

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

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	
Лабораторная работа № 1. Основные элементы лубрикаторной установки.....	
Лабораторная работа № 2. Конструкции механических расходомеров	
Обработка данных механической расходомерии.....	
Лабораторная работа № 3. Конструкции термокондуктивных расходомеров	
Обработка данных термокондуктивной расходомерии	
Лабораторная работа № 4. Определение гидрофильной или гидрофобной смеси по данным резистивиметрии.....	
Лабораторная работа № 5 Конструкции пакерных и беспакерных влагомеров	
Лабораторная работа № 6 Обработка данных зарегистрированных глубинным манометром и ГГК- плотномером. Конструкции детекторов ГГК-П	
Лабораторная работа № 7 Обработка данных скважинной термометрии	
Лабораторная работа № 8 Обработка данных ШК и МЛМ.	
Прихватаопределитель. Вспомогательное оборудование	
Лабораторная работа № 9 Метрология	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	

Лабораторная работа № 1

Основные элементы лубрикаторной установки

1. Цель и содержание

Целью работы является:

Изучение конструктивных особенностей лубрикаторных установок.

В методических указаниях к лабораторной работе № 1 содержится информация об основных элементах лубрикаторной установки.

2. Теоретическое обоснование

Лубрикаторной установки предназначены для герметизации устья скважин при проведении геофизических исследований и работ с использованием скважинных приборов, спускаемых на геофизическом кабеле или скребковой проволоке.

Основные преимущества лубрикаторной установки – возможность проведения геофизических исследований и работ в скважинах с избыточным давлением на устье в широком диапазоне устьевых давлений. В зависимости от конкретных условий эксплуатации лубрикаторные установки могут поставляться в модификациях на рабочее давление от 14 до 70 МПа как в обычном, так и коррозионностойком исполнении (в случае присутствия в скважинном флюиде сероводорода и углекислого газа).

Установки лубрикаторные кабельные предназначены для герметизации устья скважины при проведении с помощью бронированного геофизического кабеля геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в действующих нефтяных, газовых, газоконденсатных и нагнетательных скважинах через насосно-компрессорные трубы (рис. 1, 2).

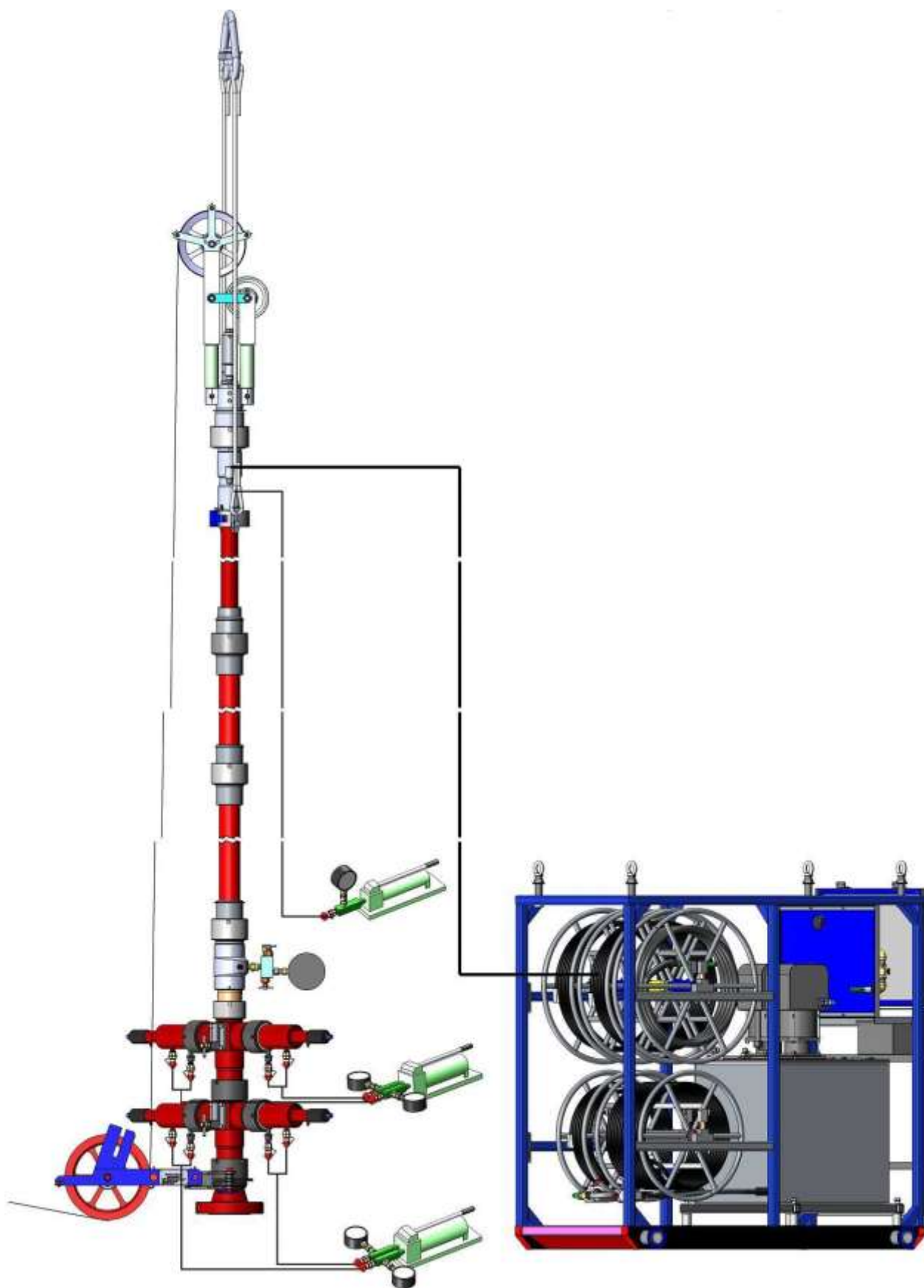
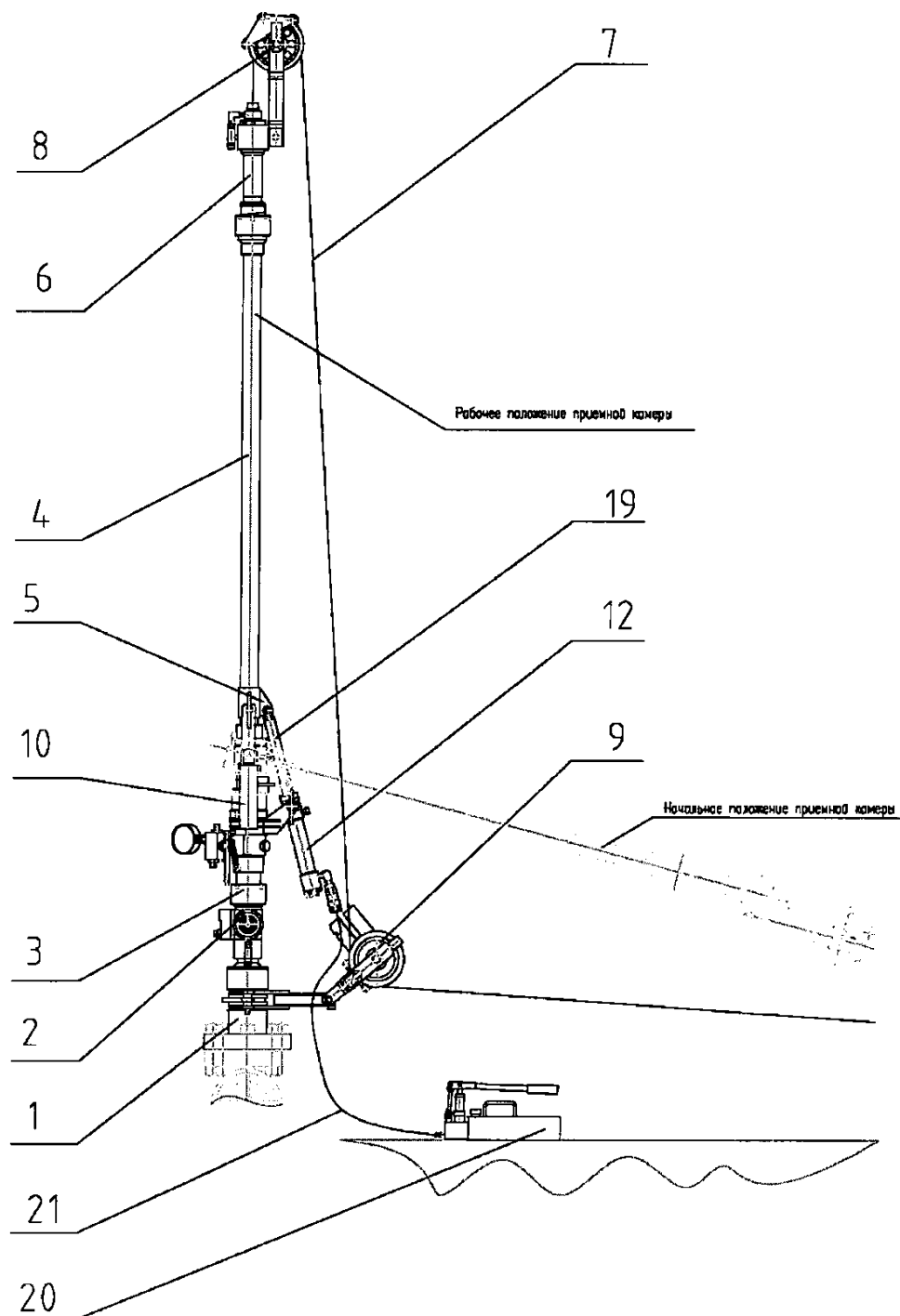


Рисунок 1 – Общий вид лубрикаторной установки



1- фланец фонтанной арматуры; 2 - кабельный превентор; 3 - накидная муфта; 4 - колонна труб; 5 - кронштейн для крепления оттяжного ролика; 6 - уплотнительная система для гермитизации кабеля; 7 - кабель; 8 - подвесной ролик; 9 - оттяжной ролик; 10 - нижнее крепление для оттяжного ролика и установки манометра; 12 удлинитель для крепления для оттяжного ролика; 20 - ручной насос для подачи масло в уплотнительную систему или в превентор; 21 шланг для подачи масла в систему

Рисунок 2 – Конструкция лубрикаторной установки

Установки лубрикаторные кабельные изготавливаются как в обычном исполнении (с содержанием сероводорода и углекислого газа до 6 %), так и в коррозионностойком исполнении (с содержанием сероводорода и углекислого газа до 25 %).

Одним из основных элементов установки лубрикаторной является кабельный превентор (рис. 3), служащий для гермитизации устья скважины при аварийных ситуациях.

Установка лубрикаторная геофизическая кабельная состоит из двух основных компонентов оборудования:

- основное оборудование (основная комплектация), необходимое для безопасной работы установки;
- дополнительное оборудование (дополнительная комплектация), предназначенное для повышения удобства и безопасности работы с установкой, а также для выполнения некоторых специальных операций.



Рисунок 3 – Превентор

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться - схемы лубрикаторных установок, в частности:

- подробная конструкция лубрикаторной установки;
- конструкция кабельного превентора.

4. Указания по технике безопасности

В случае необходимости включения приборов для воспроизведения физических величин одного из вышеперечисленных методов каротажа, геофизическую наземную панель следует заземлить.

Металлические части геофизических приборов, которые могут оказаться под переменным напряжением более 42 В или постоянным напряжением более 110 В, должны быть заземлены.

5. Методика и порядок проведения работы

Изучается схема конструкции лубрикаторной установки с основными элементами входящими в ее состав. Исходя из конструкции, схематически вычерчивается и описывается технология сбора данной конструкции.

6. Содержание отчета и его форма

По результатам работы составляется краткий отчет, который должен содержать:

1. Цель работы и назначение лубрикаторной установки.
2. Основные компоненты оборудования.
3. Основные конструкционные элементы лубрикаторной установки.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Назначение лубрикаторной установки;
2. Конструкция лубрикаторной установки;
3. Основные компоненты оборудования;
4. Последовательность подготовки лубрикаторной установки для спуска прибора в скважину работающей под давлением;
5. Типы приборов входящих в состав методов ГИС-контроля;

Лабораторная работа № 2

Конструкции механических расходомеров. Обработка данных механической расходомерии

1. Цель и содержание

Целью работы является:

1. Изучение основных методов потокометрии.
2. Изучение физических основ методов механической и термокондуктивной расходомерии.

В методических указаниях содержится информация о принципе построения зондов потокометрических методов ГИС-контроля.

2. Теоретическое обоснование

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

Применяют как основной метод для:

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

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

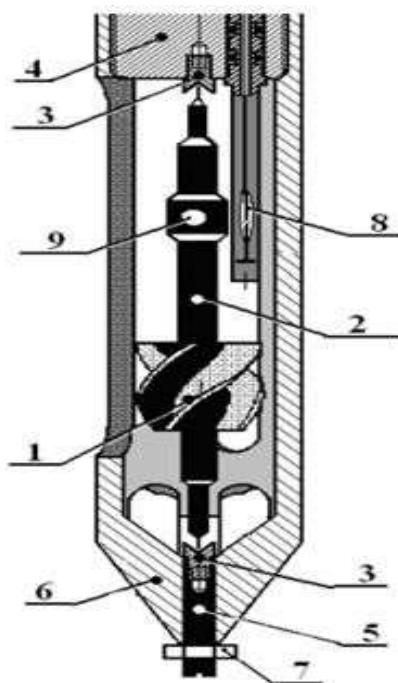
Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности

от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Чувствительным элементом турбинных (механических) расходомеров является многолопастная турбинка или заторможенная турбинка на струне. Обороты вращения первой и угол поворота второй преобразуются в регистрируемые электрические сигналы. Конструкция турбинного расходомера приведена на рисунке 1.

Разновидности турбинных расходомеров приведены на рисунке 2.

Используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние - только для измерения потоков жидкости. Пакер служит для перекрытия сечения скважины и направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи. Пример диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине приводится на рисунке 3.



1- турбинка; 2 - ось; 3 - опора; 4 - блок датчиков; 5 - регулировочный винт; 6 - фонарь блока датчиков; 7 - стопорная гайка; 8 - геркон; 9 - магнит

Рисунок 1 – Конструкция турбинного расходомера

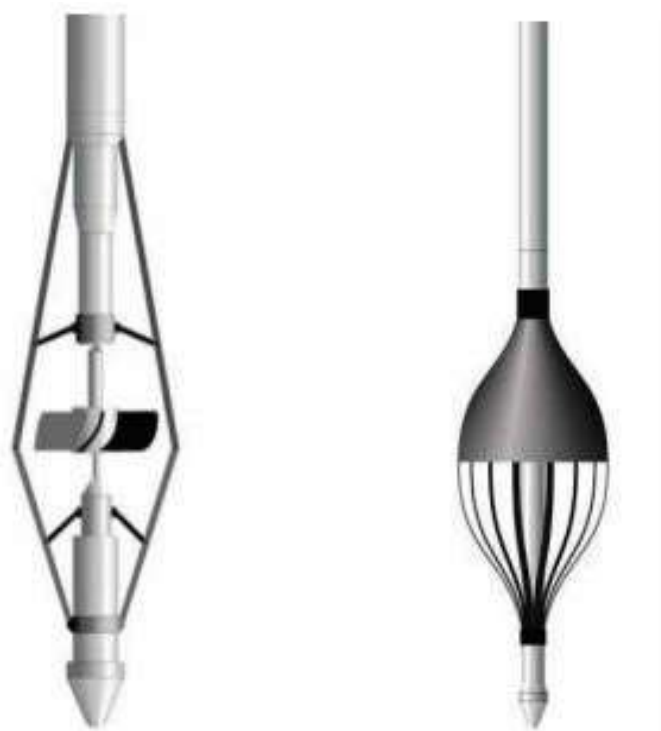


Рисунок 2 – Нефтяные турбинные расходомеры "Гранит" и "Кобра"

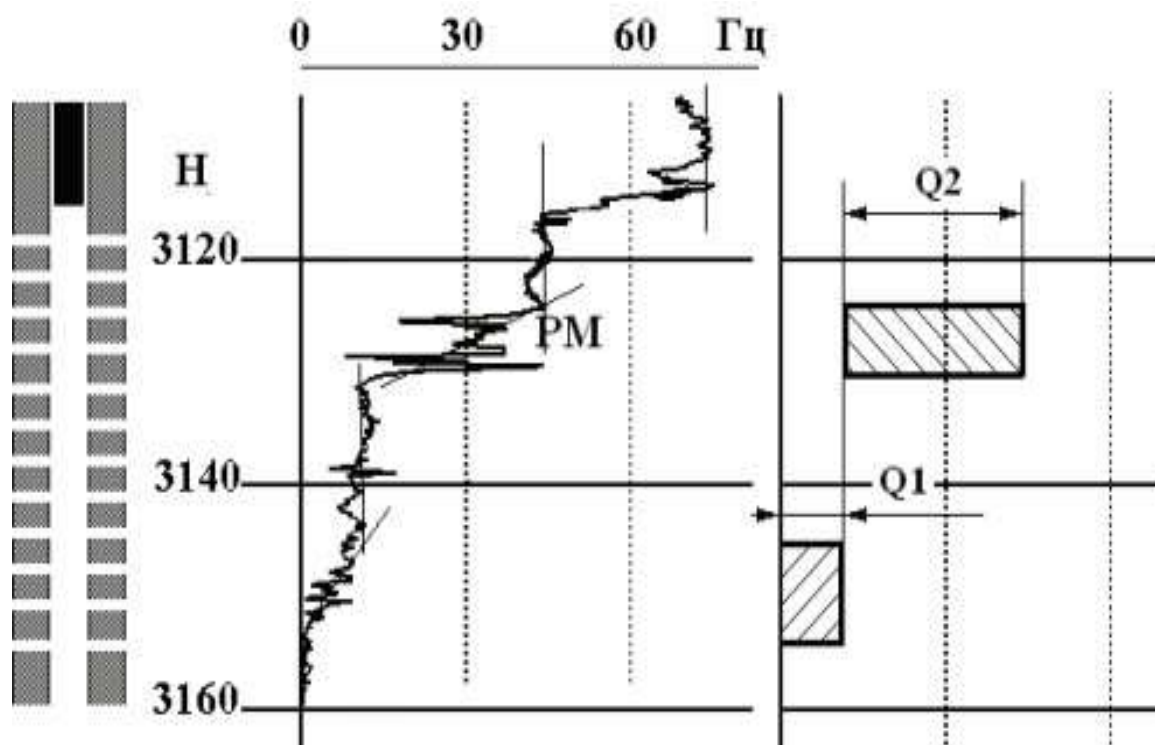


Рисунок 3 – Диаграмма механического расходомера в газоконденсатной скважине

Калибровку механического расходомера проводят в единицах скорости потока или массы потока. Градуировочная зависимость связывает частоту f вращения турбинки (Гц, имп/мин) со скоростью v потока жидкости (газа) в скважине: $v = kf + b$, где k - аппаратный коэффициент, b - пороговая чувствительность. По скорости потока v рассчитывают объёмный расход жидкости, в м³/сут, или газа, в тыс.н.м³/сут.

Калибровку выполняют на специальном гидродинамическом стенде.

Реальная градуировочная характеристика расходомера в скважине может сильно отличаться от стендовой вследствие: неустановившегося или периодически фонтанирующего режима работы пласта, вихревого движения флюидов в колонне; наличия во флюиде механических примесей; непостоянства вязкости и плотности потока; различия фазовых скоростей составляющих потока и средней скорости; наличия порогового значения скорости потока, при которой начинает вращаться турбинка; неравномерного движения скважинного прибора.

Регистрацию данных проводят в непрерывном («на протяжке») и в поточечном («по точкам») режимах.

Для проверки стационарного режима работы скважины и определения суммарного дебита (для скважины в целом, групп и отдельных пластов) точечные измерения выполняют с полностью открытым пакером: выше всех работающих пластов; в перемычках между исследуемыми пластами; ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними — 0,2-2 м. Контрольные измерения проводят не менее чем в одной точке в каждом интервале.

Для определения профиля притока или приёмистости точечные измерения выполняют в интервалах исследуемых пластов через 0,2-0,4 м, а на участках малого изменения дебита (менее 20 %) — через 1-2 м. Контрольные измерения в пределах пласта проводят в отдельных точках по

всей эффективной толщине коллектора; целесообразно их проводить в интервалах небольших изменений дебитов.

Измерения в непрерывном режиме проводят для определения отдающих или принимающих интервалов перфорированного пласта в интервале, длина которого на 10-20 м вверх и вниз больше интервала перфорации.

Для определения нарушения герметичности колонны непрерывную регистрацию данных проводят в неперфорированных интервалах. На участках изменений дебитов производят измерения в точках (рис. 4).

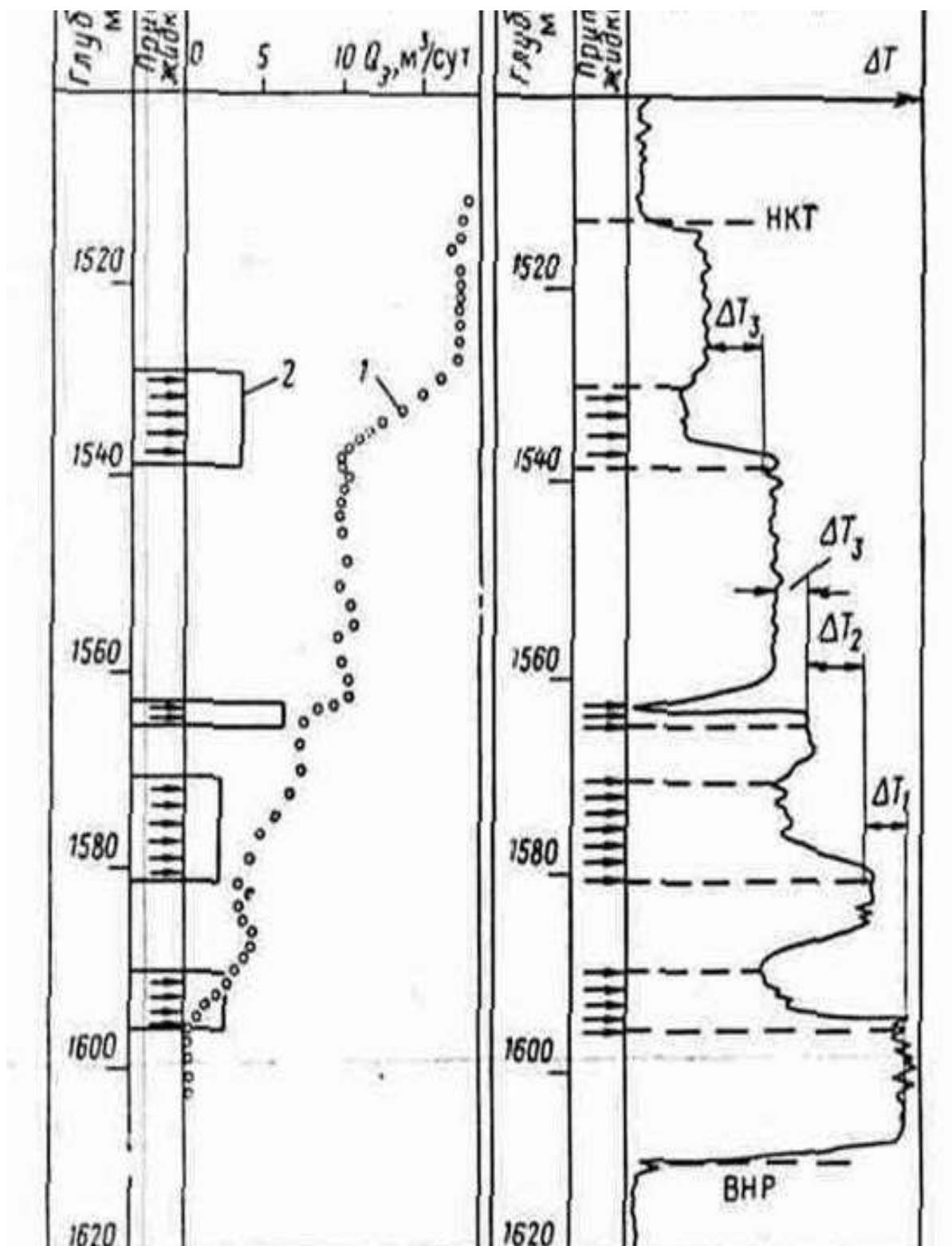
Опорный профиль притоков или приемистости, с которым сопоставляют профили, полученные в процессе последующей эксплуатации скважины, получают непосредственно после пуска скважины в эксплуатацию и выхода её на установившийся режим. Опорный профиль должен быть снят повторно после проведения любых работ в скважине, связанных с изменением вскрытой толщины коллектора.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться реальные скважинные приборы ГИС-контроля, каротажные диаграммы и схемы расположения датчиков в приборе.

Для получения практического навыка работы со скважинными приборами ГИС-контроля в лабораторной работе № 2 будет использоваться аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов с модулем расходомерии.

Каротажная станция СКГ-1 с регистратором «Велко-Гео».



а

б

Дебитограммы: 1-интегральная, 2-дифференциальная

Рисунок 4 – Примеры расходограмм, зарегистрированных механическим (а) и термокондуктивным (б) расходомерами

4. Указания по технике безопасности

Геофизическое оборудование должно подключаться к электрической сети в соответствии с технической документацией по эксплуатации.

Металлические части геофизических приборов, которые могут оказаться под переменным напряжением более 42 В или постоянным напряжением более 110 В, должны быть заземлены.

Допускается не заземлять геофизическое оборудование (приборы) напряжением до 380 В, которое работает от собственных маломощных источников питания.

Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

Суммарная величина сопротивления заземляющего устройства не должна превышать 10 Ом.

Подключение аппаратуры и приборов к электрической сети допускается только изолированным проводом.

5. Методика и порядок проведения работы

5.1 Изучаются технические инструкции по эксплуатации скважинных приборов – аппаратурно-методический комплекс цифровых скважинных приборов.

После изучения теоретических основ методов и технических инструкций, подключают регистратор «Велко-Гео».

Включают регистратор «Велко-Гео». Выполняют настройку аппаратурно-методического комплекса цифровых скважинных приборов. Записывают диаграмму во временном режиме.

5.2 Изучается каротажная станция СКГ-1 размещенная на полноприводном автомобиле ГАЗ 2752 «Соболь», оборудованном для проведения комплекса геофизических исследований скважин.

Автомобиль ГАЗ 2752 «Соболь»: Количество посадочных мест в кабине – три. Двигатель УМЗ-4216, бензиновый, 8-клапанный, мощностью 106 л.с. или аналог. *Конструктивное разделение автомобиля*: три отсека - кабина, лабораторный и лебедочный отсеки. *Рабочее освещение*: люминесцентные светильники, индивидуальный светильник над столом оператора. *Система отопления и кондиционирования воздуха*: типовой отопитель от системы охлаждения двигателя в перегородке кабины; электрический обогреватель 1,0 кВт на 220 В; климатическая установка – кондиционер напольного исполнения с работой от 220 В. В лабораторном отсеке размещается стол оператора, кресло оператора на поворотном механизме, пульт управления лебедкой, устройство отображения информации (УОИ).

Между лабораторным и лебедочным отсеком устанавливается фанерная перегородка, обшитая рифленым алюминиевым листом и наблюдательное (раздвижное) окно в перегородке.

Система энергоснабжения: в лабораторном отсеке - электропроводка на 220 В (в кабельном канале), не менее 10 розеток на 220 В. Розетка на 12 В. Электрощит на 220 В с автоматами защиты от короткого замыкания и устройством защиты от поражения эл. током. В лебедочном отсеке - наружный бортовой ввод 220 В, кабель 25 м на катушке для подключения внешнего источника питания. Штырь с кабелем для заземления. Электробензогенератор на 220 В мощностью 4,5 кВт. Лебедка геофизическая с бронированным одножильным каротажным кабелем длиной 1000 м диаметром 6 мм с кабельным наконечником НКБ-36-1.

В лебедочном отсеке размещается также устьевое оборудование, включающее направляющий блок с устройством измерения длины и скорости кабеля на опоре для установки на устье скважины.

5.3 Изучается комплект поставки компьютеризированной каротажной станции СКГ-1, который состоит из:

1. **Лебедки** с электроприводом и одножильным бронированным кабелем диаметром 6,0 мм и длиной 1000 м с кабельным наконечником (рис. 5). Питание лебедки осуществляется переменным током напряжением 220 В - 50 Гц. Лебедка снабжена электронным блоком управления и обеспечивает плавную регулировку скоростей. Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки на барабан не менее 3 кН.



Рисунок 5 – Лебедка с электроприводом и одножильным бронированным кабелем

2. **Устьевого оборудования**, включающее направляющий блок с опорой с устройством измерения длины и скорости кабеля.

3. **Цифрового каротажного регистратора «Велко-Гео»** с устройством сопряжения и технологическим программным обеспечением (рис. 6).



Рисунок 6 – Цифровой каротажный регистратор «Велко-Гео»

4. Ноутбука.

5. Принтера.

Функциональный модуль регистратора обеспечивает регистрацию и первичную обработку диаграммы, представление на планшете. Вывод данных производится на принтер в виде диаграммы в масштабе и форме, устанавливаемых пользователем и на электронный носитель.

В состав регистратора входит системный блок на основе сигнального процессора, предназначенный для сбора информации от скважинных приборов, наземных датчиков, формирования команд управления для цифровых приборов, демодуляция информационных приборов.

Технологическое программное обеспечение предназначено для поддержания полного технологического цикла геофизических исследований скважины (ГИС) и обеспечивает:

Тестирование регистратора и скважинных приборов. Проведение регистрации измерений базовых калибровок приборов с записью данных на жесткий диск. Обработку измерений базовых калибровок, расчет метрологических характеристик приборов и подготовка файла градуировки.

Необходимые режимы питания и настройки проборов при проведении ГИС. Проведение полевых калибровок приборов. Проведение каротажных исследований с записью результатов измерений на жесткий диск. Первичное редактирование данных каротажа с корректировкой глубины по магнитным меткам и совмещением точек по записи по глубине. Просмотр и редактирование материалов каротажа. Выдача первичных материалов каротажа на твердую копию. Контроль качества каротажных измерений по интервалам покрытия.

Скважинная аппаратура, входящая в комплект ГИС-контроля

1. Комплексный цифровой прибор гамма-каротажа с модулями термометрии и резистивиметрии, локатора муфт РТГ-42-2 (рис. 7).



Рисунок 7 – Комплексный цифровой прибор

Расходомер гидрогеологический РХГ-38 (рис. 8).

Модуль расходомера предназначен для работы в составе комплексного прибора РТГ-42. Диаметр скважинного прибора 38 мм. Диапазон измерения расходов 0.5-30 м³/час в трубе диаметром 130 мм. Напряжение питания 25±2 В, ток питания 30±5 мА. Масса 3 кг.

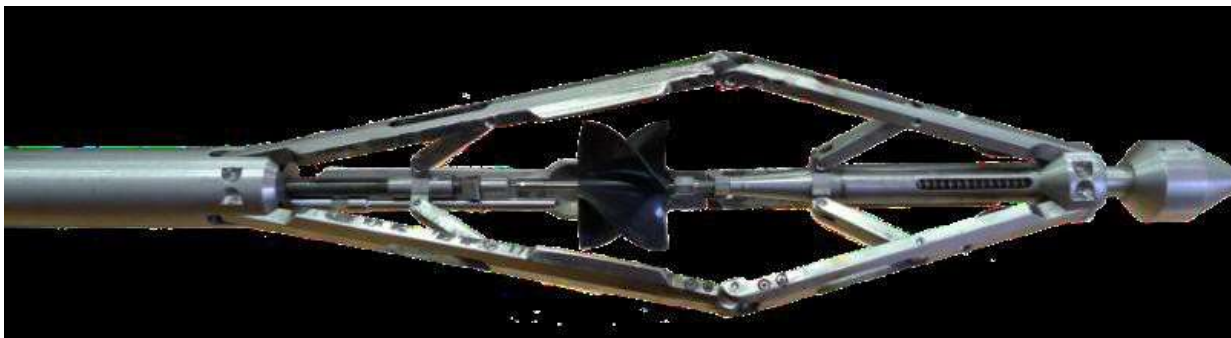


Рисунок 8 – Расходомер гидрогеологический РХГ-38

Общий вид каротажной станции СКГ-1 на полноприводном автомобиле «Соболь» представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Общий вид каротажной станции СКГ-1 на полноприводном автомобиле «Соболь»

6. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения цифрового прибора с модулями термометрии и резистивиметрии, локатора муфт и РТГ- 42-2.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы потокометрических методов ГИС-контроля.
2. Краткое содержание интерпретации методов механической расходомерии.
3. Предназначение зондов потокометрических методов ГИС-контроля.
4. В табличной форме оформить результаты настройки потокометрических методов ГИС-контроля.
5. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Какие процессы в скважине оказывают влияние на амплитуду кривых механической расходомерии?
2. Теория методов механической расходомерии?
3. Схема расположения датчиков в приборах механической расходомерии.
4. Вырисовать диаграмму механического расходомера в газоконденсатной скважине.
5. Вырисовать дебитограммы интегральную и дифференциальную, зарегистрированных механическим расходомерами.

Лабораторная работа № 3

Конструкции термокондуктивных расходомеров. Обработка данных термокондуктивной расходомерии

Термокондуктивная расходомерия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом.

Применяют для выявления:

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

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

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик-резистор, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды (рис. 1). Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая расходомерии представляет собой изменение этого сопротивления (рис. 2). Характеристика преобразования термоанемометра нелинейна и близка к экспоненциальной, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.



Рисунок 1 – Термокондуктивный расходомер чувствительным элементом является датчик-резистор прямого накала

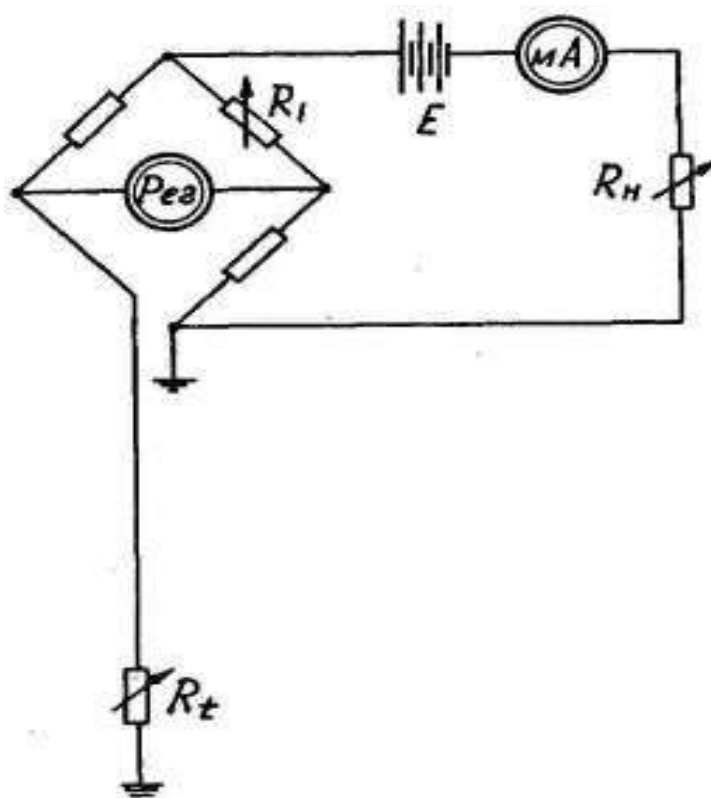
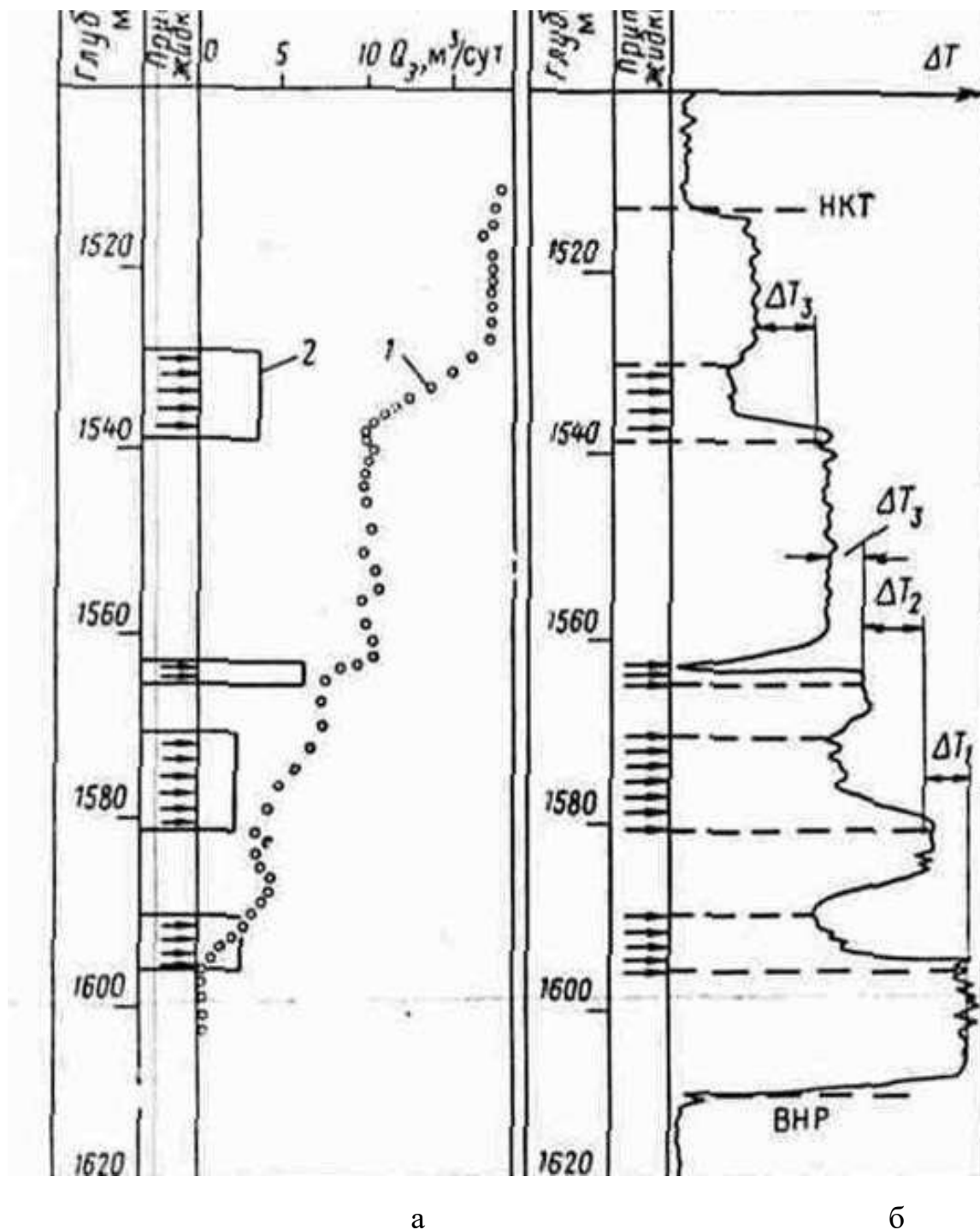


Рисунок 2 – Электрическая схема скважинная схема скважинного термодобитомера

Измеряемая величина — электрическое сопротивление (температура, частота), единица измерения — Ом ($^{\circ}\text{C}$, Гц) (рис. 3).



Дебитограммы: 1-интегральная, 2-дифференциальная

Рисунок 3 – Примеры расходограмм, зарегистрированных механическим (а) и термокондуктивным (б) расходомерами

Основное и контрольное измерения выполняют по всему исследуемому интервалу со скоростью не более 200 м/ч. При этом:

- для выделения интервалов притоков или приёмистости перфорированных пластов в исследуемый интервал включают эти и прилегающие пласты;
- негерметичность обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже НКТ;
- для выявления перетоков по стволу скважины между перфорированными пластами измерения проводят в остановленной скважине в процессе и после восстановления давления.

В точках измерения ведут в двух вариантах: на нескольких различных глубинах при стабильном режиме работы скважины или регистрируя на фиксированной глубине непрерывную кривую изменения показаний в процессе целенаправленного воздействия на скважину.

Измерения в точках начинают через 5 мин после включения тока питания датчика; количество и местоположение точек не регламентируется.

Основные положения контроля качества измерений:

- воспроизводимость основного и контрольного измерений в зоне отдающих интервалов должна сохраняться по конфигурации и абсолютным значениям приращений в начале и конце записи на одних и тех же глубинах;
- вне интервалов перфорации и при нестабильной работе скважины допускается превышение погрешностей до 2 раз;
- расходограммы могут не повторяться в нестабильно фонтанирующих или поглощающих скважинах, особенно в скважинах с глубинно-насосной эксплуатацией.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться реальные скважинные приборы ГИС-контроля, каротажные диаграммы и схемы расположения датчиков в приборе.

Для получения практического навыка работы со скважинными приборами ГИС-контроля в лабораторной работе № 3 будет использоваться аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов с модулем расходомерии.

Каротажная станция СКГ-1 с регистратором «Велко-Гео».

4. Указания по технике безопасности

Геофизическое оборудование должно подключаться к электрической сети в соответствии с технической документацией по эксплуатации.

Металлические части геофизических приборов, которые могут оказаться под переменным напряжением более 42 В или постоянным напряжением более 110 В, должны быть заземлены.

Допускается не заземлять геофизическое оборудование (приборы) напряжением до 380 В, которое работает от собственных маломощных источников питания.

Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

Суммарная величина сопротивления заземляющего устройства не должна превышать 10 Ом.

Подключение аппаратуры и приборов к электрической сети допускается только изолированным проводом.

5. Методика и порядок проведения работы

5.1 Изучаются технические инструкции по эксплуатации скважинных приборов – аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов.

После изучения теоретических основ методов и технических инструкций, подключают регистратор «Велко-Гео».

Включают регистратор «Велко-Гео». Выполняют настройку аппаратурно-методического комплекса цифровых скважинных приборов. Записывают диаграмму во временном режиме.

5.2 Изучается каротажная станция СКГ-1 размещенная на полноприводном автомобиле ГАЗ 2752 «Соболь», оборудованном для проведения комплекса геофизических исследований скважин.

Автомобиль ГАЗ 2752 «Соболь»: Количество посадочных мест в кабине – три. Двигатель УМЗ-4216, бензиновый, 8-клапанный, мощностью 106 л.с. или аналог. *Конструктивное разделение автомобиля*: три отсека - кабина, лабораторный и лебедочный отсеки. *Рабочее освещение*: люминесцентные светильники, индивидуальный светильник над столом оператора. *Система отопления и кондиционирования воздуха*: типовой отопитель от системы охлаждения двигателя в перегородке кабины; электрический обогреватель 1,0 кВт на 220 В; климатическая установка – кондиционер напольного исполнения с работой от 220 В. В лабораторном отсеке размещается стол оператора, кресло оператора на поворотном механизме, пульт управления лебедкой, устройство отображения информации (УОИ).

Между лабораторным и лебедочным отсеком устанавливается фанерная перегородка, обшитая рифленым алюминиевым листом и наблюдательное (раздвижное) окно в перегородке.

Система энергоснабжения: в лабораторном отсеке - электропроводка на 220 В (в кабельном канале), не менее 10 розеток на 220 В. Розетка на 12 В. Электрощит на 220 В с автоматами защиты от короткого замыкания и устройством защиты от поражения эл. током. В лебедочном отсеке - наружный бортовой ввод 220 В, кабель 25 м на катушке для подключения внешнего источника питания. Штырь с кабелем для заземления. Электробензогенератор на 220 В мощностью 4,5 кВт. Лебедка геофизическая с бронированным одножильным каротажным кабелем длиной 1000 м диаметром 6 мм с кабельным наконечником НКБ-36-1.

6. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения цифрового прибора с модулями термометрии и резистивиметрии, локатора муфт и РТГ- 42-2.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы потокометрических методов ГИС-контроля.
2. Краткое содержание интерпретации методов термокондуктивной расходомерии.
3. Предназначение зондов потокометрических методов ГИС-контроля.
4. В табличной форме оформить результаты настройки потокометрических методов ГИС-контроля.
5. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Какие процессы в скважине оказывают влияние на амплитуду кривых термокондуктивной расходомерии?
2. Теория методов термокондуктивной расходомерии?
3. Схема расположения датчиков в приборах термокондуктивной расходомерии.
4. Вырисовать диаграмму термокондуктивного расходомера в газоконденсатной скважине.
5. Вырисовать электрическую схему скважинного термодобитомера.
6. Вырисовать дебитограммы интегральную и дифференциальную, зарегистрированных механическим и термокондуктивным расходомерами.
7. Какие существуют технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС
8. Какие существуют стандартные образцы состава и свойств горных пород?

9. Какие калибровочные установки применяются в промышленной геофизике?

10. Какие известны имитаторы физических величин?

11. Дать определение основным технологическим процедурам МО
ГИС: градуировка, поверка, калибровка СИ

12. Назначение контрольных скважин?

Лабораторная работа № 4

Определение гидрофильной или гидрофобной смеси по данным резистивиметрии

1. Цель и содержание

Целью работы является:

Изучение физических основ индукционной резистивиметрии.

В методических указаниях содержатся информация о принципе действия прибора контроля состава среды – индукционного резистивиметра.

2. Теоретическое обоснование

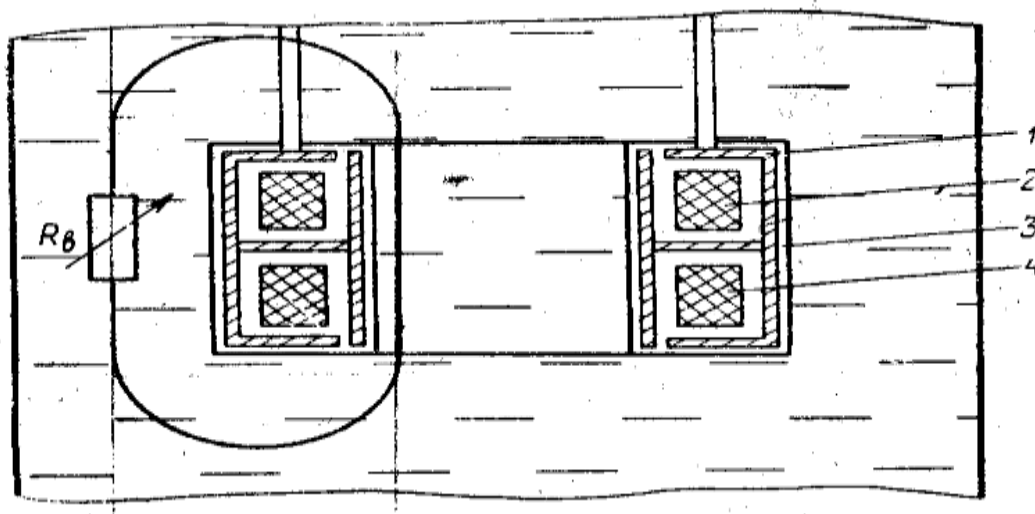
Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов.

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

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

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух — возбуждающей и

приёмной — тороидальных катушек (рис. 1). Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.



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

Рисунок 1 – Скважинный индукционный резистивиметр

Помимо индукционного резистивиметра используются другие конструкции датчиков для определения состава флюидов в стволе скважины (рис. 2).

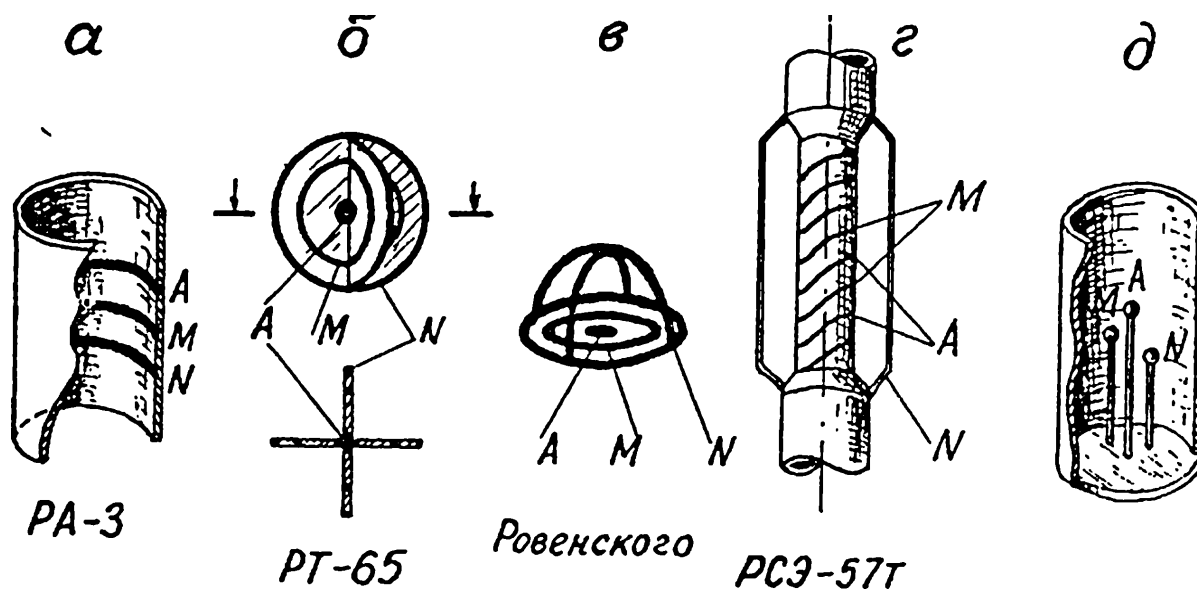


Рисунок 2 – Форма и размещение электродов в скважинных резистивиметрах различных конструкций

Требования, предъявляемые к индукционным резистивиметрам:

- диапазон измерения удельной электрической проводимости - 0,1-30 См/м;
- основная относительная погрешность — не более $\pm 5\%$;
- погрешность от изменений температуры - не более $\pm 0,5\%$ на 10°C .

Первичную и периодические калибровки выполняют с помощью эталонировочного устройства, изготовленного в виде цилиндрического сосуда диаметром более 150 мм. Измерения выполняют в трёх водных растворах хлористого натрия, проводимость которых находится в диапазонах 0,1-0,3; 1-3; 20-30 См/м. Сами растворы аттестуют прямыми измерениями электрической проводимости лабораторным кондуктомером с погрешностью не более $\pm 0,5\%$. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (См/м) и минерализации воды (г/л).

Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра представлены на рисунке 3.

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

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

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

- капельный
- четочный.

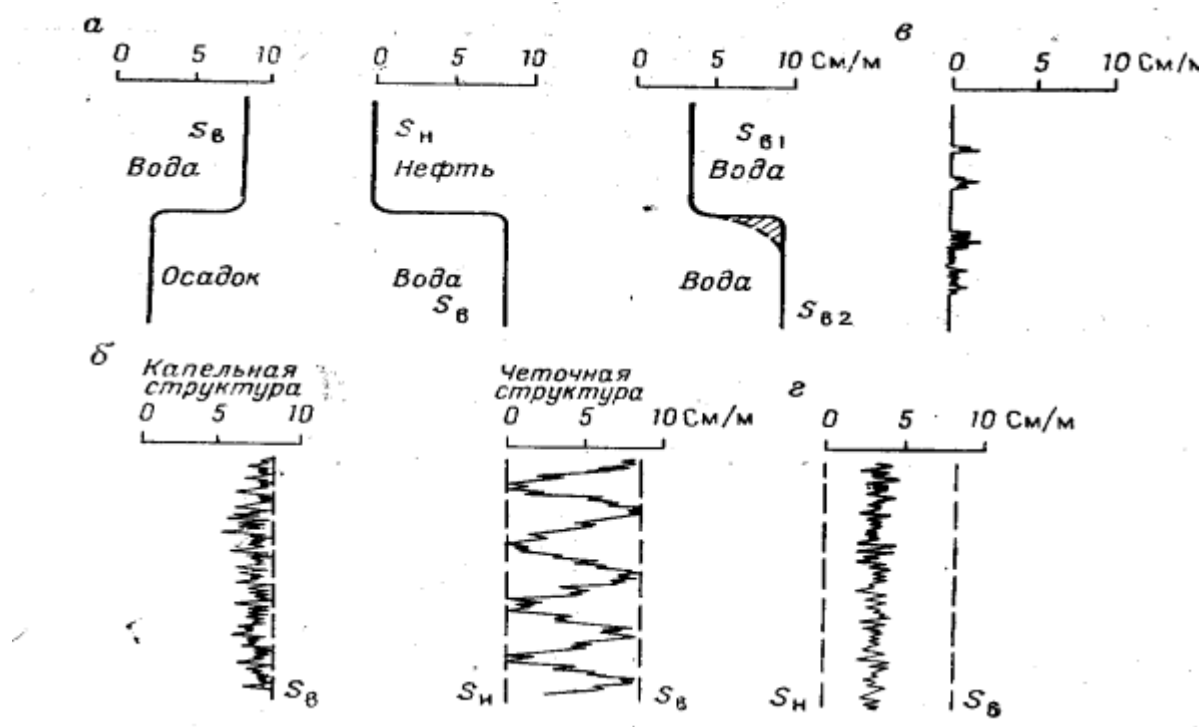
В отличие от капельного режима течения нефти, характеризующегося относительно небольшой величиной флуктуаций, четочный режим

характеризуется резкими изменениями показаний (в виде пачек) от значений удельной проводимости воды до нуля S_n .

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

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

На диаграммах индукционного резистивиметра находят отражение: 1. приток воды в гидрофильную смесь с минерализацией, отличающейся от минерализации воды в колонне; 2. притоки воды или нефти, вызывающие изменение типа смеси в колонне (переход гидрофильной смеси к гидрофобной, и наоборот); 3. притоки в гидрофильную смесь, изменяющие структуру потока (переход от течения гомогенной жидкости к течению смеси «нефть-вода», от капельного режима движения нефти к четочному и т.д.); 4. струйные притоки воды в гидрофобную смесь и струйные притоки нефти в гидрофильную смесь.



S_B, S_H – электропроводность воды и нефти

Рисунок 3 – Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

Источником погрешностей измерений удельной электрической проводимости является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания.

Различные смеси нефтяных эмульсий – гидрофобная и гидрофильная представлены на рисунке 4.

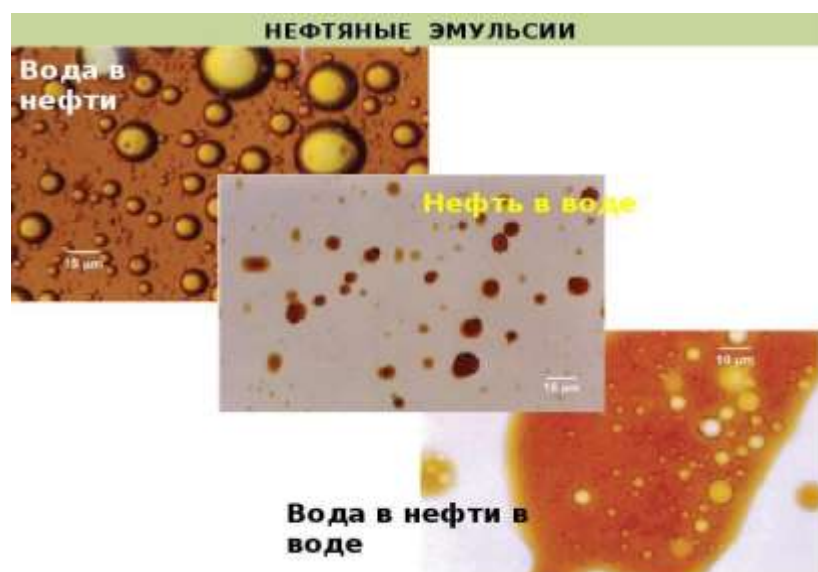


Рисунок 4 – Смеси нефтяных эмульсий

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков, повторное измерение — по всей длине исследуемого интервала.

Скорость проведения каротажа – 400-600 м/ч.

Дискретность записи данных по глубине – 0,2 м.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться реальные скважинные приборы ГИС-контроля и каротажные диаграммы.

Для получения практического навыка работы со скважинными приборами по контролю состава среды будет использоваться аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов с модулем резистивиметрии и каротажная станция СКГ-1 с регистратором «Велко-Гео».

4. Указания по технике безопасности

Безопасность при работе со скважинными приборами необходимо обеспечить заземление регистратора «Велко-Гео».

Заземление осуществляется электрическим соединением клеммы заземления, расположенной на задней панели блока измерения, с контуром заземления лаборатории. Заземление должно быть выполнено медным проводом, сечением не менее 1,5 мм². Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

5. Методика и порядок проведения работы

Изучаются технические инструкции по эксплуатации скважинных приборов – аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов с модулем резистивиметрии.

После изучения теоретических основ методов и технических инструкций, подключают регистратор «Велко-Гео».

Включают регистратор «Велко-Гео». Выполняют настройку аппаратурно-методического комплекса цифровых скважинных приборов. Записывают диаграмму во временном режиме.

6. Содержание отчета и его форма

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы работы.
2. Схема скважинного индукционного резистивиметра.
3. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра.
2. Смеси нефтяных эмульсий.
3. Форма и размещение электродов в скважинных резистивиметрах различных конструкций.
4. Какие смеси бывают
5. Как резистивиметром отмечается гидрофобная смесь
6. Как резистивиметром отмечается гидрофильная смесь

Лабораторная работа № 5

Конструкции пакерных и беспакерных влагомеров

1. Цель и содержание

Целью работы является:

Изучение физических основ метода влагометрии. Конструктивные особенности влагомеров.

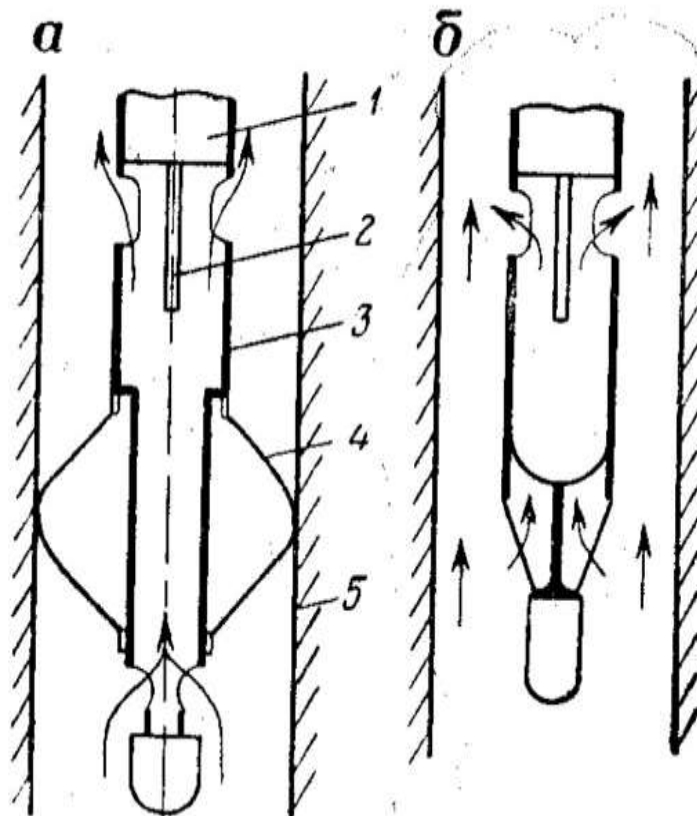
В методических указаниях содержатся информация о принципе действия прибора контроля состава среды – влагомера.

2. Теоретическое обоснование

Диэлькометрическая влагометрия (влагометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины (рис. 1).

Влагомер применяют для: определения состава флюидов в стволе скважины; выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей; установления мест негерметичности обсадной колонны; при благоприятных условиях — для определения обводнённости (объёмного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

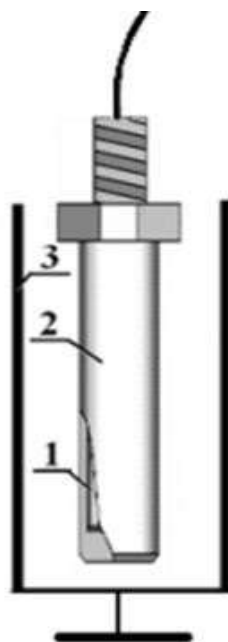
Ограничения метода связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделённых структурах — кольцевой, пробковой) и с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объёмном содержании воды в продукции свыше 40-60 % метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания.



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

Рисунок 1 – Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров

Скважинные влагомеры представляют собой LC или RC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая ёмкость датчика с последующим преобразованием изменения ёмкости в сигналы разной частоты (рис. 2).



1 - металлический электрод (первый электрод измерительного конденсатора);
2 - диэлектрик; 3 - корпус (второй электрод конденсатора)

Рисунок 2 – Конструкция датчика диэлькометрического влагомера

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные — для количественных определений. В газовых и газоконденсатных скважинах все применяемые влагомеры — беспакерные (рис. 3).

Пакерный влагомер должен удовлетворять следующим требованиям:

- фиксировать притоки нефти в гидрофильную водонефтяную смесь и обнаруживать обводнённость нефти в скважинах с дебитом менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- нестабильность работы в течение 6 ч не должна превышать $\pm 1 \%$;
- погрешность определения содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной водонефтяной смеси не должна превышать $\pm 3 \%$.

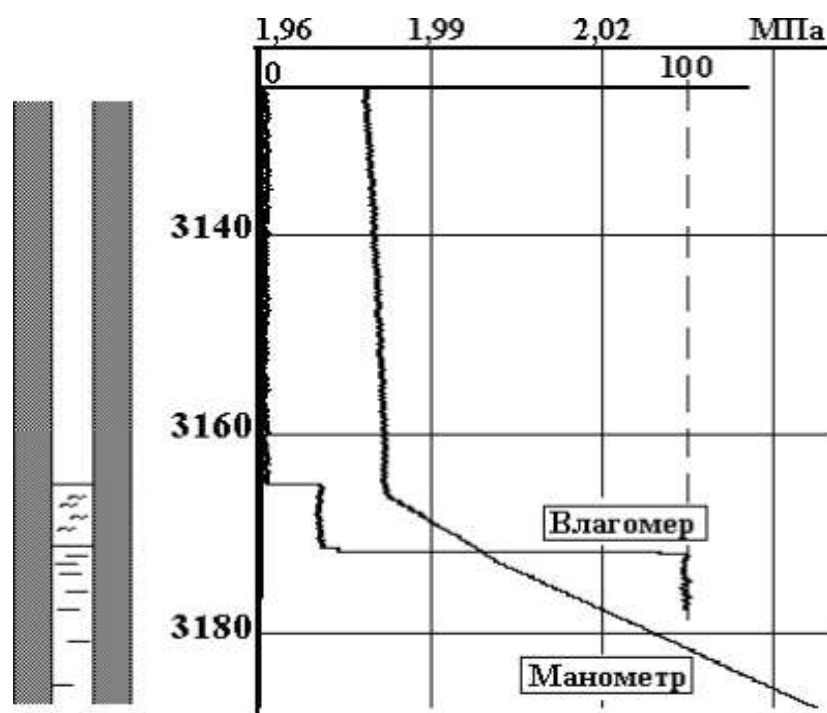


Рисунок 3 – Диаграммы манометра и влагомера в газоконденсатной скважине

Первичную и периодические калибровки выполняют и эталонировочном устройстве, содержащем дисперсные водонефтяные смеси (эмульсии) с объёмным содержанием воды от 0 до 100 %, через каждые 10 %. Результатом калибровки является градуировочная зависимость относительного разностного параметра $f = (f_B - f_{CM}) / (f_B - f_H)$ от процентного содержания воды в дисперсной смеси, где f_{CM} , f_B , f_H — показания прибора в водонефтяной смеси, в воде и нефти. Калибровку в газоводяных смесях не проводят из-за сложности эталонировочного устройства.

Полевую калибровку проводят с помощью генератора стандартных сигналов.

Не допускается линейная аппроксимация градуировочной зависимости влагомера в полном динамическом диапазоне (0-100 %).

При калибровке учитывают изменения показаний прибора в зависимости от температуры среды, так как при изменении температуры от 20 до 100°C относительная диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 81 до 55.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения.

Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные — при подъёме прибора, полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняют в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой не герметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 м вниз и вверх исследуемого интервала.

Повторное измерение выполняют в том же интервале.

Скорость каротажа при общих исследованиях - не более 1000 м/ч, при детальных – 300 м/ч, дискретность записи данных по глубине 0,2 и 0,1 м.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая также аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трёх измерений с последующим расчётом среднего значения.

Первичная обработка включает расчёт по данным непрерывных и точечных измерений профиля объёмного содержания воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости без учёта температурной поправки и поправок за структуру потока.

Результаты измерений представляют в виде исходных кривых (точечных показаний), а результаты первичной обработки – в виде отредактированных влагограмм.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться реальные скважинные приборы ГИС-контроля и каротажные диаграммы.

Для получения практического навыка работы со скважинными приборами по контролю состава среды будет использоваться первичный преобразователь – диэлькометр.

4. Указания по технике безопасности

Безопасность при работе со скважинными приборами необходимо обеспечить заземление регистратора «Велко-Гео».

Заземление осуществляется электрическим соединением клеммы заземления, расположенной на задней панели блока измерения, с контуром заземления лаборатории. Заземление должно быть выполнено медным проводом, сечением не менее 1,5 мм². Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

5. Методика и порядок проведения работы

Изучаются технические инструкции по эксплуатации скважинных приборов – аппаратурно-методический комплекс цифровых скважинных приборов.

После изучения теоретических основ методов и технических инструкций, изучается конструкция диэлькометра.

6. Содержание отчета и его форма

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы работы.
2. Схематические конструкции пакерных и беспакерных влагомеров.
3. Конструкция датчика диэлькометрического влагомера.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Конструкция датчика диэлькометрического влагомера.
2. Конструкции пакерных и беспакерных влагомеров.
3. Вычертить диаграммы манометра и влагомера в газоконденсатной скважине.
4. Как производится первичная и периодическая калибровки
5. Вычертить диаграммы влагомера в газовой скважине когда в зумпфе накопилась вода

Лабораторная работа № 6

Обработка данных зарегистрированных глубинным манометром и ГГК-плотномером. Конструкции детекторов ГГК-II

1. Цель и содержание

Целью работы является:

Изучение физических основ глубинного манометра и ГГК-плотномера.

2. Теоретическое обоснование

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

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

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

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якоре в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле.

Преобразователи давления могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные.

Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Полевую калибровку выполняют с помощью генератора стандарт-сигналов.

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами, регистрируя: изменение давления в функции времени на фиксированных точках глубины; стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины; нестационарное поле давления по стволу как функции глубины и времени;

- регистрацию изменения давления как функции времени проводят при флуктуационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока, кривых изменения давления - КВД, КСД, КВУ). Для этого прибор устанавливают в кровле или несколько выше испытываемого объекта. Снятие отсчётов представляет собой регистрацию

непрерывной кривой (для КВД период снятия отсчётов должен быть не менее 10 с в первые 5 мин замера и 30 с в последующем);

- регистрацию давления по стволу скважины проводят при спуске или подъёме прибора со скоростью не более 1000 м/ч.

Дискретность записи данных по глубине при непрерывных наблюдениях 0,2 м.

Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины.

Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь не существенно.

Первичная обработка заключается в расчётах давления в точках, кривых давления или градиента давления в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости (с учётом температурной поправки).

Глубинные манометры предназначены для измерения и регистрации давления в стволе скважины на любой глубине (включая забой устье). Используя результаты измерения можно решать различные задачи, связанные с технологическими режимами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений:

1. Определять зависимость дебита скважин от давления на забое.
2. Определять коэффициент продуктивности.
3. Оценивать количество функционирования и гидропроводности пласта.

4. Выявлять пластовое давление и динамику его изменения для прогнозирования изменения давления в различных точках пласта и выявление эффективности его поддержания.

Основными методами исследования скважин и пластов с использованием манометров являются:

- а) метод установившихся отборов;
- б) метод карт изобар;
- в) метод восстановления давления;
- г) метод гидропрослушивания.

Пример карты с контрастными значениями давления (рис. 1).

Среднее давление в зоне отбора **255** кг/см², в зоне закачки **490** кг/см².

Между зонами отбора и закачки наблюдается большой перепад давлений.

Существующие замеры преимущественно на добывающем и простаивающем фонде.

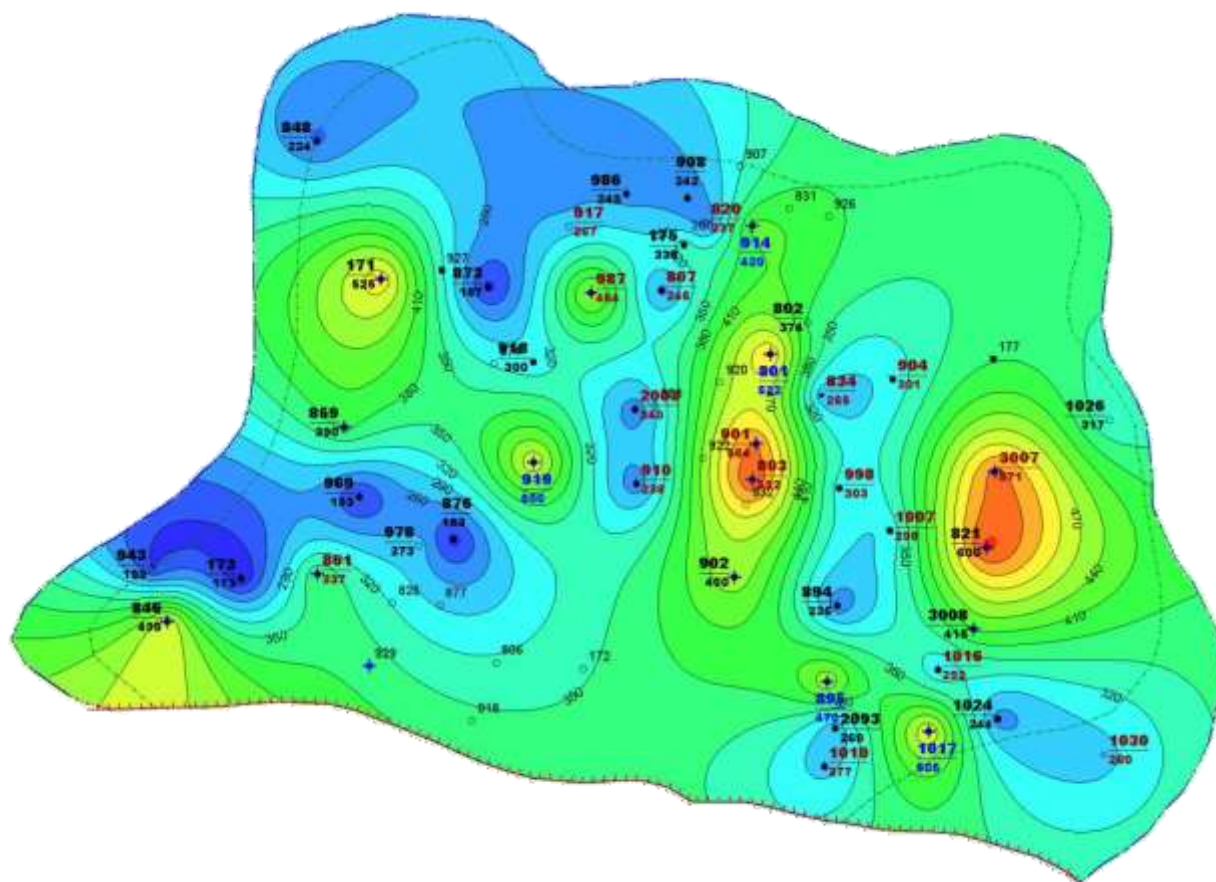
Среднее пластовое давление по замерам 287 атм, по карте 349 кг/см².

В основе всех гидродинамических методов исследований скважин с целью определения фильтрационных характеристик пластов лежат измерения давления в скважине. Чтобы определить фильтрационные характеристики пласта, проводят исследования скважин и пластов при установившемся и неуставившемся режимах эксплуатации.

Кроме основных методов исследованиями скважин путем измерения давления в скважине решается много дополнительных методических и технологических задач.

В связи с разработкой месторождений, сложных по своей структуре, как по площади, так и по мощности (толщине), возросли требования к исследованиям скважин и к исследовательской аппаратуре. Большое развитие получили в последнее время методы исследования скважин в переходных режимах (снятие кривых восстановления или падения давления,

гидропрослушивание и т. п.), где предъявляются к аппаратуре повышенные требования, как по чувствительности, так и поточности.



<u>903</u>	<u>скважина</u>
405	замер Рпл
<u>857</u>	<u>скважина</u>
298	динамика Рпл
<u>931</u>	<u>скважина</u>
473	расчет Рпл

Рисунок 1 – Пример карты с контрастными значениями давления

Манометрия нашла свое развитие применительно к многопластовым месторождениям, чему способствовало внедрение в промышленную практику дистанционной скважинной аппаратуры.

Большое теоретическое и практическое значение имеют отдельные виды исследований скважин многопластовых месторождений путем совместных измерений и регистрации расхода и давления в различных режимах.

Все известные методы исследований действующих скважин с помощью манометров основаны на:

- а) точных измерениях давления в каких-либо заданных точках при условно принятом установившемся режиме работы скважины;
- б) регистрации кривой изменения давления во времени в отдельной точке скважины;
- в) регистрации кривой изменения давления по глубине.

Гамма-гамма-плотнометрия основана на измерении детектором потока «мягкого» гамма-излучения, распространяющегося через слой флюида от ампульного источника и связанного при неизменной базе измерения (расстояние между источником и детектором (1) гамма-излучения) с плотностью флюида.

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

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

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

Плотномер должен удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон измерения плотности – $0,7-1,2 \text{ г/см}^3$ с погрешностью не более $\pm 0,01 \text{ г/см}^3$;
- обладать пакером (2) для исследования низкодебитных нефтяных скважин.

Первичную и периодические калибровки выполняют на моделях скважин, заполненных флюидом с разной плотностью, построением градуировочной зависимости

$J_X/J_B = f(\sigma_X, \sigma_B)$, где J_X, J_B - показания в флюиде с плотностью σ_X и в пресной воде σ_B , плотность которой равна 1 г/см³.

Скорость каротажа при общих исследованиях 400-600 м/ч, при детальнх – 50-100 м/ч.

Расхождения основного и повторного измерений не должны превышать $\pm 3\%$.

При неустойчивом режиме работы скважины (пульсирующий, с разделёнными структурами многофазного потока) воспроизводимость измерений проверяют по записи в зумпфе скважины.

При первичной обработке привязку результатов измерений по глубине и учёт естественного гамма-излучения пород проводят по кривой ГК, которую регистрируют отдельным каналом плотномера или сборки, включающей плотномер.

В случае значительного искажения показаний радиогеохимическими аномалиями результаты измерений плотности используют для качественной интерпретации.

Содержание нефти и воды в смеси определяют, исходя из соотношения:

$\sigma_{см} = \sigma_B k_B + \sigma_H (1 - k_B)$, где $\sigma_{см}, \sigma_B, \sigma_H$ - плотность смеси, воды и нефти соответственно, k_B – относительное содержание воды в жидкости.

При неизвестной или непостоянной минерализации воды, поступающей из пласта, интерпретацию проводят на качественном уровне.

3. Аппаратура и материалы

Для получения практического навыка работы со скважинными приборами по контролю состава среды будет использоваться аппаратурно-методический комплекс цифровых скважинных приборов и каротажная станция СКГ-1 с регистратором «Велко-Гео».

4. Указания по технике безопасности

Безопасность при работе со скважинными приборами необходимо обеспечить заземление регистратора «Велко-Гео».

Заземление осуществляется электрическим соединением клеммы заземления, расположенной на задней панели блока измерения, с контуром заземления лаборатории. Заземление должно быть выполнено медным проводом, сечением не менее 1,5 мм². Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

5. Методика и порядок проведения работы

Изучаются технические инструкции по эксплуатации скважинных приборов – аппаратно-методический комплекс цифровых скважинных приборов.

Включают регистратор «Велко-Гео». Выполняют настройку аппаратно-методического комплекса цифровых скважинных приборов. Записывают диаграмму во временном режиме.

6. Содержание отчета и его форма

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы работы.
2. Назначение глубинного манометра.
3. Назначение ГГК-плотнометра.
4. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Назначение глубинного манометра.
2. Назначение ГГК-плотнометра.
3. Первичная и периодическая калибровки манометров.
4. Способы регистрации давления

5. Какие задачи решаются манометром при различных режимах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.
6. Основные методы исследования скважин и пластов с использованием манометров
7. Применение ГГК для измерения состава среды в скважине.
8. Как определяется содержание нефти и воды в смеси по ГГК.

Лабораторная работа № 7

Обработка данных скважинной термометрии

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение процессов приводящих к перераспределению температуры по стволу скважины.

2. Теоретическое обоснование

Температурные измерения в скважине производят для решения, как геологических задач, так и задач, связанных с изучением технического состояния скважин. Выбор способа измерения температурной кривой и масштаба ее регистрации определяется характером и детальностью решаемых задач.

Измерение абсолютных значений T (в $^{\circ}\text{C}$) в функции глубины и времени (обычная термометрия) производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров (геотермального градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, температуропроводности), изучения технического состояния скважин (высоты подъема цемента за колонной, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявление интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения).

Для выявления небольших температурных аномалий, исчисляемых десятками и сотыми долями градуса, применяются методы высокочувствительной термометрии. Высокочувствительная термометрия эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные

газохранилища, глубины закачанного под давлением цемента, газонефтяного контакта, интервалов внутри колонных и за колонных перетоков флюидов.

Измерение температуры по стволу скважины производится в целях измерения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе эксплуатации.

Тепловые свойства различных горных пород различны.

Основными тепловыми свойствами пород являются теплопроводность χ или удельное тепловое сопротивление породы $\varepsilon = 1/\chi$, удельная теплоемкость c и коэффициент температуропроводности породы α .

Под теплопроводностью понимается свойство среды передавать кинетическую энергию ее молекул (передавать тепло).

Коэффициент теплопроводности χ показывает количество тепла в килокалориях, которое проходит за 1 час через породу сечением 1 м^2 , высотой в один метр при разности температур 1°C и выражается в *ккал/м час град*. В промышленной геофизике обычно пользуются величиной обратной теплопроводности – удельным сопротивлением породы ε , выражающимся в *м час град/ккал*.

Многочисленными исследованиями тепловых свойств горных пород установлено, что тепловое сопротивление понижается с увеличением плотности пород. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые и главным образом глинистые отложения.

Вследствие возрастания плотности горных пород с глубиной закономерно уменьшается в этом направлении тепловое сопротивление и геотермический градиент.

Гидрохимические осадки (каменная соль, ангидрид, сильвин) имеют пониженное тепловое сопротивление, что способствует их выявлению в разрезе.

Тепловое сопротивление сухих или газоносных пород в несколько раз больше, чем сопротивление этих же пород, насыщенных водой. С

увеличением проницаемости пород, насыщенных водой, тепловое сопротивление их уменьшается. Это вызвано дополнительным переносом тепла конвекцией, увеличивающей проводимость тепла. Замещение в породе воды нефтью незначительно повышает тепловое сопротивление породы.

Тепловое сопротивление зависит также от слоистости горных пород, а именно в направлении, перпендикулярном напластованию, тепловое сопротивление выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием тепловой анизотропии.

Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и дополнительным благодаря этому переносом тепла конвекцией.

Этим же объясняется понижение геотермического градиента над сводами складок, содержащих мощные пакки проницаемых песков, в которых циркулирует вода.

Под удельной теплоемкостью c понимают количество тепла ($в ккал$), необходимое для нагрева $1 кг$ данного вещества на $1 ^\circ C$. И выражают $в ккал/кг град$.

Теплоемкость горных пород изменяется в относительно небольших пределах, практически между $0,15-0,24 ккал/кг град$. С увеличением влажности удельная теплоемкость пород несколько возрастает.

Коэффициент температуропроводности α выражает изменение температуры единицы объема породы за единицу времени, т.е. характеризует скорость распространения изменений температуры по пласту.

Коэффициент температуропроводности α является комплексным параметром, представляющим собой отношение коэффициента теплопроводности χ к произведению теплоемкости c на плотность среды ($\alpha = \chi / c\sigma$), и выражается в $м^2/час$.

Наибольшее влияние на температуропроводность породы оказывает удельное тепловое сопротивление, так как теплоемкость и плотность пород изменяются мало. Наименьшая скорость изменения температуры – в глинах,

в карбонатных породах эта скорость увеличивается; наибольшая скорость изменения температуры характерна для песчаных образований. Слоистость горных пород сказывается на характере температуропроводности; температуропроводность вдоль напластования выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Интенсивность и распространение тепловых полей зависят от термических свойств, геометрических форм и размеров исследуемых сред.

Термические свойства горных пород характеризуются теплопроводностью или удельным тепловым сопротивлением, тепловой анизотропией, удельной теплоемкостью и температуропроводностью.

Удельная теплопроводность характеризует свойство среды передавать тепловую энергию ее молекул. Удельное тепловое сопротивление – величина, обратная удельной теплопроводности. Для различных горных пород и полезных ископаемых тепловое сопротивление варьирует в широких пределах – от тысячных долей до десятков метр-кельвин на ватт. Оно понижается с увеличением плотности, влажности, проницаемости породы, повышается при замещении в поровом пространстве воды нефтью, газом или воздухом и зависит от слоистости пород (тепловая анизотропия).

Удельная теплоемкость характеризует свойство среды изменять свою температуру. Для большей части горных пород и полезных ископаемых коэффициент удельной теплоемкости изменяется в относительно небольших пределах – от 580 до 2090 Дж/(кг.К).

Температуропроводность – это комплексный параметр, характеризующий теплоинерционные свойства горных пород. Он выражает изменение температуры единицы объема среды за единицу времени.

В распределении естественного теплового поля существенное значение имеет удельное тепловое сопротивление, а при изучении нестационарных тепловых процессов, при анализе искусственных тепловых полей в скважинах – удельная теплоемкость и температуропроводность горных пород. Дифференциация горных пород и полезных ископаемых по

термическим свойствам лежит в основе применимости термометрических методов для изучения геологических разрезов скважин, а тепловая анизотропия горных пород обеспечивает возможность решения тектонических задач.

Метод естественного теплового поля.

Естественное тепловое поле измеряют для определения геотермического градиента в скважине и в редких случаях для изучения геологического разреза.

Многочисленными наблюдениями установлено, что температура первых 10-30 м земной коры подвержена периодическим (суточным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения.

Ниже этой границы с увеличением глубины скважин наблюдается постепенное возрастание температуры.

Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется так называемым геотермическим градиентом Γ .

За величину геотермического градиента принимают изменения температуры земли в °С на 100 м глубины. Геотермический градиент рассчитывают по формуле:

$$\Gamma_{100} = 100(t_2 - t_1)/(h_2 - h_1) [^\circ\text{C}/\text{м} * 100], \quad (1)$$

где t_1 и t_2 — температуры пород в °С, замеренные на глубинах h_1 и h_2 .

Разность глубин, соответствующая увеличению температуры на 1 °С, носит название геотермической ступени и обозначается через G .

Для расчета G пользуются формулой:

$$G = (h_2 - h_1) / (t_2 - t_1) [\text{м}/^\circ\text{C}], \quad (2)$$

Геотермический градиент $\Gamma = q\varepsilon$ пропорционален тепловому сопротивлению породы ε , отражающему литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин; q — плотность теплового потока.

Этим объясняется изменение значений геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, которое отмечается изменением угла наклона термограммы по отношению к вертикали. При постоянной q -диаграммы геотермического градиента можно рассматривать как диаграммы теплового сопротивления.

По величине геотермического градиента можно судить о величине удельного теплового сопротивления, а, следовательно, в общих чертах и о геологических свойствах пластов.

Геотермический градиент (ступень) по методу естественного теплового поля определяют в условиях установившегося теплового режима в скважине.

Время для получения установившегося температурного режима в скважине зависит от разности первоначальных температур глинистого раствора и окружающих пород и диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время простоя скважины.

Геотермический градиент (ступень) района определяют в настоящее время в простаивающих (законсервированных) скважинах. Во избежание перемешивания раствора температуру замеряют при спуске термометра.

Изучение местных тепловых полей.

В нефтепромысловой геофизике наибольший практический интерес представляют тепловые поля в газоносных и нефтеносных породах. Эти поля связаны с процессом выделения газа, протекающим в пласте при вскрытии и разработке нефтяных и газовых залежей.

Известно, что газ при выделении из газоносного или нефтеносного пласта расширяется, что приводит к понижению температуры на контакте глинистого раствора и пласта. Это явление носит название эффект охлаждения.

Таким образом, в некоторых случаях газоносные или нефтегазоносные пласты отмечаются на температурной кривой понижением температуры.

Для термокаротажа по эффекту охлаждения температурные замеры можно производить сразу после прекращения циркуляции раствора или после получения в скважине установившегося теплового режима.

Если эффект охлаждения не отмечается ни в том, ни в другом случае, то рекомендуется понизить уровень жидкости в скважине, чтобы вызвать выделение газа. Понижение уровня жидкости в скважинах, вскрывших продуктивный пласт, во избежание выброса следует производить очень осторожно.

В некоторых случаях температурные аномалии на кривой могут быть обновлены циркулирующими в пласте водами, имеющими повышенную или пониженную температуру по сравнению с температурой бурового раствора. Выделение таких пластов представляет интерес при проведении гидрогеологических исследований.

Результаты температурных исследований представляются в виде диаграммы температур вдоль ствола скважины с прилагаемой к ней объяснительной запиской, в которой указывается: назначение проведенных замеров, характер подготовки скважины, продолжительность циркуляции раствора в скважине (продолжительность промывки) перед замером, время нахождения скважины в покое до замера (при определении температуры пород и геотермической ступени), температура входящего и выходящего раствора в процессе циркуляции жидкости (промывки скважины), состояние скважины при замере (спокойное, переливание, газирование), находилась ли скважина в бурении, в консервации или после изоляционных работ, указания о поглощающих или отдающих пластах и глубины их залегания, сведения о конструкции скважины.

Метод искусственного теплового поля.

Основным условие проведения термокаротажа по методу искусственного теплового поля является наличие в скважине неустановившегося теплового режима. Искусственное тепловое поле может быть создано в скважине при заполнении скважины глинистым раствором,

температура которого отлична от температуры окружающих пород, и при экзотермической реакции схватывания цемента.

При заполнении скважины охлажденным или нагретым раствором после прекращения циркуляции глинистый раствор начнет воспринимать температуру окружающей среды. В связи с тем, что различные горные породы обладают разной теплопроводностью, скорость восприятия глинистым раствором температуры окружающих пластов будет различной для различных пород.

Известно, что пески обладают большей теплопроводностью, чем глины. Поэтому получение на температурной кривой повышенной температуры при охлажденном растворе в скважине или пониженной при подогретом растворе позволяет выделить на этом интервале песчаный пласт. По полученным температурным кривым удастся выделить пласты с большей или меньшей теплопроводностью.

Проведению температурных исследований предшествует тщательная промывка скважины глинистым раствором. В связи с возрастанием температуры пород с глубиной температура глинистого раствора может превышать температуру окружающих пород в верхних слоях земной коры и оставаться ниже ее в нижних слоях, имеющих более высокую температуру. Естественно, что на некоторой глубине температуры глинистого раствора и окружающих пород окажутся равными (точка температурного равновесия). При двух-трех-кратном измерении температуры в скважине точка температурного равновесия обнаруживается пересечением кривых.

Вблизи точки температурного равновесия наблюдается уменьшение амплитуды аномалии. Выше точки температурного равновесия происходит остывание раствора, и пласт с высокой теплопроводностью отмечается отрицательной аномалией, а ниже этой точки такой же пласт отмечается положительной аномалией.

Для получения отчетливых результатов необходимо, чтобы температура жидкости в скважине значительно отличалась от температуры окружающих пород (10 – 20 °С) и была однородной по стволу скважины.

После подготовки скважины производят контрольный замер для определения однородности температуры. Последующие замеры производят через некоторое оптимальное время, по истечении которого наблюдается наибольшая дифференциация термограммы. Наиболее четкие результаты получаются через 4 - 12 часов для скважин диаметром 7¾''; 6 - 24 часа для скважин диаметром 9¾''; 8 - 36 часов для скважин диаметром 11¾'' и 12 - 48 часов для 14¾''. С увеличением времени покоя скважины происходит постепенное увеличение наклона кривой и приближение температурной кривой к кривой, характеризующей установившийся режим и отражающее изменение геотермического градиента данной площади. Одновременно с этим происходит и затухание температурных аномалий, вызванных различной теплопроводностью пород, слагающих разрез.

Нарастание амплитуд температурных аномалий наблюдается при перемещении вверх и вниз от точки температурного равновесия.

В районах с большим геотермическим градиентом (Северный Кавказ, Центральное Предкавказье) температура пород на большой глубине высока и повышение температуры, вызываемое цементом, сравнительно не велико. В связи с этим на больших глубинах (свыше 2000 м), несмотря на выделение тепла цементом, температура скважины ниже температуры пород, и на температурной кривой наблюдается обратная картина: водонасыщенные пески с высокой теплопроводностью отмечаются положительными температурными аномалиями, а глины, обладающие низкой теплопроводностью, отмечаются понижением температуры.

Неравномерность толщины цементного кольца, связанная с увеличением диаметра скважины против глинистых, солевых пластов и проникновением цемента в пласт вызывает повышение температур и затрудняет интерпретацию температурной кривой.

Использование метода искусственного теплового поля для определения литологического разреза, вскрываемого скважиной, требует длительной задержки скважины и проведения большого числа замеров.

Полученные аномалии против пластов различной проводимости оказываются чаще всего расплывчатой формы, не способствующей четкому выделению границ различных пластов. Поэтому метод искусственного теплового поля применяется крайне редко и только в опытном порядке.

Исключением является изучение изменения искусственного поля при определении высоты подъема цемента. Температурную кривую при этом получают попутно, не затрачивая специального времени. Между тем полученная кривая в ряде случаев может оказать существенную помощь при расчленении разреза и уточнение литологических свойств пласта.

Определение местоположения цемента в затрубном пространстве.

Определение местоположения цемента в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксировании тепла, выделяющегося при твердении цемента в процессе экзотермической реакции. Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и наличие цемента в затрубном пространстве.

Величина температурной аномалии у верхней границы цементного кольца определяется:

- 1) физико-химическими свойствами цемента и его количеством в данном интервале;
- 2) временем, прошедшем с момента схватывания цемента до начала измерений;
- 3) геологическими и тектоническими условиями проведения тампонажных работ.

Цементы различных марок отличаются неодинаковыми временами твердения, количеством выделяющегося тепла и максимальной температурой. Максимальные температуры при экзотермической реакции наблюдаются в интервале 6 - 16 ч после окончания заливки цемента, а

наибольшие температурные аномалии можно зафиксировать в промежутке времени от 6 до 24 часов. Чем больше цемента участвует в реакции, тем значительнее тепловой эффект.

Сильная дифференциация температурной кривой в интервале нахождения цемента обусловлена литологическими особенностями и кавернозностью разреза. Как правило, песчаным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым – повышенные. Песчаные породы, имеющие наименьшее тепловое сопротивление, значительно быстрее отдают тепло в окружающую среду, чем глины, тепловое сопротивление которых выше. Кроме того, в глинистых породах чаще всего образуются каверны, в которых скапливается значительное количество цемента.

Температурные измерения долгое время были единственным методом контроля качества цементирования обсадных колонн. Затверждение цементного раствора – реакция экзотермическая. Время, по истечении которого цементный раствор достигает максимальной температуры, зависит от типа и качества цемента и обычно составляет 8 – 16 ч. Тепло, выделяемое цементным раствором, вносит изменения в тепловое поле скважины, и эти изменения могут быть зафиксированы.

При благоприятных условиях на термограмме, зарегистрированной через 12 – 36 ч после окончания заливки цемента, наличие цемента за колонной, а также его верхняя граница подъема устанавливаются достаточно четко по увеличению температуры по стволу скважины.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться каротажные диаграммы и прибор ТР-7.

Для получения практического навыка обработки термограмм в лабораторной работе будут использоваться термограммы записанные аппаратурно-методическим комплексом цифровых скважинных приборов с

модулем термометрии, магнитного локатора муфт, посредством регистратора «Велко-Гео».

Запись термометром ТР-7 будет производиться для наглядности диаграммы термометрии в трех видах: абсолютная температура, аномали-термограмма и дифференциальная термометрия.

4. Указания по технике безопасности

В случае подключения скважинного прибора – термометра, геофизическая аппаратура должна подключаться к электрической сети в соответствии с технической документацией по эксплуатации.

Металлические части геофизических приборов, которые могут оказаться под переменным напряжением более 42 В или постоянным напряжением более 110 В, должны быть заземлены.

Допускается не заземлять геофизическое оборудование (приборы) напряжением до 380 В, которое работает от собственных маломощных источников питания.

Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

Суммарная величина сопротивления заземляющего устройства не должна превышать 10 Ом.

Подключение аппаратуры и приборов к электрической сети допускается только изолированным проводом.

5. Методика и порядок проведения работы

Температуру в скважине измеряют электрическими и электронными термометрами, принцип действия которых основан на зависимости электрического сопротивления медного проводника от температуры.

Электрический термометр представляет собой мост с двумя активными (чувствительными) R1-R3 и двумя пассивными R2-R4 плечами (рис. 1), выполненными соответственно из медного и константанового провода.

Чувствительные плечи помещены в тонкостенную медную трубку, свободно омываемую промывочной жидкостью.

Через вершину моста A и корпус прибора B подводится ток I (мА) от источника E постоянного тока, который регулируется реостатом R и контролируется по миллиамперметру, а между двумя другими вершинами M и N измеряется регистрирующим прибором РП разность потенциалов ΔU (в мВ), пропорциональная изменению температуры, которую определяют по формуле:

$$t = t_0 + C_T \Delta U / I, \quad (3)$$

где C_T – постоянная термометра, показывающая изменение температуры в градусах при изменении сопротивления на 1 Ом;

t_0 – температура, при которой мост находится в равновесии.

Термометр на трехжильном кабеле отличается простотой схемы, но изменение сопротивления жил кабеля при изменении температуры в скважине, снижение сопротивления их изоляции, наличие помех, обусловленных утечками тока, искажают результаты термических исследований.

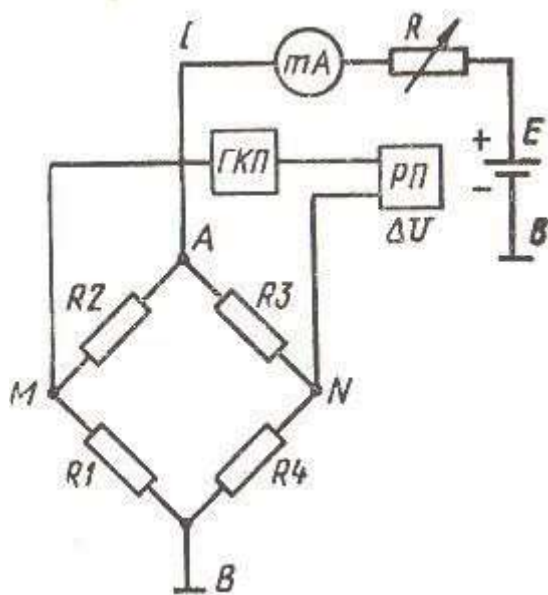


Рисунок 1 – Принципиальная схема термометра на трехжильном кабеле

Термограммы регистрируются в масштабе глубин 1:500 (нефтяные и газовые скважины) и 1:200 (угольные и рудные скважины). Записываются термограммы в основном при спуске прибора, чтобы не нарушать установившийся температурный режим скважины. Оптимальная скорость подъема прибора выбирается такой, при которой измеренная температура отличается от температуры, измеренной на самой малой скорости не более чем на $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Масштаб n_t термограммы в нефтяных, газовых и рудных скважинах принимают $0,25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{см}$ или $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{см}$, в угольных – $1\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

При работе с термометрами на трехжильном кабеле установка масштаба n_t производится при подключении измерительного канала к контрольному шунту R_o в токовой цепи в соответствии с формулой:

$$t = C_T, R_o/n_t, \quad (4)$$

где C_T – постоянная термометра, показывающая изменение температуры в градусах при изменении сопротивления на 1 Ом .

Требуемого отклонения добиваются регулированием тока в цепи АВ и изменением постоянной по напряжению в канале каротажного регистратора.

При работе с термометром масштаб n_t устанавливается следующим образом. Нажатием кнопки « 20° » и при полностью выведенном сопротивлении R_m «Масштаб» потенциометром «Установка нуля» пишущее устройства регистратора устанавливают на нуль. Затем коммутируют позицию « 100° », что соответствует приращению $\Delta t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$, после чего от ГКП подают $\Delta U_{\text{ГКП}} = +200\text{ мВ}$ и потенциометром R_m «Масштаб» устанавливают на нуль шкалы. При этом приращению температуры в $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответствует разность потенциалов равное $S = \Delta U_{\text{ГКП}}/80$.

Если после этого изменить показания ГКП, например на 5 мВ , то это будет соответствовать приращению температуры $\Delta t = 5/S$. Переходя к масштабу n_t , получим $l = 5/Sn_t$.

Результаты настройки термометра записываются в протокол отчета.

6. Содержание отчета и его форма

Отчет должен включать в себя результаты изучения теории метода термометрии, схему соединения наземной панели со скважинным прибором термометром ТР-7 и методику настройки прибора.

Форма представления результатов работы:

1. Цель и теоретические основы вышеописанных методов.
2. Краткое содержание теории метода термометрии скважин.
3. Решаемые геологические и технологические задачи.
4. Описание методики настройки термометра в различных масштабах.
5. Выводы, вытекающие из результатов работы.

7. Вопросы для защиты работы

1. Какие процессы в скважине оказывают влияние на амплитуду кривых термокаротажа.
2. Схема соединения наземной панели со скважинным прибором термометром ТР-7.
3. Технологические задачи, решаемые термометрией.
4. Физические основы термометрии.
5. Определение температурных аномалий и причины приводящие к этим аномалиям.
6. Понятия теплопроводность горных пород.
7. Использование метода искусственного теплового поля.
8. Понятия геотермический градиент.
9. Понятия геотермическая ступень.
10. Принципиальная схема термометра на трехжильном кабеле

Лабораторная работа № 8.
Обработка данных ШК и МЛМ. Прихватоопределитель.
Вспомогательное оборудование

1. Цель и содержание

Целью работы является изучение процессов приводящих к перераспределению температуры, давления и шума по стволу скважины. В работе будет рассмотрен также метод предназначенный для привязки данных предыдущих методов к конструкции скважины – метод магнитной локации муфт.

2. Теоретическое обоснование

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

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

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида. Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» или конструктивно совмещённый с одним из приёмников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спускоподъёмной операцией при выключенном излучателе).

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

Программное обеспечение шумомера должно обеспечивать измерение интенсивности шумов не менее чем в четырёх частотных диапазонах в полосе от 100 Гц до 6 кГц.

Измерения акустическим шумомером выполняют дважды: в непрерывном режиме и в точках, в которых установлена аномальная интенсивность шумов.

Непрерывные измерения ведут со скоростью 300-600 м/ч несколько раз при спуске и подъёме прибора. Полученные данные используют для выделения интервалов поступления в скважину пластовых флюидов и заколонных перетоков.

Дискретные измерения выполняют в течение 2-3 мин в точках, характеризующихся аномальной интенсивностью шумов, регистрируя их не менее чем в четырёх спектральных каналах. Данные используют для идентификации типа флюида.

- Выделение и локализация интервалов движения жидкости:
 - Заколонные перетоки в прискважинной зоне;
 - Внутриколонные перетоки в интервалах перекрытых НКТ;
 - Перетоки в зоне кондуктора и в многоколонных системах.
- Выделение работающих интервалов и мест нарушения герметичности обсадных колонн:
 - Притоки в условиях многофазной фильтрации;
 - В интервалах перекрытых НКТ;

Нарушения герметичности пакера и башмака кондуктора.

Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком (рис. 1). Исследования проведены по точкам в фонтанной скважине. Время измерения на точке - не менее 3 мин. Флуктуации интенсивности АШ связаны с пульсирующим режимом работы скважины

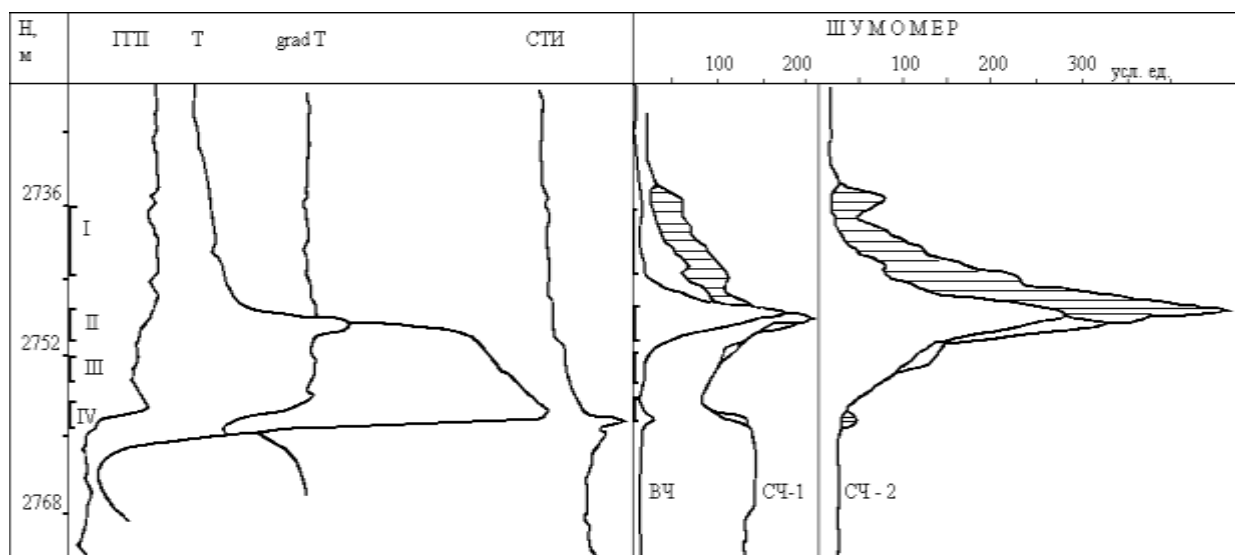


Рисунок 1 – Выделение работающих интервалов в скважине с газожидкостным потоком

Магнитные локаторы муфт служат для измерения магнитного поля внутри колонны обсадных труб. При записи кривой изменения этого магнитного поля по стволу скважины получают отметки, определяющие местоположение муфтовых и замковых соединений труб, магнитных меток на трубах и нарушений в колонне (разрывы, утолщения и т. п.). По кривой магнитного локатора можно установить перфоратор, торпеду или другой аппарат против нужной точки разреза скважины, отсчитываемой от соответствующего муфтового (замкового) соединения.

Локатор муфт состоит из скважинного прибора 1 и наземного пульта 2, соединенных двухпроводной линией одножильного бронированного кабеля.

Скважинный прибор содержит многослойную катушку датчик Др с железным сердечником и два постоянных магнита ПМ, которые размещены с обоих концов катушки и одноименными полюсами соприкасаются с торцами ее сердечника. Вся магнитная система жестко закреплена в герметичном кожухе из немагнитной стали.

Постоянные магниты ПМ создают в катушке и вокруг нее постоянное намагничивающее поле. Это поле остается неизменным, если в окружающей среде (трубе) не имеется существенных изменений. Когда магнитное

сопротивление среды изменяется (в муфтах, замках, утолщениях, разрывах труб), магнитное поле катушки тоже изменяется (ослабевает или усиливается), и в ней возникает ЭДС индукции, ток которой передается по кабелю в измерительную и регистрирующую аппаратуру на поверхности.

Поперечные перемещения локатора в трубе (удаление и приближение к ее стенкам) не вызывают ЭДС в катушке, так как в локаторах применена дифференциальная магнитная система, на полюсах которой создаются две равные, но противоположные по знаку ЭДС

Магнитные локаторы применяют отдельно и совместно со скважинными приборами радиоактивного каротажа, перфораторами и торпедами.

Магнитный локатор муфт ЛР для приборов радиоактивного каротажа.

Указанный локатор позволяет проводить в обсаженной скважине одновременную запись кривых радиоактивного каротажа и локатора муфт.

Одновременная запись кривых радиоактивного каротажа и локатора муфт позволяет привязывать муфтовые и замковые соединения обсадной колонны к разрезу скважины, полученному при исследованиях в необсаженной скважине, и подготавливать тем самым более точную привязку интервала перфорации к геологическому разрезу.

Магнитный локатор муфт ЛП для перфораторов.

Этот локатор позволяет при совместной работе с перфоратором следить за движением аппарата в скважине и устанавливать перфоратор на требуемой глубине по муфтовым соединениям обсадной колонны.

Скважинный прибор локатора включает катушку-датчик Др и газовый разрядник Л1, помещенные в корпус из немагнитной стали, который жестко связан с корпусом перфоратора.

Газовый разрядник Л1 в скважинном приборе при измерениях с локатором не зажигается, и запальная цепь перфоратора не шунтирует импульсы локатора. Для отстрела перфоратора в запальную цепь необходимо подать постоянный ток высокого напряжения порядка 300 – 350 В, который из-за

высокого сопротивления катушки локатора поступает непосредственно на газовый разрядник и зажигает его, подключая к источнику питания запальную цепь и обеспечивая отстрел перфоратора.

Простейший локатор муфт (рис. 2) состоит из катушки индуктивности с большим количеством витков и 2-х постоянных стержневых магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Магнитные силовые линии постоянных магнитов пронизывают катушку индуктивности и замыкаются через трубу. При движении локатора в трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки обоих магнитов одинаковы и компенсируют друг друга. Сигнал на выходе катушки индуктивности равен 0. При прохождении локатора мимо стальной соединительной муфты сначала усиливается магнитный поток верхнего магнита, затем - нижнего.

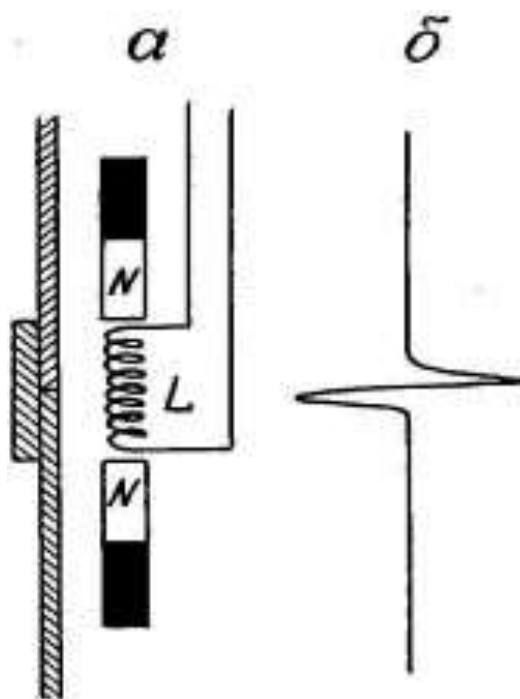


Рисунок 2 – Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 2 б), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала

достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется. Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК - трещины, перфорационные отверстия. Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами - около 10 м.

Метод **электромагнитной локации** (ЛМ), как и прочие электромагнитные методы, основан на принципе электромагнитной индукции в проводниках электрического тока. При исследованиях регистрируются изменения магнитной проводимости в металле обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности (утолщений, разрывов, перфорации). Измерения выполняются локатором муфт (рис. 3), датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС.

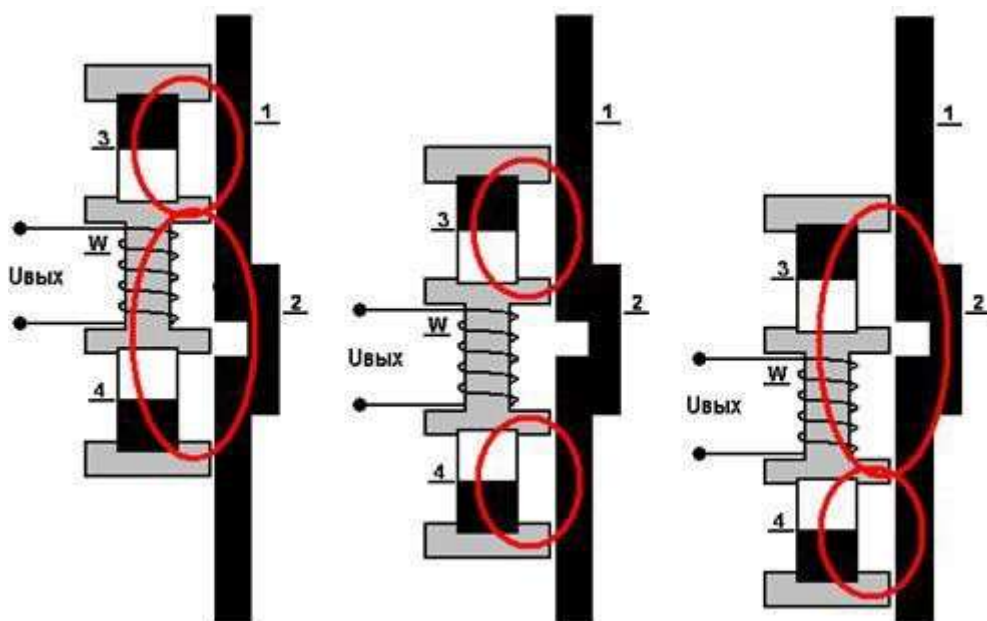


Рисунок 3 – Схема формирования сигнала локатора муфт

Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков в обмотке датчика, мощности используемых в локаторе магнитов и скорости движения прибора мимо неоднородности. Малогабаритные локаторы (диаметром 36 мм) имеют ограниченную разрешающую способность по отношению к выделению интервалов перфорации. Отношение сигнал/шум может быть увеличено за счёт регистрации и совместной обработки нескольких измерений. ЛМ применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях – определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Имеются два типа локаторов муфт – для радиометра (ЛР) и перфоратора (ЛП). Локатор муфт типа ЛР предназначен для одновременной

записи кривых гамма-метода и локатора муфт, совмещенных по глубине. При этом достигается нужная точность привязки интервалов перфорации к муфтам. Локатор муфт типа ЛП соединен с перфоратором, и при необходимости перфоратор или торпеда срабатывают через газовый разрядник в интервале, выбранном для прострела.

Магнитные локаторы служат для измерения магнитного поля внутри колонны обсадных труб. При записи кривой изменения этого магнитного поля по стволу скважины получают отметки, определяющие местоположение муфтовых и замковых соединений труб, магнитных меток на трубах и нарушений в колонне (разрывы, утолщения и т. п.). По кривой магнитного локатора можно установить перфоратор, торпеду или другой аппарат против нужной точки разреза скважины, отсчитываемой от соответствующего муфтового (замкового) соединения.

Поперечные перемещения локатора в трубе (удаление и приближение к ее стенкам) не вызывают ЭДС в катушке, так как в локаторах применена дифференциальная магнитная система, на полюсах которой создаются две равные, но противоположные по знаку ЭДС (рис. 4).



Рисунок 4 – Общий вид локатора муфт

Магнитные локаторы применяют отдельно и совместно со скважинными приборами радиоактивного каротажа, перфораторами и торпедами.

Имеются два типа локаторов муфт – для радиометра (ЛР) и перфоратора (ЛП). Локатор муфт типа ЛР предназначен для одновременной записи кривых гамма-метода и локатора муфт, совмещенных по глубине. При этом достигается нужная точность привязки интервалов перфорации к муфтам. Локатор муфт типа ЛП соединен с перфоратором, и при необходимости перфоратор или торпеда срабатывают через газовый разрядник в интервале, выбранном для прострела. Близким по физической сути к ЛМ методом является прихватоопределитель (ПХ) используемый для определения места прихвата колонны труб при бурении и капитальном ремонте скважин.

ЛМ применяют для:

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

Последовательность технологических операций при работе с **прихватоопределителем** на скважине.

При бурении нефтяных и газовых скважин иногда происходят прихваты бурового инструмента. Для ликвидации таких аварий необходимо установить интервал и верхнюю границу прихвата бурильных труб. Эти операции выполняются с помощью прихватоопределителей, принцип

действия которых основан на свойстве ферромагнитных материалов — при деформации размагничивать предварительно намагниченные участки.

По факторам, способствующим возникновению прихватов, следует различать несколько их разновидностей.

1) Прилипание к стенке скважин под действием перепада давлений.

Это так называемые дифференциальные прихваты. Дифференциальное давление (перепад между гидростатическим и пластовым) прижимает колонну к стенке скважины. Прихват возможен при наличии в разрезе хорошо проницаемых пород (песчаников, алевролитов, известняков в продуктивной толще) с проницаемостью до 600 - 800 миллидарси.

Другими условиями возникновения дифференциального прихвата являются образование липкой фильтрационной корки на стенке скважины, возникновение механической прижимающей силы в виде нормальной составляющей веса труб в наклонно направленных скважинах и в искривленных участках ствола вертикальных скважин, оставление бурильной колонны без движения на какое-то время. Эта разновидность прихватов наиболее часто встречается на промыслах Западной Сибири. Обычно циркуляция бурового раствора при возникновении прихвата не прекращается.

2) Заклинивание низа колонны.

Заклинивание - это жесткое сопротивление колонны продольному перемещению и вращению, которое возникает при резкой посадке инструмента в желобную выработку, сужение, сильно искривленный участок ствола.

Эта разновидность также встречается часто. Преобладающими являются прихваты в суженной части ствола, а также в желобных выработках, в интервалах резкого изменения оси скважины, в интервалах интенсивного роста фильтрационных корок, при заклинивании труб посторонними предметами, шламом и утяжелителем, кусками обвалившейся породы,

В случае небольших превышений нагрузки или крутящего момента при натяжении или вращении колонны явление жесткого сопротивления называют подклиниванием.

Заклинивание низа колонны труб характерно для зон сужения ствола скважин, вызванных интенсивным нарастанием фильтрационных корок, для интервалов резкого изменения оси ствола, для интервалов твердых и абразивных пород, пройденных долотом с потерей диаметра, а также при замене компоновки низа бурильной колонны на более жесткую при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Обычно этот тип прихватов возникает при спуске, реже - при подъеме инструмента.

Признак прихвата при спуске - это разгрузка инструмента на 3-4 тс, а при подъеме - затяжка.

Наиболее сложной разновидностью прихвата является заклинка инструмента в образующейся на стенке скважины продольной выработке, называемой желобом. Желоб является следствием механического воздействия замков бурильной колонны на наклонные участки наклонно направленных и горизонтальных скважин. При движении колонны происходит разрушение пород типа резания замками, прижатыми к стенке горизонтальной составляющей веса определенной части бурильной колонны.

Признаками образования желобов служат возникновение мгновенных значительных затяжек при подъеме колонны. Как правило, дополнительные затяжки ведут к осложнению аварии. Инструмент при этом еще более затягивается в желоб, а циркуляция, восстанавливающаяся без затруднений, не помогает освобождению колонны.

Заклинивания инструмента посторонними предметами происходят вследствие ошибок членов буровой вахты при работе на устье. В скважину падают рабочие инструмента в виде цепных ключей, кувалд, ломов, клинья ротора, сухари АКБ и т.д. Заклинивание бурильной колонны возможно при ее спуске с большой скоростью в искривленных интервалах ствола при наличии сильно трещиноватых перемятых пород. Замками сбиваются

отдельные куски пород, которые при падении по затрубному пространству заклинивают трубы.

Заклинивание колонн обычно происходит мгновенно при сохранении циркуляции.

Прихваты колонны при заклинивании ее шламом или утяжелителем возникают из-за нарушения режима промывки скважины. Накопление осадка из частиц шлама или утяжелителя в кольцевом пространстве при определенных условиях может привести к заклиниванию бурильной колонны.

Признаки этой разновидности заклинивания следующие:

- постепенное повышение давления в нагнетательной линии,
- появление затяжек инструмента,
- постепенное прекращение циркуляции.

При турбинном бурении с двумя насосами и расходе бурового раствора 40 - 45 л/с возможен размыв резьбовых соединений.

Это приводит к тому, что ухудшаются условия промывки в нижней части ствола и увеличиваются шансы на прихват колонны.

3) Прихваты бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.

Они характерны для интервалов, состоящих из глинистых пород, склонных к осыпям и обвалам, а также к пластическому течению. Из геологических факторов, способствующих потере устойчивости пород, следует отметить наличие в разрезе перемятых, трещиноватых, тектонически нарушенных пород, склонных к быстрому набуханию под действием фильтраата бурового раствора.

Технологические факторы включают:

- низкое качество бурового раствора, прежде всего, большая величина фильтрации;
- несоответствие типа бурового раствора разбуриваемым горным породам;

- большие колебания давления промывочной жидкости в открытом стволе скважины, приводящие к поглощениям раствора и гидроразрывам пластов, а, следовательно, и к снижению уровня раствора и уменьшению противодействия на стенки скважины;

- длительное оставление вскрытых малоустойчивых отложений без крепления их обсадными трубами;

- механическое воздействие замковых соединений бурильной колонны на стенки скважины.

Признаки осыпей следующие:

- вынос во время циркуляции осколькового шлама, необработанного вооружением буровых долот;

- посадки и затяжки инструмента, недохождение долота до забоя из-за накопления осадка после проведения спуска колонны и наращиваний;

- некоторое повышение давления на насосах при углублении скважины и проработках ствола;

- интенсивный рост вязкости и содержания кусков породы в буровом растворе.

Обвалы, в отличие от осыпей, имеют более объемный характер.

Признаки обвалов таковы:

- резкое повышение давления в нагнетательной линии, сопровождающееся иногда поглощением раствора или потерей циркуляции;

- большой интервал недохождения инструмента до забоя;

- малая скорость проработки ствола.

4) Прихват бурильной колонны сальником.

Образование в буровом растворе крупных пластичных кусков бурового глинистого шлама, названных сальниками, происходит при проходке глинистых отложений. Сальники возникают, главным образом, при сдирании со стенок замками колонны толстых рыхлых глинистых корок, отложившихся на высокопроницаемых породах. Образованию сальников способствует загрязненность ствола скважины частицами выбуренной

породы при недостаточной скорости восходящего потока жидкости. При этом в зоне работы долота возникает концентрация частиц шлама и слипание их при условии низкой смазывающей способности раствора и значительного содержания в нем твердой фазы. В процессе подъема по стволу масса сальника увеличивается, а скорость подъема падает. Сальники накапливаются в местах увеличения поперечного сечения кольцевого пространства, прилипая к элементам низа бурильной колонны над долотом, выше турбобура, выше УБТ. Прихват колонны сальником возникает чаще всего при подъеме инструмента, когда формируются условия перекрытия затрубного пространства крупными сальниками в местах сужений ствола. Прихват труб может сопровождаться потерей циркуляции.

Признаками появления сальников являются:

- возникновение посадок, инструмента при спуске и задержек при подъеме;
- уменьшение механической скорости проходки долотом, сохранившим работоспособность всех узлов;
- увеличение крутящего момента при роторном способе бурения;
- повышение давления в нагнетательной линии в процессе проходки и во время промывок;
- уменьшение веса колонны на крюке при спуске и восстановлении циркуляции;
- обнаружение плотных кусков глины на замках и других элементах бурильной колонны во время ее подъема;
- наличие кусков породы и глинистой корки в желобах и на виброситах.

Прихваты испытателей пластов.

Данный вид прихватов включает прихваты следующих узлов испытателей пластов:

- прихват бурильных труб выше пакера под действием перепада давления вследствие продолжительного оставления труб без движения;
- прихват пакера, не освободившегося при помощи ясса;

- прихват фильтра вследствие "заиливания" при интенсивном притоке пластовых флюидов с частицами слабо сцементированных пород или из-за обвала пород при создании высоких депрессий на пласты.

Систематизация разновидностей прихватов, приведенная выше, не означает, что причиной той или иной аварии может быть только какой-то один из факторов. Как правило, возникновению прихвата может способствовать какой-то один фактор, называемый нами определяющим. В процессе развития прихвата может проявиться действие и других факторов. Например, возник прихват низа бурильной колонны под действием перепада давлений, но из-за ухудшения промывки произошло осаждение частиц шлама с увеличением силы прихвата. Для выбора способа ликвидации прихвата необходимо изучить все обстоятельства, при которых возникла аварийная ситуация.

В процессе проводки скважины основное внимание уделяется контролю за технологическими свойствами бурового раствора и показателями режима промывки ствола скважины.

Параметры бурового раствора должны соответствовать геолого-техническому наряду (ГТН). Отклонения фактической плотности раствора от проектной не должны быть более $\pm 20 \text{ кг/м}^3$ при плотности в целом до 1450 кг/м^3 и более чем $\pm 30 \text{ кг/м}^3$ для растворов с большей плотностью.

Для контроля режима промывки на выходе буровых насосов устанавливаются манометры, регистрирующие изменение давления в нагнетательной линии. При снижении давления, в случае нормальной работы насосов, бурильную колонну необходимо поднять, установить место промоин и заменить поврежденные элементы колонны. Плановые профилактические опрессовки труб при давлении 20 МПа, а также дефектоскопия их проводятся в соответствии с профилактической картой по безаварийному ведению работ.

С целью контроля показателей свойств раствора буровая должна быть оснащена комплексом приборов и устройств КЛР-1 и снабжена набором

химических реагентов, указанных в карте по интервальной обработке бурового раствора.

При бурении должен быть организован контроль за следующими параметрами раствора: плотность, водоотдача, условная вязкость, статическое напряжение сдвига, толщина фильтрационной корки, показатель pH, содержание песка и смазочных добавок. Регистрация показателей свойств, производится в специальном журнале, где указываются также объемы ввода в буровой раствор химических реагентов, утяжелителя, смазочных добавок.

Для повышения противоприхватной способности раствора необходимо постоянно поддерживать в нем требуемое количество смазочных веществ, например, нефти, СМАД-1 (смесь дизельного топлива с окисленным петролатумом), СГ (смесь гудронов). ГКЖ-10 или ГКЖ-11 (гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость), графита. За последние годы нашли применение новые смазочные добавки (рыбо-жировая смазка, смазки на основе синтетических жирных кислот - Спринт, ЭКОС-Б и другие), обладающие экологической безвредностью и достаточно высокой смазочной способностью. В этой работе описывается также эффективное применение стеклянных и пластмассовых шариков диаметром $(0,25-0,65) \times 10^{-3}$ м в качестве противоприхватных добавок к буровому раствору.

Смазочные свойства буровых растворов следует определять по значению коэффициента сдвига $K_{сд}$ фильтрационной корки, который определяется при помощи модернизированного прибора СНС-2. По данным величина $K_{сд}$ не должна превышать 0,3.

Не разрешается оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно против пористых и проницаемых пород, а также пород, склонных к осыпям и обвалам. Для месторождений Тюменской области это время не должно быть более 3 - 10 минут.

При вынужденном оставлении инструмента в открытом стволе следует вести промывку забоя и по возможности вращать колонну ротором или ключами. В случае временного (до 0,5 часа) прекращения промывки скважины необходимо поднять колонну труб от забоя на длину ведущей трубы и систематически, с интервалом 2-5 минут расхаживать и проворачивать ротором. При длительных остановках (более 30 минут) инструмент следует поднять в обсадную колонну.

В случае, если во время СПО произошла поломка подъемного механизма при нахождении бурильной колонны в открытом стволе, необходимо колонну подвесить на ротор, навернуть ведущую трубу, восстановить циркуляцию и проворачивать колонну ротором.

При спуске в скважину инструмента с долотом, отличающимся формой, размерами от долота предыдущего рейса, а также более жесткой КНБК, следует проявлять осторожность. В случае возникновения посадок необходимо спуск колонны превратить, поднять ее на длину ведущей трубы и проработать интервал. Интервалы посадок, затяжек, желобов, уступов, обвалов должны быть отмечены в буровом журнале и суточном рапорте бурового мастера. Углубление скважины при возникновении затяжек, посадок, подклиниваний из-за осыпей, обвалов, выпучивания пород, интенсивного роста фильтрационной корки должно быть прекращено.

В показатели свойств бурового раствора и режима промывки необходимо внести соответствующие коррективы и провести тщательную проработку ствола скважины.

Конструктивно прибор состоит из следующих основных частей: электромагнита, корпуса, головной 7 и хвостовой части 2 (рисунок 5). Обмотка электромагнита 5 намотана на сердечник 6 и помещена в немагнитный корпус 4.

Герметизация осуществляется уплотнительными кольцами 1, 3, а электропровод производится при помощи разъема 8. ПО может быть

изготовлен в непроходном варианте с глухой головной частью и в проходном варианте с двумя транзитными электрическими жилами.

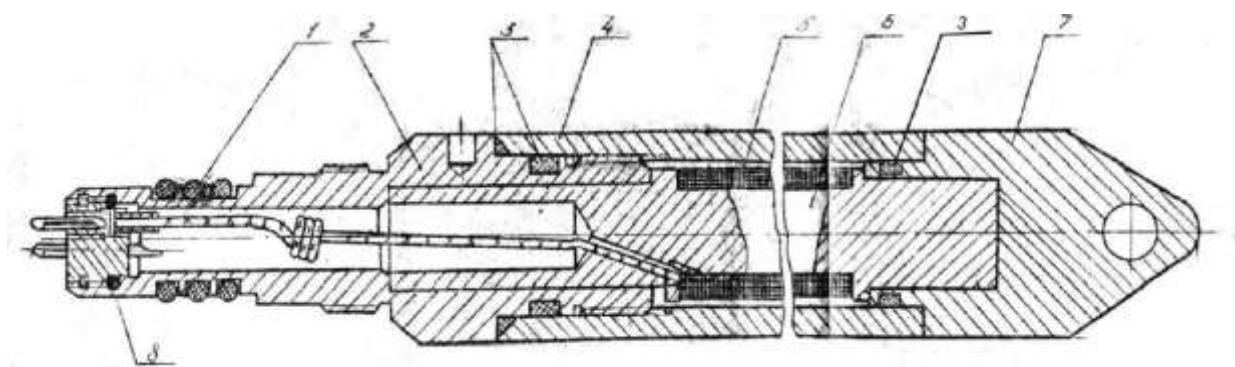


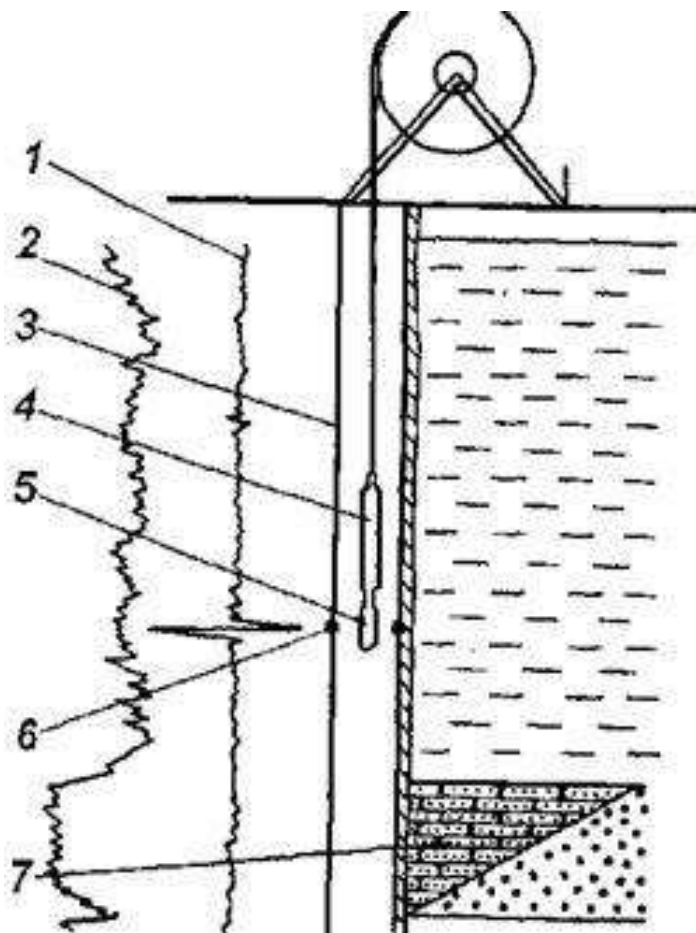
Рисунок 5 – Прихватоопределитель типа ПО

Принцип работы основан на нанесении магнитных меток в отдельных точках колонны труб с помощью магнитного поля, возникающего вокруг катушки индуктивности при пропускании по ней импульса постоянного тока, а также регистрации в дальнейшем этих меток за счет индуцирования ЭДС в катушке при пересечении прибором магнитных меток.

При установке магнитных меток прибор питается от источника постоянного нестабилизированного напряжения в пределах 270...550 В, в зависимости от глубины погружения и длины кабеля. Напряжение питания непосредственно катушки электромагнита ПО равно 270 ± 10 В. При прохождении постоянного тока по катушке небольшие участки 15...20 см бурильных и эксплуатационных труб в предполагаемом интервале прихвата намагничиваются.

После установки магнитных меток в колонне труб прикладывается растягивающее усилие максимально допустимой величины. Намагниченные участки, расположенные выше места прихвата размагничиваются в результате упругой деформации труб, и при регистрации, которая осуществляется при подъеме ПО не обнаруживаются или существенно ослабляются по амплитуде.

Установку аппарата на кабеле в заданном интервале осуществляют несколькими способами: по счетчику глубин, по меткам на кабеле, нанесенным в результате промера лентой, по естественному или искусственному радиоактивному реперу, по муфтам, патрубкам, магнитным реперам. Перечисленным методам свойственны различные точность и трудоемкость. Оптимальный способ выбирают в зависимости от типа аппарата, целей и задач ПВР, геолого-технических условий в скважинах и др. Эффективна методика точной установки аппарата в скважине по магнитному реперу (рис. 6), включающая следующие операции:



1 - диаграмма магнитной индукции; 2 - диаграмма радиоактивного каротажа; 3 - обсадная колонна; 4 - прибор радиоактивного каротажа; 5 - прихватопредельитель; 6 - магнитная метка; 7 - пласт-коллектор

Рисунок 6 – Установка аппарата, спускаемого на кабеле, по магнитному реперу

1. На стенке обсадной колонны выше объекта ПВР, например интервала перфорации, с помощью прихватоопределителя наносят магнитную метку (обычно совмещают с шаблонированием). Определяют точное расстояние от магнитной метки до кровли пласта путем одновременной записи диаграмм магнитной индукции и радиоактивного каротажа при совместном спуске соответствующих приборов.

2. Последующие спуски аппарата (перфоратора) осуществляют с привязкой к магнитному реперу: по предварительно установленным на кабеле меткам - при раздельном спуске аппарата или с помощью прихватоопределителя (локатора муфт) - при совместном спуске их с аппаратом. Пользуясь этой методикой, против пласта можно устанавливать аппараты практически всех типов с погрешностью, не превышающей $\pm (0,1-0,2)$ м независимо от глубины скважины. Аппарат спускают несколько ниже заданной глубины, затем на малой скорости поднимают и устанавливают в требуемом месте.

Порядок выполнения работ с прихватоопределителем (ПО)

1. Натянуть колонну труб так, чтобы выбрать собственный вес труб.

2. Спустить ПО в скважину для записи контрольной кривой магнитной индукции вдоль всего исследуемого интервала (рис. 7 а).

3. Метки устанавливать при спуске прибора на расстоянии 10...25 м друг от друга. Установку магнитных меток производить путем кратковременной (1 - 2 сек) подачи на ПО выпрямленного нестабилизированного напряжения 270 В в **положительной** полярности по центральной жиле кабеля.

4. После установки меток провести их регистрацию при подъеме ПО (рис. 7 б). Если метки трудноразличимы на собственном магнитном фоне труб, то повторить установку меток при повышенном напряжении.

5. После деформации труб (натяжки с помощью талевого блока) вновь провести регистрацию меток с помощью ПО (рис.7 в).

6. Сопоставить кривые. Магнитные метки, расположенные выше места прихвата, стираются или резко уменьшаются по амплитуде, а метки, расположенные ниже места прихвата остаются без изменений. Чем чаще расположены метки, тем точнее можно определить место прихвата труб.

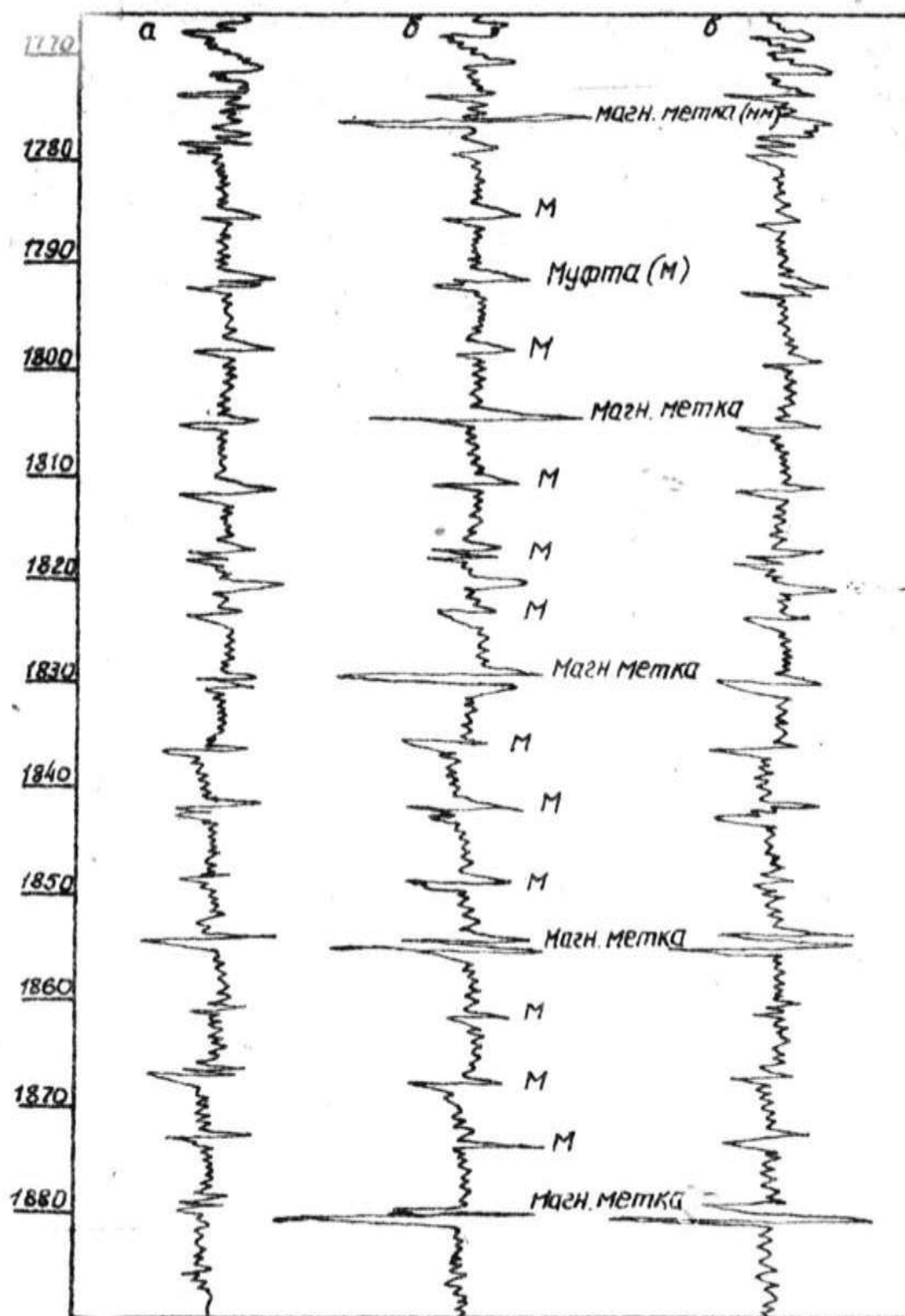
7. Скорость перемещения ПО при измерении может быть выбрана в пределах 300 - 3000 м/час. Оптимальная скорость составляет 2500 м/час. Выбранная скорость измерений должна оставаться постоянной в течение всего процесса работ на данной скважине.

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

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

- до намагничивания труб;
- после намагничивания, но до перфорации;
- после перфорации или растягивания (натяжения) колонны.

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



а) контрольная кривая; б) после нанесения меток; в) поле деформации труб

Рисунок 7 – Регистрируемые кривые ПО

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

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

Отмечаются все «пики», повторяющиеся и превышающие не менее чем в 1,5 раза уровень помех. Интервал их расположения является возможным интервалом перфорации. Интервал перфорации может не выделяться совсем или выделяться ошибочно в следующих случаях:

а) корродированные трубы характеризуются диаграммой, схожей с диаграммой, записанной в перфорированном интервале, ввиду того, что изменения толщины стенки трубы вызывают изменения магнитного потока;

б) цементная корка, грязь на поверхности колонны вызывает изменение магнитного зазора между полюсными наконечниками и стенкой колонны, а следовательно, изменение магнитного потока;

в) изменение намагниченности колонны обуславливает форму кривой, похожую на форму кривой для интервала перфорации.

3. Аппаратура и материалы

Для закрепления теоретического материала в работе будут использоваться локатор муфт и милливольтметр.

4. Указания по технике безопасности

К выполнению лабораторных работ допускаются студенты, ознакомившиеся с правилами работы в лаборатории, прошедшие инструктаж безопасности.

Металлические части геофизических приборов, которые могут оказаться под переменным напряжением более 42 В или постоянным напряжением более 110 В, должны быть заземлены.

Геофизическое оборудование должно подключаться к электрической сети в соответствии с технической документацией по эксплуатации.

Допускается не заземлять геофизическое оборудование (приборы) напряжением до 380 В, которое работает от собственных маломощных источников питания.

Сопротивление заземления вместе с сопротивлением заземляющего провода не должно превышать 0,1 Ом.

Суммарная величина сопротивления заземляющего устройства не должна превышать 10 Ом.

Подключение аппаратуры и приборов к электрической сети допускается только изолированным проводом.

5. Методика и порядок проведения работы

После изучения теоретических основ методов и технических инструкций подсоединяется скважинный прибор локатор муфт к милливольтметру и с помощью постоянного магнита проверяется его реакция на изменение магнитного поля.

Изучается вспомогательное оборудование.

Под вспомогательным оборудованием ГИС понимают: геофизический коллектор, датчик глубины, датчик меток глубин, каротажный кабель и другие приборы.

Геофизические коллекторы серии КГ-ЛОТ (КГ-ЛОТ-3/1, КГ-ЛОТ-7/1) предназначены для осуществления электрической связи между скважинными приборами и аппаратурой каротажной станции.

Коллектор КГ-ЛОТ-3/1 позволяет работать с одно- и трехжильными кабелями, коллектор КГ-ЛОТ-7/1 с одно-, трех- и семижильными каротажными кабелями всех типов.

Специальное покрытие кольцевых токопроводящих дорожек в комплексе с серебряно-графитовыми щетками обеспечивают малое сопротивление контактных пар даже при максимальных скоростях вращения в широком диапазоне напряжений и токов, а также позволяют увеличить рабочий ресурс коллекторов.

Изготовление коллекторов из ударопрочной термостойкой пластмассы в полностью герметичном варианте позволяет изделиям работать при температурах от минус 60 °С до плюс 100 °С, давлении от 60 до 120 кПа и влажности до 100%.

Применение подшипников вращения в совокупности с особенностями конструкции контактных пар обеспечивает момент вращения не более 0,1 н/м, что значительно повышает надежность узла сопряжения коллекторов.

Конструкции коллекторов КГ-ЛОТ-3/1 и КГ-ЛОТ-7/1 полностью идентичны. Отличие заключается только в числе контактных пар и, соответственно, в габаритной длине.

Устройство геофизического коллектора представлено на рисунке 8.

Коллектор состоит из четырех составных частей: якоря, корпуса, крышки, изготовленных из ударопрочной термостойкой пластмассы, и металлического кожуха. Якорь свободно вращается в корпусе на подшипниках.

Токопроводящие жилы каротажного кабеля подключаются к коллектору с помощью перьевых контактов и клемм, расположенных в якоре и соединенных проводами с кольцевыми токопроводящими дорожками на валу якоря.

Токопроводящие подпружиненные щетки установлены в пазах корпуса и через шины соединены проводами с контактами разъема, закрепленного в крышке (рис. 9).

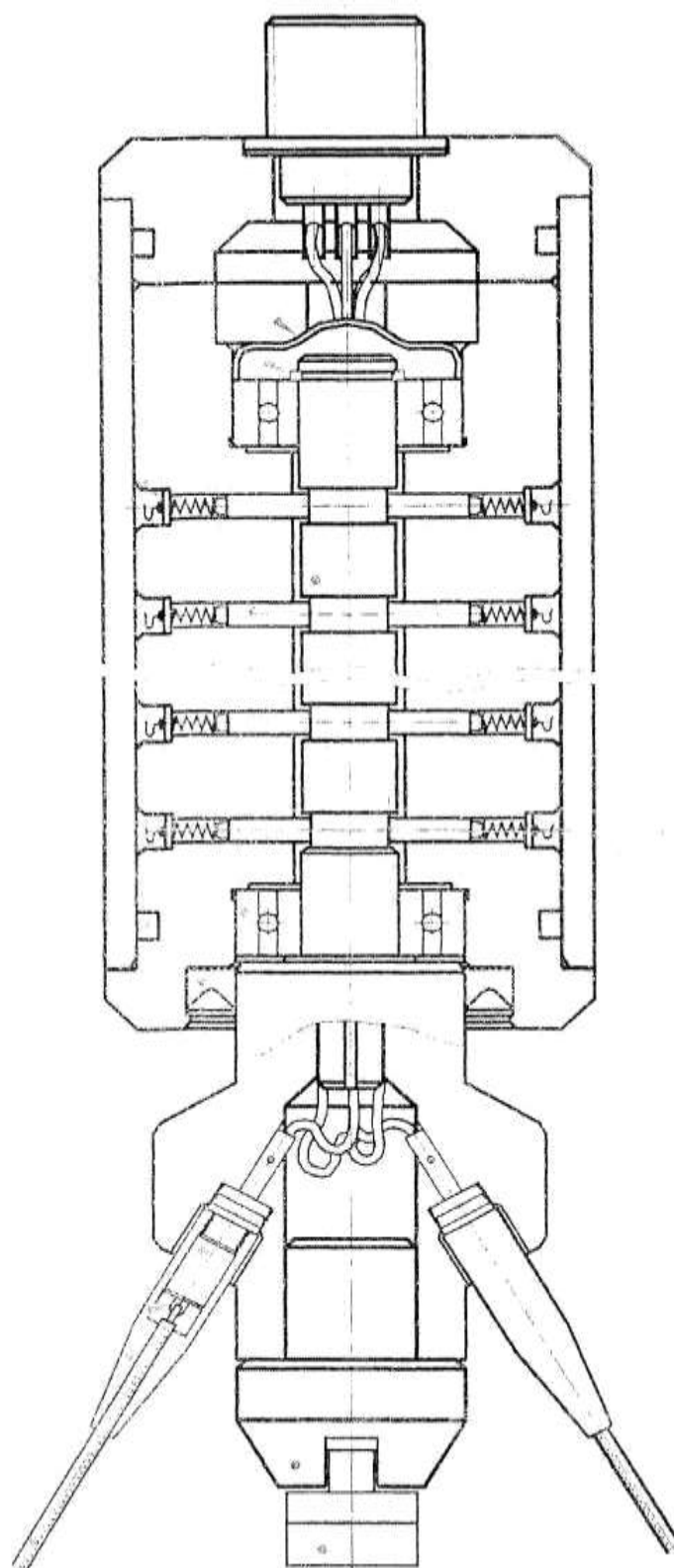


Рисунок 8 – Общий вид геофизического коллектора

Герметичность изделия обеспечивается манжетой, уплотнительными кольцами резиновыми колпачками. Передача вращения на коллектор осуществляется через крестовину.

При необходимости разборку коллектора следует проводить в нижеописанной последовательности:

- снимается коллектор с лебедки;
- отворачиваются винты, крепящие разъем. Вытягивается разъем из корпуса на расстояние, достаточное для того, чтобы отпаять провода;
- снимается крышка, затем снимается кожух с корпуса;
- вытягиваются из корпуса шины с токосъемными щетками и пружинами;
- снимается стопорное кольцо, колпачок и выпрессовывается якорь из корпуса.

Внимание! Якорь разборке не подлежит, так как выполнен неразборным.

При установке коллектора на кронштейне лебедки должна соблюдаться соосность коллектора и вала барабана лебедки.

Крестовина, передающая вращение, не должна быть зажата, чтобы исключить осевое давление на якорь коллектора.

При спуске кабеля в скважину следует оставлять на барабане лебедки 5-10 витков не размотанного кабеля, так как конец кабеля, присоединенного к коллектору через зажимную втулку, не в силах удержать вес кабеля.



Рисунок 9 – Геофизический коллектор КГ-4М

Основным конструктивным отличием данного коллектора от известных является то, что контактные щетки выполнены в виде роликов, вращающихся на осях и контактирующих с подвижными пластинами. Такая конструкция коллекторного устройства позволяет использовать в месте контакта трение качения, что обеспечивает стабильно низкое переходное сопротивление контакта “ролик-пластина”, уменьшает износ деталей и увеличивает срок службы коллектора.

Коллектор содержит герметизированный корпус с установленным в нем неподвижным основанием, в углублении которого находится стержень и пружина. В стержне запрессована ось, на которой вращается ролик. На валу, вращающемся в шарикоподшипниках, закреплено основание с контактной пластиной. Герметизированный корпус заполняется жидким диэлектриком (например, трансформаторным маслом). Коллектор содержит четыре

контактных пары, каждая из которых имеет тройное дублирование контакта. Для удобства монтажа и эксплуатации коллектор снабжен штепсельным разъемом. Выводные провода, паяются непосредственно к пластине и оси и выходят соответственно на ламели, расположенные на валу, и на штепсельный разъем, через который осуществляется передача информации.

В рамках приемо-сдаточных испытаний коллектор проходит прикатку, в результате чего каждый ролик накатывает свою дорожку на пластине, площадь контактирования увеличивается и соответственно уменьшается переходное сопротивление контакта “ролик-пластина”. Переходное сопротивление коллектора по каждой контактной паре составляет 0,15 Ом при токе 15 мА. Более того, процесс накатки оптимальной дорожки продолжается и в процессе эксплуатации. Отмечено, что в процессе работы коллектора переходное сопротивление имеет тенденцию к уменьшению.

Датчик глубин является устройством передачи перемещения прибора в скважине каротажному регистратору.

Для записи кривых ГИС в функции глубины и контроля спуско-подъемными операциями необходимо непрерывно измерять длину спущенного в скважину кабеля или глубину забоя скважины и передавать перемещение кабеля каротажному регистратору. В каротажной станции такие измерения выполняют двумя способами: с помощью мерного ролика и путем считывания магнитных меток. Погрешность первого способа, связанная с проскальзыванием кабеля по мерному ролику и несоответствием расчетного диаметра ролика фактическому диаметру кабеля, в глубоких скважинах достигает $\pm 5 - 10$ м, поэтому результаты измерений используются только для визуального контроля за спуск-подъемными операциями. Погрешность измерения глубин по магнитным меткам не превышает $\pm 1,5$ м в скважинах глубиной 2 км и $\pm 2,5$ м в скважинах глубиной до 4 км.

Скорость вращения мерного ролика пропорциональна длине прошедшего через него кабеля. Для измерения глубины нахождения

скважинного прибора в скважине и протяжки ленты регистратора в функции глубины принято, что один оборот ролика соответствует определенной длине L кабеля (например, 2 м для бронированных кабелей). Отсюда расчетный радиус r по дну желоба мерного ролика:

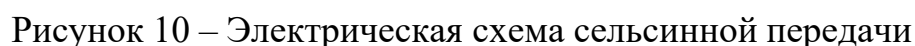
$$r = (L - \pi d_k) / 2\pi, \quad (1)$$

где d_k – диаметр кабеля;

L – длина кабеля.

Для дистанционного переноса вращения мерного ролика на буровой к геофизическим приборам используется сельсиновая синхронная передача. При проведении ГИС сельсин-датчик BC , помещенный в герметичный корпус датчика глубин, закрепляется на раме блок-баланса и соединяется с валом мерного ролика через редуктор, передаточное отношение которого выбрано таким, чтобы перемещение кабеля на 1 м соответствовало четырем оборотам ротора BC . Обычно применяются однофазные сельсины. Схема соединения сельсин-датчика BC с сельсин-приемником BE , число которых может достигать до шести, показана на рисунке 10.

Переменный ток частотой 50 Гц и напряжением 110 В, пропускаемый через обмотки статоров сельсинов, создает в них пульсирующие магнитные потоки Φ_c , направления которых совпадают с направлениями осей обмоток статоров. При этом в обмотках роторов индуцируются ЭДС, величины которых зависят от расположения осей роторных обмоток относительно осей обмоток статоров. Если положения роторов BC и BE одинаковы ($\alpha = \beta$), эти ЭДС в соответствующих роторных обмотках равны по величине и противоположны по направлению. При этом уравнительные токи в каждой роторной цепи (I_1 , I_2 и I_3) равны нулю.



Зависимость статического синхронизирующего момента M_c от угла рассогласования θ имеет вид:

$$M_c = M_{\max} \sin \theta, \quad (2)$$

где $M_{\max}$ – максимальный синхронизирующий момент (при $\theta = 90^\circ$).

Динамический синхронизирующий момент M_d , возникающий при вращении сельсина, отличается от статического момента M_c и определяется зависимостью:

$$M_d = M_c \cos \pi n / 2n_c = M_{\max} \sin \theta \cos \pi n / 2n_c, \quad (3)$$

где n – частота вращения ротора 50 об/с;

n_c – синхронная частота вращения ротора 50 об/с.

Из формулы 2 следует, что при приближении частоты n к n_c момент M_d стремится к нулю. Если $n > n_c$, момент M_d меняет знак и *ВЕ* начинает вращаться в сторону, противоположную направлению вращения *ВС*. Практически при ГИС может учитываться только статический синхронизирующий момент M_c , так как даже при максимальных скоростях (0, 3 м/с) перемещение кабеля равно 1,2 об/с, а $n/n_c < 0,15$. При этом $\cos \pi n / 2n_c \approx 1$ и $M_d \approx M_c$, т. е. влиянием частоты вращения сельсина на его синхронизирующий момент можно пренебречь.

Автосинхронная (или сельсинная) передача представляет собой электрическую дистанционную синхронизированную передачу, состоящую из двух идентичных соединяемых между собой электрических механизмов – датчика и приемника.

Датчик сельсинной передачи установлен в герметичном цилиндрическом корпусе, который при помощи направляющей и установочного винта крепится к «щеке» блок-баланса. Шестерня датчика сельсинной передачи соединяется с шестерней, закрепленной на ступице ролика блок-баланса. Ток к сельсину подводится при помощи

соединительной двенадцатиконтактной соединительной муфты, пять клемм которой соединяют обмотки статора и ротора датчика, три клеммы – меткоуловитель, две клеммы – сигнальную кнопку «Метка».

При передаче движения ролика блок-баланса лентопротяжным механизмам регистрирующих устройств в прорези «щеки» блок-баланса устанавливается редуктор блок-баланса, второй конец которого присоединяется к лентопротяжному механизму регистрирующего прибора с помощью сельсин передачи.

Датчик меток глубин используется для считывания магнитных меток, нанесенных на каротажный кабель.

Магнитный меткоуловитель ДМГ-1 представляет собой магнитомодуляционный датчик (рис. 11), сигнал которого при прохождении магнитной метки не зависит от скорости перемещения кабеля. Меткоуловитель состоит из двух параллельно расположенных пермалловых стержней с уложенными на них первичными обмотками возбуждения I, питаемыми переменным током частотой 50 Гц и напряжением 110 В. Вокруг обоих стержней уложена вторичная измерительная обмотка II. Обмотки возбуждения на каждом из стержней намотаны встречно и поэтому их внешнее магнитное поле компенсируется и не создает ЭДС в измерительной катушке.

При прохождении магнитной метки мимо меткоуловителя возникает магнитное поле напряженностью H_0 , направление которого совпадает с направлением осей пермалловых стержней. При этом в измерительной обмотке II под влиянием магнитного потока возникает напряжение U_2 , зависящее от магнитной индукции B_0 пермалловых стержней меткоуловителя. Так как $B_0 = \mu H_0$ (μ – магнитная проницаемость стержней), напряжение U_2 оказывается зависимым от магнитной проницаемости пермалловых стержней.

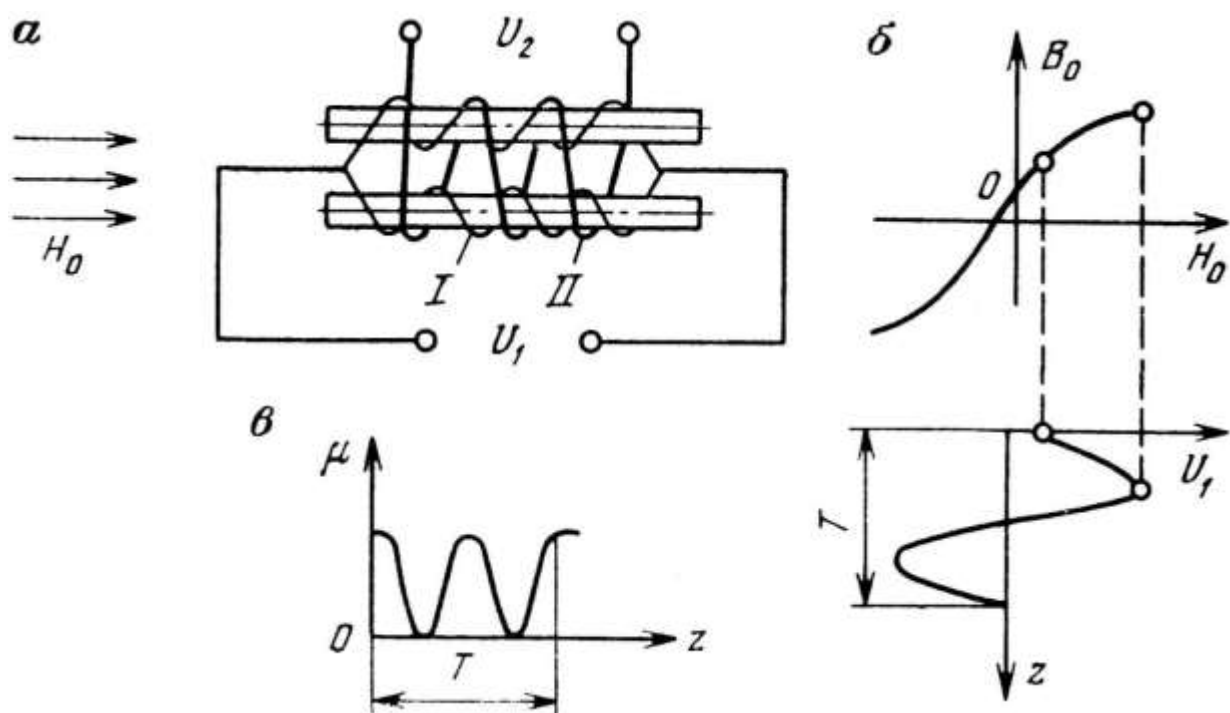


Рисунок 11 – Схема магнитомодуляционного меткоуловителя (а), характеристика $B_0 = f(H_0)$ (б), кривая изменения магнитной проницаемости пермалловых стержней (в)

При питании обмотки возбуждения I переменным током магнитная проницаемость стержней меткоуловителя не остается постоянной. Напряжение U_1 меняется по закону $U_1 = U \sin \omega t$. Так как пермаллой насыщается в относительно слабых магнитных полях, угол наклона характеристики $B_0 = f(H_0)$ магнитной индукции в стержне меткоуловителя уже при малых значениях U_1 станет близким к нулю и магнитная индукция B_0 будет оставаться практически постоянной даже при изменении напряженности H_0 . При этом величина магнитной проницаемости падает от максимальной почти до нуля. Вследствие того, что магнитная проницаемость не меняется по знаку, за период T изменения напряжения U_1 пройдут два периода изменения μ .

Напряжение U_2 в измерительной обмотке меткоуловителя меняется по закону:

$$U_2 = KH_0 \sin 2\omega t, \quad (4)$$

где U_2 – напряжение в измерительной обмотке меткоуловителя;

K – коэффициент, зависящий от конструкции меткоуловителя;

H_0 – напряженность магнитного поля;

ωt – круговая частота.

Из выражения 4 следует, что сигнал U_2 , идущий с меткоуловителя, не зависит от скорости перемещения кабеля и такой меткоуловитель работает при любых режимах измерений. Сигнал поступает на унифицированное электронное устройство, усиливающее его и выдающее управляемый сигнал на нанесение метки на диаграмме каротажного регистратора.

Для определения местоположения прибора в скважине используются *магнитные метки*. Магнитные метки наносятся на броню кабеля путем намагничивания отдельных участков на заранее промеренных его длинах. Эти места фиксируются четкими аномалиями. Меньшие аномалии фиксируют замки и муфты труб.

Для нанесения *магнитных меток* на кабель и их стирания предусмотрены специальные магнитные головки. Головка нанесения меток питается постоянным током и, следовательно, с ее помощью создается поле постоянного магнита. Головка стирания меток создает поле переменного магнита и питается переменным током.

Датчик *магнитных меток* (или размагничивающее и намагничивающее устройство) смонтирован на отдельном кронштейне, который с помощью двух фасонных роликов навешивается на кабель, и двух щек с ушками и защелками - на ось мерного ролика. Такой способ крепления повышает надежность фиксации магнитных меток за счет сохранения постоянного расстояния между кабелем и магнитным зондом датчика во время колебания кабеля или незначительного его натяжения. Момент прохождения метки

мимо датчика отмечается прибором, смонтированным в кузове станции на передней панели блока контроля каротажа.

При опускании размеченного таким образом кабеля в скважину *магнитные метки* воздействуют на магнитный меткоуловитель. Он состоит из двух сердечников, набранных из пластин 45 % пермаллоя. Действие меткоуловителя подобно действию магнитного усилителя с удвоением частоты с той разницей, что постоянный поток, создается не управляющей обмоткой, а магнитным полем метки на кабеле.

Силовые устройства каротажных станций.

Автоматические каротажные и газокаротажные станции получают питание от сети переменного тока напряжением 220 или 380 В, частотой 50 Гц или от автономного бензоэлектрического агрегата переменного тока. Последний прилагается всем АГКС и поставляется автономно для каротажных станций.

Бензоэлектрические агрегаты АБ-4-0/230 для АГКС и АБ-2-0/230 для АКС представляют собой бензиновый двигатель, спаренный с однофазным генератором переменного тока. Агрегаты позволяют получить ток частотой 50 Гц, напряжением 230 В, номинальной мощностью 4 и 2 кВт соответственно. Частота и напряжение стабилизируется в пределах 2%. Агрегаты имеют панель с аппаратурой пуска, регулирования напряжения и измерительными приборами для контроля тока, напряжения и частоты генератора. Недостатки агрегатов заключаются в ограниченном ресурсе работы и большом потреблении бензина.

Подключение АГКС к промышленной сети или бензоэлектрическому агрегату осуществляется через специальный силовой блок, а АКС – через унифицированный источник питания УИП-К, входящий в станцию. УИП-К состоит из двух основных блоков – силового, установленного в отдельном каркасе, и стабилизированного – в силовой стойке лаборатории, и обеспечивает питание необходимыми напряжениями постоянного и переменного тока наземную аппаратуру АКС и работающие с ней СП.

Силовой блок включает в себя четыре трансформатора и лицевую панель с переключателями и предохранителями.

Стабилизированный блок в свою очередь состоит из трех функциональных узлов: блока стабилизатора напряжения 20-300В при выходном токе от 40-800 мА; блока стабилизатора тока силой 50-400 мА при нагрузке 200-1000 Ом и блока четырех маломощных стабилизаторов напряжения 150 В, обеспечивающих выходные токи силой от 7 до 80 мА. Источник питания УИП-К выдает также выпрямленные нестабилизированные напряжения 720, 850 и 930В при токах нагрузки от 100 до 600 мА и нестабилизированные переменные напряжения 6.3; 12; 36; 110 и 220В, используемые для питания отдельных узлов и вспомогательного оборудования АКС.

Скважинные приборы питаются синусоидальным напряжением от унифицированного генератора УГ-1, размещенного в силовой стойке станции. Генератор работает на фиксированных частотах 300 и 400 Гц и на частотах, плавно регулируемых в пределах 360-440 и 1800-2200 Гц. Стабильность частоты не хуже $\pm 1\%$ при колебаниях напряжения питающей сети в пределах $\pm 10\%$; стабильность выходного напряжения в диапазоне 200-350 В не хуже $\pm 8\%$; ток на выходе генератора регулируется в пределах 0-1,5 А. Генератор УГ-1 питается от унифицированного источника УИП-К.

Для спуска различных глубинных приборов в скважину используют грузонесущие **кабели**, которые выполняют функции канала связи между прибором и наземной аппаратурой и несут механическую нагрузку (рис. 12).

Эти кабели должны обладать достаточной прочностью, гибкостью, иметь низкое электрическое сопротивление токопроводящих жил и хорошую изоляцию, иметь броневое покрытие, обладающее стойкостью в агрессивной среде. Постоянные механические трения о стенки скважины во время спуско-подъемных операций требует высокой механической прочности внешней оболочки кабеля. Кабель также должен сохранять свою первоначальную

длину в процессе эксплуатации, а его остаточная деформация не должна превышать расчетную.

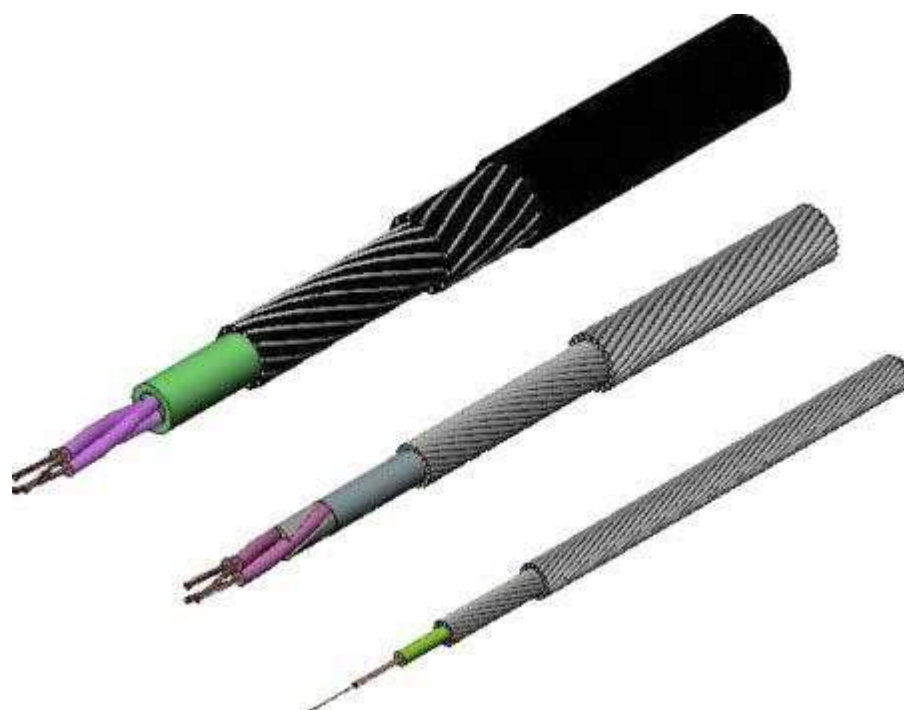


Рисунок 12 – Геофизический кабель

К геофизическим кабелям любого типа предъявляются следующие требования: малое сопротивление токонесущих жил; низкие потери мощности электрической энергии, передаваемой глубинному прибору, высокая разрывная прочность; высокая удельная масса; электрическая симметрия жил; стойкость броневого покрытия к истиранию; тепло- и баростойкость; коррозионная стойкость; минимальные удлинения и раскручивание под нагрузкой; возможно меньший диаметр; долговечность эксплуатации и др.

Кабели всех типов состоят из основных элементов: токопроводящих жил, крученных из стальных и медных проволок и покрытых резиной, полиэтиленовой или фторопластовой изоляцией; верхней оболочки в виде двухслойной проволочной брони.

Каждому типу кабеля присваивается шифр, характеризующий основные элементы конструкции и условия применения. Например, шифр

кабеля КГ1-30-180 означает: К – кабель; Г – геофизический; 1 – одножильный; 30 – номинальное разрывное усилие в кН; 180 – максимальная температура окружающей среды при эксплуатации в градусах цельсия.

Элементы скважинных приборов.

Основные элементы скважинных приборов, позволяющие проводить быстрое подсоединение их к геофизическому кабелю – унифицированные приборные и кабельные наконечники (рис. 13).



Рисунок 13 – Унифицированные приборные и кабельные наконечники

Охранный кожух предохраняет схему прибора от попадания влаги, нарушения электрической изоляции и смятия самого прибора под действием высокого внешнего давления. Герметизация соединений охранного кожуха с приборными наконечниками осуществляется с помощью резиновых колец круглого поперечного сечения. Эти кольца устанавливаются в канавки на цилиндрической части приборного наконечника и уплотняются сначала в процессе свинчивания его с корпусом прибора и в дальнейшем по мере увеличения гидростатического давления в скважине.

Верхний наконечник прибора через кабельную головку и кабель соединяет схему прибора с наземной частью аппаратуры, к нижнему

наконечнику может быть подсоединен другой прибор или дополнительный груз.

Ремонт кабеля. Признаки утечек в кабеле.

Одним из основных условий получения точных результатов геофизических исследований в скважинах является высококачественная изоляция жил кабеля. Качество изоляции характеризуется электрическим сопротивлением между жилой и «землей». При нарушении изоляции жил (появления утечки) разность потенциалов ΔU отличается (нередко весьма значительно) от разности потенциалов при высококачественной изоляции жил. Измерения можно производить только в том случае, когда жилы кабеля имеют вполне удовлетворительную изоляцию. Поэтому за ее состоянием необходимо внимательно следить.

Важнейшими признаками утечек в кабеле в процессе измерений в скважинах являются:

- 1) значительные искажения или сомнительные результаты регистрируемых величин;
- 2) отсутствие повторяемости кривых при каротаже, электротермометрии, кавернометрии и т. п., а также данных кривизны и азимута при инклинометрических измерениях;
- 3) незакономерные колебания и резкие скачки величины КС и ПС, измеряемых как при движении кабеля, так и во время его остановок;
- 4) смещение нулевой линии кривой кажущегося сопротивления (КС);
- 5) наличие заметных величин КС, когда коротажный зонд находится в колонне;
- 6) отрицательное КС, т. е. изменение знака измеряемой ΔV без перемены полярности в цепи тока.

Для выявления утечек в кабеле при указанных выше признаках кабель отсоединяют от других цепей (приборов, зонда, коллектора) и измеряют

сопротивление изоляции жил обычно мегомметром М-1101, создающим напряжение до 500 В, или потенциометром ЭП-1 (рис. 14).



Рисунок 14 – Внешний вид мегомметра

При этом нельзя включать потенциометр между «землей» (оплеткой кабеля) и батареей, так как он отметит ток утечки из батареи на «землю» и результат замера будет неверен.

Иногда для предохранения рамки гальванометра от пережога током утечки (в случае большой утечки) следует включить последовательно с ним предохранительное сопротивление (не менее 10 тыс. Ом) (рис. 15).



Рисунок 15 – Схема проверки изоляции жил кабеля

6. Содержание отчета и его форма

По результатам работы составляется краткий отчет, который должен содержать:

Цель работы и назначение методов ШК, ЛМ и прихватоопределителя.

1. Описать факторы способствующие возникновению прихватов.
2. Каковы причины появления сальников на трубах и способы борьбы с ними.
3. Назначение, конструкция и принцип действия прихватоопределителя.

4. Назначение, конструкция и принцип действия электромагнитного локатора муфт

7. Вопросы для защиты работы

1. Задачи, решаемые при регистрации интенсивности шумов.
2. Что является чувствительным элементом акустической шумометрии.
3. Задачи, решаемые магнитным локатором муфт.
4. Устройство простейшего локатора муфт.
5. Описать последовательность технологических операций при работе с прихватаопределителем на скважине.
6. Описать технологию определения места прихвата.
7. Причины прихватов бурового инструмента.
8. Назначение и конструктивные особенности геофизического коллектора.
9. Назначение и конструктивные особенности датчика глубины.
10. Назначение и конструктивные особенности датчика меток глубин.
11. Типы грузонесущих кабелей.

Лабораторная работа 9

Метрология

Цель и содержание изучить основные технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС, такие как стандартные образцы состава и свойств горных пород, калибровочные установки, имитаторы физических величин.

Стандартный образец состава и свойств (СО) является средством измерения в виде вещества (материала), состав и свойства которого установлены при аттестации. Стандартные образцы предназначены для градуирования, аттестации и поверки СИ, аттестации методик выполнения измерений, контроля точности результатов измерений, измерения свойств и состава исследуемых сред методом сравнения.

В практике ГИС стандартные образцы, как правило, выполняют роль первичного эталона или исходного образцового средства измерений для воспроизведения с наибольшей точностью и достоверностью геологических параметров или физических величин горной породы.

СО ГИС представляет собой средство измерений, выполненное в виде модели пласта, пересеченного скважиной. Для ряда СО изготовленная в них скважина заполняется жидкостью с известными физическими свойствами и составом. При этом жидкость оказывает влияние на аттестуемую характеристику СО, и это влияние следует учитывать при метрологических работах. Размеры СО выбирают такими, чтобы физическое поле, созданное в нем, было эквивалентно полю в бесконечной однородной среде тех же состава и свойства.

Стандартные образцы, являясь в большинстве случаев близким подобием реальных объектов исследования, позволяют охватить метрологическим контролем, как результаты измерений, так и экспериментальную процедуру методики измерений.

Стандартные образцы для метрологического обеспечения ГИС

представляют собой средство измерений, выполненное в виде модели пласта, пересеченного скважиной. Специальное конструктивное выполнение СО ГИС необходимо для осуществления его взаимодействия со скважинными СИ. По структуре материала стандартные образцы можно подразделять на монолитные, насыпные и гетерогенные. Гетерогенные модели могут быть изготовлены на основе монолитов, просверленных в одном или нескольких направлениях с определенным периодом, или на основе сборки из кубиков, цилиндров, шаров или мозаичных элементов с последующим заполнением свободного пространства веществом-носителем свойств (состава) СО. Определяющей характеристикой таких моделей является соотношение масштаба гетерогенности и длины волны излучения геофизического поля (электрического, акустического, ионизирующего и т. п.).

К гетерогенным моделям можно отнести модель объемной плотностина основе стеклянных шариков, пространство между которыми заполнено флюидом, а также модель из мраморных блоков, в которых просверлены отверстия в трех взаимно перпендикулярных направлениях. При значимом влиянии гетерогенности СО этого типа не рекомендуется использовать для градуирования аппаратуры; их можно применять для контроля правильности результатов измерений и поверки аппаратуры ГИС.

Несмотря на то, что создание СО в большинстве случаев требует значительных затрат, а набор воспроизводимых ими исследуемых параметров и условий измерений ограничен, роль СО в системе МО ГИС уникальна, так как получаемую с их помощью информацию нельзя заменить информацией, получаемой, например, при исследовании керна или по данным измерений в контрольно-поверочной скважине. Только СО могут дать в неискаженном виде информацию о связи показаний скважинной аппаратуры и геологических (физических) параметров. В остальных случаях эта связь устанавливается в результате статистических сопоставлений «керна- каротажа» при ограниченной точности таких сопоставлений. Преимущества использования СО в виде моделей пластов, пересеченных скважиной, для

целей градуировки аппаратуры заключаются в следующем.

Комплект СО может обеспечить необходимый набор стандартных условий для градуирования аппаратуры и получения необходимых поправок, учитывающих отклонение условий измерений от стандартных в широком диапазоне их измерения в процессе каротажа. ВСО могут быть воспроизведены необходимые значения различных параметров пластов и скважин (концентрация элемента, плотность, пористость, диаметр скважины и др.). Подобные оптимальные условия и их одновременное сочетание редко встречаются в реальных скважинах; маловероятно также, чтобы нужный набор параметров оказался сосредоточенным в одном районе.

Стандартные образцы предназначены для обеспечения единства и требуемой точности измерений посредством градуирования, аттестации и поверки средств измерений, аттестации МВИ, контроля точности результатов измерений, измерения свойства и состава исследуемых сред методом сравнения.

В системе МО ГИС стандартные образцы, как правило, выполняют роль первичного эталона или исходного образцового средства измерений, воспроизводящего с наибольшей достоверностью и точностью геологическую или физическую характеристику горной породы. Достоверность воспроизводимого СО параметра достигается обеспечением характеристик СО и условий измерений в них, максимально приближенных (адекватных) к характеристикам исследуемых пород (пласта) и условиям измерений в скважине. Точность СО достигается соблюдением требований методик изготовления СО, обеспечивающих минимальный уровень погрешностей аттестуемых характеристик СО, и применением при их аттестации высокоточных образцовых средств измерений и аттестованных МВИ (рис. 4).



Рисунок 4 - Стандартные государственные образцы состава и свойств горных пород

Стандартные образцы, в зависимости от уровня их аттестации и утверждения, подразделяют на государственные стандартные образцы (ГСО), отраслевые стандартные образцы (ОСО) и стандартные образцы предприятия (СОП).

Калибровочной установкой называется образцовое СИ, содержащее в своем составе совокупность мер, приборов, измерительных преобразователей, а также вспомогательных устройств, обеспечивающих воспроизведение значений физических величин, принимаемых за действительные, и позволяющие проводить калибровку, градуировку и поверку геофизических СИ.

Калибровочная установка для скважинной аппаратуры может воспроизводить одну или несколько физических величин. Комплексные калибровочные установки необходимы для комплексной скважинной аппаратуры (инклинометр - азимут и зенитный угол скважины, аппаратура

акустических исследований скважин - интервальное время и коэффициент затухания) или при взаимной зависимости измеряемых физических величин (зависимость погрешности измерений азимута от зенитного угла для точечных инклинометров, зависимость погрешности измерений интервального времени от коэффициента затухания акустических волн). В ряде случаев создание комплексной калибровочной установки обусловлено необходимостью воспроизведения одновременно измеряемого параметра и влияющей величины. Например, для скважинных манометров с тензометрическим преобразователем давления, сильно зависящим от температуры, в установке "Топаз-1М одновременно воспроизводятся давление и температура.

Имитатором физической величины называется устройство, позволяющее воздействовать на вход скважинной аппаратуры и вызывать выходной сигнал, эквивалентный значению измеряемой величины. Имитаторы геофизических величин выполнены на основе стандартных образцов веществ и материалов или электрических, электронных, механических и других устройств. К первой группе имитаторов относятся, например, имитаторы плотности для аппаратуры плотностного ГГМ, выполненные из магния, алюминия, гетинакса и других материалов, имитаторы влагосодержания нефти для скважинных диэлькометрических влагомеров в виде жидкостей с различной диэлектрической проницаемостью и др. Вторую группу имитаторов составляют электрические цепи на основе сосредоточенных резисторов, имитирующие удельное электрическое сопротивление для аппаратуры электрометрии макро- и микрозондами контактного типа, имитатор удельной электрической проводимости для аппаратуры индукционного метода в виде индукционной катушки, размещаемой на зонде, в цепь которой включены резистор и конденсатор, имитатор пористости пласта на основе стальной трубы с воздушным зазором для аппаратуры нейтронных методов.

Примерами имитаторов могут служить имитатор удельного

электрического сопротивления для аппаратуры градиент-зондирования в виде электрической цепи, состоящей из резисторов (магазинов сопротивлений), имитатор удельной электрической проводимости для аппаратуры индукционного каротажа в виде индукционной катушки, размещаемой на зонде, в цепь которой включены резистор и конденсатор, имитатор плотности в виде блоков магния (алюминия или чередующихся пластин) для скважинных гамма-плотномеров горных пород и др.

Применяемые для метрологического обеспечения ГИС имитаторы можно разделить на две группы: имитаторы, исполненные в виде стандартных образцов веществ и материалов; имитаторы, выполненные на основе электрических, электронных, механических и других устройств.

К первой группе имитаторов относятся, например, имитаторы плотности для аппаратуры плотностного ГГК (рис. 5), выполненные из магния, алюминия, гетинакса и других материалов, имитаторы влагосодержания нефти для скважинных диэлькометрических влагомеров в виде жидкостей с различной диэлектрической проницаемостью и др.

Ко второй группе имитаторов относятся электрические цепи на основе сосредоточенных резисторов, имитирующие удельное электрическое сопротивление для аппаратуры электрического каротажа макро- и микрозондами контактного типа, электронный имитатор интервального времени и коэффициента затухания акустических сигналов для аппаратуры акустического каротажа и контроля цементировании скважин, имитатор пористости пласта на основе стальной трубы с воздушным зазором для аппаратуры НК.

Имитаторы для метрологических целей могут использоваться по отдельности или в совокупности в составе поверочных установок.



Рисунок 5 - Имитаторы плотности для аппаратуры плотностного ГГК

В большинстве случаев применение имитаторов для метрологического контроля скважинной аппаратуры возможно только тогда, когда для поверяемой аппаратуры нормирована номинальная статическая функция преобразования. В противном случае один и тот же имитатор для разных экземпляров однотипной аппаратуры воспроизводит (имитирует) разные значения измеряемого параметра.

Поверочные установки и имитаторы физических величин подвергаются метрологической аттестации с помощью СИ, «привязанных» к государственным поверочным схемам. Поверочные установки могут использоваться в качестве как исходных (ведомственных), так и промежуточных образцовых СИ. Имитаторы, как правило, используются на низших ступенях ведомственных поверочных схем.

Определение значений физических величин, имитируемых имитаторами, осуществляется либо путем передачи размеров единиц физических величин с помощью компаратора (скважинной аппаратуры со стабильными свойствами) от стандартных образцов или поверочных установок, либо путем

математического моделирования измерительного процесса с проверкой модели по ограниченному числу точек (одна, две) в диапазоне измерений физической величины с использованием реальных физических сред.

Аппаратура для линейных и угловых измерений в скважинах служит для измерения линейных размеров (диаметр, профиль и сечение) скважины (каверномеры и профилемеры), линейных размеров сечения колонны 158 (трубные профилемеры), углов и азимута искривления оси ствола скважины по глубине (инклинометры), элементов залегания пластов (наклонометры) (рис. 6).

Поскольку измерительные каналы всех перечисленных устройств обеспечивают измерение линейных размеров и углов, метрологический контроль, как правило, осуществляется прямыми измерениями (непосредственным сличением) путем задания с помощью образцовых средств измерений (поверочных установок) на входе первичных преобразователей скважинных приборов известных (действительных) значений измеряемых величин.

Скважинными каверномерами и профилемерами измеряют в одной или нескольких плоскостях линейные размеры сечения: диаметр, средний диаметр, радиусы сечения скважины (колонны).



Рисунок 6 - Фото комплекта 5-ти эталонных колец для градуировки и калибровки каверномеров-профилемеров

Средства измерений, заимствованные из государственной поверочной схемы, применяют для метрологической аттестации или поверки образцовых средств измерений (набора образцовых колец, образцовых мер, поверочных установок), а также для поверки рабочих мер, применяемых для калибровки скважинных каверномеров и профилемеров, методом прямых измерений.

В качестве образцовых средств измерений для каверномеров и профилемеров применяют поверочные установки и устройства, воспроизводящие линейные размеры, и образцовые кольца.

В качестве рабочих средств измерений используются скважинные каверномеры и профилемеры рычажного типа с пределом основной погрешности от 2,5 до 15 мм в рабочем диапазоне измерений длины 40-800 мм, каверномеры, входящие в состав комплексных скважинных приборов (с прижимными устройствами), с пределом основной погрешности ± 12 мм в рабочем диапазоне измерений 120-400 мм, а также рабочие меры для калибровки каверномеров и профилемеров, воспроизводящие значения длины 200, 300, 400 мм с предельной погрешностью не более 1,2 мм.

Соотношение между допускаемыми основными погрешностями образцовых и рабочих средств измерений 1:3.

На рисунках 7 и 8 представлены установки для поверки скважинных каверномеров-профилемеров. Установка предназначена для первичной, послеремонтной и периодической поверок каверномеров типа СКП-1 или других типов с аналогичными характеристиками. Она воспроизводит 10 диаметров скважин в диапазоне 100-800 мм.



Рисунок 7 – Фото установки УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров

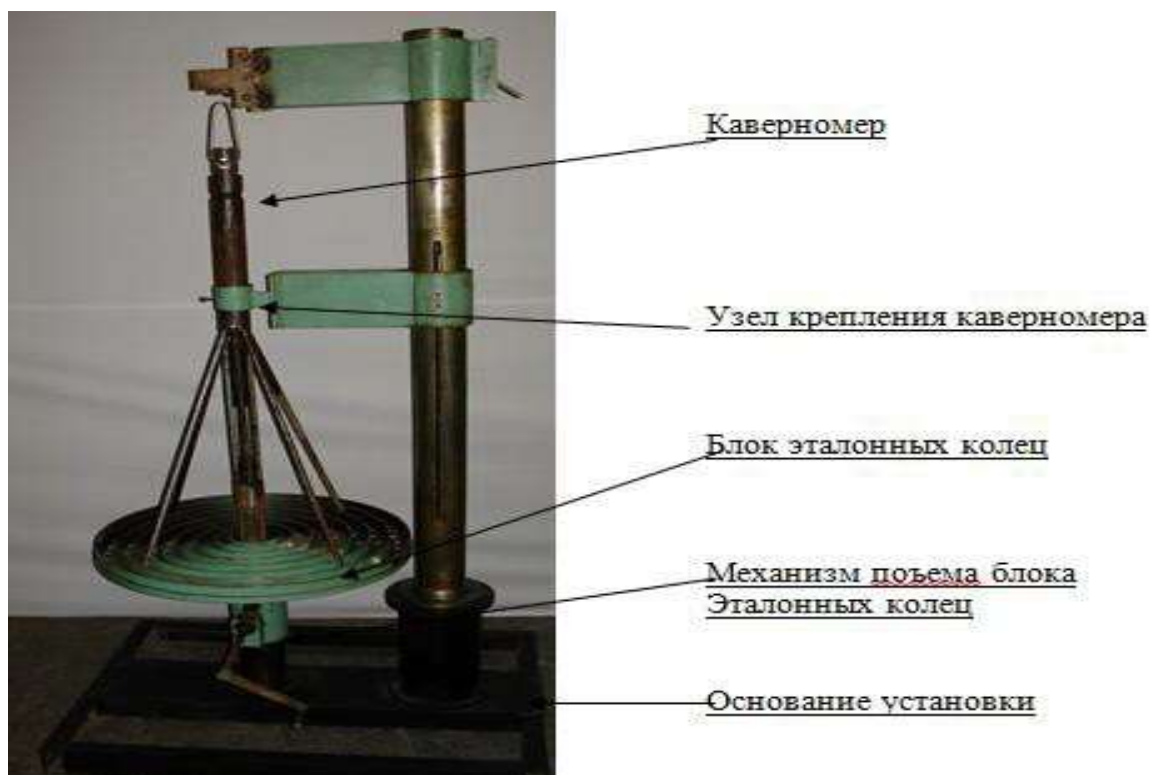


Рисунок 8 – Общий вид установки УПК-1 для калибровки каверномеров

Изучить основные технологические процедуры МО ГИС.

Контроль нормированной точности используемых при ГИС средств измерений составляет основное содержание практической деятельности метрологической службы и реализуется в виде специальных технологических процедур метрологического обеспечения.

В общем случае к стандартным метрологическим процедурам относятся операции, выполняемые специалистами метрологических служб с использованием образцовых средств измерений по специальным технологиям, регламентированными нормативно-техническими документами: градуировка, поверка, калибровка СИ.

Градуировка.

Измерительному прибору или преобразователю соответствует определенная функциональная зависимость между входной величиной и выходной величиной: $y = f(x)$, которая называется истинной функцией преобразования. Процедура определения градуировочной характеристики называется градуировкой средства измерения. Имитаторы для градуировки аппаратуры АК представлены на рис. 9.



Рисунок 9 – Имитаторы для градуировки аппаратуры АК

Задачи построения градуировочных характеристик средств измерений широко распространены в измерительной практике. В зависимости от цели градуировки различают два типа градуировочных характеристик: типовые и индивидуальные.

Типовые (номинальные) градуировочные характеристики определяются для группы однотипных средств измерений, выпускаемых серийно. Соответствие индивидуальных функций преобразований каждого СИ типовой градуировочной характеристике в пределах нормированного допуска определяется в результате поверки.

Индивидуальные градуировочные характеристики определяются непосредственно для конкретного экземпляра средства измерения, как правило, для наиболее точной передачи размера единиц. В связи с этим метод градуировки довольно распространен при передаче размера единиц на верхних ступенях поверочных схем и при исследовании высокоточных (образцовых) средств измерений.

При построении градуировочных характеристик выполняют совместные измерения величин на входе и выходе СИ. Обычно измеряют несколько входных величин $x_1, \dots, x_m$ и соответствующие выходные величины $y_1, \dots, y_m$, где $y_i = f_i(x_i)$. По этим экспериментальным данным строят градуировочную характеристику $y = f(x)$. Полученную градуировочную характеристику фиксируют и затем используют для оценивания значений входных величин по выходным.

Поверка.

Поверкой средств измерений называют совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснить, соответствуют ли их точные характеристики регламентированным значениям и пригодно ли средство измерений к применению.

В зависимости от того, на каком этапе работы средства измерений

проводится поверка, различают ГОСТ 8.002-86 первичную, периодическую и внеочередную поверки средств измерений.

Первичную поверку проводят при выпуске средств измерений в обращение из производства и ремонта. На средство измерения, поверенное при выпуске или после ремонта, выпускающей либо ремонтирующей, организацией выдается аттестат, содержащий результаты поверки и сведения о годности данного средства измерения.

В практике ГИС первичной поверке могут подвергаться СИ при их входном контроле на предприятие.

Периодическая поверка проводится при эксплуатации и хранении средств измерений через определенные межповерочные интервалы, установленные при государственных испытаниях СИ или при их метрологической аттестации. При эксплуатации СИ межповерочные интервалы могут быть скорректированы.

Внеочередная поверка выполняется при эксплуатации (хранении) средств измерений вне зависимости от сроков периодической поверки, когда необходимо удостовериться в исправности средств измерений. К внеочередной поверке может быть отнесена так называемая рабочая поверка аппаратуры для ГИС, осуществляемая непосредственно перед выездом на скважину.

Поверку СИ выполняют с использованием образцовых средств измерений и в соответствии с нормативно-технической документацией, регламентирующей методику поверки.

Обычно методика поверки включает следующие основные операции: подготовку к поверке, проведение поверки (внешний осмотр, опробование, определение метрологических параметров), обработку результатов измерений и определение годности СИ к эксплуатации, оформление результатов поверки.

Внешний осмотр средства измерений и проверка его исправности (опробование), строго говоря, выходят за рамки понятия «поверка». Однако в

практике под поверкой понимают совокупность операций как по определению погрешностей, так и по проверке технической исправности средств измерений, в связи с тем, что большинство из этих операций позволяет убедиться в отсутствии неисправностей, которые могут нарушить нормальную работу СИ или увеличить погрешности поверочных операций.

Определение метрологического параметра поверяемого средства измерения сводится, как правило, к определению характеристик основной погрешности и при необходимости (обычно при первичной поверке) функций влияния условий измерений на погрешность СИ.

Характеристики основной погрешности геофизической аппаратуры определяют в следующей последовательности:

- оценивают среднее квадратического отклонение от случайной составляющей основной абсолютной погрешности;
- устанавливают ее существенность (или несущественность) и необходимость ее учета при определении вариации и систематической составляющей погрешности;
- находят вариацию и устанавливают ее существенность и необходимость учета при определении систематической составляющей погрешности;
- оценивают систематическую составляющую абсолютной погрешности.

Калибровка СИ.

В практике проведения геофизических исследований скважин, наряду с описанными выше видами метрологического обеспечения-градуировкой и поверкой, широко используется также еще одна метрологическая процедура - калибровка измерительного канала.

Под калибровкой понимают установление и контроль стабильности функции преобразования измерительного канала ГИС и масштабирование выходного сигнала в единицах измеряемого параметра.

Необходимость калибровки измерительного канала ГИС вызвана технологическими особенностями его функционирования, важнейшие из

которых - необходимость транспортировки ИИС на скважину в разобранном виде с последующей сборкой и настройкой перед проведением измерений, сложность структуры измерительного канала, состоящего из ряда самостоятельных структурных элементов (скважинный прибор, кабель, наземная панель, регистратор), имеющих собственные нормируемые метрологические характеристики и, как правило, поверяемых независимо друг от друга.

В качестве средств калибровки используют эквивалентные меры (имитаторы) измеряемого параметра, воспроизводящие фиксированные его значения в одной или нескольких точках диапазона. Конструктивно калибраторы могут быть выполнены в виде отдельных устройств, как правило, транспортабельных, которые при проведении калибровки приводятся во взаимодействие с первичным преобразователем средства измерения, либо входят в состав средства измерения в виде встроенных элементов, подключаемых в процессе калибровки в измерительную цепь вместо первичного преобразователя (рис. 10).



Рисунок 10 – Калибровка каналов аппаратуры нейтронного каротажа

Номинальное значение меры, воспроизводимой калибратором, устанавливают в процессе периодической поверки одновременно с проверкой годности поверяемого средства измерения.

Первый этап калибровки измерительного канала проводится во время внеочередной поверки аппаратуры перед выездом на скважину. При этом фиксируется значение меры, воспроизводимой калибратором, которое не должно отличаться от ее номинального значения, установленного при последней периодической поверке, более чем на величину основной погрешности.

Вторым этапом калибровки является проведение измерений меры, воспроизводимой калибратором на скважине, непосредственно перед проведением ГИС. Результат измерения при этом должен воспроизводить значение меры с погрешностью, не более суммы основной и дополнительной погрешности, вызванной отличием условий калибровки на скважине от нормальных.

После окончания измерений в скважине проводят *третий - заключительный этап калибровки*. Вновь измеряют рабочим СИ значение воспроизводимой калибратором меры и сравнивают результат с аналогичным, полученным на предыдущем этапе калибровки. Расхождение результатов при стабильной работе аппаратуры не должно превышать допустимых значений.

При использовании встроенных калибраторов контроль стабильности работы аппаратуры может производиться и в процессе измерения в скважине.

Методика выполнения измерения с использованием калибраторов определяется их конструкцией и принципом действия и должна обеспечивать точность калибровки не более 0,3 основной погрешности рабочего средства измерений.

Результаты калибровки документируются, приобщаются к результатам измерения в скважинах и являются обязательным отчетным документом.

Изучить назначение контрольных скважин.

Стандартные образцы состава и свойств горных пород, калибровочные установки, являясь важнейшей составной частью метрологического обеспечения аппаратуры ГИС, существенно повышают качество информации, получаемой при исследовании скважин. Однако их применение имеет ряд ограничений.

Важнейшими из них являются сложность конструктивного исполнения, необходимость множества физических моделей пластов, широкий диапазон изменения свойств геологического разреза, сложность имитации вещественного состава реальных физических сред, невозможность калибровки геофизических средств измерений в реальных скважинных условиях и при рабочих режимах измерения.

Большинство этих ограничений отсутствует в специальных контрольных скважинах, пластовые условия в которых остаются неизменными в течение установленного периода службы скважины, а дифференциация в разрезе (естественная или искусственно созданная) позволяет стандартизировать показания аппаратуры во всем нормируемом диапазоне измерений.

Проектирование контрольных скважин ведут исходя из того, что конструкция, местоположение и обустройство скважины должны обеспечивать:

- 1) оперативность, удобство и возможность систематического проведения работ по контролю качества геофизических измерений;
- 2) возможность проведения измерений максимальным числом типов аппаратуры электрических, радиоактивных и акустических методов ГИС;
- 3) сохранность, постоянство пластовых условий и технологии измерений в течение заданного времени;
- 4) дифференциацию физических параметров в разрезе не менее 1,5-2 порядков.

При достаточной дифференциации параметров геологического разреза предпочтительна конструкция скважины, в которой при общей глубине 300-500 м сохраняется интервал устойчивого открытого ствола не менее 100-150 м. Такая скважина до глубины 100-150 м обсаживается стальными трубами, дальше ствол оставляется открытым.

В дифференцированных, но неустойчивых разрезах глубина скважины ограничивается 150-200 м и предусматривается крепление неустойчивых интервалов разреза неметаллическими токопроводящими трубами (например, асбоцементными), а остальной части разреза – стальной колонной.

Если в заданном месте заложения контрольной скважины верхняя часть осадочной толщи не дифференцирована по физическим параметрам, целесообразно сооружать скважины такой же глубины (150-200 м) и обсаживать их комбинированными колоннами из различных материалов. Использование в контрольных скважинах комбинированных колонн из различных материалов, а также включение в конструкцию колонн различных имитаторов позволяют существенно расширить дифференциацию параметров геологического разреза.

На рисунке 11 представлена конструкция одной из контрольных скважин, относящаяся к третьему типу с недостаточной дифференциацией параметров разреза. Для увеличения степени дифференциации свойств пластов естественного разреза в скважине использованы имитаторы физических свойств горных пород. Верхняя часть скважины до 50 м обсажена кондуктором – стальной трубой диаметром 219 мм.

С целью увеличения степени дифференциации естественного разреза скважина обсажена комбинированной колонной, состоящей из ряда имитаторов физических свойств разреза. В качестве имитатора пластов с различной электропроводностью используются стеклопластиковые трубы, перфорированные с различной плотностью, перфорационные отверстия заглушены латунными пробками. Для аппаратуры индукционного метода в

качестве имитатора проводимости использовано несколько витков медного провода, замкнутых на резистор. Водородосодержание имитируется воздушным зазором, образованным коаксиально расположенными трубами различного диаметра. Для контроля приборов акустических исследований скважин используется часть незацементированной колонны.

Анализ диаграммного материала, полученного в контрольной скважине, показывает, что полученная искусственным путем дифференциация достаточна для оценки сходимости и воспроизводимости аппаратуры большинства методов.

Контрольные скважины, как правило, оснащаются вышками, спускоподъемным оборудованием, источниками питания, наземными панелями и регистраторами для выполнения измерений скважинкой аппаратурой.

Погрешности результатов измерений геофизических параметров в контрольной скважине определяются по отклонениям измеренных значений от аттестованного значения в данной точке разреза.

Аттестация действительных (истинных) значений геофизических параметров по разрезу скважины может, осуществляться двумя способами:

- 1) передачей единиц измерения физических величин от стандартных образцов с помощью высокоточных образцовых скважинных приборов;
- 2) статистическим способом путем усреднения большого числа повторных измерений, выполненных различными экземплярами серийной аппаратуры.

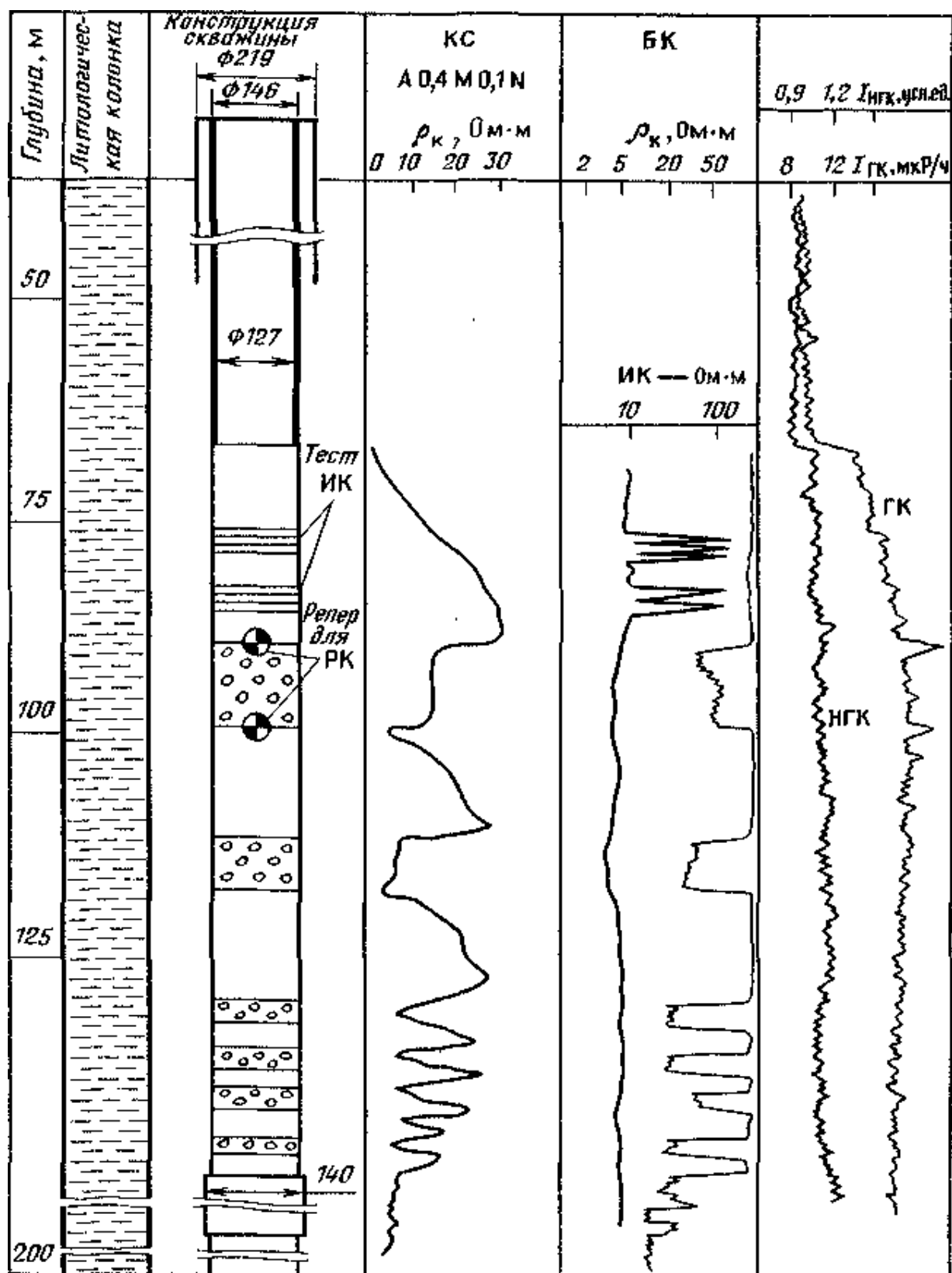


Рисунок 11.8 – Контрольная скважина с имитаторами физических свойств

7. Содержание отчета и его форма

1. Какие существуют технологические процедуры метрологического обеспечения ГИС
2. Какие существуют стандартные образцы состава и свойств горных пород?
3. Какие калибровочные установки применяются в промысловой геофизике?
4. Какие известны имитаторы физических величин?
5. Дать определение основным технологическим процедурам МО ГИС: градуировка, поверка, калибровка СИ
6. Назначение контрольных скважин?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература:

1. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические исследования и геофизические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.
2. Лукьянов, Э. Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов, – Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.
3. Геофизические исследования скважин.- В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян - Под ред. В. М. Добрынина М.: «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М Губкина, 2004. Учебное пособие для ВУЗа – 400 с.
4. Стрельченко, В. В. Геофизические исследования скважин: учебник / В. В. Стрельченко. - М. : Недра, 2008. - 551 с. : ил. - (Приоритетные национальные проекты.Образование). - Библиогр.: с. 541. - Прил.: с. 542-548. - ISBN 978-5-8365-0314-7.
5. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – г. Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 780 с.

Дополнительная литература:

1. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – В. Н. Широков, Е.М. Митюшин, В. Д. Неретин, Э. Е. Лукьянов, Д. В. Белоконь. М.: Недра, 1996. Учебное пособие для ВУЗа – 317 с.
2. Шнурман, И. Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин / И. Г. Шнурман – Краснодар, Просвещение – Юг, 2003. – 397 с.

3. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – В. Н. Широков, Е.М. Митюшин, В. Д. Неретин, Э. Е. Лукьянов, Д. В. Белоконь. М.: Недра, 1996. Учебное пособие для ВУЗа – 317 с.

4. Геофизические методы исследования скважин. Под редакцией В. М. Запорожца. Справочник геофизика. М.: Недра, 1983.

5. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – В. Н. Моисеев. Учебное пособие. М.: Недра, 1990. – 240 с.

Методическая литература:

Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине "Аппаратура геофизических исследований скважин" для студентов специальности 130202 "Геофизические методы исследования скважин" / сост. Керимов А-Г. Г., С. Б. Бекетов; рец. Ставрополь: СевКавГТУ, 2006. - 56 с. - Библиогр.: с. 55 (6 назв.)

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

Методические указания
по выполнению самостоятельной работы
по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

Ставрополь
2026

Содержание

Пояснительная записка

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Методические рекомендации по выполнению заданий

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

Пояснительная записка

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

Задачами СРС являются:

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

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

Основные формы реализации самостоятельной работы и контроля знаний являются:

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

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

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

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

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

Технологическая карта самостоятельной работы студента

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Объем часов
9 семестр				
ПК-4	Изучение литературы по	Конспект	Собеседование	8

	темам № 3– 6			
ПК-4	Подготовка к лекциям	Конспект	Опрос	8
ПК-4	Подготовка к лабораторным работам	Индивидуальные задания	Защита индивидуальных заданий	8
ПК-4	Подготовка к экзамену	Вопросы и задачи	Экзамен	12
Итого за 9 семестр				36
Итого				36

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Работа с конспектом лекций

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

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

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

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

Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

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

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

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

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

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

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

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

Список литературы, рекомендуемый к использованию в самостоятельной работе студентов

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

Методические указания

по выполнению курсового проекта
по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин»
для специальности 21.05.03 Технология геологической разведки

**Ставрополь
2026**

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1 Цели и задачи курсового проектирования.	4
2 Формулировка задания	5
3 Содержание и объем проекта	7
4 Типовая структура курсового проекта	8
5 Содержание основных разделов расчетно-пояснительной записки	10
6 Оформление проекта	22
7 Техничко-экономическое обоснование КП	25
8 Рекомендации по организации работ. Примерный календарный план выполнения КП	25
9 Проектирование геофизических исследований скважин	25
10 Критерии оценки курсовых проектов	26
11 Список рекомендуемой литературы	28

Курсовой проект (КП) по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин» выполняется после прохождения двух учебных и двух производственных промыслово-геофизических практик параллельно с изучением соответствующей дисциплины и является важнейшим связующим звеном в цепи: теоретическое обучение - производственные практики – дипломное проектирование.

1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Курсовой проект по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин» ставит своей целью:

- систематизацию, закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение этих знаний при решении конкретных научных, технических и производственных задач;
- развитие навыков самостоятельной работы, работы со специальной литературой, проведения исследований и экспериментов, использования компьютерных средств, при решении поставленных в курсовом проекте задач и анализе полученных результатов;
- выявление подготовленности студента к самостоятельной работе в условиях современного производства;
- развитие навыков самостоятельной работы по составлению рационального и расширенного комплекса ГИС;
- закрепление знаний по геофизической аппаратуре при исследовании скважин различных категорий;
- углубленное изучение методики работ на скважине;
- совершенствование навыков графического оформления результатов проектирования, расчетов и экспериментов;
- углубленное изучение специальных вопросов в области обработки и интерпретации с целью определения подсчетных параметров продуктивных коллекторов;

Курсовой проект является самостоятельной творческой работой студента. За принятые в курсовом проекте решения и за правильность всех данных отвечает студент – автор курсового проекта.

2. ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАНИЯ

Курсовой проект (КП) по дисциплине «Проектирование геофизических исследований скважин» выполняется на основании фондовых геологических и геофизических материалов, собранных студентом во время прохождения второй производственной практики и отражающих особенности геологического строения конкретной площади.

Темы КП:

1. Основные разделы выпускной квалификационной работы (ВКР).
2. Основные главы ВКР по геологическому разделу:
 - 2.1 Анализ географо-экономической характеристики района работ.
 - 2.2 Анализ геолого-геофизической характеристики геологического разреза.
 - 2.3 Анализ данных геолого-геофизической изученности региона.
 - 2.4 Тектоника и нефтегазоносность изучаемого района.
3. Основные главы ВКР по специальному разделу:
 - 3.1 Анализ условий проведения промыслово-геофизических работ.
 - 3.2 Анализ эффективности промыслово-геофизических работ для решения геологических задач по контролю технического состояния скважин.
 - 3.3 Обоснование типа и параметров регистрирующей аппаратуры.
 - 3.4 Анализ возможностей компьютерной обработки геофизических материалов.
 - 3.5 Анализ Условия проведения исследований в действующих скважинах.

3.6 Анализ и уточнение методики интерпретации карбонатных коллекторов на примере триасовых отложений изучаемой площади.

3.7 Выбор и анализ эффективности применения аппаратурно-методического комплекса в терригенном разрезе.

3.8 Анализ эффективности промыслово-геофизических работ для решения геологических задач при контроле динамических процессов в действующей скважине.

4 Основные главы ВКР по проектному разделу:

4.1 Регистрирующая аппаратура по контролю технического состояния скважин.

4.2 Основы обработки и интерпретации геофизических данных по контролю технического состояния скважин.

4.3 Выбор и обоснование проектного комплекса ГИС-контроля.

5 Экономический раздел.

5.1 Расчет сметной стоимости производства геофизических работ по контролю технического состояния скважины.

5.2 Расчет сметной стоимости производства геофизических работ в действующей скважине.

6. Безопасность и экологичность проекта.

6.1 Основные требования к геофизическим организациям. Требования к оборудованию, аппаратуре и техническим средствам.

6.2 Пожарная безопасность и охрана труда на скважине при выполнении ГИС.

6.3 Охрана окружающей среды.

3 СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЕМ ПРОЕКТА

Тематика курсовых проектов, как правило, выбирается с привязкой к геофизическим организациям и предприятиям, в которых студенты проходят производственную практику и связана с решением конкретных первоочередных геологических задач для региона. Темы курсовых проектов рассматриваются на заседании кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, при необходимости корректируются и предлагаются студентам геофизической специальности.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки и графического материала. Расчетно-пояснительная записка должна в четкой форме раскрывать творческий замысел автора, содержать описание принятых методов исследований, расчетов и сами расчеты проведенных экспериментов, их анализ и выводы по ним, технико-экономическое обоснование и сопровождается иллюстрациями, графиками, диаграммами, схемами, результатами обработки геофизической информации на ЭВМ по различным алгоритмам и др.

Расчетно-пояснительная записка выполняется по типовой схеме, структура которой приводится ниже. В случае необходимости руководитель проекта по согласованию с кафедрой может ее изменить путем введения дополнительных разделов без изменения типовой структуры проекта.

4 ТИПОВАЯ СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

- Титульный лист.
- Задание на курсовой проект.
- Содержание.
- Основную часть.
- Список иллюстраций.
- Список графических приложений.

В основную часть курсового проекта входят:

4.1 ВВЕДЕНИЕ

4.2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- Географо-экономическая характеристика района работ.
- Геолого-геофизическая изученность.
- Геолого-геофизическая характеристика разреза.
- Тектоника.
- Нефтегазоносность.
- Геологические задачи проектируемых работ.

4.3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

- Условия проведения промыслово-геофизических работ.
- Анализ эффективности промыслово-геофизических работ для решения геологических задач.
- Обоснование рационального комплекса геофизических исследований для решения геологических задач.
- Анализ методики и технологии проведения промыслово-геофизических работ.
- Типы и параметры регистрирующей аппаратуры.
- Способы контроля качества первичных материалов. Экспресс – обработка материалов.
- Анализ возможностей компьютерной обработки геофизических материалов:
 - современные обрабатывающие комплексы;
 - требования к качеству первичных геофизических материалов;
 - процедуры обработки геофизических материалов;
 - результативные материалы обработки и способы их представления.
- Интерпретация геофизических материалов, её этапы и значение при проектировании разработки и детальной разведке месторождений:
 - основные принципы и способы интерпретации материалов для решения геологической задачи;
 - современные геофизические интерпретационные комплексы;
 - комплексная интерпретация геологических, геофизических материалов и данных бурения;

○ основные результативные материалы интерпретации, способы их представления и оценка информативности.

4.4 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

- Задачи проектируемых работ.
- Техника и методика проектируемых работ.
- Регистрирующая аппаратура.
- Технология проведения ПГР на скважине.
- Вспомогательные работы.
- Метрологическое обеспечение проектируемых работ.
- Обработка и интерпретация геофизических материалов.
- Ожидаемые результаты работ.

4.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

4.6 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.

Список основной литературы

1. Молчанов А. А., Лукьянов Э. Е., Рапин В. А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин. – С-П.: МАНЭБ, 2001. – 258 с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НТБП Ростехнадзора России, 2004. – 230 с.
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД. – М.:ВНИГИК ГНЦ ВНИИГеосистем, 2001. – 270 с.
- 11.2 Список дополнительной литературы
1. Абрикосов И. Х., Гутман И. С. Общая, нефтяная и нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 1982. – 280 с.
4. Вендельштейн Б. Ю., Золоева Г. М., Царева Н. В. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 270 с.
5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 380 с.
6. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 390 с.
7. Добрынин В. М., Серебряков В. А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
8. Добрынин В. М.Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
9. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1977. – 432 с.
10. Единые правила безопасности при взрывных работах. – М.: НПО ОБТ, 1992. – 215 с.

11. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1972. – 283 с.
12. Итенберг С. С., Шнурман Г. А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. – М.: Недра, 1984. – 180 с.
13. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М.: Недра, 1963. – 404 с.
14. Коноплев Ю. В., Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 150 с.
15. Кривко Н. Н., Шароварин В. Д., Широков В. Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование. – М.: Недра, 1981. – 158 с.
16. Латышова М. Г. Обработка и интерпретация материалов ГИС. – М.: Недра, 1994. – 230 с.
17. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 219 с.
18. Молчанов А. А., Лаптев В. В., Моисеев В. Н. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1987. – 263 с.
19. Петров Л. П., Широков В. Н., Африкян А. Н. Практикум по общему курсу геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 220с.
20. Померанц Л. И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981. – 376 с.
21. Правила безопасности при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1991. – 159 с.
22. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 245 с.
23. Сухонос Г. Д., Шакиров А. Ф., Усачева Е. П. Справочник по испытанию необсаженных скважин. – М.: Недра, 1985. – 272 с.
24. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», 1996. – 272 с.
25. Широков В. Н., Митюшин Е. М., Неретин В. Д. Скважинные геофизические информационно- измерительные системы. – М.: Недра, 1996. – 317 с.
26. Шорников А. И. Охрана труда в геологии, – М.: Недра. 1990. – 185 с.
27. Куликов Ю. И., Цвиринько И. А., Коровина В.Д. Сборник нормативных документов по итоговой государственной аттестации выпускников СевКавГТУ. Рукопись. – Ставрополь, СевКавГТУ. 2004. – 49 с.
28. ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.
29. ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.
30. ГОСТ 7.11-78. Система информационно-библиографической документации. Сокращение слов и словосочетаний на иностранных европейских языках в библиографическом описании произведений печати.
31. ГОСТ 7.12-93. Систематический стандарт по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись сокращений слов на русском языке. Общие требования и правила.