

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МПИ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Специальность

21.05.03 – Технология геологической разведки

Специализация

«Геофизические методы исследования скважин»

Квалификация выпускника – специалист

Ставрополь
2016

УДК 550.832 (075.8)
ББК 26.2 я73
Г 35

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Северо-Кавказского федерального
университета

Г 35 Геофизические методы контроля разработки МПИ:
лабораторный практикум / авт.-сост.: Л. И. Захарченко,
В. В. Захарченко. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – 124 с.

Пособие составлено в соответствии с требованиями Федерального государственного стандарта, учебным планом и программой дисциплины. Содержит курс лабораторных работ, включающих основные теоретические понятия курса, методику и порядок их выполнения, указания по технике безопасности и перечень вопросов для защиты работ по дисциплине, литературу.

Предназначено для студентов специальности 21.05.03 – Технология геологической разведки, специализации «Геофизические методы исследования скважин».

УДК 550.832 (075.8)
ББК 26.2 я73

Авторы-составители:
ст. препод. **Л. И. Захарченко**,
ассистент **В. В. Захарченко**

Рецензенты:
ст. препод. **В. А. Пономаренко**,
зав. лаб. сейсмической интерпретации **А. В. Савинов**
(ООО «НК Роснефть»-НТЦ»)

© ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский
федеральный университет», 2016

Содержание

Предисловие	4
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ	
1. Определение технического состояния эксплуатационной колонны с помощью индукционного дефектомера ДИ-1, локатора муфт ЛМ, гамма-гамма-толщиномера СГДТ	7
2. Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ и АКЦ	25
3. Определение интервалов затрубной циркуляции	40
4. Выделение текущего ВНК по комплексу ГИС в процессе разработки по данным НГК и ННК	52
5. Определение профиля притока	73
6. Определение состава притока	86
7. Определение дебита притока	99
8. Определение эффективной мощности продуктивного пласта	107
Литература	112
Приложения	114

Предисловие

Цель курса – моделировать современные условия подготовки высокопрофессиональных специалистов, способных эффективно, с использованием фундаментальных и прикладных знаний и инновационных технологий осуществлять производственно-технологическую, организационно-управленческую, научно-исследовательскую и проектную деятельность.

Дисциплина относится к базовой части профессионального цикла ОП ВО, а ее освоение базируется на знании следующих смежных дисциплин: «Геология», «Структурная геология», «Физика», «Физика горных пород», «Физика Земли», «Математика», «Электротехника и электроника», «Информатика», «Математическое моделирование геологических процессов», «Геоинформационные системы», «Электроразведка», «Геофизические исследования скважин», «Аппаратура геофизических исследований скважин», «Радиометрия и ядерная геофизика», «Электромагнитные и акустические исследования скважин».

В ходе изучения курса формируются следующие общекультурные, профессиональные и профессионально специализированные компетенции:

- обобщение, анализ, восприятие информации, способность поставить цели и выбрать пути ее достижения (ОК-2);
- способность проявлять инициативу, находить организационно-управленческие решения и нести за них ответственность (ОК-6);
- использование нормативных правовых документов в своей деятельности (ОК-7);
- осознание социальной значимости своей будущей профессии, наличие высокой мотивации к выполнению профессиональной деятельности (ОК-11);
- критическое осмысление накопленного опыта, изменение при необходимости профиля своей профессиональной деятельности (ОК-12);
- самостоятельное приобретение новых знаний и умений с помощью информационных технологий и использование их в практической деятельности, в том числе в новых областях знаний, непосредственно не связанных со сферой деятельности (ПК-2);

- самостоятельное принятие решения в рамках своей профессиональной компетенции, готовность работать над междисциплинарными проектами (ПК-6);
- владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, наличие навыков обработки данных и работы с компьютером как средством управления информацией (ПК-8);
- выполнение разделов проектов на технологии геологической разведки в соответствии с современными требованиями промышленности (ПК-19);
- организация контроля выполнения разрабатываемых проектов на проведение геологической разведки (ПК-20);
- владение современными технологиями автоматизации проектирования систем и их сервисного обслуживания (ПК-22);
- осуществление разработки и реализации программного обеспечения для исследовательских и проектных работ в области создания современных технологий геологической разведки (ПК-27);
- внедрение автоматизированных систем управления (ПК-34);
- способность систематизировать и внедрять безопасные методы ведения геологоразведочных работ, ведением целенаправленной работы по снижению производственного травматизма (ПК-35);
- способность разрабатывать комплексы геофизических исследований и методики их применения в зависимости от изменяющихся геолого-технических условий и поставленных задач изучения разрезов скважин и контроля разработки МПИ (ПСК-2.5);
- способность проводить математическое моделирование и исследование геофизических процессов и объектов специализированными геофизическими информационными системами, в том числе стандартными пакетами программ (ПСК-2.9).

В результате изучения дисциплины приобретаются знания в области геофизических методов контроля разработки месторождений нефти и газа и эксплуатации ПХГ, а также по выдаче заключения с целью решения определенных геологических и технических задач; формируются навыки практического применения теоретических знаний для выдачи рекомендаций по дальнейшей работе эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также ценных указаний по технологии эксплуатации ПХГ.

При выполнении всех лабораторных работ следует неукоснительно исполнять **указания по технике безопасности:**

- 1) перед включением ПЭВМ пользователь должен проверить:
 - отсутствие посторонних предметов на клавиатуре,
 - нет ли влаги на клавиатуре;
- 2) включение ПЭВМ производится на мониторе, а затем на системном блоке;
- 3) ПЭВМ подключается в трех полюсную розетку электрической сети 220 В;
- 4) рабочие места с ПЭВМ по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку преимущественно слева:
 - искусственное освещение в помещениях с ПЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения с использованием светильников местного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне рабочего документа должна быть 300–500 лк;
 - при возгорании ПЭВМ и его периферийных устройств их надлежит немедленно отключить от электросети. Тушение ПЭВМ осуществляется только с помощью углекислого или порошкового огнетушителей.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С ПОМОЩЬЮ ИНДУКЦИОННОГО ДЕФЕКТОМЕРА (ДИ-1), ЛОКАТОРА МУФТ (ЛМ), ГАММА-ГАММА-ТОЛЩИНОМЕРА (СГДТ)

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях;
- ознакомление с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1;
- ознакомление с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны с помощью локатора муфт (ЛМ);
- ознакомление с основными принципами определения мест негерметичности обсадной колонны и выявления дыр перфорации с помощью гамма-гамма-толщиномера (СГДТ).

Формируемые компетенции: ОК-2; ПК-2, ПК-20, ПК-35, ПСК-2.9.

Теоретическая часть

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

Контроль технического состояния обсадной колонны необходим, так как даже во время спуска бурового инструмента и самой колонны (приложения 1, 2) 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 ускоряет-

ся эрозионным воздействием потока закачиваемых вод. По характеру и размерам дефекты объединяются в две большие группы:

- 1) объёмные дефекты,
- 2) щелевые дефекты.

Контроль состояния обсадной колонны осуществляется с помощью индукционного дефектомера ДИ-1 и ЛМ. Работа индукционного дефектомера и локатора муфт основана на электромагнитном способе индикации повреждений в обсадной колонне.

Скважинный индукционный дефектомер типа ДСИ (рис. 1.1) позволяет обнаруживать трещины, разрывы, перфорационные отверстия и изменения внутреннего диаметра колонны с точностью до 0,5 м и протяжённостью 60 мм и более.

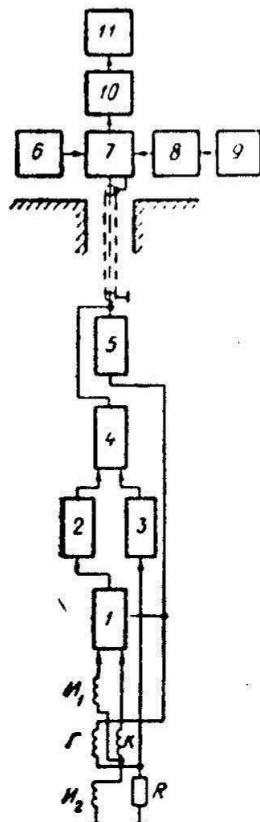


Рис. 1.1. Блок-схема ДСИ

В основу работы прибора положен принцип электромагнитной дефектоскопии. Индукционный дефектометр 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 300 Гц (при такой частоте тока уменьшается влияние толщины обсадной колонны на показания дефектометра) от генератора 8 через блок управления 7 и разделятельный фильтр 5 и возбуждает в окружающей среде вихревые токи. Так как расстояние между центрами катушек 80 мм, 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 . Таким образом, 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 14 кГц). Одновременно с резистора R на частотный модулятор 3 с несущей частотой 7,8 кГц 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 Γ , I_2 , K) или дифференциальный зонд (катушки Γ , 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.

Блок-схема индукционного дефектометра ДИ-1 представлена на рис. 1.2.

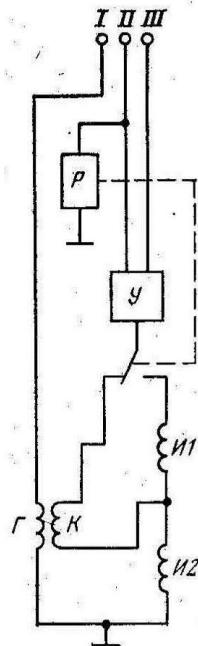


Рис. 1.2. Блок-схема индукционного дефектометра ДИ-1

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 рис. 1.3 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. 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.

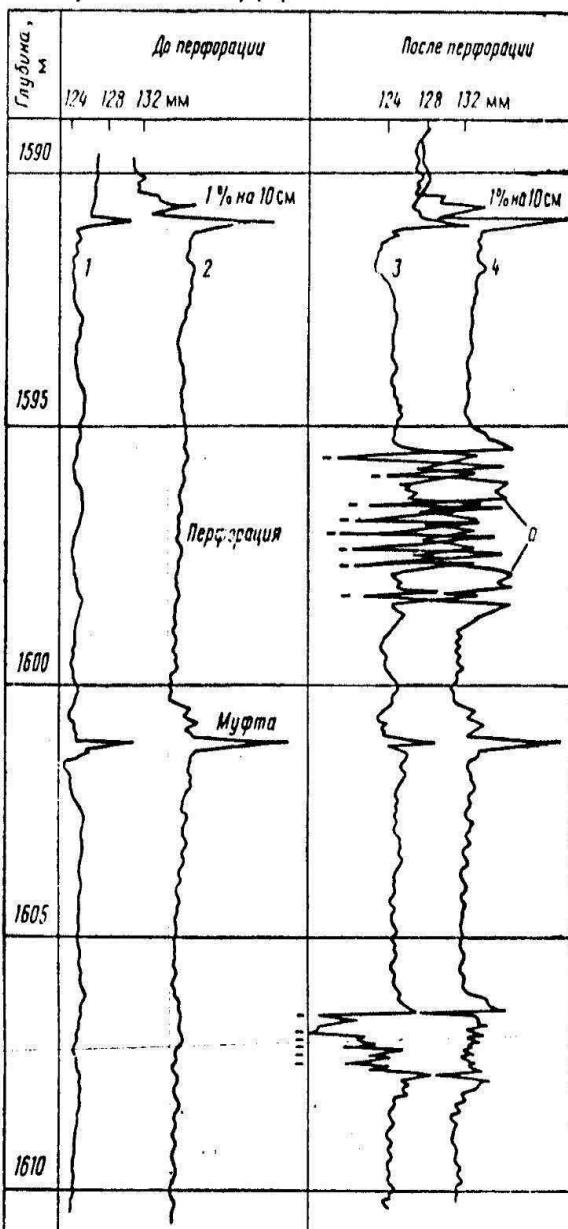


Рис. 1.3. Кривые скважинного индукционного дефектометра

В наземном пульте индукционного дефектомера ДИ-1 имеются два канала с фазовращающимися ячейками. Одна фазовращающая ячейка служит для компенсации влияния каротажного кабеля. Вторая фазовращающая ячейка имеет два фиксированных положения. В одном положении записывается диаграмма порывов и трещин Tp_n (при измерении прямым зондом) или Tp_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 Tp_n и d_n прямым зондом и Tp_d и d_d дифференциальным зондом производится последовательно (рис. 1.4).

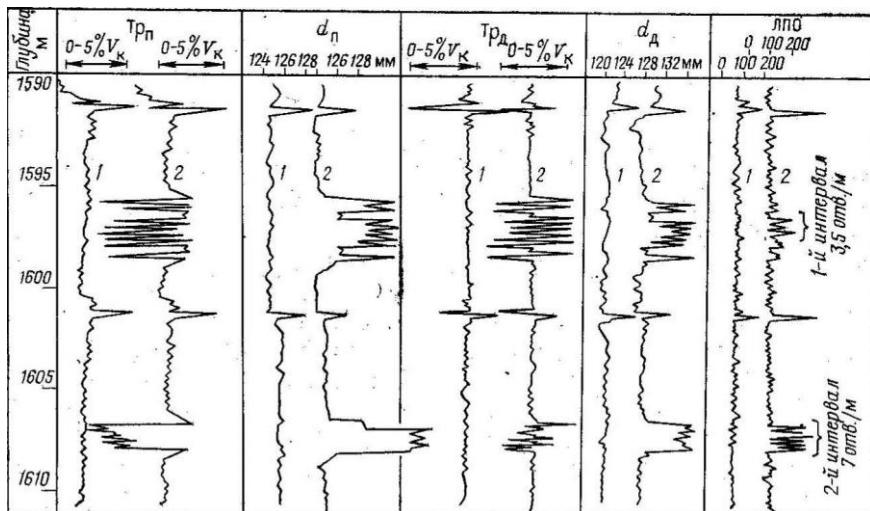


Рис. 1.4. Пример контроля обсадной колонны с помощью индукционного дефектомера и локатора перфорационных отверстий:
 1 – кривые, зарегистрированные до перфорации обсадной колонны;
 2 – кривые, зарегистрированные после перфорации

На диаграмме « Tp » обеспечивается фиксация порывов и трещин в обсадной колонне, проекция которых на ось обсадной 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 её не менее чем на 2 мм и имеющие протяжённость не менее уже указанной.

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

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.

Локатор муфт (ЛМ) (рис. 1.5) 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.

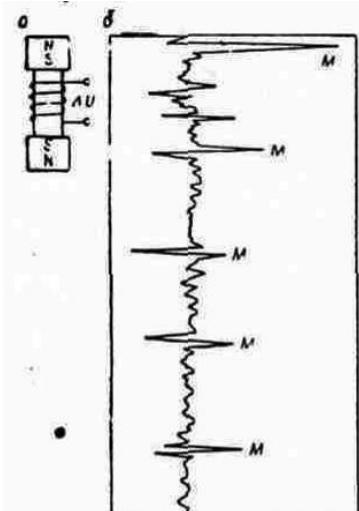


Рис. 1.5. Локатор муфт (а) и записанная им кривая (б)

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 катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приёмную обмотки.

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

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

- 1) до намагничивания труб
- 2) после намагничивания, но до перфорации
- 3) 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 одинаковыми 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, помеченные 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 $C1$, 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 Dr поступает непосредственно на разрядник и зажигает его, подключая к источнику питания запальную цепь.

3. Оценка качества технического состояния эксплуатационной колонны по данным измерения аппаратурой СГДТ

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 средненеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-гамма-излучения, неколлимированные по радиальному углу и строго коллимированные по вертикальному углу в пределах 40–50° относительно оси зонда. При длине зонда 9–12 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 резистиветрами, термометрами, расходомерами, однако точность определения их местоположения невелика (несколько метров). Более точное положение дефекта даёт скважинный гамма-дефектометр-толщинометр типа СГДТ. Прибор позволяет судить о качестве цементирования обсадной колонны и измерять толщину её стенки.

Зонд толщиномера расположен в верхней части скважинного прибора (рис. 1.6) и состоит из источника I_2 мягкого гамма-излучения (^{170}Tm) и сцинтилляционного детектора 5, помещённых в свинцовый экран 6 с двумя парами коллимационных отверстий δ и δ' , направленных навстречу друг другу под углом 45° .

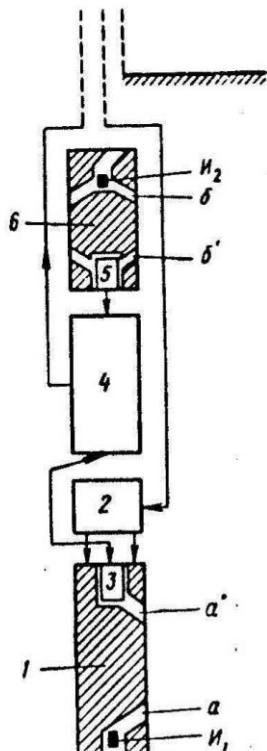


Рис. 1.6. Скважинный гамма-дефектометр – толщиномер

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 0,5 мм. Однако на результатах измерений всё же оказывается 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 (рис. 1.7), устанавливающих связь между скоростью счёта (в импульсах в минуту) и толщиной стальной колонны (рис. 1.8), и вспомогательных зависимостей, учитывающих влияние на результаты измерения фона гамма-излучения, плотностей жидкости в скважине и цементной смеси в затрубном пространстве.

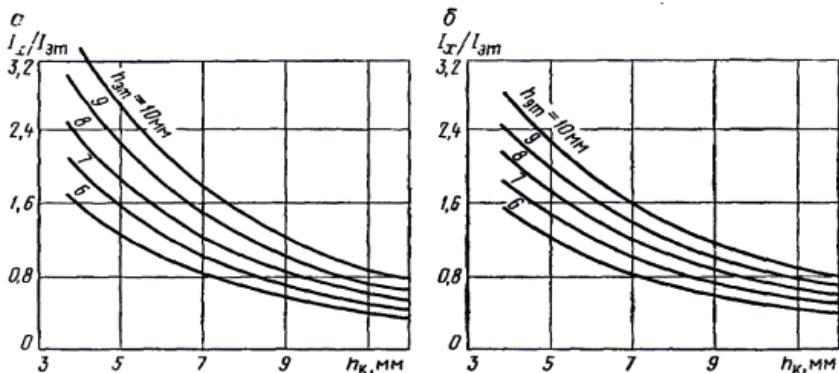


Рис. 1.7. Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны

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 300м/ч соответственно. Детальные исследования выполняют в интервалах локальных изменений толщин обсадных труб, не отражённых в «мере труб» или при предыдущем исследовании (рис. 1.9).

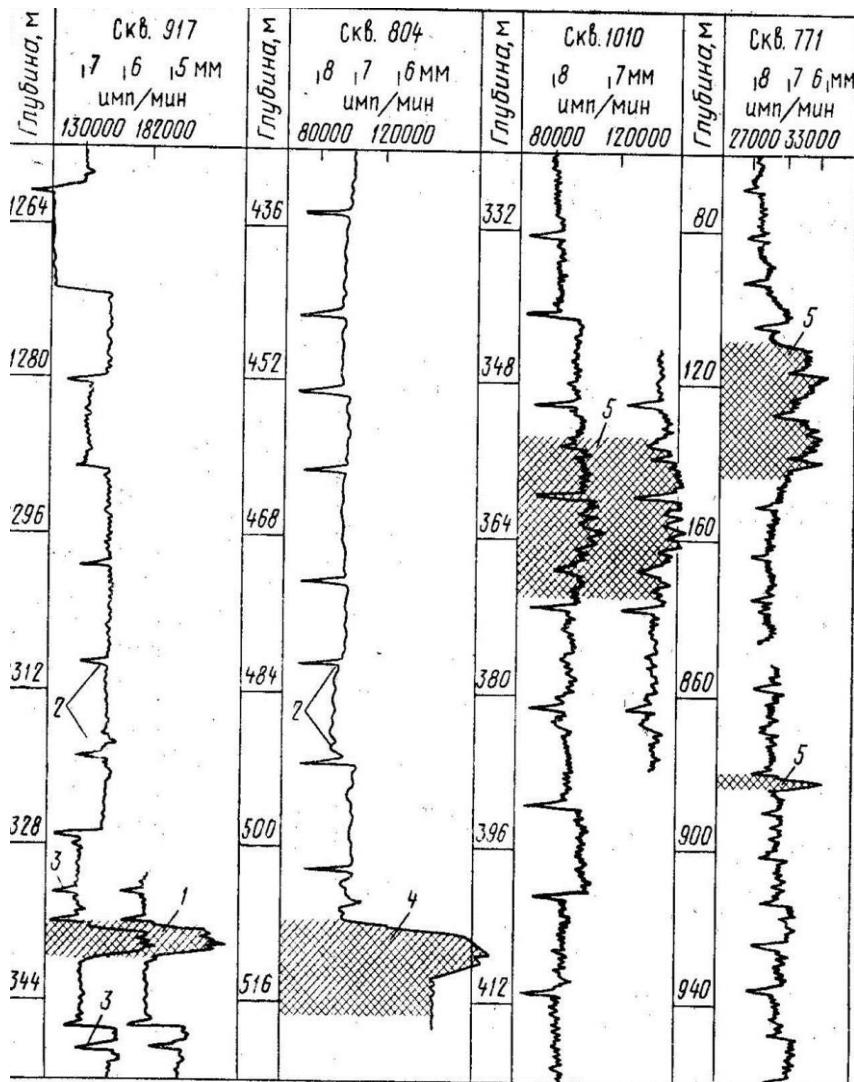


Рис. 1.8. Определение технического состояния
обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

1 – нарушение колонны в интервале перфорации; 2 – муфты колонны;
3 – центрирующие фонари; 4 – разрыв колонны;
5 – интервал коррозийного износа

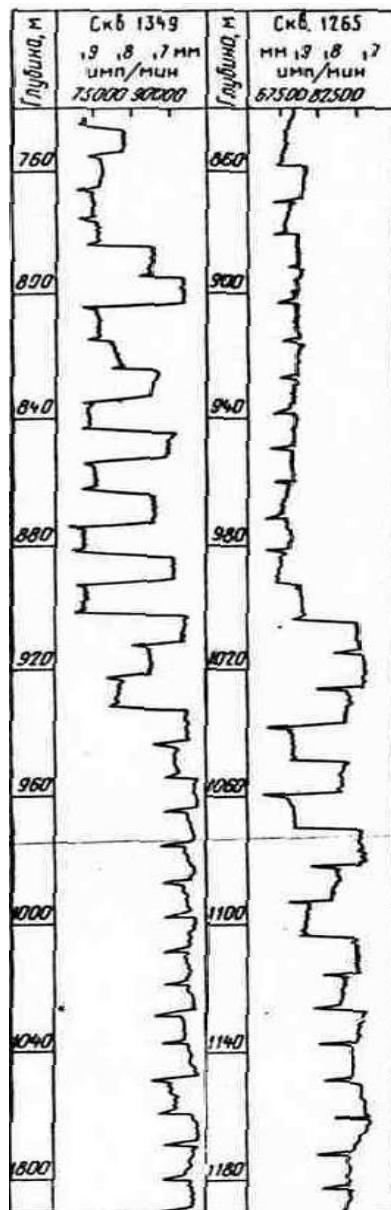


Рис. 1.9. Определение технического состояния обсадных колонн по гамма-гамма-толщинограмме

Для получения опорных данных рекомендуется проводить первое измерение непосредственно после спуска и цементирования обсадной колонны и разбуривания стоп-кольца. Повторное измерение выполняется в интервале детальных исследований.

Для перехода от полученных в результате измерений интенсивностей гамма-излучения I_x к толщине стенки трубы используются градуировочные зависимости для прибора (см. рис. 1.7), представляющие собой семейство кривых

$$\frac{I_x}{I_{\text{эт}}} = f(h_k)$$

для различных обсадных колонн.

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 1мм, которой можно пользоваться при интерпретации. Обработка толщинограмм, зарегистрированных прибором СГДТ-2 колонн, приведены на рис. 1.7 – 1.9.

Оборудование и материалы

1. Диаграммы, зарегистрированные ДИ, ЛМ, СГДТ.
2. Скважинный прибор ДСИ.
3. Скважинный прибор ЛМ.
4. Скважинный прибор СГДТ.

Задания

Задание 1. Определение места негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью индукционного дефектомера ДИ-1.

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- 1) интервалы перфорации;
- 2) интервалы вздутия колонны;
- 3) места порывов обсадной колонны.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Щели в обсадной колонне вызывают отрицательные аномалии на кривых Tp_n и d_d , в то время как муфтовые соединения – положительные аномалии (см. рис. 1.4). Границы щелей на кривых Tp_d и d_d отмечаются четкими двухполярными аномалиями. Кривая Tp_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 Tp_n и d_d по всему исследуемому интервалу в обычном масштабе глубин 1: 500 или 1 : 200. Если нарушения колонны небольшие и на кривой Tp_n наблюдается значительный фон от колебаний электропроводности материала обсадной колонны, то кривые Tp_d и d_d записывают в более крупном масштабе глубин.

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

На кривых Tp_n и Tp_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, доходящим до 9мм.

Задание 2. Определение мест негерметичности обсадной колонны и дыр перфорации с помощью локатора муфт ЛМ.

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- интервал перфорации;
- места порывов обсадной колонны.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

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

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

2–3 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.

Задание 3. Оценка качества технического состояния эксплуатационной колонны по данным измерения аппаратурой СГДТ.

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

1. Оценить тех. состояние колонны.
2. Выявить интервалы перфорации.
3. Определить муфты колонны.
4. Выявить интервалы коррозии колонны.

Методика и порядок выполнения

Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны представлены на рис. 1.7.

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 отчета

После выполнения лабораторной работы следует 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) краткое описание принципа действия толщиномера;
- 5) краткое описание принципа действия толщиномера;
- 6) краткое описание принципа работы ЛМ;
- 7) краткое описание устройства ЛМ;
- 8) таблицы экспериментальных и расчетных данных;
- 9) выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы. Результаты работы свести в таблицу:

Площадь, № скважины	Методы ГИС-контроля	Интервалы негерметичности обсадной колонны	Выводы

Контрольные вопросы

1. Какими методами производят определения мест нарушения целостности колонны?
2. Для чего необходимо контролировать техническое состояние колонны?
3. От чего зависят показания индукционного дефектомера?
4. От чего зависят показания ЛМ?
5. Задачи, решаемые с помощью ЛМ?
5. Как на диаграмме ЛМ отмечается интервал перфорации?
6. Как на диаграмме ЛМ отмечается вздутие колонны?
7. От чего зависят показания СГДТ при оценке качества технического состояния колонны?
8. Факторы, влияющие на показания зонда СГДТ.
9. Причины, вызывающие нарушения колонны.
10. С помощью каких методов возможно изучение состояния обсадной колонны?
11. Можно ли определить интервалы коррозии по данным СГДТ?

2. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЯ АППАРАТУРОЙ СГДТ И АКЦ

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях;
- ознакомление с основными принципами определения технического состояния заколонного пространства с помощью гамма-гамма-цементомера-дефектомера (СГДТ);
- ознакомление с основными принципами определения пробок промывочной жидкости в цементном камне;
- ознакомление с основными принципами определения эксцентрикитета эксплуатационной колонны;
- ознакомиться с основными принципами оценки качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК;
- ознакомление с основными принципами определения мест некачественного сцепления цементного камня с колонной и с породой;
- выявление трещин в цементном камне;
- оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ и АКЦ

Формируемые компетенции: ОК-12; ПК- 8, ПК-27, ПК-34; ПСК-2.5.

Теоретическая часть

1. Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ (прил. 6, 7, 9)

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 ($1,8-1,9 \text{ г}/\text{см}^3$) значительно меньше плотности горных пород ($2,3-2,8 \text{ г}/\text{см}^3$), в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны. В хорошо зацементированной каверне при её глубине больше 20 см 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 , $I_{\text{ц}}$, $I_{\text{пп}}$, $I_{\text{пж}}$ и $I_{\text{пж.п}}$, и затем сопоставляя с ними показания круговой цементограммы, судить характере заполнения затрубного пространства по стволу скважины.

Для интерпретации получаемых материалов необходимо иметь информацию:

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

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 $I_{\text{ц}}$, $I_{\text{пж}}$, I_n , $I_{\text{пп}}$ и $I_{\text{пж.п}}$ 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 (рис.2.1):

- I_{\min} , I_{\max} – соответственно минимальные и максимальные показания кривой в определяемом интервале;
- I_{\max} / I_{\min} – расхождение кривой (относительная амплитуда) в определяемом интервале;
- $I_{\text{ц}}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента);
- $I_{\text{пж}}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной промывочной жидкостью (линия промывочной жидкости);
- $I_{\text{пп}}$ – максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия цемент-порода);
- $I_{\text{пж.п}}$ – максимальные показания кривой против незацементированного участка ствола скважины при номинальном её диаметре (линия промывочная_жидкость-порода)

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

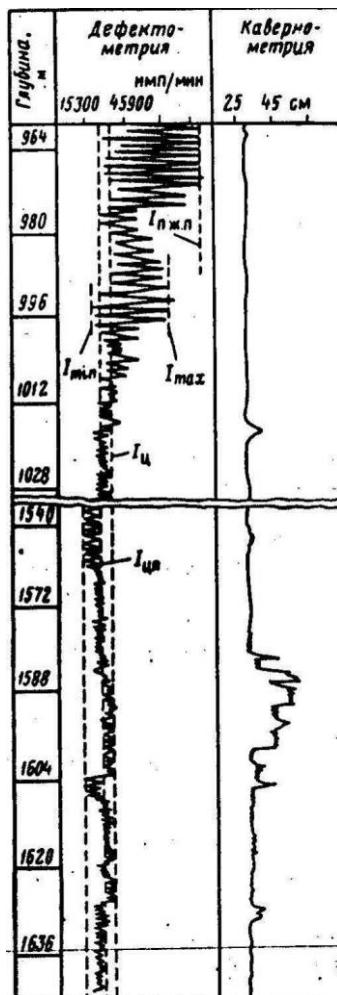


Рис. 2.1. Характерные показания дефектограммы, используемые при интерпретации (диаметр скважины 295 мм, диаметр колонны 168 мм)

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

Величина относительной амплитуды I_{max} / I_{min} увеличивается при увеличении эксцентрикитета 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.

Зонд дефектомера расположен в нижней части скважинного прибора (рис 2.2).

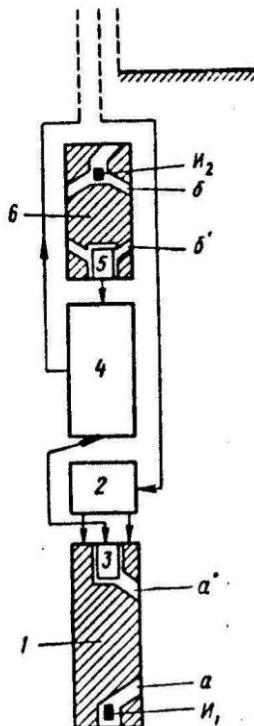


Рис. 2.2. Скважинный гамма-дефектомер-толщиномер

Гамма-гамма-цементомер содержит источник γ -излучения и несколько (обычно три) детекторов, расположенных по периметру прибора симметрично его оси (рис. 2.3, а). Детекторы изолированы друг от друга и помещены в свинцовые экраны, имеющие боковые прорези – щели.

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. 2.3, б).

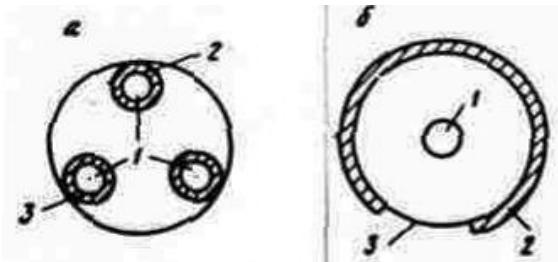


Рис. 2.3. Схема размещения детекторов в цементомерах:
а – гамма-гамма-цементомер; б – гамма-гамма-дефектомер; 1 – детектор γ -излучения; 2 – свинцовый экран; 3 – щель в свинцовом экране

Детектор помещён в кольцевой свинцовый экран с радиальным окном. Экран с помощью электродвигателя и редуктора вращается с частотой 6–7 об/мин. Это обеспечивает регистрацию изменения интенсивности рассеянного γ -излучения по периметру колонны.

2. Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК (прил. 3, 4, 5, 10)

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

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 пластины от ствола скважины, не допуская обводнения продуктивных пластов. Плохая изоляция продуктивных горизонтов осложняет последующую эксплуатацию скважины и снижает эффективность разработки месторождения.

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

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

Таким образом, динамические характеристики упругих волн изменяются в широких пределах и зависят от свойств цемента и условий контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами.

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

Акустический метод на преломленных волнах (АКЦ) является индикатором наличия цементного камня и индикатором механического контакта его на границах, если последний непосредственно или через зазоры контактирует с поверхностью обсадной колонны и с горной породой. АКЦ основан на высокой чувствительности акустических сигналов к жесткости контакта на границе между двумя средами и к разрывам механической сплошности среды.

Акустические измерения реализуются путем возбуждения в скважине упругого импульса и регистрации его отклика в одной

или нескольких точках наблюдения, удаленных на фиксированное расстояние от источника (рис.2.4).

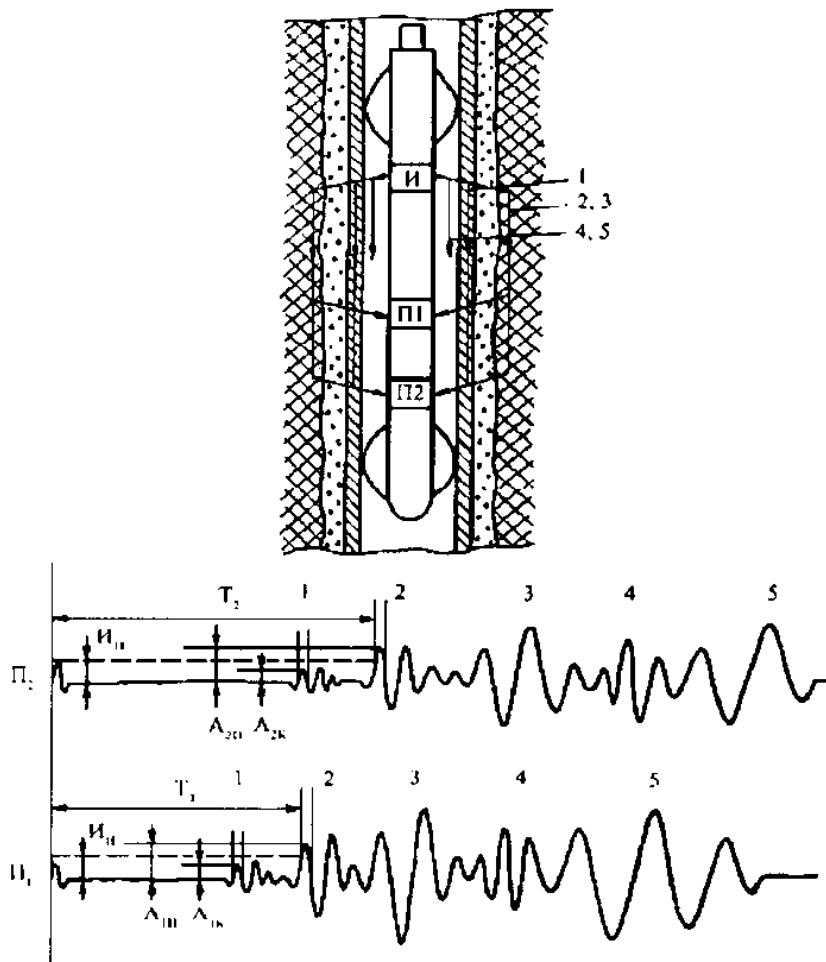


Рис. 2.4. Схема распространения упругих волн в обсаженной скважине и их параметры, регистрируемые аппаратурой:

1 – волна по обсадной колонне; 2 – продольная волна по горной породе;
3 – поперечная волна по горной породе; 4 – продольная волна по промывочной жидкости; 5 – поверхностные волны Лэмба-Стоунли

Оборудование и материалы

1. Диаграммы, записанные СГДТ.

2. Скважинный прибор СГДТ.
3. Диаграммы, записанные АКЦ.
4. Скважинный прибор АКЦ.

Задания

Задание 1. Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой СГДТ.

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

1. Определить качество изоляции пластов.
2. Определить эксцентриситет колонны.
3. Выявить наличие пробок промывочной жидкости в цементном камне;

Методика и порядок выполнения

Гамма-гамма-дефектометрия может проводиться по точкам. Такая кривая называется *дефектограммой* (рис. 2.5).

Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины с вращающимся экраном, называется *круговой цементограммой*.

При интерпретации цементо- и дефектограмм рассматривают 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 $I_{\gamma\gamma_{nж}}$ 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 отражают плотность цементного камня – линия цемента (рис. 2.5,II);

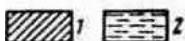
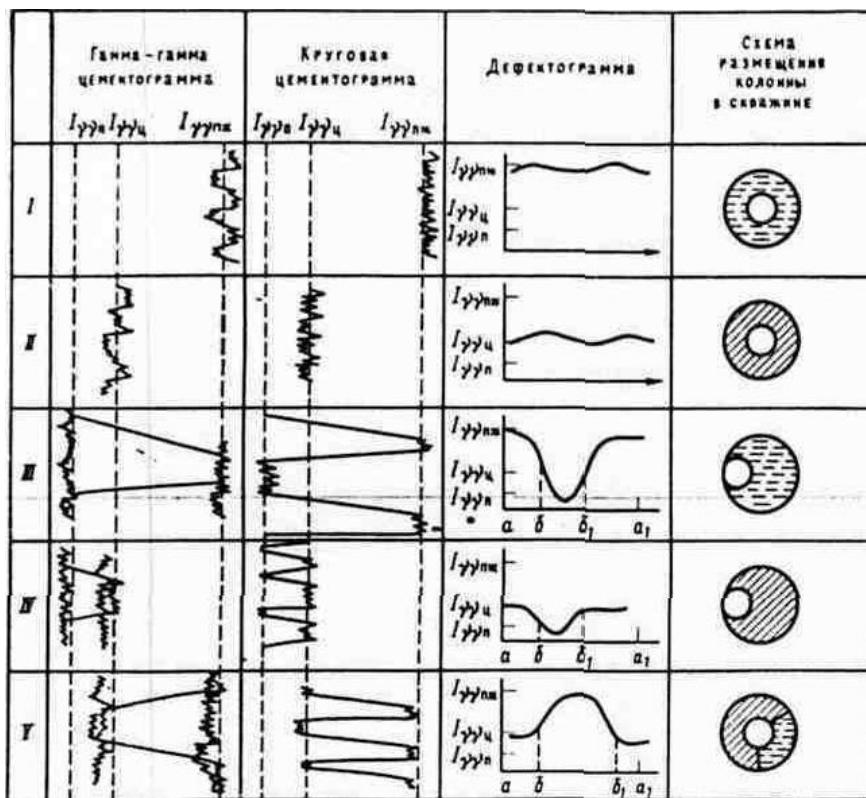


Рис. 2.5. Пример интерпретации диаграмм гамма-гамма-цементомера и дефектомера: 1 – цемент, 2 – промывочная жидкость

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 за трубного пространства промывочной жидкостью показания счётчиков изменяются от линии промывочной жидкости до линии гор-

ных 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 рис. 2.5 показана характеристика диаграмм при некачественном цементировании центрированной колонны. Регистрируемые значения изменяются от $I_{\gamma\gamma_{\text{u}}}$ до $I_{\gamma\gamma_{\text{пж}}}$.

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

По круговой цементограмме (рис. 2.6) можно судить о раскрытии трещин. Участок aa_1 диаграммы соответствует периметру окружности 360° . Участок bb_1 отражает незасементированную часть скважины и может быть выражен в градусах. Если минимальные показания круговой цементограммы близки к линии $I_{\text{п}}$, а максимальные не выходят за пределы $I_{\text{ц}}$, то, вероятнее всего, интервал качественно засементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к линии $I_{\text{цп}}$, а максимальные выходят за пределы линии $I_{\text{ц}}$, то затрубное пространство интервала неполностью 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 250–295 мм, обсаженных колонной с диаметром труб 146 мм, т. е. когда толщина цементного камня достаточна, чтобы внести заметные изменения в плотностную характеристику среды в затрубном пространстве. При малой толщине цементного

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

Задание 2. Оценка качества цементного кольца по данным измерения аппаратурой АК.

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

1. Определить качество сцепления цементного камня с колонной;
2. Определить качество сцепления цементного камня с породой;
3. Выявить наличие трещин в цементном камне;

Методика и порядок выполнения

По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектральных составляющих между контактирующими средами: обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, при этом перераспределение энергии и спектра сигнала зависит от нескольких основных факторов:

- от степени жесткости механической связи на границах цементного кольца со стенками колонны и скважины;
- соотношения величин волновых сопротивлений σV контактирующих сред;
- отношения суммарной толщины труб обсадной колонны Δ и цементного кольца δ к преобладающей длине упругой волны λ ;
- отношения диаметра обсадной колонны d_k к преобладающей длине волны λ .

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 цементометра дают качественное представление о состоянии цементного кольца и его герметичности (см. рис. 2.6).

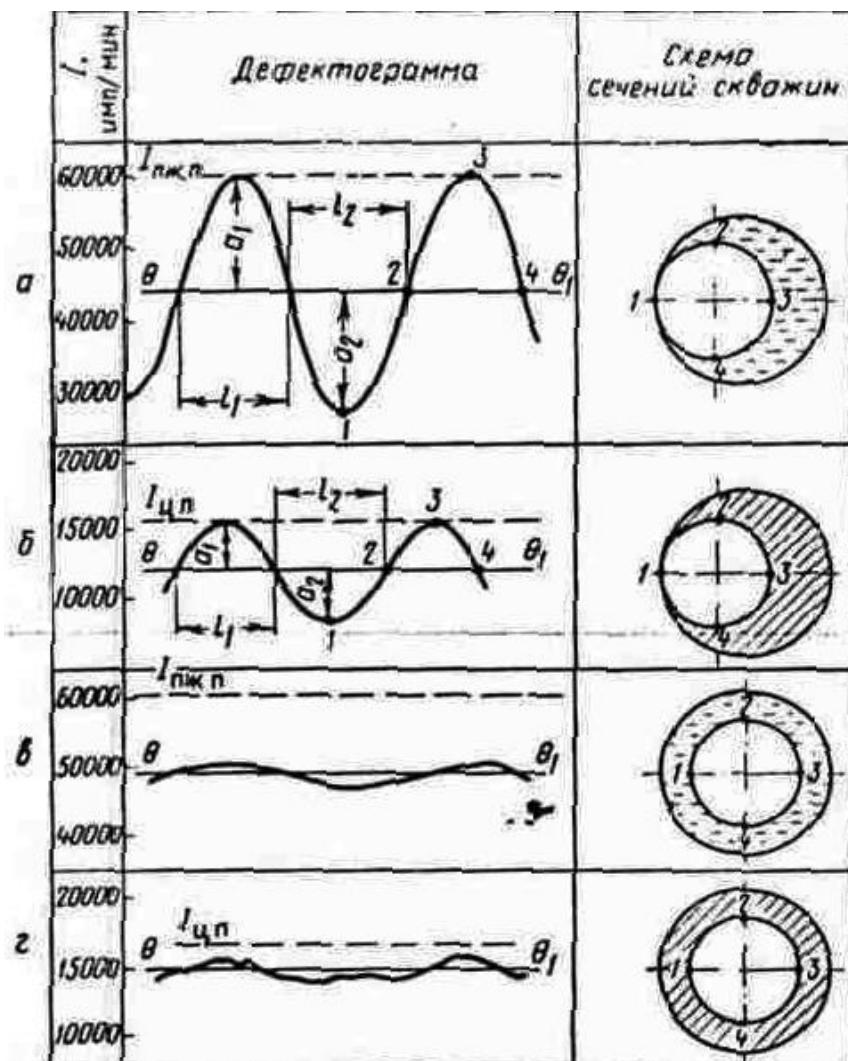


Рис. 2.6. Дефектограммы, зарегистрированные по точкам в скважинах, иллюстрирующие заполнение затрубного пространства однородным по плотности веществом

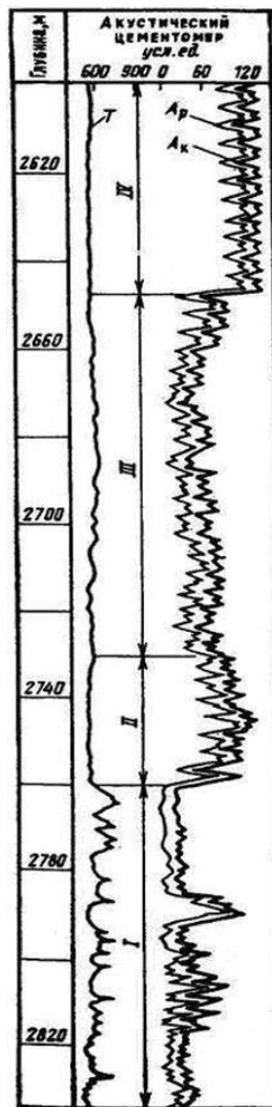


Рис. 2.7. Пример интерпретации диаграмм акустического цементомера. Качество цементирования колонны: I – хорошее, II – плохое; III – частичное, IV – свободная колонна

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 (рис. 2.7). 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.

На диаграмме необходимо 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 применяются 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

После выполнения лабораторной работы следует оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- 1) название и цель;
- 2) краткое описание принципа действия дефектомера;
- 3) краткое описание принципа действия цементомера;
- 4) краткое описание принципа действия акустического цементомера;

- 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.

В отчете должна быть изложена информация о высоте подъема цемента за колонной, интервалы нарушения цементного кольца. Результаты работы свести в таблицу

Интервал глубин	Интервал нарушения в цементном камне	Регистрируемые параметры	Значение параметра	Оценка качества цементного кольца

Отчет должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

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 отсутствие центровки обсадной колонны?
7. От чего зависят показания АК при оценке качества цементации?
8. Факторы, влияющие на показания зондов АК.
9. Причины, вызывающие нарушения цементного камня.
10. С помощью каких методов возможно изучение состояния цементного камня.
11. Как определить место заколонного перетока?

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ЗАТРУБНОЙ ЦИРКУКЛЯЦИИ

Цель:

– закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях;

– ознакомление с устройством и принципами действия электротермометра.

Формируемые компетенции: ОК-11; ПК-6, ПК-22; ПСК-2.9.

Теоретическая часть

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 временными замерам путем сравнения термограмм (рис. 3.1) 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 (фонового) 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 также 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 целе-

направленном воздействии на тепловое поле перетока для формирования аномалий отличных от помех.

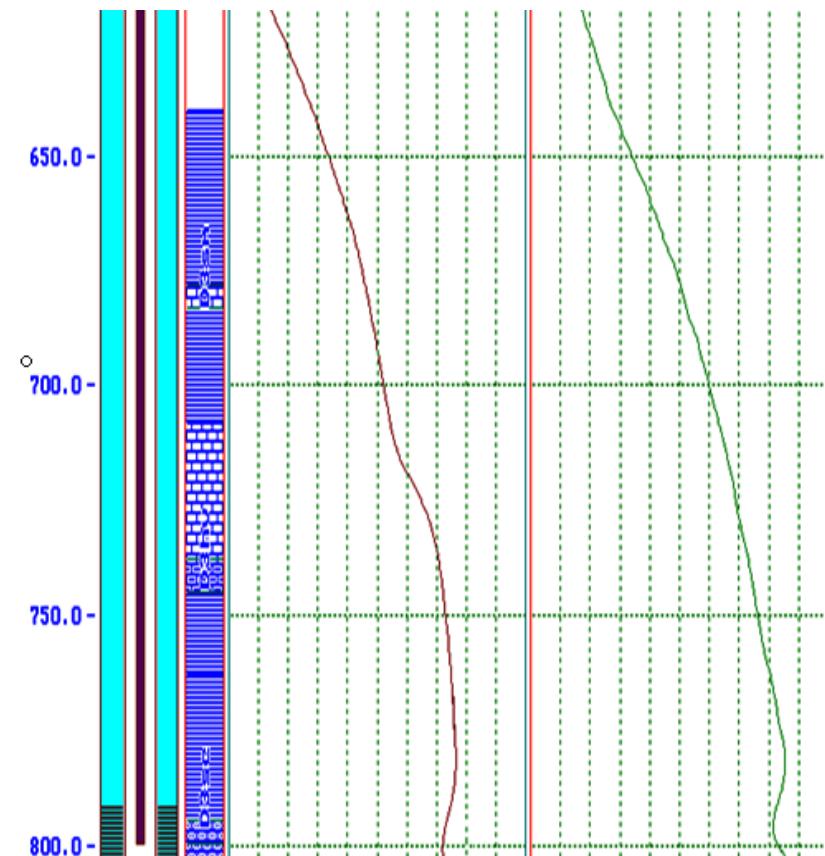


Рис. 3.1. Пример обнаружения заколонных перетоков

Пример обнаружения заколонных перетоков был представлен на рис 3.1. 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.

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 м, которая может быть связана с охлаждением щигровского пласта газом, либо с поглощением промывочной жидкости в процессе ремонтных работ. Отрицательная аномалия в интервале 700–720 м 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 (рис. 3.2), которые можно объяснить заколонным перетоком в интервале 450–550 метров.

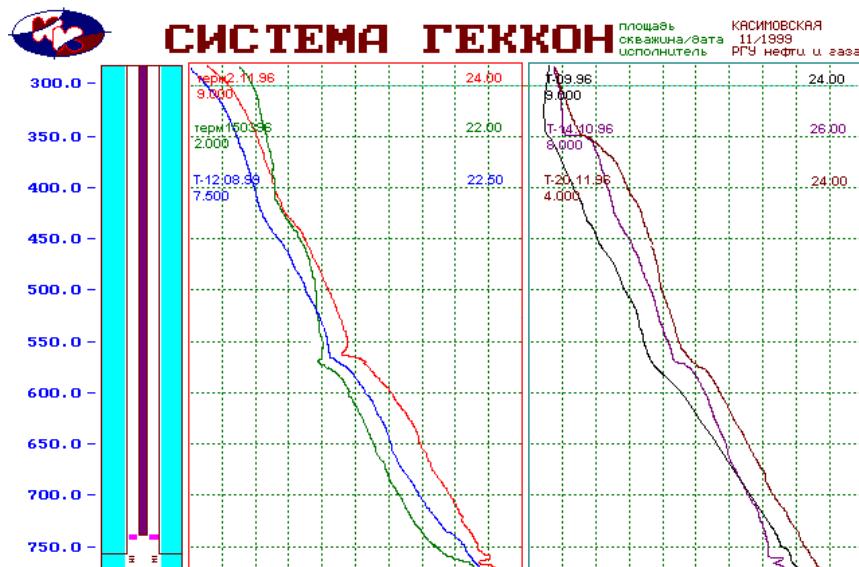


Рис. 3.2. Пример серии замеров термометром в период отбора газа

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 м обусловленная негерметичностью пакера и затворного соединения.

Еще один пример негерметичности подземного оборудования скважины представлен на рис. 3.3.

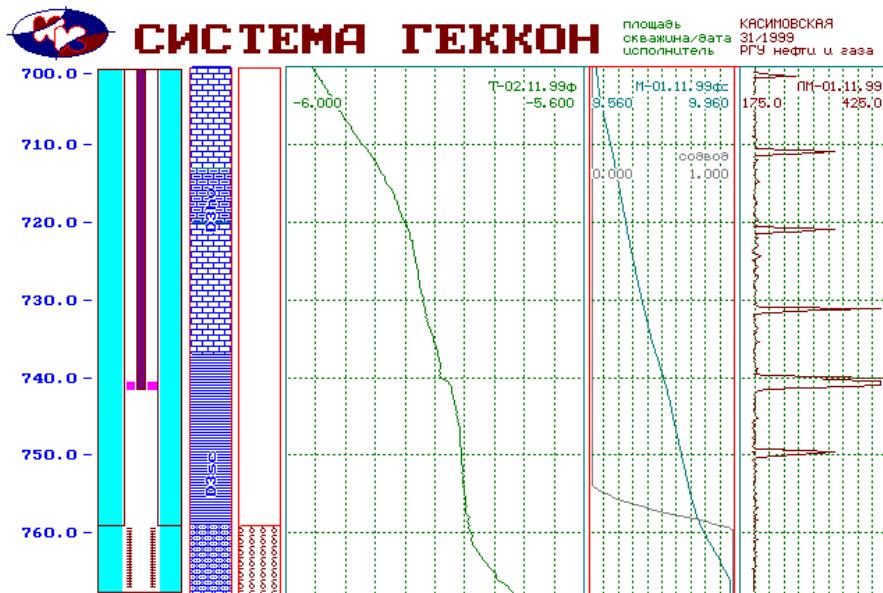


Рис. 3.3. Выявление мест негерметичности колонны, обусловленных негерметичностью пакера и затворного соединения

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 м. Приведённые примеры показывают, что термометрия позволяет во многих случаях контролировать заколонные перетоки в скважинах и места нарушения герметичности подземного оборудования скважины. Особенно эти процессы ярко проявляются в газовых скважинах за счет сильных термодинамических эффектов (дресселирование, конвективный теплоперенос) газа. Но не во всех случаях данные получаемые термометрией достоверны, что обусловлено сложностью формирования теплового поля в интервалах заколонного 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 (рис. 3.4) 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.

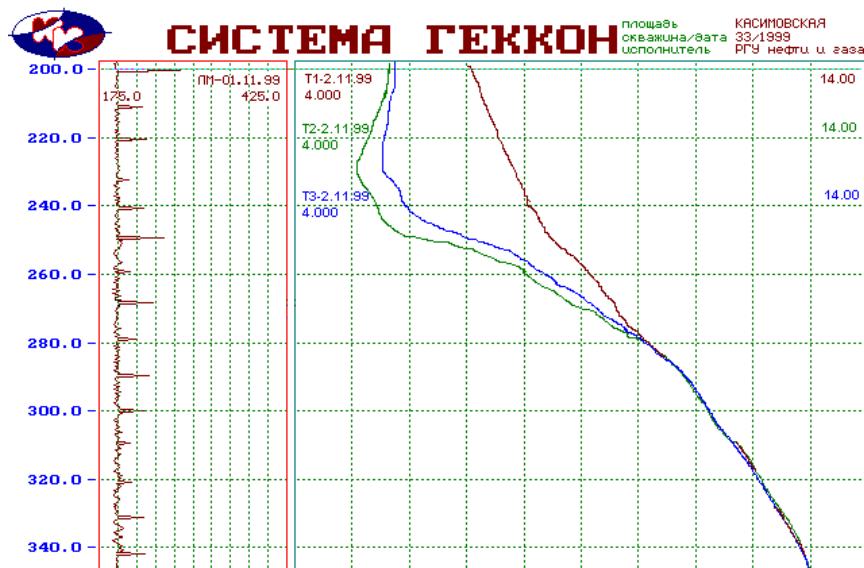


Рис. 3.4. Пример негерметичности подземного оборудования

Действие электрического термометра (термометра сопротивления) основано на свойстве металлического проводника изменять сопротивление изменением температуры среды, в которой он находится:

$$R = R_o [1 + \alpha(T - T_o)]. \quad (3.1)$$

где – T_o – начальная температура среды (температура равновесия моста), обычно равная 21°C ; R_o – сопротивление проводника при температуре T_o (в Ом); T – температура среды (в $^{\circ}\text{C}$); α – температурный коэффициент, характеризующий изменение сопротивления Ом) проводника, т. е. чувствительного элемента термометра (рези-

стора) при изменении температуры на 1 °С. В качестве чувствительного элемента термометра сопротивления служит металлический или полупроводниковый резистор с большим температурным коэффициентом. Такой термометр воспринимает температуру окружающей среды достаточно быстро и дает возможность измерять температуру непрерывным перемещением термометра вдоль ствола скважины. Различают несколько типов термометров, отличающихся по способу измерения сопротивления чувствительного элемента. Для измерения температуры в нефтяных и газовых скважинах наиболее широкое применение получили электронные термометры, рассчитанные на работу с одножильным кабелем.

Электронный термометр ТЭГ-60 на одножильном кабеле. Принципиальная электрическая схема измерений электронным термометром ТЭГ-60 на одножильном кабеле (рис. 3.5,б), состоит из наземного пульта 1, устанавливаемого в картотажной лаборатории, и скважинного прибора 2. Скважинный прибор снабжен электронным RC-генератором G, управление частотой которого осуществляется цепью RC , содержащей термо чувствительные резисторы R_t и терmostатированные емкости С. Резистор R_t с большим температурным коэффициентом является плечом мостовой схемы, расположенной в скважинном приборе и питаемой переменным током.

Изменение сопротивления чувствительного плеча R_j воздействует на RC -генератор, изменяя его частоту пропорционально сопротивлению резистора R_t . В результате период автоколебаний генератора RC находится в линейной зависимости от величины сопротивления R_t и, следовательно, от температуры среды, окружающей скважинный термометр. Переменный ток с выхода генератора передается по кабелю на поверхность и преобразуется специальной схемой-периодометром П в напряжение, пропорциональное температуре.

Полученное напряжение поступает на регистратор PK , где записывается в виде термограммы. Питание скважинного прибора постоянным током с напряжением 250 В осуществляется выпрямителем В через нагрузочное сопротивление R . Электронная схема скважинного прибора заключена в стальной герметизированный кожух. В нижней части скважинного прибора в медных трубках размещены термо чувствительные сопротивления R_t , контактирующие с промывочной жидкостью.

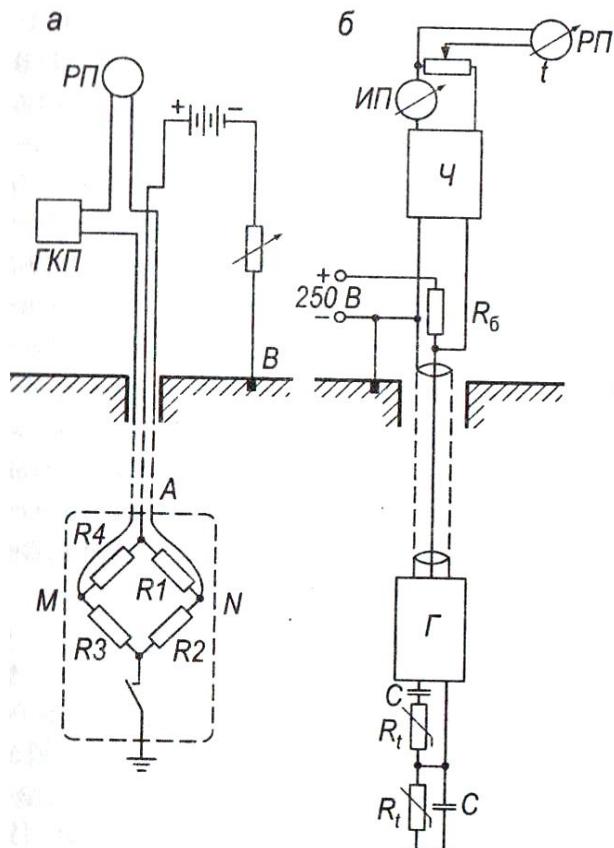


Рис. 3.5. Принципиальная схема измерения температуры электротермометром на трехжильном кабеле (а) и электротермометром ТЭГ (б)

Электронный термометр на трехжильном кабеле. Схема электрического термометра для измерения на трехжильном кабеле представляет собой мостик сопротивления, содержащий четыре резистора (рис 3.5, а). Одно из них R_1 (или два R_1 и R_3 , включены в противоположные плечи мостика) изготовлено из материала с высоким температурным коэффициентом и служит чувствительным элементом; три или два других выполнены из материала с малым температурным коэффициентом, например, из манганина или константана, которые практически нечувствительны к изменениям

температуры внешней среды. Плечи АВ мостика питают постоянным током через одну из жил кабеля и землю и определяют разность потенциалов, возникающую в плече МН и линейно зависящую от температуры среды.

При работе с электрическими термометрами масштаб температурной кривой обычно выбирают равным 0,25; 0,5 или 1°C на 1 см. Глубину замера температуры определяют так же, как и при электрическом каротаже. Перед спуском термометра в скважину он подвергается опробованию на поверхности. Для этого сверяют показания температуры окружающей среды, замеренные одновременно термометрами сопротивления и ртутными. Расхождения показаний не должны превышать 0,5 °C. Температурную кривую регистрируют во время спуска прибора в скважину и этим исключают погрешность, связанную с перемешиванием промывочной жидкости. Термометр обладает тепловой инерцией и воспринимает температуру среды, в которую он помещен, не мгновенно, а в течение некоторого времени согласно формуле:

$$T = T_c + (T_h - T_c) \cdot \exp\left(-\frac{1}{\tau_t}\right), \quad (3.2)$$

где T – измеренная температура; τ_t – постоянная времени термометра, равная времени, в течение которого термометр воспринимает приблизительно 0,63 разности температуры среды T_c и начальной температуры термометра T_h до помещения его в данную среду, τ_t для разных типов электрических термометров изменяется от 0,5 до 3 с.

Точность измерения термометра зависит от скорости его перемещения в скважине. Чем меньше τ_t тем больше допустимая скорость. При обычных измерениях (регистрирующий масштаб 0,5–1 °C на 1 см) скорость регистрации не должна превышать $3000/\tau_t$ (в м/ч), а при более детальной записи в масштабе 0,125 °C/см скорость должна быть снижена в 1,5–2 раза. Температурную кривую (рис. 3.6) регистрируют при спуске прибора в скважину, чтобы избежать искажений из-за перемешивания раствора.

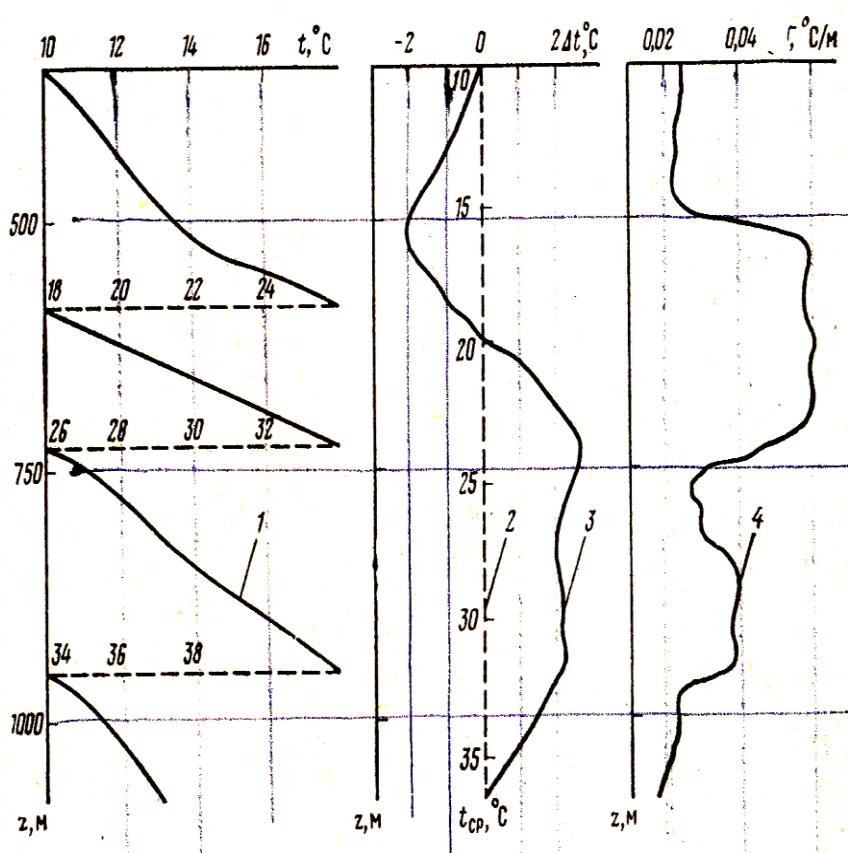


Рис. 3.6 – Диаграммы термометрии скважин:

- 1 – действительное распределение температуры в стволе скважины;
- 2 – термограмма, соответствующая среднему градиенту температуры;
- 3 – аномалий – термограмма с компенсацией среднего градиента температуры;
- 4 – градиент – термограмма.

Оборудование и материалы

1. Диаграммы термометрии.
2. Скважинный термометр.

Задание

Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме.

1. Интервал перетока.
2. Места перетока.

3. Направление перетока.
 4. Выявить пласт – источник перетока.
 5. Выявить принимающий пласт.
- Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

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 (рис. 3.7). 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. 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 преимуще-

ственno 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.

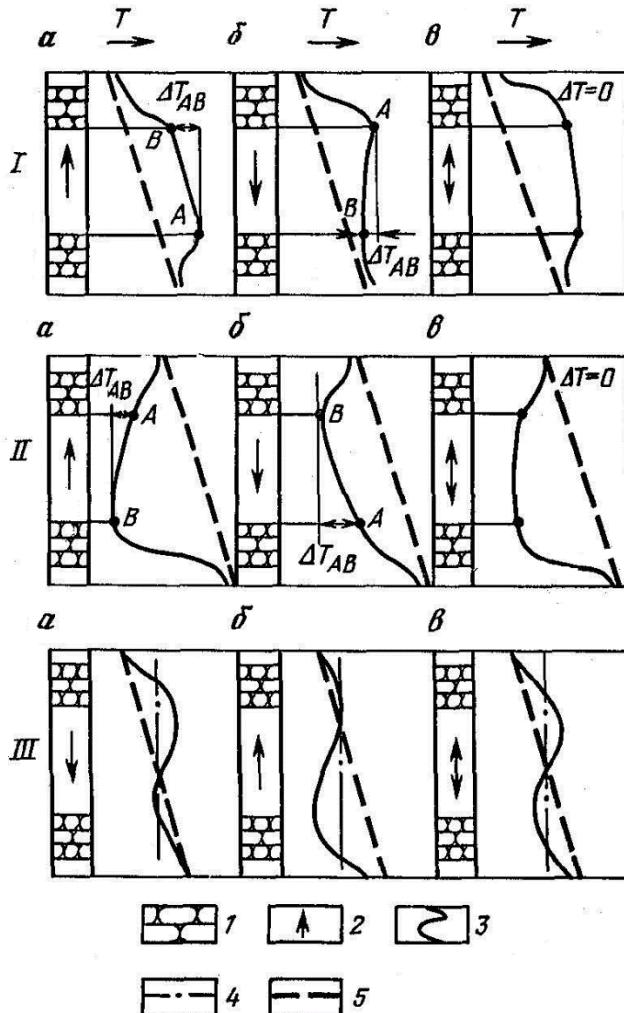


Рис. 3.7. Выделение интервалов и источников затрубной циркуляции

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 пласти

$$\Delta p = \frac{\Delta T_{max}}{\varepsilon}, \quad (3.3)$$

где ΔT_{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 отчета

После выполнения лабораторной работы следует оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- 1) название и цель работы;
- 2) краткое описание принципа действия термометра;
- 3) 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.

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

Отчет должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

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?

4. ВЫДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕГО ВНК В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ПО ДАННЫМ НГК И ННК

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекциях;
- ознакомление с физическими основами метода, устройством скважинного прибора и методикой исследования

Формируемые компетенции: ОК-7; ПК-19, ПК-27; ПСК-2.9.

Теоретическая часть

1. Выделение текущего ВНК в процессе разработки по данным НГК

Контроль за положением ВНК в процессе разработки месторождения, необходим для: обнаружения зон опережающего прорыва воды в продуктивных пластах; изучения состава жидкости в

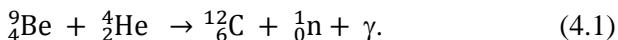
стволе действующей скважины; изучения степени выработки залежи. При разработке месторождений необходимо контролировать перемещение водо- и газонефтяного контактов. Для определения текущего положения ВНК в практике широкое распространение получили нейтронные методы. При условии достаточно высокой минерализации пластовых вод (более 100 кг/м³) 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 или 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 являются их небольшая 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 хлорсодержанию 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 активи-

рованных ядер натрия и хлора. Метод НА эффективен в случае минерализации вод по NaCl свыше 40 кг/м³.

В качестве источника нейтронов используют обычно смесь полония с бериллием. Полоний – радиоактивный элемент. Распадаясь, он излучает альфа-частицу (${}^4_2\text{He}$). При взаимодействии альфа-частицы с ядром берилля (${}^9_4\text{Be}$) образуются ядро углерода ${}^{12}_6\text{C}$ и нейtron (${}^1_0\text{n}$).

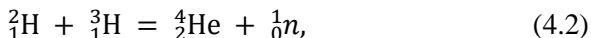


Нейтронные источники ионизационных излучений: Ро–Ве (138 сут), Ри–Ве (24 360 лет), Ро–В (138 сут), Cf 252 (2,55 года).

Генераторы нейтронов представляют чаще всего линейные ускорители дейтронов (2) с ускоряющим напряжением приблизительно 10^5 В. Нейтроны возникают при бомбардировке дейтронами мишней, содержащих дейтерий, тритий (3) или бериллий. Наибольший выход нейтронов (с энергией 14 МэВ) дает реакция ${}^3\text{T} (d, n) {}^4\text{He}$.

Основными частями генератора нейтронов являются источник ионов, ускорительная трубка, мишень, вакуумная система, источник высокого напряжения. В скважинных генераторах и во многих лабораторных используют так называемые отпаянные трубки, не требующие специальной вакуумной системы. Они содержат источник ионов, ускорительный промежуток и мишень, а также хранилище дейтерия. Пример такой трубки, используемой в серийном скважинном генераторе ИГН-4

Генератор нейтронов представляет собой линейный ускоритель, в котором ионы, ускоряясь в электрическом поле, попадают на мишень и вызывают ядерную реакцию с образованием быстрых нейтронов:



Средняя энергия нейтронов 14,1 МэВ. Основной узел генератора нейтронов – нейтронная трубка. Применяются газонаполненные и вакуумные (искровые) трубки. В газонаполненных трубках рабочее давление газа поддерживается постоянным, при этом трубка может работать как в импульсном режиме, так и в стационарном. Положительные ионы дейтерия под действием отрицательного электрического поля высоковольтного электрода приобретают энергию порядка 80–120 кэВ и бомбардируют тритиевую мишень. Рабочее давление дейтерия в трубке создается при подо-

греве титановой ленты, насыщенной дейтерием. В вакуумных трубках необходимое количество дейтерия выделяется из циркониевых электродов в момент искрового разряда. Трубка работает только в импульсном режиме.

2. Выделение текущего ВНК в процессе разработки по данным ННК

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.

В настоящее время используются 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_n 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. 4.1,а – через 2 года ВНК поднялся до глубины 1815 м, т. е. на 2,5 м.

Другой способ учёта положения ВНК, исключающий влияние колебаний пористости и глинистости пласта – это сравнение кривых НГК (или ННК-Т), зарегистрированных в разное время. Пример выделения обводнившихся интервалов таким способом приведён на рис. 4.2,б. Сопоставление двух диаграмм показывает, что в промежутке между двумя замерами обводнился интервал 1815–1817,5 м. Но эти методы наиболее однозначны при высокой минерализации вод.

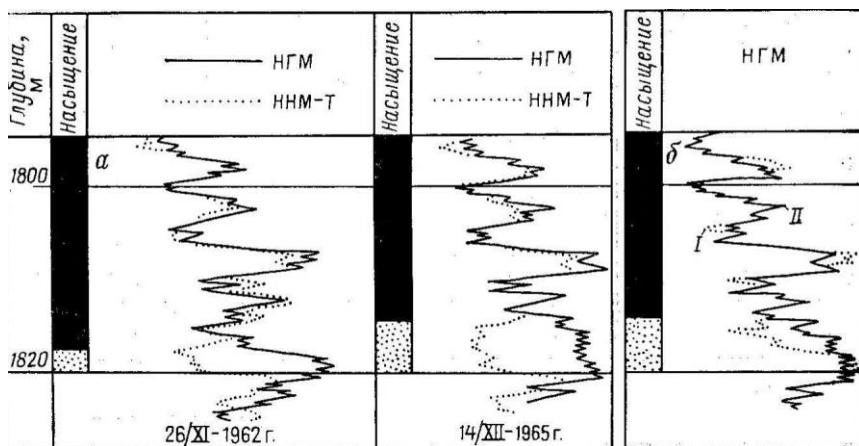


Рис. 4.1. Определение перемещения водонефтяного контакта в неоднородных по пористости пластиах

Импульсные методы, обладая большей чувствительностью к содержанию хлора в породе, позволяют определять ВНК при гораздо меньшей минерализации пластовых вод: до 40–50 г/л, а в особо благоприятных условиях и тщательных замерах с очень высокой точностью даже при минерализации 20 – 30 г/л (рис. 4.2, б), – интервал 1857–1875 м обводненный пласт (раннее он был продуктивным).

При больших колебаниях пористости пластов, что особенно часто наблюдается в карбонатных породах, ИННК комплексируют с методом, позволяющим определять эти изменения, например, НГК или ННК. Пористость можно учитывать построением двухмерного графика (рис. 4.3), 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.

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).

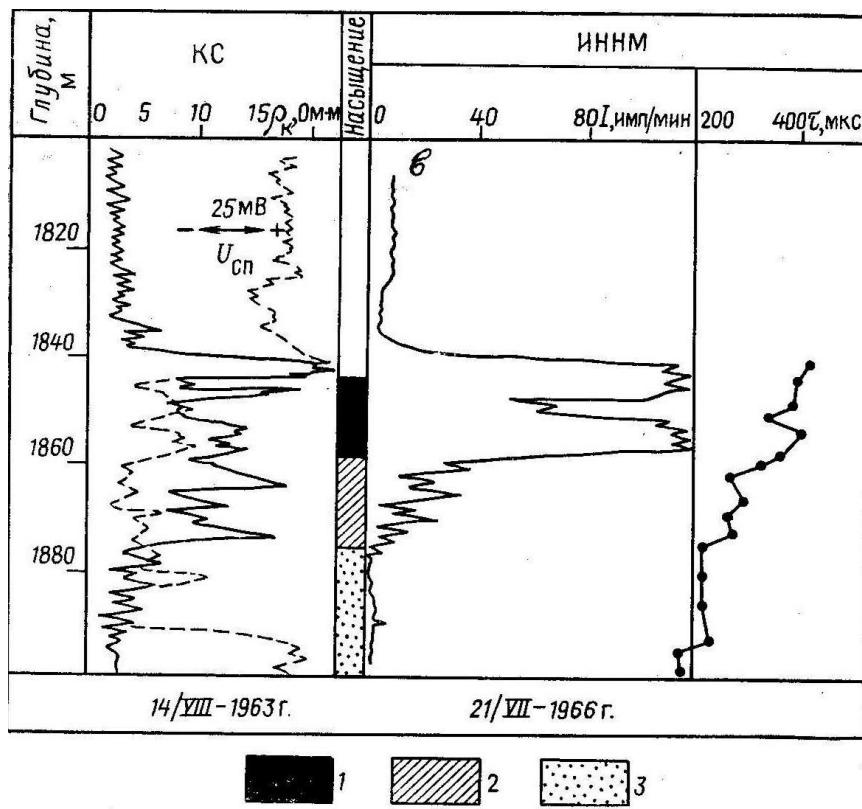


Рис. 4.2. Сопоставление: *a* – нормированных диаграмм ННК-Т и НГК, *б* – диаграмм НГК, зарегистрированных в разные моменты времени (через 3 года)

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 (рис. 4.4).

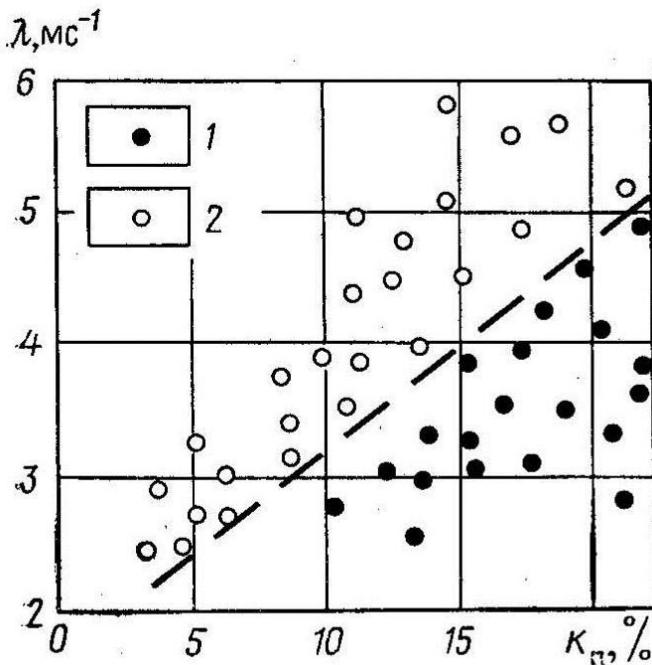


Рис. 4.3. Разделение нефтеносных (1) и водоносных (2) пластов путём сопоставления декремента затухания поля тепловых нейтронов λ и коэффициента пористости k_p

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 скважинаостояла длительное время и зона проникновения успела расформироваться, а литологический состав пород постоянен по разрезу, положительными приращениями характеризуются лишь нефтеносные коллектора (рис. 4.5).

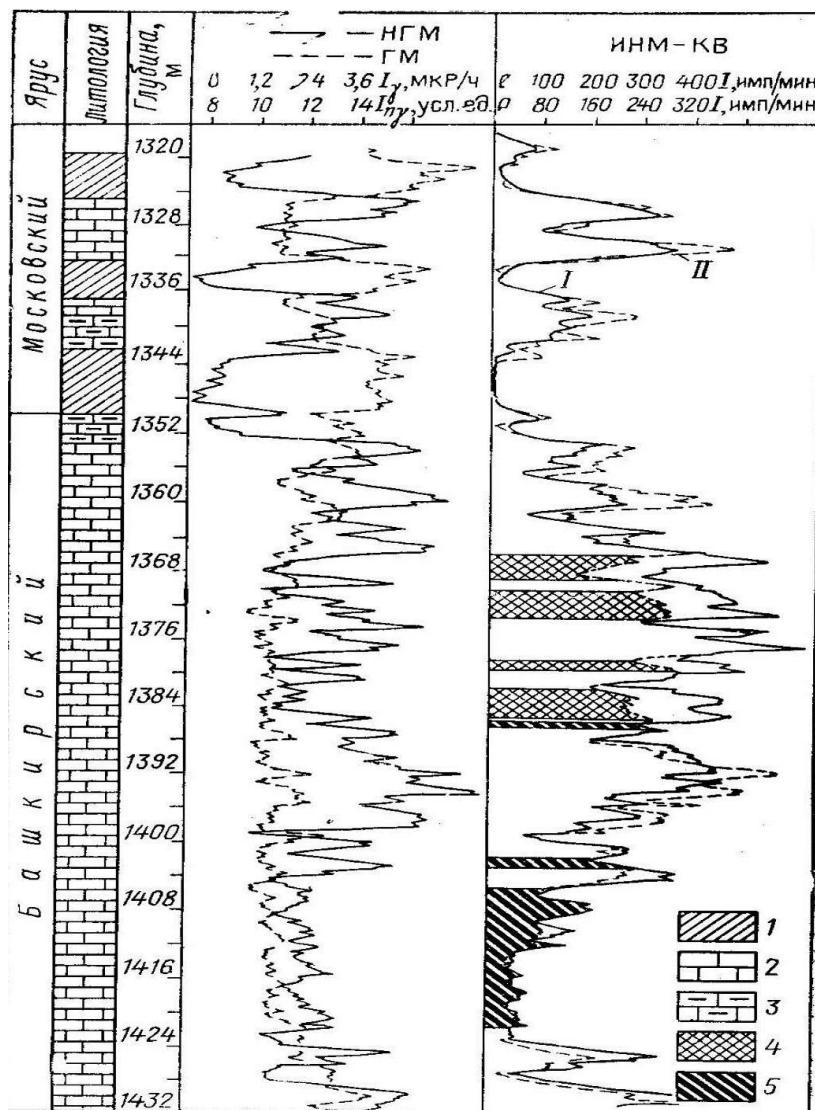


Рис. 4.4. Разделение нефтеносных и водоносных пластов импульсным нейтронным методом с компенсацией влияния водородосодержания: 1 – глины, 2 – известняки, 3 – глинистые известняки; участки диаграмм, соответствующие пластам; I – $\ell_1 = 40\text{ см}, t_1 = 1000 \text{ мкс}; I – \ell_2 = 40 \text{ см}, t_2 = 1000 \text{ мкс}$

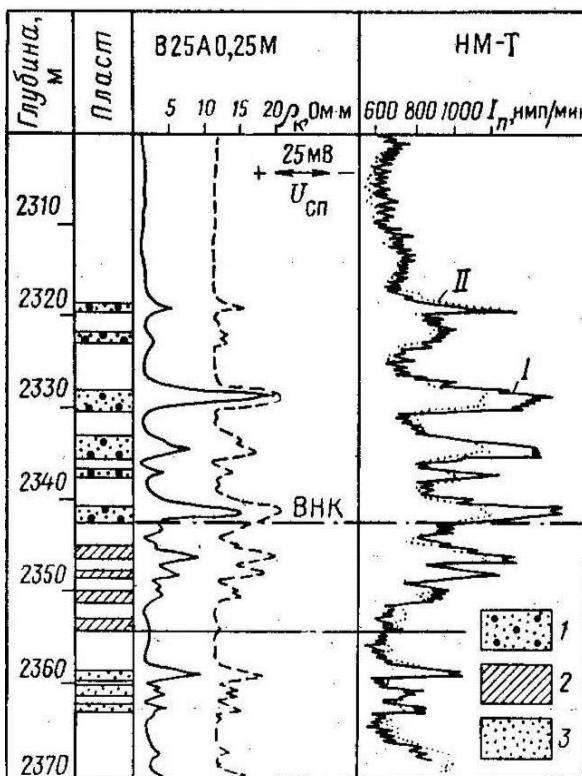


Рис. 4.5. Пример выделения нефтеносных пластов по результатам НК-Т в работающей (I) и остановленной (II) скважинах.
Пласти: 1 – нефтеносные, 2 – обводнённые, 3 – водоносные

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 20–25 г/л при высокой пористости (30 %) и 50–70 г/л при низкой пористости (10 %) пластов. Методики, позволяющие в принципе различать нефтеносные и водоносные пласты с пресной водой: способ закачки в пласт меченых жидкостей, избирательно проникающих в пласт. Из-за существенного различия фазовых проницаемостей воды и нефти в нефтеносном и водоносных пластинах 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 меченой 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 криевых нейтронных методов отмечается более высокими показаниями по сравнению с нефтеносными и водоносными.

Способ основан 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 (рис. 4.6) 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.

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.

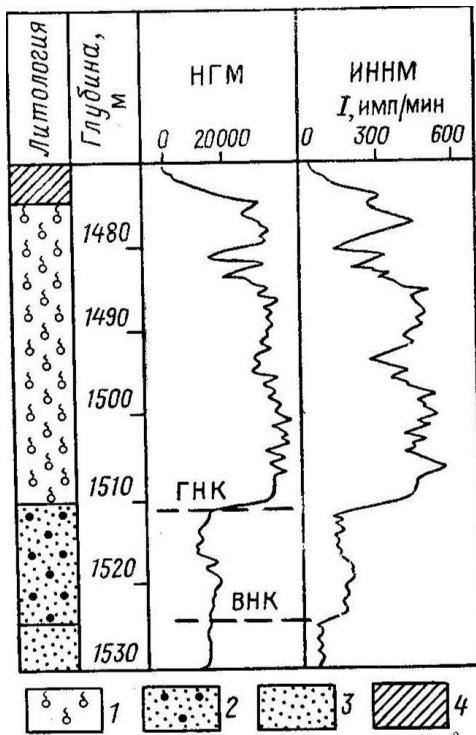


Рис. 4.6. Определение газонефтяного и водонефтяного контактов нейтронными методами. Песчаники: 1 – газоносные, 2 – нефтеносные, 3 – водоносные, 4 – глины

Пласти, 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 ВНК, 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. 4.7). 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).

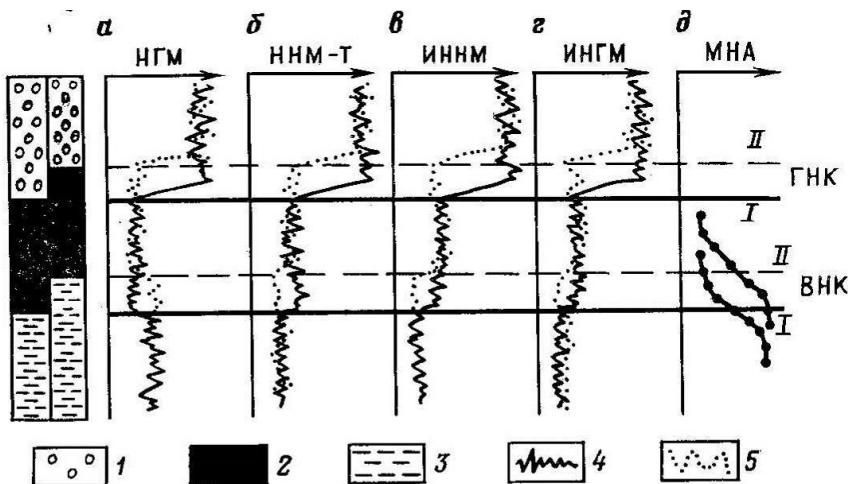


Рис. 4.7. Определение первоначального (I) и текущего (II) положений ВНК и ГНК по данным радиометрии скважин: 1 – газ, 2 – нефть, 3 – вода; кривые: 4 – первичных замеров, 5 – повторных замеров

При разделении методом НГК коллекторов на нефтеносные и водоносные используют различие в хлоросодержании нефтеносных и водоносных пластов, а при выявлении газонасыщенных 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, зарегистрирован-

ных в неперфорированной скважине при расформированной зоне проникновения ВНК, отмечается уменьшение показаний НГК и рост показаний НК-Т при переходе из водоносной в нефтенасыщенную часть коллектора.

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 $k_{\text{п}} n$ газоносного коллектора приближенно равна

$$k_{\text{п}} n = k_{\text{п}} (1 - kr) + \frac{k_{\text{п}} kr p_{\text{пл}}}{623}, \quad (4.3)$$

где kr – коэффициент газонасыщения.

Чем меньше пластовое давление $p_{\text{пл}}$, т. е. чем меньше глубина залегания исследуемых отложений, тем больше различаются k_{nnr} и k_{nnh} – 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 60 мПа, 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 течение которого зона проникновения расформировывается, 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 Iny (Inn) 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 ΔIny (ΔInn) вычисленных в пластах, характер насыщения которых определяется. Газоводяной или газонефтяной контакт определяется границей между интервалом пласта – коллектора, в котором происходит рост во времени значений ΔIny (ΔInn) и интервалом, для которого значение ΔIny (ΔInn) сохраняется во времени неизменным (рис 4.8).

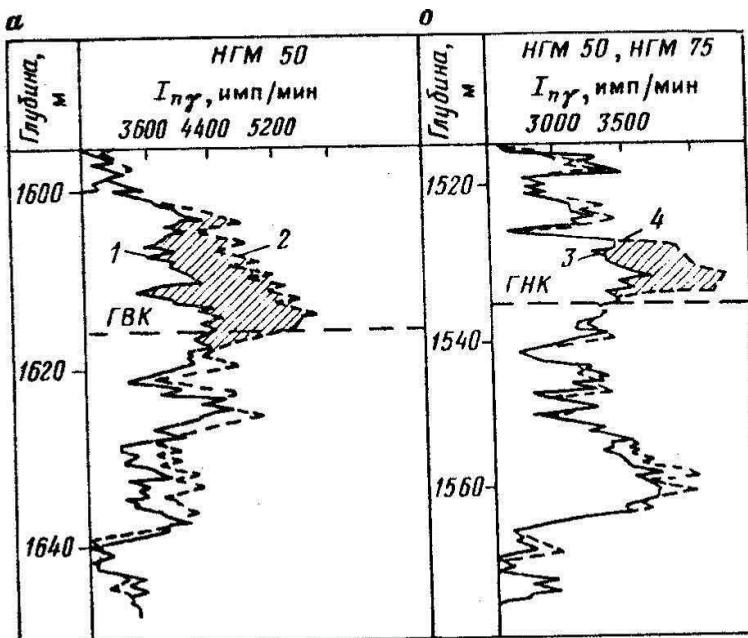


Рис. 4.8. Пример определения ГВК (а) и ГНК (б) по материалам повторных исследований НК в обсаженной скважине:
 1,2 – кривые НГК, зарегистрированные до и после расформирования зоны в коллекторе с ГВК; 3,4 – то же, в коллекторе с ГНК

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 60 см, ННК – Т – 40–50 см. 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 $\omega_{\text{в}} = 1$. Объёмная атомная концентрация водорода в нефти близка к характеристике воды. Поэтому эквивалентная влажность нефти $\omega_{\text{н}} \approx \omega_{\text{в}} = 1$.

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

$$\omega_{\text{пп}} \approx \omega_{\text{вп}} = k_{\text{п}} \omega_{\text{в}} = k_{\text{п}} \quad (4.4)$$

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

Для газонасыщенных пород:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{гн}} &= k_{\text{п}} (k_{\text{в}} \omega_{\text{в}} + k_{\text{н}} \omega_{\text{н}} + k_{\text{г}} \omega_{\text{г}}) = \\ &= k_{\text{п}} (1 - k_{\text{г}}) + k_{\text{п}} k_{\text{г}} \omega_{\text{г}}. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Поскольку за счёт низкой плотности газа по сравнению с водой и нефтью $\omega_{\text{г}} < \omega_{\text{н}} \approx \omega_{\text{в}}$, эквивалентная влажность газонасыщенных коллекторов меньше, чем водо- и нефтенасыщенных.

В глинистых коллекторах, скелет которых содержит кристаллизацию $\omega_{\text{св}}$ (химически связанный) водой:

$$\omega_{\text{пп}} \approx \omega_{\text{вп}} = k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} \omega_{\text{св}}. \quad (4.6)$$

К таким же породам относится гипс.

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 фотоэлектронного умножителя, перед фотокатодом которого установлен сцинтиллятор; фотоэлектронный 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 фотоэлектронного умножителя, перед фотокатодом которого уста-

новлен сцинтиллятор; фотоэлектронный 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 устанавливают электромеханический счетчик.

Скважинные приборы снабжены прижимным устройством и специальными экранами. Система пружинных рессор или шарнирно соединительных рычагов прижимает прибор с одной стороны, 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.

Оборудование и материалы

1. Диаграмма комплекса методов ГИС для определения текущего ВНК (выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ).
2. Скважинный прибор РК

Задания

Задание 1. Найти и объяснить методику обнаружения на диаграмме:

- 1) водонасыщенных коллекторов;

- 2) нефтенасыщенных коллекторов

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис. 4.9.

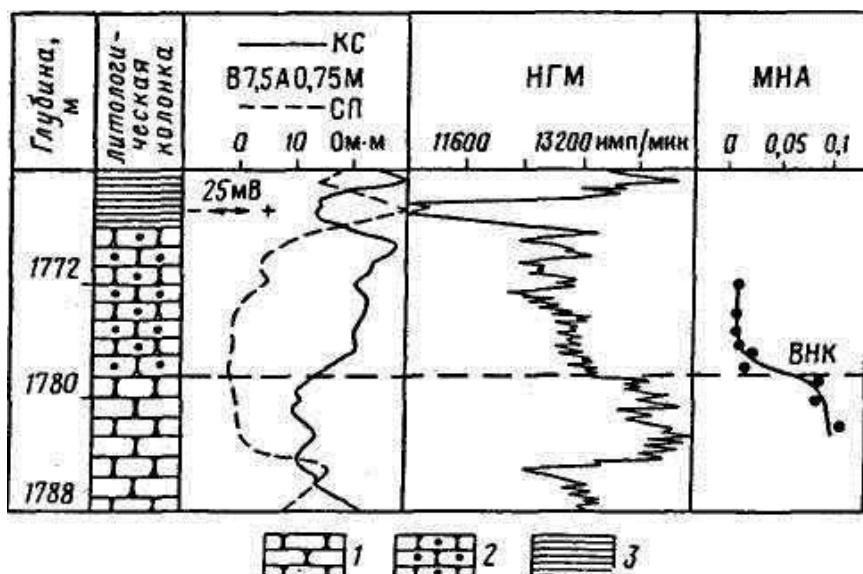


Рис. 4.9. Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору:

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

Первоначальное положение ВНК по диаграммам электрометрии отмечается на глубине 1623,5 м. В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине

1618 м. На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около $250 \text{ кг}/\text{м}^3$, 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 (см. рис. 4.9). Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618 м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис. 4.9. Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное измерение, включающее регистрацию НГМ и НА. Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778,5 м. 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 1778,5 м.

Содержание отчета

После выполнения лабораторной работы следует 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 содержать титульный лист с указанием ФИО 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 прослеживать 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.

Задание 2. Найти объяснить методику обнаружения на диаграмме.

1. Определить положение текущего ВНК.
2. Интервалы перемещения ВНК по временным замерам.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Пример контроля текущего положения контакта вода-нефть показан на рис. 4.10. В процессе разработки залежи контакт смещается и по данным НГМ выделяется на глубине 1618 м. На данном месторождении минерализация пластовых вод в девонских отложениях составляет около $250\text{кг}/\text{м}^3$, 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. Положение ВНК по ним также отбивается на глубине 1618 м.

Пример использования данных метода наведенной активности приведен на рис. 4.10.

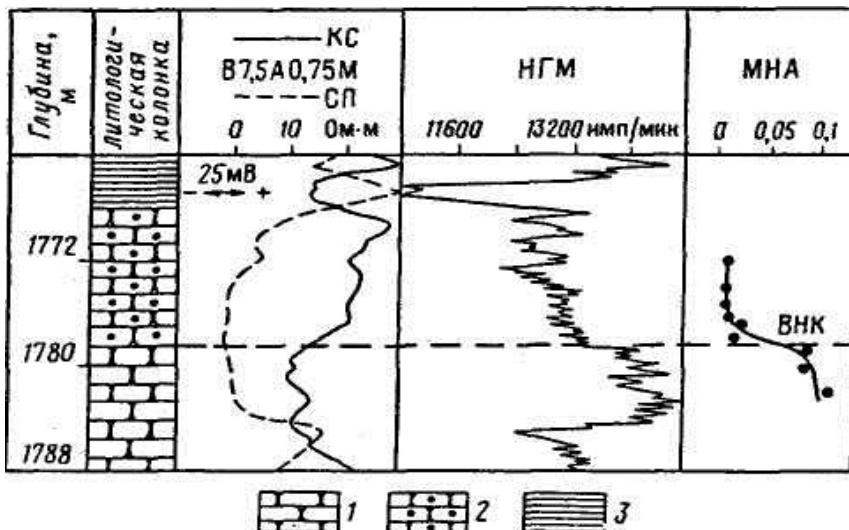


Рис. 4.10. Определение положения текущего ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору: 1 – водоносный песчаник; 2 – нефтеносный песчаник; 3 – глина

Для более точной отбивки ВНК применяется комплексное измерение, включающее регистрацию НГМ и НА. Контакт нефти и воды фиксируется на кривой НГМ увеличением показаний против водоносной части пласта на глубине 1778,5 м. 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 1778,5 м.

Содержание отчета

После выполнения лабораторной работы следует 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 содержать титульный лист с указанием ФИО 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 ГИС-методами можно определить характер насыщения пласта-коллектора?
2. Для чего необходимо прослеживать 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.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекции;
- ознакомление с основными принципами устройства и действия электротермометра.

Формируемые компетенции: ОК-2, ОК-11, ПК-6, ПК-19, ПК-35, ПСК-2.9.

Теоретическая часть

Могут быть профили: расхода жидкости при движении ее вверх по стволу скважины – профиль притока или вниз – профиль приемистости.

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 несущественно. 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).

Пороговая чувствительность термодебитомера выше пороговой чувствительности механического расходомера. В частности, термодебитомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении нефти в воду (рис. 5.1).

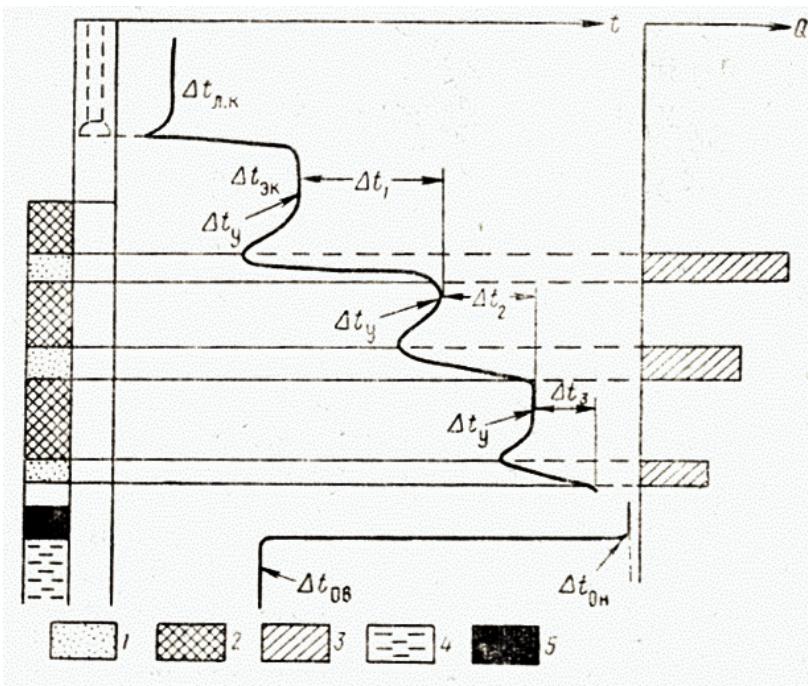


Рис. 5.1. Пример выделения работающих интервалов в обсаженной скважине по кривой термодебитомера: 1 – работающие участки пласта; 2 – неработающие участки пласта; 3 – профиль притока флюида; 4 – вода; 5 – нефть

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 термодебитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину. Для выявления отдающих (поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходометрии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной на короткое время скважине. 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 пласти 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.

Для измерения температуры в скважинах применяют в основном: электрические термометры сопротивления, опускаемые в скважину на одножильном или трехжильном кабеле (рис. 5.2).

Действие электрического термометра (термометра сопротивления) основано на свойстве металлического проводника изменять сопротивление R изменением температуры среды, в которой он находится:

$$R = R_o [1 + \alpha(T - T_o)], \quad (5.1)$$

где T_o – начальная температура среды (температура равновесия моста), обычно равная 21°C ; R_o – сопротивление проводника при температуре T_o (в Ом); T – температура среды (в $^{\circ}\text{C}$); α – температурный коэффициент, характеризующий изменение сопротивления Ом) проводника, т. е. чувствительного элемента термометра (резистора) при изменении температуры на 1°C . В качестве чувствительного элемента термометра сопротивления служит металлический или полупроводниковый резистор с большим температурным коэффициентом. Такой термометр воспринимает температуру окружающей среды достаточно быстро и дает возможность измерять температуру непрерывным перемещением термометра вдоль ствола скважины. Различают несколько типов термометров, отли-

чающихся по способу измерения сопротивления чувствительного элемента. Для измерения температуры в нефтяных и газовых скважинах наиболее широкое применение получили электронные термометры, рассчитанные на работу с одножильным кабелем. где T_o – начальная температура среды (температура равновесия моста), обычно равная 21°C ; R_o – сопротивление проводника при температуре T_o (в Ом); T – температура среды (в $^{\circ}\text{C}$); α – температурный коэффициент, характеризующий изменение сопротивления Ом) проводника, т. е. чувствительного элемента термометра (резистора) при изменении температуры на 1°C .

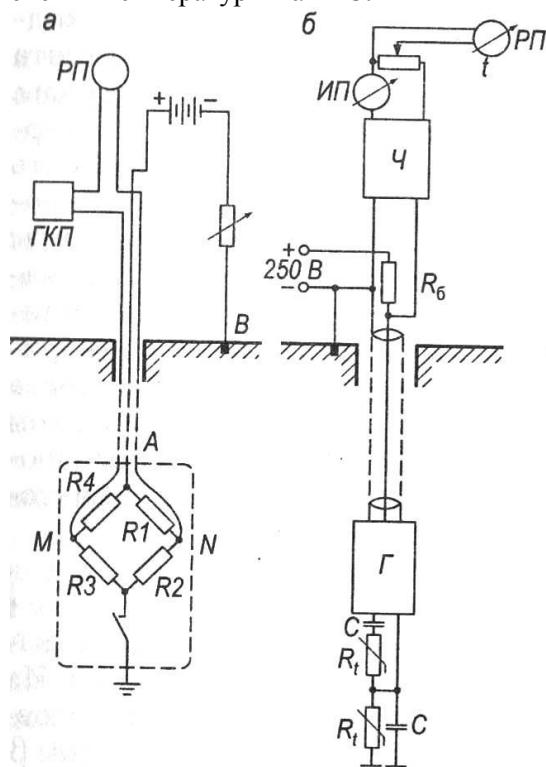


Рис. 5.2. Принципиальная схема измерения температуры электротермометром на трехжильном кабеле (а) и электротермометром ТЭГ (б)

В качестве чувствительного элемента термометра сопротивления служит металлический или полупроводниковый резистор с

большим температурным коэффициентом. Такой термометр воспринимает температуру окружающей среды достаточно быстро и дает возможность измерять температуру непрерывным перемещением термометра вдоль ствола скважины. Различают несколько типов термометров, отличающихся по способу измерения сопротивления чувствительного элемента. Для измерения температуры в нефтяных и газовых скважинах наиболее широкое применение получили электронные термометры, рассчитанные на работу с одножильным кабелем.

Электронный термометр ТЭГ-60 на одножильном кабеле. Принципиальная электрическая схема измерений электронным термометром ТЭГ-60 на одножильном кабеле (см. рис. 5.2,б), состоит из наземного пульта 1, устанавливаемого в каротажной лаборатории, и скважинного прибора 2. Скважинный прибор снабжен электронным RC-генератором G, управление частотой которого осуществляется цепью RC , содержащей термо чувствительные резисторы R_t и термостатированные емкости С. Резистор R_t с большим температурным коэффициентом является плечом мостовой схемы, расположенной в скважинном приборе и питаемой переменным током.

Изменение сопротивления чувствительного плеча R_t воздействует на RC-генератор, изменяя его частоту пропорционально сопротивлению резистора R_t . В результате период автоколебаний генератора RC находится в линейной зависимости от величины сопротивления R_t и, следовательно, от температуры среды, окружающей скважинный термометр. Переменный ток с выхода генератора передается по кабелю на поверхность и преобразуется специальной схемой-периодометром П в напряжение, пропорциональное температуре. Полученное напряжение поступает на регистратор РК, где записывается в виде термограммы. Питание скважинного прибора постоянным током с напряжением 250 В осуществляется выпрямителем В через нагрузочное сопротивление R. Электронная схема скважинного прибора заключена в стальной герметизированный кожух. В нижней части скважинного прибора в медных трубках размещены термо чувствительные сопротивления R_t , контактирующие с промывочной жидкостью.

Электронный термометр на трехжильном кабеле. Схема электрического термометра для измерения на трехжильном кабеле

представляет собой мостик сопротивления, содержащий четыре резистора (см. рис. 5.2, а). Одно из них R1 (или два R1 и R3, включены в противоположные плечи мостика) изготовлено из материала с высоким температурным коэффициентом и служит чувствительным элементом; три или два других выполнены из материала с малым температурным коэффициентом, например, из манганина или константана, которые практически нечувствительны к изменениям температуры внешней среды. Плечи АВ мостика питают постоянным током через одну из жил кабеля и землю и определяют разность потенциалов, возникающую в плече МН и линейно зависящую от температуры среды.

При работе с электрическими термометрами масштаб температурной кривой обычно выбирают равным 0,25; 0,5 или 1 °С на 1 см. Глубину замера температуры определяют так же, как и при электрическом каротаже. Перед спуском термометра в скважину он подвергается опробованию на поверхности. Для этого сверяют показания температуры окружающей среды, замеренные одновременно термометрами сопротивления и ртутными. Расхождения показаний не должны превышать 0,5 °С. Температурную кривую (рис. 5.3) регистрируют во время спуска прибора в скважину и этим исключают погрешность, связанную с перемешиванием промывочной жидкости.

Термометр обладает тепловой инерцией и воспринимает температуру среды, в которую он помещен, не мгновенно, а в течение некоторого времени согласно формуле

$$T = T_c + (T_h - T_c) \cdot \exp\left(-\frac{1}{\tau_T}\right), \quad (5.2)$$

где T – измеренная температура; τ_T – постоянная времени термометра, равная времени, в течение которого термометр воспринимает приблизительно 0,63 разности температуры среды T_c и начальной температуры термометра T_h до помещения его в данную среду, τ_T для разных типов электрических термометров изменяется от 0,5 до 3 с.

Точность измерения термометра зависит от скорости его перемещения в скважине. Чем меньше τ_T тем больше допустимая скорость. При обычных измерениях (регистрирующий масштаб 0,5–1 °С на 1 см) скорость регистрации не должна превышать $3000/\tau_T$ (в м/ч), а при более детальной записи в масштабе 0,125 °С/см ско-

рость должна быть снижена в 1,5–2 раза. Температурную кривую регистрируют при спуске прибора в скважину, чтобы избежать искажений из-за перемешивания раствора.

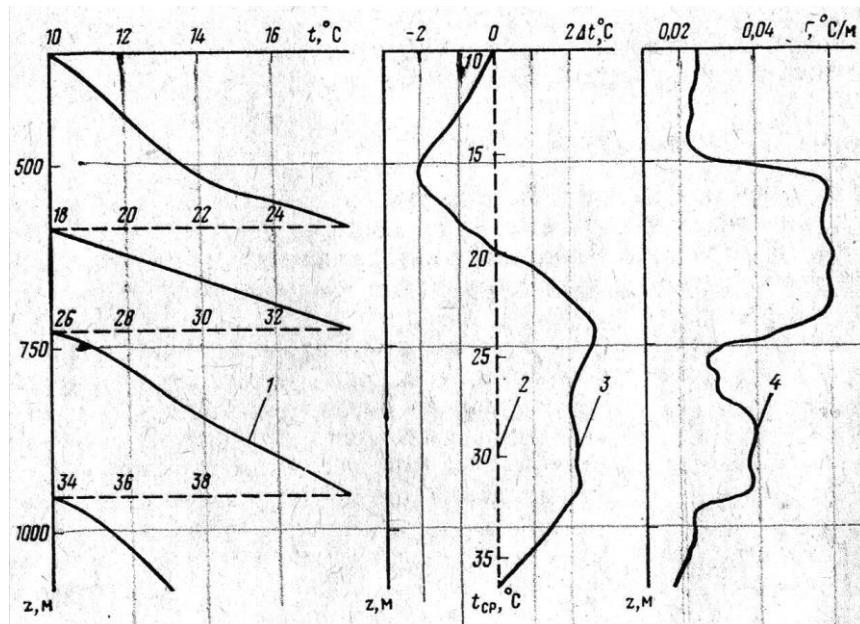


Рис. 5.3. Диаграммы термометрии скважин:

- 1 – действительное распределение температуры в стволе скважины;
- 2 – термограмма, соответствующая среднему градиенту температуры;
- 3 – аномалий – термограмма с компенсацией среднего градиента температуры;
- 4 – градиент – термограмма

Термокондуктивные расходомеры. Наибольшее распространение в практике работ получили скважинные термоэлектрические дебитометры-расходомеры типа СТД-2 и СТД-4 (рис. 5.4).

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 10–12 мА, поэтому термодатчик не разогревается.

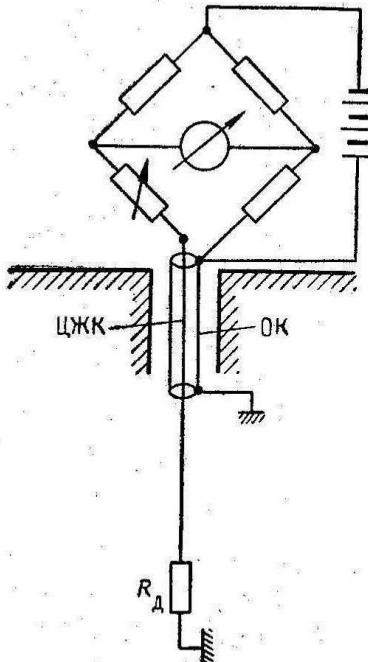


Рис. 5.4. Электрическая схема скважинной схемы скважинного дебитометра-расходомера типа СТД

При работе прибора в режиме дебитомера (расходомера) это дополнительное сопротивление на токовой цепи выключается, и сила тока при этом становится равной 120–150 мА. Приборы СТД-2 позволяет определять дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1–3 до 300 м³/сут. Скорость записи прибора в режиме дебитомера (расходомера) до 100 м/ч, в режиме термометра – до 500 м/ч. Стабильность работы СТД в режиме дебитомера-расходомера обеспечивается при температуре окружающей среды до 80 °С, в режиме термометра – до 120 °С при давлении в обоих случаях до 4×10^7 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.

Оборудование и материалы

1. Диаграмма комплекса методов ГИС для определения профиля притока (выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ).
2. Скважинный термометр.

Задание

1. Выделить работающие интервалы по данным высокочувствительной термометрии.
2. Выделить работающие интервалы по данным влагометрии.
3. Выделить работающие интервалы по данным резистивиметрии.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Обработка и интерпретация материалов исследований выполняются в следующем порядке: По данным промыслового-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 неполнотью 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 принима-

ющего пласта. Положение этой границы ниже интервала перфорации указывает на затрубную циркуляцию воды в нижележащие пласти, 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.

На рис. 5.5 приведен пример выделения интервалов пласта, отдающих нефть и воду, с помощью высокочувствительной термометрии с использованием дроссельного эффекта.

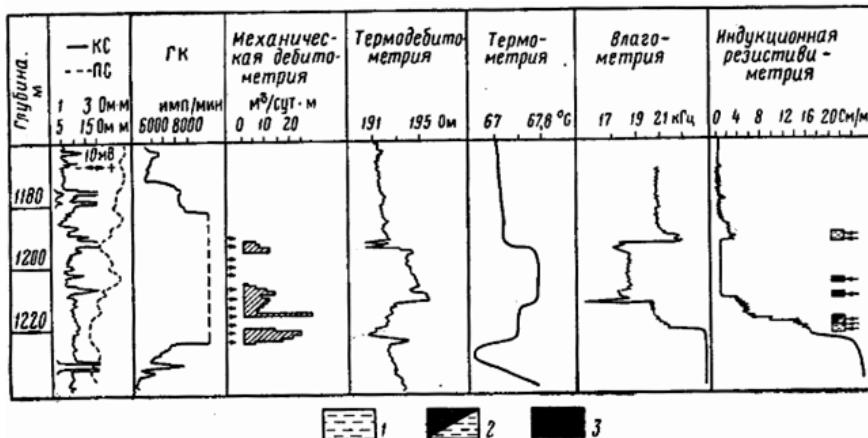


Рис. 5.5. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного дебитометров и данных высокочувствительной термометрии:

- I – кривая, замеренная термокондуктивным дебитометром типа СТД;
 II – то же, механическим дебитометром; III, IV – термограммы, полученные в работающей и остановленной скважине. 1 – нефть;
 2 – нефть с водой; 3 – вода; 4 – интервал перфорации

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 термо-

метрии 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 отчета

После выполнения лабораторной работы следует 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 ФИО 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?
4. Для чего необходимо определение профиля притока?
5. От чего зависят показания термокондуктивного расходомера?

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ПРИТОКА ПО ДАННЫМ ГИС-КОНТРОЛЯ

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекции;
- ознакомление с основными методами и принципами определения состава притока.

Формируемые компетенции: ОК-1, ПК-8, ПК-19, ПК-34, ПСК-2.5.

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 плотномеры. 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 исследуе-

мый 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. 6.1,а (кривая 11).

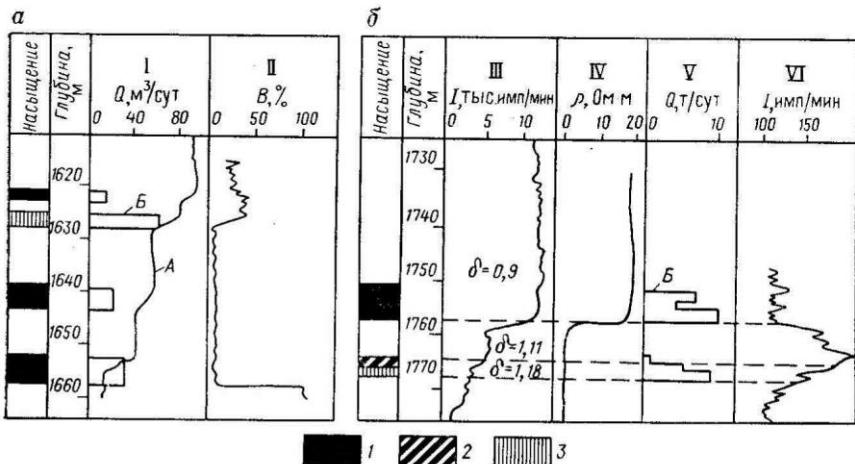


Рис. 6.1. Исследование эксплуатационных скважин дебитомерами в комплексе с влагомером (а) и гамма-плотномером (б):

1V – 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

Искажения диаграмм влагомеров обусловлены чаще всего наличием водяного столба на забое скважины. Если обводняющийся пласт находится выше малодебитных пластов, отдающих чистую нефть с водой, против них образуется столб воды с гораздо большим содержанием воды, чем в продукции, отдаваемой пластами, залегающими в этом интервале. Некоторое искажение показаний происходит также при отсутствии пакера или недостаточно полной пакеровке, поскольку жидкость, движущаяся по центру скважины, часто не совпадает по составу с жидкостью у стенки колонны.

Так как кислорода в углеводородах нефти и природного газа очень мало, по его концентрации в продукции скважин можно су-

дить о содержании в ней воды. Количество кислорода в флюиде определяют методом активации кислорода нейтронами. Содержание кислорода в различных горных породах и цементном кольце меняется в очень узких пределах, поэтому активность образующегося при этом изотопа ^{16}N характеризуется концентрацией кислорода в скважинном флюиде, возрастая с ростом влажности флюида. О содержании воды в нефти или газе можно судить также по их плотности. Для измерения плотности используют в основном приборы двух типов:

- гамма-плотномеры ГГП, 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. 6.1,*а*) выделяются четыре интервала с притоком. Из них три интервала отдают нефть, а четвёртый (1626–1628 м) – воду. Высокая влажность на глубине выше 1658 м 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. 6.1,*б* дебитограмма показывает наличие притоков жидкости в интервалах 1751–1756 м и 1764–1768 м. В нижней части последнего интервала плотность флюида ($\delta = 1,18 \text{ г}/\text{см}^3$) практически совпадает с плотностью солёной воды. Эта часть разреза отдаёт воду, что хорошо видно также по увеличению наведённой активности кислорода на глубине 1768 м. Прикровельная часть нижнего интервала отдаёт воду с нефтью, что приводит к некоторому росту показаний плотномера; на глубине 1764 м показания соответствуют плотности $1,11 \text{ г}/\text{см}^3$, промежуточной для нефти и пластовой воды.

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

наоборот, жидкость в скважине представляет собой нефть с каплями воды, поэтому имеет высокое сопротивление.

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

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

Такое комплексирование позволяет определять отдельно объемы Q_w воды и Q_n нефти, отдаваемые каждым интервалом.

С помощью резистивиметрии решаются те же задачи, которые решает влагометрия. Однако при использовании поверхностно активных веществ в скважине образуется пена, которая вносит в показания влагометра 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.

Исследования считаются качественными, если показания индукционного резистивиметра на ВНР и в зумпфе, заполненном во-

дой, коррелируются с данными других методов изучения состава смеси, а также с данными термодебитомера.

При записи в гидрофильной смеси (эмulsionя типа «нефть в воде») диаграмма изрезана хаотическими флюктуациями в виде частых выбросов в сторону уменьшения проводимости относительно основной величины, определяемой удельной проводимостью воды S_w (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 флюктуаций, четочный режим характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля S_n .

При записи в гидрофобной смеси (эмulsionя 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).

Гамма-гамма-плотнометрия. Модификация ГГК-П (рис. 6.2) 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 $341,6 \times 10^{-16}$ Дж. Скорость записи кривой прибором ГГК-П составляет 5–100 м/ч.

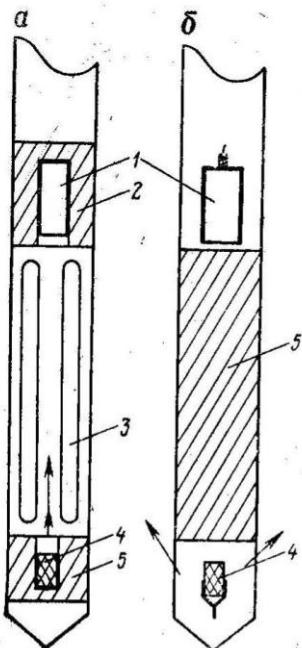


Рис. 6.2. Схема конструкции зондовой части гамма-плотномера:
 а – для ГГП-П; б – для ГГП-Р; 1 – датчик, 2 – экран на датчике,
 3 – фонарь, 4 – источник гамма-квантов, 5 – экран на источнике;
 стрелками показано направление распространения гамма-квантов

Существуют две разновидности влагомеров (рис. 6.3), имеющие различные методические возможности:

- пакерные
- беспакерные.

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 прибора 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 фиксиро-

вать притоки нефти в гидрофильтрующую смесь (эмulsionя типа «нефть в воде»).

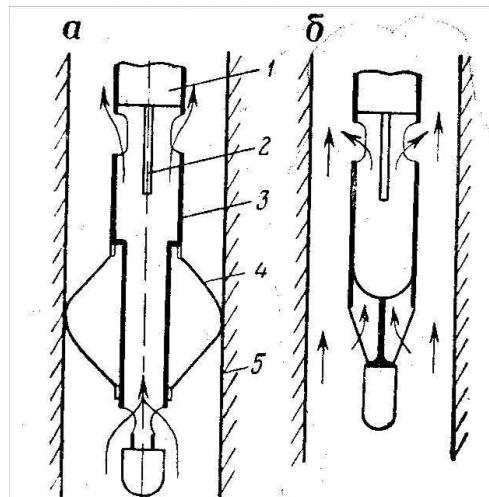


Рис. 6.3. Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров:

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

Резистивиметрия. Индукционный резистивиметр представляет собой две торOIDальные катушки, одна из которых является генераторной и возбуждает в исследуемой среде вихревые токи частотой 100 КГц, а другая – измерительная (рис. 6.4).

Вихревые токи циркулируют в вертикальных плоскостях, пронизывающих внутренний и внешний объемы жидкости, омывающей датчик. Величина регистрируемого удельного электрического сопротивления зависит от состава смеси в скважине.

Границы однородных сред с различной удельной проводимостью фиксируются резко различными показаниями прибора. На границе неподвижной высокоминерализованной воды S_{b2} с водой меньшей минерализации S_{b1} отмечается переходная зона значений удельной проводимости, образующаяся в результате диффузионных процессов на границе двух растворов с различной проводимостью и механического перемешивания этих растворов при спуско-подъемных операциях.

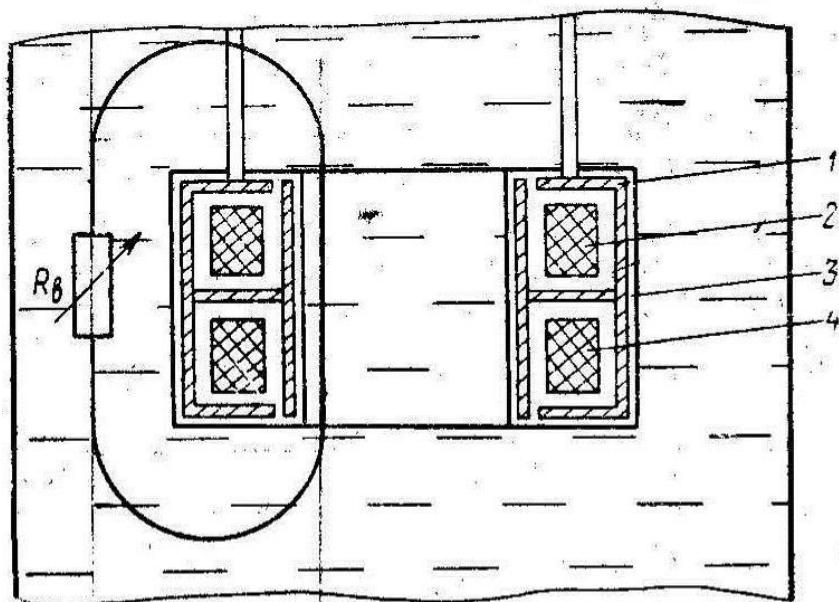


Рис. 6.4. Схема датчика индукционного резистивиметра:

1 – экран; 2, 4 – катушки; 3 – изоляционное покрытие;
 R_b – сопротивление объёмного витка жидкости

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 включений.

Оборудование и материалы

1. Диаграмма комплекса методов ГИС для определения состава притока (выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ).
2. Скважинный плотномер, влагомер, резистивиметр.

Задание

1. Определить интервалы притока;
 2. Определить состав притока.
 3. Определить нефтеводораздел
 4. Определить интервалы разгазирования
- Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Значения интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированного плотномером, с помощью эталонировочных графиков (рис. 6.5–6.7) переводятся в значения плотности.

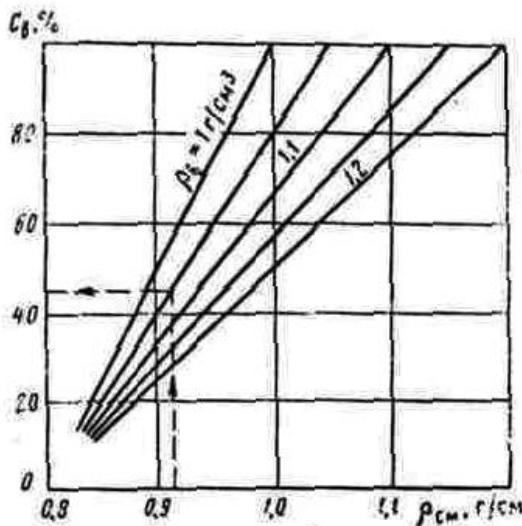


Рис. 6.5. Этalonirovочный график

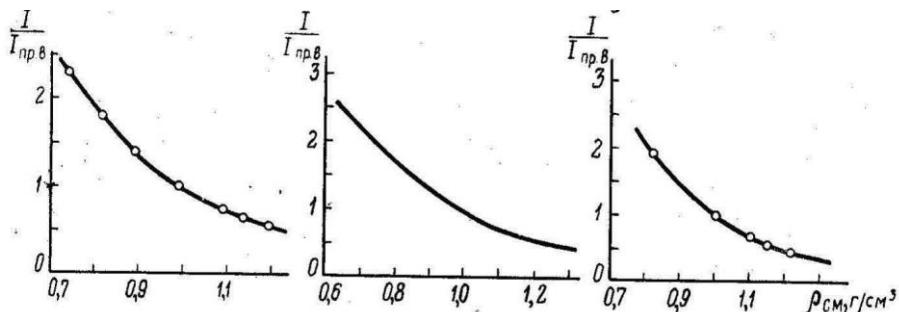


Рис. 6.6. Градуировочные зависимости показаний гамма-плотномера от плотности среды а – в – приборы ГГП-1М, ГГП-2, ГГП-3

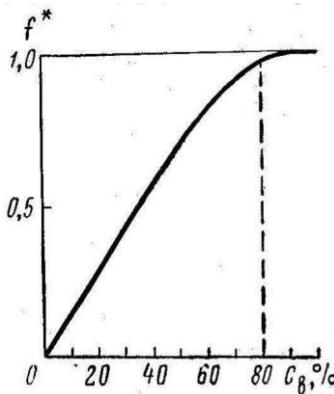


Рис. 6.7. Пример градуировочной зависимости влагомера

Эталонирование плотномеров выполняется в пресной воде или другой жидкости с плотностью близкой к 1 г/см³. Между интенсивностью гамма-излучения и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотнограммы переход от воды к газу отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения.

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 $\pm 10\%$. При оформлении результатов исследований на диаграмму вместе со шкалой показаний влагомера наносят шкалу процентного содержания воды (в %), используя градуировочный график.

Все результаты измерений влагомерами (эталонировочные и скважинные) с помощью температурной характеристики прибора приводятся к температуре 20°. Опорные значения f_n , f_v устанавливаются непосредственно по материалам скважинных исследований.

$$f^* = \frac{f - f_n}{f_v - f_n}, \quad (6.1)$$

где f^* – относительный разностный параметр метода,

f_n – проницаемость чистой нефти,

f_v – проницаемость чистой воды,

f – проницаемость водонефтяной смеси с различным содержанием воды C_b .

Диаграмма резистивиметра позволяет разделить два режима течения нефти в гидрофильной смеси (рис. 6.8):

- капельный
- четочный.

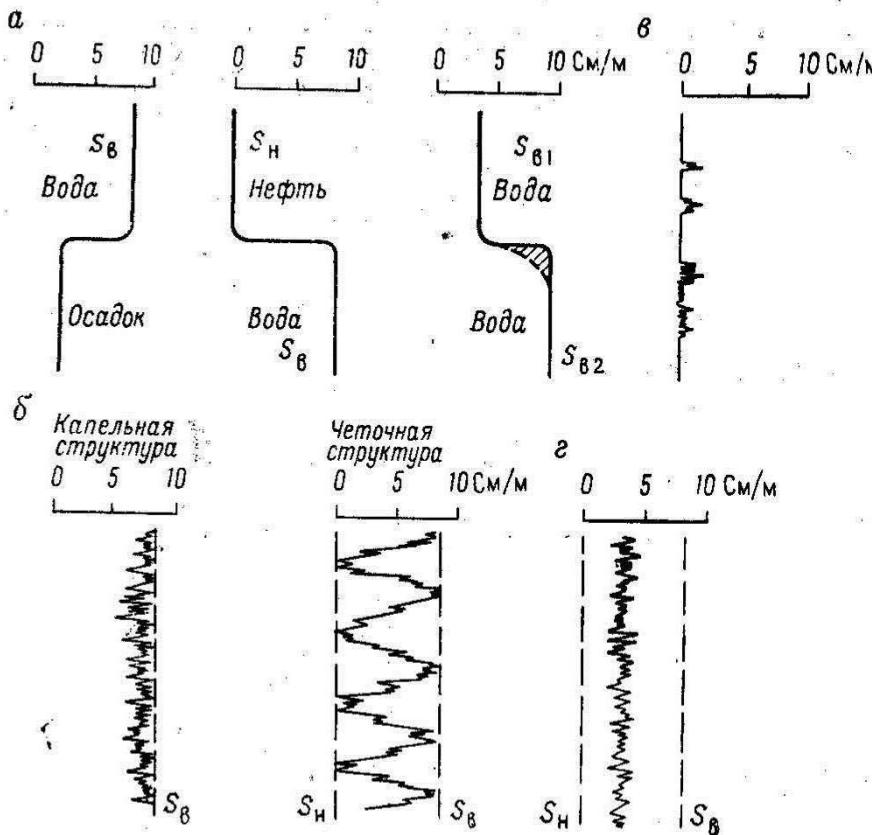


Рис. 6.8. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра:
 S_b , S_h – электропроводность воды и нефти

В отличие от капельного режима течения нефти, характеризующегося относительно небольшой величиной флюктуаций, четочный режим характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля S_h .

При записи в гидрофобной смеси (эмulsionя типа «вода в нефти») на диаграмме отмечаются преимущественно нулевые зна-

чения 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.);
- 4) струйные притоки воды в гидрофобную смесь и струйные притоки нефти в гидрофильную смесь.

Содержание отчета

После выполнения лабораторной работы следует оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- 1) название и цель работы;
- 2) краткое описание принципа действия влагомера, плотномера, резистивиметра;
- 3) краткое описание принципа действия скважинного прибора;
- 4) краткое описание принципа определения характера насыщения;
- 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;
- 7) выводы по результатам работы, в которых должна быть дана оценка исследуемых явлений, подтверждение в выполнении законов, объяснение характера кривых.

Отчет должен содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы. 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

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?
4. Методика определения состава притока по данным ГГП.
5. Методика определения состава притока по данным влагометрии.
6. Методика определения состава притока по данным резистивиметрии.
7. Как определить контакт вод разной минерализации?
8. Как определить ВНК в колонне?
9. Как определить структуру потока?
10. По диаграммам каких методов ГИС можно определить состав притока?
11. Почему необходимо комплексирование методов?
12. Какие ещё задачи мы можем решить с помощью этих методов?
13. Можно ли по данным потокометрических методов определить тип смеси?
14. Можно ли по данным потокометрических методов определить границы раздела: ВНК; вода-осадок?

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ПРИТОКА ПО ДАННЫМ ГИС-КОНТРОЛЯ

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекции;
- ознакомление с основными методами и принципами определения состава притока.

Формируемые компетенции: ОК-6, ПК-6, ПК-34, ПСК-2.5.

Теоретическая часть

Определение дебита в эксплуатационных скважинах входит в состав систематических геолого-промышленных 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.

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 расходометрии. 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.

По условиям измерений дебитомеры 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 дебитомеры-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 дебитомерами-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. 7.1).

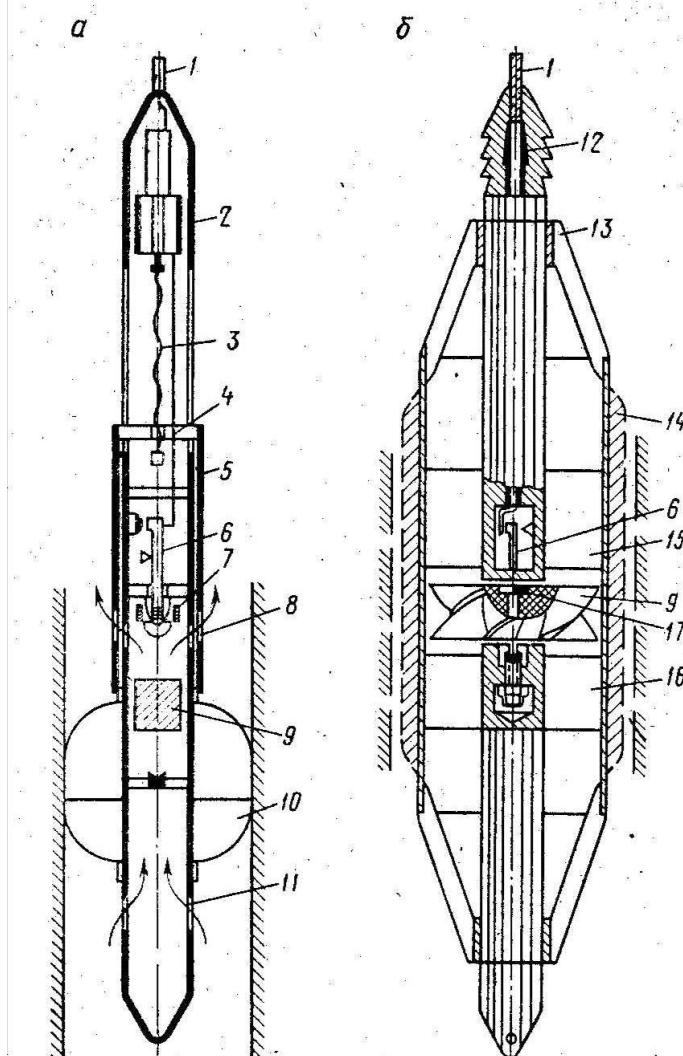


Рис. 7.1. Схемы механических дебитометров (расходомеров) с пакером (а) и без пакера (б)

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.

Термокондуктивные расходомеры. Наибольшее распространение в практике работ получили скважинные термоэлектрические дебитомеры-расходомеры типа СТД-2 и СТД-4 (рис. 7.2).

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 10–12 мА, 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 120–150 мА.

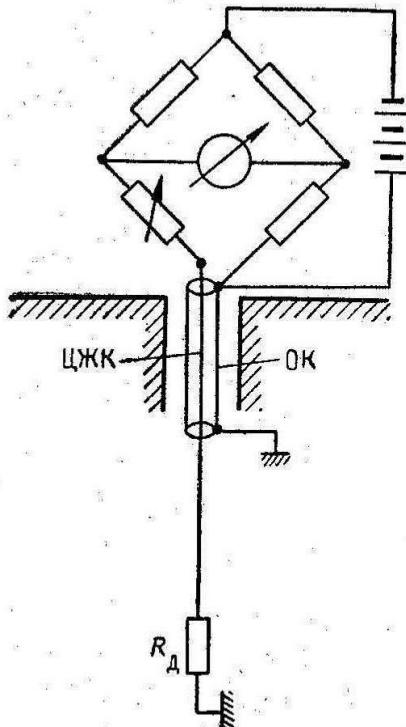


Рис. 7.2. Электрическая схема скважинной схемы скважинного дебитометра-расходомера типа СТД

Приборы СТД-2 позволяет определять дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1–3 до 300 м³/сут. Скорость записи прибора в режиме дебитометра (расходомера) до 100 м/ч, в режиме термометра – до 500 м/ч. Стабильность работы СТД в режиме дебитометра-расходомера обеспечивается при температуре окружающей среды до 80 °С, в режиме термометра – до 120 °С 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 скважи-

ны, поэтому практически терморасходограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

Оборудование и материалы

1. Диаграмма комплекса дебитометрии (выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ).
2. Скважинный прибор СТД и РГД.

Задание

1. Определить интервалы притока.
2. Определить дебит в работающих интервалах.
3. Построить дифференциальную дебитограмму.

Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

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

По данным наблюдений механическим дебитометром 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 бесприточны. Под нижним из отдающих интервалов $Q = 0$, над верхним отдающим интервалом значение Q максимальное и равно суммарному дебиту, который дает интервал перфорации (рис. 7.3).

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. 7.3). Обычно «работает» лишь часть перфорированного интервала.

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

использовать для оценки коэффициента охвата пласта по толщине при разработке.

Термодебитомер (СТД), работающий как термоанемометр, четко отмечает минимумами температуры работающие интервалы, которые обычно подтверждают аналогичную информацию, получаемую механическим дебитометром (рис. 7.3). Однако количественной интерпретации данные СТД не поддаются ввиду влияния на результаты СТД ряда факторов, корректный учет которых невозможен.

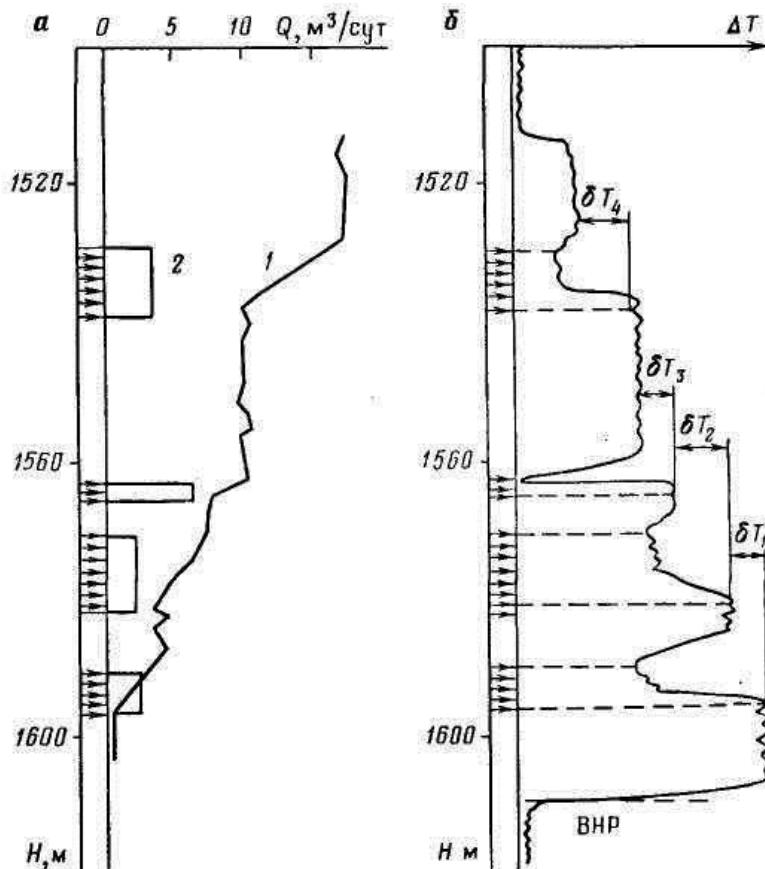


Рис. 7.3. Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (СТД) (б) дебитометрами. Дебитограммы: 1 – интегральная; 2 – дифференциальная

Содержание отчета

После выполнения лабораторной работы следует оформить отчет и предоставить его преподавателю.

Отчет должен содержать:

- 1) название и цель работы;
- 2) краткое описание принципа действия механического дебитомера-расходомера;
- 3) краткое описание принципа действия термокондуктивного дебитомера-расходомера;
- 4) таблицы экспериментальных и расчетных данных.

По результатам самостоятельных определений работающих интервалов, установления профиль притока и подсчёта 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 содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы.

Контрольные вопросы

1. Как на диаграмме отбиваются работающие интервалы?
2. Какими методами ГИС-контроля можно определить работающие интервалы?
3. От чего зависят показания термокондуктивного расходомера?
4. Факторы, снижающие дебит скважины.
5. От чего зависят показания механического и термокондуктивного расходомера?

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Цель:

- закрепление теоретических знаний, полученных на лекции;
- ознакомление с основными методами и принципами определения состава притока.

Формируемые компетенции: ОК-7, ПК-2, ПК-20, ПК-27, ПСК-2.5,

Теоретическая часть

Для объекта, намеченного для опробования или эксплуатации, было бы важно определить продуктивность (дебит). Однако по данным каротажа можно установить лишь его нефтегазоносность: сделать заключение о предполагаемом дебите пласта и вероятном соотношении нефти, газа и воды в отбираемой из пласта жидкости по материалам геофизических исследований не представляется возможным. Это связано с тем, что дебит пласта, кроме нефтегазоносности, зависит от многих причин: проницаемости пласта, пластового давления, вязкости нефти, газа и воды, степени совершенства вскрытия пласта и др. Это в общем случае не дает возможности достаточно точно установить предполагаемый дебит пласта.

Для высокопористых коллекторов материалы каротажа являются исходными для определения эффективной мощности горизонта (эксплуатационного объекта) – суммы мощностей нефтегазоносных прослоев в нем

Микрокаротаж осуществляется с помощью зондов малого размера (микрозондов) для исследования прискважинной части пласта, его промытой части, и кажущегося сопротивления непроницаемых пород. Результаты измерений микрозондами в значительной степени зависят от сопротивления и толщины глинистой корки.

Электроды микрозонда расположены на внешней стороне башмака, прижимаемого к стенке скважины с помощью специальных пружин.

С помощью аппаратуры типа Э-2М выполняются одновременно измерения градиент-микрозондом А0,025М0,025Н и потенциал-микрозондом А0,05М (электродом Н в этом случае служит корпус прибора) (рис. 8.1).

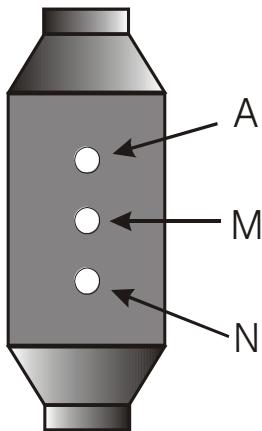


Рис. 8.1. Расположения токовых и измерительных электродов на башмаке микрозонда

Коэффициент микрозондов определяется экспериментально в специальных ваннах, заполненных жидкостью с известным удельным сопротивлением.

Микрокаротаж чаще всего применяется при изучении тонкокислоистого разреза для выделения проницаемых прослоев малой мощности (десятки сантиметров), которые на диаграммах МКЗ характеризуются, как правило, положительным приращением.

Оборудование и материалы

1. Диаграмма комплекса методов ГИС для определения характера насыщения коллекторов (выдаётся преподавателем на листе или в ПЭВМ).

2. Аппаратура ГИС-контроля.

Задание

Определить на диаграмме:

- 1) интервалы пластов-коллекторов;
 - 2) интервалы продуктивных пластов;
 - 3) ВНК;
 - 4) интервалы водонасыщенных коллекторов
- Диаграмма выдается преподавателем.

Методика и порядок выполнения

Чтобы получить эффективную мощность, вначале находят общую мощность коллектора, а затем из нее исключают водоносную часть и прослои, представленные породами, не обладающими коллекторскими свойствами (плотными породами, глинами и др.).

В глинистых коллекторах в ряде случаев из общей мощности исключают часть, занятую глинистым материалом.

$$h_{\text{эф}} = h_{\text{об}} - h_{\text{пв}} - h_{\text{пр}}.$$

Мощность коллектора определяют по совокупности всех каротажных диаграмм, из которых наибольшую роль играют диаграммы микрозондов, ПС и малых градиент-зондов. Оценку части пласта, занятой глинистым материалом, проводят по данным ПС, ГК, а в нефтегазоносных пластах – по удельному сопротивлению.

Терригенный межзерновой продуктивный коллектор с прослойем неколлектора, представленного плотными песчаниками и алевролитом с неактивным карбонатным цементом.

Кровля неоднородного продуктивного коллектора отбивается на глубине 2083 м, подошва – на глубине 2099 м. Прослой неколлектора по данным ГИС в интервале 2093–2095 м.

В этом случае общая мощность неоднородного коллектора составляет

$$h_{\text{об}} = 2099 \text{ м} - 2083 \text{ м} = 16 \text{ м.}$$

Мощность прослоя неколлектора

$$h_{\text{пр}} = 2095 \text{ м} - 2093 \text{ м} = 2 \text{ м.}$$

Следовательно, эффективная мощность продуктивного коллектора составит

$$h_{\text{эф}} = h_{\text{об}} - h_{\text{пр}} = 16 \text{ м} - 2 \text{ м} = 14 \text{ м.}$$

Содержание отчета

После выполнения лабораторной работы следует 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 содержать титульный лист с указанием ФИО студента, номера группы и даты выполнения работы. По результатам самостоятельных определений общей мощности пласта-коллектора, эффективной мощности, и мощности всех, не работающих пропластков составляется краткий отчет. Проводится объяснение полученных данных.

Результаты работы свести в таблицу:

Площадь № скв.	Исследуемый интервал	Методы ГИС	Общая мощность пласта	Мощность прослоев не коллект	Мощность водонасыщ части	Эффектив. мощность

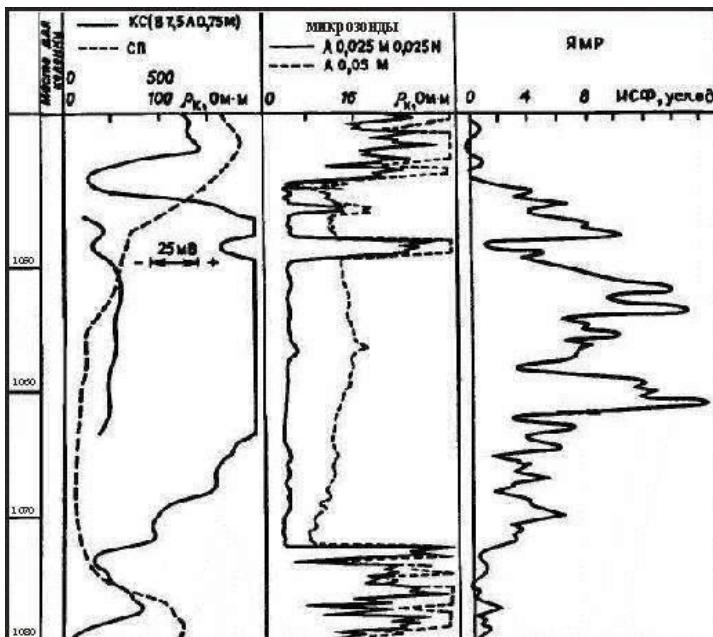


Рис. 8.2. Диаграмма для работы

Контрольные вопросы

1. Какие методы применяются для выделения пластов коллекторов?
2. Как рассчитывается эффективная мощность коллектора?
3. Для чего необходимо определять эффективную мощность пласта коллектора?

Литература

Основная

1. Геофизические исследования скважин: Справочник мастера по промысловой геофизике / под ред. В. Г. Мартынов, Н. Е. Лазуткина, М. С. Хохлова. М.: Инфра-Инженерия, 2009. 960 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=144623>.
2. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник инженера по исследованию скважин: учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 432 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=144684>.
3. Попов В. В., Сианисян Э. С. Геолого-технологические исследования в нефтегазовых скважинах: учебное пособие. Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГАОУ ВПО «Южный федеральный университет», Геолого-географический факультет. Ростов-н/Д: Изд-во ЮФУ, 2011. 344 с. [Электронный ресурс]. URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=241183>.
4. Тиаб Дж., Доналдсон Э. Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов / пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. 868 с.

Дополнительная

1. Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учеб. пособие. РГУ нефти и газа. М.: Недра, 2007. 326 с.
2. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): учебник для вузов. М.: Нефть и газ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 368 с.
3. Промысловая геофизика: учебник для вузов / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян; под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 400 с.

Методическая

1. МУ для самостоятельной работы студента.

2. Электронный курс лекций.

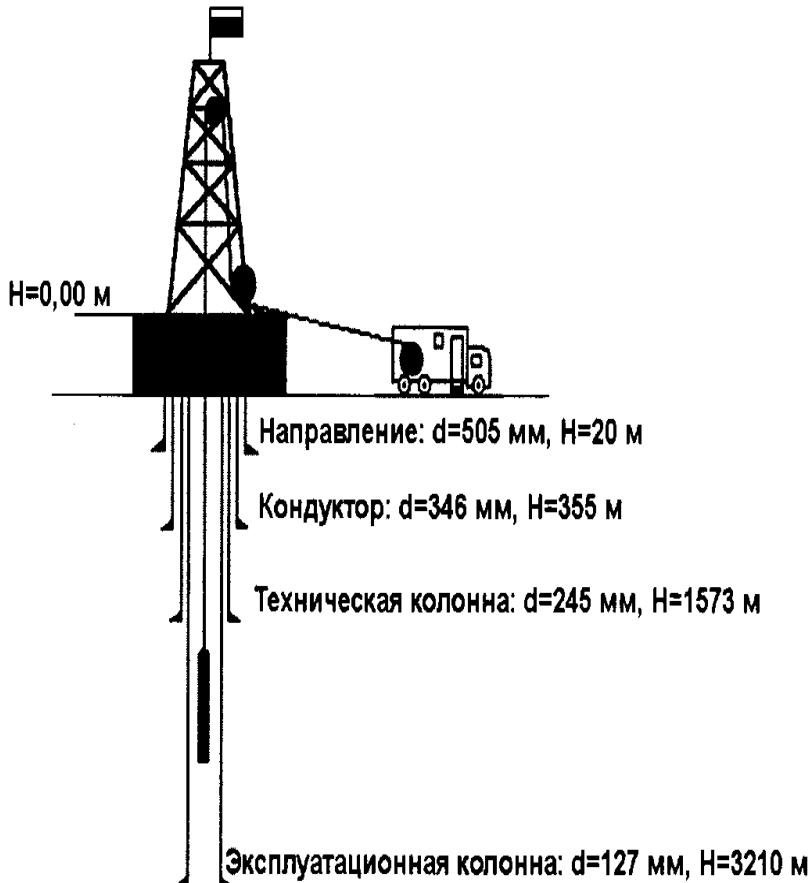
Интернет-ресурсы

1. Сайт Университета Трому (Universiti of Tromsø), Норвегия: <http://ansatte.uit.no/webgeology/>.
2. Геологический портал GeoKniga: [http://www.gto-kniga.org/inbo\[es\]](http://www.gto-kniga.org/inbo[es]).
3. Нефтегазовый портал: <http://oilcraft/ru/load/2>.

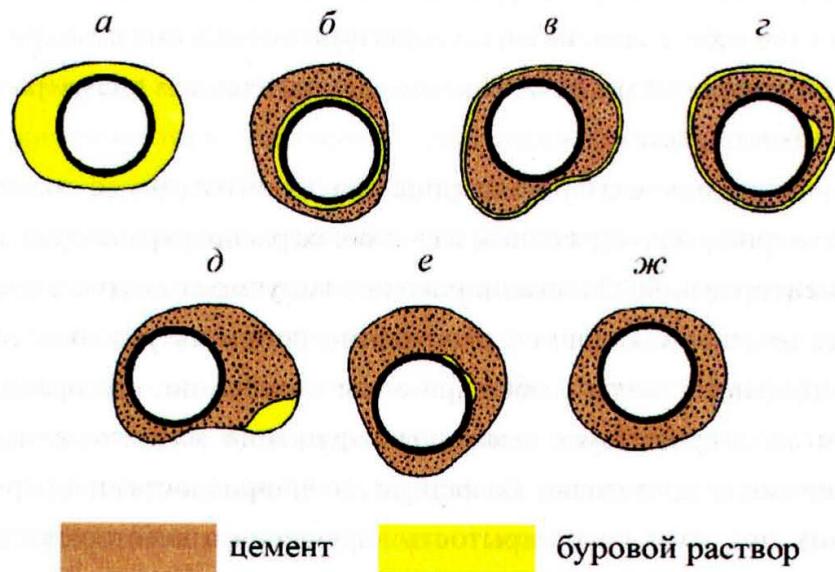
Приложения

Приложение 1

Конструкция скважины

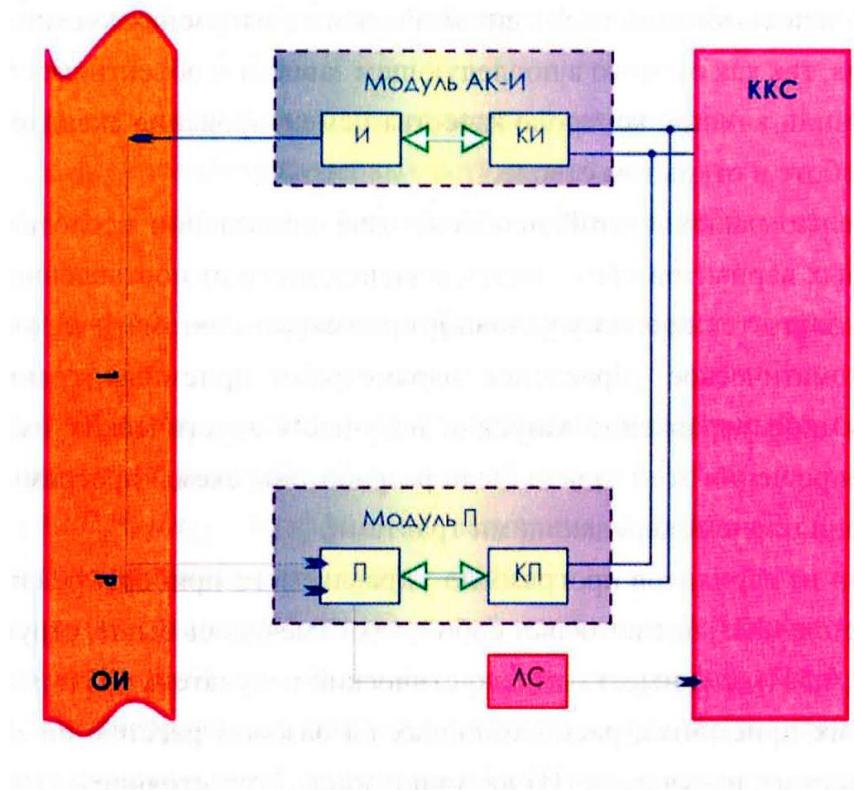


**Варианты различных случаев качества цементирования
обсадной колонны**

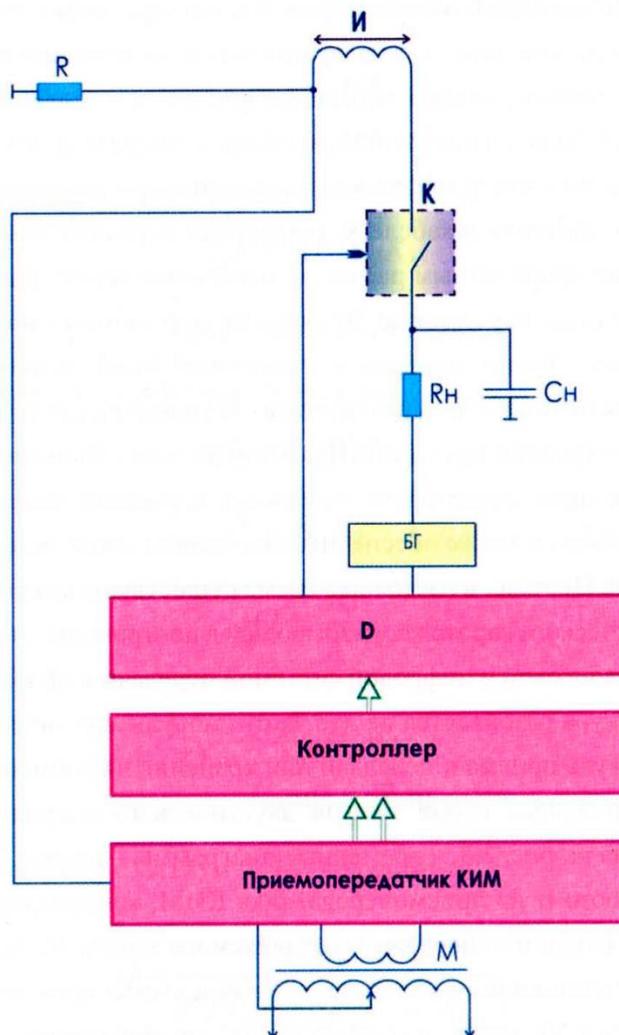


a – свободная колонна (цементное кольцо за колонной отсутствует),
б – отсутствие контакта цементного кольца с колонной (наличие микропор),
в – отсутствие контакта цементного кольца с породой (сплошной зазор между цементным кольцом и стенками скважины), *з* – частичный контакт цементного кольца с колонной (наличие каналов), *д* – сплошной контакт с колонной, частичный с породой, *е* – сплошной контакт с породой, частичный с колонной, *жс* – жесткий контакт сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины

Структурная схема канала измерения методом АКП



**Функциональная схема программируемого модуля
акустического излучателя**



**Функциональная схема аналого-цифрового преобразования
акустических сигналов**

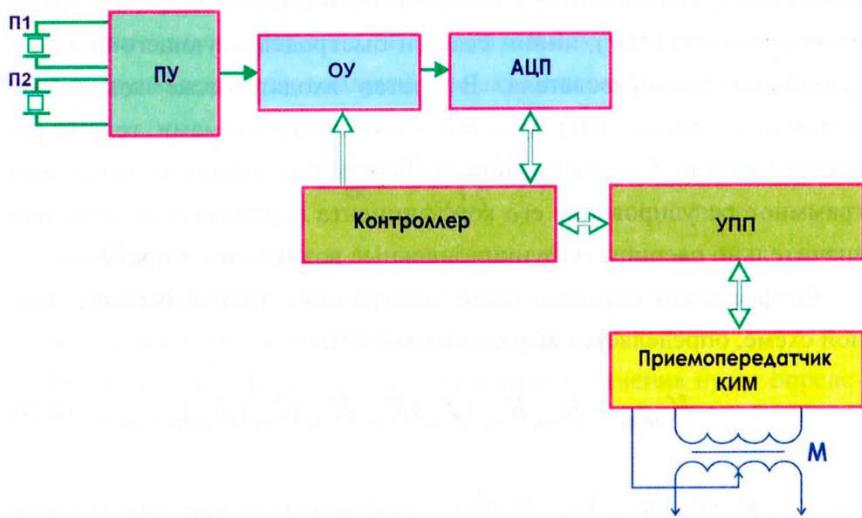
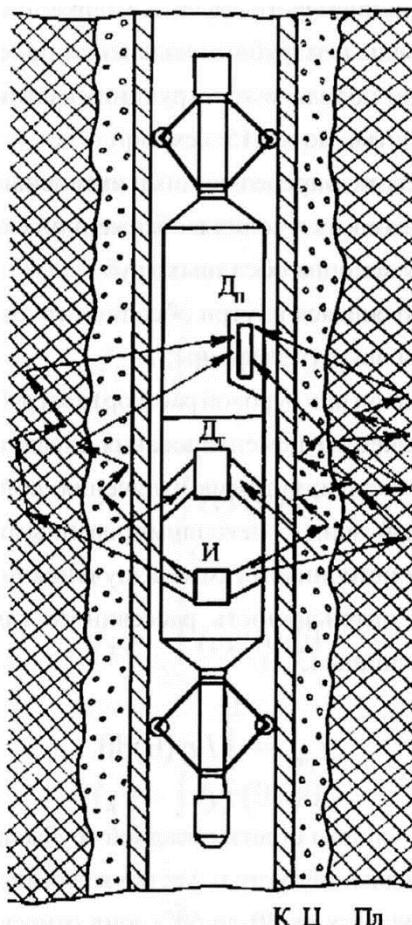
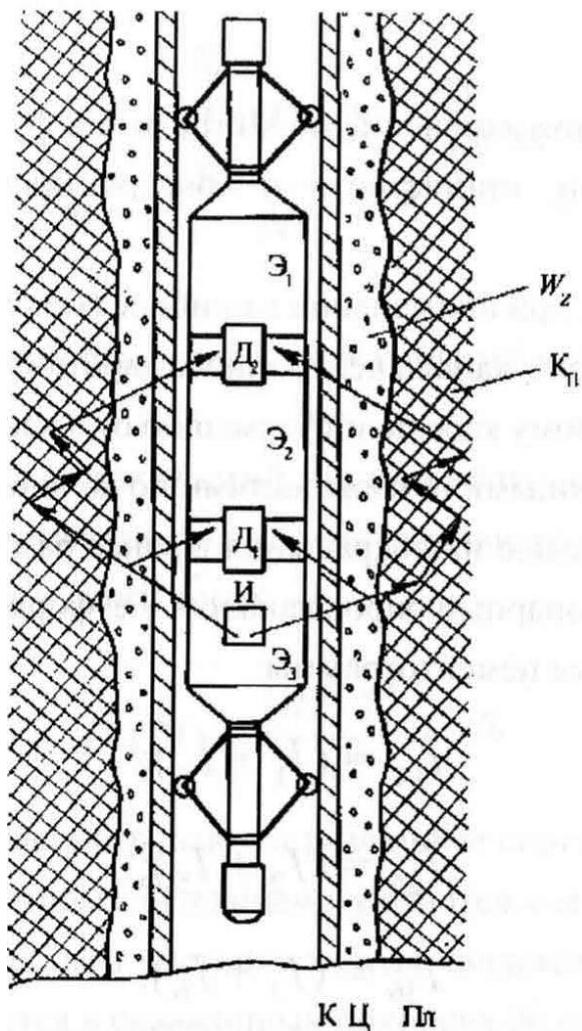


Схема измерения методом ГГЦ



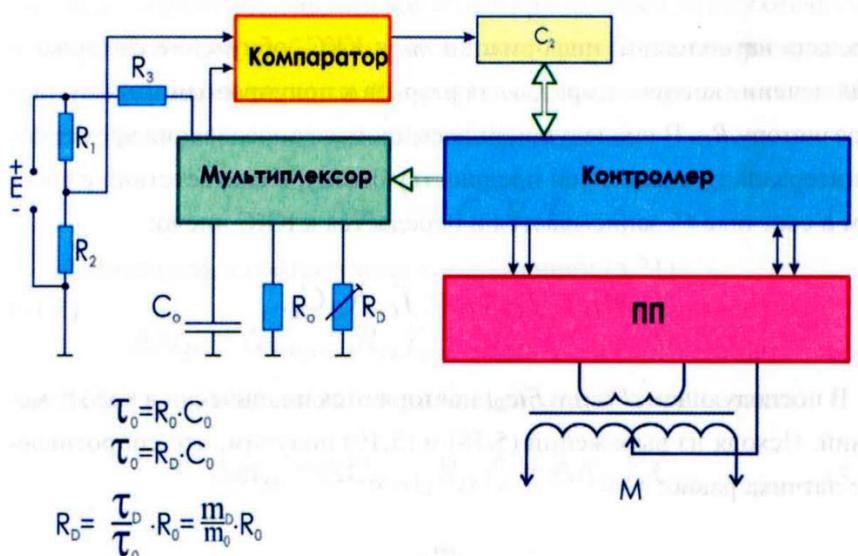
И – источник гамма-излучения; Δ_{11} – детектор толщиномера; Δ_1 – детектор плотномера; К – колонна; Ц – цемент; Пл – пласт

Схема измерений МНК-Ц

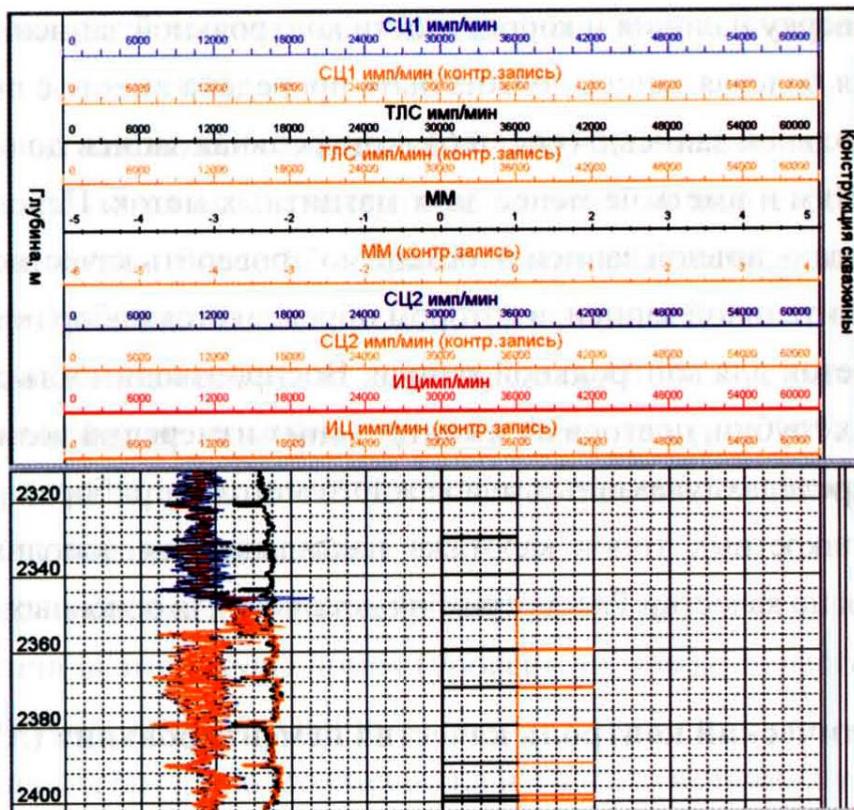


Д1 и Д2 – детекторы нейтронов; И – источник нейтронов; тЭ1, Э2, Э№ – экраны; К – колонна; Пл – пласт; Ц – цемент

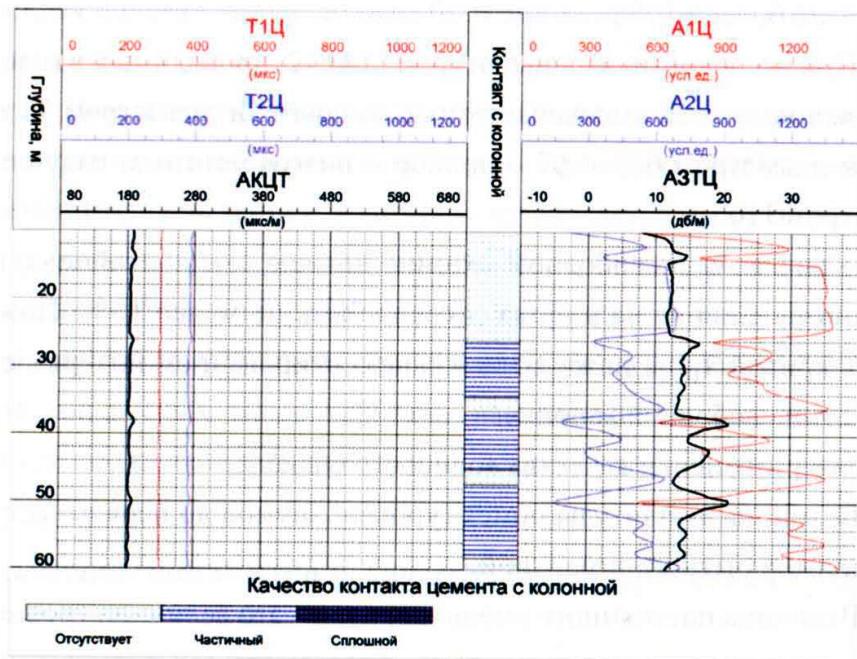
Функциональная схема измерения температуры



Пример сравнения основной и контрольной записи
(прибор радиоактивной цементометрии СГДТ)



Коэффициент затухания в свободной колонне



Учебное издание

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МПИ

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Авторы-составители:
Захарченко Лидия Ивановна
Захарченко Всеолод Валерьевич

Редактор, технический редактор Л. Г. Ерицян
Компьютерная верстка Н. П. Неговора

Подписано в печать 28.11.2016
Формат 60x84 1/16 Усл. п. л. 7,22 Уч.-изд. л. 6,74
Бумага офсетная Заказ 161 Тираж 25 экз.

Отпечатано в издательско-полиграфическом комплексе
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
355029 г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2