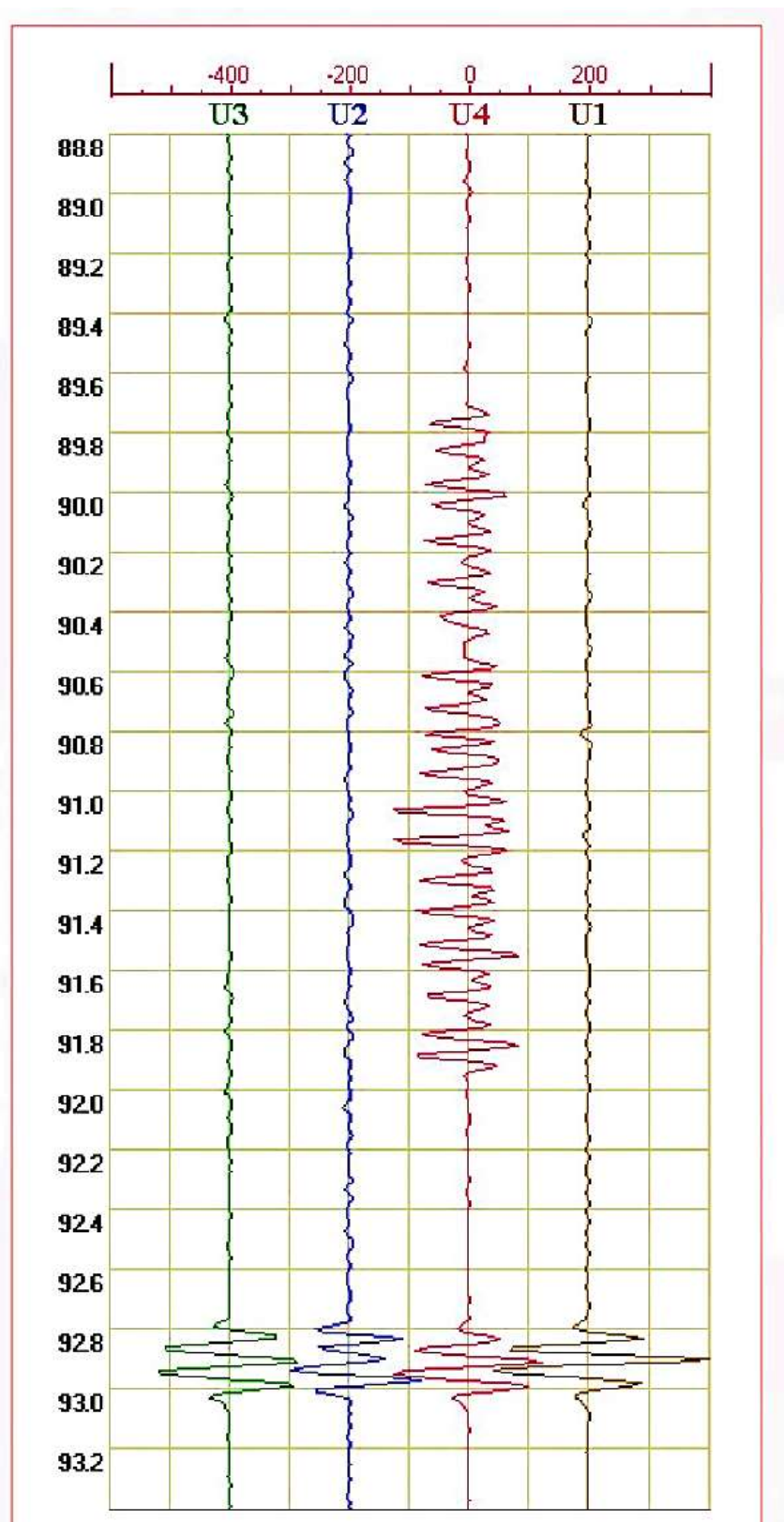


Рисунок 12.3 – Выделение перфорационных отверстий

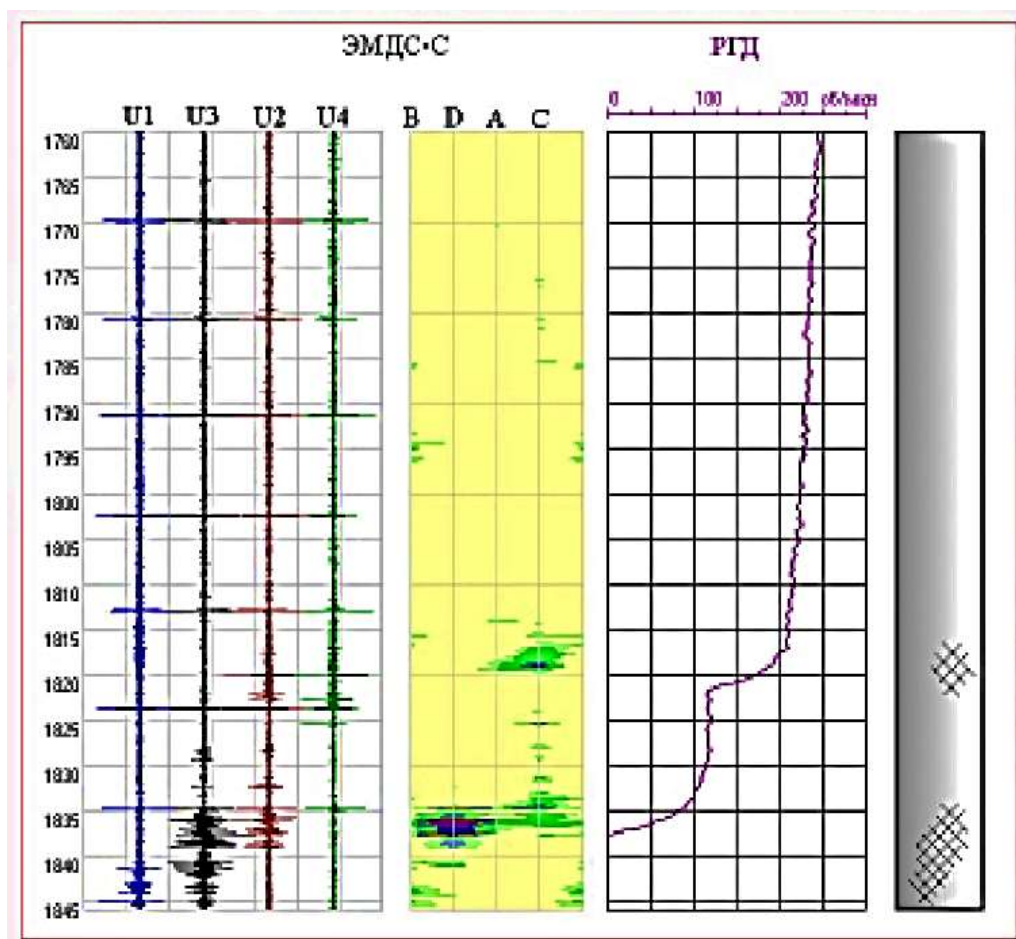


Рисунок 12.4 – Выделение участков площадной коррозии

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 № 13

Тема: Изучение устройства и принципа работы ТК ГАК

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. 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. 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 13.1 – Внешний вид прибора ВИ4006



Рисунок 13.2 – Внешний вид прибора ВИ4006А

ВИ4006 (рис. 13.1) рассчитан на работу с использованием одножильного бронированного кабеля.

ВИ4006А (рис. 13.2) – 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 13.3 - Схема прибора трехкомпонентного геоакустического каротажа

Таблица 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.

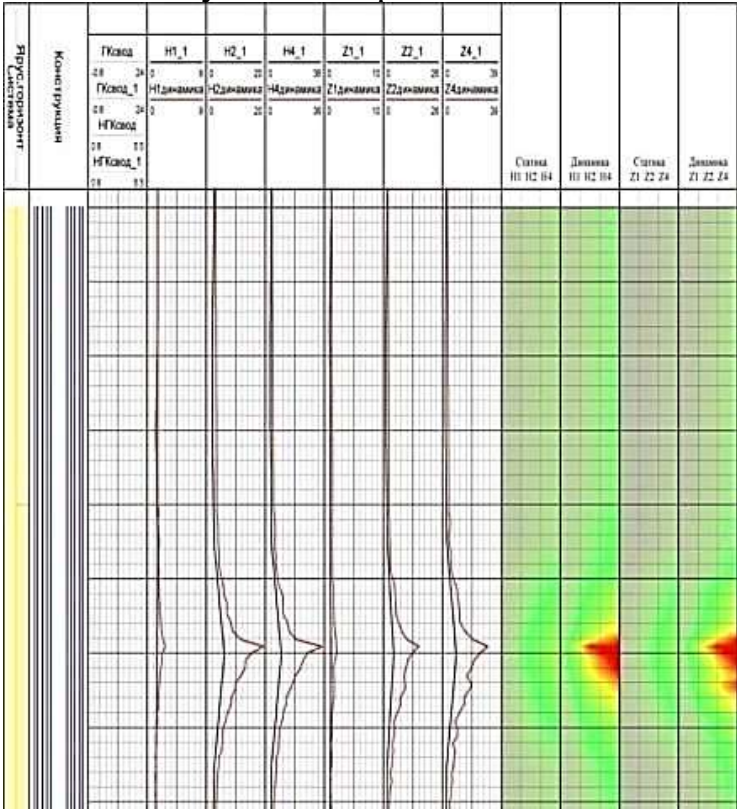


Рисунок 13.4 – Определение негерметичности методом ТК ГАК

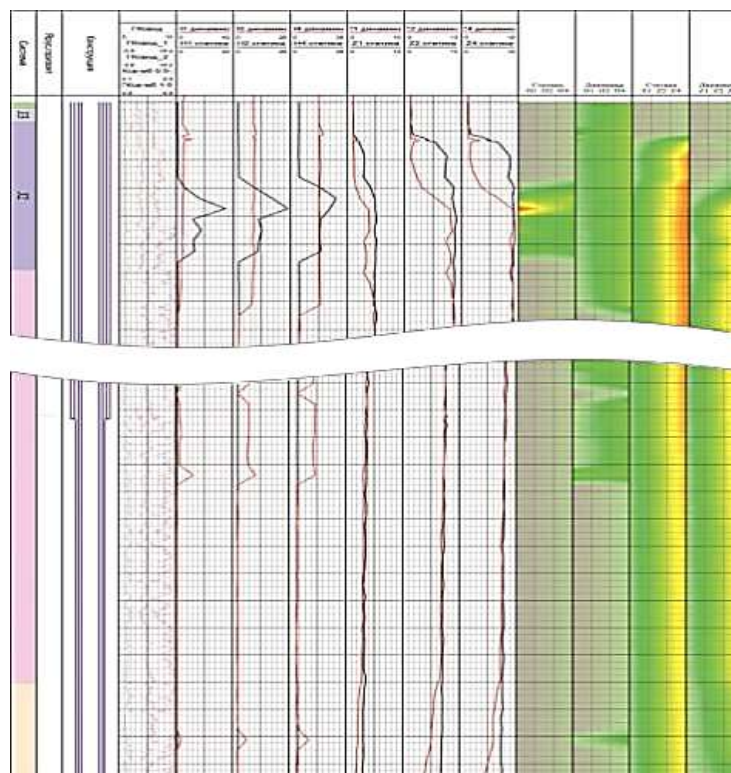


Рисунок 13.5 – Определение межпластового перетока методом ТК ГАК

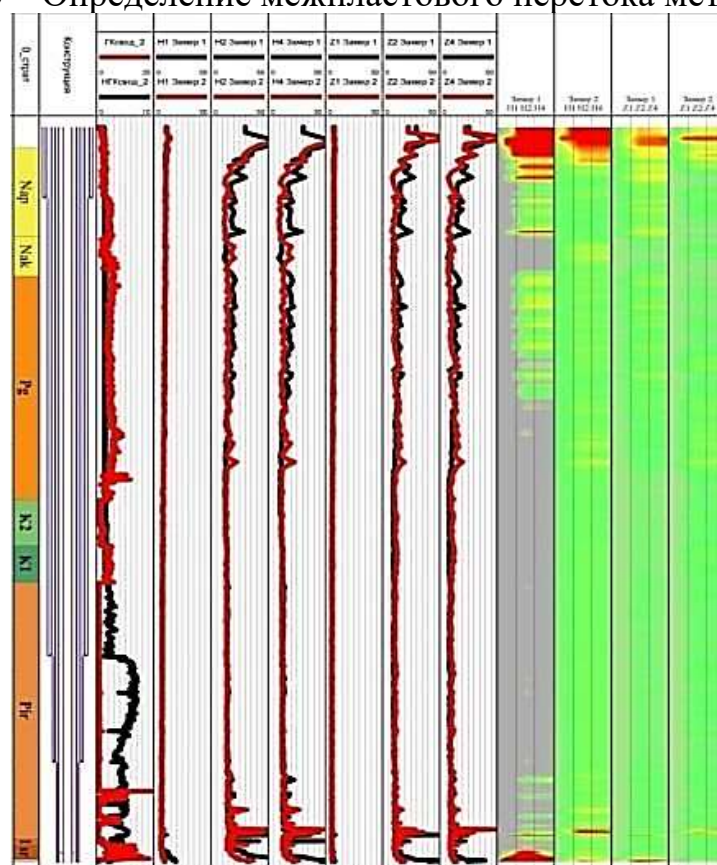


Рисунок 13.7 – Определение источника МКД методом ТК ГАК

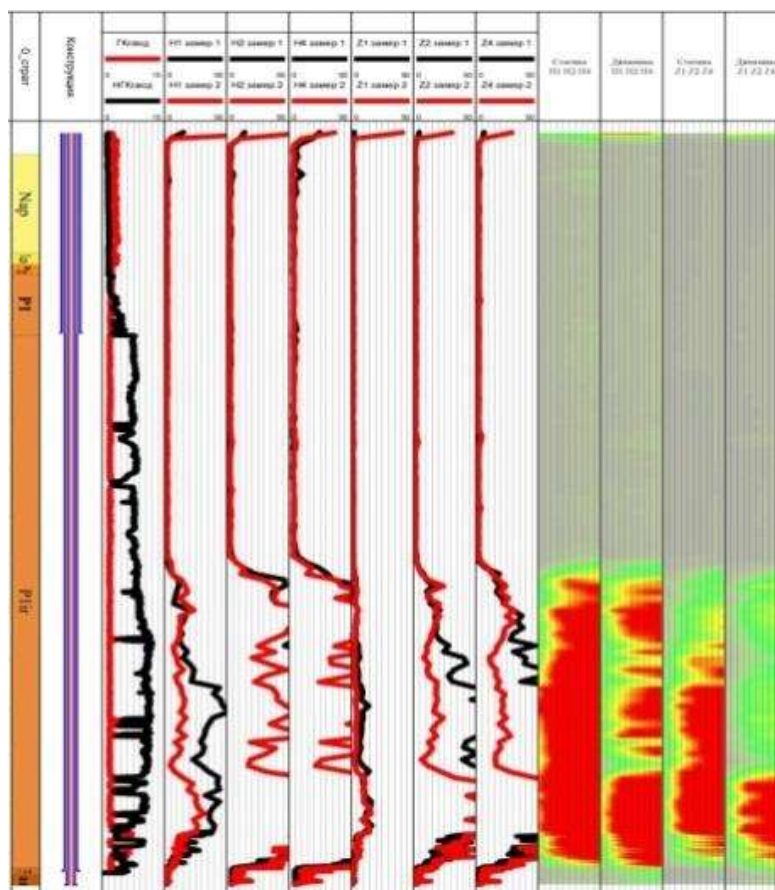


Рисунок 13.6 – Определение заколонного скопления УВ методом ТК ГАК

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 №14

Тема: Изучение устройства и принципа работы прибора МИД-К

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. 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. 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 14.1 – 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. целевой), 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.

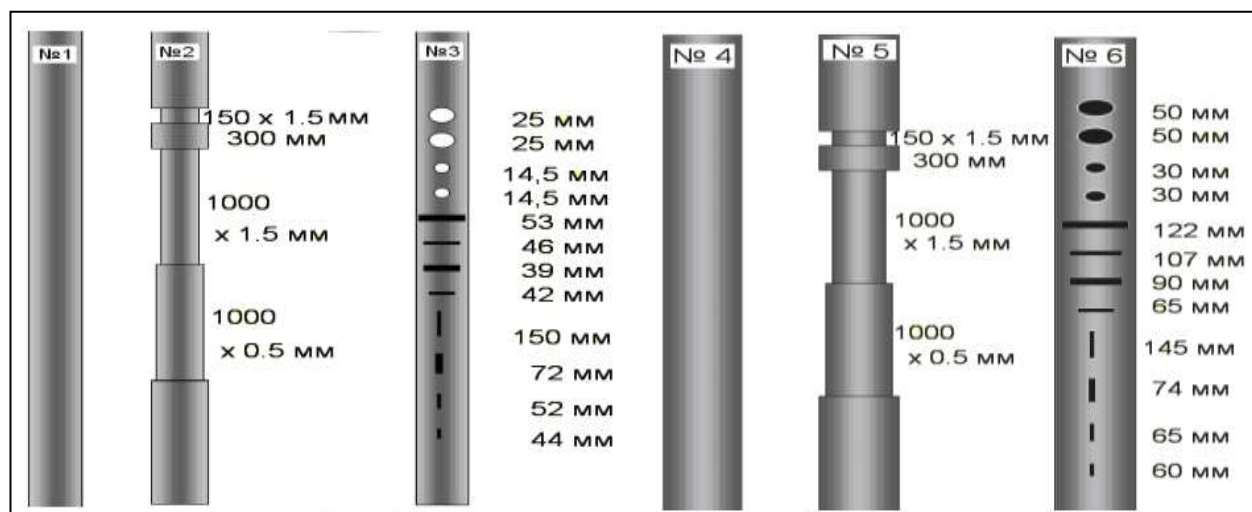


Рисунок 14.2 – Модели диаметром 73 мм и 139,7 мм

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 колонна), 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 14.3 и 14.4 приведены примеры выявления дефектов в НКТ и эксплуатационной колонне. Отверстия и горизонтальные трещины регистрируются поперечными зондами. Продольные трещины выявляются продольным зондом.

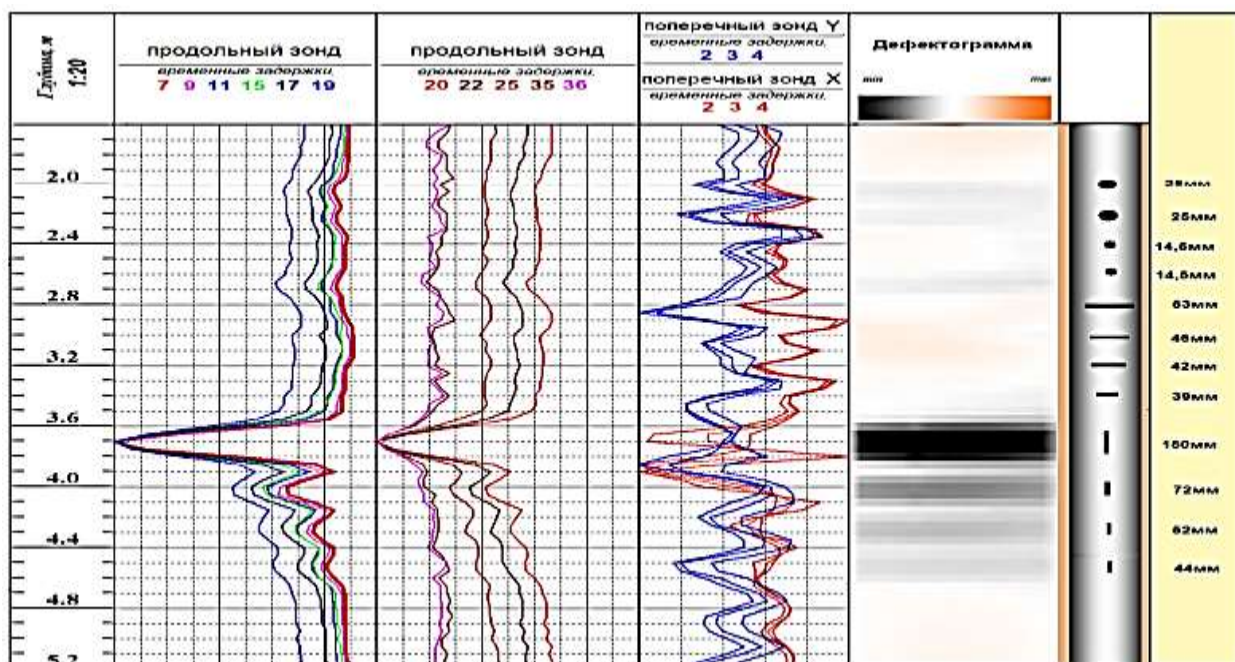


Рисунок 14.3 – Выявление дефектов в НКТ

На рисунке 14.5 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.

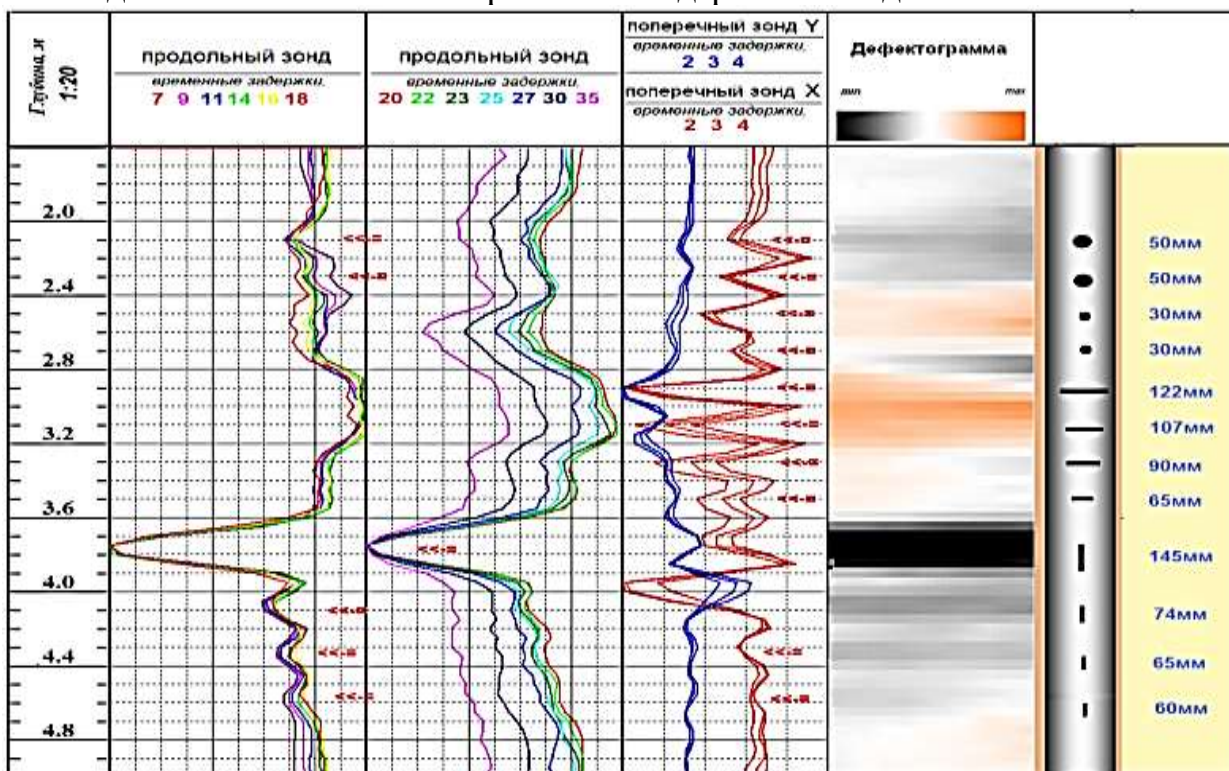


Рисунок 14.4 – Выявление дефектов в ЭК

На рисунках 14.3, 14.4 и 14.5 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

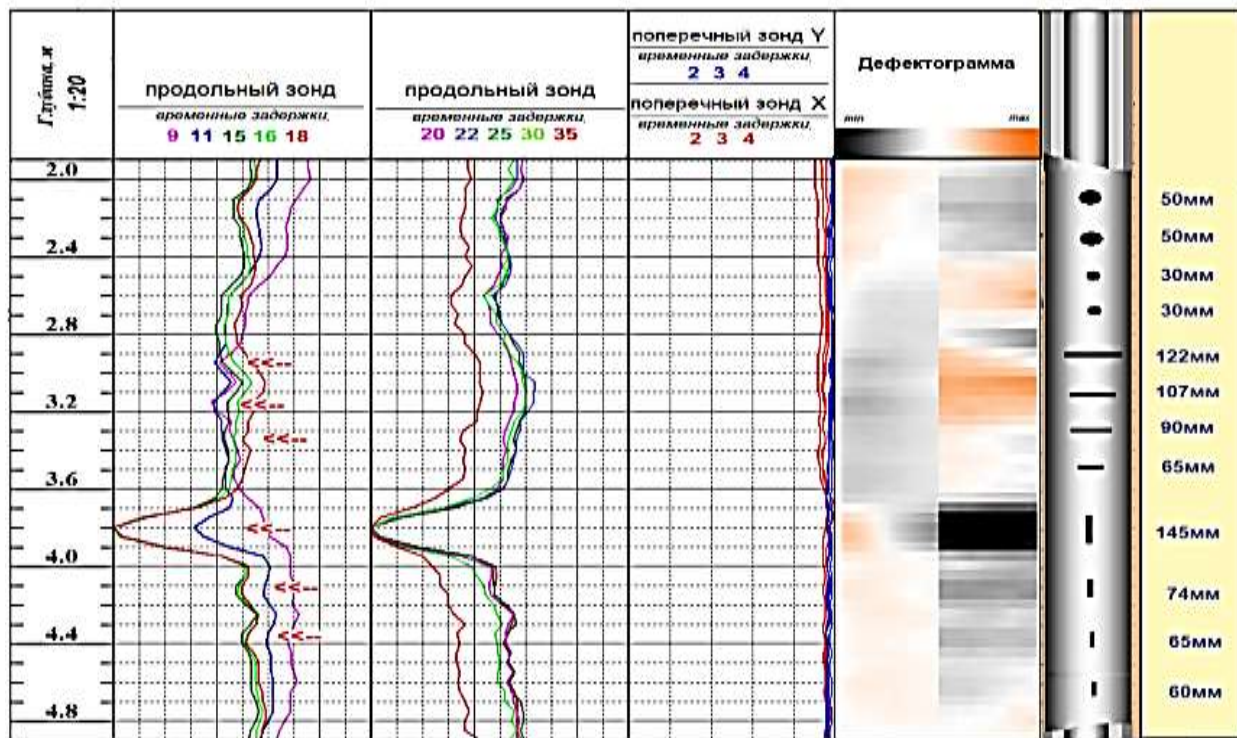


Рисунок 14.5 – Выявление дефектов в ЭК через НКТ

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 № 15

Тема: Изучение устройства и принципа работы АВАК-11

Цель работы: Формирование у студента компетенций ПК-3. 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 15.1.

Таблица 15.1

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 15.1, 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 монополярные зонды с разными рабочими частотами и дипольные зонды, как правило, с двумя ортогонально ориентированными системами поляризации диполей (кросс-диполи).

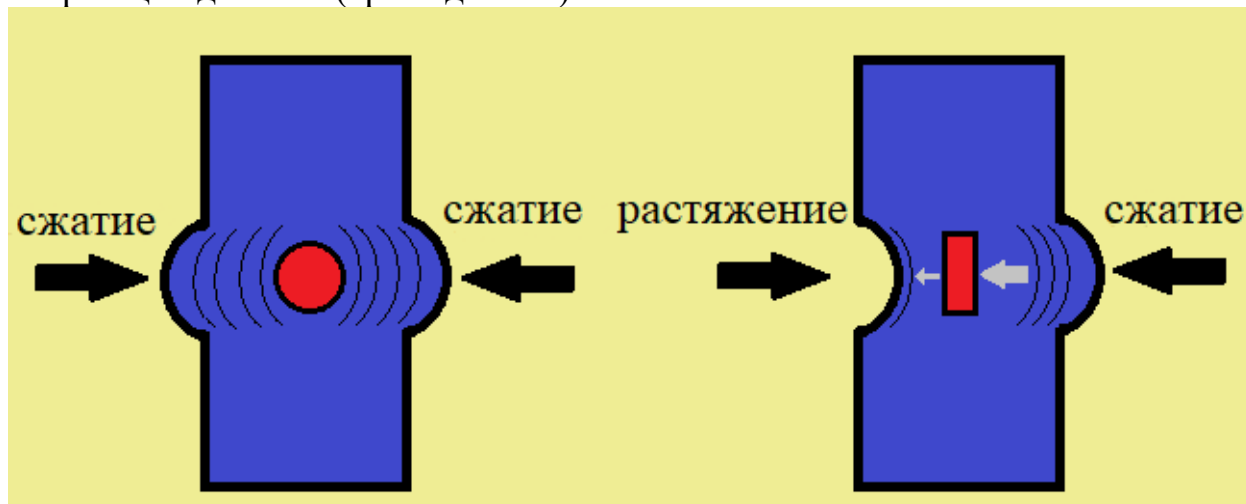


Рисунок 15.1 – Схематичное изображение акустического воздействия на стенку скважины монополярного а) и дипольного б) преобразователя.

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 монополярные 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 вспомогательных 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 глубинность (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. Глубинность исследований с применением продольных и поперечных волн зависит от скоростного строения прискважинной зоны и длин возбуждаемых волн. В случае однородной скоростной среды в прискважинной зоне, глубинность 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 15.2) 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.

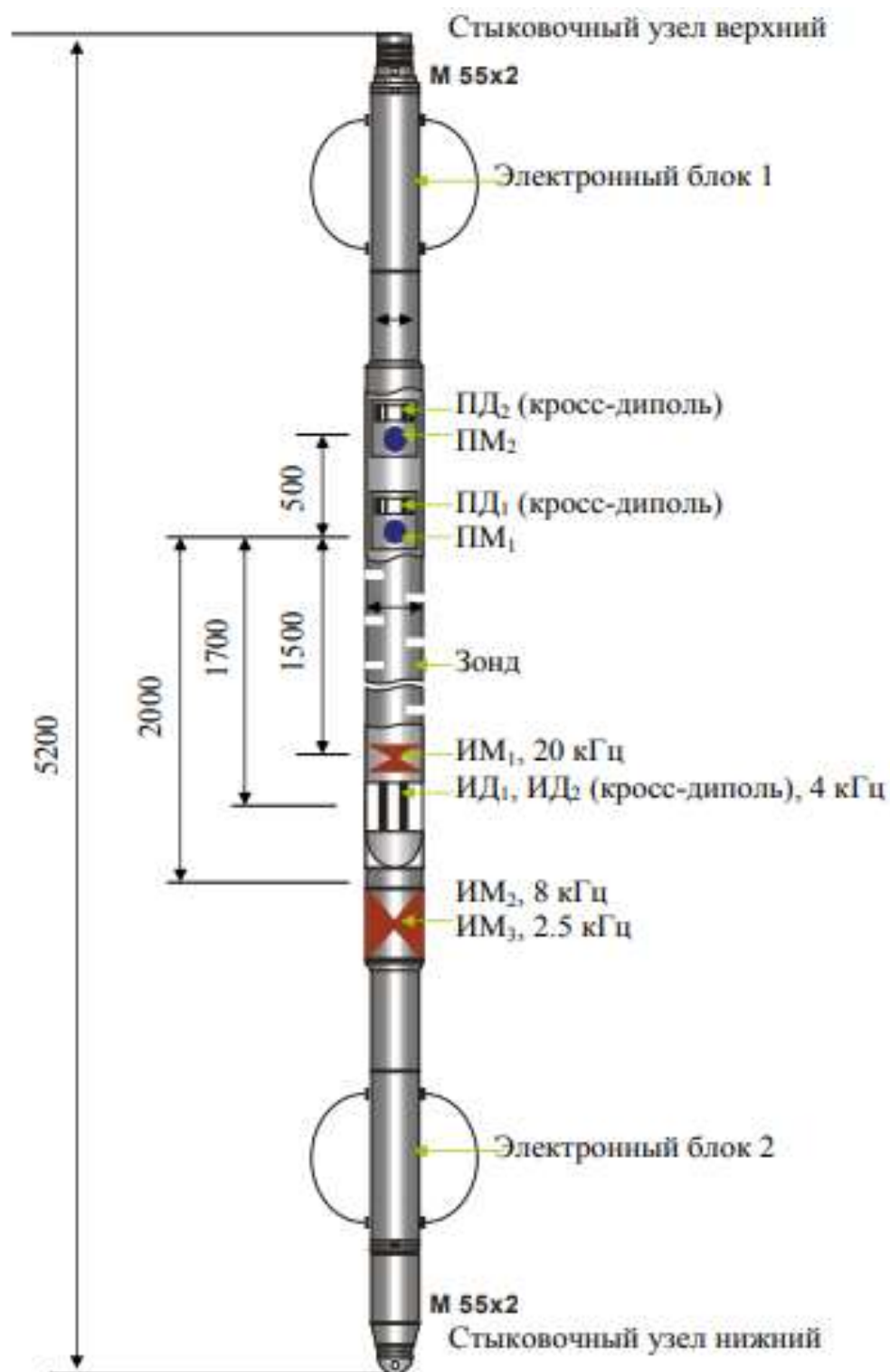


Рисунок 15.2 – Схема общего вида скважинного прибора АВАК-11

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 15.3 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.

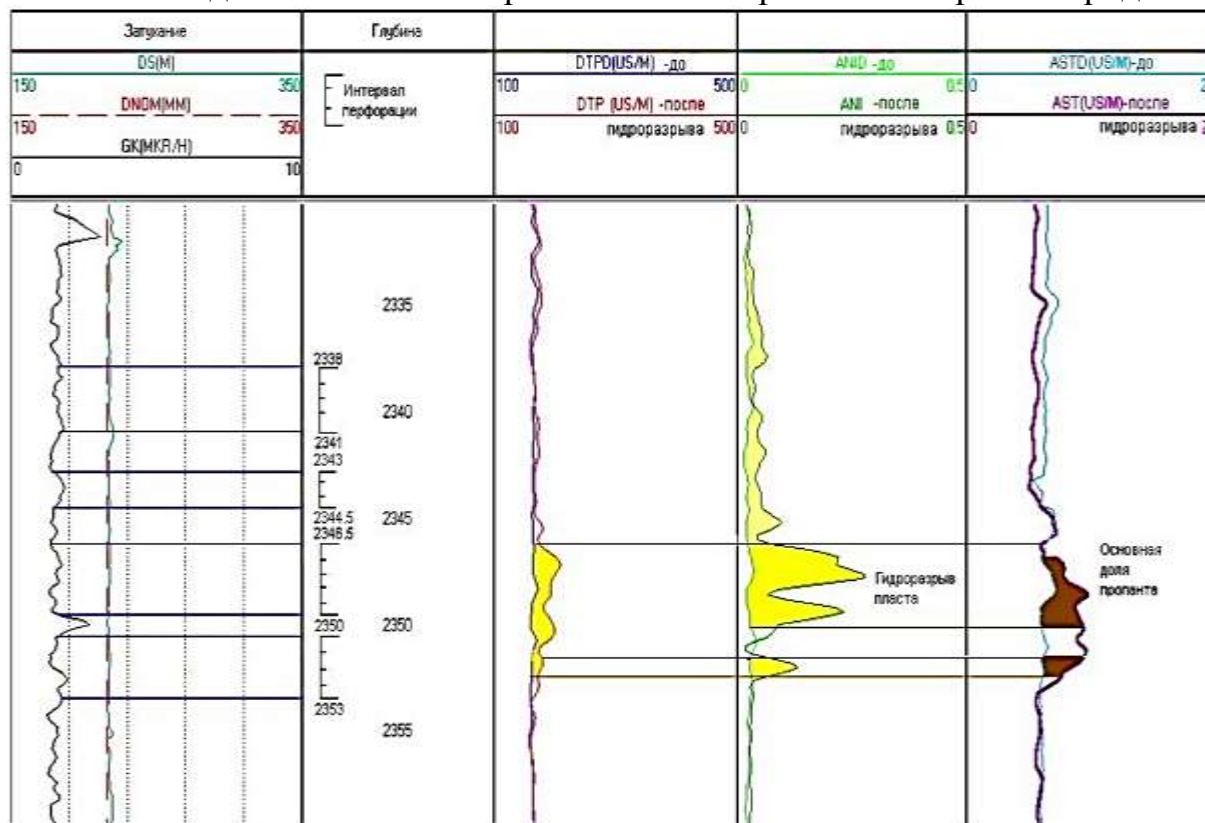


Рисунок15.3 – Определение места закачки пропанта и гидроразрыва пласта.

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?

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению самостоятельной работы
по дисциплине «Геофизические методы контроля разработки МПИ»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в
самостоятельной работе студентов

Пояснительная записка

Наряду с аудиторной работой одной из форм учебного процесса, его существенной частью является самостоятельная работа студентов (СРС).

Задачами СРС являются:

- развитие и привитие навыков самостоятельной учебной работы и формирование знаний;
- освоение, углубление содержания и основных положений курса, выносимых на самостоятельное изучение студента; в ходе составления опорного конспекта, в ходе подготовки к лекционным занятиям
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий при подготовке и написании докладов, рефератов, для эффективной подготовки к итоговому контролю.

Самостоятельная работа студентов может осуществляться как в аудитории, так и вне ее, обычно это в основном внеаудиторная деятельность студента. Для активного владения знаниями в процессе аудиторной работы необходимо не только понимание учебного материала, но и творческое его восприятие.

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

Комплект разноуровневых задач и заданий – индивидуальное решение репродуктивных, реконструктивных и творческих заданий, позволяющих оценивать и диагностировать уровень обученности, уровень умений и навыков студентов по темам дисциплины. Процедура проведения этой формы учебной деятельности студента включает в себя письменное выполнение заданий трех уровней и защиту их на практическом занятии. При проверке задания, оцениваются полнота и самостоятельность выполнения заданий, оригинальность решения.

Опорный конспект темы – письменный текст, в котором кратко и последовательно изложено содержание основного источника информации. Конспектировать – значит приводить к некоему порядку сведения, почерпнутые из оригинала. В основе процесса лежит систематизация прочитанного или услышанного. Записи могут делаться как в виде точных выдержек, цитат, так и в форме свободной подачи смысла. Данный вид самостоятельной работы направлен на формирование представлений о конфликтах.

Собеседование – средство контроля, организованное как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, и рассчитанное на выяснение объема знаний обучающегося по определенному разделу, теме, проблеме и т.п.

Их содержание должно сформировать умение анализировать философско-методологические и научные тексты, обосновывать своё отношение к изложенным в них оценкам, составлять краткие конспекты, тезисы прочитанного, умение применять полученные знания для постановки и решения исследовательских задач, связанных с изучением студентами той или иной области природы и культуры. Разнообразие заданий позволяет учитывать индивидуальные особенности студентов при организации самостоятельной работы.

Четкое выполнение самостоятельной работы студентами обеспечит заблаговременную подготовку к занятию, высокое качество усвоения материала, возможность применения теоретических знаний на практике.

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
3 семестр				

ПК-3	Изучение литературы по темам № 3– 6	Конспект	Собеседование	18
ПК-3	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	18
ПК-3	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	18
ПК-3	Подготовка к экзамену	Вопросы и задачи	Экзамен	18
Итого за 3 семестр				72
Итого				72

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

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.

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 материал, 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.

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов