

Шығыс Қазақстан облысы
өкімдігінің білім
басқармасы
КМҚК «Геология барлау
колледжі» КМҚК



КГКП
«Геологоразведочный
колледж» управления
образования Восточно-
Казахстанского
областного акимата

**Базовый опорный конспект по предмету:
«Методика и техника полевых работ»
По специальности
0704000 «геофизические методы поиска и разведки
месторождений полезных ископаемых»**

Азмухаметов.Н.Т

**Базовый опорный конспект по предмету:
«Методика и техника полевых работ»
По специальности
0704000 «геофизические методы поиска и разведки
месторождений полезных ископаемых»**

Утвержден на заседании
методического совета колледжа

Разработан 12.11.13
(дата)

Переработан 23.01.17
(дата)

2 и 3 листы вместе, т.е. 3 лист на обороте 2го листа

г.Семей, 2017 г.

Азмухаметов Н.Т.. Базовый опорный конспект по предмету «Методика и техника полевых работ» -171стр.

Базовый опорный конспект разработан в соответствии с рабочей учебной программой и предназначен для студентов 3-4 курса колледжа специальности «12.11.13». Он содержит основные материалы теоретического и практического курса по дисциплине «Методика и техника полевых работ» и состоит из 7 разделов, а также содержит контрольные вопросы и задания по курсу. Сведения наиболее полно систематизированы и конкретизированы. Благодаря четким определениям основных понятий, их признаков и особенностей студент может сформулировать ответ, за короткий срок усвоить и переработать важную часть информации, успешно сдать экзамен. Базовый опорный конспект будет полезен не только студентам, но и преподавателям при подготовке и проведении занятий.

Содержание

№	Разделы и темы	Стр.
1	Введение. Классификация методов ГИС	7
1.1	Раздел I. Электрические методы исследования скважин	
2	Техника и методика измерений КС (метода кажущегося сопротивления)	10
3	Техника и методика измерений метода БКЗ (боковое каротажное зондирование), МЗ (микрозондирование)	14
4	Техника и методика измерений БК (боковой каротаж), МБК (микробоковой каротаж)	17
5	Техника и методика измерений ИК (индукционный каротаж)	19
6	Техника и методика измерений ПС (потенциалов собственной поляризации), ТК (токовый каротаж)	21
1.2	Раздел II. Ядерно-физические методы исследования скважин.	
7	Техника и методика измерений ГК (гамма-каротаж)	23
8	Техника и методика измерений ГГК (гамма-гамма каротаж)	25
9	Техника и методика измерений НГК (нейтронный гамма каротаж)	26
10	Техника и методика измерений ННК (нейтрон-нейтронный каротаж)	29
11.	Техника и методика измерений ИНК (импульсно-нейтронный каротаж)	30
12	Техника и методика измерений НАК (нейтронно-активационный каротаж)	33
1.3	Раздел III. Акустические методы исследования скважин.	
13	Техника и методика измерений АК (акустический каротаж)	34
14	АКЦ (акустический каротаж цементометрии)	36
1.4	Раздел IV. Геохимические исследования в скважинах	
15	Газовый или геохимический каротаж	38
16	Покомпонентный анализ в газовом каротаже	40
1.5	Раздел V. Другие виды исследования скважин	
17	Термометрия скважин. Техника измерений температуры в скважинах	43
18	Техника и методика измерений КМВ (каротаж магнитной восприимчивости)	46
19	Отбор проб пластовых флюидов	48
20	Прострелочно-взрывные работы в скважинах	50
21	Метод электрической корреляции	53
22	Радиоволновое просвечивание	55
1.6	Раздел VI. Контроль технического состояния скважин	
23	Цементометрия скважин	57

24	Дефектометрия обсадных колонн	62
25	Потокометрия в скважинах	65
26	Инклинометрия. Кавернометрия	67
1.7	Раздел VII. Организация промыслово-геофизических работ в скважине	
27	Технические условия на подготовку скважин для проведения промыслово-геофизических исследований и других работ приборами на кабеле в действующих скважинах	72
28	Документация при проведении промыслово-геофизических исследований	74

№	Практические занятия	Стр.
1	Изучение каротажной станции	78
2-3	Заправка кабельного наконечника	79
4	Изучение вспомогательного геофизического оборудования	80
5	Изучение пульта лебёточного отсека	83
6	Изучение конструкции лебёточного барабана	92
7	Изучение универсального источника питания	97
8	Изучение бензогенератора станции	101
9	Изучение основных технических данных и описание каротажного регистратора "Вулкан"	108
10	Подготовка к работе и тестирование регистратора "Вулкан"	110
11	Методы и средства проверок регистратора	111
12	Настройка планшета, связь с устройством, калибровка в программе для регистрации данных Registration.	114
13	Метрология, регистрация данных, печать планшета в программе для регистрации данных Registration.	124
14	Работа с буфером обмена и зарегистрированными данными, сервисные подпрограммы в программе для регистрации данных Registration.	132
15	Изучение прибора КП-91ЭГ	137
16	Изучение прибора КП-91ЭГ	139
17	Изучение прибора КП-91ЭГ	141
18	Определение вида и длины зонда метода КС	145
19	Изучение каротажной станции "Кобра"	148
20	Изучение каротажной станции "Корсар"	153
21	Изучение методики контроля нефтенасыщенности коллектора	161
22	Изучение каротажной станции "Мега-Макс"	163
23	Изучение каротажной станции "ГеоВиста"	165
24	Изучение каротажной станции ГИК-1	169
	Курсовой проект	171

Тематический план

№п/п	Наименование раздела темы и подтемы	Кол-во часов при очн. форме обучения	
		Всего	В т.ч. лаборатор- но- практич. занятий.
	Методика и техника геофизических исследований скважин.		
1.1	Раздел 1. Электрические методы исследования скважин	12	12
1.2	Ядерно-физические методы исследования скважин	12	12
1.3	Акустические методы исследования скважин	4	8
1.4	Геохимические исследования в скважинах	2	6
1.5	Другие виды исследования скважин	14	6
1.6	Контроль технического состояния скважин	8	4
1.7	Организация промыслово- геофизических работ на скважине	5	-
	Итого по разделу:	57	48
	Курсовое проектирование	50	-
	Всего по дисциплине:	155	48

Урок №1.

Тема: Введение. Классификация методов ГИС

План:

1. Введение
2. Классификация методов ГИС
 - 2.1 Каротаж.
 - 2.2 Операции в скважинах
 - 2.3 Скважинная геофизика

1. Введение.

Геофизические исследования скважин (ГИС) — это отрасль разведочной геофизики, отличающаяся от других (сейсмо-, магнито-, электро-, гравиразведки, радиометрии и ядерно-геофизических методов) только по методике исследований. Основные положения теории физических полей, измеряемых в скважинах, остаются теми же, что и в полевой геофизике.

Роль и значение ГИС с течением времени постоянно возрастает, т.к. в перспективе ГИС открывают путь к бескерновому познанию скважин. В настоящее время в скважинах регистрируется свыше 35 различных параметров: разнообразные физические свойства горных пород, напряженность многообразных физических полей, технические характеристики состояния самой буровой скважины. При этом стоимость ГИС составляет лишь незначительную часть от стоимости сооружения и оборудования скважины. Так, например, на нефтяных скважинах, где применяется весьма обширный комплекс ГИС, его стоимость не превышает 4% от стоимости буровых работ, обеспечивая при этом экономию до 20% средств, необходимых для оборудования скважины.

В настоящее время буквально все методы полевой геофизики имеют свои аналоги в скважинном варианте и, более того, существуют методы ГИС, не имеющие аналогов среди полевых, например, метод электродных потенциалов, гамма-гамма-каротаж, инклинометрия и др.

Анализ распределения средств на выполнение геофизических работ показывает, что ГИС (свыше 20% средств) уступает в этом отношении только сейсморазведке (около 50% средств) и значительно превосходит все остальные отрасли разведочной геофизики.

2. Классификация методов ГИС

В ГИС выделяют три больших раздела: каротаж, операции в скважинах и скважинную геофизику.

2.1 Каротаж. Каротаж - это геофизические методы изучения геологического строения разрезов скважин. Это означает, что в каротаже исследуются очень небольшие объемы горных пород, прилегающие к стенкам самой скважины. Отличительная особенность каротажа - исключительно высокая детальность и точность исследований. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажа фиксируются в виде непрерывных диаграмм при движении датчиков по стволу скважины, либо в виде числовых значений с очень небольшим шагом дискретизации, порядка 10-20 см.

Каротаж позволяет выполнять литологическое расчленение разрезов скважин, выделять в них интервалы полезного ископаемого и определять физические свойства горных пород и полезных ископаемых *insitu*. Интерпретация результатов всех полевых геофизических методов производится на основании данных каротажа: электроразведки - по данным об удельном электрическом сопротивлении УЭС пород, магниторазведки - по значениям магнитной восприимчивости пород, гравиразведки - по плотности и т.д.

В целом ряде случаев именно каротаж дает сведения, необходимые для подсчета запасов месторождений - данные о мощности залежей и содержании полезного компонента в них.

Методы каротажа подразделяются по природе изучаемых в них физических полей на методы электрического каротажа, радиоактивного каротажа и прочие методы.

Методы электрического каротажа:

- метод КС (кажущихся сопротивлений) — наиболее распространенный из методов электрического каротажа, аналогичный электропрофилированию в полевой геофизике;
- метод БКЗ (боковых каротажных зондирований) - скважинный аналог метода ВЭЗ (вертикальных электрических зондирований в электроразведке);
- микрокаротаж - вариант метода КС с зондовыми установками очень малого размера, прижимаемыми к стенке скважины; очень эффективный метод выделения коллекторов в разрезе скважины;
- резистивиметрия - метод определения удельного сопротивления бурового раствора в скважине;
- токовый каротаж - наиболее простой из электрических методов с искусственным возбуждением поля; имеет две распространенные разновидности: ВТК (боковой токовый каротаж) и МСК (метод скользящих контактов);
- БК - боковой каротаж, использующий, в отличие от метода КС, зондовые установки с фокусировкой тока;
- ИК - индукционный каротаж, позволяющий охватить электрическими исследованиями сухие скважины и скважины, заполненные раствором на нефтяной основе, в которых невозможен электрический каротаж с гальваническим возбуждением поля (КС и БК);
- метод ПС - скважинный вариант метода естественного поля в электроразведке;
- метод МЭП (электродных потенциалов), не имеющий аналогов среди полевых методов;
- ЭК (электролитический каротаж) - аналог метода вызванной поляризации (каротаж ВП).

Методы радиоактивного каротажа (РК). При обозначении радиоактивных или ядерно-геофизических исследований принята система буквенных обозначений, в которой первая буква означает вид излучения, которым воздействуют на объект (Г - гамма-излучение; Н - нейтронное); вторая буква означает вид измеряемого излучения; третья - область применения (К - каротаж, скважина; О - опробование; А - анализ; М - метод вообще); четвертая буква, которая ставится в конце обозначения метода или перед ним, несет дополнительную информацию.

- ПС - гамма-каротаж, самый простой из методов РК, заключающийся в регистрации естественного гамма-излучения горных пород;
- ГТК - гамма-гамма-каротаж, имеющий две разновидности, выделяющиеся по решаемым задачам: плотностной (ПГТК) и селективный (СГТК или Z1TK);
- РРК - рентген-радиометрический каротаж, который в соответствии с принятой системой обозначений правильнее было бы назвать ГРК - гамма-рентгеновский каротаж;
- НГК - нейтронный гамма-каротаж со стационарным источником нейтронов - один из основных методов исследования нефтяных скважин;
- ННК - нейтрон-нейтронный каротаж с разновидностями: ННК-Т (по тепловым нейтронам), ННК-НТ (по надтепловым нейтронам), МНК -многозондовый нейтронный каротаж;
- ИННК - импульсный нейтронный каротаж, использующий импульсный генератор нейтронов с измерением различных продуктов взаимодействия нейтронов источника со средой: ИННК-Т, ИННК-НТ, ИНГК, ИНГК-С (спектрометрический);
- ГНК - гамма-нейтронный каротаж, основанный на явлении ядерного фотопоглощения гамма-квантов с испусканием нейтронов; этот эффект при относительно невысокой энергии гамма-квантов (1,67 МэВ) наблюдается только на ядрах атомов бериллия, благодаря чему метод обеспечивает точность определения содержания бериллия в рудах до 0,001%;
- НАК - нейтронно-активационный каротаж, заключающийся в измерении гамма-активности искусственных радионуклидов, образовавшихся в составе вещества горных пород под действием нейтронного облучения.

Прочие методы каротажа. В этом разделе объединяются методы, использующие различные физические поля, но не столь дифференцированные, как методы электрического или радиоактивного каротажа:

- АК - акустический каротаж - измерение скорости распространения И затухания упругих волн в стенках скважины;

* КМВ - каротаж магнитной восприимчивости;

- термокаротаж — измерение тепловых свойств стенок скважины (температуры или тепловых сопротивлений);

- механический каротаж (или каротаж по продолжительности проходки) - измерение продолжительности проходки каждого погонного метра ствола скважины непосредственно в процессе бурения;

- газовый каротаж - измерение содержания углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность в процессе бурения скважины.

2.2 Операции в скважинах. Название этого раздела является условным. В него включаются методы изучения технического состояния ствола скважины и некоторые операции, выполняемые внутри него.

Исследование технического состояния скважин играет важную роль ввиду того, что буровые скважины являются довольно дорогостоящими сооружениями. Бурение глубоких скважин ведется на протяжении нескольких месяцев, а сверхглубоких - нескольких лет. Так, например, Кольская сверхглубокая скважина (более 12 км глубины) находилась в бурении свыше 20 лет.

Контроль за техническим состоянием скважин позволяет, во-первых, предотвратить аварии при бурении и, во-вторых, учесть влияние скважины при количественной интерпретации данных ГИС. В этом разделе выполняются следующие методы и операции:

- кавернометрия - измерение среднего диаметра буровой скважины;

профилеметрия - измерение нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины;

- инклинометрия - измерение углов искривления скважины; пластовая наклонометрия - определение элементов залегания пластов, пересеченных скважиной;

потокотометрия - измерение скорости движения флюида по стволу скважины;

- отбор проб пластовых флюидов;

цементометрия - изучение качества цементации скважины; дефектометрия - изучение состояния стальных обсадных колонн (ОК) в скважинах; * прострелочные (или взрывные) работы:

• отбор "грунтов", т.е. проб грунта из стенок скважин;

• перфорация ОК;

• торпедирование скважин.

Следует отметить, что отбор грунтов и перфорация ОК могут проводиться и не взрывными способами.

2.3 Скважинная геофизика- это геофизические методы изучения геологического строения межскважинного, околоскважинного и призабойного пространства. Таким образом, скважинная геофизика отличается от каротажа гораздо большими объемами исследуемых горных пород. Этот раздел ГИС сформировался в 50-60 годах нашего столетия, хотя отдельные методы этой группы существовали и ранее. Например, метод "заряженного тела" (МЗТ) - с 1908 г.

Скважинная геофизика позволяет, с одной стороны, значительно увеличить геологическую информативность буровых скважин; с другой стороны - повысить глубинность геофизических исследований, поскольку, благодаря скважинам, дает возможность приблизить источники и измерители различных физических полей к объектам исследований. Основная область применения - месторождения различных руд и ископаемых углей.

Методы скважинной так же, как и полевой геофизики, подразделяются по природе исследуемых физических полей.

Скважинная электроразведка.

На постоянном токе:

- метод ЕП-С (естественного поля, скважинный вариант),

- МЗТ - метод заряженного тела,

- МЭК - метод электрической корреляции разрезов скважин.

На переменном токе:

- метод РВП - радиоволнового просвечивания,

- ДЭМПС — дипольного электромагнитного профилирования скважин,

- метод ННП-С - наземной незаземленной петли, скважинный вариант.

На импульсном токе:

- метод ВП-С - вызванной поляризации, скважинный вариант,

- МПП-С - переходных процессов, скважинный вариант,

- КСПК - контактный способ поляризационных кривых, реализующий метод полярографического анализа в скважинном варианте.

Трехкомпонентная скважинная магниторазведка (ТСМ)-измерение составляющих вектора напряженности земного магнитного поля в скважинах.

Скважинная гравиразведка- измерения силы тяжести в скважинах.

Скважинная сейсморазведка (межскважинное акустическое прозвучивание - МАП, вертикальное сейсмическое профилирование -ВСП и др.).

Скважинная термометрия - изучение объемной структуры тепловых полей в горных породах.

Скважинная радиометрия. Поскольку большинство радиоактивных излучений обладает небольшой проникающей способностью, то здесь может идти речь только лишь о методе подземной регистрации космических излучений (ПРКИ).

Скважинные геохимические методы — изучение первичных и вторичных ореолов рассеяния с привлечением электрических и ядерно-геофизических методов.

Курс ГИС включает в себя три перечисленных выше раздела, плюс еще два - раздел "Аппаратура и оборудование ГИС" в начале и раздел "Комплексирование методов ГИС на месторождениях различных полезных ископаемых" в конце курса.

Контрольные вопросы

1. Какое место занимают ГИС среди других отраслей разведочной геофизики?
2. Какие основные разделы включают в себя геофизические исследования скважин?
3. Перечислите геологические задачи, которые решаются с помощью методов каротажа.
4. В чем заключаются отличия каротажа от методов полевой геофизики?
5. По какому признаку подразделяются методы каротажа?
6. Какие технические характеристики скважин изучаются с помощью ГИС?
7. Перечислите работы в скважинах, выполняемые геофизической службой.
8. В чем заключаются отличия методов скважинной геофизики от каротажа?

Урок №2.

Тема:Электрические методы исследования скважин. Техника и методика измерений КС (метода кажущегося сопротивления)

План:

1. Электрические методы исследования скважин
2. Типы зондов КС
3. Схема регистрации диаграмм КС

1. Электрический каротаж - наиболее развитой и разветвленный вид каротажа. Его назначение - дифференциация разрезов скважин по электрическим свойствам и определение этих свойств.

Электрическая характеристика объекта исследований

Если первая задача электрического каротажа (расчленение пород по электрическим свойствам) решается довольно просто, то вторая -определение этих свойств - значительно сложнее. Это связано с тем, что породы в процессе бурения в них скважин подвергаются значительным изменениям (растрескиванию, пропитке фильтратом бурового раствора), приводящим к изменению их физических свойств. Наиболее сильно изменяются пористые и проницаемые породы, т.е. именно те породы-коллекторы, которые и представляют наибольший интерес при каротаже нефтяных и газовых месторождений. Под воздействием разности давлений - гидростатического давления в скважине и пластового давления -буровой раствор "залавливается", стремится проникнуть в поры пласта. Однако из-за того, что размер пор мал, в них попадает только водная основа, так называемый "фильтрат" глинистого бурового раствора, а

частицы глины оседают на стенке скважины, образуя глинистую корочку, толщина которой может достигать нескольких сантиметров.

В части пласта, прилегающей к стенкам скважины, фильтрат бурового раствора оттесняет и замещает пластовый флюид (нефть, газ или пластовую воду), образуя так называемую "зону проникновения бурового раствора". В зависимости от разности давлений и проницаемости пластов глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров. Внутри зоны проникновения выделяется "зона полностью промытых пород", в пределах которой весь пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора. Эта зона имеет толщину 1-3 дм и следует сразу за глинистой корочкой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (УЭС) напротив пласта коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения неодинаков в водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластах, как это показано на рис. 5.1, а и б.

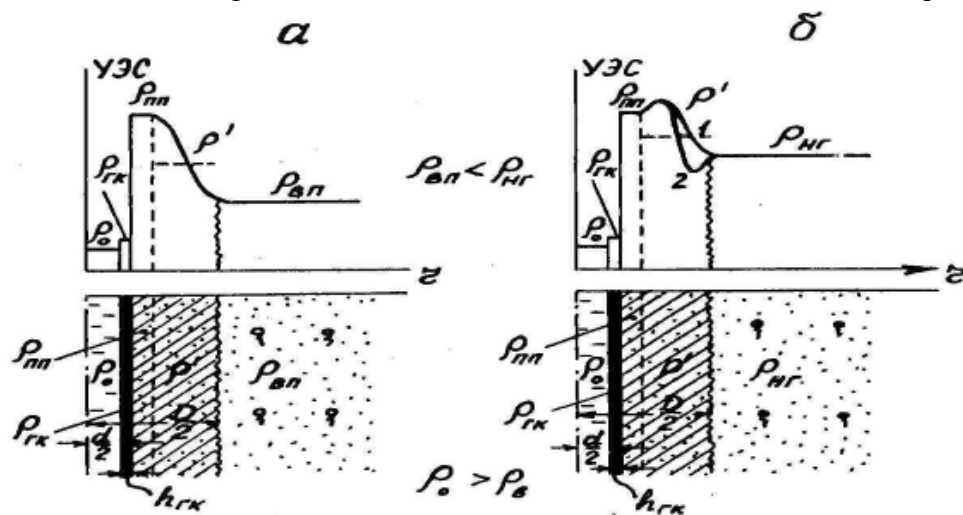


Рис. 5.1. Распределение электрических сопротивлений в радиальном направлении для водонасыщенного (а) и нефтегазонасыщенного (б) пласта-коллектора

На этих рисунках введены следующие обозначения: сопротивления бурового раствора - ρ_0 , глинистой корочки - $\rho_{гк}$; зоны полностью промытых пород - $\rho_{пп}$; усредненное сопротивление зоны проникновения в целом - ρ' ; водонасыщенного пласта - $\rho_{вп}$, нефтегазонасыщенного - $\rho_{нг}$; диаметр скважины - d ; диаметр зоны проникновения - D ; толщина глинистой корочки - $h_{гк}$.

Как следует из сравнения фигур а и б, и в водонасыщенном, и в нефтегазонасыщенном пластах при одинаковых значениях ρ_0 близки значения $\rho_{гк}$ и $\rho_{пп}$. Однако значения ρ' различаются. В нефтегазонасыщенных пластах очень часто сопротивление зоны проникновения за пределами полностью промытых пород превышает $\rho_{пп}$ и $\rho_{нг}$. Это объясняется тем, что фильтрат бурового раствора, оттесняя нефть из зоны полностью промытых пород, увеличивает ее концентрацию за пределами этой зоны, а поскольку нефть имеет очень высокое УЭС, то она увеличивает и сопротивление всей зоны проникновения в целом. По той же причине значительного (на несколько порядков) превышения УЭС нефти над УЭС пластовых вод сопротивление нефтегазонасыщенного пласта превышает сопротивление водонасыщенного $\rho_{нг} > \rho_{вп}$.

2. Типы зондов КС

Несмотря на то, что зонды КС состоят всего из 3-х электродов, различные комбинации этих электродов образуют зонды разного типа.

Предварительно договоримся, что те из электродов, которые имеют одно и то же назначение, мы будем называть **парными**. Так, парными являются питающие или токовые электроды А и В и измерительные, они же приемные, М и N.

Зонды КС принято обозначать сверху вниз, указывая между буквенными обозначениями электродов расстояние между ними в метрах. Такое обозначение называют *символом* зонда. Например, N 0,10 M, 0,95A.

Зонды, у которых сближены парные электроды, называются *градиент-зондами (lateral device)*; а зонды, у которых сближены непарные электроды - *потенциал-зондами (normal device)*.

Точка записи O, т.е. та точка зонда, к которой относятся результаты измерения, всегда располагается посередине между сближенными электродами, т.е. у градиент-зонда - между парными, а у потенциал-зонда - между непарными электродами.

Внутри каждой группы существует еще подразделение по месту расположения парных электродов и по количеству питающих электродов, как показано на рис. 5.3.



Рис. 5.3. Градиент- и потенциал-зонды КС

Так, зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного, называются *обращенными*, а те, у которых парные ниже непарного - *последовательными* зондами.

Зонды с одним питающим электродом называются *однополюсными* или зондами прямого питания, а зонды с двумя питающими электродами - *двупольными* или зондами взаимного питания.

И последний термин из описания зондов - *длина зонда L*.

У градиент-зонда за его длину принимают расстояние от удаленного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал-зонда - расстояние между сближенными электродами, т.е. для потенциал-зонда всегда $L=AM$, а для градиент-зонда $L=AO$ или $L=MO$.

По символу зонда всегда можно определить его полное название и длину, так, например, уже приводившийся нами символ N 0,10 M, 0,95A. означает: *обращенный градиент-зонд прямого питания*, длина зонда $l=1,0$ м.

Кроме градиент- и потенциал-зондов существуют еще так называемые "специальные зонды", которые приведены на рис. 5.4, а. Так, зонд AMN, у которого $AM=MN$, с равным основанием может быть отнесен и к потенциал-, и к градиент-зондам. Такой зонд называется *симметричным*, за точку записи принимают точку M. Зонд MAN называется *дифференциальным зондом Альпина*. Зонд N1M1AM2N2 представляет собой комбинацию *обращенного и последовательного градиент-зондов* и называется *двойным градиент-зондом*. Он хорошо дифференцирует высокоомный разрез, поэтому американские геофизики называют его *hard-rock device*, т.е. зонд для твердых пород. Существуют также *одноэлектродные зонды*, в которых один и тот же электрод играет роль и питающего и приемного. Такие зонды удобны для одножильного коротажного кабеля.

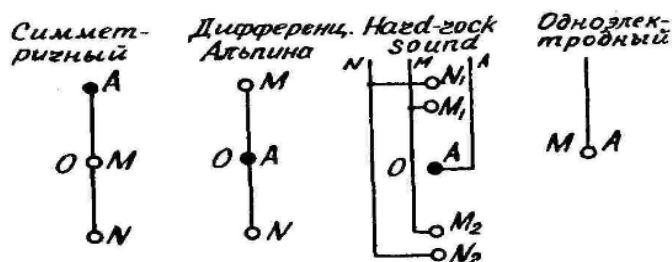


Рис. 5.4. Специальные зонды КС

Для уменьшения влияния низкоомного бурового раствора на величину КС по обе стороны от электродов зонда делают утолщения из изоляционного материала - "буфера". Общий вид бурового зонда представлен на рис. 5.5.



Рис. 5.5. Общий вид зонда КС

3. Схема регистрации диаграмм КС

Ниже будет рассмотрена схема записи диаграмм КС с автоматической каротажной станцией, оснащенной фоторегистратором.

Схема включает в себя токовую и измерительную цепь (рис. 5.6).

Токовая цепь питается от источника Ген переменного синусоидального тока частотой от 5 до 12,5 Гц. Таким источником может служить электромашинный усилитель или электронный генератор. Последовательно с питающими электродами включены: переменное нагрузочное сопротивление R_H , миллиамперметр mA и набор контрольных шунтов R_0 . R_H и mA служат для регулировки и контроля питающего тока, а R_0 - для его измерения и установки масштаба записи КС.

Измерительная цепь включает разделительный конденсатор C_p , не пропускающий на вход измерительного канала медленно меняющуюся разность потенциалов самопроизвольной поляризации ПС; выпрямитель Выпр и сглаживающий фильтр выпрямленного сигнала C_ϕ .

Схема измерительного канала КС включает 3 последовательно включенных зеркальных гальванометра, и уже рассматривалась нами ранее (см. рис. 3.4).

Согласно формуле (5.7):

$$\rho_K = K \frac{\Delta U}{I}.$$

Если задаться отклонением блика основного гальванометра, равным 1 см, то количество Ом-м в 1 см составит масштаб записи n , т.е. $\rho_K = n$, а

$$\Delta U \frac{mB}{cm} = m \quad \text{- постоянную измерительного канала по напряжению, см}$$

следовательно:

$$n = K \frac{m}{I}. \quad (5.8)$$

Для измерения силы тока измерительный канал КС подключают к одному из контрольных шунтов R_0 (пунктирные линии на рис. 5.6).

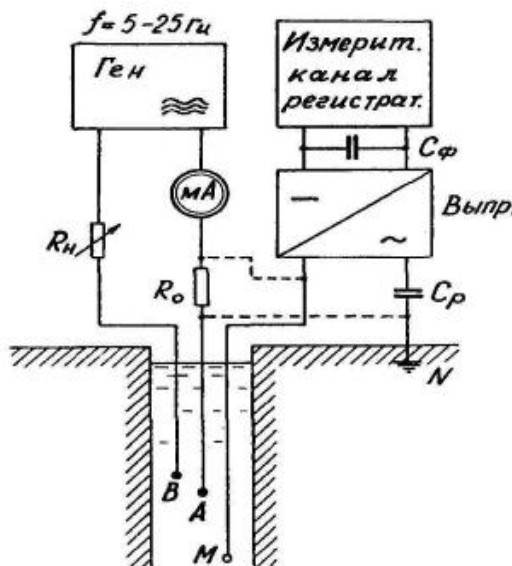


Рис. 5.6. Схема записи диаграммы КС на трехжильном кабеле

По закону Ома:

$$I = \frac{\Delta U_0}{R_0} = \frac{m \cdot I_0}{R_0}, \quad (5.9)$$

где I_0 - отклонение блика основного гальванометра измерительного канала при подключении его к R_0 .

Подставив значение I в формулу (5.8), получим

$$n = K \frac{m}{m \cdot I_0} R_0 = R_0 \frac{K}{I_0}.$$

Это означает, что для записи диаграммы КС в заданном масштабе n необходимо подключить измерительный канал КС к контрольному шунту R_0 в токовой цепи и добиться посредством изменения силы тока в цепи АВ или чувствительности измерительного канала такого отклонения бликаосновного гальванометра I_0 , чтобы $I_0 = R_0 \frac{K}{n}$ (5.10). Затем, не изменяя силы тока и чувствительности измерительного канала, ко входу последнего подключают приемные электроды МН и приступают к регистрации КС при подъеме зонда по скважине.

Контрольные вопросы:

1. Почему электрическое сопротивление пласта-коллектора изменяется в радиальном направлении по мере удаления от оси скважины?
2. Почему УЭС нефтенасыщенного пласта больше, чем УЭС водонасыщенного?
3. Выведите формулу КС.
4. Какой зонд называется градиент-зондом и какой потенциал-зондом?
5. Дайте полную характеристику зонда по его символу А 0,5М 4,0А.
6. Поясните назначение всех элементов в схеме регистрации диаграмм КС на рис. 5.6.

Урок №3.

Тема: Техника и методика измерений метода БКЗ (боковое каротажное зондирование), МЗ (микрозондирование)

План:

1. Боковое каротажное зондирование. Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ
2. Методика БКЗ
3. Стандартные зонды КС
4. Метод микрозондов (микрокаротаж)

1. Метод боковых каротажных зондирований. *Боковые каротажные зондирования (БКЗ)* - это основной метод определения УЭС горных пород в условиях буровых скважин. Большой вклад в теорию и практику БКЗ внесли отечественные геофизики - В.А. Фок, Л.М. Альпин, С.Г. Комаров, Р.М. Дахнов.

Сущность метода БКЗ заключается в измерении кажущегося сопротивления горных пород зондами одного типа, но разной длины.

Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ. Метод БКЗ аналогичен методу ВЭЗ в электроразведке.

В ВЭЗ изучают изменение p_{κ} увеличением разносов питающей установки, т.е. с увеличением глубины проникновения электрического тока.

В БКЗ также изучают изменение p_{κ} увеличением глубины проникновения тока - по мере увеличения длины зонда. При малых зондах $L < d$ ток замыкается в малом объеме, внутри скважины, и получаемое p_{κ} определяется, в основном, сопротивлением бурового раствора p_0 . С увеличением длины зонда ток проникает все дальше от оси скважины, захватывая сначала зону проникновения бурового раствора с сопротивлением p' , а затем и неизменную часть пласта с сопротивлением p . Соответственно, меняются и получаемые значения p_{κ} . Результат БКЗ представляет собой кривую зависимости $p_{\kappa} = f(L)$, построенную в билогарифмическом масштабе.

Такие же кривые $p_{\kappa} = f(AB/2)$ строят и в ВЭЗ.

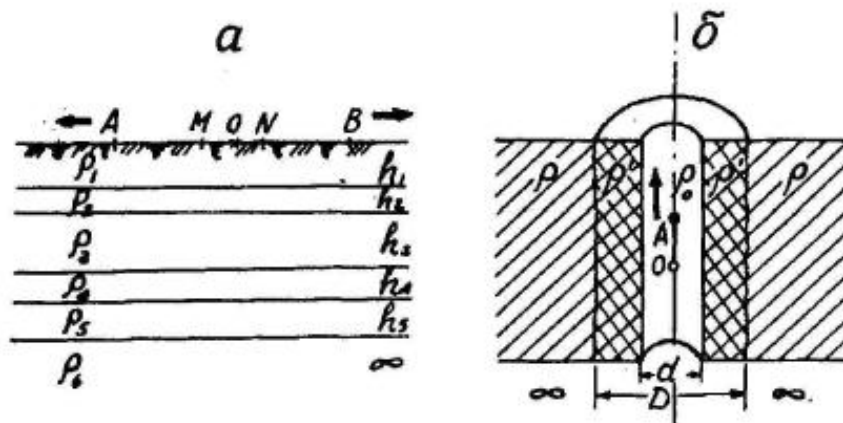


Рис. 7.2. Форма слоев различного сопротивления в случае ВЭЗ (а) и БКЗ (б)

Однако аналогия между методами БКЗ и ВЭЗ не полная, между ними имеются и отличия. Во-первых, метод ВЭЗ предназначен для горизонтально слоистых сред; границы слоев, имеющих разное электрическое сопротивление - параллельные плоскости; в БКЗ границы слоев с разным сопротивлением цилиндрические, коаксиальные (соосные), как показано на рис. 7.2, б. Во-вторых, число слоев в ВЭЗ не ограничено, а в БКЗ их количество не может быть более 3: скважина, зона проникновения бурового раствора, пласт. В-третьих, при ВЭЗ возможны самые разные соотношения между сопротивлениями слоев. Так, для трехслойного разреза возможны 4 вида сочетаний сопротивления этих слоев, соответственно которым получают 4 типа трехслойных кривых ВЭЗ (Н, К, А и Q). В БКЗ сопротивление зоны проникновения ρ' не может быть меньше, чем сопротивление бурового раствора ρ_0 . Это объясняется тем, что зоны проникновения возникают только на пластах-коллекторах - песчаниках, алевролитах, пористых известняках. Сопротивление минерального скелета этих пород всегда больше, чем сопротивление бурового раствора. По этой причине и сопротивление всей зоны проникновения, представляющей минеральный скелет, поры в котором заполнены фильтратом бурового раствора, всегда больше, чем сопротивление самого раствора: $\rho' > \rho_0$. Обратного соотношения не бывает.

2.Методика БКЗ

Для проведения БКЗ используют набор из 4-6 зондов одного типа, например, обращенных или последовательных градиент-зондов длина которых возрастает от $1 \ll /$ до $1 \ll \Delta 0 < *$. Каждый последующий зонд примерно вдвое длиннее предыдущего. Кроме того, в комплект зондов БКЗ включают еще 1 зонд, "перевернутый" по отношению к остальным (т.е. последовательный, если остальные обращенные, и наоборот), 1 потенциал-зонд и резистивиметр. Записывают также диаграмму ПС и кавернограмму.

Для повышения производительности измерений применяют так называемые комплексные приборы электрического каротажа, состоящие из многоэлектродного зонда с резистивиметром и электронного блока. Такой прибор позволяет за 1 спуско-подъемную операцию записать 3 диаграммы КС с разными зондами и ПС. Передача 3 сигналов КС по одной f той же линии связи достигается за счет применения частотной модуляции на разных несущих Частотах (7,8; 14,0; 25,7 кГц); сигнал ПС передается постоянным током.

При построении кривых БКЗ используют средние значения ρ_k , которые считывают с диаграмм КС, как это показано на рис. 7.7.

Длины градиент-зондов определяются как расстояние от непарного электрода А до средней точки между парными электродами М и N, последняя является точкой записи градиент-зонд а. Длина потенциал-зонда — расстояние между непарными сближенными электродами, точка записи соответствует средней точке между ними.

Допускается реализация БКЗ нефокусированными зондами других размеров и типов (например, потенциал-зондами) при условии, что для такой технологии имеется метрологическое и методическое обеспечение, удовлетворяющее требованиям п. 14.1.6.

Модуль БКЗ может комплексоваться с любыми другими модулями. Техническим ограничением для комплексования является длина скважинного прибора, включающего «косу» с измерительными электродами.

3. Стандартные зонды КС

Недостаток метода БКЗ - большая трудоемкость (3-4 спуска комплексного скважинного прибора), продолжительная обработка и интерпретация. По этой причине БКЗ, как правило, выполняют только в продуктивной части разреза нефтяных скважин, где по УЭС оценивают пористость и нефтенасыщенность коллекторов. Всю остальную часть разреза каротируют одним стандартным зондом КС.

В качестве стандартного зонда выбирают такой зонд из набора зондов БКЗ, который дает p^{cp}_k , близкое к истинному сопротивлению пласта, и хорошо "отбивает" контакты наиболее интересных пластов.

Для выбора стандартного зонда проводят и обрабатывают результаты БКЗ по всему стволу одной или двух скважин на месторождении.

Так, например, для нефтяных месторождений Западной Сибири в качестве стандартного принят зонд В0,5А2,0М; для карбонатных отложений Волго-Уральской нефтяной провинции — М4,0А0,5В; для медно-колчеданных месторождений Урала - метровые и полуметровые градиент-зонды.

Применение стандартных зондов упрощает сопоставление диаграмм КС, записанных в разных скважинах.

4. Метод микрозондов (микрокаротаж)

Этот метод предназначен для выделения коллекторов в разрезах скважин, изучения их строения и определения сопротивления зоны проникновения бурового раствора p' . За границей этот метод известен под фирменными названиями Microlog и Minilog.

Сущность метода заключается в измерении КС двумя зондами с очень малыми расстояниями между электродами, которые установлены на "башмаке" из нефтестойкой резины, прижимаемом к стенке скважины. Расстояние между центрами электродов - 2,5 см. Из трех электродов на "башмаке" собирают 2 микрозонда: микроградиент-зонд АМН и микропотенциал-зонд АМ, диаграммы которых регистрируют одновременно. Существуют микрозонды на трехжильном и одножильном кабеле. В последнем информация о двух измеряемых параметрах $p^{мгз}$ и $p^{мпз}$ передается по одной и той же линии связи: центральной жиле кабеля (ЦЖК) и оплетке кабеля (ОК) за счет частотной модуляции двух разных несущих частот - 7,8 и 14,0 кГц. Коэффициенты зондов определяют экспериментально при измерениях в жидкости с известным сопротивлением.

Конструкция микрозонда показана на рис. 8.1, а, а упрощенная схема измерений с ним - на рис. 8.1, б.

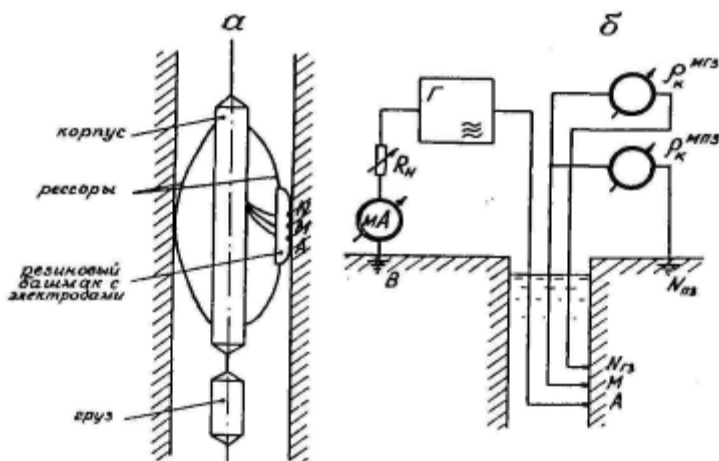


Рис. 8.1. Конструкция микрозонда (а) и упрощенная схема одновременной записи диаграмм КС микропотенциал- и микроградиент-зондов (б)

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность метода БКЗ?
2. Назовите 3 основных различия между БКЗ и ВЭЗ.
3. Чем отличаются кривые зондирования от кривых БКЗ?
4. Каким требованиям должен удовлетворять стандартный зонд КС?
5. Для чего предназначен метод микрозондов?

Урок №4.

Тема: Техника и методика измерений БК (боковой каротаж), МБК (микробоковой каротаж)

План:

1. Метод бокового каротажа
2. Микробоковой каротаж

1. Метод бокового каротажа (БК) направлен на устранение основного недостатка классического метода КС, заключающегося во влиянии скважины, точнее, заполняющего ее бурового раствора, на измеренное ρ_k .

Синонимами этого метода являются: метод фокусированных зондов, метод сопротивления экранированного заземления (СЭЗ); за рубежом - Laterolog, QuardLog и FocusLog.

Наиболее ценные результаты этот метод дает при каротаже тонких пластов ($h < l, 2vi$) при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором ($p_{пл} / p_0 > 100$ и $p_{ВМ} / P_0 > 10$), т.е. именно в тех случаях, когда обычные зонды дают очень плохие результаты из-за экранирования тока тонкими высокоомными пластами и из-за сильного влияния скважины и вмещающих пород.

БК применяется в нескольких вариантах: с трехэлектродными, семи-электродными и многоэлектродными зондами.

Принцип действия зондов БК основан на том, что в зонде, помимо основного питающего электрода А, имеются дополнительные -фокусирующие (или экранные) электроды A_1 и A_2 .

Электрические потенциалы основного и фокусирующего электродов поддерживаются очень близкими между собой, что заставляет ток, стекающий с основного электрода, направляться перпендикулярно оси скважины, в ее стенки. В результате сопротивление бурового раствора, вмещающих пород и ограниченная мощность пластов оказывают меньшее влияние на измеряемую величину, которая в БК носит название *эффективного сопротивления* - ρ_3 .

Рассмотрим работу трехэлектродного и семиэлектродного зондов БК (рис. 8.4, а и б).

В трехэлектродном варианте используется зонд с линейными электродами. Центральный электрод A_0 имеет длину 0,15 м, экранные A_1 и A_2 - 1,5 м. Все 3 электрода соединяются между собой практически накоротко, что обеспечивает равенство их потенциалов и направляет ток центрального электрода в стенки скважины (заштрихованная зона на рис. 8.4, а). Ток, вырабатываемый генератором Г, поддерживается постоянным. В процессе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из токовых электродов и удаленным от зонда электродом N:

$$\rho_3 = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (8.3)$$

и т.к. $I = const$, ρ_3 пропорционально зарегистрированной разности потенциалов ΔU . Недостаток трехэлектродного варианта БК - в плохой разрешающей способности по мощности пластов. Поскольку центральный электрод линейный, аппаратура не дает возможности определения мощности пластов меньшей, чем длина центрального электрода. ρ_3 будет повышенным все время, пока АQ проходит мимо пласта.

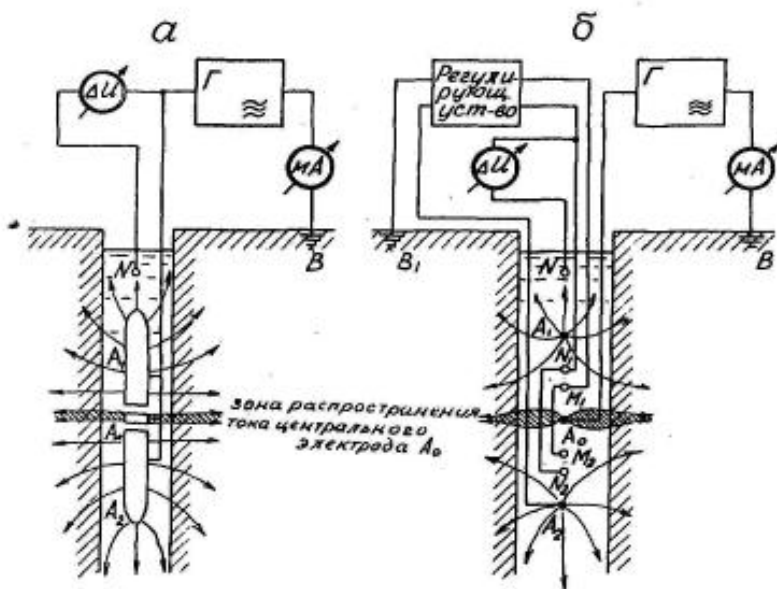


Рис. 8.4. Схемы бокового каротажа с трехэлектродным (а) и семиэлектродным (б) зондами

Этого недостатка лишен семиэлектродный вариант, в котором используются точечные электроды. Кроме центрального A_0 и экранных электродов A_1 и A_2 зонд содержит еще 2 пары измерительных электродов, попарно соединенных друг с другом и расположенных между токовыми.

Эти электроды называются *следящими*. Разность потенциалов со следящих электродов подается на вход автоматического регулирующего устройства, к выходу которого подключены экранные электроды A_1 и A_2 и поверхностный электрод В. Регулирующее устройство работает таким образом, чтобы напряжение на его входе поддерживалось равным нулю. Это условие выполняется при равенстве потенциалов электродов A_1, A_0, A_2 , благодаря чему ток центрального электрода направляется в стенки скважины и не растекается по ее стволу. В ходе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из следящих электродов и удаленным электродом N, ρ_r вычисляется по той же формуле (8.3).

2. Микробоковой каротаж

Метод микрозондов не позволяет точно определить сопротивление промытых пород в скважинах, пробуренных на высокоминерализованном буровом растворе или тогда, когда толщина глинистой корки превышает 1,5 см.

Для таких случаев предложен микробоковой каротаж (МБК или БМК).

На рис. 8.7 представлена система электродов и распределение токовых линий одной из разновидностей зондов МБК. На башмаке из нефтестойкой резины установлен центральный точечный электрод A_0 и кольцевой экранный электрод A_2 между ними располагаются два следящих электрода M_1 и M_2 , также имеющие форму колец. Как видно на чертеже продольного разреза через башмак, расположение электродов и распределение токовых линий аналогично семиэлектродному зонду БК, но в миниатюре (диаметр электрода А) равен 9 см).

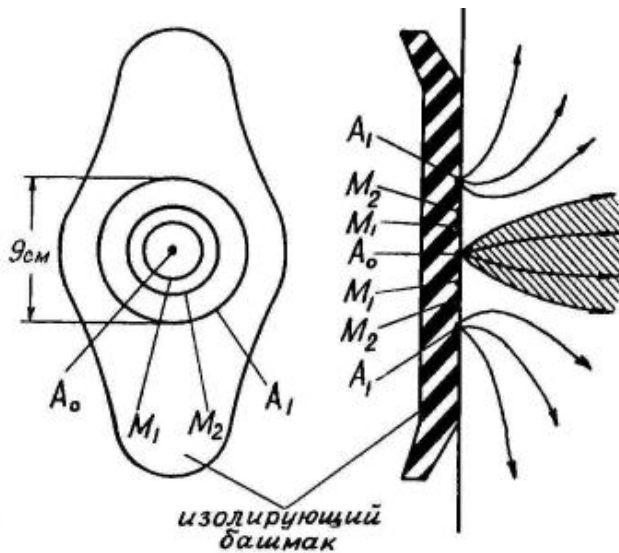


Рис. 8.7. Система электродов и распределение токовых линий зонда микробокового каротажа

Форма башмака и электродов зонда может быть и другой.

В процессе каротажа измеряют разность потенциалов между одним из следящих электродов и корпусом зонда. Измеряемая разность потенциалов пропорциональна ρ_3 .

Диаграмма МБК, благодаря фокусировке тока и малым размерам электродов, очень отчетливо расчленяет разрез скважины. Особенно резкой дифференциацией характеризуются трещинно-кавернозные породы. Границы пластов определяют так же, как и в БК - по точкам резкого возрастания ρ_3 .

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен метод бокового каротажа?
2. Сформулируйте область применения БК.
3. Как определяют контакты пластов по диаграммам БК?
4. Для чего нужен микробоковой каротаж?

Урок №5.

Тема: Техника и методика измерений ИК (индукционный каротаж)

План:

1. Техника измерений ИК
2. Методика измерений ИК
3. Факторы влияющие на сигнал ИК.

1. Индукционный каротаж (ИК) первоначально был предназначен для электрических исследований в сухих скважинах или скважинах, бурящихся на непроводящих (нефтяных) растворах. Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами. Особенно хорошие результаты дает при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом/м).

Прибор индукционного каротажа (рис. 9.1) содержит генераторную КГ и приемную КП катушки, размещенные в корпусе из прочного диэлектрика. Расстояние L между ними называется *длиной зонда*. Через генераторную катушку пропускается переменный ток генератора с частотой 10-200 кГц. Переменное магнитное поле этого тока индуцирует вихревые токи в породах, окружающих скважинный снаряд. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, индуцирует в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и $L - const$, то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды σ :

$$e = c \cdot \sigma \quad (9.1)$$

и, следовательно, обратно пропорциональна электрическому сопротивлению ρ , измеряется σ в $\frac{\text{Сим}}{\text{м}} = \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$; c – постоянная, зависящая от конструкции зонда.

2. Перед спуском в скважину снаряд настраивается с помощью дополнительных компенсационных катушек так, чтобы отсчет в воздухе был равен 0. Поскольку регистрируемый сигнал в индукционном каротаже пропорционален кажущейся проводимости, то масштаб проводимостей на диаграммах получается линейным, а масштаб сопротивлений – гиперболическим, растянутым в области низких сопротивлений и сжатым в области высоких. Эта особенность диаграмм обеспечивает хорошую дифференциацию разреза с удельными электрическими сопротивлениями только до 50 Ом-м.

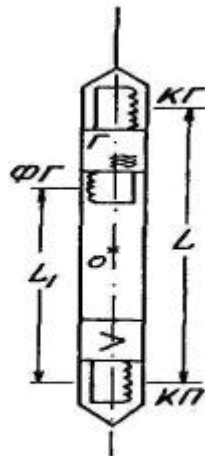


Рис. 9.1. Конструкция скважинного снаряда индукционного каротажа

3. Факторы влияющие на сигнал ИК. Для уменьшения влияния скважины и зоны проникновения на суммарный сигнал ИК в зонд вводят дополнительные генераторные катушки, называемые *фокусирующими*. Фокусирующие катушки ФГ (см. рис. 9.1) включают навстречу основной и поэтому сигнал, который наводится ими в приемной катушке КП, вычитается из сигнала основной генераторной катушки КГ. Для полного исключения влияния зоны проникновения вводят не одну, а несколько дополнительных катушек, с их помощью удается скомпенсировать влияние цилиндрической зоны, расположенной в радиусе от 0 до 50-100 см. Основное влияние на измеряемый сигнал в многокатушечном зонде оказывает зона радиусом от 0,5-1,0 до 1,5 м.

Скважина практически не влияет на результаты измерений при $d < 0,4$. При диаметре $d > 0,4$ влияние скважины может быть определено по показаниям против плотных, высокоомных пород.

Кривая индукционного каротажа против таких пластов должна доходить до нулевой линии ($\sigma=0$; $\rho=\infty$). Поправка на влияние скважины может быть введена непосредственно на диаграмме путем соответствующего смещения нулевой линии.

Зона проникновения при неглубоком ($2 - 4d$) проникновении не вносит искажений в результаты измерений. В случае глубокого, и особенно понижающего проникновения, удельное сопротивление пород может быть найдено только при интерпретации комплексных электрических измерений.

Вмещающие породы в индукционном каротаже влияют на результаты измерений значительно меньше, чем в методе КС, а для пластов мощностью более 2-4 м (в зависимости от марки зонда) этим влиянием можно пренебречь.

Для тонких пластов на основании вертикального геометрического фактора рассчитаны палетки учета влияния вмещающих пород.

Контрольные вопросы:

1. Почему в скважинах, заполненных раствором на нефтяной основе, не возможен каротаж обычными зондами КС?
2. Какова область применения индукционного каротажа ИК?
3. Какую роль в зонде ИК играют дополнительные фокусирующие катушки?
4. Каковы недостатки ИК?
5. Имеет ли смысл проводить ИК на карбонатном разрезе? Если нет, то почему?

Урок №6.

Тема: Техника и методика измерений ПС (потенциалов собственной поляризации), ТК (токовый каротаж)

План:

1. Измерения потенциалов собственной поляризации
2. Помехи и искажения при записи кривой ПС
3. Методика токового каротажа

1. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) предусматривает измерение потенциала или градиента потенциала естественного электрического поля, вызванного самопроизвольной поляризацией горных пород, относительно потенциала на дневной поверхности. Единица измерения — милливольт (мВ).

Измерительный зонд состоит из электрода *M*, расположенного на изолированном основании (например, среди электродов БКЗ), и удалённого неподвижного электрода (заземления) *N*, опущенного в ёмкость с промывочной жидкостью на дневной поверхности. Точка записи ПС совпадает с положением электрода *M*.

Регистрацию потенциалов ПС выполняют одновременно с любыми другими измерениями без ограничений.

Электроды *M* и *N* изготавливают из свинца для исключения влияния на измеряемую величину нестабильной электродной разности потенциалов.

В случае невозпроизводимого смещения кривой ПС, свидетельствующего о нестабильности электродных потенциалов, применяют неполяризующийся электрод *M*, который представляет собой свинцовый электрод, помещённый в брезентовый мешочек с насыщенным раствором хлористого натрия.

В районах с высоким уровнем блуждающих токов измерения ПС выполняют стабильным зондом, который состоит из электрода *M* и расположенного в 3-6 м от него длинного (более 30 м) эквипотенциального электрода *N*. Этот электрод выполняют из нескольких свинцовых электродов, соединённых проводом малого сопротивления. Длинный электрод может быть разделён на две одинаковые части, расположенные по обе стороны от электрода *M*. Не допускается применение брони кабеля в качестве длинного электрода стабильного зонда.

При очень высоком уровне блуждающих токов вместо потенциала измеряют градиент потенциала ПС по скважине. Для этого используют зонд с двумя обычными свинцовыми электродами, расположенными на расстоянии 0,2-1 м друг от друга.

Требования к методическому обеспечению метода заключаются в наличии интерпретационных зависимостей, отражающих влияние на амплитуду ПС условий измерений: толщин и удельных электрических сопротивлений исследуемых пластов, удельных сопротивлений вмещающих пород, удельных сопротивлений и температуры промывочной жидкости.

Первичная и периодические калибровки регламентируются только для цифровых приборов, а полевая — для аналоговых с оцифровкой данных в наземном регистраторе. Калибровка включает запись нуль-сигнала при закороченных электродах *M* и *N* и стандарт-сигнала, когда в цепь электродов *M* и *N* включён градуированный компенсатор поляризации (ГКП) с напряжением 25, 50, 100 мВ (в зависимости от амплитуд ПС, наблюдаемых в исследуемом разрезе).

Исследования в скважинах выполняют согласно общим требованиям.

2. При записи кривой ПС возможны следующие помехи и искажения:

Искажения из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов, которые обнаруживают по изменению показаний при неподвижном зонде, изменениям кривой ПС при повторном замере, по волнистой форме кривой и наличию на ней не согласующихся с разрезом значений. Для устранения этих искажений необходимо последовательно:

- изменить положение электрода N в ёмкости с промывочной жидкостью, погрузить его в скважину или использовать в качестве заземления обсадную колонну;
- выбрать время измерений, когда помехи от блуждающих токов минимальны;
- приостанавливать бурение или эксплуатацию соседних скважин, если помехи вызваны работающими там промышленными установками;
- применить стабильный зонд (пп. 14.2.2.4).

Искажения кривой ПС гальванокоррозией груза или кожуха скважинного прибора, возникающие в разрезах, представленных породами с высокими удельными электрическими сопротивлениями. Эти искажения обнаруживают по различиям в кривых ПС, записанных с электродами, находящимися на одинаковом расстоянии от скважинного прибора, а также по сходству отдельных участков кривой ПС с кривой КС.

Влияние гальванокоррозии устраняют удалением электрода M на 5-20 м от металлических деталей, являющихся ее источником, или изоляцией этих металлических деталей.

Искажения кривой ПС, вызванные ЭДС, индуцируемой в геофизическом кабеле при вращении барабана лебёдки с намагниченными стальными деталями. Эта ЭДС накладывается на кривую ПС в виде синусоиды с периодом, соответствующим одному обороту барабана.

Помеху от влияния намагниченности лебёдки устраняют размагничиванием или заменой барабана лебёдки.

Контроль качества регистрации ПС предусматривает:

Сопоставление основной и повторной записей. Относительные расхождения зарегистрированных амплитуд ПС не должны превышать $\pm 5\%$.

Определение искажений кривой ПС, вызванных сползанием «линии глины», поляризацией электродов, намагниченностью лебёдки, гальванокоррозией, блуждающими токами, которые не должны превышать $\pm 20\%$ от максимально возможной амплитуды ПС для пород изучаемого интервала. Подсчёт количества сбоев цифровой записи в интервале исследований, которое не должно превышать двух на 100 точек записи данных.

Твёрдые копии результатов измерений представляют в линейном масштабе в треке Т1 стандарта АР1 (рис. 1). Масштаб кривой выбирают из ряда 25; 12,5; 5 и 2,5 мВ/см

3. Токовый каротаж (ТК) является наиболее простым из методов, направленных на дифференциацию разрезов скважин по электрическому сопротивлению.

Принципиальная схема метода представлена на рис. 9.8. Ток в цепи электродов АВ определяется переменным сопротивлением электрода А, перемещаемого по скважине, а оно, в свою очередь, зависит от сопротивления горных пород, через которые он проходит (остальные сопротивления в цепи АВ не меняются).

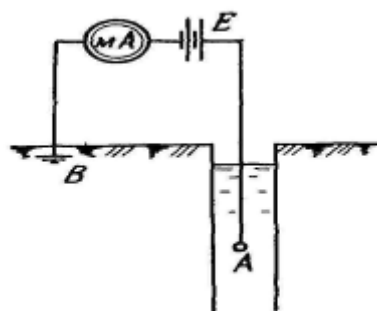


Рис. 9.8. Принципиальная схема токового каротажа

В тех случаях, когда сопротивление пород минимальное, а кривая КС идет по значениям, близким к 0, на диаграмме ТК фиксируются максимальные показания, на фоне которых хорошо выделяются все подробности строения низкоомных зон.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите физико-химические процессы, вызывающие образование естественных электрических полей в скважинах.
2. Чем отличается подвижность ионов в растворе от скорости их движения?
3. Что такое "прямое" и что такое "обратное" поле ПС?
4. Какую интенсивность имеют аномалии ПС диффузионно-адсорбционного происхождения?
5. Какие условия необходимы для возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов?
6. От чего зависит знак фильтрационных потенциалов?
7. Какую величину имеют фильтрационные потенциалы?
8. Почему фильтрационные потенциалы на поверхности намного интенсивнее, чем в скважинах?
9. Объясните возникновение окислительно-восстановительных потенциалов.
10. Какую величину имеют аномалии ПС окислительно-восстановительного происхождения?
11. Объясните, какой знак имеют аномалии ПС над обсадными трубами.

Урок №7.

Тема: Ядерно-физические методы исследования скважин. Техника и методика измерений ГК (гамма-каротаж)

План:

1. Гамма-каротаж
2. Техника и методика измерений ГК (гамма-каротаж)

1. Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении γ -излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависят от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K . Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном изменения содержания ЕРЭ и, соответственно, своим диапазоном естественной радиоактивности.

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,7% радиоактивного изотопа K^{40}), минимальной - ультраосновные породы. Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрохимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение представляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью, благодаря содержащемуся в *та K*.

2. Техника и методика измерений ГК. Аппаратура ГК имеет, в принципе, такое же устройство, как и полевые радиометры. Отличия заключаются в том, что, во-первых, в каротажных радиометрах детектор γ -квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала подсоединяется к измерительному пульта через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких

километров и, во-вторых, в том, что в измерительном пульте предусмотрен вывод сигнала на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины.

Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг (единица СИ) или в мкР/час (внесистемная единица); $1 \text{ пА/кг} = 13 \text{ мкР/час}$.

В качестве детекторов γ -квантов используются, главным образом, сцинтилляционные счетчики, причем для повышения их термостойкости кристалл-сцинтиллятор вместе с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) помещают в сосуд Дьюара (пример тому -

двухканальный радиометр сцинтилляционный термостойкий ДРСТ-2). Как правило, каротажные радиометры являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал, предназначенный для одновременной записи еще одной диаграммы - НГК, ГТК или ГНК.

Современные каротажные радиометры обеспечивают возможность не только определения интегральной интенсивности I_y , но и возможность спектрометрии, т.е. определения энергии поступающих на детектор γ -квантов, что позволяет определить, с каким ЕРЭ связана радиоактивность горной породы. Для этого один канал радиометра настраивают на энергию основной линии γ -излучения Ra^{226} - 1,76 МэВ, другой - на основную линию Th^{232} - 2,6 МэВ и третий - на энергию γ -излучения K^{40} - 1,46 МэВ.

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного снаряда. Поскольку все радиометры обладают определенной постоянной времени интегрирующей ячейки, то скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной интересующей исследователя мощности h показания радиометра успели достичь максимальных значений I_{TM} . При более высокой скорости, как это показано на рис. 12.1, аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине. Оптимальную скорость каротажа вычисляют, исходя из мощности пластов h в метрах и постоянной времени τ_R в секундах по формуле

$$V_{opt} = \frac{1800 h}{\tau_R} \text{ м/час.} \quad (12.1)$$

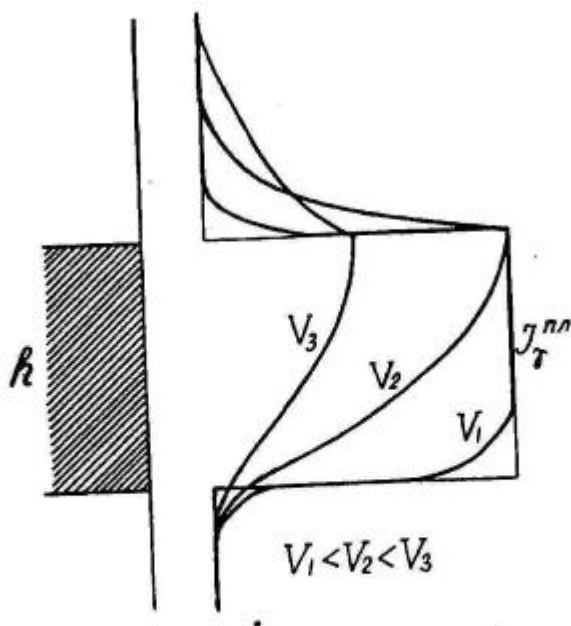


Рис. 12.1. Зависимость конфигурации аномалии гамма-каротажа над пластом повышенной радиоактивности от скорости каротажа

В общем случае скорость ГК не должна превышать 360-400 м/час.

Контрольные вопросы:

1. В чем заключается сущность гамма-каротажа?
2. Назовите основные естественные радиоактивные элементы.
3. Какие магматические породы и почему обладают повышенной радиоактивностью? Какие осадочные?
4. Какие Вам известны детекторы гамма-квантов?
5. Какие основные узлы входят в состав каротажных радиометров?
6. Почему ограничена скорость ГК?

Урок №8.

Тема: Техника и методика измерений ГГК (гамма-гамма каротаж)

План:

1. Плотностной гамма-гамма-каротаж
2. Селективный гамма-гамма-каротаж

1. Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ -квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Таковыми источниками являются искусственные изотопы Co^{60} ($E_\gamma = 1,17$ МэВ и $1,33$ МэВ), Cs^{137} ($E_\gamma = 0,66$ МэВ) и естественный ЕРЭ - Ra^{226} , который дает целый спектр γ -квантов с энергиями от $0,35$ до $1,76$ МэВ. Длина зондов от 20 до 50 см.

Область применения ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных и газовых, углеразведочных и рудных скважин.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Как известно, плотность породы σ_n , и коэффициент пористости K_n связаны функциональной зависимостью

$$\sigma_n = (1 - K_n) \cdot \sigma_{ск} + K_n \cdot \sigma_{жс} \quad (12.11)$$

где $\sigma_{ск}$ и $\sigma_{жс}$ - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры породы. Эти параметры определяют при лабораторных исследованиях керна.

Плотность породы в целом σ_n определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности. Выражение для K_n получают из уравнения (12.11).

ГГК-П применяют также при цементометрии эксплуатационных скважин для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня $2,2$ г/см³, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, **1,0-1,2** г/см³.

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов.

Поскольку плотность углей ($\sigma_y = 1,15-1,75$) г/см³ намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ($\sigma_{вм} = 2,5 - 2,7$) г/см, то над угольными интервалами интенсивность рассеянного γ -излучения значительно повышается (рис. 12.7).

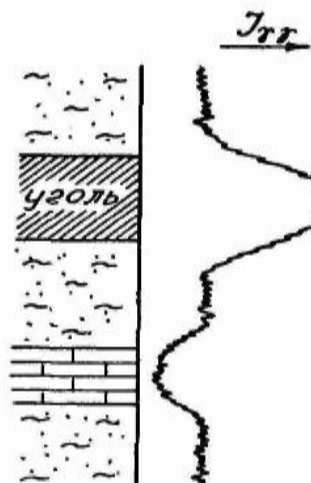


Рис. 12.7. Аномалии на диаграмме плотностного гамма-гамма-каротажа над пластами пониженной (ископаемый уголь) и повышенной (известняк) плотности

Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимумы аномалии.

На рудных месторождениях ГГК-П применяют для выделения рудных интервалов в тех случаях, когда их выделение затруднено по данным других методов.

2. Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же Z-ГГК) основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии γ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_\gamma < 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные радионуклиды: Sn^{119} ($E_\gamma = 0,39$ МэВ), Se^{75} ($E_\gamma = 0,27$ МэВ), Hg^{203} ($E_\gamma = 0,28$ МэВ). Длина зонда 10-20 см.

Область применения ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет $z_{\text{эф}} \approx 6$, поскольку состоит из углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа, $z_{\text{эф}}$ золы составляет 12-13 единиц.

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного γ -излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т.е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, автором совместно с доц. Бредневым И.И. и к. г.-м. н. Коргулем Г.Г. предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК. Согласно этому способу, ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным $z_{\text{эф}}$ и после. В качестве такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30% концентрации его $z_{\text{эф}} = 45,6$. У минерального скелета песчаников $z_{\text{эф}} = 12,4$, у известняков - 15,0.

Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает $z_{\text{эф}}$ коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 12.10, а. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким $z_{\text{эф}}$ (рис. 12.10, б). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с $K_n = 2\%$. Способ признан изобретением и защищен патентом Российской Федерации № 1702793.

Контрольные вопросы

1. Как устроен скважинный прибор ГГК?
2. Чем отличается плотностной ГГК от селективного?
3. Какие задачи решаются с помощью ГГК-П на нефтяных и рудных месторождениях?
4. Какие задачи решаются с помощью ГГК-С?

Урок №9.

Тема: Техника и методика измерений НГК (нейтронный гамма каротаж)

План:

1. Нейтронный гамма-каротаж (НГК)
2. Техника и методика измерений НГК

1. Метод НГК является одним из ведущих методов исследования скважин нефтяных и газовых месторождений. В комплексе с другими методами нейтронный гамма-каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки пористости, отбивки водонефтяного и газонефтяного контактов и т.п.

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами.

2. Скважинный прибор НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения (рис. 13.3).

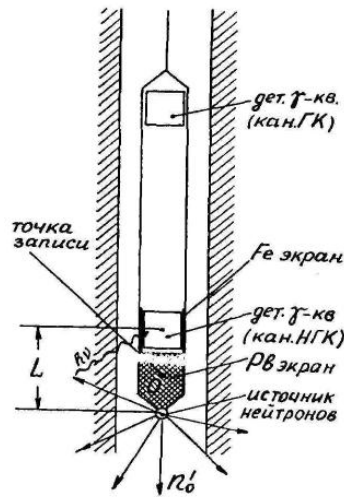
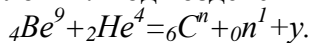


Рис. 13.3. Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа

Расстояние между центрами источника и детектора составляет длину зонда L . Точка записи располагается на середине расстояния между ними. В качестве источников нейтронов в России применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли полония. Под воздействием α -частиц, испускаемых ядрами полония, происходит реакция:



Po -источник дает около $2 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов - быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии, замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при соударении с ядрами легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до "тепловых" энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Тепловые нейтроны могут захватываться ядрами всех элементов, кроме He . Низкие сечения захвата тепловых нейтронов имеют O и C . Аномально высокие сечения захвата у таких элементов, как TR , Cd , B , Cl и некоторых других. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием u -квантов, которые образуют так называемое u -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих u -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Кроме радиационного гамма-излучения ($I_{\gamma, \gamma}$), детектор будет фиксировать также и гамма-кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма-излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{n\gamma} + I_{\gamma} + I_{\phi} + I_{\gamma\gamma}, \quad (13.2)$$

где I_{γ} - естественное гамма-излучение пород;

I_{ϕ} - фоновое гамма-излучение источника нейтронов;

$I_{\gamma\gamma}$ - гамма-излучение источника, претерпевшее комптоновское

рассеяние в породах и обсадных трубах скважины. Для выделения исследуемой составляющей $I_{n\gamma}$ приходится прибегать

к уменьшению влияния остальных составляющих I_{γ} , I_{ϕ} , $I_{\gamma\gamma}$. Для уменьшения влияния естественной радиоактивности I_{γ} выбирают, с одной стороны, мощность источника нейтронов такой, чтобы вызванное им гамма-излучение было, по крайней мере, на порядок больше естественного. С другой стороны, уровень естественной радиоактивности может быть учтен вычитанием показаний ГК из диаграмм НГК. Для ослабления фонового гамма-излучения источника I_{ϕ} , между источником и детектором располагают мощный свинцовый экран (см. рис. 13.3). Для поглощения мягкого рассеянного излучения $I_{\gamma\gamma}$ детектор излучения помещают в стальную гильзу. Выделенная таким образом составляющая $I_{n\gamma}$, зависит, в основном, от содержания водорода в исследуемой среде. Когда скважинный снаряд проходит через формации с высоким содержанием водорода (в составе воды или нефти и газа), уровень наведенного гамма-излучения будет низким, т.к. большинство нейтронов будет замедлено и поглощено в

непосредственной близости от источника и только некоторые из гамма-квантов смогут достичь детектора и будут зарегистрированы (рис. 13.4, а).

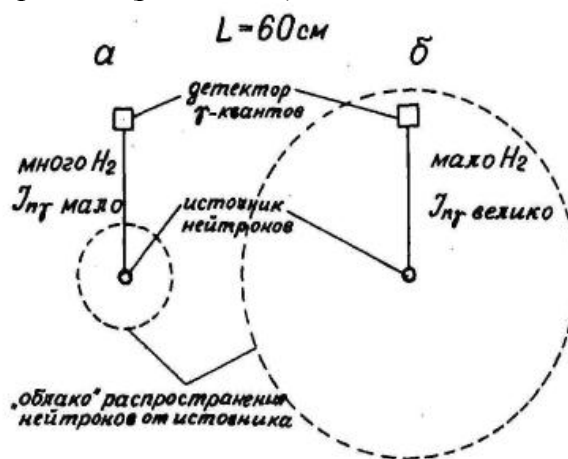


Рис. 13.4. Зависимость показаний "большого" зонда НГК от содержания водорода в среде

Если породы содержат мало водорода или не содержат вообще, нейтроны успевают распространиться далеко от источника прежде, чем они будут замедлены и захвачены. При длине зонда 0,6 м и выше большая часть нейтронов будет поглощена где-то вблизи детектора гамма-излучения, и на диаграммах НГК будет наблюдаться высокий уровень интенсивности ГИРЗ (рис. 13.4, б).

При использовании зондов малой длины (0,3 м и менее) зависимость распределения вторичного гамма-излучения от содержания водорода получается обратной (рис. 13.5). Зонды малой длины применяются гораздо реже, т.к. в них трудно избавиться от действия гамма-излучения самого источника нейтронов, и разрешающая способность их мала. В дальнейшем нами будет рассматриваться нейтронный гамма-каротаж только с большими зондами (более 0,4 м), который обычно и используется на практике.

Таким образом, метод НГК является индикатором количества водорода (воды и нефти) в горных породах. А так как жидкость содержится в основном в порах пород, то НГК дает возможность оценивать пористость пород.

Имеется возможность также по диаграммам НГК выделять контакт минерализованных пластовых вод с нефтью за счет того, что хлор, содержащийся в пластовых водах, повышает интенсивность вторичного гамма-излучения.

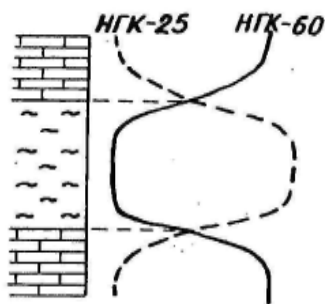


Рис. 13.5. Зависимость показаний НГК от длины зонда

К сожалению, на НГК оказывает действие ряд мешающих факторов, которые должны быть учтены при интерпретации диаграмм. Во-первых, результаты измерений в значительной степени зависят от конструкции скважины, поскольку вода бурового раствора замедляет нейтроны, а обсадные трубы поглощают гамма-излучение. Как показывает рис. 13.6, уменьшение диаметра скважины сдвигает кривые НГК вправо, а увеличение толщины обсадки - влево от уровня, соответствующего стандартным условиям. При количественной интерпретации учет диаметра

скважины производят по специальным номограммам, а влияние обсадки учитывается так же, как в методе ГК (см. рис. 12.3). Во-вторых, сопротивление бурового раствора, хотя и не влияет само по себе на результаты НГК, является мерой солености бурового раствора, т.е. его хлоросодержания. А хлор, как уже отмечалось, повышает интенсивность радиационного излучения. Поэтому при количественной интерпретации в результаты НГК вводятся поправки за влияние бурового раствора по специальной номограмме.

Контрольные вопросы:

1. По какому свойству горных пород дифференцирует разрез НГК?
2. Почему результаты НГК зависят от водородосодержания породы?
3. Какие породы характеризуются минимальными и какие максимальными показаниями на диаграммах НГК?
4. Почему при определении пористости пластов по НГК нужно учитывать их глинистость?

Урок №10.

Тема: Техника и методика измерений ННК (нейтрон-нейтронный каротаж)

План:

1. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
2. Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам

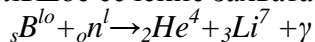
1. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов ($E_{nm} = 0,025$ эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НГК.

При работе с большими зондами, чем больше в среде содержание водорода, тем меньше I_{nm} . С повышением содержания нейтронопоглощающих элементов (TR, Cd, B, Hg, Mn, Cf) I_{nm} падает при любой длине зонда.

В качестве детекторов тепловых нейтронов используют пропорциональные газоразрядные счетчики или сцинтилляторы ZnS , активированные Cu или Ag .

Газоразрядные счетчики заполняют трехфтористым бором $B^{10}F_i$, обогащенным изотопом B^{10} . Проходящие через счетчик нейтроны интенсивно поглощаются бором, имеющим аномально большое сечение захвата тепловых нейтронов. В результате происходящей реакции:



образуются ядра Li , α -частицы и γ -излучение. В сцинтилляционных счетчиках используют смесь кристаллов ZnS каким-либо бор-содержащим веществом. Т.к. ZnS образует больших кристаллов, смесь засыпают в цилиндр из прозрачного плексигласа, γ -квант, возникающий при взаимодействии B с тепловым нейтроном, вызывает сцинтилляцию в одном из кристаллов ZnS . Таким образом, тепловые нейтроны регистрируются по продуктам их взаимодействия с B .

При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30-50 см.

Учет скважинных условий и количественная интерпретация производится по аналогии с НГК.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает *многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж* (МННК). В скважинном приборе МННК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. В двухзондовых установках аппаратура сразу определяет отношение

$$A = I_{nm\alpha} / I_{nm\beta}$$

где $I_{nm\alpha}$ и $I_{nm\beta}$ - показания малого и большого зондов.

Длина малого зонда составляет 30-40 см, а большого - 60-70 см.

Отношение A характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника, а она возрастает с увеличением водородосодержания и, следовательно, пористости пород при их неизменной литологии и постоянстве скважинных условий.

Ряд факторов, связанных с условиями измерений, примерно одинаково влияет на показания каждого из детекторов, что благоприятствует повышению точности получаемых результатов.

2. Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 100 эВ до 20 кэВ. Плотность потока надтепловых нейтронов определяется, главным образом, замедляющими свойствами среды, т.е. ее водородосодержанием, и практически не зависит от ее поглощающих свойств (от содержания элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов). В этом заключается преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК.

Детекторами надтепловых нейтронов служат бор-фтористые газоразрядные и сцинтилляционные счетчики тепловых нейтронов ЛДН, окруженные парафин-борным фильтром.

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильтре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором содержится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им.

В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинверсионные), так и малые (доинверсионные) зонды. При работе с большими зондами, чем больше водородосодержание, тем меньше показания I_{nm} ; при работе с малыми -наоборот.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна небольшая глубинность исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания составляет от 20 до 30 см (уменьшаясь с ростом водородосодержания). Наименьшая глубинность характерна для ННК-НТ, т.к. область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Контрольные вопросы

1. В чем преимущество ННК-Т перед НГК?
2. В чем преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК?
3. Какова глубинность нейтронных методов каротажа?
4. На каком процессе основан метод ННК-т?

Урок №11.

Тема: Техника и методика измерений ИНК (импульсно-нейтронный каротаж)

План:

1. Техника и методика измерений ИНК
2. Применение импульсного нейтронного каротажа

1. В этом методе горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой.

В качестве источника используют скважинный генератор нейтронов, основную часть которого составляет "отпаянная" нейтронная трубка (рис. 14.1). Эта трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием при низком давлении порядка 0,02-0,05 Па. Внутри трубки с одной стороны располагается катод, с другой - высоковольтный электрод, внутри которого находится титановая мишень, насыщенная тритием. На высоковольтный электрод подают отрицательное напряжение порядка 150 кВ. Между катодом и высоковольтным электродом располагается полый цилиндрический анод, на который подают положительное напряжение в несколько сотен В. Снаружи трубки вокруг анода располагается катушка индуктивности.

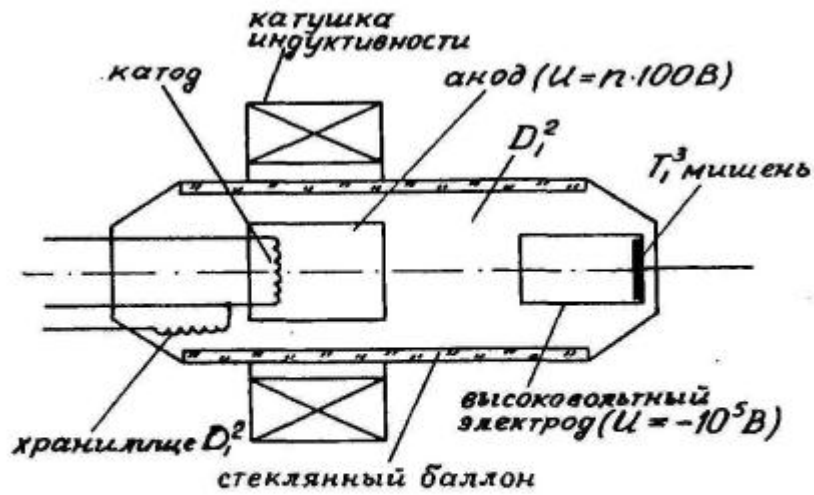
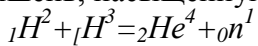


Рис. 14.1. Устройство нейтронного генератора

Электроны, эмитируемые катодом, ускоряются полем анода и ионизируют атомы дейтерия в трубке. Одновременное действие электростатического поля анода и магнитного поля катушки индуктивности заставляют электроны двигаться по спирали, что увеличивает длину их пути и усиливает их ионизирующее действие. Положительно заряженные ионы дейтерия притягиваются полем отрицательного высоковольтного электрода, ускоряются и бомбардируют мишень, насыщенную тритием. В результате ядерной реакции:



образуется поток нейтронов с энергией до 14 МэВ. Выход нейтронов $\sim 10^6 - 10^9$ нейтр/с. Длительность потока зависит от времени подачи напряжения на анод и составляет обычно от 10 до 20 мкс. Расход дейтерия компенсируется за счет его выделения из хранилища при пропускании через него электрического тока.

Длительность нейтронного импульса обозначают Δt , а интервал времени между импульсами - t . Частота следования импульсов - от 10 до 500 Гц. Через некоторое время после испускания импульса, называемое временем задержки τ_3 , производят измерение плотности потока нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом в среде в течение какого-то интервала времени замера $\Delta t_{\text{зам}}$ (рис. 14.2").

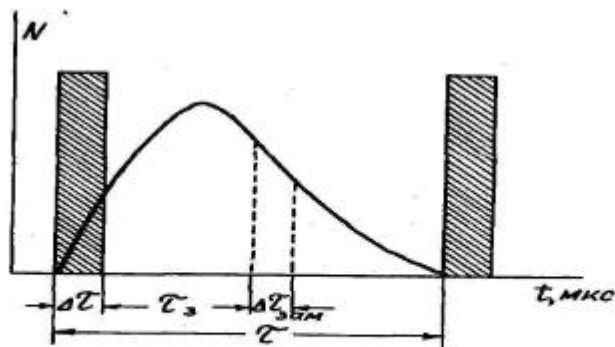


Рис. 14.2. График изменения плотности медленных нейтронов во времени при импульсном нейтронном каротаже

Изменяя время задержки при постоянном $\Delta t_{\text{зам}}$, можно получить зависимость плотности нейтронов (тепловых или надтепловых) или интенсивности радиационного γ -излучения от времени задержки. Таким образом, ИНК позволяет исследовать не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в среде и, следовательно, более полно изучить нейтронные характеристики горных пород.

При импульсном облучении процессы замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов происходят, грубо говоря, последовательно и могут быть исследованы отдельно в зависимости от времени задержки.

Как видно из рис. 14.2, плотность потока тепловых нейтронов сначала увеличивается за счет замедления быстрых нейтронов и через 10-100 мкс достигает максимума, а затем уменьшается за счет того, что тепловые нейтроны начинают диффундировать вдоль оси скважины, а из скважины - в пласт и поглощаться. Количество их убывает по закону

$$N = N_0 \cdot e^{-t/\tau_n}, \quad (14.1)$$

где τ_n - среднее время жизни тепловых нейтронов (от момента замедления до момента поглощения).

Время замедления быстрых нейтронов (10-10²мкс) характеризует замедляющие свойства, т.е. водородосодержание горных пород, а время диффузии тепловых нейтронов (10² -10⁴мкс) определяется и водородосодержанием, и наличием ядер с большим сечением захвата тепловых нейтронов (например, Cl в пластовых водах).

Импульсный нейтронный каротаж возможен в вариантах ИННК-НТ, ИННК-Т, ИНГК и ИНГК-С (со спектрометрией ГИРЗ). Наибольшим распространением пользуется вариант ИННК-Т.

2.С помощью ИНК решаются разнообразные геологические задачи. На нефтяных и газовых месторождениях это - литологическое расчленение разрезов, определение положения ВНК, ГНК, ГВК, как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах; на рудных - определение содержания элементов с повышенными нейтронными свойствами.

При ИННК-Т нефтяных скважин используют как непрерывные, так и поточечные измерения. При непрерывных записывают одновременно, как минимум, две диаграммы плотности потока тепловых нейтронов с разным временем задержки при постоянном $\Delta\tau_{\text{зам}}$. Каротаж производят при перемещении скважинного прибора снизу вверх со скоростью порядка 120 м/час и с постоянной времени прибора 12 с.

По отношению показаний в двух каналах судят о среднем времени жизни тепловых нейтронов τ_n . Чем сильнее отличаются эти показания, тем меньше τ_n . Количественно τ_n рассчитывают по формуле:

$$\tau_n = \frac{\tau_2 - \tau_1}{\ln N_1 - \ln N_2}, \quad (14.2)$$

где τ_1, τ_2 - время задержки для 1 и 2 каналов;

N_1 и N_2 - показания (скорость счета) в тех же каналах.

При выборе времени задержки τ_3 и времени замера $\Delta\tau_{\text{зам}}$, соблюдают условие

$$\tau_3 > \tau_n > \Delta\tau_{\text{зам}}. \quad (14.3)$$

В настоящее время имеется аппаратура, которая автоматически рассчитывает τ_n и выдает этот параметр на регистратор. Среднее время жизни тепловых нейтронов зависит от содержания водорода и содержат поглотителей нейтронов (хлора) в среде. Для пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, $\tau_n = 0,3-0,6$ мс; для пластов, насыщенных минерализованной водой $\tau_n = 0,11-0,33$ мс; для газонасыщенных пластов $\tau_n = 0,6-0,8$ мс.

Расстояние между точками наблюдения внутри нефтеносных пластов составляет от 0,4 до 0,8 м, в водоносных - 0,8-1,0 м. На каждой точке производят по несколько замеров, меняя время задержки τ_3 при постоянном $\Delta\tau_{\text{зам}}$ и таким образом подробно исследуют зависимость плотности потока тепловых нейтронов от времени. Поскольку время жизни тепловых нейтронов в пласте больше, чем в скважине из-за большего количества водорода в скважине, то, спустя некоторое время после испускания импульса, количество тепловых нейтронов в скважине становится меньше, чем в пласте, и они начинают диффундировать в пласта в скважину. С увеличением времени задержки детектор регистрирует все меньшее количество тепловых нейтронов, но эти нейтроны представляют наибольший интерес, т.к. они идут из наибольше глубины пласта.

В рудных скважинах импульсные методы позволяют определять гораздо меньшие концентрации элементов с повышенным сечением захвата тепловых нейтронов, чем стационарные методы.

Импульсный ННК с регистрацией запаздывающих нейтронов может использоваться для определения содержания урана в условиях буровых скважин. При этом применяют генератор нейтронов с малой частотой импульсов, а время задержки выбирают в 5-6 раз больше среднего времени жизни нейтронов в горной породе. При таких условиях детектор регистрирует практически только так называемые "запаздывающие" нейтроны, которые сопровождают распад некоторых продуктов деления урана, вызванный поглощением нейтронов искусственного источника.

Контрольные вопросы:

1. Поясните устройство скважинного генератора нейтронов.
2. В чем заключаются преимущества каротажа с импульсным источником перед каротажем со стационарным источником нейтронов?
3. Какие модификации каротажа возможны с применением импульсного источника нейтронов?
4. От чего зависит время замедления нейтронов?
5. Какие факторы определяют среднее время жизни тепловых нейтронов?
6. При каком характере насыщения пор пластов-коллекторов (нефтяном, водном или газовом) среднее время жизни тепловых нейтронов минимально? При каком - максимально?

Урок №12.

Тема: Техника и методика измерений НАК (нейтронно-активационный каротаж)

План:

1. Техника и методика измерений НАК
2. Применение НАК

1. Нейтронно-активационный каротаж (НАК) основан на измерении активности искусственных радиоактивных изотопов, образующихся в горных породах при облучении их тепловыми и быстрыми нейтронами.

Большинство химических элементов при облучении нейтронами образует искусственные радиоактивные изотопы. Ядра атомов этих изотопов могут испускать α -частицы, протоны и γ -кванты. Вероятность ядерной реакции, приводящей к образованию радиоактивных ядер, определяется сечением активации σ_a . Повышенными сечениями активации посредством тепловых нейтронов отличаются такие элементы, как *Na, Al, P, Cl, Ca, Sc, V, Mn, Co, Cu, Ag* и др. Повышенными сечениями активации посредством быстрых нейтронов обладают *F, O, Al, Si, Fe* и некоторые другие элементы.

В каротаже используются те реакции активации, которые приводят к образованию радионуклидов, дающих γ -излучение.

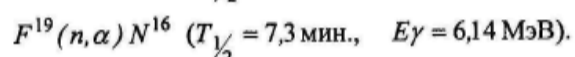
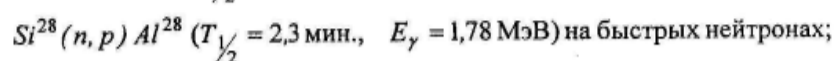
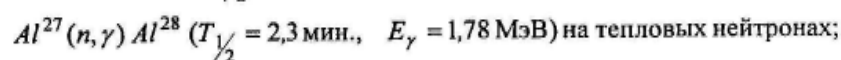
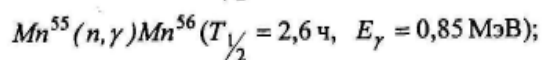
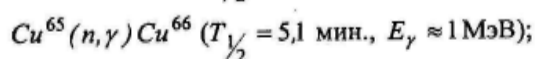
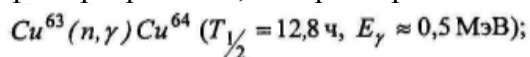
На практике для возбуждения этого излучения в скважину помещают стационарный источник нейтронов и облучают им горную породу, предварительно измерив в этой точке естественную γ -активность. Время облучения должно быть соизмеримо с периодом полураспада исследуемого искусственного радионуклида, чтобы он успел накопиться в достаточном количестве. Затем на место источника нейтронов помещают детектор γ -квантов и измеряют наведенную активность. Наведенная активность пропорциональна числу ядер активируемого элемента в породе и спадает с течением времени, как и радиоактивность естественных элементов, по экспоненте. Поскольку одновременно с исследуемым элементом активируются и др. элементы, входящие в состав горной породы, то для выделения излучения исследуемого элемента используют временную (по периоду полураспада) или энергетическую селекцию.

При временной селекции регистрируют изменения наведенной активности $I_{\gamma a}$ во времени и строят кривую зависимости $\ln I_{\gamma a} = f(t)$, предварительно вычтя из измеренных значений интенсивность естественного γ -излучения. По этой кривой рассчитывают период полураспада исследуемого изотопа.

При энергетической селекции используют γ -спектрометрическую аппаратуру, которую настраивают на энергию γ -излучения соответствующего изотопа.

2.НАК применяют, главным образом, на рудных месторождениях для определения содержаний *Cu, Mn, Al, Si, F*.

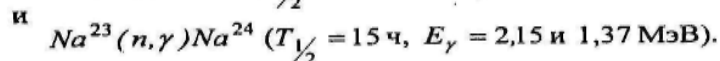
Примеры реакций, которые при этом используются:



Методику определения процентного содержания *Cu* в скважинах по долгоживущему изотопу впервые разработал проф. Г.С. Возжеников.

На угольных месторождениях НАК может использоваться для определения зольности углей по наведенной активности *Al* и *Si*(такая методика была разработана доц. И.И. Бредневым).

На месторождениях нефти НАК может использоваться для картирования ВНК по наведенной активности хлора и натрия:



При $T_{1/2} \leq 3$ мин. активационный каротаж возможен в непрерывном варианте, при этом источник нейтронов движется впереди детектора и активирует породу. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы время прохождения интервала, равного длине зонда, примерно соответствовало периоду полураспада изучаемого радионуклида.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается нейтронно-активационный каротаж?
2. В каких случаях возможно проведение НАК в непрерывном варианте?
3. Применение НАК?
4. Суть измерения метода НАК?

Урок №13.

Тема: Акустические методы исследования скважин. Техника и методика измерений АК (акустический каротаж)

План:

1. Метод АК
2. Измерение АК
3. Область применения

1. Акустический каротаж (АК) основан на изучении полей упругих волн в скважинах и заключается в измерении скорости распространения упругих волн ультразвуковой (γ) частоты и их затухания.

Как известно, скорость распространения упругих волн в различных горных породах не одинакова. Для примера в табл. 16.2 приведены скорости продольных волн в различных средах.

Таблица 16.2. Скорость распространения продольных волн в различных средах

Среда	$V_{\text{пр}} \cdot 10^3 \text{ м/с}$
Глина	1,2-2,5
Песчаник плотный	3-6
Известняк	3-7,1
Каменная соль	4,5-5,5

Кристаллические породы	4,5-6,5
Цемент	3,5
Сталь	5,2
Воздух	0,33
Нефть	1,3-1,4
Вода	1,5
Буровой раствор	1,5-1,7

2. Для АК обычно используются так называемые "трехэлементные" зонды, содержащие два излучателя и один приемник упругих волн или, наоборот, два приемника и один излучатель. Излучатели, как правило, магнитострикционного типа, приемники - пьезоэлектрического.

Работу аппаратуры АК рассмотрим на примере зонда с двумя излучателями и одним приемником ГЩИГ (рис. 16.10).

Излучатели периодически посылают пакеты из 3-4 периодов УЗ колебаний с частотой 10-75 кГц с колоколообразной формой огибающей. Частота посылки самих пакетов — 12,5-25,0 Гц.

Упругие импульсы от источников, пройдя через буровой раствор, возбуждают колебания в стенках скважины. Упругие колебания, попадающие на стенку скважины под углом полного внутреннего отражения, возбуждают в ней скользкую преломленную волну, которая, распространяясь со скоростью, присущей данной горной породе, достигает приемника.

Путь волны от источника I_1 до приемника Π составит $I_1O_1O\Pi$, а время пробега $\tau_1 = \tau_{I_1O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{O\Pi}$. Путь волны от источника I_2 — $I_2O_2O_1\Pi$, время пробега — $\tau_2 = \tau_{I_2O_2} + \tau_{O_2O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{O\Pi}$. Интервал времени между первыми вступлениями волны от первого и второго источников $\Delta\tau$ составит $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1 = \tau_{O_2O_1}$.

Как следует из рис. 16.10, расстояние O_2O_1 равно расстоянию между обоими источниками I_1I_2 , называемому базой зонда. За точку записи принимают середину базы. Отсюда скорость

распространения упругих волн:
$$v = \frac{\Delta L}{\Delta\tau} \quad (16.3)$$

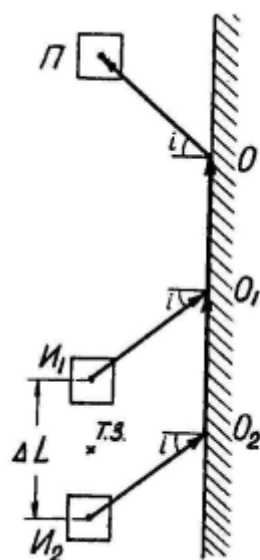


Рис. 16.10. Трехэлементный зонд акустического каротажа и пути распространения упругих волн от источников к приемнику

Обратное отношение $\frac{\Delta\tau}{\Delta L} = \frac{1}{v}$, $\frac{\text{мс}}{\text{м}}$ называется интервальным временем. Амплитуды колебаний от обоих источников одинаковы, поэтому отношение амплитуд A_1 и A_2 , зарегистрированных приемником, характеризует затухание упругих волн на участке ΔL .

Коэффициент затухания
$$\alpha = \lg\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \cdot \frac{1}{\Delta L}, \frac{\text{дБ}}{\text{м}}$$

Затухание упругих волн зависит от состава горных пород, пористости и состава флюида в порах (в газе затухание больше, чем в жидкости), а скорость их распространения - от состава и пористости.

Связь между пористостью K_n , и скоростью распространения описывается так называемым "уравнением среднего времени": $\frac{1}{V} = \frac{K_n}{V_{ж}} + \frac{1-K_n}{V_{ск}}$, (16.5)

где $V_{ж}$ - скорость упругих волн в жидкости, заполняющей поры породы; $V_{ск}$ - скорость упругих волн в минеральном скелете.

$U_{ж}$ и $V_{СК}$ определяют по результатам лабораторных измерений или берут из справочников;

V — определяют по данным АК. Из этого уравнения можно найти пористость: $K_n = \frac{V_{ж}(V_{ск} - V)}{V(V_{ск} - V_{ж})}$.

Кроме пористости и характера насыщения, по АК может быть определено положение контактов и мощность пластов, отличающихся по своим акустическим свойствам.

3. Область применения метода АК - главным образом, месторождения нефти и газа, в последнее время метод начинает применяться и на рудных, и на угольных месторождениях.

Решаемые задачи: литологическое расчленение разрезов, определение пористости и характера насыщения пор, определение положения водонефтяного контакта (ВНК) и газо-жидкостных контактов (ГЖК), цементометрия скважин; на рудных месторождениях - изучение геолого-технических условий.

Кроме ультразвукового метода, описанного выше, при исследовании скважин находят применение низкочастотный широкополосный акустический метод (НШАМ), в котором изучается акустическое поле в диапазоне частот от 5 до 20 кГц; интегральный акустический метод и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), при которых источник колебаний устанавливается на поверхности, а приемники в скважине; метод акустического прозвучивания (МАП), при котором источник и приемник упругих волн устанавливаются в разных скважинах, и некоторые др.

Контрольные вопросы

1. Какие параметры измеряются в акустическом каротаже?
2. Как устроен зонд акустического каротажа?
3. Что такое база зонда АК?
4. Как связана скорость упругих волн с пористостью?

Урок №14.

Тема: АКЦ (акустический каротаж цементометрии)

План:

1. Применение АКЦ
2. Техника измерений АКЦ

1. Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Амплитуда первого вступления A_p обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина A_k , характеризующая амплитуду нескольких

колебаний - выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах - мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем T пробега волны со значительной амплитудой колебаний A_n , т.к. в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах (см. табл. 16.3). Исключение составляют только крепкие, кремнистые известняки, для которых V_p достигает 7000 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых A_k и T позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях - и с горной породой.

2. Акустические цементомеры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнестрикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда - около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически - резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пакеты ультразвуковых импульсов с частотой 25 кГц. Частота следования пакетов - 12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность, где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм: A_k - амплитуды волны, пришедшей по колонне, A_n - амплитуды волны, пришедшей по породе и T - времени прихода волны с наибольшей амплитудой. Кроме того, предусмотрена возможность регистрации волновых картин с определенным шагом дискретизации. Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 19.3 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

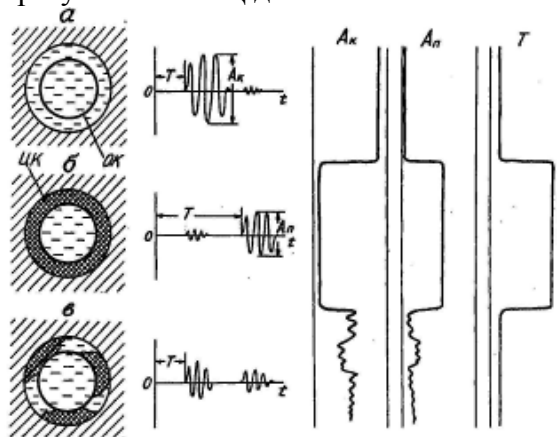


Рис. 19.3. Результаты акустической цементометрии: а - при отсутствии цемента в затрубном пространстве; б - при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины; в - при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем. В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (а) пришедшая первой волна по колонне имеет максимальную амплитуду. Этому случаю соответствуют высокие показания на кривой A_k и низкие - A_n и T . В случае полного заполнения ЗТП и хорошего сцепления (б) волна, пришедшая по колонне, имеет малую амплитуду, пришедшая позднее волна по породе - большую. Этому случаю соответствует минимум на кривой A_k и повышенные показания A_n и T . В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне, T минимально, на кривых A_k и A_n - промежуточные показания.

Таким образом, АКЦ является наиболее универсальным и информативным методом оценки качества цементирования скважин.

Контрольные вопросы:

1. Как устроен скважинный акустический цементомер?
2. Какими параметрами характеризуется состояние обсадных колонн в скважине?
3. Приведите пример разных состояний цементации и показания АКЦ?

Урок №15

Тема: Геохимические исследования в скважинах. Газовый или геохимический каротаж

План:

1. Геохимический каротаж. Физическая основа.
2. Принцип работы газокаротажной станции

1. Газовый или геохимический каротаж. Газовый каротаж предназначен для своевременного выявления нефтеносных и газоносных пластов, к которым подходит забой скважины во время ее бурения. Этот метод был разработан в СССР в 1933-34 г.г., несколько позднее он появился в США под названием mudlogging (mud -грязь).

Физические основы метода. В горных породах, даже залегающих на очень большой глубине, всегда содержится небольшое количество газов, которые могут находиться в них в свободном, сорбированном или растворенном состоянии. Это азот, гелий, углекислый газ, углеводородные газы. Последние распространены в горных породах нефтяных, газовых и угольных месторождений. Для газовых месторождений характерно преобладание метана (СН₄) доля которого составляет более 93%; в газах нефтяных месторождений преобладают тяжелые углеводороды: этан (С₂Н₆), пропан (С₃Н₈), бутан (С₄Н₁₀), пентан (С₅Н₁₂) и гексан (С₆Н₁₄), доля метана составляет менее 48% (см. табл. 17.1).

Газ	Вид залежи		
	Газовая	Газоконденсатная	Нефтяная
Метан СН ₄	93,5	82	48
Этан С ₂ Н ₆	3,0	4,5	3
Пропан	2,0	3,5	2
Бутан	1,0	4,3	2
Пентан	-	1	2
Гексан С ₆ Н [^]	-	1	2
Гептан	-	3,0	40

Таблица 17.1. Состав углеводородных газов на месторождениях углеводородного сырья

При высоких температурах сама нефть может находиться в газообразном состоянии (газоконденсат). На больших глубинах при высоком давлении в 1 м³ нефти может содержаться до 200 м³ природного газа, приведенного к нормальным условиям.

При вскрытии скважиной газоносного или нефтеносного пласта горная порода подвергается разрушению, а газ, содержащийся в ней, выделяется в буровой раствор и увлекается им на поверхность. Дегазируя раствор на поверхности и изучая количество и состав газов в нем, можно непрерывно определять содержание углеводородных газов в горных породах. В этом и заключается газовый каротаж.

Вместе с буровым раствором с забоя скважины извлекается и выносится на поверхность измельченная горная порода - шлам. В шламе горных пород нефтяных месторождений содержатся частицы битуминозных веществ, способных люминесцировать в ультрафиолетовых лучах. На изучении люминесценции битумов в шламе и буровом растворе основан люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), который выполняется одновременно с газовым каротажем. ЛБА позволяет с высокой точностью определять малые (до 0,01-0,005%) содержания нефти, а в некоторых случаях по цвету свечения распознавать качество нефти: для легкой, маслянистой нефти характерны светлые тона, для тяжелой, густой — темные.

2. Аппаратура для газового каротажа и ЛБА называется автоматическими газокаротажными станциями (АГКС).

Рассмотрим схему газоздушных линий современной газокаротажной станции (рис. 17.2).

На пути бурового раствора, вытекающего из устья скважины в отстойник, устанавливают дегазатор, в котором углеводородные газы (УВГ) выделяются из бурового раствора и, смешиваясь с атмосферным воздухом, образуют газоздушную смесь (ГВС). Из дегазатора

ГВС проходит через отстойник, где оседают капельки жидкости; реометр, который измеряет скорость движения ГВС; увлажнитель, придающий ей постоянную влажность, и нагреватель, служащий для поддержания постоянной температуры смеси, и поступает на катарометр для измерения содержания в ней УВГ.

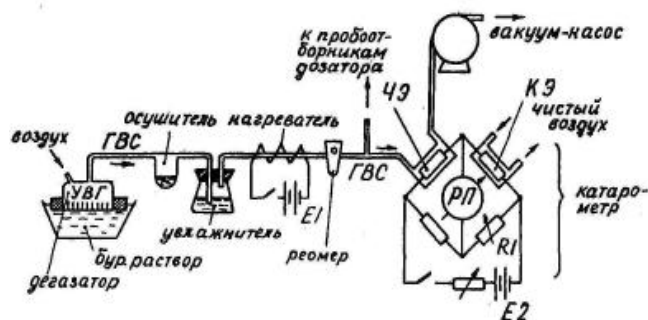


Рис. 17.2. Схема газовоздушных линий автоматической газокаротажной станции

Катарометр представляет собой мост сопротивлений, два плеча которого выполнены в виде тонкой платиновой проволоочки, нагреваемой током от источника E2 до температуры 850 °С. Одна такая проволоочка помещена в измерительную камеру, через которую прокачивается исследуемая ГВС, и образует так называемый чувствительный элемент ЧЭ. Другая, совершенно идентичная проволоочка, образует компенсирующий элемент КЭ, она помещена в такую же камеру, как измерительная, но через нее прокачивается чистый воздух с той же скоростью, что и УВГ через измерительную камеру. Служит КЭ для учета охлаждающего действия движущегося газа на чувствительный элемент. При температуре 850 °С мост сопротивлений уравнивается с помощью реостата R1, и регистрирующий прибор РП дает нулевые показания.

При наличии в ГВС, проходящей через измерительную камеру, УВГ они сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру ЧЭ, его сопротивление увеличивается, баланс измерительной схемы нарушается и регистрирующий прибор дает показания, характеризующие суммарное содержание углеводородных газов (и легких, и тяжелых вместе) в газовоздушной смеси - $\Gamma_{\text{сум}} \%$. Эти показания непрерывно фиксируются на диаграммной ленте самописца, которая протягивается синхронно с углублением скважины.

Для градуировки катарометра через него пропускают газовоздушные смеси с известным содержанием УВГ. Чувствительность газоанализатора по метану составляет 0,1%, а диапазон измерений его - от 0 до 10 %.

После катарометра ГВС проходит через вакуумметр и вакуумным насосом выбрасывается в атмосферу. Перед катарометром отдельные порции ГВС могут быть отобраны с помощью отводной линии для последующего покомпонентного анализа, позволяющего определить содержание в ГВС каждого из УВГ - от метана до гексана. Эти пробы отбираются по заданной программе (например, через 1 м проходки скважины) или по команде оператора в специальный пробоотборник емкостью около 200 см³. Пробоотборник представляет собой стеклянный стакан, в котором помещен баллон из полиамидной пленки. От баллона отходит трубка, через которую проба газа поступает в него из схемы газовоздушных линий станции или отбирается из него на анализ, а в пробке стакана имеется трубка, которую подключают либо к вакуум-насосу, либо к компрессору (рис. 17.3).

При отборе проб трубку подключают к вакуум-насосу, полиамидный мешок раздувается и засасывает пробу ГВС, при подключении трубки к компрессору в стакан закачивается воздух, который выдавливает пробу из мешка для анализа.

Контрольные вопросы:

1. Каков состав углеводородных газов на нефтяных и газовых месторождениях?
2. Физическая основа газового каротажа?
3. Поясните схему газовоздушных линий газокаротажной станции.
4. Чем отличается суммарное газосодержание $\Gamma_{\text{сум}}$ от приведенного ГПР?

Урок №16

Тема: Покомпонентный анализ в газовом каротаже.

План:

1. Покомпонентный анализ.
2. Применение газового каротажа

1. Для покомпонентного анализа используется устройство, которое называется хроматермографом. Основными узлами его являются дозатор Д, разделительная колонка РК, пламенно-ионизационный детектор ПИД и прибор регулируемого нагрева ПРН (рис. 17.4).

Разделительная колонка представляет собой стеклянную трубку, заполненную сорбентом - веществом с большой удельной поверхностью. Поверх трубки намотана спираль нагревателя, подключенного к ПРН.

При анализе проба ГВС из дозатора выдувается на разделительную колонку. При комнатной температуре сорбент в РК впитывает все углеводородные газы, кроме метана.

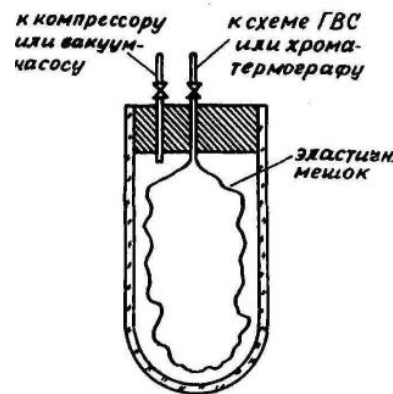


Рис. 17.3. Устройство дозатора

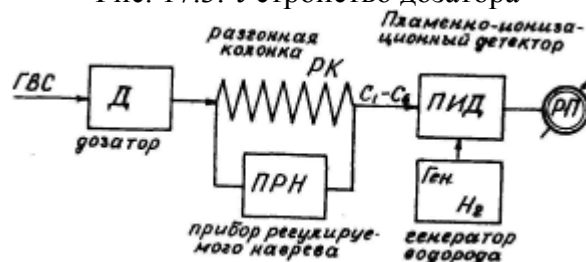


Рис. 17.4. Схема хроматографа газокаротажной станции

Метан проходит через РК и поступает на пламенно-ионизационный детектор ПИД. В ПИД находится горелка, в которой сжигается водород, поступающий с генератора водорода (Ген. H₂). Сопло горелки расположено между электродами, на которые подается высокое напряжение. Пламя чистого водорода почти не содержит ионов, и его электропроводность близка к 0, поэтому регистрирующий прибор, включенный в цепь электродов, фиксирует нулевой ток. При сгорании углеводородных газов образуются ионы, число которых пропорционально числу атомов углерода в молекуле УВГ и его концентрации. Благодаря этому в цепи электродов протекает ток. Амплитудное значение этого тока регистрируется самописцем РП на диаграммной ленте, протягиваемой с постоянной скоростью, т.е. в функции времени.

Таким образом, при анализе пробы первое показание РП пропорционально содержанию в ней метана Q (рис. 17.5).

Через некоторое время T₂ ПРН повышает температуру разделительной колонки, из нее выделяется этан и РП фиксирует его содержание - C₂.

Еще через некоторое время T₃ температура РК повышается еще больше, и РП фиксирует содержание пропана C₃ и так далее, до гексана C₆. Через интервал времени T₇ через РК прокачивается чистый воздух для ее очистки и охлаждения. Весь цикл измерения одной пробы занимает около 6 мин. Перед началом работ хроматермограф калибруют пропуская через

него эталонной смеси с содержанием $C_1^{эм} - C_6^{эм}$ около 2% и определяют пересчетный коэффициент $k_i = \frac{A_i}{C_i^{эм}}$. (17.2)

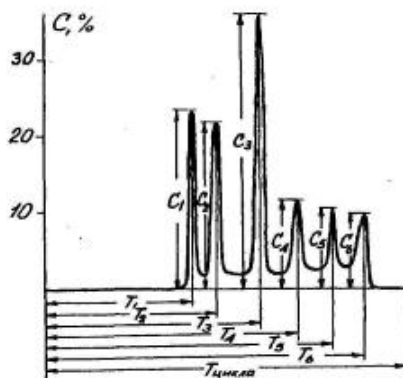


Рис. 17.5. Примерный вид хроматограммы компонентного анализа углеводородных газов нефтяного месторождения

Кроме параметров $\Gamma_{сум}$, % и $C_1 - C_6$, % на газокаротажной станции регистрируется еще продолжительность проходки τ , $\frac{мин.}{м}$, и расход бурового раствора на выходе из скважины $Q_{вых}$, л/с, л/с.

Последние два параметра необходимы для того, чтобы рассчитать коэффициент разбавления газа в буровом растворе E , м³/м³ и от $\Gamma_{сум}$ перейти к приведенному газосодержанию $\Gamma_{пр}$, м³/м³ (т.е. к количеству газа в м³, содержащемуся в каждом м³ горной породы, поскольку содержание УВГ в ГВС не равно их содержанию в самой породе из-за разубоживания газа в буровом растворе и не полного извлечения его из раствора вдегазаторе).

$$\Gamma_{пр} = K_d \cdot E \cdot \Gamma_{сум} \quad (17.3)$$

где K_d - коэффициент дегазации, который показывает, во сколько раз содержание газа в буровом растворе выше, чем в газозодушной смеси;

E - коэффициент разбавления, который показывает, во сколько раз объем бурового раствора, прокачанного через скважину, больше объема горной породы, разрушенной за то же время при бурении.

K_d определяют опытным путем, сравнивая количество УВГ, извлеченное дегазатором из раствора, с их полным содержанием в растворе. Последнее определяют посредством глубокой дегазации раствора.

Коэффициент разбавления рассчитывают, зная продолжительность проходки τ и расход бурового раствора $Q_{вых}$

$$E = \frac{V_{б.р.}}{V_{з.п.}} = \frac{Q_{вых} \cdot \tau \cdot l}{\frac{\pi d^2}{4} \cdot l} \quad (17.4)$$

где d — диаметр скважины;

l - интервал углубления скважины.

С учетом того, что в эту формулу d подставляют в см, τ измеряется в мин./м, $Q_{вых}$ ~ в л/с, а E - в м³/м³, окончательное значение

$$E = 0,77 \cdot 10^3 \frac{Q_{вых} \cdot \tau, \frac{м^3}{м^3}}{d, \frac{м^3}{м^3}} \quad (17.5)$$

Диаграммная лента, на которой регистрируются показания $\Gamma_{сум}$, τ и $Q_{вых}$ с помощью сельсинной передачи протягивается синхронно с углублением бурового снаряда, поэтому при газовом каротаже различают действующую N_d и истинную $N_{ист}$ глубину скважины.

Действующая глубина - это та, которую показывает счетчик глубин на АГКС, т.е. глубина забоя скважины в каждый момент.

Истинная глубина - это та глубина, к которой относятся результаты измерения Гсум, полученные в данный момент.

$$H_{ист} = H_{\delta} - \Delta H, \quad (17.6)$$

где ΔH называется глубиной отставания, она представляет собой интервал углубления скважины за то время $T_{от}$, которое тратит буровой раствор на движение от забоя скважины до поверхности

$$\Delta H = \frac{T_{от}}{\tau} \quad (17.7)$$

Время отставания $T_{от}$ определяют либо расчетным путем, как

$$T_{от} = \frac{V_{сва}}{Q_{вых}},$$

либо экспериментально, как половину промежутка времени, потраченного каким-либо индикатором, добавленным в буровой раствор (краситель анилин), на движение от устья скважины до забоя и обратно.

Для $Q_{вых}$ и τ действующая глубина совпадает с истинной $H_{\delta} = H_{ист}$.

2. В настоящее время механический и газовый каротаж выполняются с помощью станций геолого-технологических исследований (ГТИ), аппаратура которых обеспечивает не только регистрацию вышеперечисленных, но и многих дополнительных параметров, характеризующих процесс бурения (частоту вращения ротора, весбурового инструмента, вращающий момент ротора, давление промывочной жидкости и ее уровень в емкостях), а также свойства промывочной жидкости (плотность, вязкость, температуру и сопротивление). Одновременно на станциях ГТИ исследуется и шлам.

Для выполнения люминесцентно-битуминологического анализа в комплект станции ГТИ входит люминоскоп. Внутри у него имеется приспособление для установки пробирки с жидкой пробой и для исследования твердых проб. Пробы бурового раствора отбирают вблизи устья скважины объемом около 200 см, разбавляют в 2-3 раза чистой водой, часть пробы заливают в пробирку и ведут визуальное наблюдение за ее свечением в люминоскопе. Свечение исследуемой пробы сравнивают со свечением эталонной и таким образом определяют содержание нефти в пробе и качество нефти.

Пробы шлама перед люминесцентным анализом промывают в воде до полного удаления глинистого материала, высушивают и измельчают. Содержание битумов в пробе определяют также посредством сравнения их свечения со свечением эталонной пробы.

Контрольные вопросы

5. Каким образом изучают покомпонентный состав углеводородных газов?
6. В чем заключается люминесцентно-битуминологический анализ ЛБА?
7. Что такое истинная и действующая глубина скважины при газовом каротаже?
8. Как рассчитать время отставания бурового раствора?

Урок №17.

Тема: Другие виды исследования скважин. Термометрия скважин. Техника измерений температуры в скважинах

План:

1. Изучаемые тепловые поля
2. Техника измерений температуры в скважинах
3. Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач.

1. Термометрия занимается изучением естественных и искусственных тепловых полей в скважинах и окружающих их горных породах.

Естественные поля могут быть связаны с региональным (глубинным) тепловым полем Земли, а могут быть обусловлены и местными процессами, например, окислением сульфидных руд, радиоактивным распадом, растворением солей, притоком подземных вод или выделением газа в скважину.

Искусственные поля могут возникнуть под действием тепла бурового раствора, схватывающегося цементного камня или специальных скважинных нагревателей. Подробно все причины возникновения тепловых полей в скважинах перечислены на рис. 15.1.



Рис. 15.1. Классификация тепловых полей в скважинах по их происхождению

Температурные измерения могут проводиться *в установившемся* или *неустановившемся* тепловом режиме скважины. При установившемся режиме температура бурового раствора не отличается от температуры стенок скважины, т.е. теплообмен между ними уже закончен.

2. Техника измерений температуры в скважинах

Для скважинных измерений используют электрические и электронные термометры. Датчиком температуры и в тех, и в других служит металлический терморезистор, выполненный в виде тонкой медной проволоочки, сложенной в несколько раз и помещенной в тонкую медную трубочку, омываемую буровым раствором.

В **электрических** термометрах приращения сопротивления чувствительного элемента в зависимости от температуры измеряются непосредственно с помощью мостовой схемы, представленной на рис. 15.6.

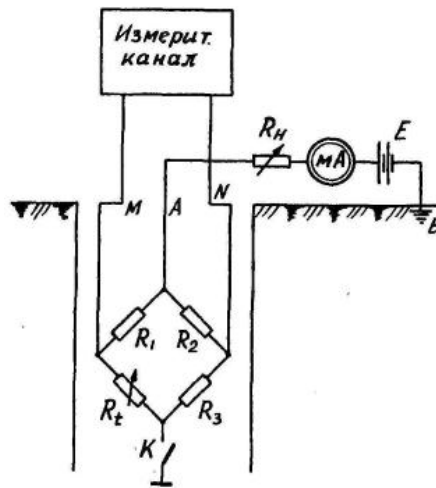


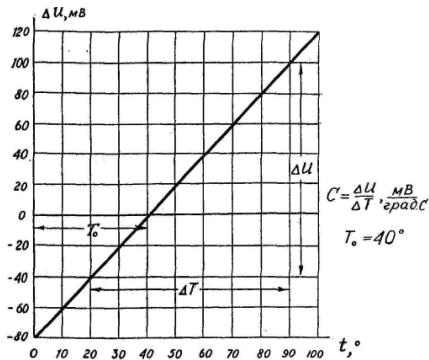
Рис. 15.6. Схема измерений со скважинным электротермометром

Ключ К выполнен в виде ртутного размыкателя, при переворачивании скважинного термометра "вверх ногами" он отсоединяет мост сопротивлений от корпуса снаряда, что необходимо для проверки сопротивления изоляции выводов скважинного снаряда относительно его корпуса.

Перед началом работы скважинный термометр градуируют, помещая его в ведро с водой, температуру которой постепенно повышают с помощью кипятильника или электроплитки. Температуру воды в ведре контролируют обычным ртутным термометром и через каждые 5° берут отсчет ΔU по измерительному прибору. По построенному графику $\Delta U = f(t)$

определяют постоянную термометра $c, \frac{\text{мВ}}{\text{град} \cdot \text{С}}$ и температуру T_0 , при которой выходной сигнал равен 0 (рис. 15.7).

Рис. 15.7. График градуировки скважинного электротермометра



В дальнейшем температуру в скважине вычисляют по формуле $t = T_0 + c \cdot \Delta U$ (15.10)

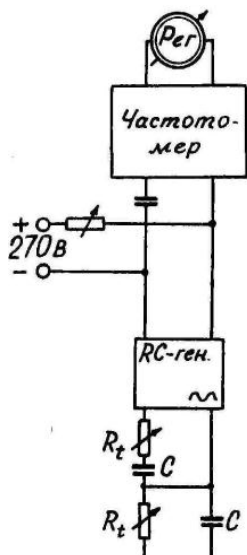
В электронных термометрах изменения сопротивления терморезистора преобразуют в изменения частоты электрического тока, для чего терморезисторы включаются в схему RC-генератора, размещенного в скважинном снаряде (рис. 15.9). Погрешность как электрических, так и электронных термометров не превышает $\pm 0,1^\circ \text{C}$. Кроме описанных скважинных термометров, существуют еще градиент-термометры, регистрирующие разность температур на расстоянии 1,5-3,0 м, и аномалий-термометры, измеряющие отклонение температуры от ее среднего значения.

Рис. 15.9. Принцип действия скважинного термометра электронного типа

Все температурные измерения производят при спуске снаряда в скважину, чтобы избежать перемешивания скважинного флюида.

3. Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач. Измерение естественных тепловых полей даже в неглубоких скважинах позволяет сделать определенные выводы о глубинном геологическом строении.

Так, например, в силу того, что тепловое сопротивление у каменной соли меньше, чем у терригенных осадочных пород, плотность теплового потока над соляными куполами выше, чем за их пределами, поэтому и температура в скважинах над центром купола увеличивается с глубиной более резко, чем на его периферии (см. рис. 15.10, а).



Аналогичная картина наблюдается над сводовыми частями антиклинальных складок (рис. 15.10, б).

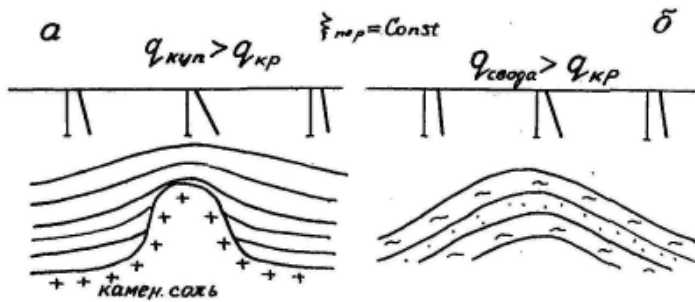


Рис. 15.10. Плотность теплового потока над соляным куполом (а) и над антиклинальной складкой (б)

Отсюда следует, что структуры, залегающие на большой глубине, могут быть обнаружены по температурным измерениям в неглубоких скважинах.

Однако широкого применения для поисков геологических структур термометрия не нашла из-за очень сильного влияния на тепловое поле подземного водообмена. Так, например, из-за этой причины геотермический градиент на северном крыле Новогрозненской антиклинали составляет $0,133^\circ \text{C}/\text{м}$, а на южном - только $0,097^\circ \text{C}/\text{м}$.

Исследование локальных тепловых полей на нефтегазовых месторождениях позволяет обнаружить места выделения газа из пластов в скважину. Вследствие расширения газа при его выделении из пласта происходит поглощение тепла и понижение температуры бурового раствора. Это так называемый "дрессельный эффект" (рис. 15.11). При этом понижение температуры может достигать 10°C .

Величина температурной аномалии зависит от перепада давления Δp между скважиной и пластом

$$\Delta t = -\varepsilon_m \cdot \Delta p, \quad (15.11)$$

где ε_m - коэффициент Джоуля-Томпсона. Для расширяющегося газа этот коэффициент положителен, для жидкости - отрицателен.

Благодаря этому места нарушения целостности обсадных колонн выделяются положительными температурными аномалиями при компрессировании (откачке с помощью эрлифта, приводимого в действие компрессором) скважин (рис. 15.12). По мере увеличения времени между откачкой и замером температуры аномалия уменьшается за счет охлаждения жидкости в скважине, и температурная кривая приближается к геотермограмме.

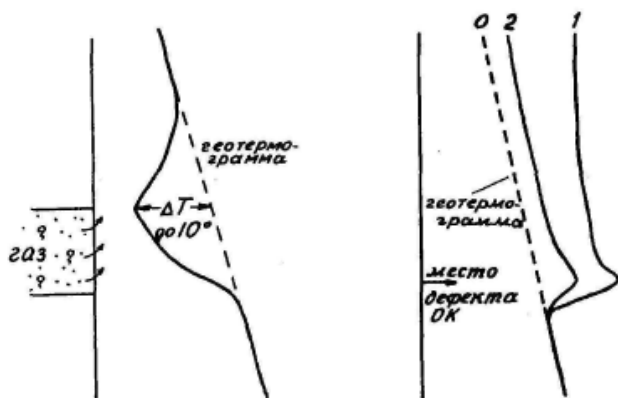


Рис. 15.11. Определение места притока газа в скважину

Рис. 15.12. Выявление нарушения целостности обсадной колонны по данным термометрии при компрессировании скважины. 0 - "фоновая" кривая; 1 - через 5 мин. после начала откачки; 2 - через 30 мин. после прекращения откачки

Термометрия скважин позволяет выявить наличие затрубных перетоков пластовых вод и определить их направление, а в необсаженных скважинах - определить местоположение притоков подземных вод.

Искусственные тепловые поля, возникающие при схватывании цементного камня, позволяют определить **высоту подъема цемента** в затрубном пространстве при цементировании обсадных колонн в скважинах. Эта операция условно называется "отбивкой цементного кольца" (ОЦК). Измерения проводят в первые сутки после заливки цемента. На термограмме та часть скважины, где за стенкой обсадной колонны залит цемент, выделяется положительной температурной аномалией от одного до нескольких градусов (рис. 15.5). Изрезанность кривой связана с изменениями диаметра скважины.

Контрольные вопросы

1. Перечислите причины, вызывающие аномалии тепловых полей в скважинах.
2. Напишите дифференциальное уравнение теплопроводности.
3. Что такое коэффициент температуропроводности?
4. От чего зависит удельное тепловое сопротивление горных пород?
5. Чему равна температура "нейтрального" слоя?
6. От каких факторов зависит глубина до "нейтрального" слоя?
7. Можно ли определить положение контактов различных пород по геотермограмме?
8. Как проводятся измерения температуры в скважинах: при подъеме или при спуске скважинного прибора? Почему?
9. Перечислите, какие технические и геологические задачи могут быть решены с помощью скважинной термометрии.

Урок №18.

Темы: Техника и методика измерений КМВ (каротаж магнитной восприимчивости)

План:

1. Магнитный каротаж
2. Литологическое расчленение разрезов

1. Магнитный каротаж или, точнее, каротаж магнитной восприимчивости (КМВ) заключается в измерении магнитной восприимчивости (κ) горных пород и руд, слагающих стенки скважины. КМВ - это основной метод исследования скважин на месторождениях магнитных железных руд, он применяется также на месторождениях бокситов, полиметаллов и марганцевых руд.

Физические основы метода. Датчиком магнитной восприимчивости в скважинной аппаратуре служит катушка индуктивности, намотанная на ферритовом стержне длиной 10-12 см (рис. 16.1). Индуктивное сопротивление катушки зависит от электромагнитных свойств среды, в которой она находится. Для измерения изменений индуктивного сопротивления катушки ее включают в мост переменного тока (мост Максвелла), как это сделано в аппаратуре КМВ-1 и КМВ-2, или в схему LC-генератора, выходная частота которого зависит от индуктивности датчика, т.е. от κ окружающей среды (аппаратура ТСМК-40, ТСМК-30 и др.).

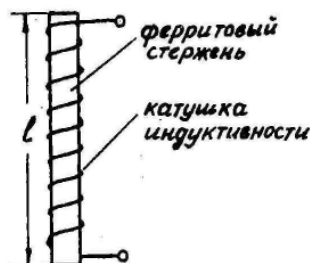


Рис. 16.1. Конструкция датчика аппаратуры КМВ

2. Литологическое расчленение разрезов по данным КМВ основано на различном содержании магнитных минералов (в основном, магнетита) в разных горных породах. Из изверженных пород минимальными значениями κ характеризуются породы кислого состава - граниты, сиениты и др.; повышенными - породы основного и ультраосновного состава; из осадочных пород наибольшими значениями κ отличаются глины. Осредненные данные по магнитной восприимчивости ряда горных пород приведены в табл. 16.1.

Таблица 16.1. Магнитная восприимчивость горных пород

Горная порода	Магнитная восприимчивость, $\kappa \cdot 10^{-3}$ ед. СИ
Гранит	5-100
Габбро	150-600
Перидотит	380-1500
Известняк	0-5
Песчаник	0-100
Глина	0-500
Мрамор	0-5
Сланцы	5-500
Магнетитовая руда	75000-150000

Определение границ интервалов с повышенными магнитными свойствами выполняется по правилу полумаксима аномалии, т.к. расчеты и измерения на моделях показывают, что аномалии на кривых κ имеют простую форму, симметричную относительно середины интервала, как это показано на рис. 16.2.

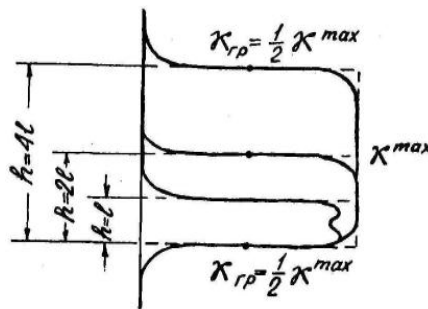


Рис. 16.2. Аномалии КМВ над пластами различной мощности с повышенной магнитной восприимчивостью

Если мощность пласта h меньше длины l датчика κ , то ширина аномалии перестает зависеть от h и становится равной l в середине аномалии появляется небольшое понижение, а ее максимум не достигает того значения, которое он мог бы иметь при большей мощности пласта.

Истинная магнитная восприимчивость пород и руд должна определяться для количественной интерпретации данных полевой магнитометрии. Величину $K_{ист}$ находят по результатам градуировки скважинных каппаметров, для чего изготавливают набор специальных эталонов, каждый из которых представляет собой картонный или пластмассовый барабан с цилиндрическим отверстием вдоль оси. Внешний диаметр барабанов должен, по крайней мере, вдвое превышать длину датчика κ , а диаметр центрального отверстия должен быть равен диаметру исследуемых буровых скважин. Высота барабанов должна быть в 4-5 раз больше длины датчика. Барабаны заполняют смесью скульптурного гипса или цемента с измельченным магнетитом.

Магнитную восприимчивость каждого эталона определяют с помощью контактного (лабораторного) каппаметра. При градуировке скважинный прибор помещают внутрь отверстия барабана так, чтобы датчик κ располагался в середине отверстия по высоте и был прижат к его стенке (как показано на рис. 16.3). На каждый измерительный диапазон скважинного каппаметра должно быть изготовлено 3-4 эталона с различной магнитной восприимчивостью. Типичный график градуировки $n=f(K_{ист})$ показан на рис. 16.4.

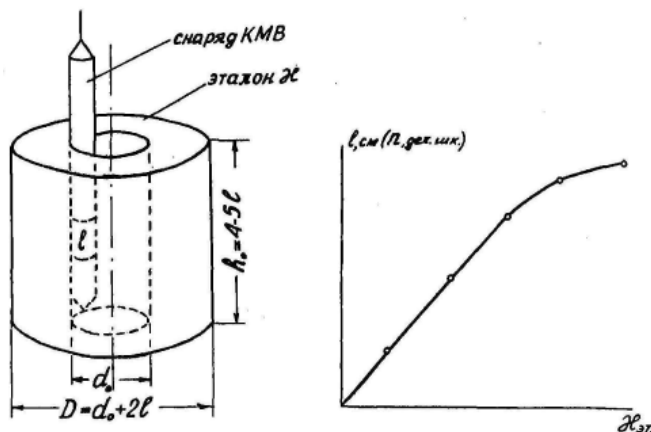


Рис. 16.3. Размещение скважинного прибора КМВ внутри эталона магнитной восприимчивости при градуировке

Рис. 16.4. Градуировочный график аппаратуры КМВ

Контрольные вопросы:

1. Что является предметом измерения в магнитном каротаже?
2. Как устроен датчик аппаратуры КМВ?
3. Какие геологические задачи решаются с помощью КМВ?
4. Как располагается скважинный прибор в цилиндрическом эталоне при градуировке аппаратуры КМВ?
5. С какими методами следует комплексировать КМВ?

Урок №19.

Тема: Отбор проб пластовых флюидов

План:

1. Опробователи пластов
2. Задачи, решаемые опробованием

1. Отбор проб пластовых флюидов. Обычное опробование пластов занимает много времени. Его выполняют после завершения бурения, спуска и цементирования обсадной колонны методом пробной эксплуатации: исследуемый интервал вскрывают перфораторами, изолируют от др. интервалов и откачивают из него нефть, газ или воду (в зависимости от характера насыщения пласта). Интервалы для опробования выделяют на основании изучения комплекса каротажных диаграмм и керна.

Ускорить этот процесс и повысить эффективность буровых работ можно, если опробовать перспективные пласты сразу после их вскрытия бурением, без крепления скважины. Для этого используют испытатели пластов на трубах (ИПТ) и опробователи пластов на кабеле (ОГЖ).

Применением ОГЖ занимаются сотрудники геофизической службы.

Опробователь пластов содержит корпус с прижимным устройством и герметизирующий башмак с каналом для прохождения флюида, камеру для сбора пробы, а также привод.

Более подробно принцип действия и конструкцию опробователей пластов разберем на примере прибора ОПУ-65 (рис. 20.1).

В ОПУ-65 применен электрогидравлический привод.

В корпусе прибора, заполненном рабочей жидкостью РЖ, размещены электромотор ЭМ с поршнем П и поршни прижимного устройства ПУ и герметизирующего башмака ГБ, а также подпружиненный шток Ш. Прибор опускают в скважину на каротажном кабеле и устанавливают напротив исследуемого пласта. При подаче питания на электромотор ЭМ он приходит во вращение и начинает опускать поршень П. Давление рабочей жидкости РЖ возрастает и выдвигает прижимное устройство ПУ и герметизирующий башмак ГБ. Прибор оказывается прочно заклиненным в скважине. Подпружиненный шток Ш, опускаясь, открывает камеру К для сбора пробы и соединяет ее с отверстием в герметизирующем башмаке ГБ, который разобцает исследуемый участок стенки скважины и саму скважину. Давление в камере К равно

атмосферному, давление в пласте -много больше. Под действием пластового давления флюид из пласта поступает в канал ГБ и заполняет камеру К. О поступлении пробы в камеру К свидетельствует повышение давления в ней, зарегистрированное датчиком давления ДД. После заполнения камеры двигатель ЭМ реверсируют. Давление рабочей жидкости РЖ на поршни ГБ и ПУ падает.

Шток Ш поднимется, закупоривая своей нижней частью камеру К и одновременно соединяя отверстие разгерметизации ОР с каналом в герметизирующем башмаке.

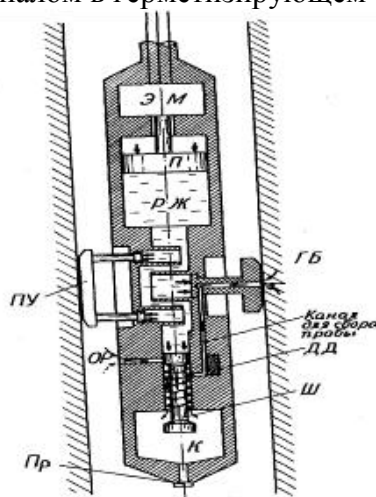


Рис. 20.1. Устройство опробователя пластов на кабеле ОПУ

Давление под башмаком ГБ и снаружи его выравнивается, происходит разгерметизация башмака, и он втягивается в углубление корпуса опробователя. Втягивается и прижимное устройство ПУ. После этого опробователь можно поднимать к устью скважины и извлекать на поверхность. По извлечении опробователя из скважины его подвешивают над ведром или др. емкостью, вывинчивают пробку Пр и сливают туда отобранную пробу. Емкость камеры К составляет 4,5 л.

При отсутствии притока прибор можно переместить на другую точку и попытаться отобрать пробу еще раз. Опробователь допускает до 8 повторений попыток отобрать пробу. ОПУ-65 является универсальным прибором, его можно применять не только в нефтяных и газовых, но и в рудных, угольных и гидрогеологических скважинах. Его длина - 3,7 м, масса - 65 кг, диаметр - 65 мм.

ОПУ-65 является одним из наиболее простых. Другие опробователи (ОПН, ОПТ, ОПГ и т.д) имеют большие размеры и снабжаются зарядами взрывчатого вещества для пробивания канала в породе и для отрыва 2. Результаты опробования пластов приборами на кабеле позволяют выделять в разрезе породы коллекторы и неколлекторы, определять характер насыщения пластов и, следовательно, устанавливать положение водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, а также оценивать гидродинамические характеристики пластов. Так, например, наличие притока в камеру свидетельствует, что пласт является коллектором, отсутствие притока - неколлектором.

Характер насыщения определяют по результатам анализа отобранных проб. Нефтеносные пласты выделяются по составу УВГ с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Признак водоносного пласта -низкое газосодержание с преобладанием метана. Высокое содержание метана свидетельствует о газоносности пластов.

Наиболее эффективно применение ОПК в случае опробования гранулярных коллекторов. В случае коллекторов трещинного типа велика вероятность того, что отверстие в герметизирующем башмаке расположится против непроницаемого промежутка и, следовательно, потребуются много точек опробования.

Результаты опробования позволяют оперативно уточнить результаты интерпретации каротажных диаграмм.

герметизирующего башмака от стенки скважины.

Контрольные вопросы:

1. Как осуществляется опробование продуктивных пластов методом пробной эксплуатации?
2. В чем преимущества опробования пластов приборами на кабеле перед опробованием по традиционной методике?
3. Какие устройства входят в состав опробователя на кабеле?
4. Какие задачи позволяют решить результаты ОПК?

Урок №20.

Тема: Прострелочно-взрывные работы в скважинах

План:

1. Отбор грунтов
2. Перфорация обсадных колонн
3. Торпедирование скважин

1. Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР) включают отбор грунтов (отбор образцов пород из стенок скважины), перфорацию обсадных колонн, торпедирование и некоторые др. операции.

Отбор грунтов. Основные сведения о геологическом разрезе пробуренных скважин геологи получают на основании изучения керна, извлеченного при бурении, и уточняют по каротажу. В тех случаях, когда эти данные недостаточны или вступают в противоречие, или когда отсутствует керн, строение геологического разреза уточняют с помощью образцов, добытых из стенок скважин с помощью так называемых "грунтоносов". Работы по отбору грунтов выполняются геофизиками с использованием кабеля и спуско-подъемного оборудования каротажных станций (или подъемников).

Наибольшим распространением пользуются боковые стреляющие грунтоносы (рис. 20.2).

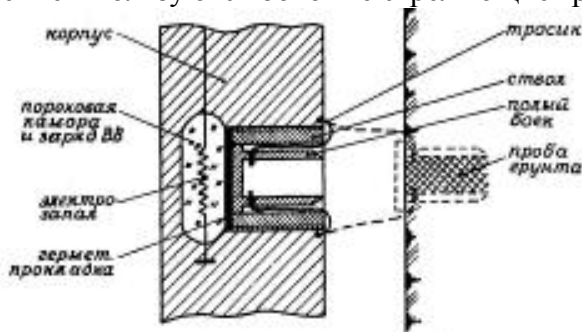


Рис. 20.2. Устройство бокового стреляющего грунтоноса

Такой грунтонос состоит из массивного корпуса, в котором высверлено несколько отверстий для стволов. Позади каждого отверстия располагается пороховая камера, которая заполняется зарядом взрывчатых веществ (ВВ) и отделяется от ствола герметизирующей прокладкой, после чего в отверстие ввинчивается короткий стальной ствол. Ствол заряжается стальным бойком, имеющим форму стаканчика с острыми кромками и утолщенным днищем. Через отверстия вблизи днища бойка протернут гибкий стальной тросик, которым боек крепится к корпусу.

В пороховой камере располагается электрозапал. Грунтонос подсоединяют к каротажному кабелю и опускают на необходимую глубину. Через электрозапал пропускают электрический ток, который воспламеняет заряд в пороховой камере. Происходит выстрел, боек вылетает из ствола и вонзается в стенку скважины, внутренняя полость его заполняется горной породой.

Заряд подбирают таким, чтобы боек входил в породу до доньшка, но не глубже (обычно это от 0,5 до 6 г пороха, в зависимости от крепости породы). После выстрела каротажный кабель

наматывают на лебедку, грунтонос начинает подниматься и выдергивает бойки из стенки скважины.

Число стволов в одном грунтоносе - от 10 до 30. Диаметр образцов в разных грунтоносах - от 10 до 26 мм, длина - 20-65 мм, объем пробы — 3-27 см³.

При отборе грунтов количество выносимых образцов не превышает 50-70% от количества стволов в грунтоносе, т.к. какая-то часть стволов не "выстреливает" из-за нарушения герметичности прокладки и попадания воды в пороховую камеру, часть бойков обрывается, еще из какой-то части бойков при подъеме высыпается проба.

Наряду со стреляющими грунтоносами существуют и невзрывные, сверлящие и фрезерующие керноотборники.

Сверлящий керноотборник состоит из корпуса с прижимным устройством и миниатюрного пустотелого цилиндрического бура, ось которого перпендикулярна оси прибора. Привод и подача бура электрические. В корпусе имеется бункер для сбора образцов. Диаметр каждого образца около 20 мм, длина - 40 мм. За один спуск отбирают от 5 до 15 образцов.

Представляет интерес конструкция фрезерующего грунтоноса, впервые разработанного американскими инженерами в рамках проекта "Могол", имевшего целью бурение сверхглубоких скважин в дне мирового океана, достигающих до мантии. Сейчас такие грунтоносы выпускаются и отечественной промышленностью (например, дисковый призматический керноотборник ДПК-140).

Прибор, изображенный на рис. 20.3, состоит из массивного корпуса с прижимным устройством и двух армированных алмазами дисковых фрез, выступающих из корпуса под острым углом. С помощью электродвигателя фрезы приводятся во вращение и получают еще и поступательное движение. Двигаясь снизу вверх, фрезы вырезают из стенки скважины трехгранную призму длиной 1,5 м.

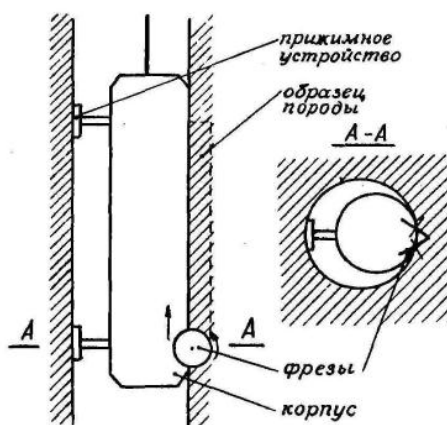


Рис. 20.3. Устройство дискового призматического грунтоноса (по Р. Дебранду)

В нефтяных и газовых скважинах по образцам из стенок скважины уточняют интерпретацию геофизических данных, проверяют заключение о нефтегазоносности пластов и их коллекторских свойствах.

В углеразведочных скважинах контролируют правильность выделения угольных пластов и изучают их качественные характеристики.

В рудных скважинах уточняют интерпретацию и определяют процентное содержание металла.

2. Перфорация обсадных колонн

Перфорация ОК необходима для того, чтобы вскрыть нефтеносные или газоносные пласты и обеспечить доступ флюида из пласта в скважину.

Пулевые перфораторы устроены, в принципе, так же, как боковые стреляющие грунтоносы, только заряжают их не полым бойком, а сплошной стальной пулей, которая должна пробить обсадную колонну, цементный камень и войти в пласт на 30-40 см.

Для повышения пробивной способности пули стволы в перфораторах удлиняют за счет того, что располагают их вертикально, закругляя в нижней части до выхода из корпуса (рис. 20.4). Это так называемые вертикальные пулевые перфораторы (например, ПВН-90).

Пулевые перфораторы бывают селективные и залповые. В залповых все пороховые камеры соединяются друг с другом, и все стволы выстреливают одновременно. В

селективных перфораторах имеется переключатель контактов, позволяющий производить выстрелы поочередно. Кумулятивные перфораторы прожигают отверстие в ОК и стенке скважины струей раскаленных газов и расплавленного металла.



Рис. 20.4. Устройство вертикального пулевого перфоратора

Устройство кумулятивного перфоратора показано на рис. 20.5. Он состоит из корпуса, металлической воронки и крышки. Пространство между корпусом и металлической воронкой

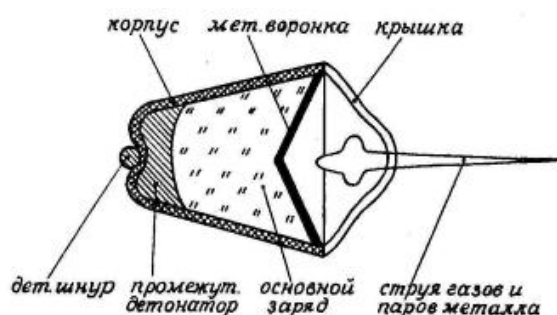


Рис. 20.5. Принцип действия перфоратора кумулятивного типа

заполнено промежуточным детонатором и основным зарядом ВВ. Промежуточный детонатор нужен для более быстрого инициирования взрыва основного заряда. Подрыв промежуточного детонатора обычно производится с помощью детонирующего шнура, проходящего у дна корпуса заряда. Пространство между металлической воронкой и крышкой заряда остается свободным. Это необходимо для формирования узкой струи раскаленных газов и расплавленного металла. При взрыве эта струя вылетает со скоростью 8-10 км/с и развивает давление 250-300 тыс. кг/см².

Кумулятивные перфораторы бывают корпусные и бескорпусные. Корпусные имеют примерно такие же стволы, как и боковые стреляющие грунтоносы, но вставляют в них не бойки, а кумулятивные заряды. В бескорпусных заряды крепятся к раме из продольных железных прутьев.

Кроме описанных перфораторов, существуют еще и перфораторы невзрывные, например, гидроабразивные.

В гидроабразивных перфораторах отверстие в ОК и породе проделывает струя воды, насыщенная кварцевым песком, которая под большим давлением подается на стенку скважины. Время проделывания одного отверстия - несколько минут.

Достоинство гидроабразивных перфораторов в том, что, медленно поворачивая их вокруг продольной оси, ими можно обрезать ОК.

Оптимальное количество перфорационных отверстий, как показали специальные исследования, - от 4 до 30 на 1 погонный метр ствола скважины.

3. Торпедирование скважин

Торпедированием называют взрыв в скважине.

Торпедирование производят с целью ликвидации прихватов бурильных, насосно-компрессорных и др. труб в скважинах, для ликвидации аварий при бурении, для очистки фильтров в скважинах, а также для "оживления" старых нефтяных и газовых месторождений.

Скважинная торпеда состоит из заряда ВВ и средства взрывания -электрозапала, капсуля-детонатора и шашки высокобризантного ВВ, усиливающего начальный импульс детонации.

Торпеды различают герметичные и негерметичные, фугасные и кумулятивные и пр.

Для "встряхивания" бурового инструмента или ОК в скважинах с целью облегчения последующего развинчивания, для очистки фильтров используют так называемые "торпеды детонирующего шнура" (ТДШ) -отрезки обычного детонирующего шнура.

Для оживления старых нефтяных месторождений в скважинах взрывают очень большие заряды, включая атомные мощностью 4-5 кт.

Ядерный взрыв создает в горных породах давление более чем в миллион атмосфер. Часть горной породы превращается в газ, на месте взрыва образуется полость диаметром около 30 м. В толще горных пород появляется множество мелких трещин, проникающих на расстояние до 100 м от центра. Увеличивается проницаемость горных пород, и в результате возрастает дебит нефтяных и газовых скважин. Такие "мирные" взрывы неоднократно производились на территории СССР. Два ядерных взрыва, проведенных на газовых месторождениях Восточной Сибири в конце 70-х годов, привели к увеличению добычи газа в 20 раз и позволили дополнительно добывать нефть. Еще 2 ядерных взрыва в 1969 г. на Осинском месторождении в Пермской области обеспечили добычу более 300 тыс. т нефти (газета "Уральский рабочий" от 15.03.95).

Однако, кроме положительных результатов, ядерные взрывы в скважинах имеют и очень существенные отрицательные последствия, связанные с заражением подземных вод радиоактивными элементами.

Контрольные вопросы

5. В каких случаях прибегают к отбору грунтов из стенок скважин?
6. Поясните, как устроен боковой стреляющий грунтонос.
7. С помощью каких устройств невзрывного действия могут быть отобраны пробы грунтов из стенок скважин?
8. Как устроены скважинные пулевые перфораторы?
9. Как устроен кумулятивный перфоратор?
10. Каково оптимальное количество перфорационных отверстий на 1 погонный метр ствола скважины?
11. Что такое торпедирование скважин?
12. С какой целью производят торпедирование скважин?
13. Каковы достоинства и недостатки ядерных взрывов в скважинах?

Урок №21.

Тема: Метод электрической корреляции

План:

- 1.Скважинный вариант МЭК
- 2.Поисково-картировочный вариант МЭК

1.Метод электрической корреляции (МЭК) разработан в Свердловском горном институте проф. А.К. Козыриным. МЭК применяется в двух вариантах - скважинном и поисково-картировочном.

Назначение скважинного варианта - увязка проводящих подсечений в разных скважинах, поисково-картировочного - поиски проводников в окрестностях скважин и картирование геоэлектрических неоднородностей под наносами.

Сущность скважинного варианта МЭК поясняется рис. 21,1. В рудное (проводящее) подсечение в скважине С-1 помещают токовый электрод А, подключенный к "+" источника тока. Второй электрод В относят на достаточно большое расстояние (в "бесконечность"). По соседней

скважине С-2, также имеющей рудное (проводящее) подсечение, перемещают электрод М и измеряют разность потенциалов между ним и электродом N, заземленным на поверхности, вблизи устья скважины С-2.

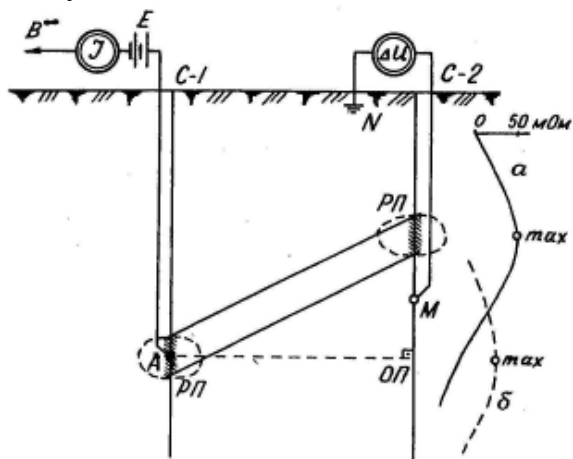


Рис. 21.1. Схема наблюдений и кривые потенциала в скважинном варианте МЭК при наличии (а) электрической связи рудных подсечений в скважинах С-1 и С-2 и при ее отсутствии (б)

В случае, если рудные подсечения в обеих скважинах электрически связаны между собой, ток по хорошему проводнику устремляется из зарядной скважины С-1 в исследуемую скважину С-2, и против рудного подсечения в ней будет зафиксирован максимум потенциала (кривая а). Если же электрической связи нет, а среда между скважинами однородная и изотропная, то максимум потенциала будет наблюдаться там, где электрод М ближе всего к источнику тока А, т.е. в точке ОП – основании перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины (кривая б).

Таким образом, признаком увязки или идентификации рудных подсечений является смещение максимума потенциала корреляционной кривой с точки ОП на проводящее подсечение в исследуемой скважине.

2. При поисково-картировочном варианте МЭК токовый электрод А помещают на поверхности, в точках, расположенных на лучах, проходящих через устье скважины на разных расстояниях от него (рис. 21.2, а), а измерения потенциала проводят по стволу скважины так же, как и в предыдущем варианте.

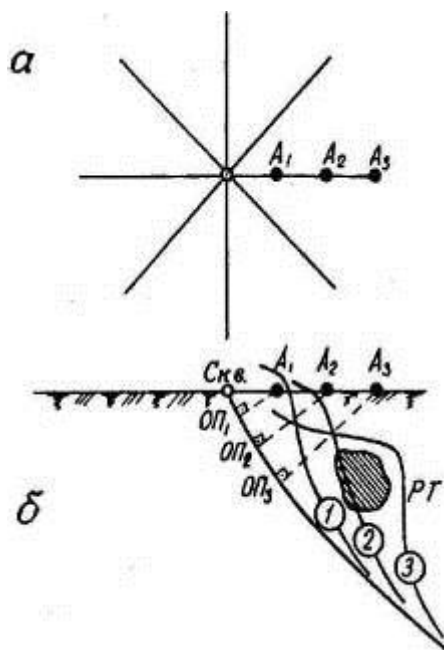


Рис. 21.2. Поисково-картировочный вариант МЭК. Расположение питающего электрода (а) и кривые потенциала (б)

Если между токовым электродом и скважиной оказывается проводник, это проявляется в том, что максимум потенциала смещается с точки основания перпендикуляра и располагается там, где

проводник ближе всего подходит к скважине (рис. 21.2, б). Рассмотрим более детально скважинный вариант МЭК.

Измеренные значения потенциала в мВ приводят к единичному току в 1 А и получают в результате масштаб кривых $\frac{\text{мВ}}{\text{А}} = \text{мОм}$. Масштаб изображается в виде стрелки, указывающей направление возрастания потенциала.

Получаемая величина имеет простой физический смысл. Она представляет собой сопротивление фиктивного объемного питающего электрода, по форме и положению совпадающего с эквипотенциальной поверхностью, пересекаемой скважиной в данной точке.

Контрольный вопросы:

1. Какие преимущества имеют методы скважинной геофизики перед методами полевой геофизики?
2. Каково назначение скважинного варианта метода электрической корреляции?
3. Назовите признак увязки рудных подсечений в коррелируемых скважинах.
4. Каково назначение поисково-картировочного варианта МЭК?

Урок №22.

Тема: Радиоволновое просвечивание

План:

1. Сущность РВП
2. Методика измерений в скважинах.

1. Метод радиоволнового просвечивания (РВП) основан на изучении распространения электромагнитного поля (ЭМП) высокой частоты в горных породах. Хорошо проводящие геологические образования обладают способностью повышенного поглощения этих полей.

В РВП используют ЭМП радиочастот от 150 кГц до 40 МГц. Скорость распространения ЭМП в воздухе равна скорости света $V=c$, а длина волны λ_0 связана с ней соотношением:

$$\lambda_0 = \frac{c}{f}, \quad (21)$$

где f - частота ЭМП.

В горных породах происходит укорочение длины волны по сравнению с воздухом в $\sqrt{\epsilon}$ раз (ϵ

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{\sqrt{\epsilon}}.$$

- диэлектрическая постоянная среды):

В настоящее время не существует теории, достаточно полно объясняющей процессы распространения радиоволн в горных породах. По этой причине во многих случаях для объяснения результатов РВП приходится пользоваться теоретическими положениями, справедливыми только для однородных и изотропных сред. Многие особенности волновых полей хорошо объясняются при помощи принципов геометрической оптики.

Напомним кратко основные из них.

1. В однородной изотропной среде лучи, по которым волны распространяются от источника, - прямые.
2. На границе раздела двух сред с разными свойствами происходит отражение и преломление волн.
3. За "непрозрачными" объектами образуется зона тени, границы которой определяются лучами, проходящими через края препятствия.
4. В неоднородной среде путь волны определяется принципом Ферма, т.е. он должен быть таким, чтобы время, затрачиваемое на его прохождение, было минимальным.
5. Все отклонения от принципов геометрической оптики называются дифракцией.

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выклинка и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т.д. При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой - приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, "просвечивают" радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности - магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

2.Методика измерений в скважинах.При измерениях в скважинах (вариант скважина-скважина) используют несколько способов просвечивания: синхронный, шаговый,односкважинный.

При синхронном способе (рис. 21.7.1) приемник и передатчик помещают в разные скважины (не обязательно на одинаковую глубину) и начинают их синхронный подъем с одинаковой скоростью. Лучи просвечивания в этом случае можно изобразить в виде параллельных отрезков. Преимущество этого способа - высокая производительность, недостаток - невозможность точной локализации поглощающего объекта в пространстве между скважинами.

При шаговом способе передатчик неподвижно устанавливают в одной скважине, по другой перемещают приемник. Точки стояния передатчикаменяют (делают шаги по скважине). Такая методика наблюдений (рис. 21.7.2) требует больших затрат времени, но зато позволяет точно определить местоположение поглощающего объекта.

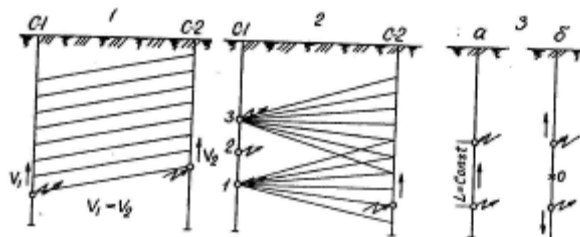


Рис. 21.7. Различные способы наблюдений в методе РВП: 1 - синхронный; 2 -шаговый; 3 - односкважинный (а - односкважинное РВ профилирование; б -РВ зондирование. Односкважинный способ применяют в тех случаях, когда в распоряжении исследователя имеется только одна скважина. В эту скважину и помещают и приемник, и передатчик (рис. 21.7.3). При этом возможны варианты радиоволнового профилирования (когда передатчик и приемник перемещают по скважине с сохранением постоянного расстояния между ними) и РВ зондирования (когда передатчик и приемник разносят на разные расстояния или при сохранении постоянного расстояния меняют частоты просвечивания).

Важным вопросом методики РВП является выбор оптимальной частоты ЭМП. С одной стороны, желательно, чтобы частота была наименьшей, т.к. чем меньше частота, тем меньше поглощение и, следовательно, больше дальность просвечивания. С другой стороны, чем меньше частота, тем больше длина волны и тем легче такие волны огибают препятствия (проводники), следовательно, уменьшается разрешающая способность метода. По этой причине работы в РВП, как правило, проводят на 2-х частотах: основной и дополнительной. В качестве основной выбирают наиболее высокую частоту, обеспечивающую необходимую дальность просвечивания; в качестве дополнительной -ближайшую к ней более низкую частоту из диапазона частот, на которых работает аппаратура.

Областью применения метода РВП являются месторождения хорошо проводящих руд и месторождения калийных солей, на которых метод используют для поисков карстовых пустот, заполненных минерализованными водами.

Контрольные вопросы:

1. Какие частоты электромагнитных полей используются в методорадиоволнового просвечивания?
2. Напишите формулу для расчета электрической составляющей нормального поля в РВП.
3. От чего зависит коэффициент поглощения электромагнитного поля в среде?
4. Какое из электромагнитных свойств горных пород сильнее других влияет на их поглощение? Почему?
6. Определите область применения методов МЭК и РВП.

Урок №23.

Тема: Контроль технического состояния скважин. Цементметрия скважин

План:

1. Термометрия
2. Гамма-гамма-цементметрия

1. Контроль технического состояния скважин осуществляется комплексом геофизических методов непосредственно после окончания бурения и цементирования обсадной колонны, а также на протяжении всего времени жизни скважины.

Применяемый комплекс геофизических методов предназначен для решения следующих основных задач:

- оценка качества цементирования колонн;
 - выявление дефектов обсадных и насосно-компрессорных труб;
- Цементирование обсадных колонн можно считать высококачественным, если наблюдается:
- соответствие положения цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема;
 - наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
 - равномерное распределение цемента в интервале его закачки;
 - отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне;
 - надежное сцепление цементного камня с колонной и породами.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн используют методы акустический, термометрический и гамма-гамма-метод.

Термометрия. Определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве – эта операция еще называется еще «отбивкой цементного камня» (ОЦК) – проще всего производится методом термометрии в течение 6-36 часов после заливки цемента.

При контроле за разработкой термические исследования применяют для решения следующих задач:

- определение мест притоков газа, нефти, подземных вод, в скважину;
- установление зон поглощения и заколонных перетоков жидкости;
- оценка скоростей фильтрации пластовых флюидов;
- определение уровня и оценка качества цемента в затрубном пространстве.

Методы искусственного теплового поля применяют в основном для изучения пористости пород и их фильтрационных свойств.

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, осложняющая ее дальнейшую эксплуатацию. Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные

отверстия попадает в скважину. В этом случае для успешной борьбы с обводнением требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т. е. определить интервал затрубного движения воды.

Для установления места притока воды в скважину наиболее часто применяются электрические и термические методы. При термическом каротаже вдоль ствола скважины непрерывно регистрируется температура среды. Для термических исследований чаще всего применяют электрические термометры разных марок и регистрирующее устройство обычной каротажной станции.

Искажаться температура в скважине может по различным причинам: изменение диаметра скважины, потоки воздуха, охлаждение породы после промывки. Эти факторы необходимо учитывать при выявлении температурных аномалий, поэтому перед термометрией скважину заполняют жидкостью и выводят на температурный режим (т.е. восстановление температуры в скважине). Определяют места притока или поглощения жидкости двумя способами: продавливания и оттаргивания.

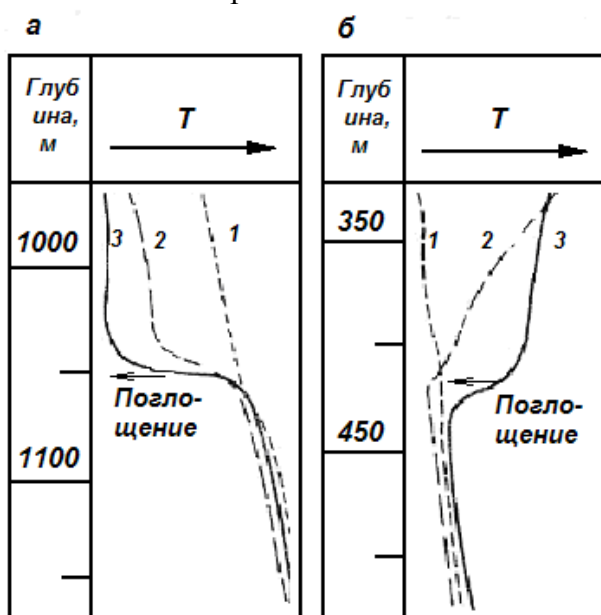


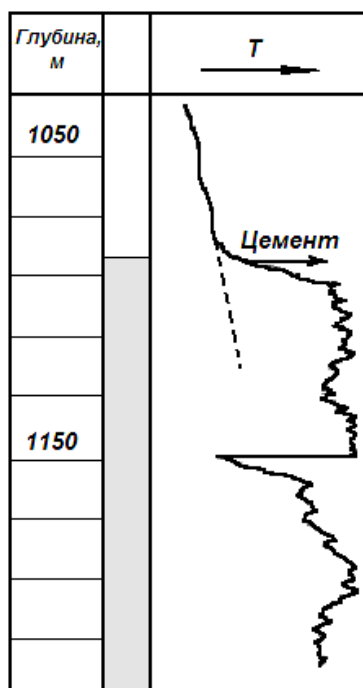
Рис.3.1 Определение места нарушения обсадной колонны методом термометрии: а - температура закачиваемой воды меньше пластовой; б - температура закачиваемой воды выше пластовой:

1 - контрольный замер температуры; 2, 3 - замер температуры после закачки соответственно 18 и 36 м³ (а), 8 и 18 м³ (б) воды

Применение термического метода определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. После контрольного замера, изменяя давление столба жидкости в скважине оттаргиванием, производят регистрацию серии температурных кривых, по которым

судят о положении места притока, которое отмечается повышением или понижением температуры (рис.3.1).

При способе продавливания допускают, что водоотдающий интервал одновременно является и поглощающим. При этом способе, так же как и в предыдущем, добиваются однородности жидкости, заполняющей ствол скважины. После контрольного замера в скважину закачивают определенные объемы воды, температура которой значительно отличается от температуры жидкости в стволе с последующим измерением температуры. На глубине поглощения (место нарушения) температура резко отличается.



Для определения затрубного движения воды и положения очага обводнения наиболее часто используются термические методы, основанные на изучении теплообмена между жидкостью, находящейся в скважине и циркулирующей в затрубном пространстве.

Термометрия применяется для определения уровня и оценка качества цемента в затрубном пространстве (рис.3.2). Закрепление ствола скважины спуском обсадных колонн с последующим цементированием осуществляется для изоляции отдельных пластов, исключения перетоков различных флюидов между ними и перекрытия зон возможных осложнений, затрудняющих процесс эксплуатации. Качественным цемент считается при:

1) наличии в затрубном пространстве затвердевшего цемента, поднятого до проектной глубины от устья;

58
Рис.3.2 Определение уровня цемента методом термометрии

2) равномерности распределения цемента в затрубном пространстве;

3) сплошности цементного камня и хорошем его сцеплении с колонной и стенкой скважины.

Метод термометрии применяется на основании свойства цементного раствора выделять тепло при схватывании. Термометрия позволяет выявить наличие цемента за колонной и установить верхнюю границу. Но она не дает сведений о его плотности и характере распределения в затрубном пространстве.

Максимальные температуры при схватывании цемента различных типов наблюдаются в период времени от 6 до 16 ч после окончания цементации. Поэтому термометрию целесообразно проводить именно в этот промежуток времени. Верхняя граница цемента за колонной устанавливается по резкому сдвигу кривой на термограмме в сторону увеличения температуры на фоне постепенного возрастания ее с глубиной.

Измерение естественных полей выполняют:

- в установившемся режиме с целью определения естественной температуры пород, геотермического градиента, геотермической ступени;
- в неустановившемся режиме для сопровождения бурения и каротажа
- определения температурного режима работы бурового инструмента и скважинных приборов;
- получения информации для учета температуры при интерпретации данных каротажа.

Разница полей, измеренных на этих режимах, зависит от времени пребывания скважины в покое. Она тем больше, чем меньший промежуток времени прошел после прекращения циркуляции промывочной жидкости в стволе скважины и других тепловых воздействий — заколонных перетоков, дросселирования нефти, газа и воды, прохождения фронта вод, закачиваемых в пласт, и т.д.

Измерения искусственных полей ведут для:

- оценки технического состояния обсаженных скважин — определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб;
- сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «притока-состава» — выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; исследования нагнетательных скважин; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрислоевым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением.

Результаты измерений, в том числе естественных полей, полученные в установившемся режиме, используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

В зависимости от измеряемой величины различают модификации метода: обычную термометрию («термометрия»), при которой измеряют температуру, и дифференциальную термометрию, когда измеряют разность температур.

Дифференциальную термометрию подразделяют на аномалий-термометрию (измерение отклонений температуры ΔT от некоторого среднего значения) и градиент-термометрию (измерение разности температур двух датчиков, разнесенных на фиксированное расстояние).

Для измерения температуры применяют термометр сопротивления, спускаемый на геофизическом кабеле, максимальный ртутный термометр и глубинный самопишущий термометр, опускаемые на бурильных трубах в составе ИПТ.

Термометр сопротивления комплексируют с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Термометр сопротивления должен удовлетворять следующим требованиям:

- разрешающая способность — не хуже $0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для отдельных модификаций приборов — $0,1\text{--}0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- основная погрешность измерения температур в заданном диапазоне измерений — не более $\pm 2\%$;
- постоянная времени — не более 2 с;
- сопротивление чувствительного элемента мостикового термометра — не более 2000 Ом;

- дополнительная погрешность измерения за счет нагревания чувствительного элемента проходящим через него током — не более половины допустимой погрешности;

- сопротивление изоляции жил кабеля при работе с термометром — не менее 2 МОм.

Калибровки выполняют, руководствуясь эксплуатационной документацией для конкретного типа скважинного прибора. Контролируемыми параметрами являются постоянная времени и постоянная термометра, соответствующая изменению выходного напряжения на 1 °С.

Основным средством периодических калибровок являются баки с водой различной температуры; температуру воды устанавливают с помощью образцовых термометров.

Исследования в скважинах ведут, руководствуясь следующими требованиями:

Перед спуском прибора в скважину измеряют температуру окружающей среды (допускается измерение температуры воздуха в станции) одновременно скважинным термометром и ртутным. Разница в показаниях обоих термометров не должна превышать $\pm 0,5$ °С.

Примерная скорость каротажа должна составлять 1000; 800; 600 и 400 м/ч, если постоянная времени равна 0,5; 1; 2 и 4 с соответственно.

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. Более точный промежуток времени устанавливают для района опытным путем; реально он может составлять от нескольких месяцев до нескольких лет. В скважине не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения.

При определении естественной температуры необходимо: провести на ряде глубин измерения при неподвижном термометре; выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток; в обоих вариантах разница показаний не должна превышать +1 °С.

Измерения текущей температуры в скважине для определения температурного режима работы бурильного инструмента и скважинных приборов проводят при спуске и подъеме термометра.

При определении мест поглощения в открытом стволе выполняют серию разновременных измерений. Локализацию интервалов интенсивных поглощений проводят по характерным аномалиям температуры.

Измерения температуры для оценки технического состояния обсаженных скважин выполняют при спуске скважинного прибора, повторное измерение — при его подъеме.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже чем через двое суток после цементирования колонны для нормально схватывающихся цементов и через 15-20 ч для быстросхватывающихся цементов. Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов — через 15-30 ч после окончания заливки.

Запрещается проведение любых работ в скважине перед измерениями во избежание нарушения температурного режима.

При применении нестандартных цементных растворов, а также в случае выполнения работ по специальным программам рекомендуется проводить временные измерения термометром в период схватывания и затвердевания цементной смеси через каждые 2-3 ч в течение 1-2 суток после окончания заливки.

Эффективность определения высоты подъема цемента по температурной аномалии снижается в высокотемпературных скважинах, при использовании низкосортных цементов (глино- и гелецементы), в случае загрязнения цементного раствора или односторонней заливки.

Применение термометров с порогом чувствительности 0,1-0,3 °С допускается при решении задач:

- исследования нагнетательных скважин;
- определения интервалов интенсивных перетоков,
- выделения мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб;
- контроля за внутрислоевым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением.

Обязательна выдержка скважины перед выполнением фонового замера не менее одних суток после приостановления работ, связанных с промывкой скважины.

2. Гамма-гамма-цементометрия. Гамма-гамма-метод используется для контроля качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн.

Изучение технического состояния обсадных колонн с помощью ГГМ основано на регистрации рассеянного колонной гамма-излучения с помощью зонда малой длины (9-12 см) и использовании источников мягкого гамма-излучения (^{170}Tm , ^{137}Cs). Показания гамма-толщиномера зависят в основном от толщины стенки стальной колонны и практически свободны от влияния промывочной жидкости и среды затрубного пространства.

Этот метод позволяет:

- установить высоту подъема цемента;
- определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Поскольку плотности цементного камня ($\delta_{\text{ц}}=1,8\div 2,0$ г/см³) и промывочной жидкости ($\delta_{\text{р}}=1,2\div 1,3$ г/см³) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ при работе с заинверсионными зондами находится в обратной зависимости от плотности среды, то на регистрируемой кривой ГГМ участки с цементом четко выделяются пониженными показаниями $I_{\gamma\gamma}$ по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость.

Контроль качества цементирования методом гамма-гамма цементометрии (ГГК-Ц) относится к дополнительным методам, проводится в колонне, в тех поисковых и разведочных обсаженных скважинах, где по данным ОЦК-АКЦ не может быть однозначно решен вопрос качества цементирования (наличие слабозацементированных интервалов, наличие разрывов сплошности цемента и другие особенности, обусловленные изменениями объемной плотности цементного камня в затрубном пространстве).

Определяется наличие или отсутствие цемента по разнице объемных плотностей затрубных сред.

Масштабы регистрации для диаграмм ГГК-Ц (толщиномер, селективный и интегральный счет) определяются по районам работ с учетом конкретных конструкций скважин и обсадных колонн.

Обеспечивается высокое качество измерений кривых ГГК-Ц для достоверного разделения зацементированных и незацементированных интервалов по всему диапазону изменения объемных плотностей сред в затрубье. Диаграммы ГГК-Ц низкого качества не решают задачу разделения затрубных сред по объемной плотности и могут внести ложную информацию в наборы методов контроля цементации.

Время проведения ГГК-Ц после цементирования не лимитируется. Измерения методом ГГК-Ц дублируются перекрытием по всему интервалу цементирования.

Преимущества гамма-гамма-метода: возможность проведения измерений независимо от времени, прошедшего после окончания цементирования.

Недостатки метода: невозможно выделить мелкие каналы площадью менее 8-10 % площади сечения затрубного пространства скважины; необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и была большой разница диаметров скважины и колонны.

Контрольные вопросы:

1. Какими параметрами характеризуется качество цементирования скважин?
2. Назовите геофизические методы, с помощью которых можно провести ОЦК.
3. Какие методы используются для определения полноты заполнения цементом затрубного пространства?
4. Какой из методов цементометрии является наиболее информативным?
5. Какие задачи решает термометрия?
6. Достоинства и недостатки гамма-гамма-цементометрии

Урок №24.

Тема: Дефектометрия обсадных колонн

План:

1. Методы, применяемые в дефектометрии
2. Методика измерений методов дефектометрии
3. Локатор муфт

1. Дефектометрия ОК имеет целью контроль состояния обсадных колонн и выявление их дефектов.

К характеристикам ОК, опущенных в скважину, относятся; внутренний диаметр колонн, толщина стенок, местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате перфорации, трещин и коррозии, местоположение "прихватов" труб горными породами.

Для контроля состояния ОК применяют механические, радиоактивные, индуктивные и оптические методы.

Внутренний диаметр ОК определяют с помощью специальных микрокаверномеров и профилемеров. Эти приборы устроены, в принципе, так же, как и каверномеры и профилемеры для открытого ствола, но имеют более высокую точность ($\pm 0,1$ см).

Внутренний диаметр необходимо знать для количественной и качественной интерпретации данных цементометрии, расходомерии и радиометрии.

Толщина стенок труб может изменяться под воздействием механических напряжений, коррозии, взрывных работ.

Для определения толщины стенок применяют ГГМ и индукционный метод.

2. Приборы, осуществляющие γ - γ -дефектометрию, обычно являются комплексными и, кроме дефектометрии, решают еще и задачи цементометрии скважин. Примером могут служить скважинные гамма-гамма-дефектомеры-толщиномеры, такие как СГДТ-2 и СГДТ-3. На рис. 19.4 показано устройство скважинного прибора СГДТ-3 в продольном разрезе. Прибор представляет собой комбинацию 2 зондов ГГК, короткого и длинного, с одним источником.

В качестве источника γ -квантов использован радионуклид Cs137. Детектор короткого зонда-толщиномера размещен в 19 см от источника. Это расстояние и углы наклона коллимационных отверстий выбраны так, чтобы интенсивность рассеянного γ -излучения зависела, главным образом, от толщины обсадной колонны. На рис. 19.5 приведен пример диаграммы 1п зонда-толщиномера. Детектор длинного зонда-дефектомера состоит из

3 (через 120°) сцинтилляционных счетчиков.

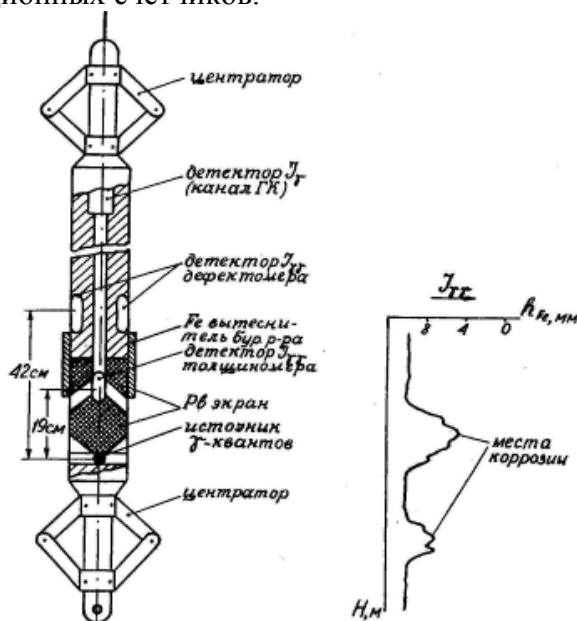


Рис. 19.4. Конструкция гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-3 гамма-гамма-дефектометрии

Размер длинного зонда (42 см) выбран таким, чтобы на его показания влияла, в основном, плотность среды за стенкой ОК. Между детекторами и источником размещен свинцовый экран. Устранение фона излучения, существующего за счет рассеяния γ -квантов скважинной жидкостью, добиваются уменьшением зазора между кожухом СП и стенкой ОК до 8-10 мм с помощью стального вытеснителя промывочной жидкости.

В верхней части СП установлен детектор канала ГК, диаграммы которого служат для привязки к разрезу скважины кривых толщиномера и дефектомера. Прибор центрируется в скважине рычагами центрирующих фонарей, обеспечивающих его устойчивое положение по оси скважины при углах наклона до 30° .

Электронная схема прибора выполнена на интегральных микросхемах и обеспечивает формирование и передачу на поверхность сигналов по трехжильному кабелю.

Индукционные дефектомеры основаны на принципе электромагнитной дефектоскопии. Скважинный прибор содержит генераторную и приемную катушки, электромагнитная связь между которыми осуществляется по обсадным трубам. Частота переменного тока генератора - 300-400 Гц. Затухание сигнала зависит от толщины стенок труб. По этой причине измеряют либо амплитуду сигнала в приемной катушке, либо сдвиг фаз между сигналами в приемной и генераторной катушках.

Для примера на рис. 19.6 приведена запись результатов индукционной дефектометрии, на которой хорошо фиксируются как дефекты ОК, так и соединительные муфты.

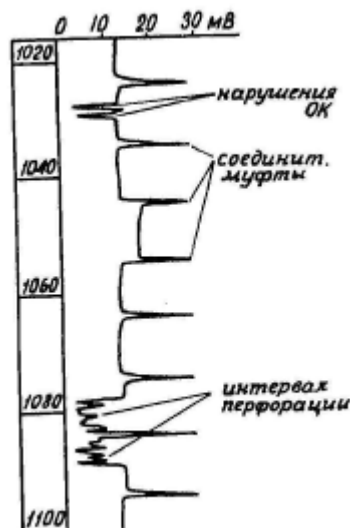


Рис. 19.6. Пример записи результатов индукционной дефектометрии

Оптические методы включают фотографирование и телепередачу изображения из скважины. Они используются для изучения состояния обсадных колонн и фильтров, а в необсаженных скважинах - для изучения геологического разреза.

При фотосъемке или передаче изображения стенка скважины освещается лампой-вспышкой. Естественно, жидкость в скважине должна быть прозрачной.

3. Определение положения соединительных муфт производится с помощью прибора, называемого локатором муфт (ЛМ).

Простейший локатор муфт (рис. 19.7) 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.

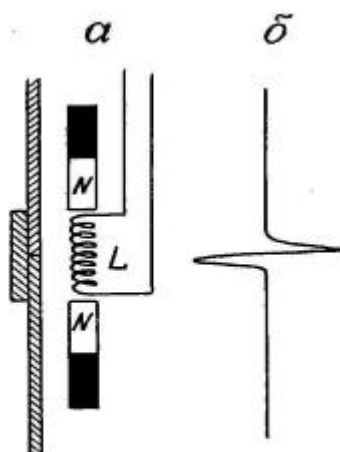


Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 19.7, 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. Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше; (здесь трубы как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

Положение "прихвата" можно определить и с помощью обычного локатора муфт. Методика таких работ поясняется рис. 19.8.

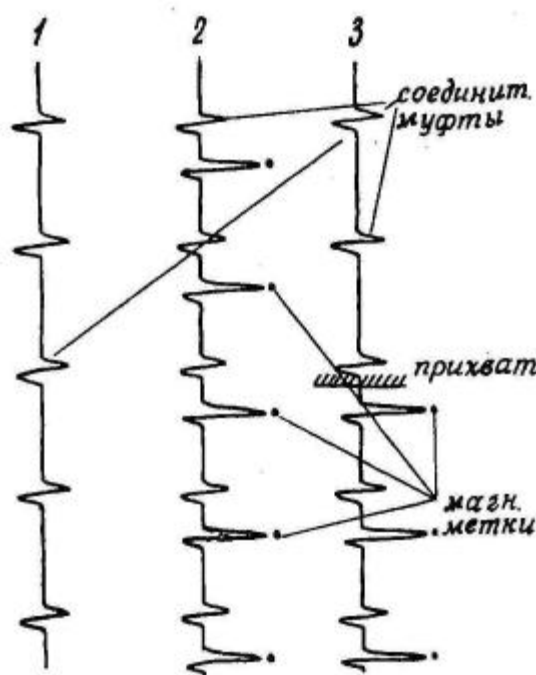


Рис 19 8 Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью локатора муфт: 1 - первичная диаграмма локатора; 2 - после простановки магнитных меток; 3 - после закручивания колонны

Сначала снимают обычную диаграмму ЛМ (кривая 1). Затем в скважину опускают намагничивающее устройство и через определенный интервал ставят на колонне магнитные метки - намагничивают небольшие участки ОК. Снова снимают диаграмму ЛМ (кривая 2), на которой будут отбиты уже не только соединительные муфты, но и магнитные метки. На диаграмме 2 они помечены точками. После этого трубу подвергают механическому усилию - начинают вытаскивать ее с помощью специальных домкратов или закручивать. Это механическое воздействие вызывает размагничивание магнитных меток, и они исчезают. Но нижеприхвата механическое усилие не передается, и магнитные метки там сохраняются. Еще раз снимают диаграмму ЛМ (кривая 3). По промежутку, где исчезают магнитные метки, определяют положение прихвата. После этого труба может быть обрезана выше места прихвата и извлечена на поверхность для повторного использования.

Контрольные вопросы:

1. Какими параметрами характеризуется состояние обсадных колонн в скважине?
2. Какие методы применяются при дефектометрии ОК?
3. Как устроен локатор соединительных муфт?
4. Как определяют положение мест прихвата ОК в скважинах?
- 5.

Урок №25.

Тема: Потокометрия в скважинах

План:

1. Потокометрия. Техника измерений
2. Применение потокометрии

1. Потокометрия — это измерение скорости потока (или расхода) жидкости по стволу скважины. Другие названия этого метода: расходометрия, дебитометрия.

Задачи, решаемые этим методом: определение дебита нефти по пластам и проилласткам в добывающих скважинах или расхода воды в нагнетательных; определение мест притока и поглощения жидкости в скважинах; изучение гидродинамических характеристик пластов-коллекторов.

Приборы, применяемые в этом методе, называются скважинными расходомерами (дебитомерами). Наибольшее распространение имеют инжекционные, термокондуктивные и тахометрические расходомеры.

Инжекционные расходомеры (рис. 19.9) состоят из корпуса с центрирующими фонарями, внутри которого располагается инжектор метки потока и 2 детектора меток. Инжектор впрыскивает в поток метку, т.е. порцию жидкости, отличающуюся от промывочной жидкости по какому-либо физическому свойству (радиоактивности, температуре, прозрачности или электропроводности). Эта метка переносится потоком и улавливается сначала первым, а затем вторым детектором.

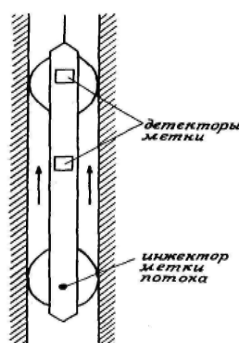


Рис. 19.9. Принцип действия скважинного инжекционного дебитомера

Засекают время продвижения метки от 1 до 2 детектора и, зная расстояние между ними, рассчитывают скорость потока, а зная диаметр скважины и диаметр самого прибора - расход потока. Относительная погрешность измерений — 2-5%.

Термокондуктивные расходомеры (термоанемометры) представляют собой термочувствительный элемент R_t , помещаемый в исследуемый поток и нагретый до температуры, превышающей температуру потока. Схема измерений с термоанемометром приведена на рис. 19.10. При первоначальной температуре (в неподвижной жидкости) измерительный мост сбалансирован, и прибор, включенный в его диагональ, дает нулевые показания.

Набегающий поток жидкости охлаждает чувствительный элемент тем интенсивнее, чем выше скорость потока. Баланс моста нарушается, и регистрирующий прибор начинает давать показания.

Приборы этого типа обладают хорошей чувствительностью, однако результаты измерений с ними трудно поддаются количественной интерпретации. К тому же, на результаты сильно влияет изменение тепловых свойств среды, например, примесь газа, изменение состава, плотности среды и т.п. Тахометрические (механические) расходомеры состоят из первичного преобразователя — датчика скорости потока в виде турбинки или крыльчатки, соосной с потоком, и вторичного преобразователя, вырабатывающего электрический сигнал, пропорциональный числу оборотов крыльчатки за единицу времени.

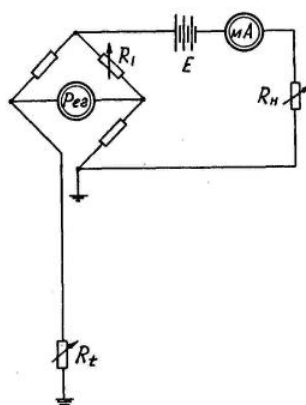


Рис. 19.10. Электрическая схема измерений с термокондуктивным расходомером-дебитомером

Сам преобразователь устанавливают в корпусе расходомера, а на валу Крыльчатки размещают элемент, управляющий его работой (рис. 19.11).

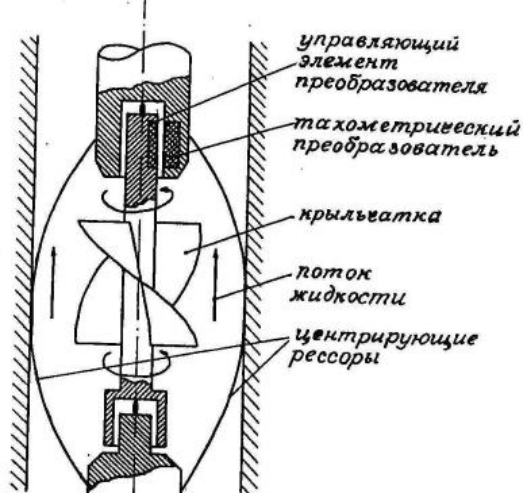


Рис 19.11. Принцип действия скважинного тахометрического расходомера

Тахометрические преобразователи могут быть разные: омические, индуктивные, магнитоуправляемые, оптические. Соответственно преобразователю различаются и их управляющие элементы. Например, если преобразователь магнитоуправляемый (т.е. магнитный контакт, или феррозонд), то управляющий элемент - постоянный магнит; если индуктивный

(катушка индуктивности на незамкнутом сердечнике), то управляющий элемент - пластина из ферромагнитного материала, замыкающая сердечник, и т.п.

2. На нефтяных месторождениях в добывающих и нагнетательных скважинах наблюдения с тахометрическими расходомерами выполняют либо поточно, либо непрерывно. В последнем случае проводят запись дважды: при движении снаряда вниз и вверх по стволу скважины. В одном случае скорость движения потока складывается со скоростью перемещения расходомера, в другом - вычитается. По разности результатов вычисляют скорость потока.

При исследовании гидрогеологических скважин измерения выполняют, как правило, поточно. При этом, чтобы вызвать движение жидкости по скважине, ее предварительно возбуждают до квазистационарного режима посредством откачки или долива жидкости. Степень возбуждения скважины зависит от разницы 5 между статическим уровнем жидкости в скважине и динамическим уровнем в ней при откачке или доливке.

Результаты расходомерии в гидрогеологических скважинах позволяют определить границы водоносных горизонтов, их дебит и рассчитать коэффициент фильтрации.

На рис. 19.13 приведены результаты расходомерии по одной из скважин. Уменьшение числа оборотов крыльчатки при входе в обсадную трубу (рис. 19.13, а) объясняется большим диаметром трубы по сравнению с открытым стволом. По числу оборотов крыльчатки определен расход потока в каждой точке скважины Q (рис. 19.13, б), а по нему вычислен дебит Q_i определена мощность 2-х водоносных горизонтов.

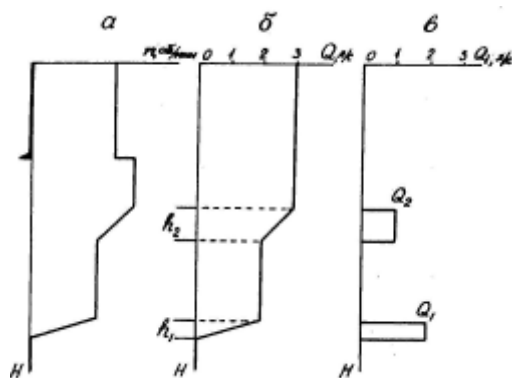


Рис. 19.13. Результаты измерений с тахометрическим расходомером: а – график изменения числа оборотов крыльчатки по оси скважины; б – интегральная расходограмма; в – дифференциальная расходограмма.

Контрольные вопросы:

1. На каких принципах основаны приборы для измерения скорости потока жидкости в скважине? Укажите их достоинства и недостатки.
2. Поясните устройство скважинного расходомера тахометрического типа.
3. Какие задачи решаются с помощью расходомерии скважин?

Урок №26.

Темы: Инклинометрия. Кавернометрия

План:

1. Техника измерений инклинометрии
2. Техника измерений кавернометрии

1. Инклинометрия - это измерение углов искривления буровой скважины.

Буровые скважины задают либо вертикальными, либо наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в болотистых районах Западной Сибири, чтобы, неменяя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 18.7, б), наклонными бурят и дополнительные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных

месторождениях наклонные скважины задают при разведке крутопадающих рудных тел (рис. 18.7, а). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления - искривляться.

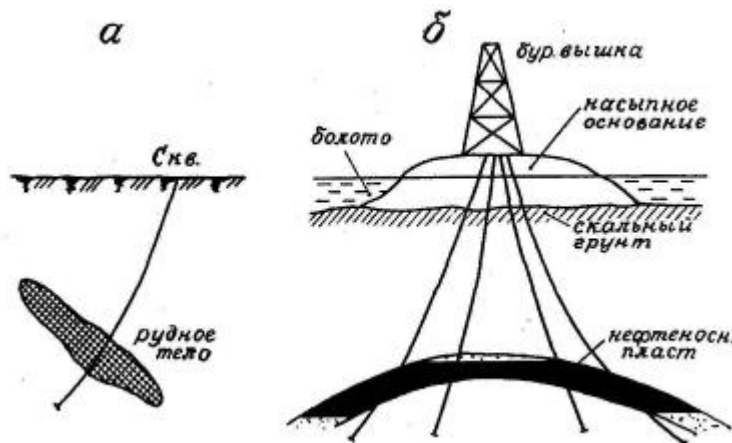


Рис. 18.7. Расположение наклонных скважин при разведке рудной (а) и нефтяной (б) залежи в Западной Сибири

Положение скважины в пространстве определяется ее глубиной и двумя угловыми параметрами - зенитным и азимутальным углами.

Зенитный угол - это угол между осью скважины и вертикалью.

Азимутальный угол - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией скважины.

Иногда прибегают к такому термину как угол наклона скважины - это угол, дополняющий зенитный до 90° .

Знать углы искривления необходимо, чтобы правильно определить, в какой точке пространства скважина пересекает полезное ископаемое, на какой истинной глубине, чтобы по видимой мощности рассчитать истинную, т.е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов. Приборы для измерения искривления скважин называются инклинометрами.

Наибольшим распространением пользуются электроинклинометры с датчиком азимутального угла в виде буссоли с магнитной стрелкой.

Упрощенная электрическая схема такого инклинометра приведена на рис. 18.8,

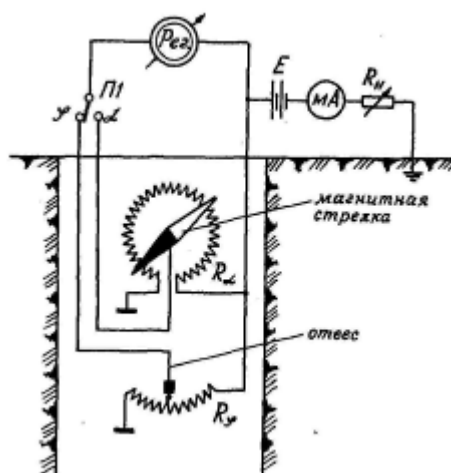


Рис. 18.8. Упрощенная электрическая схема скважинного инклинометра

Датчик азимутального угла представляет собой буссоль с магнитной стрелкой. Вместо лимба с отсчетами в ней имеется кольцевой реостат (реохорд) R_φ , а магнитная стрелка снабжена контактом, скользящим по этому реостату.

Датчик зенитного угла - это отвес, положение которого преобразуется в электрический сигнал с помощью аналогичного реохорда

Оба датчика размещены в поворотной рамке, снабженной осью, совпадающей с продольной осью СП, и эксцентричным грузиком. Под действием грузика рамка устанавливается так, что плоскость качания отвеса совпадает с апсидальной плоскостью скважины, плоскость буссоли располагается горизонтально благодаря горизонтальной оси, закрепленной в поворотной рамке, и собственному грузику буссоли.

Начало реохорда азимутального угла совмещено с плоскостью качания отвеса и смотрит в сторону направления нижнего конца прибора.

При измерениях, которые выполняют поточечно, контакты магнитной стрелки и отвеса прижимают с помощью специального арретирного устройства к соответствующим реохордам и поочередно (в зависимости от положения переключателя Ш) измеряют величину сопротивления между началом каждого из реохордов и его подвижным контактом. Величина этих сопротивлений характеризует, соответственно, азимутальный и зенитный углы.

Измерения углов искривления проводят через 20, 50 или 100 м в зависимости от глубины скважины.

Кроме электроинклинометров, есть еще так называемые одноразовые инклинометры. Эти инклинометры также имеют буссоль и отвес, но их положение просто фиксируется в приборе с помощью часового механизма и определяется визуально после извлечения прибора из скважины. Одноразовые инклинометры свободно опускают в устье скважины и через некоторое время извлекают с помощью бурового инструмента. Измерения производятся силами буровой бригады без привлечения геофизической службы.

Инклинометры с магнитной стрелкой не пригодны для измерений в обсаженных скважинах или скважинах, пересекающих магнитные руды.

В таких случаях используют гироскопические инклинометры. В этих приборах датчиком азимута служит раскрученный гироскоп - гироскоп, уравновешенный в карданном подвесе. Уравновешенный, т.е. подвешенный за центр тяжести, гироскоп обладает свойством сохранять постоянную ориентировку оси своего вращения. Как магнитная стрелка смотрит северным концом на северный полюс, так и уравновешенный гироскоп, как его ни поворачивай, направляет свою ось туда, куда она смотрела при его раскручивании.

Зенитный угол в гироскопическом инклинометре измеряется с помощью такого же отвеса, как и в других инклинометрах.

Абсолютная погрешность описанных инклинометров по азимутальному углу составляет $\pm 4-5^\circ$, а по зенитному - $\pm 0,5^\circ$.

Точность измерения зенитного угла может быть повышена при использовании датчика, предложенного автором совместно с проф. А.В. Давыдовым. Конструкция датчика приведена на рис. 18.9. Он состоит из цилиндрической измерительной камеры, в которую залита жидкость с высокими отражающими свойствами, например, ртуть. Выше на оси прибора находится источник света и кольцевой фотоприемник. При вертикальном положении датчика на фотоприемник попадает наибольшее количество света, и он вырабатывает максимальный сигнал.

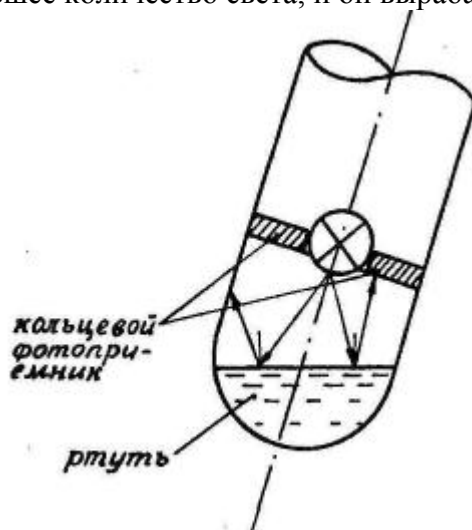


Рис. 18.9. Жидкостный датчик угла наклона скважины, предложенный А.В. Давыдовым и И.Г. Сквородниковым

При отклонении датчика от вертикали часть отраженных лучей уходит за пределы фотоприемника, и его выходной сигнал уменьшается.

Дополнительное достоинство такого датчика - возможность непрерывного измерения зенитного угла. Описанный датчик признан изобретением СССР (авт. свид. №1509518).

Вопросы обработки результатов инклинометрии и построения инклинограмм будут рассмотрены нами на практических занятиях.

2. Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины.

Дело в том, что фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового наконечника (долота). Так, на хрупких породах (ископаемых углях, например), в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным d_H ; из-за выкрашивания и вывалов пород в скважине образуются каверны. Каверны образуются и в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения. Уменьшение диаметра по сравнению с номинальным наблюдается обычно против пластов-коллекторов. Благодаря хорошей проницаемости в них залавливаются буровой раствор. Из-за малого диаметра пор в пласт проникает только фильтрат (жидкая основа) бурового раствора, а глина оседает на стенках скважины, образуя глинистую корку, которая уменьшает диаметр скважины.

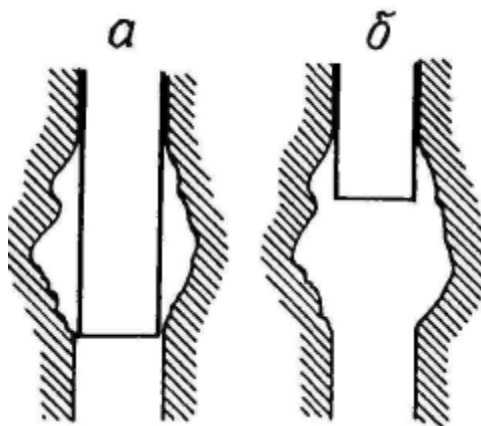


Рис. 18.1. Пример правильной (а) и неправильной (б) установки обсадной трубы в скважине

Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач.

Так, например, зная диаметр скважины нужно для того, чтобы правильно установить обсадную трубу

в скважине (см. рис. 18.1), рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн, правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

Знание диаметра скважины необходимо при количественной интерпретации результатов таких методов, как КС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК и др., а также для литологического расчленения разреза (рис. 18.2).

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными, фонарными, управляемыми и неуправляемыми. В любом случае в них имеется какой-то следящий механизм, скользящий по стенке скважины, и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал, чаще всего, посредством изменения активного сопротивления электрической цепи.

На рис. 18.3 показана нижняя часть рычажного каверномера.

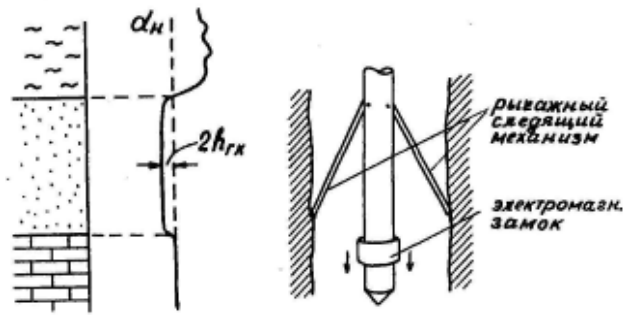


Рис. 18.2. Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза

Рис. 18.3 Устройство каверномера рычажного

К корпусу этого скважинного прибора крепятся на шарнирах 3 подпружиненных рычага, образующих следящий механизм. Нижние концы рычагов скользят по стенке скважин. Один из рычагов управляет ползунком переменного сопротивления R_d , два других служат для центрирования каверномера по оси скважины (поэтому измеряемый параметр и характеризует средний диаметр скважины). Перед спуском такого каверномера в скважину его рычаги прижимаются к корпусу и удерживаются в этом состоянии с помощью специального чашеобразного замка, который по достижении снарядом забоя раскрывают с помощью специального электромагнита, на который подают питание с поверхности.

Каверномер фонарного типа (рис. 18.4) не нуждается в замковом устройстве, конструкция его рычагов, на виде сбоку напоминающих китайский фонарик, обеспечивает ему хорошее прохождение как вверх, так и вниз по скважине. На этом же рисунке изображена электрическая схема измерений с каверномером.

Перед спуском прибора в скважину выполняют градуировку прибора. Для этого на концы рычагов одевают кольца известного диаметра, и соответствующие им показания регистрирующего прибора записывают на диаграммной ленте в виде своеобразных ступенек. Масштаб записи регулируют посредством изменения питающего тока.

Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка $\pm 0,5$ см, микрокаверномеры-до $\pm 0,1$ см.

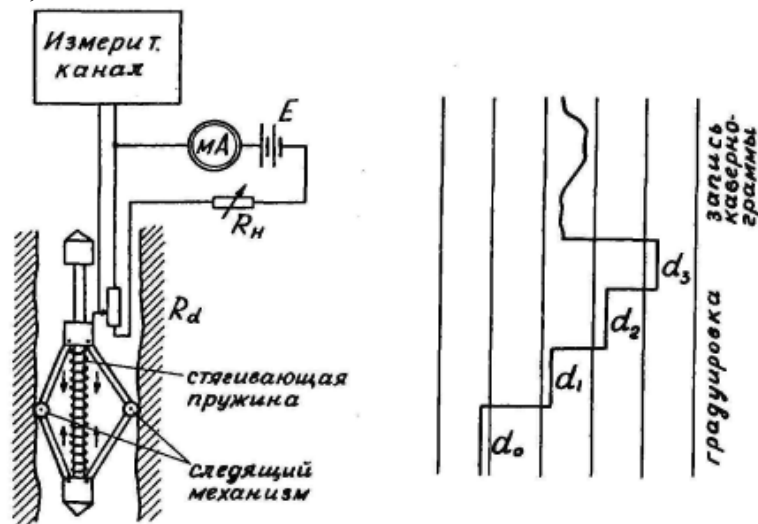


Рис.18.4. Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов градуировки каверномера

Контрольные вопросы:

1. Почему каверномер измеряет средний диаметр скважины?
2. Для чего нужно знать средний диаметр скважины?
3. На каких породах фактический диаметр больше номинального?

На каких меньше? На каких породах они равны?

Урок №27.

Тема: Организация промыслово-геофизических работ в скважине. Технические условия на подготовку скважин для проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и других работ приборами на кабеле в действующих скважинах

План:

1. Технические условия на подготовку скважин для ПГИ

1. Технические условия:

1. ПГИ (ГИС-контроль) проводят в скважинах в режиме их функционирования при спущенном технологическом оборудовании и в остановленных на ремонт скважинах при наличии в них технологического оборудования или без него.

2. Для исследований применяют скважинные приборы диаметром 28, 36 и 42 мм. Исследования скважин при спущенном технологическом оборудовании проводят при спуске (подъёме) скважинных приборов через НКТ или серповидный зазор, образующийся в межтрубном пространстве при эксцентричной подвеске технологического оборудования.

3. В добывающих скважинах, эксплуатирующихся с применением штанговых глубинных насосов, НКТ должны быть подвешены на эксцентричной планшайбе. Штанговый насос должен быть оборудован хвостовиком в виде диска с эксцентричными отверстиями для прохождения скважинного прибора под корпус насоса. Эксцентричная планшайба и хвостовик должны быть установлены так, чтобы прижатие НКТ к обсадной колонне обеспечивало создание в межтрубном пространстве максимального зазора. Эксцентричная планшайба должна иметь отверстие, предназначенное для спуска в скважину приборов, закрываемое во время работы скважины герметичной пробкой; обвязка устья скважины должна обеспечить «разрядку» межтрубного пространства до атмосферного.

4. Добывающие скважины, эксплуатируемые с применением электроцентробежных насосов, должны быть оборудованы приспособлениями, обеспечивающими беспрепятственное прохождение прибора под насос. Ниже глубины подвески насоса могут применяться приспособления, обеспечивающие прижатие насоса к обсадной колонне.

5. Скважину для проведения геофизических исследований и работ готовит недропользователь. Подготовленность (неподготовленность) скважины подтверждается двусторонним актом, который подписывают начальник партии (отряда) и представитель недропользователя.

6. К скважине должны вести подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта. Вокруг скважины должен быть объездной путь.

7. Около скважины на расстоянии 20-30 м от устья должна быть подготовлена площадка размером 10x10 м, удобная для установки на ней каротажной лаборатории и подъёмника с шириной прохода между ними не менее 3 м и монтажа устьевого оборудования для спуска приборов в скважину. Посторонние предметы между подъёмником и устьем скважины, затрудняющие обзор нижнего и верхнего роликов и пути движения геофизического кабеля, а также свободное передвижение работников партии (отряда), должны быть убраны.

8. При проведении геофизических исследований и работ в добывающих и нагнетательных скважинах с давлением на буфере запорной арматуры более 7 МПа, при применении приборов массой более 50 кг или при их длине более 4 м, а также при выполнении работ по свабированию на скважине должен быть установлен агрегат с грузоподъёмной вышкой или мачтой, для чего оборудуется дополнительная площадка размером 5x10 м.

9. Для сбора флюида, отводимого из сальникового устройства лубрикатора, в 5 м от устья скважины должна быть установлена ёмкость объёмом не менее 0,2 м³.

Для выполнения работ по свабированию на устье скважины должна быть смонтирована выкидная линия, соединённая с открытой мерной ёмкостью объёмом не менее 20 м³, установленной на расстоянии 20-30 м от устья скважины, каротажной лаборатории и подъёмника.

10. Около устья нагнетательных и контрольных скважин, не оборудованных стационарными площадками, должны быть подготовлены подмости для установки нижнего и верхнего роликов. Подмости высота которых более 0,5 м от земли, должны иметь лестницу (сходни с поперечными

рейками), а если их высота превышает 1,5 м, они и ведущая к ним лестница должны быть оборудованы перилами.

11. Для подключения геофизического оборудования к силовой электрической цепи должна быть установлена розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодном для наружного подключения, рассчитанном на силу тока 25 А и напряжение 380 В. Розетка устанавливается на расстоянии не более 40 м от площадки установки геофизического оборудования.

Перед проведением геофизических работ электрооборудование буровой установки должно быть проверено на соответствие ПУЭ, ПТЭ и ПТБ.

12. Скважины под давлением должны быть оборудованы фонтанной арматурой и превентором, спрессованы и подключены к сборному коллектору и выкидной линии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на арматуре устанавливаются манометры с трехходовыми кранами. Ушютнительные соединения фонтанной арматуры и задвижек не должны иметь пропусков нефти, газа и воды и монтироваться полным комплектом шпилек. Все задвижки фонтанной арматуры, применяемые при проведении работ, должны быть исправны, свободно открываться и закрываться от руки.

13. Над фонтанной арматурой должна быть оборудована площадка размером не менее 1,5х1,5 м, имеющая настил, выполненный из металлических листов с ребристой поверхностью, исключающей возможность скольжения, или из досок толщиной не менее 40 мм, с перилами высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 400 мм друг от друга. Настил площадки должен иметь борт высотой не менее 150 мм, образующий с настилом зазор высотой не более 10 мм для стока жидкости. В настиле площадки вокруг фонтанной арматуры должно быть проделано отверстие диаметром 600 мм для установки лубрикатора и разгрузочной штанги. Для подъема на площадку оборудуется лестница с уклоном не более 60°, шириной не менее 650 мм с двухсторонними перилами высотой 1 м. Расстояние между ступенями лестницы по высоте не более 250 мм, уклон ступеней во внутрь- 2-5°, боковые планки ступеней или бортовая обшивка — высотой 150 мм.

14. В скважинах с открытым устьем ГИС могут проводиться без лубрикатора. Мерный (нижний) ролик крепят к колонному фланцу, пользуясь мостками, а верхний ролик над устьем скважины или пользуются подвесным роликом, который подвешивается к талевому блоку грузоподъемного устройства.

15. До проведения ГИС насосно-компрессорные трубы должны быть прошаблонированы контрольным шаблоном. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм больше диаметра применяемого прибора. Длина шаблона должна быть не менее длины геофизического прибора.

16. Низ НКТ должен быть оборудован воронкой, обеспечивающей беспрепятственный вход скважинного прибора в НКТ. При спуске НКТ на забой их низ должен быть оборудован крестовиной.

17. Элементы технологического оборудования должны обеспечивать плавное изменение внутреннего диаметра НКТ.

18. Для проведения работ при отрицательной температуре в водонагнетательных скважинах и в добывающих скважинах с высоким процентным содержанием воды недропользователь обязан организовать постоянный обогрев устьевого оборудования и лубрикатора. При температуре ниже минус 20°С геофизические исследования и работы в водонагнетательных скважинах проводить запрещается.

19. При геофизических исследованиях и работах проведение на скважине других работ, не связанных с ГИС, запрещается. Разрешается совместное проведение работ бригады ремонта скважин и геофизической партии (партий) на одном кусте скважин, если при этом они не создают помехи друг другу.

20. В темное время суток работы должны проводиться при искусственном освещении, которое соответствует нормам освещенности при геофизических работах: места подготовки скважинных приборов - не менее 75 лк; путь прохождения геофизического кабеля, места переноски приборов, прокладки соединительных проводов, нахождения мерной и приёмной ёмкостей — не менее 40 лк.

Контрольные вопросы:

1. Для исследований применяют скважинные приборы с какими диаметрами?

2. На каком расстоянии от устья должна быть подготовлена площадка размером 10x10 м?
3. В скважинах с открытым устьем ГИС могут ли проводиться без лубрикатора?
4. Какими должны быть диаметр и длина шаблона?

Урок №28.

Тема: Документация при проведении промыслово-геофизических исследований

План:

1. Акт о готовности бурящейся скважины к проведению ГИС
2. Акт о готовности эксплуатационной скважины к проведению геофизических исследований и работ. Заголовки твердой копии

1. Акт

о готовности бурящейся скважины к проведению ГИС

Максимальная глубина спуска бурильного инструмента, НКТ (нужное подчеркнуть) при последнем спуске _____ м.

Мы, нижеподписавшиеся, геолог _____ и буровой мастер _____, составили настоящий акт о готовности скважины № _____ площади _____ к проведению ГИС, предусмотренных наряд-заказом, в открытом стволе, в обсаженной части, в бурильном инструменте, через бурильный инструмент, в насосно-компрессорных трубах, через насосно-компрессорные трубы (нужное подчеркнуть).

1 Промывочная жидкость

Тип, состав (в том числе тип и количество добавок утяжелителей и химреактивов)

Плотность _____ г/см³. Водоотдача _____ см³/30 мин.

Вязкость _____ с. СНС (статическое напряжение сдвига) _____. Удельное электрическое сопротивление _____ Ом-м. Содержание песка _____%. Наличие циркуляции - есть, нет (заполняется при ведении аварийных работ, нужно подчеркнуть). Уровень жидкости в скважине _____ м.

2 Конструкция скважины

Глубина забоя (естественного, искусственного - нужно подчеркнуть) на момент проведения ГИС _____ м.

Диаметр долота (мм) и глубины переходов диаметров (м)

Глубина спуска (м) и диаметр (мм) последней колонны

Толщина стенки (мм) и марка стали труб последней колонны (заполняется при исследовании обсадных колонн) _____

Состояние башмака и исправность последней колонны - удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное подчеркнуть). Глубина башмака (м) и диаметр (мм) предыдущей колонны

3 Конструкция бурильного инструмента, НКТ (нужное подчеркнуть)

Глубины переходов диаметров _____ м. Конструкция и состояние башмака бурильного инструмента, НКТ (муфта, воронка с внутренним проходным диаметром _____ мм, «голый» конец, крестовина и др.) удовлетворительное, неудовлетворительное, неизвестно (нужное подчеркнуть). Минимальный проходной диаметр в скважине, бурильном инструменте, НКТ (нужное подчеркнуть) _____ мм.

4 Работы по подготовке скважины

Скважина прорабатывалась (чем, когда, до какой глубины)

_____ Обсадная колонна, бурильный

инструмент, НКТ шаблонировались (чем, когда, до какой глубины) _____

Наличие уступов, обвалов, пробок и глубина их положения

_____ м.

Наличие остановок, проведение проработок при последнем спуске бурильного инструмента или НКТ (нужное подчеркнуть) и глубина остановок или проведения проработок _____ м.

Наличие затяжек при подъёме бурильного инструмента, НКТ — да, нет (нужное подчеркнуть).

Интервалы затяжек _____ м.

5 Предварительные работы

Во время цементной заливки в скважину закачано _____

_____ (тип цемента) плотностью _____ при плотности промывочной жидкости _____

Начало заливки (время, дата, месяц) _____

Конец заливки (время, дата, месяц) _____

Расчетная высота подъёма цемента от устья скважины.

В.6 Особые условия проведения работ

Наличие и состояние подъездных путей и рабочей площадки

Состояние наземного оборудования (исправность бурового станка, электрооборудования, состояние устьевого обвязки и др.) — удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное подчеркнуть). Характеристика условий освещённости рабочих зон _____, трассы движения кабеля и преентора буровой _____ удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное указать). Наличие подвода технической воды (горячей воды или пара)

Состояние электрооборудования (указать дату последней проверки на соответствие ПУЭ, ПТЭ и ПТБ) _____, наличие мест для подсоединения к контуру заземления буровой

Характеристика помещения и условий для хранения источников ионизирующих излучений и радиоактивных веществ _____

Максимальный диаметр приборов, спускаемых в скважину _____ мм. Максимально разрешённая глубина спуска прибора _____ м.

Подготовка скважины обеспечивает беспрепятственное прохождение геофизических приборов по всей скважине в течение _____ ч, необходимых для проведения ГИС.

Геолог _____

Мастер _____

Акт составлен «__» _____ 20__ г.

Скважину для проведения геофизических исследований принял начальник отряда _____

2.Акт

о готовности эксплуатационной скважины

к проведению геофизических исследований и работ

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

Г.1 Скважинная жидкость

Тип, состав _____

Плотность _____ г/куб.см. Водоотдача _____ куб.см/мин.

Вязкость _____ с.

СНС (статическое напряжение сдвига) _____

Уровень жидкости в скважине _____ м.

Г.2 Конструкция скважины

Глубина забоя (естественного, искусственного - нужное подчеркнуть) на момент проведения ГИС _____ м. Внутренний диаметр обсадной колонны (мм), глубины переходов диаметра (м), _____

Глубина спуска (м) и диаметр (мм) последней колонны _____

Состояние башмака _____ и исправность последней колонны – удовлетворительное, неудовлетворительное (нужное подчеркнуть).

Глубина башмака (м) и диаметр (мм) предыдущей колонны _____

Максимальная глубина спуска НКТ при последнем спуске _____ м.

Заголовок твёрдой копии

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ РАБОТ		
Недропользователь: Площадь: скважина: Куст: Категория:	НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ	
	Месторождение Площадь Скважина Куст Категория Назначение исследований	
	Дата каротажа	
	Альтитуда стола ротора (план — шайбы):	
	исследований	Шаг
прибора	Номер прибора	
Измерительные зонды		
Источник радиоактивного излучения	Тип	Мощность
Частота излучателей (для АК)		
Время бурения интервала каротажа	Начало:	Окончание:
Интервал каротажа	Кровля:	Подошва:
Максимальная температура (°C)		
Промывочная жидкость	Тип промывочной жидкости	Добавки в ПЖ (%): Нефть Барит Гематит кмц Разгазирование
	Сопротивление (Ом-м) при 20	
	Плотность	
	Вязкость (с)	
	Водоотдача (см ³ /30 мин)	
	Уровень	

Наземное оборудование		Подъёмни	Лаборатория:
Кабель		Тип:	Длина (м):
Цена метки		Последне	Контрольной:
Скорость записи			
Запись провел			
В присутствии			
Конструкция	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	Последняя колонна	нкп
	Диаметр долота		
	Глубина бурения		
	Искусственный забой (м)		
	Диаметр		
	Толщина		
	Башмак колонны		
	Дата цементаж		
	Тип, количество (т) и плотность		
	Интервалы перфорации (м)		

Контрольные вопросы:

1. В акте о готовности бурящейся скважины к проведению ГИС необходимо заполнить в пункте конструкция скважины?
2. Какие данные в пункте работы по подготовке скважины необходимо заполнить в акте о готовности бурящейся скважины и проведении ГИС?
3. Какие данные необходимо заполнить в пункте скважинная жидкость в акте о готовности эксплуатационной скважины к проведению геофизических исследований и работ?
4. Какие данные необходимо заполнить в пункте конструкция скважины в акте о готовности эксплуатационной скважины к проведению геофизических исследований и работ?

Практические занятия

Практическое занятие №1.

Тема: Изучение каротажной станции

Изучить последовательность работ на скважине с регистратором «Вулкан». Описать последовательность подключения регистратора к станции.

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

Каротажный регистратор «ВУЛКАН»

Каротажный регистратор «ВУЛКАН V3» переносной вариант, предназначен для приема информации от 1-, 2-, и 3-х жильных геофизических скважинных приборов и преобразования её в цифровую форму для последующей записи и обработки в средствах вычислительной техники.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

1. Подготовка к работе.
2. Проверить подключение защитного заземления и питания.
3. Установить выключатель СЕТЬ на передней панели регистратора в выключенное положение.
4. Установить регистратор на рабочее место.
5. Установить остальные блоки и произвести необходимые соединения.
6. Включить питание регистратора.

Регистратор готов к работе.

2 Тестирование регистратора.

Регистратор «Вулкан V3» работает совместно с PC-совместимым компьютером и требует ОС WIN-98 или XP(предпочтительнее), RAMне менее 128 Мбайт. USB-порт(1.1).

В состав программного обеспечения регистратора входит тестирующая программа Registration 2.0\plansh\диагностика, позволяющая произвести проверку работоспособности отдельных модулей и комплексную проверку регистратора.

После загрузки драйвера, выберете в меню МОДУЛЬ-А, где можно произвести проверку каналов АЦП, а также каналов "ШК+" и "ШК-". При выборе меню «Упр. прибором» можно проконтролировать внутренний источник постоянного напряжения, а также внешние источники для питания скважинных приборов.

3Проведение геофизических исследований скважинными приборами.

3.1 Определите на гнездах КАБЕЛЬ 1, 2, 3 регистратора номера жил геофизического кабеля и соедините их с соответствующими гнездами ВХОД 1, 2, 3.

3.2 Запустите в блоке компьютера выполнение программы регистрации Registration2.0. далее выбрать из списка нужный планшет с которым будет работать скважинный прибор.

В дальнейших действиях, при проведении геофизических исследований, руководствуйтесь описанием программы регистрации.

Практическое занятие №2,3.

Тема: Заправка кабельного наконечника

Произвести заправку кабельного наконечника. Произвести изоляцию кабеля, освобожденного от брони.

Верхний (кабельный) наконечник должен обеспечивать герметичное подсоединение электрической схемы СП к каротажному кабелю. Кроме того, он должен нести на себе механическую нагрузку, равную весу прибора и груза к нему. Конструкции кабельных наконечников с электропроводом унифицированы для всех видов СП. Герметизация электропровода обеспечивается за счет применения так называемого "свечного моста".

Дополнительное требование к верхнему наконечнику: он должен облегчать извлечение СП из скважины с помощью специального ловильного инструмента в случае обрыва прибора в скважине. Внешний вид верхнего наконечника показан на рис. 4.1.

Герметичный охранный корпус должен предохранять всю внутреннюю "начинку" СП от попадания влаги, нарушений электрической изоляции и смятия под действием ударов или гидростатического давления. Кроме того, в некоторых случаях он должен удовлетворять еще и дополнительным требованиям: например, быть немагнитным (для скважинных инклинометров и капнаметров, приборов индукционного каротажа), пропускать мягкое рентгеновское излучение (для приборов РРК) или, наоборот, задерживать мягкое рассеянное γ -излучение (для приборов НТК) и т.п. Корпус, как правило, имеет цилиндрическую форму.

Приказом бывшего Министерства геологии нашей страны был утвержден нормальный ряд диаметров СП: 25; 30; 36; 40; 48; 60; 70; 90 и 100 мм.

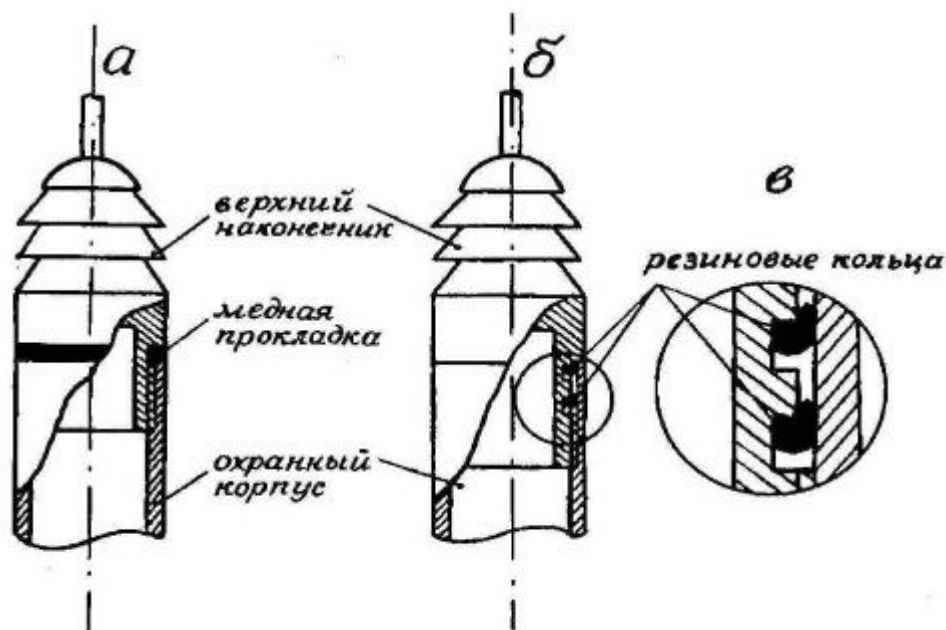


Рис. 4.1. Герметизация соединения верхнего (кабельного) наконечника с охранным корпусом при помощи медных (паронитовых) прокладок (а) или резиновых уплотнительных колец (б)

Для защиты от внешнего давления корпус СП заполняют трансформаторным или другим маслом и сообщают с компенсатором давления, представляющим собой резервуар с эластичными стенками -сильфон, который воспринимает внешнее давление и передает его жидкости, заполняющей охранный корпус (рис. 4.2, а).

Герметизация соединения корпуса с верхним наконечником достигается с помощью паронитовых или медных прокладок (см. рис. 4.1, а) или резиновых колец (рис. 4.1, б).

Внешний диаметр резиновых колец больше внутреннего диаметра охрannого корпуса и, когда верхний наконечник ввинчивают в охранный корпус, кольца сжимаются и перекрывают путь

промывочной жидкости внутрь скважинного прибора. Для повышения надежности устанавливаются не одно, а 2 или 3 таких кольца, как показано на рис. 4.1, б и в.

Нижний наконечник (рис. 4.2, б) должен облегчать прохождение СП в скважину и обеспечивать механическое соединение СП с грузом и дополнительными устройствами, такими как источники нейтронов, у-квантов и т.п.

В современных скважинных приборах конструкция верхнего и нижнего наконечников должна обеспечивать агрегатирование нескольких скважинных приборов в единую "сборку" для выполнения комплекса геофизических исследований за одну спуско-подъемную операцию.

Основой для заправки кабеля может являться результат обрыва кабеля или плохой контакт между ИП и СП. Этапы заправки:

- 1) Открываем верхний кабельный наконечник
- 2) Очищаем контакты от изоляции
- 3) Отрезаем кабель выше места держателя на 10-15 см.
- 4) Раскручиваем держатель
- 5) Отсоединяем язычок
- 6) Зачищаем кабель от брони на 25-30 см
- 7) Присоединяем жилы к входам головки наконечника
- 8) Присоединяем и закручиваем наконечник
- 9) Изолируем кабель изоляцией

Практическое занятие №4.

Тема: Изучение вспомогательного геофизического оборудования

Описать последовательность действий при работе на скважине со вспомогательным геофизическим оборудованием. Подключить датчик глубины и натяжения к станции.

1. Индикатор натяжения кабеля ЛОТ-2М предназначен для регистрации натяжения каротажного кабеля диаметром от 6 до 12,7мм.

Установка ЛОТ-2М размещается на кабелеукладчике. Устройство содержит: узел сопряжения с кабелеукладчиком лебёдки, датчик натяжения, блок электроники, соединительные кабели.

Защищено патентом РФ № 2075894.



Установка ЛОТ-4М позволяет измерять глубину каротажа, натяжение каротажного кабеля, а также считывать магнитные метки при работе с бронированными геофизическими кабелями диаметром от 6 до 12,7мм и размещается на кабелеукладчике лебёдки. Специальная схема коррекции обеспечивает высокую точность измерения глубины каротажа вне зависимости от износа мерного ролика. Имеет выход для управления цифровыми регистраторами каротажной станции.

Устройство содержит узел сопряжения с кабелеукладчиком лебёдки, блок измерения глубины, датчик натяжения, устройство считывания магнитных меток, блок электроники, соединительные кабели.

2. Установка для измерения глубины каротажа ЛОТ-8М

Установка ЛОТ-8М позволяет измерять глубину каротажа, натяжение и скорость

перемещения кабеля, а также считывать магнитные метки при работе с бронированными геофизическими кабелями диаметром от 6 до 12,7мм. Имеет выход для подключения к каротажной станции.

Устройство содержит блок измерения глубины БИГ, датчик меток глубины ДМГ-1, узел сопряжения с кабелеукладчиком лебёдки, датчик натяжения, блок электроники и комплект соединительных кабелей.

Комплектность поставки может меняться на условиях заказчика с соответствующим изменением цены.



3. Установка для разметки каротажного кабеля ЛО-7М Установка ЛОТ-7М позволяет производить разметку каротажного кабеля на базе с использованием стационарной лебёдки или непосредственно на скважине при работе с бронированными геофизическими кабелями. Легко монтируется на кабелеукладчике лебёдки подъёмника.

Устройство содержит узел сопряжения с кабелеукладчиком лебёдки, устройство подготовки кабеля, устройство нанесения меток, блок измерения глубины, блок электроники, соединительные кабели.



4. Блок измерения глубины (БИГ)

БИГ представляет собой цифровой датчик глубины, который устанавливается вместо сельсин-датчика на мерном ролике и может подключаться к блоку управления установки ЛОТ-8М или непосредственно к каротажной станции ("ЮГРА", "КЕДР" и т.п.).



5. Датчик магнитных меток глубины ДМГ

Датчик магнитных меток глубины ДМГ-1М предназначен для считывания магнитных меток, наносимых на геофизический каротажный кабель с целью определения глубины в скважинах и рассчитан на применение в автоматических каротажных станциях.



6. Установки для измерения глубины каротажа

ЛОТ-4М-1/2 - размещается на кабелеукладчике лебёдки и позволяет измерять глубину каротажа, натяжение каротажного кабеля, скорость его перемещения, а также считывать

магнитные метки при работе с бронированными геофизическими кабелями диаметром от 6 до 12,7 мм.



7. Установки для разметки каротажного кабеля

ЛОТ-7М-1 - транспортируемая установка, размещается на кабелеукладчике лебёдки и позволяет осуществлять визуализацию текущих значений натяжения и его производной



8. Блок управления и считывания

БС-1М - транспортируемая установка, размещается на кабелеукладчике лебёдки и позволяет осуществлять визуализацию текущих значений натяжения и его производной ...



БЛОК РОЛИКОВЫЙ БРН-2-1000 предназначен для регистрации значений давления в нефтяных и газовых скважинах и имеет «проходную жилу» и электромеханический разъём аналогичный разъёму НКБ 3-36 для подключения ещё одного кабельного прибора с током питания не менее 200 мА.



9. УСТРОЙСТВО ОЧИСТКИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ УОГК-01 - предназначено для комплектования каротажных подъёмников и кабелей в процессе геофизических работ в скважинах при спуске и подъеме приборов и аппаратуры.



Практическое занятие №5.

Тема: Изучение пульта лебедочного отсека

Изучить пульт лебедочного отсека. Провести СПО, используя пульт управления.

СГ-3

Назначение.

Счетчик глубины СГ-3 (далее - счетчик) предназначен для точного отслеживания глубины и скорости перемещения скважинных приборов в составе аппаратуры гидродинамических исследований скважин или аналогичных системах. Применяется также для привязки данных, снимаемых автономными скважинными приборами, к глубине.

Функции.

Счетчик обеспечивает выполнение следующих функций:

Индикация глубины в метрах с точностью до 1-го сантиметра;

Индикация скорости перемещения в метр/час;

Индикация натяжения троса или геофизического кабеля;

Предустановка значения глубины;

Установка дискретности датчика положения с точностью до 0.0001см (коррекция на износ шкива и кабеля);

Максимальная погрешность измерения на длине 1 км не более 5 см;

Установка направления вращения датчика глубины;

Звуковая сигнализация достижения установленных глубин скважинного прибора при спуске и подъеме;

Запись значений натяжения кабеля и глубины в зависимости от времени во Flash-память;

Задание интервала и параметров записи;

Запоминание и восстановление состояния при аварийном отключении питания;

Показ и установка текущей даты и времени;

Работа совместно с автономными скважинными приборами для привязки данных к глубине;

Работа с компьютером для передачи данных из внутренней Flash-памяти в компьютер (в комплекте с блоком внешней памяти);

Технические данные

Диапазон измерения перемещения, м

Диапазон измерения скорости

Пределы задания значения 1 импульса датчика, см/импульс Диапазон измерения натяжения, кг

Объем Flash-памяти, Кбайт Объем Flash-памяти, тысяч записей Интервал между записями, сек

Время записи при интервале 1 сек, час Используемый датчик глубины Напряжение питания, В

Ток потребления, не более, мА Рабочий диапазон температур, °С

Относительная влажность воздуха без конденсации влаги, %, при +25°С Атмосферное

давление, кПа Габариты, мм, не более Масса, кг, не более 0.5 *варианты исполнения по согласованию с заказчиком.

Параметры входных и выходных сигналов

Сигнал натяжения кабеля аналоговый

Сигналы с датчика глубины
направление перемещения, В
амплитуда счетного импульса, В
Сигналы связи с компьютером
скорость связи с компьютером

Комплект поставки

В комплект поставки входят:

Счетчик СГ-3.

Датчик глубины ДГУ-50 или устройство контроля каротажа УКК-20А (УКК-30А).

Кабель для связи с датчиком глубины (УКК).

Кабель питания.

Кабель-1 для связи с компьютером (опция).

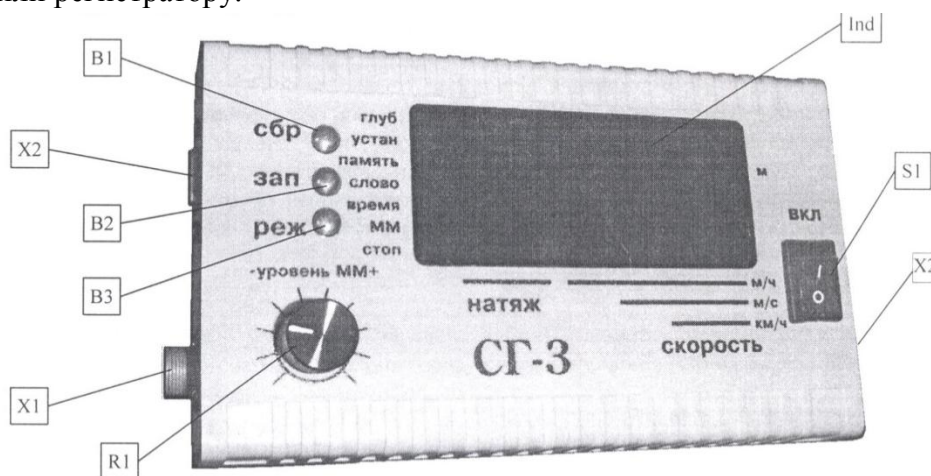
Блок питания 220в 50Гц / 12В (опция).

Конструкция

Счетчик СГ-3 выполнен в виде конструктивно законченного блока из одной печатной платы в пластмассовом корпусе. Предназначен для установки на стену, для чего имеются кронштейны крепления.

На лицевой панели расположены выключатель питания S1, регулятор чувствительности датчика магнитных меток R1, 2-х строчный индикатор Ind, светодиоды индикации режимов (вертикальный ряд) и три кнопки задания режимов работы счетчика: B1 (сброс). B2 (запись/выбор) и B3 (режим).

На боковых панелях расположены разъемы: X1 - для подключения датчика глубины или устройства контроля каротажа УКК, X2 - для подключения питания. X3 - для подключения к компьютеру или регистратору.



Предприятие-изготовитель оставляет за собой право вносить изменения в конструкцию прибора без уведомления потребителя, не ухудшающие технические параметры и не отраженные в эксплуатационной документации.

7. Работа счетчика

Подать напряжение питания на счетчик. Через него питаются все датчики. Необходимо обратить внимание на полярность подключения напряжения питания. Синий провод - отрицательный, коричневый - положительный.

7.1. Режимы работы счетчика.

Основной режим работы счетчика - Режим-0. В этом режиме происходит измерение длины кабеля, скорости его перемещения, измерение значения натяжения кабеля и запись во Flash-память. В остальных режимах осуществляется только настройка прибора. Если не нажимать на

кнопки в течение 30 секунд, прибор автоматически переходит в основной режим (Режим-0). Канал измерения глубины и скорости его перемещения рассматривается в п. Режим 0. *Канал измерения натяжения кабеля.*

Значение натяжения в [ц] индицируется в первых 2-х разрядах на 2-й строке дисплея в основном режиме. Раз в месяц необходимо калибровать датчик натяжения. Для этого необходимо полностью разгрузить кабель. При нажатой кнопке В1(сбр) включить счетчик. Значение на 2-й строке есть Х1. Оно должно быть в пределах 10...50. Если не так настройте датчик натяжения механически, чтобы это значение было в указанных пределах. Нагрузить кабель весом Y2=1000 (5000 в зависимости от типа УКК) кг. Значение на 2-й строке есть Х2. Выключить счетчик. Разгрузить полностью кабель. Включить СФ-3 (при включении на кнопку В1(сбр) нажимать не нужно). В основном режиме нажать на В1(сбр) и, удерживая ее нажатой, щелкнуть кнопкой В3(реж). Произойдет запоминание нулевого смещения датчика натяжения. В Режиме-3 («Время») на 3-й строке введите значение калибровочного коэффициента К, вычисленного по формуле:

$$K = 200 * Y2 / (X2 - X1)$$

Канал натяжения теперь будет показывать правильные значения натяжения по 100 (или 10) кг. Перед каждым спуском кабеля в скважину, если необходимо, обнулите канал натяжения, нажимая В1(сбр) и, удерживая, щелкнув кнопкой В3(реж).

При записи информации во Flash-память, значения натяжения тоже будут записываться. В Режиме-4 на 3-й строке задаются значения “Порог” и “Шаг” в 100 (или 10) кг. “Порог” может принимать значения 1...99 и задает пороговое значение, при превышении которого разрешается запись значений натяжения в память. “Шаг” задает изменение натяжения в 100 (или 10) кг от последнего записанного значения в память, при превышении которого осуществляется запись данного значения в память.

В «режиме-2» (Память) вторая цифра первой строки показывает предельную нагрузку кабеля для отключения привода лебедки в тоннах, значение которой можно менять.

Режим-0

Основной режим - индикация текущей глубины, скорости перемещения и натяжения кабеля. В этот режим счетчик переходит сразу после включения или из других режимов, если в течение 30 секунд не была нажата ни одна кнопка.

1-я строка дисплея показывает глубину в метрах с точностью до 1 сантиметра. 2-я строка - скорость перемещения кабеля в м/ч и натяжение кабеля. Первые две цифры показывают натяжение кабеля в ц, а 4 последние - скорость в м/ч (0000...9999) или в км/ч (10...99). если скорость перемещения больше или равно 10 км/ч (при этом две средние цифры индикатора погашены). Имеется возможность индикации в м/с. При этом

1234.56 - глубина (м)

Руководство по эксплуатации СГ-3123456 - натяжение (12 ц), скорость (3456 м/ч)

Кнопка В1(сбр) - “Обнуление глубины”

Кнопка В2(зап) - “Останов/продолжение записи”

Кнопка В3(реж) - “Режим”

При поступлении импульсов от датчика глубины, в зависимости от направления вращения, происходит увеличение или уменьшение показаний глубины. При этом 2-я строка показывает мгновенную скорость перемещения кабеля.

Первая кнопка (В 1 (сбр)) служит для сброса на “0000.00” показаний длины кабеля. Во время записи данных в память нажатие кнопки В2(зап) останавливает запись, а повторное нажатие В2(зап) возобновляет. Во время записи верхняя строка мигает. Нажатие на третью кнопку

(ВЗ(реж)) вызывает другие режимы установки счетчика.

Режим-1

Установка текущей глубины и параметров датчика глубины.

В этот режим счетчик переходит с основного режима, если нажать на ВЗ(реж).

1234.56 - текущая глубина (м)

A10000 - «А» или «В» - направление вращения датчика глубины.

«10000» - шаг одного импульса датчика: 1.0000см (0... 9.9999)

Кнопка В1(сбр) - “выбор цифры”

Кнопка В2(сбр) - “выбор разряда”

Кнопка ВЗ(реж) - “выход из режима”

На 1-й строке отображается текущая глубина. Если необходимо, ее можно изменить. Для этого, нажимая на В2(зап), нужно выбрать разряд числа, который необходимо изменить (выбранный разряд мигает), затем, нажимая на В1(сбр), установить необходимую цифру. Далее можно перейти к другим разрядам дисплея и установить нужную величину.

Буква А или вна второй строке означает направление вращения датчика. Если при опускании кабеля отсчет идет в отрицательную сторону, необходимо заменить соответствующую букву. Следующее за буквой число означает шаг одного импульса датчика в тысячных долях миллиметра. Таким образом можно компенсировать погрешность измерения глубины, связанную с износом измерительного колеса или изменением диаметра кабеля. Расчет точного значения шага проводится по следующей формуле:

$Ш = С * Г / П$, где

Ш - новое значение шага датчика,

С - старое (текущее) значение шага датчика,

П - показание глубины по счетчику,

Г - истинное значение глубины.

Пример расчета: например, при опускании на глубину 1200 м счетчик показал глубину 1240 м, при этом шаг датчика длины был установлен на 50000. Новое значение шага $Ш = 50000 * 1200 / 1240 = 48387$. Необходимо установить это значение как шаг датчика. После этого при опускании прибора на глубину 1200 м счетчик тоже покажет 1200 м.

Данную настройку необходимо проводить 1 раз в месяц или после замены геофизического кабеля или измерительного колеса.

Если ни один разряд не мигает, то нажимая на кнопку «Сброс» можно выбрать одну из 4-х значений яркости дисплея.

Выход из Режим-1 происходит автоматически, если в течение 30 секунд не была нажата ни одна кнопка.

Режим-2

Установка параметров записи во Flash-память.

Функция записи будет работать, если имеется блок внешней памяти. Параметры записи можно устанавливать в любом случае. Но процесс записи происходит только при подключенном к счетчику блоке внешней памяти. **Подключать /отключать блок внешней памяти разрешается только при отключенном питании счетчика, т.к. проверка наличия блока памяти происходит при включении питания счетчика.** В противном случае сохранность записанных данных не гарантируется.

-Н 01.-признак записи с начала «Н», «01» - интервал между записями

1 сек.**0048-«48»** - остаточный объем памяти на «48» часов непрерывной записи

Кнопка В1(сбр) - “выбор цифры”

Кнопка В2(зап) - “выбор разряда”

Кнопка В3(реж) - “выход из режима”

Цифры на 1-й строке - интервал записи во флэш-память в сек (01.. .99).

Число во второй строке - это число часов для записи во флэш-память, доступное пользователю. По мере заполнения памяти это число будет уменьшаться.

На 1-й строке на буква “Н” означает стирание старых записей и запись во флэш-память с самого начала. Буква “П” - продолжить запись (добавить запись к старым записям),

После начала записи признак продолжения устанавливается на «П», чтобы не стереть записанные значения при возобновлении записи после остановки или выключения питания.

Процесс записи можно остановить, нажав на В2(зап). Повторное нажатие на В2(зап) возобновит запись в режиме продолжения записи.

При выключении питания счетчик запоминает состояние процесса записи. После включения запись продолжится, если выключили во время записи (или при выключении время было меньше, а при включении больше времени начала записи).

Значения времени начала записи, флажки «П» и «Н», интервал записи можно изменять, используя кнопку В2(зап) для выбора позиции цифры (мигающий разряд) и кнопку В1 (сбр) для выбора цифры конкретного разряда.

Если СГ-3 подключить к персональному компьютеру через СОМ-порт, то можно считывать содержимое Flash-памяти, используя программу MAN.EXE.

Режим-3

Установка даты / времени.

01.09-Текущая дата: «1-е сентября»

115316 - Текущее время «11:53:16»

Кнопка В1(сбр) - “выбор цифры”

Кнопка В2(зап) - “выбор разряда”

Кнопка В3(реж) - “выход из режима”

4 цифры на 1-й строке есть число и месяц.

На 2-й строке отображается текущее время (Часы.Минуты.Секунды).

Значение секунд возможно только сбрасывать на 0. Если часы остановились (например, вследствие разрядки ионистора), **запуск часов производится сбросом секунд на 0!**

Все значения можно установить кнопкой В2(зап) для выбора разряда числа и кнопкой В1(сбр) для установки требуемой цифры конкретного разряда.

О 1000-1000 - коэффициент датчика натяжения

0 3 0 00 - 3000 - предельное натяжение для подачи сигнала «Стоп»

Кнопка В1(сбр) - “выбор цифры”

Кнопка В2(зап) - “выбор разряда”

Кнопка В3(реж) - “выход из режима”

Используя кнопки В2(запись) и В1 (сброс), можно установить требуемые значения параметров.

На 1-й строке отображается признак единицы измерения скорости и коэффициент датчика натяжения для пересчета в кг. Если первая цифра = 0 , то скорость отображается в м/ч (км/ч), если 1, то скорость отображается в м/с.

На 2-й строке отображается признак обработки магнитных меток и предельное натяжение для подачи сигнала «Стоп» и звуковой сигнализации в (кг). Если в первом месте стоит 0, то

автоматическая коррекция глубины по магнитным меткам включена, если 1. то отключена. При превышении натяжения начинает мигать светодиод на передней панели и выдается сигнал на остановку лебёдки. (Открывается транзистор, включенный с открытым коллектором (ЗОВ, 0,5А).

Режим-5

Установка номера скважины.

123456 - номер скважины **3000**-предельное значение глубины

Кнопка В1(сбр) - “выбор цифры”

Кнопка В2(зап) - “выбор разряда”

Кнопка В3(реж) - “выход из режима”

Используя кнопки В2(запись) и В1 (сброс), можно установить требуемые значения параметров.

На 1-й строке задается номер скважины.

На 2-й строке задается глубина, при достижении которой включается звуковой сигнал при движении вниз. При движении троса вверх, и если глубина остается меньше 50м, то подается звуковой сигнал и выдается сигнал для остановки лебедки.

7.2. Считывание информации из Flash-памяти счетчика в компьютер.

Для этого необходимо присоединить счетчик глубины к компьютеру, используя специальный кабель. Запустить программу MAN.EXE. Перейти в режим считывания информации. При нажатии кнопки<Выгрузить>данные из памяти считываются в компьютер.

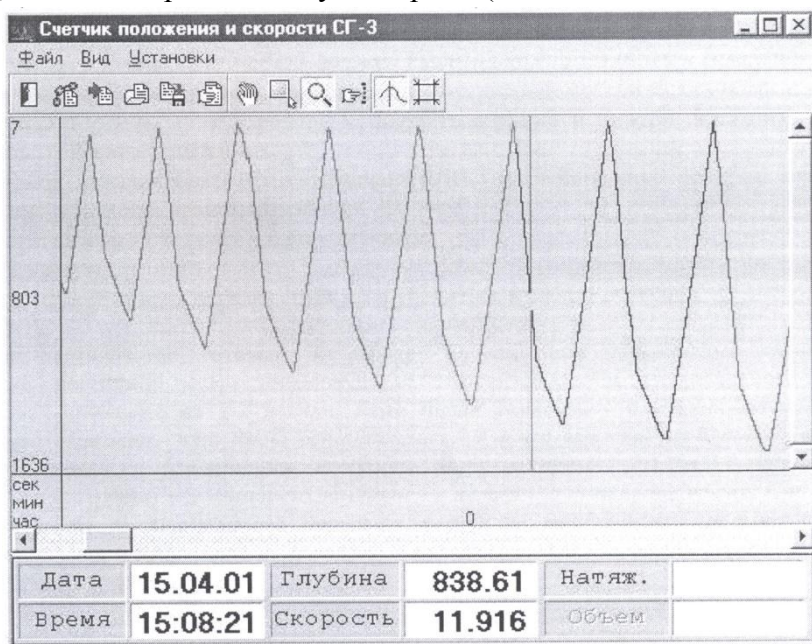
В программе имеется возможность визуального анализа графиков и ввод/вывод в текстовый

файл. На панели инструментов имеются следующие кнопки:



выход, связь, загрузить, открыть, сохранить, отчет, сдвиг, увеличение окном, выбор графика, увеличить/уменьшить, выбор, визир, показать все.

При нажатии кнопки «связь» устанавливается режим связи со счетчиком и в окне <глубина> появится глубина, а в окне <время> - текущее время (счетчик должен находиться в Режиме-0).



Кнопка «открыть» служит для загрузки данных из файла. Загруженные данные можно анализировать, напечатать отчет (кнопка «отчет»), а также сохранить в файле (кнопка «сохранить»).

Для сдвига графиков необходимо нажать левую кнопку в графическом окне и, не отпуская,

двигать в нужном направлении. Для увеличения участка графика необходимо установить мышь в один из углов увеличиваемого участка, нажать левую кнопку, установить рамку нужного размера и отпустить кнопку.

Кнопка увеличить/уменьшить служит для изменения масштаба графиков. Для этого необходимо подвести мышь в центр масштабирования (эта точка останется неподвижной), нажать левую кнопку и, не отпуская, двигать в нужном направлении. При этом визуальное окно становится как бы «резиновой» и растягивается / сжимается относительно начальной (неподвижной) точки.

Режим [Визир] служит для анализа графика. При движении мыши показывается время и глубина соответствующей точки.

При нажатии кнопки [Сохранить] данные будут выведены в текстовый файл в следующем виде:

```
### Export from SG-3
```

```
## Record ' 28.09.2005 21:52:24 Interval = 1 sec
```

```
21:52:2 139
```

```
21:52:2 140.1
```

```
21:52:2 140
```

```
21:52:2 140.6
```

```
21:52:2 140.9
```

```
21:52:2 141.1
```

```
21:52:3 141,4
```

Подготовка к работе

Перед первым включением счетчика необходимо изучить настоящее руководство по эксплуатации и ознакомиться с режимами работы.

Перед началом работы автомобиль должен быть надежно заземлен к скважине!

Провести внешний осмотр счетчика, убедиться в отсутствии механических повреждений.

Подготовить автоподъемник к работе, установить верхний и нижний натяжные ролики, заправить геофизический кабель.

Установить и зафиксировать блок датчиков (УКК) на водильнике лебедки, проверить зацепление и легкость вращения роликов.

Подключить кабель к счетчику и блоку датчиков.

Включить питание.

Покрутить мерное колесо датчика глубины и убедиться в работе счетчика.

Счетчик поставляется готовым к работе. Однако при длительном хранении в выключенном состоянии часы останавливаются. Это связано с тем, что резервного питания часов хватает примерно на 1-2 недели. *Если после включения питания светодиод не мигает, это означает, что часы остановились. Для их запуска необходимо войти в режим-3 «Время» и установить текущую дату и время. Остальные параметры счетчика сохраняются в памяти длительное время. При первом включении и после длительного перерыва в работе необходимо просмотреть все режимы счетчика и проверить и, при необходимости, изменить параметры.*

Указания по поверке

Подключить счетчик СГ-3 к компьютеру.

Подключить к счетчику датчик глубины и подать питание.

Установить на счетчике дискретность 1 см (10000).

Повернуть вал датчика на целое число оборотов. На дисплее должно отобразиться число, кратное дискретности датчика (50).

Выключить питание счетчика, через 5... 10 секунд включить. На дисплее длина кабеля не должна измениться.

Установить текущее время для часов реального времени.

Установить время начала записи на 2...3 минуты позже текущего.

Установить дискретность записи 1-10 сек.

Выйти в "Режим-0" и дождаться начала записи.

Спустя 15...20 минут остановить запись, нажав на В1(сбр).

Вызвать "Режим-2"

Запустить на компьютере программу MAN.EXE и считать данные со счетчика в компьютер.

Проверить корректность данных.

Проверка технического состояния

Перечень основных проверок технического состояния приведен в таблице:

<i>Содержание проверки</i>	<i>Методика проверки</i>	<i>Технические требования</i>
Внешний осмотр	Убедиться, что счетчик не имеет внешние механические повреждения	
Проверка наличия индикаторов	При вращении датчика положения должны индцироваться длина и скорость перемещения	

Перечень возможных неисправностей и методы их устранения приведены в таблице:

<i>Внешнее проявление неисправности</i>	<i>Возможная причина</i>	<i>Метод устранения</i>
Индикаторы не светятся	Напряжение питания ниже	Подать питание от + 10В до +
Счетчик не считает	Неисправность кабеля связи с датчиком	Заменить кабель

Техническое обслуживание

Виды работ по техническому обслуживанию счетчика и периодичность их проведения указаны в таблице:

<i>Виды работ</i>	<i>Содержание работ</i>	<i>Периодичность</i>
1. Внешний осмотр	Проверить состояние подключенных кабелей и их изоляцию	Один раз в квартал
2. Проверка индикаторов	Включив счетчик, нажимая на кнопки, убедиться в их исправности	Один раз в квартал

Указание мер безопасности

Подключение счетчика СГ-3 к компьютеру, подключение к счетчику датчика положения осуществляется только *при выключенном питании* счетчика.

При ремонте счетчика необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

все работы по монтажу и демонтажу должны выполняться при электропаяльник должен быть с напряжением питания не выше 24В и жало паяльника должно быть заземлено;

Назначение выводов разъемов СГ-3.

Разъем Х1 для подключения к компьютеру.

№	Обозначение	Название сигнала
1		
2	RXD	Прием данных
3	TXD	Передача данных
4	CS	Чип-селект для ВВП
5		
6	GND	Общий
7	SCK	Тактовые импульсы для ВВП
8	SIO	Данные для ВВП
9	-1 (TX)	Счетный импульс (для регистратора) LLIK-
	+ 1 (RX)	Счетный импульс “+” (для регистратора) ШК+

Разъем Х2 для подключения датчика глубины ДГУ-50 (УКК-20, УКК-30).

№	Обозначение	Название сигнала
1	DIR	Направление
2	PUL	Счетные импульсы
3,4,5	GND	Общий
6,7	+12V	Питание

Разъем Х3 для подключения питания.

№	Обозначение	Название сигнала
1	GND	Общий
2	+12V	Питание
3	STOP	СТОП
4	ZUMMER	Зуммер

Сигналы STPи ZUMMER- «открытый коллектор». При подключении реле к сигналу «Стоп» необходимо включить диод параллельно обмотке реле.

Практическое занятие №6.

Тема: Изучение конструкции лебедочного барабана

Изучить конструкции лебедочного барабана. Указать из каких частей состоит лебедочный барабан, также предназначение каждой из них.

1. Общие меры предосторожности и обеспечение безопасности

К работе с изделием допускаются только лица, прошедшие специальный инструктаж и ознакомившиеся с настоящим руководством по эксплуатации.

При подъеме прибора из скважины, за 15 - 20 м. до лубрикатора, необходимо остановить лебедку и произвести подъем вручную.

Не разрешается поправлять кабель рукой, идущую на барабан, при работе лебедки.

Нахождение посторонних лиц вблизи лебедки, во время ее работы, не допускается.

Вращающийся вал привода укладчика должен быть закрыт кожухом.

При работе с электрооборудованием соблюдать правила эксплуатации электрооборудования при напряжении до 380 В.

Геофизические исследования и работы в скважинах должны быть прекращены, а кабель и скважинный прибор извлечены из скважины при:

появлении нефтегазопроявлений и переливов промывочной жидкости;

поглощении промывочной жидкости с понижением уровня более 15 м/ч;

возникновении затяжек кабеля при подъеме;

неоднократных остановках скважинного прибора при спуске, кроме как на известных уступах и в кавернах;

производстве на буровой работ, несвязанных с геофизическими исследованиями и мешающих проведению последних;

возникновении неисправности лаборатории, подъемника, скважинного прибора, кабеля;

ухудшении метеоусловий: при видимости менее 20 м, скорости ветра более 20 м/с, обледенении кабеля.

Основные сведения

Лебедка имеет следующие особенности:

1 наличие плавной регулировки скорости подъема-спуска за счет частотных преобразователей;

2 устройство контроля каротажа (УКК-20) с контролем усилия натяжения кабеля способствует предотвращению аварийных ситуаций.

Лебедка с электрическим приводом устанавливается в кузове автомобиля или на любом основании, предусмотренном для работы с данной лебедкой. Передача вращения к барабану лебедки осуществляется от эл. Двигателя.

Лебедка работает в условиях умеренного и холодного микроклиматических районов по ГОСТ 16350-80 при температуре окружающего воздуха от -40 °С до +50 °С по ГОСТ 15150-69, т.е. изготавливается в исполнении УХЛ для категории изделия 3

3 Принцип действия

Лебедка предназначена для подъема и спуска исследовательских приборов в стволы скважин.

Управление работой лебедки осуществляется от ручного пульта дистанционного управления, чтобы оператор мог во время эксплуатации находиться в удобном месте.

С помощью пульта дистанционного управления можно изменять направление вращения лебедки.

4 Хранение

Хранение изделия производится на открытой площадке под навесом или в помещениях, где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на

открытом воздухе (например палатки, металлические хранилища), расположенные в любых микроклиматических районах при температуре воздуха от -50 °С до +50 °С.

5 Подготовка к работе

Лебедка устанавливается в 20-25м. от устья скважины, на которой будут производиться работы. Площадка под лебедку выбирается ровной, без мусора и травы (с целью исключения возможности возгорания от выхлопной трубы автомобиля при работе двигателя или с других источников).

На устье скважины крепится оттяжной ролик. Конец кабеля с барабана лебедки протаскивается через укладчик, через УКК-20 и подается к скважине. К концу кабеля крепится прибор, который опускают в скважину.

После окончательной установки прибора у самого устья скважины на указателе глубины спуска лебедки устанавливаются нули. При этом фиксацию барабана лебедки осуществляют ручным тормозом.

Соединить провод заземления с корпусом трубы скважины.

Подключить кабель питания привода к розетке 380 вольт. Включить автоматический выключатель в шкафу управления.

6 Эксплуатация

Спускоподъемные операции с применением геофизического кабеля относятся к работам с высокой потенциальной аварийностью, поэтому их выполняют, соблюдая требования, выработанные многолетней практикой ГИС.

Перед подсоединением скважинного прибора проверяют сопротивление изоляции жил кабеля и отсутствие обрывов жил. Сопротивление изоляции должно быть в пределах 0,5-20 МОм на всю длину кабеля в зависимости от вида выполняемых исследований и работ.

На расстояниях 10 и 50 м от кабельного наконечника на кабеле устанавливают хорошо видимые предохранительные метки из изоляционной ленты, информирующие о приближении скважинного прибора к устью скважины.

Спуск геофизического кабеля в скважину осуществляют со скоростью, не превышающей 8000 м/ч, а при спуске длинных сборок — не превышающей 5000 м/ч.

При подходе к забою скорость снижают до 350 м/ч, перепуск кабеля не должен превышать 2-5 м. Стоянка прибора на забое не должна превышать 5 мин. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и недропользователем.

Резкое торможение барабана лебедки во время спуска недопустимо во избежание соскальзывания кабеля с роликов и его дальнейшего обрыва.

Начинать подъем кабеля следует плавно, без рывков, медленно увеличивая скорость движения до значения, принятого для выполнения соответствующих видов ГИС. При приближении скважинного прибора на 50 м к башмаку обсадной колонны или к устью скважины скорость должна быть снижена до 250 м/ч.

Выше интервала запланированных исследований, где не ведут регистрацию данных, скорость подъема увеличивают до 5000 м/ч.

На выходе из скважины кабель очищают всеми возможными способами — струей воды, в зимнее время — горячей водой с паром, обдувом воздухом, механическими скребками, но не вручную.

Спуск и подъем кабеля контролируют по показаниям датчиков натяжения и глубин. В неподвижном состоянии в открытом стволе кабель должен находиться не более 5 мин.

В случае более длительных (более 5 мин) технологических остановок скважинного прибора,

необходимых для проведения исследований неподвижными приборами (например, произвести отбор проб пластовых флюидов или образцов пород), кабель необходимо "расхаживать". Для этого на кабеле у барабана лебедки устанавливают контрольную метку и периодически спускают, а затем поднимают до метки несколько метров кабеля.

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ :

Геофизический кабель или его отрезок считается непригодным к дальнейшей эксплуатации, если имеет место:

- 1 обрыв жил;
- 2 сопротивление изоляции составляет менее ,05 МОм;
- 3 количество обрывов проволок брони превышает 3 на 1 км;
- 4 абразивный износ проволок наружного повива превышает 40% по диаметру.

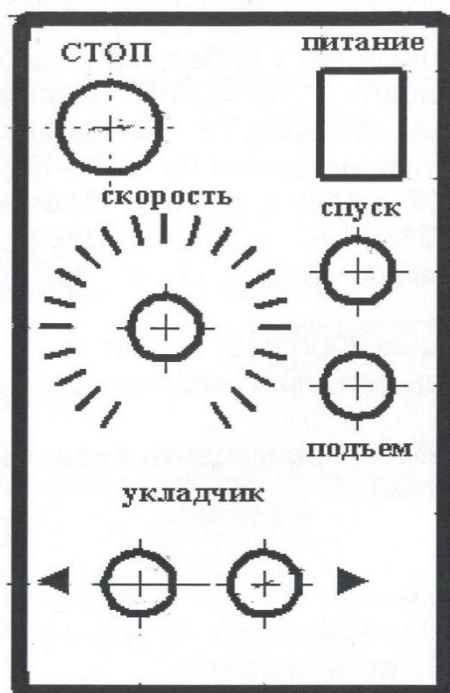
При спуске:

- 1 Проверить заземление;
- 2 Проверить наличие питания силовой линии;
- 3 Снять лебедку с ручного тормоза
- 4 Нажатием на кнопку «СПУСК» на блоке управления произвести спуск кабеля;
- 5 После достижения необходимой глубины остановить спуск нажатием кнопки «СТОП» на блоке управления;
- 6 Установить ручной тормоз для предотвращения самопроизвольного вращения лебедки

При подъеме:

- 1 Снять лебедку с ручного тормоза;
- 2 Нажатием на кнопку «ПОДЪЕМ» на блоке управления произвести подъем кабеля;
- 3 Установить ручной тормоз для предотвращения самопроизвольного вращения лебедки;
- 4 По окончании всех работ отключить питание силовой линии.

7. Выносной пульт управления



Выносной пульт управления лебедкой

Кнопка «СТОП». Предназначена для быстрой остановки электродвигателей лебедки

Клавишный выключатель «питание». Предназначен для отключения напряжения питания пульта. В выключенном положении пульт не действует. Если двигатели вращались, произойдет их остановка.

Ручка «скорость». Предназначена для регулировки скорости вращения электродвигателей.

Кнопка «спуск». Включает вращение лебедки на спуск.

Кнопка «подъем». Включает вращение лебедки на подъем.

Кнопки «укладчик». Предназначены для регулировки положения укладчика. При одновременном нажатии на обе кнопки укладчика произойдет «реверс» - смена направления перемещения укладчика.

Техническое обслуживание

Каждый раз, перед началом работы, производить смазку индустриальным маслом ГОСТ 20799-88 наружных трущихся частей (ролики, направляющие) у лебедки и укладчика.

В корпус барабана лебедки заливать 7 литров индустриального масла ИГП-38 ТУ 38.101413-78. Допускается использование индустриального масла ИГП-49 ТУ 38.101413-78, ИСП-65 ТУ 38.101293-78, масла для гидрообъемных передач МГЕ- 46В (МГ-3ОУ) ТУ 38.001347-83 и других масел, не содержащих кислот, электропроводящих примесей, с температурой вспышки более 175 °С

Менять масло каждые 2000 часов работы.

Один раз в месяц делать профилактический осмотр лебедки и укладчика.

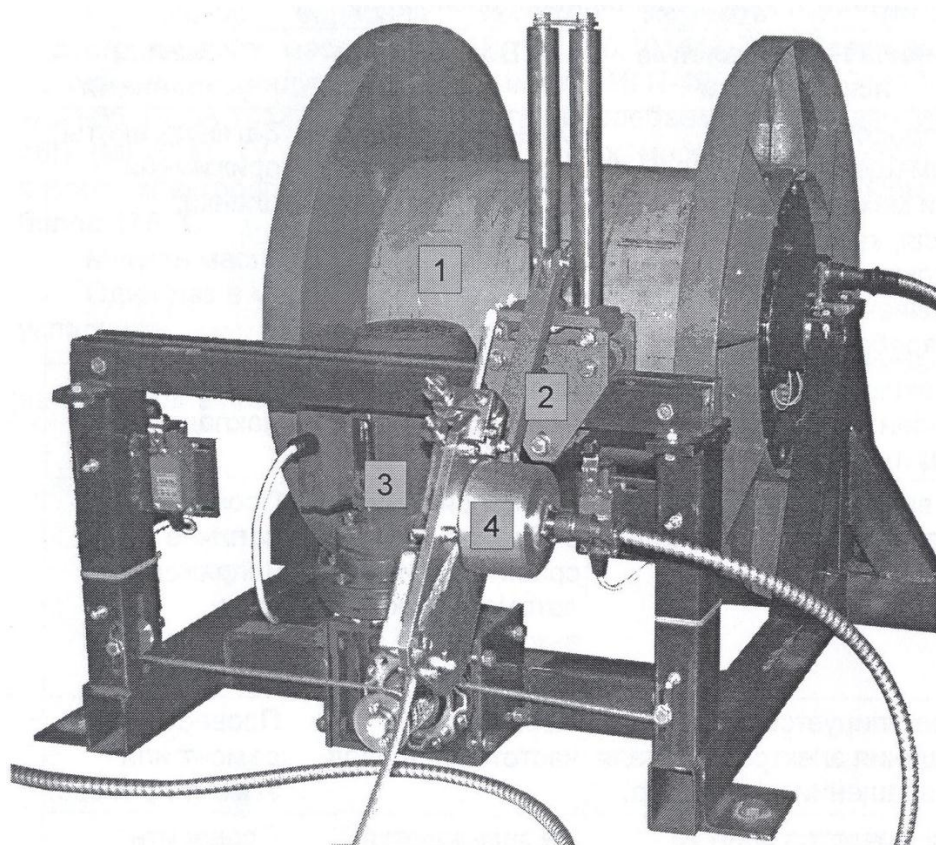
Перед началом работы производить внешний осмотр кабелей на отсутствие повреждений.

Устранение неисправностей

Перечень возможных неисправностей и методы их устранения приведены в Таблице 1.

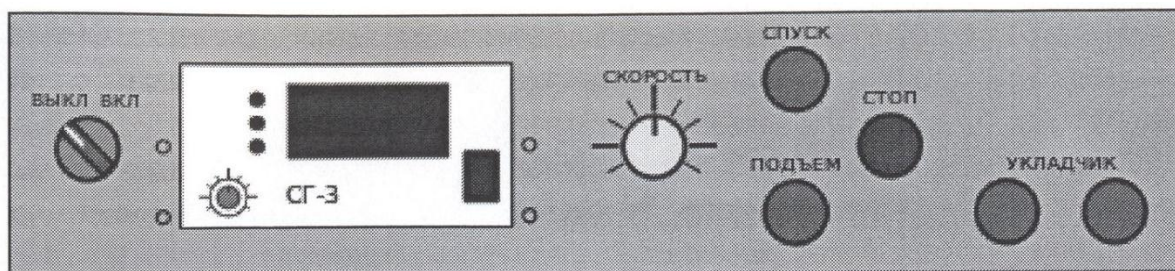
Таблица 1: Исправление неисправностей

Внешнее проявление неисправности	Возможная причина	Метод устранения
Нет продольного перемещения подвижной части механизма укладки кабеля, кабель не укладывается (не сматывается) равномерно	Обрыв троса привода, ослабление фиксации каретки на тросе.	Затянуть винты прижимной планки.
При включенном тормозе барабан продолжает вращаться.	Износ тормозных накладок.	Заменить накладки.
При включении питания 380 в. контрольные лампы на пульте управления не загораются.	Нет напряжения 380 в. Произошло срабатывание автоматического выключателя.	Проверить наличие напряжения сети, Произвести
Не регулируется скорость вращения электродвигателя при	Неисправен частотный привод.	Провести ремонт или замену
Не включается одно из направлений вращения	Не замыкаются контакты тумблера управления спуск/подъем	Проверить тумблер, заменить его.



Основные элементы лебедки:

- Мотор-барабан;
- Кабелеукладчик;
- Привод кабелеукладчика;
- Устройство контроля каротажа;



Кнопка «**СКОРОСТЬ**» - Регулирует скорость спуско-подъема кабеля.

Кнопка«**СПУСК**» -Приводит в движение лебедку,
предназначена для спуска исследовательского прибора.

Кнопка «**ПОДЪЕМ**» - Приводит в движение лебедку,
предназначена для подъема исследовательского прибора.

Кнопка «**СТОП**» - Останавливает работу лебедки.

Кнопки «**УКЛАДЧИК**»

Практическое занятие №7.

Тема: Изучение универсального источника питания

Описать последовательность действий при подключении станции к универсальному источнику питания. Подключить универсальный источник питания к сети.

I. Назначение

Универсальный источник питания типа УИП-1, в основном, предназначен для питания анодных, экранных и сеточных цепей радиоустройств стабилизированным напряжением постоянного тока и накальных цепей нестабилизированным напряжением переменного тока и может быть использован как в лабораторных и цеховых условиях, так и в условиях подвижных и стационарных мастерских.

II. Техническая характеристика

Прибор УИП-1 питается от сети переменного тока 220 В частоты 50 ± 5 Гц.

Прибор обеспечивает на выходе:

а) стабилизированные выпрямленные напряжения: от 20 до 600 В при токе нагрузки до 600 мА и от 0 до 400 В при токе нагрузки до 5 мА;

б) нестабилизированные переменные напряжения:

2,15; 2,5; 4 и 5 В при токе нагрузки до 4 А

12,6; 24 В до 2,5 А

6,3 В до 10 А

6,3 В до 25 А

Стабильность выходных напряжений от 0 до 400 В и от 100 до 600 В должна быть не хуже $\pm 0,5$ % в любой точке диапазона напряжений при изменении питающего напряжения от -15 до +5 % от номинала питающей сети.

Стабильность выходных напряжений - положительного в любой точке от 100 до 600 В и отрицательного - при максимальном напряжении на выходе - должна быть не хуже $\pm 0,5$ % при неизменном напряжении сети в зависимости от изменения нагрузки от 0 до 600 мА и от 0 до 5 мА соответственно.

Величина пульсации выходных напряжений при полной нагрузке не превышает 0,1 %, а на пределе 20-150 В не более 100 мВ.

Величина переменных напряжений не отличается от номиналов более чем на +10 % при ненагруженном выходе и на ± 5 % при полностью нагруженном выходе.

Прибор сохраняет свои технические характеристики при температуре от -10 до +35° С и относительной влажности до 80 %.

Мощность, потребляемая прибором, 1500 Вт. Размеры прибора 530 x 390 x 325 мм. Вес около 46 кг.

III. Комплектность

Наименование, тип и запасные части узлов Количество, штук

Прибор УИП-1 с рабочим комплектом ламп 1

Кабель питания с колодкой 1

Одножильные провода со штекерами 4

Одножильные провода с наконечниками 4

Провод заземления с наконечником 1

Запасные предохранители (специальные) 14

Запасные предохранители 2

Запасная индикаторная лампочка 6,3 В 0,28 А 1

Запасные электронные лампы: 5Ц8С; ГУ50; 4П1Л; 12Ж1Л; 5Ц4С; СГЗС - всего 6

Описание и инструкция по эксплуатации 1 экз.

Формуляр 1 экз.

Ящик для запасного имущества 1

IV. Описание схемы

Схема прибора УИП-1 состоит из трех электронных стабилизаторов напряжения. Первый стабилизатор дает на выходе напряжение, регулируемое от 20 до 600 В, второй - от 0 до 400 В, а третий - служит для подачи на катод усилительной лампы первого стабилизатора отрицательного потенциала.

Стабилизаторы, дающие на выходе напряжения от 20 до 600 В и от 0 до 400 В, не имеют между собой гальванической связи.

Выпрямитель стабилизатора от 20 до 600 В собран по мостовой схеме на четырех кенотронах типа 5Ц8С (Л1, Л2, Л3, Л4). Фильтр выпрямителя емкостный и состоит из конденсатора типа МБГП 10 мкФ (С1). Питание экранных сеток ламп типа ГУ50 (Л5-Л12), работающих в качестве регулирующего элемента стабилизатора, осуществляется через отдельный фильтр, состоящий из сопротивления R1 и конденсатора С2.

Выпрямитель стабилизатора от 0 до 400 В и выпрямитель вспомогательного стабилизатора собраны по двухполупериодной схеме на кенотронах 5Ц4С (Л14 и Л18) с емкостными фильтрами (С6 и С10).

В приборе имеются два силовых трансформатора: анодный трансформатор Тр1, предназначенный для питания кенотронов, и накальный - Тр2.

Схема от коротких замыканий и перегрузок защищена плавкими предохранителями, которые установлены в следующих цепях: предохранитель (Пр1) на 7,5 А в цепи первичной обмотки трансформаторов, предохранитель (Пр2) на 1 А в цепи высокого напряжения от 20 до 600 В, четыре предохранителя (Пр3, Пр4, Пр5, Пр6) по 5 А в цепях (2,15; 2,5; 4 и 5 В) накалов внешнего использования, один предохранитель (Пр7) 10 А в цепи 6,3 В накала внешнего использования и два предохранителя (Пр8, Пр0) по 3 А в цепи (12,6 и 24 В) накала внешнего использования. Цепь накала внешнего использования 6,3 В x 25 А предохранителя не имеет.

Контроль выходных напряжений в установке осуществляется вольтметром (ИП2) типа М358 со шкалой от 0 до 600 В. Переключение производится 2-полюсным переключателем на два направления (ПЗ). Ток нагрузки стабилизированного выпрямителя от 20 до 600 В контролируется миллиамперметром (ИП1) типа М358. Ток нагрузки стабилизированного выпрямителя от 0 до 400 В не контролируется.

Первый стабилизированный выпрямитель имеет следующие поддиапазоны:

20-150 В

150-300 В

300-400 В

400-500 В

500-600 В

Получение вышеуказанных поддиапазонов достигается переключением отводов на вторичной обмотке трансформатора (Тр1) и сопротивлений выходного делителя.

В пределах каждого поддиапазона плавная регулировка напряжения производится потенциометром R32, изменяющим напряжение на управляющей сетке лампы (Л13) типа 12Ж1Л.

Второй стабилизированный выпрямитель имеет поддиапазоны:

0-200 В

200-400 В

Получение этих поддиапазонов достигается переключением сопротивлений выходного делителя напряжения. В пределах поддиапазона плавная регулировка производится потенциометром (R68).

Стабилизаторы выпрямленных напряжений, входящие в установку УИП-1, состоят каждый из двух ламповых каскадов: регулирующего и контрольно-усилительного.

В качестве регулирующего элемента в стабилизаторах применены:

для стабилизатора от 20 до 600 В - 8 ламп ГУ50 (Л15-Л12). Все 8 ламп соединены между собой параллельно;

для стабилизатора от 0 до 400 В - одна лампа типа 4П1Л (Л19);

для вспомогательного стабилизатора - одна лампа типа 4П1Л (Л15).

Сетки регулирующих ламп связаны через усилители постоянного тока, собранные на лампах 12Ж1Л (Л13, Л16, Л20), с выходными напряжениями.

Работу каждой такой схемы можно сравнить с работой последовательного реостата, управляемого автоматически выходным напряжением так, чтобы уменьшить изменения выходного напряжения.

Управляющее напряжение, подаваемое на сетку регулируемых ламп, пропорционально изменению напряжения на клеммах полезной нагрузки.

При изменении напряжения на выходе, вследствие изменения напряжения сети или тока нагрузки, на сетках усилительных ламп появляется некоторое дополнительное напряжение смещения, которое усиливается и влечет за собой изменение напряжения на сетках регулирующих ламп ГУ50 и 4П1Л. Последние меняют свое внутреннее сопротивление и восстанавливают заданное напряжение.

V. Конструкция

Конструктивно прибор УИП-1 выполнен в виде двух блоков: блока питания, расположенного в нижней части прибора, и блока стабилизаторов, расположенного над блоком питания. Доступ к монтажу осуществляется только при снятии верхнего блока прибора.

Весь прибор заключен в алюминиевый футляр, из которого может выниматься при помощи двух ручек, расположенных на передней панели верхнего блока.

Блок питания прибора состоит из 2-х трансформаторов, укрепленных на специальном шасси. Между трансформаторами расположены конденсаторы (С4, С5, С6, С14), планка с выходными клеммами переменного напряжения 6,3 В 25 А и гнездо блокировки. На передней панели блока питания расположены:

- колодка питания;
- включатель сети;
- сетевой предохранитель;
- семь предохранителей в цепях переменных накальных напряжений внешнего использования с гравировкой 4 А; 10 А; 2,5 А;
- четырнадцать выходных клемм накалов внешнего использования с гравировкой; 2,15; 2,5; 4; 5; 6,3; 12,6; 24 и одна клемма « »;
- четыре выходных гнезда (по два на полюс) для выходного напряжения от 20 до 600 В;

- четыре выходных гнезда (по два на полюс) для выходного напряжения от 0 до 400 В. На шасси верхнего блока установлены: лампы 5Ц8С -4 шт.; ГУ50 - 8 шт.; 12Ж1Л - 3 шт.; 4П1Л - 2 шт.; 5Ц4С - 2 шт.; СГЗС - 2 шт. Здесь же расположены конденсаторы фильтров С1, С2, С10 и сопротивление фильтра R1.

Под шасси расположены сопротивления и другие детали монтажа. На передней панели блока стабилизатора установлены:

- вольтметр постоянного тока;
- миллиамперметр постоянного тока;
- переключатель поддиапазонов выходного напряжения от 20 до 600 В;
- потенциометр плавной регулировки напряжения от 20 до 600 В;
- переключатель напряжения от 0 до 400 В;
- потенциометр регулировки напряжения от 0 до 400 В;
- переключатель вольтметра для контроля напряжений от 20 до 600 В и от 0 до 400 В;
- сигнальная лампочка;
- предохранитель в цепи высокого напряжения.

На задней стенке прибора расположены выходные клеммы внешнего накала 6,3 В х 25А и под ними переключатель напряжения сети.

VI. Инструкция к пользованию

Перед включением прибора в сеть необходимо переключатель поддиапазонов от 20 до 150 В поставить в положение от 20 до 150 В, а ручку плавной регулировки стабилизированных напряжений в крайнее левое положение. Это будет соответствовать наименьшим выходным напряжениям. Затем следует заземлить установку и присоединить ее кабелем питания к сети. После этого прибор может быть включен, для чего тумблер в цепи питания следует перевести вверх по направлению стрелки. При включении прибора должна загореться сигнальная лампочка.

Напряжение на выходных клеммах низкого напряжения может быть использовано сразу после включения прибора, а высокое напряжение - только после прогрева ламп в течение 2-х минут.

Установка выходных стабилизированных напряжений производится по вольтметру с помощью переключателей поддиапазонов от 20 до 600 В, от 0 до 400 В и ручек плавной регулировки от 20 до 600 В и от 0 до 400 В.

Необходимо помнить, что ток нагрузки стабилизатора от 0 до 400 В не должен превышать 5 мА, а стабилизатора от 20 до 600 В - 600 мА, иначе прибор выйдет из строя. По выходным переменным напряжениям ток нагрузки не должен превышать значений, указанных гравировкой, при общей снимаемой мощности не более 250 Вт.

Так как стабильность напряжения прибора в сильной степени зависит от качества стабилитронов, то при смене стабилитронов рекомендуется проверить постоянство выходного напряжения от изменения сетевого напряжения и выбрать стабилитронов, дающий лучший результат.

В процессе эксплуатации время от времени прибор нужно очищать от накопившейся пыли. Если прибор находился на морозе, то перед работой в теплом помещении его следует сначала протереть и просушить.

Практическое занятие №8.

Тема: Изучение бензогенератора станции

Изучить бензогенератор станции и его составные части. Подключить бензогенератор к станции.

1 НАЗНАЧЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ

1.1. Агрегат предназначен для обеспечения переменным током, частотой 50 Гц, различных бытовых потребителей. В случае использования в качестве источника питания в стационарных и передвижных электроустановках следует получить специальное одобрение производителя.

1.2. Агрегат обеспечивает работу в следующих условиях:

- 1) Температура окружающего воздуха от минус 35 до плюс 50°C;
- 2) Относительная влажность воздуха 98% при температуре 25°C в обычном исполнении и 35°C для тропического исполнения;
- 3) Высота над уровнем моря до 4000 м;
- 4) Скорость воздушного потока у поверхности земли до 50 м/с;
- 5) Воздействие атмосферных осадков: дождя, снега (без прямого воздействия), росы, тумана, инея;
- 6) Запыленность воздуха, г/м³:
 - при работе на стоянке \$ 0,5 (с периодической очисткой воздушного фильтра не более чем через 24 часа);
 - при работе в движении 2,5 (с периодической очисткой фильтра не более чем 4 часа);
- 7) Воздействие соляного тумана и плесневых грибов \$ для агрегатов в тропическом исполнении;
- 8) Наклон к горизонтальной поверхности для агрегатов встроенного типа до:
 - при работе на стоянке \$ 25°
 - при работе в движении \$ 30° относительно продольной оси и 35° относительно поперечной оси на время не более 30 секунд, необходимое для преодоления препятствия.

5

1) установившееся отклонение напряжения при изменении симметричной нагрузки от 10 до 100% номинальной мощности и коэффициенте мощности (при индуктивной нагрузке) 0,8 не более $\pm 10\%$;

2) установившееся отклонение напряжения при изменении симметричной нагрузки от 25 до 100% номинальной мощности и коэффициенте мощности (при индуктивной нагрузке) 0,8 не более $\pm 3\%$;
от 10 до 25% номинальной мощности \$ не более $\pm 3\%$;

3) установившееся отклонение частоты при неизменной симметричной нагрузке, %, не более:

25-100% номинальной мощности \$ ± 1 ;

до 25% номинальной мощности \$ $\pm 2,5$.

5. СОСТАВ АГРЕГАТА

В состав агрегата входят основные составные части:

2. УСТРОЙСТВО И РАБОТА АГРЕГАТА

2.1. Компоновка агрегата.

Общий вид агрегата приведен на рис. 1.

Двигатель и генератор соединены в единый блок, закрепленный на раме, через амортизаторы.

Генератор крепится к фланцу картера двигателя четырьмя болтами. Передача крутящего момента от двигателя к генератору осуществляется через коническое сопряжение ротора генератора и вала двигателя согласно международному стандарту SAE. При этом образуется самоцентрирующаяся трехопорная схема на шарикоподшипниках, один из которых находится на конце ротора генератора, другой – на конце коленвала двигателя со стороны устройства ручного запуска. Промежуточный подшипник установлен на выходе вала отбора мощности двигателя.

На корпусе генератора установлен блок с аппаратурой, в котором размещены в зависимости от модификации электроразъемы 230/400 Вольт, приборы контроля, клеммы 12В, термомагнитные предохранители.

Над двигателем размещен топливный бак.

На раме имеется специальная клемма для заземления агрегата (помечена табличкой "Земля").

2.2. Устройство и работа.

Приводной двигатель вращает ротор генератора, в котором благодаря его магнитным свойствам создается магнитное поле. Это поле в обмотках окружающего его статора генерирует ток требуемой мощности. Необходимую частоту вращения двигателя (генератора) поддерживает система управления и регулирования двигателя.

3. УСТРОЙСТВО И РАБОТА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ

3.1. Двигатель.

В агрегате, в зависимости от модификации, установлен карбюраторный (бензиновый) двигатель принудительного воздушного охлаждения. Основные технические параметры двигателя приведены в прилагаемой инструкции по эксплуатации двигателя.

3.2. Генератор.

3.2.1. Генератор для однофазных агрегатов синхронный, однофазный, напряжение 230 В, самовозбуждающийся, без колец и щеток с компаундной системой возбуждения посредством подключаемой емкости, одноопорный, фланцевого исполнения. Охлаждение обмоток генератора осуществляется с помощью центробежного вентилятора, расположенного со стороны привода. Класс изоляции "Н". Частота вращения привода 3000 об./мин. При снижении оборотов на 50% генератор не возбуждается, напряжение отсутствует.

3.2.2. Генератор для трехфазных агрегатов синхронный, трехфазный, напряжение 400 В со щеточным коллектором и системой возбуждения через компаунд.

Имеется выход однофазного тока 230 В.

3.2.3. Принципиальная электрическая схема, данные по сопротивлению обмоток и устройство генератора приведены в прилагаемом техническом описании генератора.

4. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

4.1. Общие указания.

4.1.1. Эксплуатация агрегата включает техническое обслуживание, хранение, транспортирование, а также мероприятия по поддержанию агрегата в постоянной готовности к работе и увеличению срока службы.

К обслуживанию агрегата должны допускаться лица, прошедшие специальную техническую подготовку, имеющие четкое представление о работе двигателя, электрической части и других элементов агрегата, изучившие настоящую инструкцию и хорошо знающие правила техники безопасности.

Обслуживающий персонал должен иметь III квалификационную группу.

Обслуживающему персоналу для надежной и безаварийной работы агрегата необходимо:

- твердо знать устройство и правила эксплуатации агрегата;
- соблюдать правильный режим работы агрегата;
- следить за техническим состоянием агрегата и своевременно проводить его техническое обслуживание;
- знать и соблюдать правила техники безопасности;
- уметь пользоваться защитными средствами (диэлектрическими перчатками, ковриками и т.д.);
- аккуратно и правильно вести техническую документацию.

Кроме того, обслуживающий персонал должен уметь практически оказывать первую помощь при поражении электрическим током.

4.2. Обслуживающий персонал и его обязанности.

4.2.1. Агрегат обслуживается электриком.

Электрик отвечает за техническое состояние, правильную эксплуатацию и постоянную готовность агрегата к работе.

4.3. Требования электробезопасности.

4.3.1. При эксплуатации агрегата должны выполняться требования следующих документов: "Правил устройства электроустановок"; "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей"; "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

4.4. Для обеспечения безопасной работы необходимо заземлить корпус агрегата с помощью заземляющего штыря и убедиться в надежности заземления.

Соединение заземляющего штыря с рамой проводить гибким медным проводом сечением не менее 4 мм² к месту, указанному табличкой "Земля" на раме. В качестве заземлителя использовать металлические трубы диаметром 40...50 мм и длиной 1,0...1,5 м, забиваемые в землю вертикально.

5. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

5.1. Распаковка.

Распаковать агрегат и его части, упакованные отдельно.

При вскрытии упаковочной тары не допускать ударов и механического воздействия на детали агрегата.

После вскрытия установки необходимо произвести наружный осмотр изделия, проверить согласно упаковочному листу наличие прилагаемых деталей, инструмента и технической документации.

Если агрегат законсервирован (в этом случае информация о дате консервации находится на упаковке), то необходимо произвести расконсервацию изделия

согласно п. 9.2.

Проверить соответствие номеров на корпусе двигателя агрегата и в разделе "Свидетельство о приемке".

Проверить надежность затяжки гаек, болтов, винтов крепления деталей и агрегатов изделия.

При расконсервации строго соблюдать правила противопожарной безопасности.

5.2. Проверить уровень масла в картере двигателя, для чего:

-установить агрегат в горизонтальное положение (ось коленвала двигателя должна занимать горизонтальное положение);

- вывернуть заглушку щуп, протереть линейку щупа чистой салфеткой;

- ввернуть заглушку щуп на место до упора. Затем вывернуть ее, проверить уровень масла \$ при нормальной заправке конец линейки щупа должен быть в масле на длине между верхней и нижней отметинами. При необходимости долить масла в картер двигателя; установить заглушку щуп на место.

Для бесперебойной работы двигателя используйте качественные сорта топлива и моторного масла согласно Приложению 1.

- на двигателях с воздушным фильтром масляного типа необходимо заполнить фильтр маслом. Для этого откройте нижнюю крышку фильтра и выньте фильтрующий элемент. Заполните крышку чистым моторным маслом до отметки. Вставьте фильтрующий элемент и установите крышку на место.

5.4. Запустить двигатель:

-установить агрегат горизонтально;

- отсоединить электрическую нагрузку;

- проверить заправку топливного бака двигателя топливом \$ уровень топлива должен быть на 10\$15 мм ниже нижнего обреза заправочной горловины (при необходимости дозаправить. Дозаправку (заправку) топливного бака рекомендуется производить через сетчатый (матерчатый) фильтр;

- открыть топливный кран топливного бака: установить рукоятку крана вертикально вниз \$ в положение "О";

- при запуске холодного двигателя полностью закрыть воздушную заслонку, установив ее рычаг в положение "закрыто". При запуске прогретого двигателя воздушную заслонку закрывать не требуется.

Для двигателей, оборудованных электрозапуском:

- повернуть ключ запуска в положение "СТАРТ", но не более чем на 20 сек.

- последующие попытки повторять не ранее, чем через 1 мин.

Для запуска вручную:

- расположитесь у агрегата со стороны двигателя, заняв устойчивое положение с обеспечением упора ног;

- выбрав свободный ход пускового шнура, резко потянуть на себя за ручку пускового шнура; при не запуске двигателя \$ повторить операцию два\$три раза.

Двигатель должен запуститься.

Прогреть двигатель в течение двух\$трех минут, постепенно открывая воздушную заслонку.

Проверьте внешнюю герметичность соединений корпуса двигателя, топливной системы и системы выхлопа отработавших газов.

Если двигатель не запустился с трех попыток, необходимо:

- проверить качество топлива (механические примеси и вода в топливе НЕ ДОПУСКАЮТСЯ);
- проверить состояние и чистоту фильтроэлементов воздушного фильтра;
- проверить уровень масла (если уровень мал, то датчик масла "прерывает искру" автоматически);
- снять угольник, вывернуть свечу зажигания;
- поворотом коленчатого вала двигателя за пусковой шнур с закрытым топливным краном удалить избыток топлива из цилиндра двигателя;
- протереть насухо электроды свечи зажигания, при необходимости удалить нагар, замерить зазор между электродами и проверить качество искрообразования, для чего:

а) надеть угольник высоковольтного провода на свечу;

б) прижать свечу к головке цилиндра;

5.5. Работа агрегата.

5.5.1. После запуска:

- дайте двигателю нагреться без нагрузки около 3 минут. Для двигателя с системой сигнализации уровня масла проверьте, чтобы сигнальная лампа не горела;

- при системе сигнализации уровня масла мигание сигнальной лампы вызывается малым давлением масла или недостаточным его уровнем.

Проверьте уровень масла и долейте его;

не ослабляйте и не регулируйте болт ограничения скорости двигателя или болт, регулирующий поступление топлива. Это может нарушить настройку.

5.5.2. Контроль при работе:

1) Наблюдаются ли излишний шум и вибрация?

2) Нет ли неровностей в работе двигателя?

3) Каков цвет выхлопных газов? (Не слишком ли светлый или черный?)

При наличии одного из этих пунктов, остановите двигатель и обратитесь в специализированную мастерскую или на предприятие-изготовитель.

5.5.3. Использование выхода переменного тока.

Для правильного расчета суммарной единовременной мощности нагрузки следует уточнить характер и мощность каждого потребителя и учесть пусковые токи

По характеру нагрузки потребители условно делятся на три группы и при расчетах номинальной мощности генератора берется в учет соответствующий коэффициент:

- С активным сопротивлением (лампы накаливания, тены)

- С индуктивным сопротивлением и малыми пусковыми токами (ручной электроинструмент, бытовые электроприборы, люминисцентные лампы)

1,5

- С обычным индуктивным сопротивлением (электромоторы, станки, сварочные трансформаторы, глубинные насосы) \$ 3\$3,5

Пример 1: предполагается использовать электролобзик 600 Вт и три лампы по 100 Вт. Приблизительная требуемая номинальная мощность генератора:

$(3 \times 100) \times 1,1 + 600 \times 1,5 = 1230$ Вт.

Соответственно, генератор должен обеспечивать номинальную мощность не менее 1230Вт.

Пример 2: предполагается использовать циркулярную пилу 1200 Вт, шлифовальную машину 800 Вт и компрессор 1000 Вт. Приблизительная требуемая мощность генератора $1200 \times 1,5 + 800 \times 1,2 + 1000 \times 3,0 = 5760$ Вт.

При перегрузке или коротком замыкании автоматически срабатывает термагнитный выключатель. Необходимо установить неисправность либо уменьшить нагрузку и подождать 10 минут до повторного включения агрегата. Кнопку выключателя необходимо утопить.

6.5.4. Использование выхода постоянного тока (если имеется).

Выход постоянного тока можно использовать только для зарядки аккумуляторов 12 вольт (иначе его использовать нельзя).

Емкость заряжаемого аккумулятора:

- при задействованной розетке переменного тока 18\$35 А час (не более 20 часов зарядки);

- при незадействованной розетке переменного тока 18\$60 А час (не более 20 часов зарядки)

1) Запустите двигатель.

2) Присоедините провод не менее 6 мм² к контактам аккумулятора и клеммам постоянного тока генератора.

Подсоединяя положительный контакт аккумулятора к положительной клемме генератора, не перепутайте провода, так как это может нанести серьезный ущерб генератору.

- не допускайте контакта оголенных участков проводов. Это может замкнуть аккумулятор;

- при зарядке аккумулятора большой емкости протекает ток большой величины и соединение накоротко может вызвать искрение и перегорание проводов;

- при зарядке аккумулятора общая мощность постоянного и переменного тока не должна превышать номинальной мощности генератора;

- перед запуском автомобильного двигателя обязательно сначала отсоедините аккумулятор от генератора во избежание повреждений электроагрегата;

- не используйте одновременно выход постоянного тока (12 В) и переменного тока.

- Аккумуляторы вырабатывают горючие газы, поэтому не допускайте появления вблизи них искр, пламени, горящих сигарет и т.д. Для предотвращения возможности возникновения искры сначала присоединяйте провода к аккумулятору, затем к генератору. При отсоединении \$ наоборот.

- Зарядку аккумулятора проводите в хорошо вентилируемом помещении.

- Перед зарядкой аккумулятора вывинтите пробки.

- Зарядку прекратите при превышении температуры электролита (45оС).

6.6. Останов двигателя.

Производится в следующем порядке:

1) Отключить всю нагрузку.

2) Закрывать краник подачи топлива.

3) Через несколько минут двигатель заглохнет.

4) Выключить кнопку зажигания.

В аварийном случае достаточно нажать кнопку зажигания в положение "СТОП",

либо перевести ключ электрозапуска в положение “СТОП”.

7. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ АГРЕГАТА

Безотказная и надежная работа агрегата в период эксплуатации во многом зависит от надлежащего ухода за ним, заключающегося в периодическом внешнем осмотре его, содержании его в чистоте, своевременной проверке работоспособности систем и их подрегулировок в соответствии с рекомендациями настоящей Инструкции.

Специальной подготовки обслуживающего персонала не требуется, но необходим определенный практический навык при проверках работоспособности систем агрегата и их подрегулировке.

Для поддержания агрегата в процессе эксплуатации в технически исправном состоянии и для продления его срока службы необходимо выполнять следующие виды его технического обслуживания, указанные в "Инструкции по эксплуатации двигателя":

- ежедневное техническое обслуживание (ТО);
- ТО через первые 5 часов работы (обкатка);
- ТО через каждые 50 и 100 часов наработки;
- ТО при хранении агрегата.

Перед выполнением ТО необходимо провести внешний осмотр электроагрегата: удалить грязь, пыль, следы подтеков топлива или масла с его наружных поверхностей.

7.1. Ежедневное ТО.

Перед началом и окончанием работы необходимо:

- произвести внешний осмотр электроагрегата;
- удалить грязь, пыль, масло с наружных поверхностей электроагрегата. Особое внимание уделить чистоте ребер блока цилиндра и целостности заземления.

Проверить:

- а) состояние и надежность крепления деталей электроагрегата, его сборочных единиц (карбюратора, воздушного фильтра, свечи зажигания, топливного бака);
- б) состояние электропроводки (особое внимание обратить на состояние высоковольтного провода), состояние изолятора свечи зажигания;
- в) уровень масла в картере двигателя;
- г) уровень топлива в топливном баке;
- д) после запуска, на режиме прогрева, проверить герметичность соединений корпуса агрегата, топливной системы, системы отвода отработанных газов.

7.2. ТО через первые 5 часов (обкатка) \$ заменить масло.

7.3. ТО через 50 часов:

- заменить масло (в случае работы под высокой нагрузкой или при высокой температуре окружающей среды масло менять через 20 часов);
- очистить воздушный фильтр, для чего:
 - а) отвернуть гайку и снять крышку;
 - б) снять защитный фильтрующий элемент с бумажного фильтрующего элемента;
 - в) промыть внутри крышку и защитный поролоновый фильтрующий элемент в мыльной воде, высушить на воздухе;

г) обмести бумажный фильтрующий элемент волосяной сметкой (кистью), проводя ею вдоль гофра Φ вытряхнуть пыль легким постукиванием рукояткой сметки по торцам фильтроэлемента.

Практическое занятие №9.

Тема: Изучение основных технических данных и описание каротажного регистратора "Вулкан"

Подсоединить регистратор «Вулкан» к источнику питания. Запустить регистратор «Вулкан».

ОПИСАНИЕ И РАБОТА:

1 Регистратор состоит из следующих составных модулей (смотри рисунок 1):

2 Модуль Источников Питания (МИП) содержит функции:

- Стабилизаторы напряжения для питания модулей регистратора и коммутации;
- Программно-управляемый источник питания постоянного тока (150 В 0.5 А).

3 Модуль Коммутации (МК) содержит функции:

- Коммутация источников питания на жилы кабеля;
- Съём сигналов с жил кабеля.

4 Модуль Регистратора (МР) содержит функции:

- Контроль глубины;
- АЦП;
- Обработка сигналов;
- Интерфейс USB.

Функции модулей:

1 Модуль Источников Питания.

Источник питания (ИП) - линейный стабилизатор тока-напряжения. обеспечивает ток до 0.5А и напряжение до 150В имеет программно задаваемые верхние границы тока и напряжения. По достижении первой из них переходит в режим стабилизации соответственно тока или напряжения. Выход источника изолирован от 0 регистратора, что позволяет переключать полярность напряжения, подаваемого на жилу (жилы) кабеля.

2 Модуль Коммутации.

Регистратор "Вулкан V3" обеспечивает подключение скважинных приборов по различным схемам и управление двигателями скважинных приборов. При этом возможна подача напряжений питания на жилы кабеля от 3-х внешних ИП (Актор, Гекат, БКК-50Гц) и от внутреннего ИП. Вариант включения выбирается установкой соответствующих реле.

Установки реле выполняются автоматически при выборе прибора в программе регистрации. В случае коммутации внешних ИП программа выдаст предупреждение о необходимости выключить соответствующий ИП.

Во избежание ошибок коммутации и выхода из строя реле или ИП необходимо строго следовать этим предупреждениям.

3 Модуль Регистратора.

3.2.3.1 Узел контроля глубины обеспечивает прием сигналов глубины с датчика глубины и датчика магнитных меток. Кроме того, узел может быть включен в режим имитации сигналов с датчика глубины. Узел обеспечивает питание датчика глубины +5 Вольт. Сигналы с датчика глубины ожидаются ТТЛ-уровня. кодирование - квадратурное либо отдельные импульсы (0-ТТЛ) для каждого из 2-х направлений. Сигнал с датчика магнитных меток ТТЛ-уровня. *активный* уровень - низкий.

Внешние ИП

Жилы кабеля 220 В сеть

(Актор,Гекат,БКК-50Гц) Входы АЦП глубины

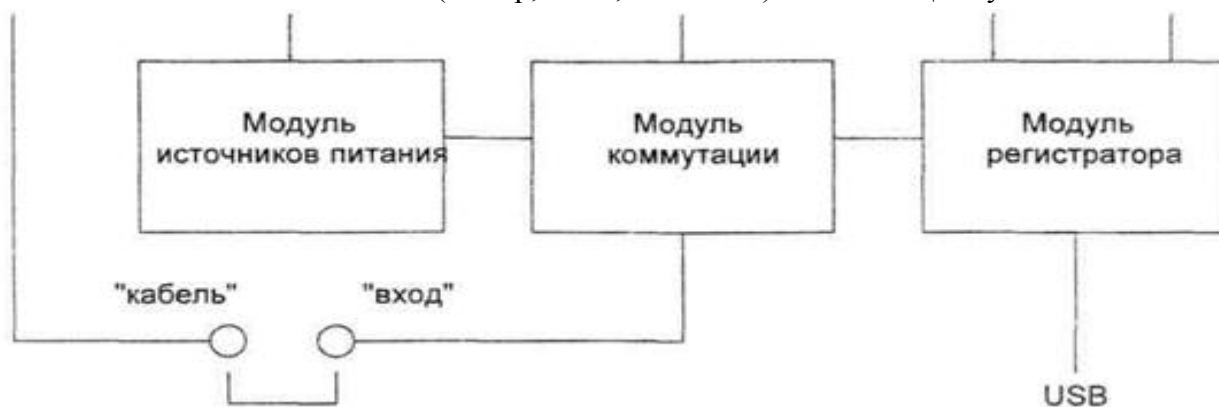


Рисунок 1. Структурная схема регистратора «ВУЛКАН»

Узел обеспечивает пересчет импульсов с датчика глубины в широком диапазоне. Для установки пересчетного коэффициента служит параметр “ШК на 1 км” (В программе Registration пункт главного меню “Тест (USB)” пункт подменю “Тест...”. Закладка “Модуль А”).

4 АЦП предназначен для работы с пультами скважинных приборов и приема медленно меняющихся аналоговых сигналов. Имеет 8 дифференциальных каналов 16-разрядов. Входной диапазон -5.. +5 Вольт. 4 первых канала из 8 допускают синфазное напряжение до ± 200 Вольт. На разъем ХР-1 регистратора выведены 8 каналов.

5 Узел обработки содержит программно-управляемые усилители сигналов, программно-управляемые пороги дискриминации, имитатор сигналов. АЦП (14 разрядов 2МГц) и схему управления. Алгоритм работы узла определяется загружаемым драйвером.

6 Интерфейс USB- полноскоростной, соответствует USB Specification version 1.1 драйвер работает в системе WIN-98/XP.

3.3 Конструкция регистратора.

1 Каротажный регистратор выполнен в отдельном корпусе, предназначенном для работы на столе.

2 На передней панели регистратора установлена плата индикации и органы управления.

На передней панели расположены следующие органы управления:

- выключатель СЕТЬ;
- гнезда КАБЕЛЬ 1. 2. 3, ОК. для вывода жил и оплетки геофизического кабеля, приходящих на разъем стойки;
- гнезда ВХОД 1. 2, 3 - входы регистратора;
- USB разъем для подключения персонального компьютера;

3 На задней стенке корпуса расположены следующие соединители для подключения к внешним кабелям (см. таблицу 1):

- вилка ХР1. для подключения внешних сигналов к входам АЦП регистратора;
- вилка ХР2. для подключения сигналов датчиков глубины и магнитных меток;
- вилка ХР3, для подключения внешних источников питания скважинной аппаратуры.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

Подготовка к работе.

1. Проверить подключение защитного заземления и питания.
2. Установить выключатель СЕТЬ на передней панели регистратора в выключенное по-

ложение.

3. Установить регистратор на рабочее место.

3. Установить остальные блоки и произвести необходимые соединения.

4. Включить питание регистратора.

Регистратор готов к работе.

Практическое занятие №10.

Тема: Подготовка к работе и тестирование регистратора "Вулкан"

Провести подготовку регистратора «Вулкан» к работе. Произвести проверку и тестирование регистратора «Вулкан».

Тестирование регистратора.

Регистратор «Вулкан V3» работает совместно с PC-совместимым компьютером и требует ОС WIN-98 или XP(предпочтительнее), RAMне менее 128 Мбайт. USB-порт(1.1).

В состав программного обеспечения регистратора входит тестирующая программа Registration 2.0\plansh\диагностика, позволяющая произвести проверку работоспособности отдельных модулей и комплексную проверку регистратора.

После загрузки драйвера, выберете в меню МОДУЛЬ-А, где можно произвести проверку каналов АЦП, а также каналов "ШК+" и "ШК-". При выборе меню «Упр. прибором» можно проконтролировать внутренний источник постоянного напряжения, а также внешние источники для питания скважных приборов.

Проведение геофизических исследований скважинными приборами.

1. Определите на гнездах КАБЕЛЬ 1, 2, 3 регистратора номера жил геофизического кабеля и соедините их с соответствующими гнездами ВХОД 1, 2, 3.

2. Запустите в блоке компьютера выполнение программы регистрации Registratoin2.0. далее выбрать из списка нужный планшет с которым будет работать скважинный прибор.

В дальнейших действиях, при проведении геофизических исследований, руководствуйтесь описанием программы регистрации.

Практическое занятие №11.

Тема: Методы и средства проверок регистратора

Изучить методы и средства проверок регистратора. Описать процесс проверки регистратора на работоспособность.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПОВЕРОК РЕГИСТРАТОРА

Общие положения

1. Методы и условия испытаний должны соответствовать требованиям ГОСТ 26116-84 и настоящим ТУ.

2. Средства измерений и испытательное оборудование должно быть аттестовано согласно требованиям ГОСТ Р 8.568-97.

3. Все испытания, кроме оговоренных особо, следует проводить в нормальных климатических условиях по ГОСТ 15150-69:

температура окружающего воздуха. °С

относительная влажность воздуха. %

атмосферное давление. кПа

4. Проверка каналов регистрации импульсных сигналов блока каротажного регистратора «Вулкан V3».

Запустить на блоке промышленного компьютера программу СГДТ-НВ.pltco следующими параметрами:

коэффициент усиления – 1;

начальный порог -0.1 В;

полярность импульсов – положительная;

5. Установить на генераторе прямоугольных сигналов частоту выходного сигнала 10.0 Гц, амплитуду 0.5 В и подключить к контактам разъема на левой стороне изделия следующим образом;

-сигнальный вывод - к контакту 1 (вход 1);

-общий вывод - к контакту "ОК".

Показания в программе не должны отличаться более, чем на $\pm 1,0$ Гц от частоты входного сигнала.

6. Повторить пункт 5.2.2 для амплитуд входного сигнала от 0,5 до 10.0 В с шагом 1.0 В

7. Повторить пункты 5.2.2. 5.2.3 для частот 1 кГц, 10 кГц, 25 кГц. 50 кГц.

1 Переключить сигнальный вывод генератора к контакту 2 (вход 2) и последовательно повторить пункты 5.2.2 - 5.2.4.

2 Переключить сигнальный вывод генератора к контакту 3 (вход 3) и последовательно повторить пункты 5.2.2 - 5.2.4.

3 Отключить генератор, выйти из программы.

4 Регистратор считать выдержавшим испытание, если при проведении проверки показания в программе не отличаются от частоты входного сигнала более, чем $\pm 1,0$ Гц.

Проверка канала аналого-цифрового преобразования для приема быстро меняющихся сигналов блока каротажного регистратора "Вулкан V3"

5 Подключить генератор синусоидального напряжения .

6 Запустить на блоке промышленного компьютера программу Registration2/0 войти в планшет "диагностика" загрузить драйвер и выбрать режим осциллографа при этом убедиться в идентичности показаний.

7 В программе блока промышленного компьютера установить КОЭФФИЦИЕНТ УСИЛЕНИЯ равным 1.0.

В генераторе последовательно установить амплитуду тестового сигнала равной 1, 2, 3, 4, 5 В. показания параметра МАКСИМУМ СИГНАЛА в программе блока промышленного компьютера должны соответствовать данной таблице.

Таблица 2. «Показания параметра МАКСИМУМ СИГНАЛА»

№ п./п.	Амплитуда тестового сигнала. В	Показания МАКСИМУМ СИГНАЛА в программе блока промышленного компьютера. В	
		минимальное	максимальное
1.	1.0	0.999	1.001
2.	2.0	1.998	2.002
3.	3.0	2.997	3.003
4.	4,0	3.996	4.004
5.	5.0	4.995	5.005

8 Регистратор считать выдержавшим испытание, если при проведении проверки показания параметра МАКСИМУМ СИГНАЛА соответствуют данным таблицы.

Проверка каналов аналого-цифрового преобразования для приема медленноменяющихся сигналов блока каротажного регистратора "Вулкан V3".

9 Запустить на блоке промышленного компьютера программу Registration2/0\plansh\диагностика и загрузить драйвер.

10 Последовательно подать на ВХОДЫ АЦП 1...8. эталонное напряжение от внешнего источника равное $(1,0 \pm 0,2)$ В. Величину эталонного напряжения контролировать по внешнему вольтметру.

Показания величины напряжения в программе блока промышленного компьютера не должны отличаться более, чем на $\pm 0.003\%$ от показаний вольтметра.

11 Повторить пункт 5.4.2 для уровней тестового сигнала 2, 3,4, 5 В. Точность установки величины эталонного напряжения - не более $\pm 0,2$ В.

12 Регистратор прошел испытание, если при проведении поверки показания в программе не отличаются более, чем на $\pm 0.003\%$ от показаний вольтметра.

Проверка канала глубины.

Включить питание лаборатории каротажной. Произвести обнуление показаний глубины блока контроля каротажа ГИК 1.04.00.00 нажатием на кнопку СБРОС запустить в блоке промышленного компьютера выполнение программы Registration2/0\plansh\диагностика\тест

коммутации и загрузить драйвер, выбрать «ТЕСТ ПРИБОРА» закладку МОДУЛЬ А, где активировать ГЛУБИНА +. Стоп счёта глубины производится выбором форматом глубины «ТРИАС» Показания счётчиков глубины на блоке контроля глубины и в программе Registration2/0 должны быть идентичны.

Регистратор считать выдержавшим испытание, если при проведении проверки показания глубины отличаются не более, чем 0.01м при протяжке на 100м глубины.

Калибровка регистратора «Вулкан-V3» показаний тока и напряжения внутреннего источника для питания скважинных приборов.

1 Калибровка показаний напряжения. Включить блок регистратора. Подсоединить к нему нагрузку сопротивлением, не менее 620 Ом к клеммам О.К. и ВХОД 1. параллельно снимать показания с помощью поверенного измерителя постоянного напряжения. Обеспечить связь по USBпорту с системным блоком. Запустить программу Sensor.exe, нажать, в правом нижнем углу, кнопку КОММУТАЦИЯ и движком «Ток (у.е)» занять максимально правое положение. также пользуясь движком «Напряжение(у.е)» задать, опираясь на поверенный измеритель. максимально допустимое значение напряжения равное 150В.. нажав последовательно на кнопки ЦАП U, АЦП Uи СЧИТАТЬ КАЛИБРОВКИ, тем самым мы введи поправки в память регистратора.

Калибровка показаний тока. Подсоединить к регистратору нагрузку номиналом 120 Ом к клеммам О.К. и ВХОД 1. последовательно снимать показания с помощью поверенного измерителя постоянного тока. Обеспечить связь по USBпорту с системным блоком. Запустить программу Sensor.exe. где движком «Напряжение(у.е)» занять максимально правое положение, также пользуясь движком «Ток (у.е)» задать, опираясь на поверенный измеритель, максимально допустимое значение тока равное 500 mA. Нажав последовательно на кнопки ЦАП 1, АЦП 1 и СЧИТАТЬ КАЛИБРОВКИ, тем самым мы ввели поправки в память регистратора.

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

2 К работе с регистратором допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности при работе с электрооборудованием и ознакомленными с общими правилами безопасности, установленными на данном объекте.

3 Запрещается эксплуатация регистратора, подключенного к сети переменного тока, без заземления.

4 В регистраторе используются опасное для жизни напряжение, поэтому вскрытие корпуса разрешается производить не ранее, чем через 3 минуты после отключения от питающей сети.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

1 В эксплуатации, не реже 1 раза в 3 месяца, необходимо производить чистку контактов входных и выходных соединителей блока и не реже 1 раза в год поверять регистратор по методике описанной в пунктах 5.2 - 5.5.

С этой целью, необходимо промыть при помощи мягкой кисточки этиловым спиртом марки А Г ОСТ 17299-78 контакты соединителей, расположенных на передней панели и задней стенке.

2 Ремонт регистратора производится на предприятии-изготовителе.

СРОК СЛУЖБЫ, ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

1 Средний срок службы регистратора не менее 6 лет.

2 В части воздействия климатических факторов при хранении, регистратор относится к группе 2 по ГОСТ 15150-69, что соответствует следующим предельным значениям - температура окружающего воздуха от минус 50 до 40 °С и относительная влажности 100% при 25 °С.

3 Регистратор может транспортироваться всеми видами транспорта, при условии, что не будут превышены следующие предельные значения:

4 температура окружающего воздуха от минус 50 до плюс 50°С и относительная влажности 95 % при 30°С;

5 вибрация 4-72 Гц при максимальном ускорении 30 м/с²; ударные нагрузки - 80-120 ударов в минуту с максимальным ускорением 30 м/с².

6 Срок пребывания регистратора в соответствующих условиях транспортирования и хранения не более 6 месяцев.

ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

1 Предприятие-изготовитель гарантирует безотказную работу регистратора при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения и эксплуатации в течении 12 месяцев со дня ввода изделия в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня получения.

2 Гарантийный срок хранения - 6 месяцев со дня изготовления.

В период действия гарантийных обязательств, предприятие-изготовитель безвозмездно заменяет или ремонтирует изделие в случае его отказа.

Практическое занятие №12.

Тема: Настройка планшета, связь с устройством, калибровка в программе для регистрации данных Registration.

Описать последовательность действий с программой Registration 2.0 при настройке планшета.

Провести калибровку в программе Registration 2.0.

Настройка планшета

1. Создание нового планшета

Для того чтобы перейти к созданию нового планшета, его редактированию необходимо выбрать команду меню «Планшет» - «Настройка планшета» или по нажатию правой кнопки мыши на поле регистрации кривых выбрать команду «Настройка планшета».

В появившемся окне можно описать любые кривые (см. закладку *Кривые*), задать параметры отображения дорожек (см. закладку *Дорожки*), параметры отображения сетки на каждой дорожке (см. закладку *Сетка*), определить дорожку глубины и времени (см. соответственно закладки *Дорожка времени*, *Дорожка глубины*).

Чтобы создать новый планшет (по умолчанию имя – «*new.plt*») нажмите кнопку «Новый».

В строке «Прибор» нужно выбрать тот прибор, для которого будет настроен планшет.

Созданный планшет можно сохранить с любым именем (расширение «*.plt*»), нажав кнопку «Сохранить».

Чтобы просмотреть, как выглядит созданный планшет, нажмите кнопку «Применить».

При нажатии «ОК» созданный планшет становится текущим.

При нажатии «Отмена» восстанавливается первичный планшет, при этом все изменения не сохраняются.

При нажатии «Загрузить» появляется диалоговое окно с файлами ранее созданных планшетов. Выберите нужный и нажмите кнопку «Ок», планшет становится текущим. Загрузить

любой планшет можно, используя команду меню «Планшет» - «Загрузить планшет».

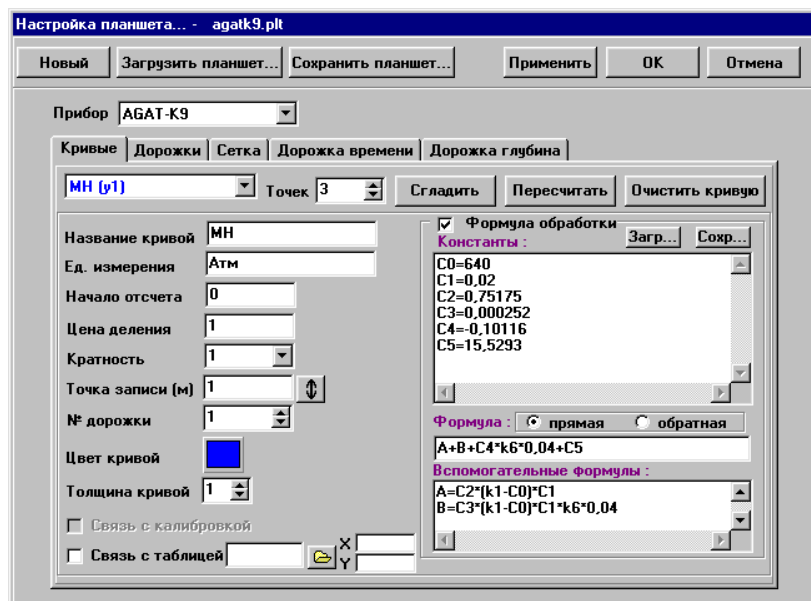
Все планшеты хранятся в поддиректории «\Plansh» за исключением планшетов, созданных для градуировки прибора. Они хранятся в поддиректории «\Grad\<имя прибора>\<имя измерительного канала>\».

2. Определение кривой

Кривая определяется следующими параметрами:

- имя кривой (не более 255 символов);
- единица измерения (не более 255 символов);
- начало отсчета (числовое поле – например, «100,5»);
- цена деления (числовое поле);
- кратность (1 - снос кривой при изменении масштаба; >1 – сжатие масштаба в n-раз);
- точка записи (положительное числовое поле);
- номер дорожки (где будет отображаться кривая). Если дорожка нулевая, то кривая не будет отображаться на экране;
- цвет кривой (изменяется по правой клавиши мыши на цветной области);
- толщина отображения кривой;
- связь с калибровкой. Параметр доступен, если загружена или была проведена калибровка прибора. При выборе этого параметра данные рассчитываются по формуле обработки с учетом калибровочных данных;
- связь с таблицей. Загрузите нужную таблицу и опишите переменные X (Y);
- формула обработки (подробнее см. *Задание формулы расчета кривой*).

В одном планшете можно описать не более 16 кривых. Переход к другой кривой осуществляется с помощью выпадающего списка.



3. Определение дорожек

Каждая дорожка определяется следующими параметрами:

- начало размещения (по верхней числовой линейке) (положительное числовое поле);
- ширина дорожки (положительное числовое поле);
- цвет фона дорожки (по нажатию правой клавиши мыши на цветной области);

- установить поверх. При выборе этого параметра дорожка отображается поверх остальных дорожек, цвет фона при этом игнорируется (прозрачный).

Переход к другим номерам дорожек осуществляется с помощью выпадающего списка.

Дорожки *времени* и *глубины* описываются только:

- началом размещения;
- шириной дорожки.

2.1.4. Определение сетки

Сетка на дорожке определяется следующими параметрами:

- горизонтальные линии
 - шаг разбиения (положительное числовое поле);
 - толщина линии;
 - цвет линии (по нажатию правой клавиши мыши на цветной области);
 - отображать. Параметр отвечает за видимость линий.
- вертикальные линии
 - аналогично параметрам горизонтальных линий;
 - масштаб – линейный или логарифмический.

Для каждой дорожки описывается своя сетка. Переход по номерам дорожек осуществляется с помощью выпадающего списка.

2.1.5. Задание формулы расчета кривой

Для каждой описанной кривой необходимо определить формулу обработки.

Использование констант.

Если в формуле обработки или во вспомогательных формулах используются константы, то их необходимо описать в соответствующем поле. В одной строке описывается одна константа.

Заданные константы можно сохранить в текстовом файле с любым именем (расширение «.cnt»), нажав кнопку «Сохранить». В файл дописываются формула обработки и вспомогательные формулы.

Загрузить константы из файла можно, нажав кнопку «Загрузить». В появившемся окне выберите нужные или все константы, если нужны формулы обработки, то поставьте галочку.

Все константы хранятся в поддиректории «Const».

Формула.

Формулу можно описать через прямую или обратную зависимость.

Обратная зависимость реализована кубической зависимостью и задаваемая формула должна быть следующего вида:

$K_i = \langle \text{формула} \rangle$, где K_i – данные от i -го канала прибора;
формула должна содержать искомую переменную (неизвестную).

При *прямой зависимости* задается просто формула обработки. Привязка к данным, идущим от прибора, осуществляется через переменные k_1, k_2, \dots, k_{32} , где

k_1 – данные от 1-го канала;

k_2 – данные от 2-го канала;

k_{32} – данные от 32-го канала.

(k – латинский символ. Если k - русский, то он воспримется как константа).

Формула может описываться через вспомогательные формулы.

Формула должна содержать не более 255 символов.

Вспомогательные формулы.

Вспомогательные формулы описываются в соответствующем поле. Одна строка содержит одну формулу.

Вид: <неизвестная переменная> = <формула>

Вспомогательная формула может содержать переменные, которые выше описаны тоже как вспомогательные формулы.

Все вспомогательные формулы в сумме должны содержать не более 255 символов.

В формулах могут использоваться следующие *арифметические операции*:

+ - сложение;

- - вычитание;

/ - деление;

* - умножение;

^ - степень.

В формулах могут использоваться следующие *математические функции* :

Sin(<выражение>) – синус;

Cos(<выражение >) – косинус;

Tan(<выражение >) – тангенс;

Atn(<выражение >) – арктангенс;

Sqr(<выражение >) – квадратный корень;

Log(<выражение >) – натуральный логарифм.

В формулах может использоваться простейший *выбор условия*.

Например: if <условие> then <формула1> else <формула 2>.

При задании формулы обработки и вспомогательных формул необходимо корректно описывать константы и математические выражения.

2.1.6. Кривая скорости и времени.

Для отображения скорости во время регистрации или просмотра кривой скорости на зарегистрированном интервале в «Настройке планшета» определите пустую кривую как «Скорость» (рус.яз). При этом исчезнет формула обработки. Задайте другие параметры (№ дорожки, цвет, цена деления и др.). Единицы измерения для скорости – м/час. Нажмите кнопку «Ок».

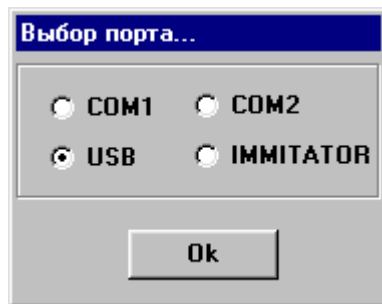
Для отображения кривой времени во время регистрации или просмотра на зарегистрированном интервале в «Настройке планшета», опишите пустую кривую как «Time». При этом исчезнет формула обработки. Задайте другие параметры (№ дорожки, цвет, цена деления и др.). Кривая скорости отображается в условных единицах.

2.2. Связь с устройством

2.2.1. Выбор порта

Выберите команду меню «Файл» - «Выбор порта». В появившемся диалоговом окне укажите порт связи с устройством:

- COM1 или COM2 для «Гектора»;
- USB для «Вулкана»;
- Immitator для теста программы.



2.2.2. Загрузка драйвера

Для загрузки драйвера выберите команду меню «Файл» - «Загрузить драйвер».

Для «Гектора»:

В появившемся окне установите следующие параметры:

- шкала на 1000 см;
- метров между магнитными метками;
- номера каналов АЦП;

необязательные параметры:

- частота Манчестера;
- командные слова;
- время ответа;
- количество ответных слов.

или используйте значения по умолчанию.

Необязательные параметры можно загрузить из соответствующих файлов, нажав кнопку «Загрузить параметры». При изменении параметров или описании новых параметров для какого-либо прибора можно сохранить их под любым именем, выполнив команду «Сохранить параметры».

По нажатию кнопки «Ok» начинается загрузка драйвера того прибора, который указан в текущем планшете. Процесс загрузки отображается на экране. После загрузки драйвера происходит загрузка параметров для регистрации данных с конкретного прибора, а именно: какие каналы будут опрашиваться, как будет происходить обработка данных для каждого канала между шагами квантования и т.д.

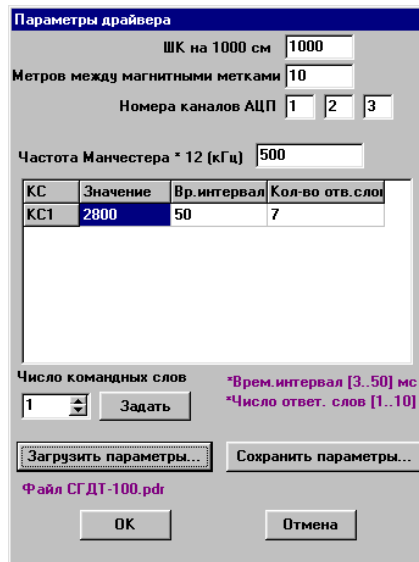
Для «Вулкана»:

При загрузке драйвера загружаются необходимые драйвера для модулей А (модуль глубины) и В (модуль данных). Выставляются пороги и усиления, включаются необходимые реле, определяется версия «Вулкана», считываются калибровки, необходимые для пересчета напряжения и тока.

При загрузке драйвера питание на прибор не подается, чтобы запитать прибор выполните команду меню «Тест USB» - «Питание скважинного прибора».

При некорректном выполнении команды загрузки драйвера или параметров регистрации будут выданы соответствующие сообщения. (см. Сообщения оператору).

При выборе команды «Загрузка по умолчанию» загружаются тот драйвер и те параметры, которые использовались при последней работе с программой регистрации.



Параметры загрузки для «Гектора»

2.2.3. Питание скважинного прибора

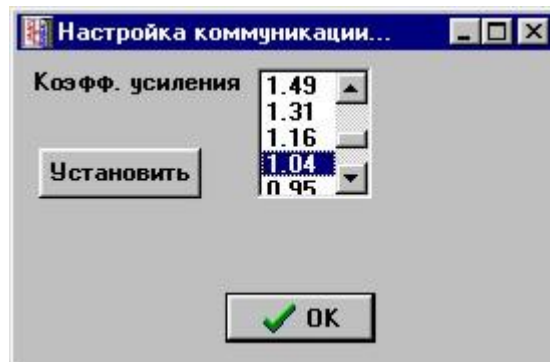
Для того, чтобы подать питание на прибор выполните команду меню «Тест USB» - «Питание скважинного прибора». В появившемся диалоговом окне в соответствующих полях будут отображены принятые по умолчанию настройки по питанию. Оператор может сам изменять значения напряжения и тока. Чтобы запитать прибор еще раз, проверьте выставленные значения напряжения и тока и нажмите кнопку «Включить питание». Внизу будут отображаться текущие показания напряжения и тока в от прибора. Чтобы выключить питание прибора нажмите кнопку «Выключить питание». Проконтролируйте текущие показания от прибора, они должны быть нулевыми!

В окне «Информация по приборам» отображены принятые по умолчанию настройки по питанию для разных приборов. Если оператору нужно использовать установленные параметры по питанию при дальнейшей работе с этим прибором (повторная загрузка программы), то следует «Сохранить параметры».

2.2.4. Тест работы прибора (COM-порт)

После первой загрузки драйвера необходимо протестировать работу прибора. Для этого выполните команду меню «Тест».

Коэффициент усиления.



При активизации окна текущий коэффициент выделен синим цветом. Для установки другого коэффициента усиления выберите из списка нужный и нажмите кнопку «Установить». При успешной установке выдается сообщение «Установка коэффициента прошла успешно».

Опрос и ввод глубины.

По нажатию кнопки «Опрос» в окне отображается текущая глубина, набег, магнитная метка, скорость. Для ввода новой глубины в соответствующем поле введите числовое значение (в метрах).

Опрос глубины

Скорость (м/мин) 0,00

Глубина (м) 5,00

Набег 0

Магнитная метка 0000

Новая глубина (м) 5

Ввод по нажатию

Ввод по приходу ММ

Опрос прошел успешно

Опрос OK

«Ввод по нажатию» - устанавливает новую глубину немедленно;

«Ввод по приходу ММ» - новая глубина устанавливается с приходом магнитной метки.

Полный опрос.

В окне полного опроса прибора отображаются текущие данные от прибора: глубина, магнитная метка, набег и данные с каждого канала «Гектора» (первые три канала – это каналы АЦП, остальные – 32 канала от прибора).

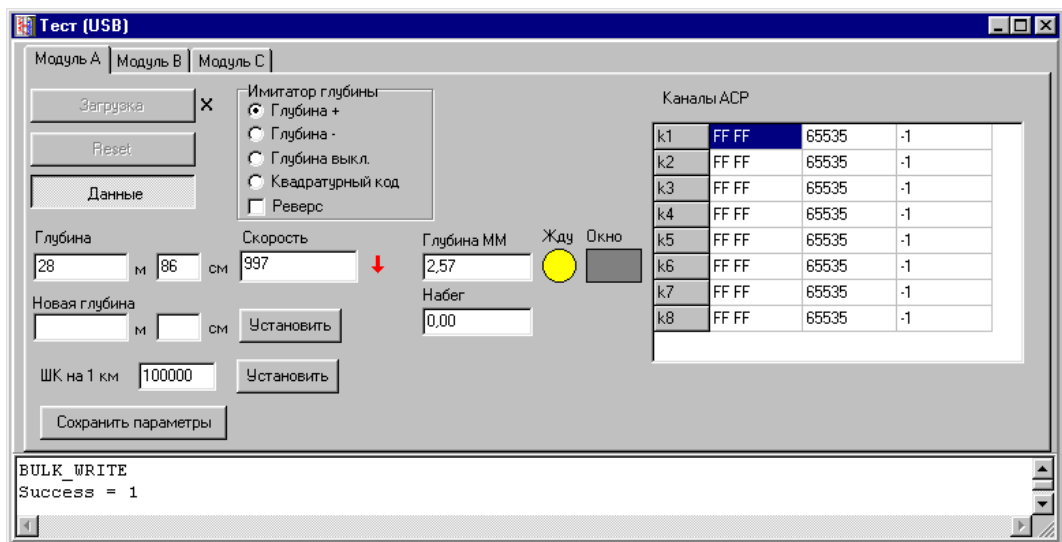
2.2.5. Тест работы прибора (USB-порт)

После загрузки драйвера необходимо протестировать работу прибора. Для этого выполните команду меню «Тест USB».

Если драйвер был загружен успешно, то модуль А, модуль В должны быть загружены (появляются крестики возле кнопок загрузки), должны быть включены соответствующие реле и установлено рабочее напряжение и ток. В случае неправильной загрузки нужно отключить питание прибора "Вулкан", затем опять включить его подождать приблизительно 10 сек и попробовать снова загрузить драйвер.

В модуле А происходит опрос глубины, скорости, ММ, набега, каналов АЦП. Для опроса данных нажмите кнопку «Опрос».

Можно симитировать изменение глубины, устанавливая флажки «Глубина + », «Глубина - » и «Глубина выкл».

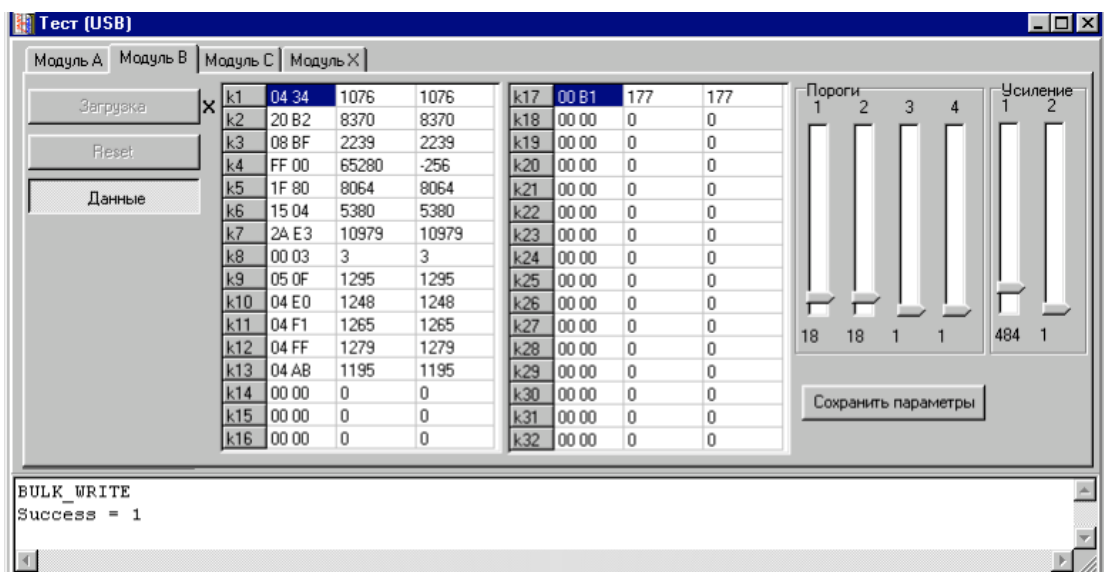


Для того чтобы установить новую глубину, в соответствующих полях задайте новые значения по глубине и нажмите «Установить».

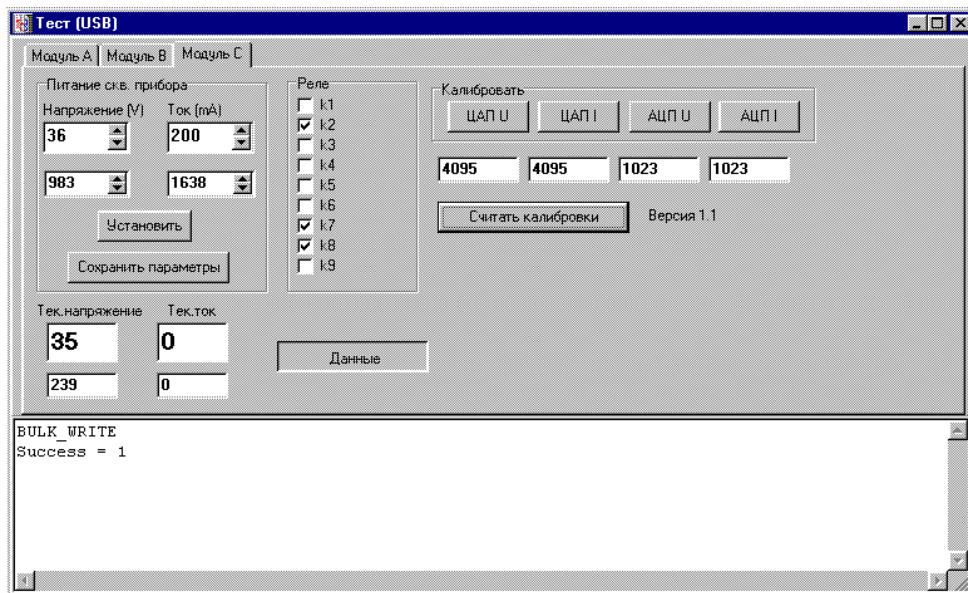
В модуле В опрашиваются каналы прибора. По умолчанию выставлены пороги и коэффициенты усиления, их можно менять, чтобы добиться, например, более устойчивого сигнала. Чтобы сохранить текущие настройки порогов и усиления для дальнейшей работы с этим прибором, нажмите «Сохранить параметры».

Модуль С отвечает за питание прибора. Отображается текущее напряжение и ток в соответствующих единицах измерения (В и мА), а также их показания в единицах АЦП.

В модуле С можно изменять настройки по питанию, считать версию регистратора, откалибровать регистратор.



Тест модуля В



Тест модуля С

2.3. Калибровка

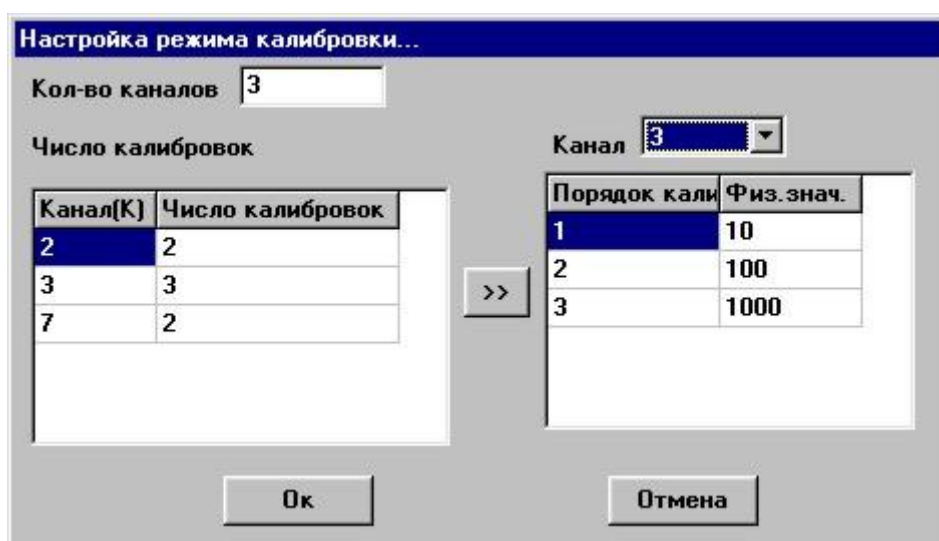
2.3.1. Определение режима калибровки

Если прибор необходимо калибровать, то для текущего планшета нужно задать режим проведения калибровки.

Выполните команду меню «Калибровка» - «Режим калибровки». В появившемся диалоговом окне задайте сколько каналов нужно калибровать, нажмите «Enter». В первой таблице введите номера калибрующихся каналов, и для каждого канала сколько раз он будет калиброваться. Нажмите кнопку «Далее».

Во второй таблице для каждого канала задается порядок проведения калибрования и соответствующие физические значения. Переход к следующему каналу осуществляется с помощью выпадающего списка.

По нажатию кнопки «Ок» заданный режим становится текущим и сохраняется в файле по имени планшета, но с расширением «.clb». Файлы хранятся в поддиректории «Plansh\».



2.3.2. Проведение калибровки

Для проведения калибровки по заданному режиму выберите команду меню «Калибровка» - «Калибровка» (*драйвер* должен быть загружен). Если эта команда не доступна, значит не задан режим калибровок для текущего планшета.

С помощью соответствующих кнопок осуществляется переход на другой шаг режима калибровки. В таблице отображаются каналы, которые калибруются на этом шаге и их физические значения.

Установите время опроса прибора и нажмите кнопку опрос. По истечении времени вычисляется среднее значение сигнала для каждого канала за временной интервал и среднее отклонение.

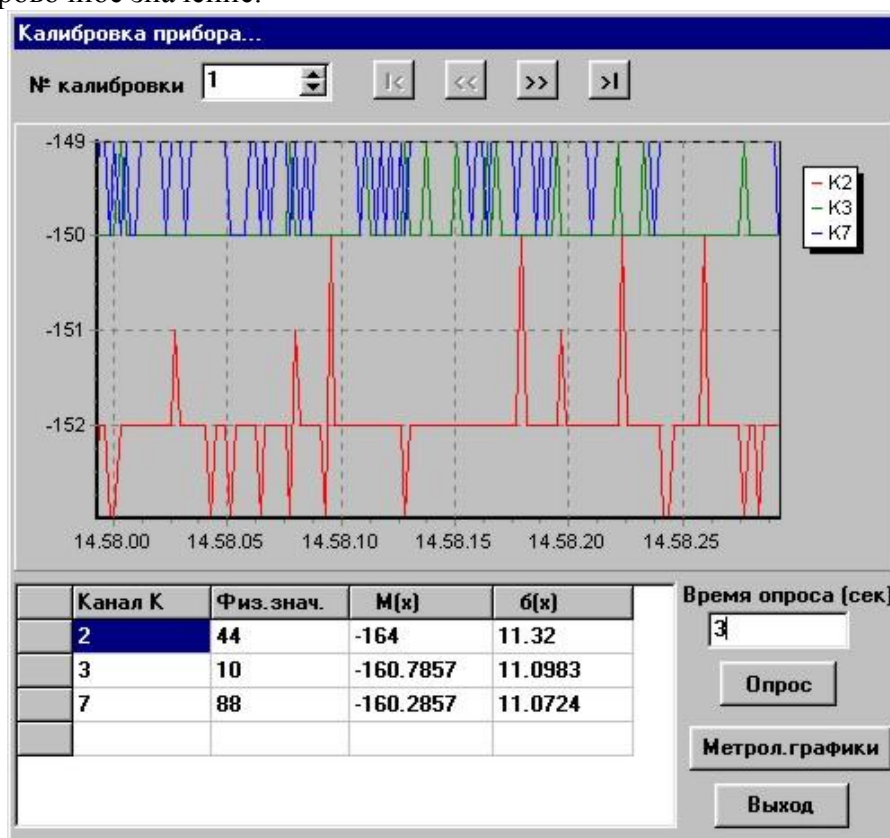
Если время опроса не выдерживается, то результат не запоминается. Если полученные данные не удовлетворяют, то можно повторить опрос прибора.

В процессе калибровки можно просмотреть получающиеся метрологические графики (кнопка «Метрол.графики»).

Окончив калибровку, нажмите «Выход» - полученные результаты сохраняются в файлах с именем <название планшета + время создания> и расширением ".clb" в поддиректории «Calib». Последняя калибровка становится текущей.

Если в процессе калибровки какой-то шаг не выполнен, то выдается соответствующее сообщение.

Чтобы использовать калибровочные данные для расчета кривых, в «Настройке планшета» для этих кривых выставьте флажки «Связь с калибровкой». Если в формуле расчета используется канал, для которого была проведена калибровка, то в процессе вычисления формулы будет использовано калибровочное значение.



2.3.3. Использование калибровочных данных

Чтобы использовать данные калибровки необходимо, чтобы калибровка была проведена или была загружена ранее проведенная. Для загрузки выберите команду меню «Калибровка» - «Загрузить калибровку». В диалоговом окне отображаются калибровки соответствующие

текущему планшету.

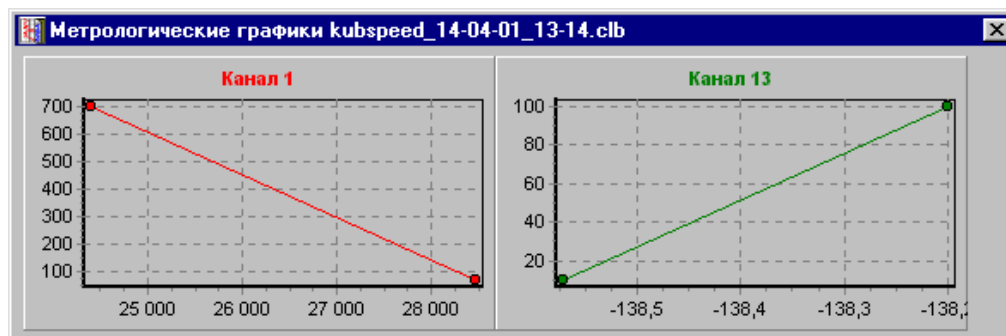
После загрузки калибровочные данные становятся текущими.

Перейдите в «Настройку планшета» и для кривых установите флажок «Связь с калибровкой».

2.3.4. Просмотр калибровочных графиков

Для просмотра калибровочных графиков выберите команду меню «Калибровка» - «Метрологические графики».

Отображаются графики текущих калибровочных данных.



Практическое занятие №13.

Тема: Метрология, регистрация данных, печать планшета в программе для регистрации данных Registration.

Провести метрологию в программе Registration 2.0.

Произвести запись данных каротажа. Сохранить и вывести на печать данные с планшета.

Метрология

1. Получение метрологической таблицы данных

Для получения таблицы данных выберите команду меню «Метрология» - «Получение метрологической таблицы».

Выберите номер канала (можно калибровать до 2х каналов).

Опрос можно проводить по времени – оператор задает временной интервал в секундах, по истечении которого рассчитывается либо среднее показание с канала, либо сумма, и нажимает кнопку «Старт». Способ обработки задается в соответствующем поле. Или опрос канала начинается по нажатию кнопки «Старт», заканчивается по нажатию кнопки «Стоп». В этом случае оператор двойным щелчком мыши на графике отмечает временной интервал, по которому рассчитывается показание канала согласно указанному способу обработки.

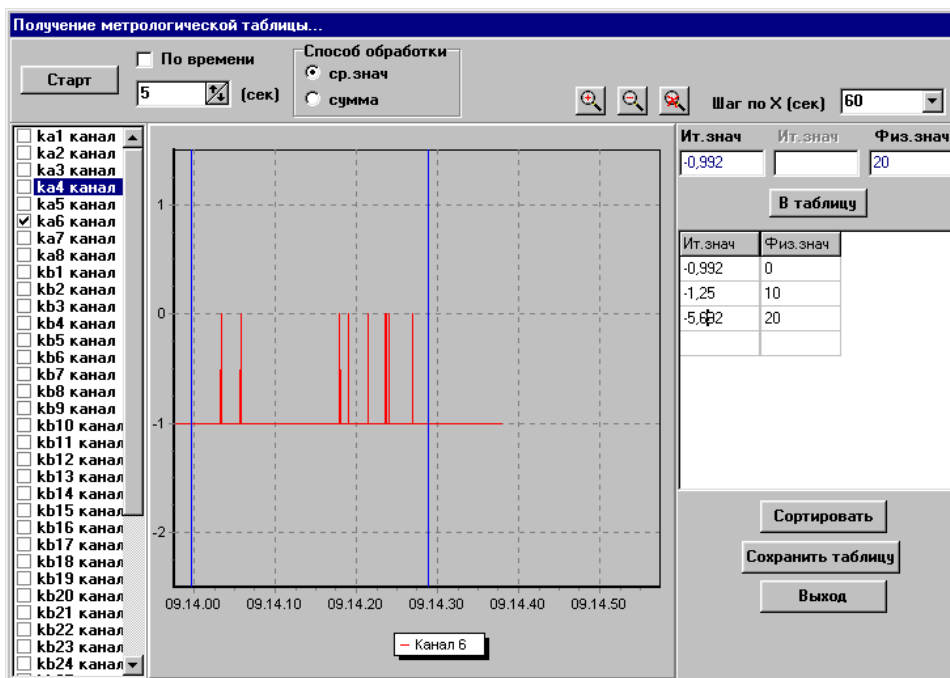
Рассчитанные значения попадают в поле «Ит.знач.», им в соответствие выставляется физическое значение. Например: показание 6 канала равно $-1,25$ соответствует 10°C .

Если результаты устраивают, то их следует занести в таблицу, нажав кнопку «В таблицу».

Установите следующее физическое значение, произведите опрос и т.д.

Полученную таблицу отсортируйте и сохраните, нажав кнопку «Сохранить таблицу». Файлы с таблицами сохраняются в поддиректории «Metrol_tab».

Масштабировать график можно, выделив нужную область мышью или с помощью соответствующих кнопок (можно использовать комбинацию клавиш $Alt+I$ – увеличить изображение; $Alt+O$ – уменьшить изображение; $Alt-Z$ – отменить масштабирование).



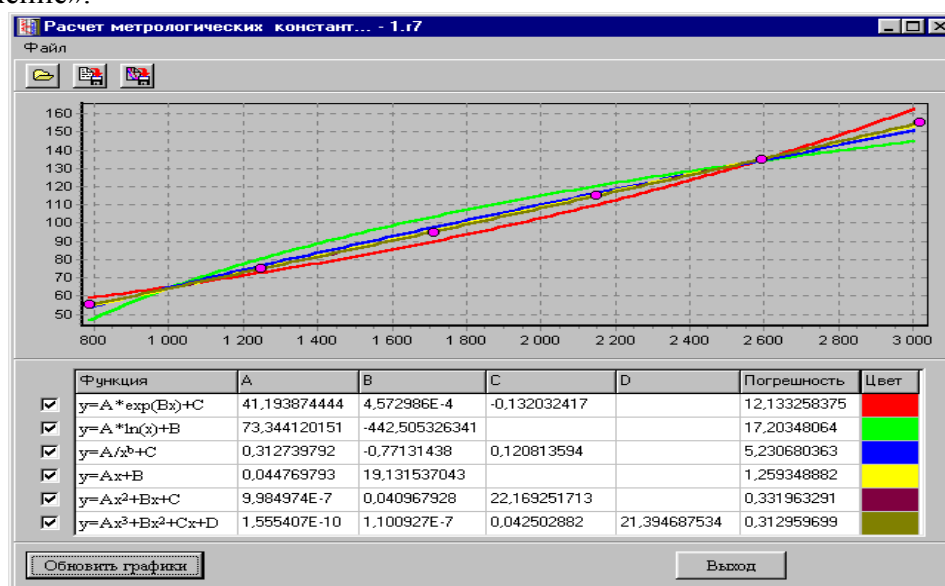
2.4.2. Расчет метрологических констант

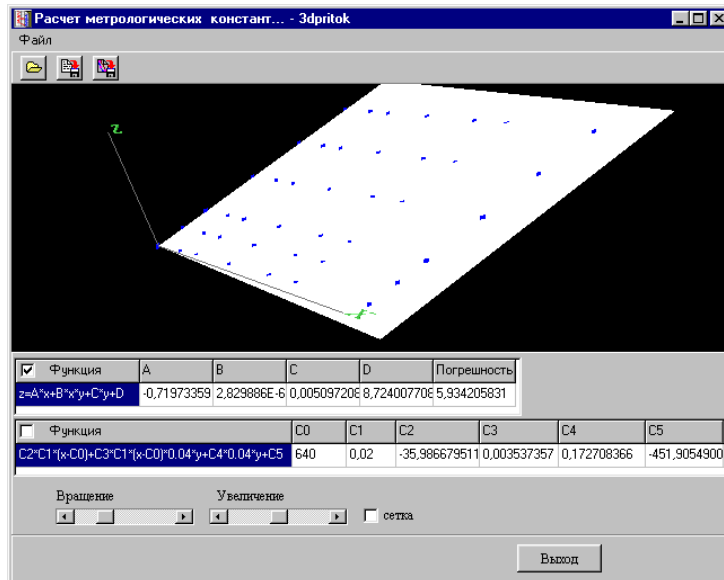
Для получения метрологических констант выполните команду меню «Метрология» - «Расчет метрологических констант».

В появившемся диалоговом окне выберите команду меню «Файл» - «Открыть» и загрузите файл с нужной метрологической таблицей данных. При загрузке рассчитываются константы для функций, представленных в таблице, и погрешность приближения. На поле будет построен график функции с наилучшим приближением. Для просмотра других функций нужно их отметить и нажать кнопку «Обновить графики».

Чтобы сохранить файл с константами и формулой выполните команду «Файл» - «Сохранить CONST». Будет сохранена та функция с константами, которая отмечена первая.

Можно сохранить полученное изображение, выполнив команду «Файл» - «Сохранить изображение».





Если функция от двух переменных, то используется линейное приближение к поверхности.

По умолчанию используется функциональная зависимость $z = Ax + Bxy + Cy + D$.

Для совместимости констант со старыми программами для прибора Агат можно воспользоваться второй функциональной зависимостью.

2.5. Регистрация данных

2.5.1. Настройка параметров регистрации

Перед регистрацией необходимо проверить настройку ее параметров:

- задайте шаг квантования по глубине, выбрав значение из выпадающего списка;
- если будете проводить регистрацию на точке, то отметьте флажок на точке, и задайте шаг квантования по времени. Минимальный (рекомендуется) – 0,2 сек;
- отметьте двойным щелчком левой кнопкой мыши, какие кривые нужно будет сглаживать в процессе регистрации, и задайте по скольким точкам будет сглаживаться кривая (1 точка = шагу квантования), рекомендуется нечетное число точек;
- отметьте двойным щелчком левой кнопкой мыши те кривые, для которых будет вестись измерение на точке, задайте мертвое время – время, по истечении которого считается, что движение прибора остановлено, задайте время счета, за которое будет подсчитано среднее показание кривой. Среднее значение будет считаться текущим для такой кривой при возобновлении движения прибора. Время задается в секундах;
- в левой колонке определено какие каналы будут записаны, каким образом будут обработаны значения с каналов между шагами квантования. Информация берется из файла настроек для используемого прибора и изменяться не может. Если нужно внести изменения, то свяжитесь с разработчиком программы.

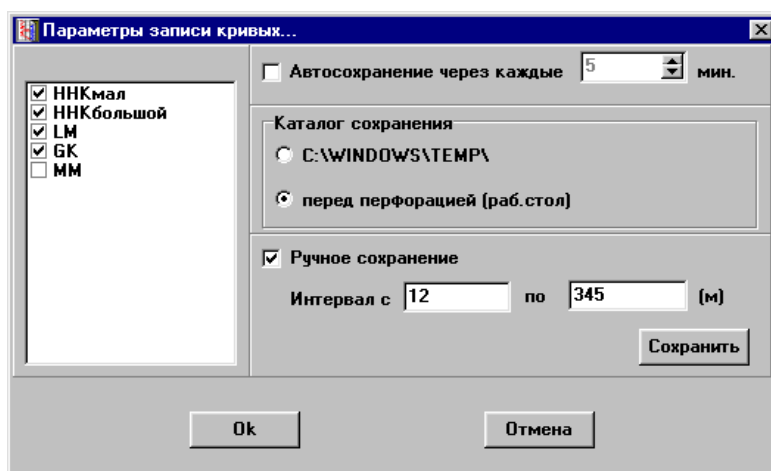
2.5.2. Настройка параметров сохранения кривых

Перед регистрацией данных необходимо задать параметры сохранения кривых. Выполните команду меню «Регистрация» - «Запись кривых». В появившемся диалоговом окне отметьте кривые для сохранения, кривая ММ по умолчанию отключена.

Каталогом сохранения является текущий каталог программы «Панель WinLog», можно использовать для сохранения временный каталог Windows.

Если вы хотите в процессе регистрации задать автосохранение, то установите флажок и задайте временной интервал, по истечении которого будет произведено сохранение кривых в файл.

После проведения регистрации кривые можно сохранить в ручном режиме, отметив соответствующее поле флажком и задав интервал сохранения в метрах.



При регистрации кривых на точке в соответствующем окне «Регистрации на точке» выполните аналогичные действия по настройке параметров сохранения кривых по времени.

2.5.3. Регистрация данных и запись кривых

Для начала регистрации выполните команду меню «Регистрация» - «Старт».

Чтобы завершить регистрацию данных выполните команду «Регистрация» - «Стоп».

По глубине:

При движении прибора кривые отображаются на основном поле планшета. Если включена кнопка «Отображение на текущей глубине», то на поле постоянно будет отображаться интервал изменений. Если эта кнопка отключена, то оператор свободно может перемещаться по полю планшета на любую глубину. Можно воспользоваться кнопками «Вверх» и «Вниз».

Если визуализация кривых затруднена за счет постоянного сноса кривой или из-за неудачного выбора цвета, то оперативно в процессе регистрации вы можете поменять определенные параметры кривой (цену деления, цвет, номер дорожки и т.п.), см. пункт «Быстрое изменение параметров кривой».

Масштаб отображения по глубине можно менять в любое время, выбирая нужный из

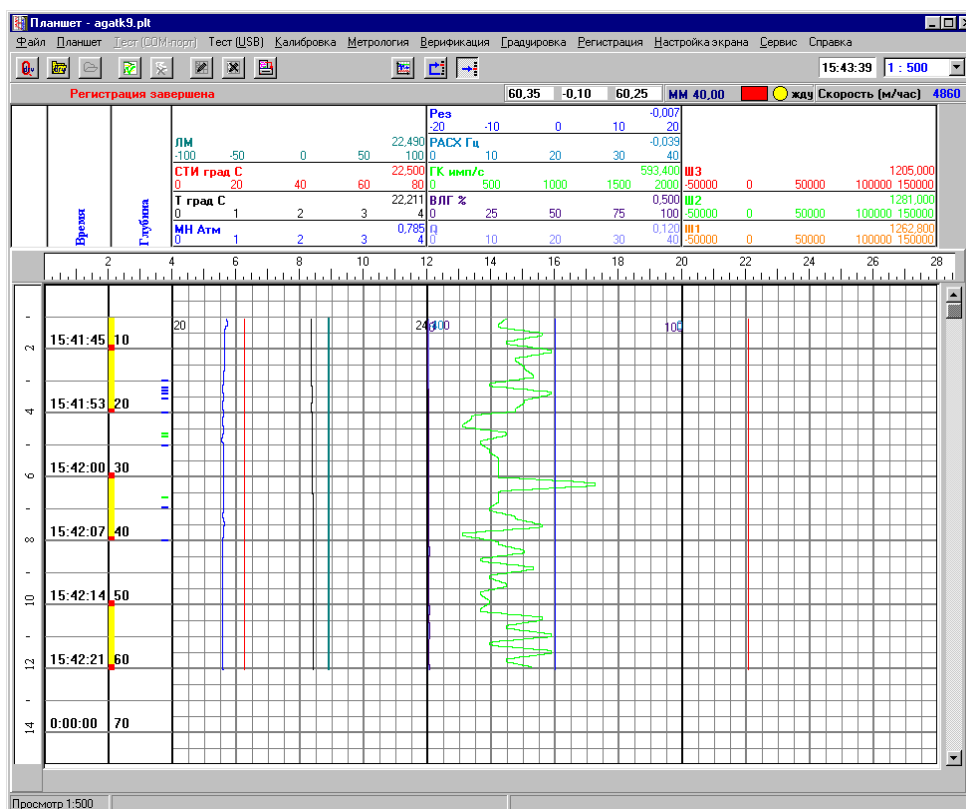
выпадающего списка, который расположен на верхней панели программы, рядом с часами. В строке состояния отображается текущая глубина – без набега, сам набег, глубина с учетом набега. Отображается последняя глубина прихода магнитной метки (ММ), окно ожидания ММ и окно попадания ММ. ММ отображается синими черточками справа на дорожке глубины, слева на этой дорожке отображаются желтым цветом – окно ожидания, красным цветом – окно попадания ММ. Ручная ММ выставляется нажатием клавиши «М» и прорисовывается зеленой черточкой.

Текущие значения кривых отображаются рядом с их названиями.

Можно оперативно скорректировать глубину, выполнив команду меню «Регистрация» - «Смена глубины». Глубина может вводиться по нажатию кнопки или по приходу ММ.

Чтобы начать запись кривых в файл, выполните команду меню «Регистрация» - «Начало записи».

Строка состояния изменится на «Идет регистрация и запись». Чтобы завершить запись выполните команду меню «Регистрация» - «Конец записи» или завершите регистрацию. По окончании записи сформируются файлы с кривыми в собственном формате, который распознается программами пакета «Geophysics Office». Для перевода кривых в Las-формат воспользуйтесь программой «Las-конвертор».



По времени

Если движение остановлено и выставлен флажок в параметрах регистрации «На точке», то активизируется окно регистрации на точке. Или можно выполнить команду «Настройка экрана» - «Регистрация на точке».

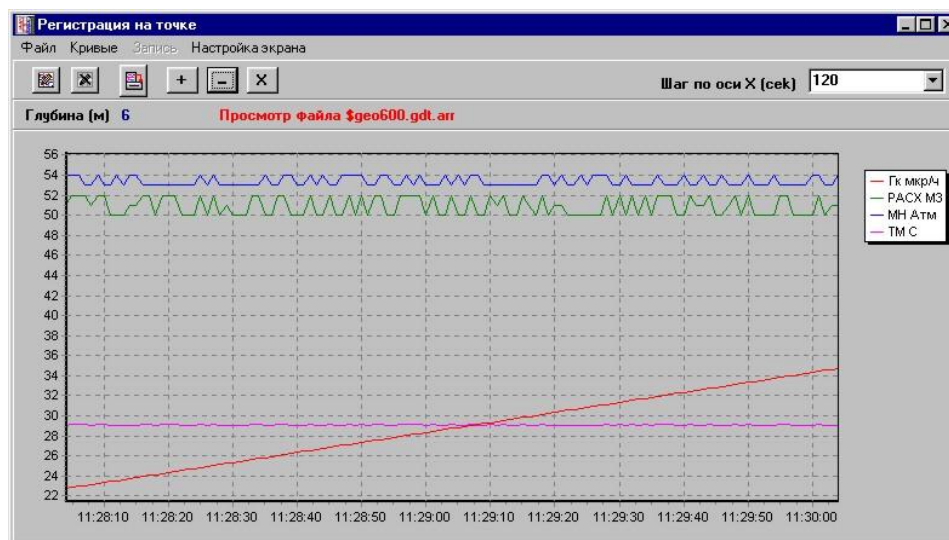
Регистрация ведется от времени, кривые расположены горизонтально. В правой части экрана отображаются текущие значения кривых.

Чтобы начать запись, выполните команду «Запись» - «Начать запись». Чтобы завершить запись, выполните команду «Запись» - «Конец записи». Предварительно настройте параметры

записи кривых на точке – «Запись» - «Параметры записи».

В меню «Настройка экрана» можно подключить/отключить колонку цифровых значений. В меню «Кривые» можно изменять видимость регистрируемых кривых, причем невидимая кривая будет также регистрироваться.

Изменять масштаб отображения кривых на графике можно с помощью кнопок «+», «-», «x» (по оси Y) и с помощью выпадающего списка (по оси X).



2.5.4. Быстрое изменение параметров кривой

Для того чтобы быстро изменить масштаб отображения кривой, ее цвет, расположение на дорожках и т.п., нажмите правую кнопку мыши на поле планшета и в выпадающем меню выполните команду «Параметры кривой». Внесите изменения и нажмите «Ок».

Чтобы убрать видимость кривой, щелкните дважды на первом столбце таблицы и нажмите «Ок». Для восстановления видимости кривой также щелкните дважды на первом столбце нужной кривой и задайте номер дорожки, на которой ее нужно визуализировать.

Параметры кривой...

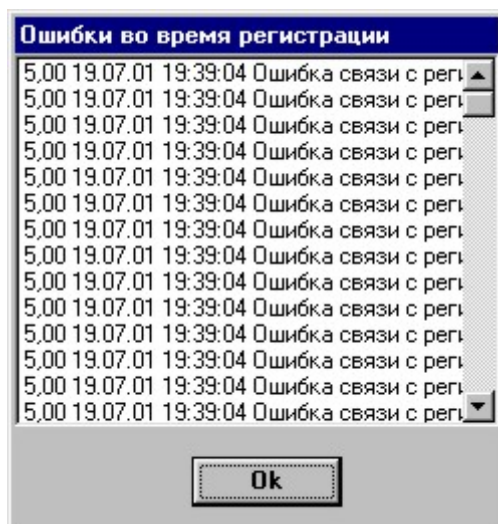
	Название кривой	Нач.отсчета	Цена дел.	Кон.отсчета	№ дор	Цвет	Толщ.
	МН	0	1	4	1	Blue	1
+	Т	0	1	4	1	Black	1
+	СТИ	0	20	80	1	Red	1
+	ЛМ	-100	50	100	1	Green	2
+	Q	0	10	40	2	Purple	1
+	ВЛГ	0	25	100	2	Blue	1
+	ГК	0	500	2000	2	Yellow	1

OK Отменить

2.5.5. Сведения об ошибках во время регистрации

Если во время процесса регистрации от регистратора приходят ошибочные пакеты данных, то код ошибки фиксируется и передается в список ошибочных данных. Просмотреть все ошибки, возникшие во время регистрации, можно выполнив команду меню «Настройка экрана» -

«Сведения об ошибках».



2.6. Печать планшета

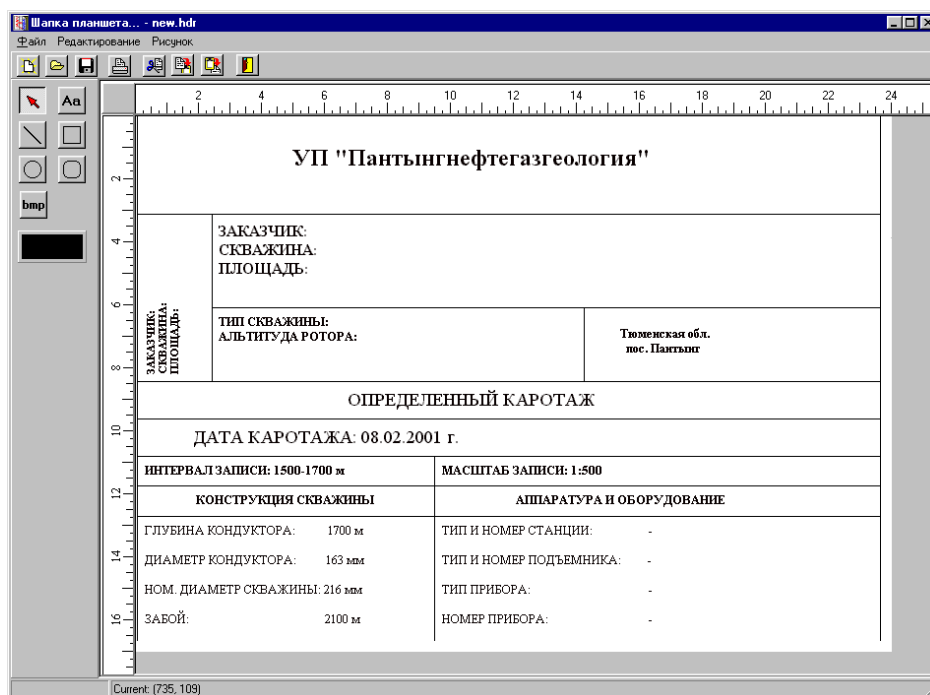
2.6.1. Заголовок планшета

Для того чтобы создать заголовок планшета выполните команду «Планшет» - «Заголовок планшета».

Диалоговое окно представляет собой небольшой векторный графический редактор.

Все созданные объекты выделяются по нажатию на них мыши, редактирование надписей происходит по двойному нажатию мыши на тексте. Удалить выделенный объект можно с помощью кнопки *Delete*. Размеры картинки указываются в меню «Рисунок» - «Атрибуты».

Созданный заголовок можно сохранить в виде картинки *bmp* или он сохраняется в собственном формате (подкаталог *header*) с расширением *hdr*.



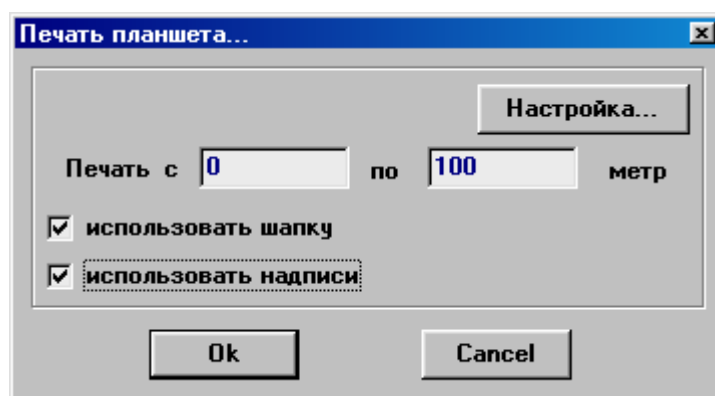
2.6.2. Печать планшета

Для выдачи результатов на печать (доступна и в процессе регистрации) выполните команду «Планшет» - «Печать планшета».

По нажатию кнопки «Настройка» появляется системное диалоговое окно настройки принтера и печати. Выберите нужный принтер, размеры бумаги и способ подачи бумаги. Для струйных принтеров с рулонной подачей бумаги используйте в качестве способа подачи бумаги «*Manual Feed Slot (Banner)*».

Для печати заголовка планшета отметьте флажок «использовать шапку». При печати будет использоваться текущий заголовок планшета. Если при печати нужно отобразить надписи на поле планшета, установите флажок «использовать надписи».

Укажите диапазон печати в метрах. Планшет будет распечатан в том же масштабе, что и на экране.



Практическое занятие №14.

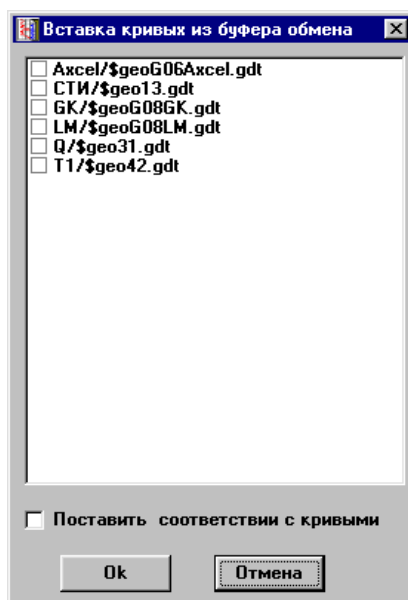
Тема: Работа с буфером обмена и зарегистрированными данными, сервисные подпрограммы в программе для регистрации данных Registration.

Перенести зарегистрированные данные в программу Registration 2.0. Скопировать кривые в буфер обмена и вывести их на планшет.

Работа с буфером обмена

2.7.1. Вставка кривых из буфера обмена

В программе регистрации можно просматривать кривые, которые записаны в формате пакета «Geophysics Office». Скопируйте из программы «WinLog» выбранные кривые в буфер обмена, перейдите в программу регистрации и по нажатию правой кнопки мыши на поле планшета выполните команду «Вставка кривых из буфера». В появившемся диалоговом окне отметьте кривые, если их нужно разместить на планшете с теми же параметрами как у одноименных кривых (на тех же дорожках, тем же цветом и т.п.), то установите флажок «Поставить в соответствие с кривыми». Нажмите «Ок».



2.7.2. Удаление кривых буфера обмена из планшета.

Если на планшете были размещены кривые из буфера обмена, то при завершении работы программы будет выдано сообщение о возможности удаления вставленных кривых. Оператор может удалить эти кривые, ответив на сообщение утвердительно, или оставить кривые из буфера для дальнейшей работы, в таком случае планшет будет сохранен в измененном виде.

Оператор может выборочно или полностью удалить кривые буфера обмена, нажав правой кнопкой мыши на поле планшета и выполнив команду «Удалить кривые из буфера». В появившемся диалоговом окне нужно отметить кривые для удаления и нажать «Ок».

2.8. Работа с зарегистрированными данными

2.8.1. Пересчет данных кривой по другой формуле

Любую кривую, которая была зарегистрирована, можно пересчитать, изменив формулу. Для этого перейдите в «Настройку планшета», выберите нужную кривую, задайте новую формулу обработки, константы или вспомогательные формулы и нажмите кнопку «Пересчитать». Можно загрузить другую калибровку или таблицу для расчетов. Пересчет выполняется по исходным данным кривой на всем зарегистрированном интервале.

2.8.2. Сглаживание кривой

Чтобы сгладить кривую нужно перейти в «Настройку планшета», выбрать нужную кривую, задать число точек для сглаживания (1 точка сглаживания = 1 шагу квантования) и нажать кнопку «Сгладить».

Если результат не устраивает, то можно выполнить команду «Пересчитать», кривая отобразится в первоначальном виде, далее укажите новое число точек для сглаживания и выполните команду «Сгладить».

Рекомендуется задавать нечетное число точек сглаживания.

2.8.3. Удаление данных кривой

Чтобы удалить зарегистрированные данные любой кривой, перейдите в «Настройку планшета», выберите нужную кривую и нажмите кнопку «Очистить». Данные по этой кривой на зарегистрированном интервале будут удалены.

2.8.4. Очистка файлов данных

Если была проведена регистрация данных для одного прибора и оператор хочет продолжить работу с другим прибором, необходимо очистить поле планшета от всех данных. Чтобы полностью очистить поле регистрации, выполните команду меню «Файл» - «Очистить файлы данных». После утвердительного ответа на запрос будут удалены все данные по кривым и все исходные данные от регистратора.

Или при загрузке другого планшета появится запрос на обновление данных, при утвердительном ответе поле регистрации будет очищено, если прибор был запитан, то будет выключено его питание и загружен новый планшет. Для дальнейшей работы с новым прибором не забудьте загрузить для него драйвер.

2.8.5. Обработка ранее записанных интервалов данных

Во время сохранения кривых по глубине происходит сохранение первичных данных (данные от регистратора и настройки планшета), используя которые в дальнейшем можно восстанавливать и осуществлять обработку зарегистрированных кривых. Файлы данных хранятся в поддиректории «\Old» с расширением «.dat». Сохраняется текущий в момент записи планшет в поддиректории «\Plansh» (имя файла имеет структуру – < old + 'интервал' + '.plt'>).

Чтобы выбрать зарегистрированный интервал, выберите команду меню «Сервис» - «Обработка кривых».

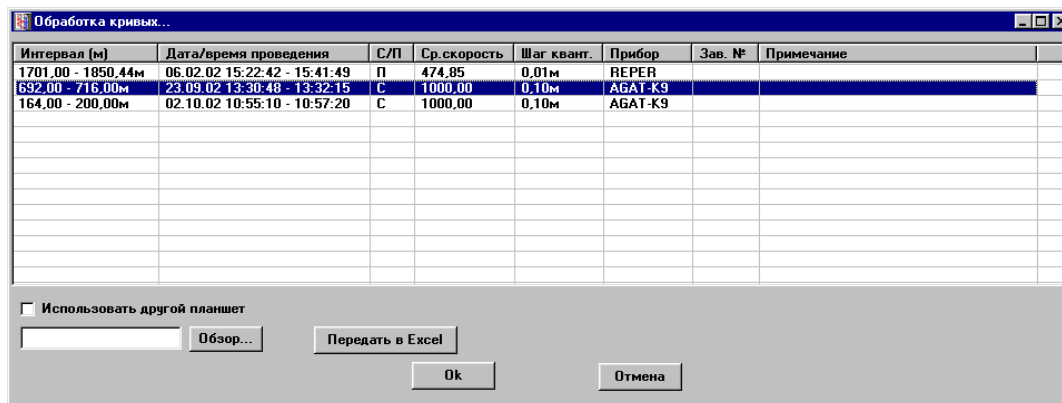
В появившемся диалоговом окне выбирается интересующий интервал и по нажатию кнопки «Ок» происходит расчет кривых и восстановление соответствующего планшета.

Можно использовать другой планшет при восстановлении интервала записи, установив

соответствующий флажок. Например, для выдачи планшета с узкими дорожками на термоплоттер. Необходимо учесть, чтобы формулы обработки для расчета кривых были идентичными.

Не забывайте удалять ненужные интервалы, нажав правой кнопкой мыши на поле интервалов и выбрав команду «Удалить». Будут удалены все выбранные интервалы.

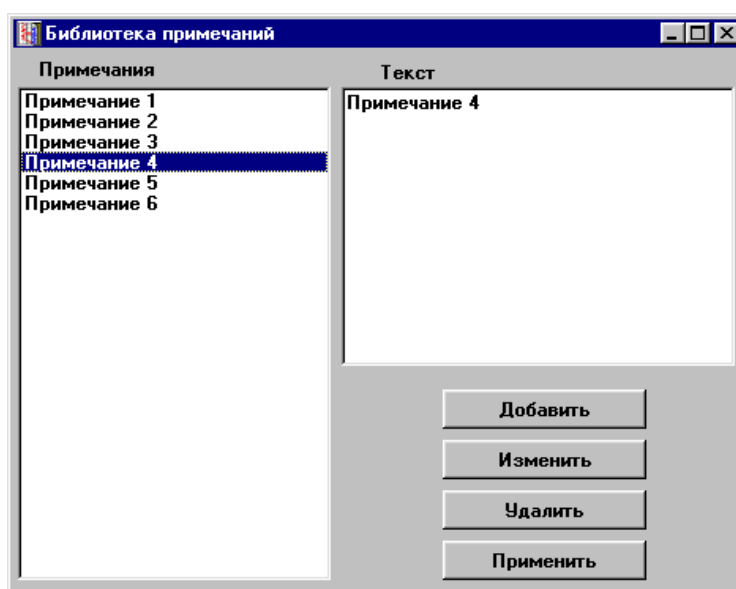
Для перехода в режим регистрации выполните команду «Сервис» - «Перейти в режим регистрации».



2.8.6. Передача сопроводительной информации в файл отчета формата Excel

Выполните команду меню «Сервис» - «Обработка кривых». Заполните информацию о заводском номере прибора и поле примечаний, дважды щелкнув мышью на соответствующем поле.

Оператор может сам создать свою библиотеку примечаний. Для этого нажмите правой кнопкой мыши на поле интервалов и выберите «Библиотека примечаний». В появившемся диалоговом окне можно добавлять, редактировать и удалять список примечаний. Длина примечания не более 255 символов.

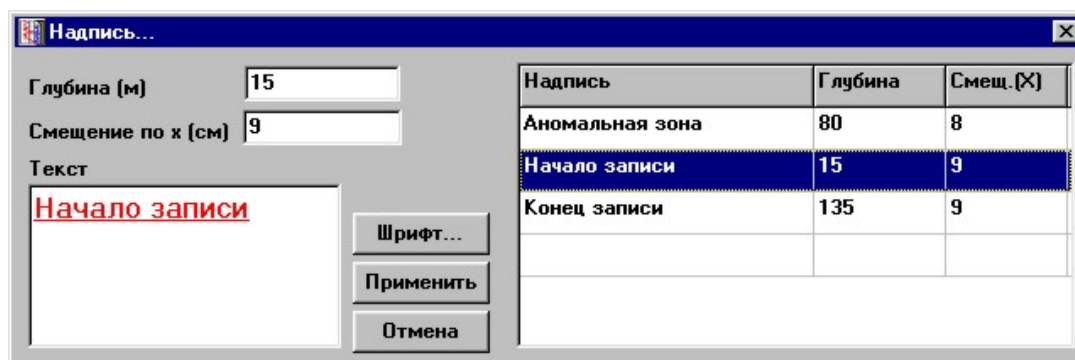


Выберите нужные интервалы (удерживая *Shift*, выделяете диапазон интервалов, *Ctrl* – интервалы, отмечаемые мышью). Нажмите кнопку «Передать в Excel».

2.9. Сервисные подпрограммы

2.9.1. Надпись на поле планшета

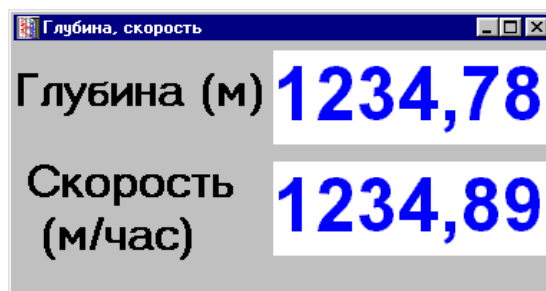
Чтобы сделать надпись на поле регистрации кривых, щелкните правой кнопкой мыши на поле и выполните команду «Надпись».



Используя линейку, расположенную справа от поля и колонку глубины, задайте координаты размещения надписи и введите нужный текст. Можно задавать любой тип, цвет шрифта по нажатию кнопки «Шрифт». Чтобы просмотреть и отредактировать все имеющиеся надписи, нажмите кнопку «Надписи». Можно удалить ненужные, щелкнув правой кнопкой мыши на таблице с надписями и выбрав команду «Удалить».

2.9.2. Крупное отображение глубины и скорости в момент регистрации

Чтобы визуализировать крупное отображение глубины и скорости в процессе регистрации, выполните команду меню «Сервис» - «Крупный вид глубины». В правой области экрана появится соответствующее окно.



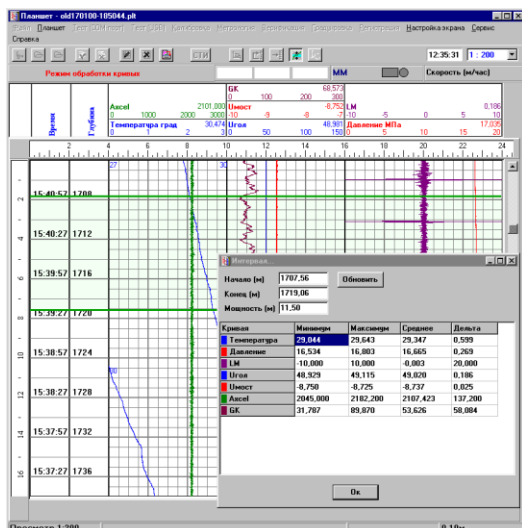
2.9.3. Выделение произвольного интервала регистрации с определением min, max, средних значений кривых на нем

Для выделения интересующего интервала нажмите на панели быстрых кнопок кнопку «Выбор интервала». Появится диалоговое окно. Для определения начала интервала дважды щелкните мышью на поле планшета на соответствующей глубине. Аналогично для выбора конца интервала. Оператор может отредактировать диапазон интервала, после чего нужно выполнить команду «Обновить».

В окне рассчитывается мощность заданного интервала, для кривых их минимальные и максимальные, средние значения и отклонение от среднего.

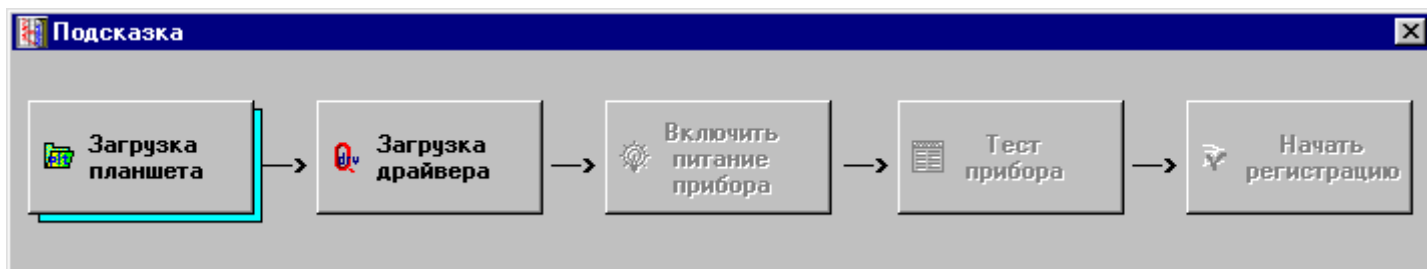
Чтобы убрать интервал, нужно чтобы окно интервала было активным и дважды щелкните на

поле планшета.



2.9.4. Подсказка для оператора

Если оператор затрудняется в выборе дальнейших действий, то он может воспользоваться подсказкой. Подсказка автоматически появляется при запуске программы или ее можно вызвать нажатием клавиши *F2*.



Подсказка выполнена в виде блок-схемы и отображает последовательность действий, которые необходимо выполнить до начала регистрации. Возможно перемещение по элементам стрелками вправо, влево. Голубым цветом подсвечивается активный элемент.

2.9.5. Системная информация

Для просмотра системной информации выполните команду меню «Сервис» - «Системная информация». В появившемся окне отображается текущее состояние памяти.

Ресурс	Объем
-----Память-----	
Используемая память	77%
Общая физическая память	265 457 664 байт
Свободная физическая пам	7 069 696 байт
Общая память файлов подк	1 882 021 888 байт
Свободная память файлов г	1 787 904 000 байт
Общая виртуальная память	2 143 289 344 байт
Свободная виртуальная пам	2 123 366 400 байт
-----Жесткий диск C:\-----	
Размер диска C:\	20 561 330 176 байт
Свободных байтов	12 796 035 072 байт

Практическое занятие №15.

Тема: Изучение прибора КП-91ЭГ

Изучить последовательность действий при работе с данным прибором на скважине. Провести тестирование прибора.

Назначение

Прибор скважинный «КП-91ЭГ» предназначен для геофизических исследований скважин методами электрического и гамма-каротажа и должен соответствовать ГОСТ 26116-84.

Исследования проводятся путем измерения кажущегося удельного сопротивления пород зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) в скважинах с максимальной температурой +80 °С, заполненных промывочной жидкостью с удельным сопротивлением от 0,03 до 20,0 Ом*м. Одновременно регистрируются сигналы зондов естественного гамма-излучения пород (ГК) и самопроизвольной поляризации пород (ПС2 относительно головки кабеля). Сигнал зонда ПС| относительно наземного электрода регистрируется отдельным спуско-подъемом при отключенном питании прибора. Прибор позволяет проводить исследования пластов с удельным сопротивлением от 0,5 до 5000 Ом*м.

Прибор рассчитан на работу совместно с цифровыми регистрирующими комплексами (станциями, лабораториями).

Измерения прибором производятся с применением геофизического одножильного бронированного кабеля.

Технические характеристики

Прибор оснащен цифровой телеизмерительной системой “МАНЧЕСТЕР-2”.

Прибор обеспечивает одновременное проведение за один спускоподъем бокового каротажного зондирования (БКЗ) градиент-зондом А0.9М0.1N, потенциал-зондом N0.9М0.1A, измерение напряжения ПС2 относительно головки кабеля, измерение естественного гамма-излучения пород (ГК) в интервале исследования. Сигнал зонда ПС| относительно наземного электрода регистрируется наземной аппаратурой отдельным спуско-подъемом при отключенном питании прибора.

Технические характеристики

Пределы измерения:

для зондов

- N0.9М0.1A

для зонда ГК

для зонда ПС2 (относительно головки кабеля) - +/- 0,5... 1000 мВ.

Предел измерения и допускаемая основная относительная погрешность измерения напряжения ПС| относительно наземного электрода определяется наземным регистратором.

Допускаемая основная относительная погрешность измерения кажущегося сопротивления зондами бокового каротажного зондирования, в диапазоне рабочих температур, %, вычисляется по формуле:

$\text{DopBKЗ} = \pm (5 + 0.4 * A/p),$

где А - предел измерения кажущегося сопротивления в Ом*м, в диапазоне в диапазоне

в диапазоне 500 - 5000 Ом*м А = 5000, р - измеряемое кажущееся сопротивление,

Ом*м.

Допускаемая основная относительная погрешность измерения напряжения ПСг (относительно головки кабеля), в диапазоне рабочих температур - не более 10%.

Быстродействие измерительных каналов обеспечивает проведение измерений со до 400 м/ч при шаге квантования по глубине, равном 10 см.

Условия работы прибора:

максимальная температура окружающей среды -

наибольшее гидростатическое давление

Время непрерывной работы в условиях

предельной температуры

Напряжение постоянного тока питания прибора (режим стабилизации напряжения)

Габаритные размеры прибора, мм:

диаметр по охранному кожуху, не более

-длина без транспортной заглушки

длина с транспортной заглушкой

Масса прибора, кг, не более -10,2

Прибор «КП-91ЭГ» рассчитан на эксплуатацию в условиях, соответствующих:

по механическим воздействиям - группе МС2-3 по ГОСТ 26116-84,

по климатическим параметрам - группе КС4-2 по ГОСТ 26116-84.

Срок службы 5 лет.

Комплектность

комплект поставки прибора входят изделия и комплекты, перечисленные в таблице 3.

Таблица 3.1.

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Изделие		
1 Прибор скважинный «КП-91ЭГ»	ТФЖК 3.038.022	1
2 Комплекты		
2.1 Комплект эксплуатационной		
2.1.1 Паспорт	ТФЖК 3.038.022 ПС	1
2.1.2 Руководство по эксплуатации	ТФЖК 3.038.022 РЭ	1
2.2 Комплект запасных частей		
2.2.1 Кольцо резиновое 019-025-36-2-2	ГОСТ 9833-73	2
2.2.2 Кольцо резиновое 034-040-36-2-2	ГОСТ 9833-73	2
3 Принадлежности (комплект на 3		
3.1 Шнур №3	ТФЖК 6.640.015	7
3.3 Клемма контактная	ТФЖК 6.625.005-03	4

Практическое занятие №16.

Тема: Изучение прибора КП-91ЭГ

Определить формулу и вид зонда. Определить номер жил прибора.

4 Устройство и принцип действия прибора

Комплексный скважинный прибор «КП-91ЭГ» представляет собой геофизический снаряд, опускаемый при исследовании в скважину на каротажном кабеле.

Электроды зондов БКЗ и ПС расположены на охранном кожухе прибора. Внутри охранного кожуха на шасси находится электронная схема и зонд ГК.

Электрическое соединение между электродами и электронной схемой обеспечивается специальными контактными устройствами.

Точки записи прибора «КП-91ЭГ» (замеряются от нижней кромки кабельной головки, накрученной на присоединительную головку прибора до упора) приведены на рис. 4.1.

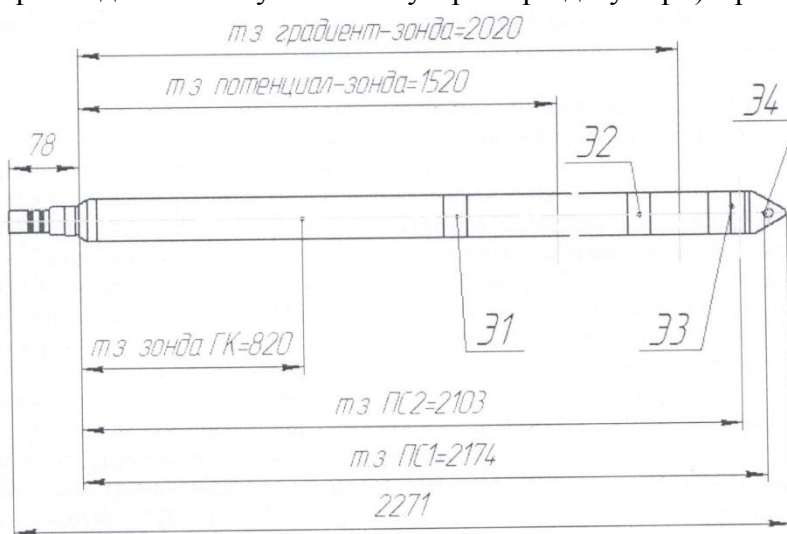


Рис. 4.1

Перед включением прибора вне скважинной жидкости необходимо накоротко соединить электрод Э4 с ОК, запитать прибор, затем закоротку «Э4-ОК» убрать.

Описание электрической принципиальной схемы прибора

Электрическая схема прибора (см. ТФЖК 3.038.022 ЭЗ) отражает порядок соединений элементов и узлов прибора.

Разъем ХР1 предназначен для подключения цепей ЦЖК, ОК каротажного кабеля. По цепям ЦЖК, ОК осуществляется питание прибора и передача информации к наземной аппаратуре.

Напряжение цепи ЦЖК через контакты разъема ХР1, нормально замкнутые контакты реле К1 в модуле МКПС-2 (А1), электрод Э4, скважинную жидкость и ОК зачитывает реле К1. Реле срабатывает, при этом замыкаются контакты 2-3, 5-6 и напряжение питания подается через дроссель L1 к модулю ИП8. Перед включением прибора вне скважинной жидкости необходимо накоротко соединить электрод Э4 с ОК, при подаче питания реле К1 самоблокируется и для проведения поверочных работ закоротку необходимо убрать.

Работа градиент- и потенциал-зондов прибора основана на формировании в околоскважинном пространстве электрического поля путем излучения знакопеременного стабилизированного тока относительно оплетки каротажного кабеля и измерения наведенной разности потенциалов между приемными электродами.

Коммутация зондовых установок электрического каротажа осуществляется последовательно во времени с частотой, позволяющей проводить измерения с заданной точностью со скоростью каротажа до 3600 м/час при шаге квантования по глубине, равном 10 см.

Излучаемый стабилизированный переменный ток потенциал-зонда IP или градиентзонда IG формируется поочередно трансформаторами устройства согласующего УС (TV1, TV2 блока генераторного БГ-3) за счет коммутации сигналами IP 1, IP2 или IG1, IG2 в первичных обмотках трансформаторов стабилизированного постоянного тока Iconst, подаваемого из модуля МУЦ-4.

Ток подается через развязывающие конденсаторы МУЦ-4 по цепям E1, E3 на электрод, являющийся токовым в текущем интервале измерения соответствующего зонда БКЗ (Э1 или Э3) и через сопротивление породы на оплетку кабеля ОК.

Также токи IP и IG по цепи SHUNT через сопротивление шунта, расположенного в МУЦ-4, замыкаются на GND и, соответственно, на оплетку кабеля. Напряжение с шунта, пропорциональное току IP или IG, по цепи Iin поступает в МИ-3 для измерения и вычисления величины излучаемого тока.

Синхронно с излучением осуществляется коммутация приемных электродов.

Напряжения от приемных электродов по цепям Mr, Nr или Mo, Nq поступают на трансформаторы устройства согласования УС, а затем по цепям Ur, Ug - в модуль измерения МИ-3. Трансформаторы в УС нормируют принимаемые сигналы по величине в соответствии с коэффициентами зондов.

Цикл измерения прибора состоит из измерения токов и напряжений зондов БКЗ. измерения напряжения зонда ПС2 (между Э3 и ОК), обработки сигналов и формирования сигнала телесистемы. При измерении ПС2 излучение на токовых электродах отсутствует. Подсчет импульсов ГК осуществляется параллельно с работой электрических зондов.

В модуле измерения МИ-3 расположены коммутатор входных сигналов, масштабный усилитель и АЦП, преобразующий амплитуду измеряемых сигналов в цифровой код (данные). В каждом цикле производится измерение величины стабилизированного тока (стандарт - сигнал), излучаемого токовыми электродами БКЗ (Э1, Э3), что позволяет исключить временной и температурный дрейф схемы измерения и, как следствие, процесс калибровки прибора.

Данные по каждому измерению передаются в МУЦ-4 для предварительной обработки и передачи по каротажному кабелю в коде "МАНЧЕСТЕР-2" к наземной аппаратуре.

Работа устройств скважинного прибора синхронизируется модулем управления МУЦ-4. МУЦ-4 осуществляет адресацию входных каналов (линии А0 ... А2) и выбор коэффициента передачи сигнального тракта модуля измерения МИ-3 (МО, М1), запуск (CONV), тактирование (CLK), прием данных АЦП (DOUT) модуля МИ-3, коммутацию обмоток генераторных трансформаторов (IP 1, IP2, и IG1, IG2), коммутацию обмоток трансформатора телесистемы сигналами MAN1, MAN2.

Окончательное формирование и гальваническое разделение от ЦЖК сигналов телесистемы MAN1, MAN2 производится трансформатором телесистемы блока БГ-3 в УС. Дроссель L1 предотвращает шунтирование сигнала телесистемы (выходит с ХТ21 А4 через С1 и С1 в МКПС- 2 на ЦЖК) входными цепями источника электропитания. Конденсатор С1 предотвращают насыщение трансформатора телесистемы TV1 в БГ-3

напряжением питания с ЦЖК. R1 - нагрузочный резистор трансформатора телеметрии. Зонд ГК расположен в модуле МФЭУ-5. Подача высоковольтного напряжения в МФЭУ-5 осуществляется с модуля МСВН. С модуля МФЭУ-5 импульсы ГК подаются для обработки в МПО-2, а затем в МУЦ-4.

Источник питания ИП8 осуществляет стабилизацию питающего напряжения и вырабатывает вторичные напряжения +5V,+15V для модулей МИ-3 и МУЦ-3,+25V для МСВН.

4.2 Формат канала передачи

Передача данных прибора «КП-91ЭГ» осуществляется словами в кодировке «Манчестер-2» формата MIL STD 1553 с несущей частотой 16 кГц. Количество передаваемых каналов равно 6. Время между передачей соседних слов составляет 2.2 мс. Количество бит в слове - 16 + 1 бит четности. Значения бит в словах для каналов 0..4 приведены в таблице 1:

Таблица 1.

15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	о	2	1	0
A	A	AO	MI	MO	D10	D	D	D	D	D	D4	D	D2	D1	D0

где: D10..D0 - данные канала (знаковое целое)

MI,MO - масштаб данных (принимает значения 0,1,2) A2..A0 - адрес передаваемого канала Значения бит в словах для канала 7 приведены в таблице 2:

Таблица 2.

15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
A	A	A	D12	D11	D10	D	D	D	D	D	D4	D3	D2	D1	D0

где: D12..D0 - данные канала (беззнаковое целое)

A2..A0 - адрес передаваемого канала Формулы расчета регистрируемых параметров прибора электрического каротажа приведены в таблице 3.

Таблица 3.

№ ка-	Зонд	Формула расчета	Единица измерения	Точка записи,м
0	1пз	$1пз = 1пз * 10^A(2-M)$	Усл.ед	
1	RoP	$RoP = 50 * 10^L(2-M) * Ц_{пз} / 1пз$	Ом*м	1,52
2	1гз	$1гз = 1гз * 10^A(2-M)$	Усл.ед	
3	RoG	$RoT = 50 * 10^L(2-M) * и_{гз} / 1гз$	Ом*м	2,02
4	PS ₂ (OK)	$PS_2 = Ups * 2 / 10^A M$	мВ	2,103
7	Gk	Калибруется AX+B	Имп/с	0,82
8	PS	Определяется наземным	мВ	2,174

5.2 Устройство согласующее (УС)

В состав устройства согласующего УС (ТФЖК 5.423.003) входят блок генераторный БГ-3, блок входной согласующий БВС-3 и блок развязок БР-1.

Блок генераторный БГ-3 (ТФЖК 5.423.005) состоит из генераторных трансформаторов тока излучения TV1,TV2 и трансформатора сигналов телесистемы TV3.

Трансформаторы TV1. TV2 БГ-3 обеспечивают формирование стабилизированных разнополярных токов излучения IP и IG (ХТ3, ХТ23) за счет коммутации в их первичных обмотках стабильного постоянного тока Iconst (ХТ12, ХТ15). Коммутация осуществляется сигналами по цепям IP1, IP2 (ХТ14, ХТ16) или IG1, IG2 (ХТ8, ХТ13).

Формирование разнополярного сигнала телесистемы производится за счет

коммутации в первичных обмотках трансформатора TV3 блока БГЗ постоянного напряжения 5V сигналами MAN1, MAN2 (ХТ17. ХТ19).

В блок входной согласующий БВС-3 (ТФЖК 5.423.004) входят трансформаторы TV1, TV2. Трансформаторы обеспечивают нормирование сигналов зондов по амплитуде в соответствии с коэффициентами зондов.

Конструктивно все трансформаторы БГ-3 и БВС-3 собраны в один блок.

В блоке развязок БР-1 (ТФЖК 5.064.004) находятся конденсаторы С1... С12, которые предотвращают насыщение трансформаторов БВС-3 напряжением ПС.

Конструктивно БР-1 выполнен в виде печатной платы, располагаемой на торце блока УС.

5.3 Модуль измерения (МИ-3)

Модуль измерения (ТФЖК 5.016.008) построен на основе АЦП LTC1400 DA6. Микросхема LTC1400 представляет собой функционально законченный АЦП с внутренним источником опорного напряжения и позволяет работать в биполярном режиме.

Нормированные входным устройством сигналы зондов через коммутатор DA3 последовательно поступают на масштабный усилитель DA2 с RC-фильтром и буферным усилителем DA5 на выходе. Исключение составляет сигнал Градиент ПС, который подаются на коммутатор DA3 через дифференциальный усилитель DA4.

ИМС

ИМС

АЦП

мкс. По сигналу
нейшей обработки.

Измерение по каждому каналу осуществляется следующим образом. После коммутации цепей излучения и входного сигнала текущего канала схема управления формирует три периода излучаемой частоты, необходимых для окончания передачи по кабелю информации предыдущего канала и установления переходных процессов. В следующем периоде четыре раза измеряется отрицательная амплитуда и четыре раза - положительная. Результаты алгебраически суммируются.

По данным, переданным по кабелю, производится расчет величины кажущегося сопротивления рк.

Источник питания ИП-8

Источник питания ИП-8 (ТФЖК 5.087.010) обеспечивает формирование стабилизированных напряжений +5V, +15V, необходимых для питания модулей прибора. Питание источника осуществляется напряжением постоянного тока - 190 В ± 10 В.

В состав источника питания входят преобразователь входного напряжения и стабилизаторы выходных напряжений.

Преобразователь входного напряжения, выполненный на ИМС DA1 и трансформаторе TV1, обеспечивает преобразование входного постоянного напряжения 190В в переменные напряжения для выходных стабилизаторов. Применение трансформатора позволяет гальванически развязать цепи вторичных напряжений от первичной цепи питания. Обмотка 3-4 трансформатора TV-1 выполняет роль обратной связи для ИМС DA1. VD1 служит в качестве защитного элемента при питании прибора напряжением обратной полярности. VD4, VD5 обеспечивают защиту DA1 от высоковольтных

выбросов трансформатора TV1.

Стабилизатор выходной состоит из двух источников вторичных напряжений на +5 вольт и +15 вольт.

Во вторичных источниках напряжения используются однополупериодные выпрямители с LC-фильтрами. Высокая стабильность напряжений 5В, 15В обеспечивается интегральными стабилизаторами DA2. DA3.

Для питания модуля МСВН используется напряжение порядка +25V, которое берется с вывода 1 ИМС DA2 ИП-8.

Напряжение U-глас Для питания выходного каскада телесистемы берется с вывода 1 ИМС DA3 ИП-8.

Модуль МФЭУ-5

Модуль фотоэлектронного умножителя МФЭУ-5 (ТФЖК 5.421.001) содержит сцинтилляционный детектор СДН. 17-01.18.160 (BD1) и фотоэлектронный умножитель ФЭУ-102 с схемой делителя (А 1.1). Импульсы с выхода фотоэлектронного умножителя поступают в модуль МПО-2 (А5), где преобразуются в последовательность импульсов с логическим уровнем для дальнейшего подсчета.

Модуль МСВН

Модуль стабилизатора высокого напряжения МСВН (ТФЖК 5.123.010) предназначен для формирования высокого напряжения, подаваемого по цепям **-Uк**, GND на фотоэлектронный умножитель модуля МФЭУ-5 (А1).

6 Указания мер безопасности

Эксплуатация, ремонт, настройка и калибровка прибора «КП-91ЭГ» должны производиться в соответствии с настоящим руководством по эксплуатации с соблюдением требований, предусмотренных «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденными Министерством энергетики Российской Федерации 13.01.2003 года, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М - 016-2001, РД 153-34.0-03.150-00», утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации 05.01.2001 года и Министерством энергетики Российской Федерации 27.12.2000 года, а также «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03» от 2003г.

К работе со скважинным прибором допускаются лица, имеющие квалификационную группу не ниже III, изучившие настоящее руководство и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

При работе запрещается пользоваться напряжением сети свыше 220 В.

При работе в ночное время устье скважины, блок-баланс и каротажный кабель должны быть освещены.

Электрические провода и кабели не должны иметь повреждений изоляции.

Настройка и градуировка канала измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения должны проводиться на метрологической поверочной установке, отвечающей требованиям действующих норм радиационной безопасности.

Лица, постоянно работающие или временно привлекаемые к работам с источниками ионизирующих излучений (персонал категории «А»), должны руководствоваться действующими санитарными правилами работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений и быть допущенными к работе с источниками ионизирующих излучений.

7.2 Подготовка прибора к работе

Подготовка прибора к работе производится после ремонта, технического обслуживания или продолжительного перерыва в работе. При этом необходимо провести следующие работы:

- внешний осмотр прибора;
- проверку работоспособности прибора.

При внешнем осмотре прибора проверить отсутствие механических повреждений, целостность герметизирующих колец.

Для проверки работоспособности прибора необходимо проверить правильность подключения прибора. Провести поверку прибора (раздел 9).

Практическое занятие №17.

Тема: Изучение прибора КП-91ЭГ

Провести подключение через контакт прибора к кабельному наконечнику. Показать на примере определения неисправности прибора.

8 Порядок работы

Общие указания

-Перед началом эксплуатации необходимо ознакомиться с настоящим руководством по эксплуатации.

8.1.2 В целях поддержания в рабочем состоянии аппаратуры и предотвращения выхода ее из строя необходимо выполнять следующие указания.

Не допускается использования уплотнительных резиновых колец с дефектами поверхности. Канавки под кольца должны быть очищены от грязи, на их краях не допускается наличие заусенцев, шероховатостей и повреждения поверхности. Кольца должны быть смазаны смазкой ЦИАТИМ-221. Запасные резиновые кольца следует хранить запечатанными в пакеты из полиэтиленовой пленки, в сухом темном прохладном месте. Срок хранения колец не более двух лет.

Эксплуатация скважинного прибора допускается только с закрученными до упора деталями блоков и узлов.

Запрещается подвергать прибор резким ударным воздействиям. В связи с наличием в приборе детектора NaI необходимо также предохранять прибор от резких изменений температуры. Допустимая скорость изменения температуры - не более 2°С в минуту.

После завершения работ на скважине скважинный прибор должен быть очищен от остатков грязи и скважинной жидкости. Резьбу и посадочную поверхность на законцовках прибора следует тщательно протереть чистой ветошью и надеть защитный колпак.

Транспортировать прибор необходимо в закрепленном состоянии с установленными транспортными заглушками.

Во избежание загрязнения и попадания влаги в электронные блоки, вскрывать прибор для ремонта, проверки и настройки его функциональных модулей и блоков рекомендуется в специально предназначенных для этих работ помещениях.

В связи с ограниченностью сроков хранения отдельных комплектующих изделий (ФЭУ-102, детекторы NaI(Tl)) необходимо своевременно заказывать и приобретать их в установленном порядке.

Практическое занятие №18.

Тема: Определение вида и длины зонда метода КС

Определить длину зонда КС. Описать каждую составную формулу зонда.

Физические основы метода

Метод кажущихся сопротивлений аналогичен электропрофилированию в полевой электроразведке. В скважине производят измерения с четырех электродной установкой АМNB, один из электродов которой (В или N) заземляют на поверхности у устья скважины и его действием пренебрегают. Оставшиеся 3 электрода перемещают по скважине с сохранением неизменного расстояния между ними и называют зондовой установкой или просто зондом КС. Электрод, заземленный на поверхности, на профессиональном жаргоне каротажников называется "рыбой".

Допустим, что у нас на поверхности заземлен электрод В. Токовый электрод А в первом приближении можно принять за точечный источник, расположенный в однородной среде. Токовые линии расходятся от него радиально, а эквипотенциальные поверхности имеют сферическую форму. Как известно из курса физики, потенциал поля точечного источника тока / на расстоянии r от него в однородной и изотропной среде с сопротивлением ρ равен:

$$U = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{r}.$$

Соответственно:

$$U_M^A = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{AM}; \quad U_N^A = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{AN};$$
$$\Delta U_{MN} = U_M^A - U_N^A = \frac{\rho I}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{AN \cdot AM}{AM \cdot AN} = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{MN}{AM \cdot AN}. \quad (5.3)$$

Отсюда следует, что, измерив силу тока I стекающего с электрода А, и разность потенциалов ΔU_{MN} между измерительными электродами М и N, можно вычислить сопротивление среды:

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \frac{\Delta U}{I}$$

Нетрудно видеть, что множитель, стоящий перед отношением $\Delta U/I$, есть величина постоянная для данной зондовой установки, называемая коэффициентом зонда КС:

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}.$$

Для случая, когда на поверхности заземлен электрод N, а не электрод В, можно получить значение

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB}.$$

Нетрудно видеть, что при неизменном расстоянии между электродами и при изменении только их назначения, численная величина коэффициента K не изменяется. Это означает, что к измерениям сопротивления в скважинах применим принцип взаимности (принцип суперпозиции), который гласит, что результат измерения сопротивления среды не изменяется при смене назначения приемных и питающих электродов зонда.

В том случае, если измерения производятся в неоднородной среде, сопротивление, вычисленное по формуле (5.4), имеет смысл кажущегося сопротивления. Оно равно сопротивлению такой фиктивной однородной среды, в которой при заданных размерах зонда и

силе питающего тока в измерительной цепи создается такая же разность потенциалов, как и в данной неоднородной среде. Т.е. окончательно формула (5.4) приобретает вид:

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I} \quad (5.7)$$

Кажущееся сопротивление КС измеряется в Ом-м. По физическому смыслу Ом-м представляет собой сопротивление 1 м³ горной породы, измеренное в направлении, параллельном граням.

Типы зондов КС

Несмотря на то, что зонды КС состоят всего из 3-х электродов, различные комбинации этих электродов образуют зонды разного типа.

Предварительно договоримся, что те из электродов, которые имеют одно и то же назначение, мы будем называть *парными*. Так, парными являются питающие или токовые электроды А и В и измерительные, они же приемные, М и N.

Зонды КС принято обозначать сверху вниз, указывая между буквенными обозначениями электродов расстояние между ними в метрах. Такое обозначение называют *символом* зонда. Например, N 0,10 M, 0,95A.

Зонды, у которых сближены парные электроды, называются *градиент-зондами (lateral device)*; а зонды, у которых сближены непарные электроды - *потенциал-зондами (normal device)*.

Точка записи O, т.е. та точка зонда, к которой относятся результаты измерения, всегда располагается посередине между сближенными электродами, т.е. у градиент-зонда - между парными, а у потенциал-зонда - между непарными электродами.

Внутри каждой группы существует еще подразделение по месту расположения парных электродов и по количеству питающих электродов, как показано на рис. 5.3.

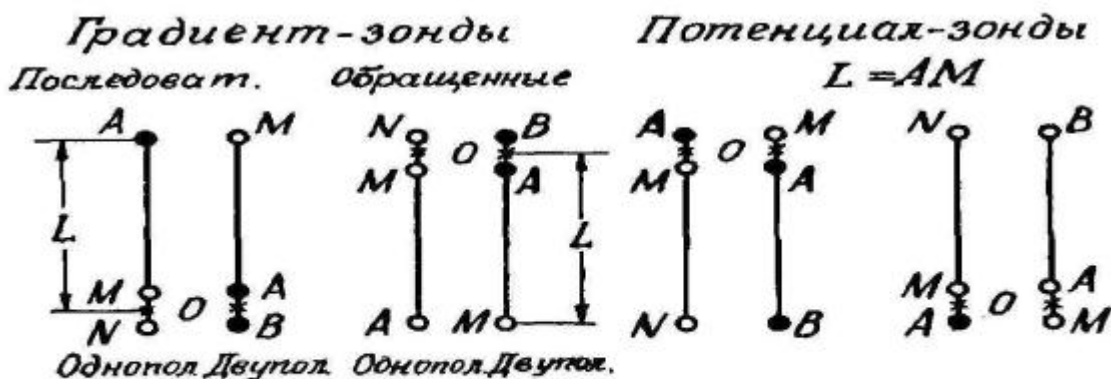


Рис. 5.3. Градиент- и потенциал-зонды КС

Так, зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного, называются *обращенными*, а те, у которых парные ниже непарного - *последовательными* зондами.

Зонды с одним питающим электродом называются *однополюсными* или зондами прямого питания, а зонды с двумя питающими электродами - *двупольными* или зондами взаимного питания.

И последний термин из описания зондов - *длина зонда L*.

У градиент-зонда за его длину принимают расстояние от удаленного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал-зонда - расстояние между сближенными электродами, т.е. для потенциал-зонда всегда $L=AM$, а для градиент-зонда $L=AO$ или $L=MO$.

По символу зонда всегда можно определить его полное название и длину, так, например, уже приводившийся нами символ N 0,10 M, 0,95A. означает: *обращенный градиент-зонд прямого*

питания, длина зонда $l=1,0$ м.

Кроме градиент- и потенциал-зондов существуют еще так называемые "специальные зонды", которые приведены на рис. 5.4, а. Так, зонд AMN, у которого $AM=MN$, с равным основанием может быть отнесен и к потенциал-, и к градиент-зондам. Такой зонд называется симметричным, за точку записи принимают точку M. Зонд MAN называется дифференциальным зондом Альпина. Зонд N1M1AM2N2 представляет собой комбинацию обращенного и последовательного градиент-зондов и называется двойным градиент-зондом. Он хорошо дифференцирует высокоомный разрез, поэтому американские геофизики называют его *hard-rock device*, т.е. зонд для твердых пород. Существуют также одноэлектродные зонды, в которых один и тот же электрод играет роль и питающего и приемного. Такие зонды удобны для одножильного каротажного кабеля.

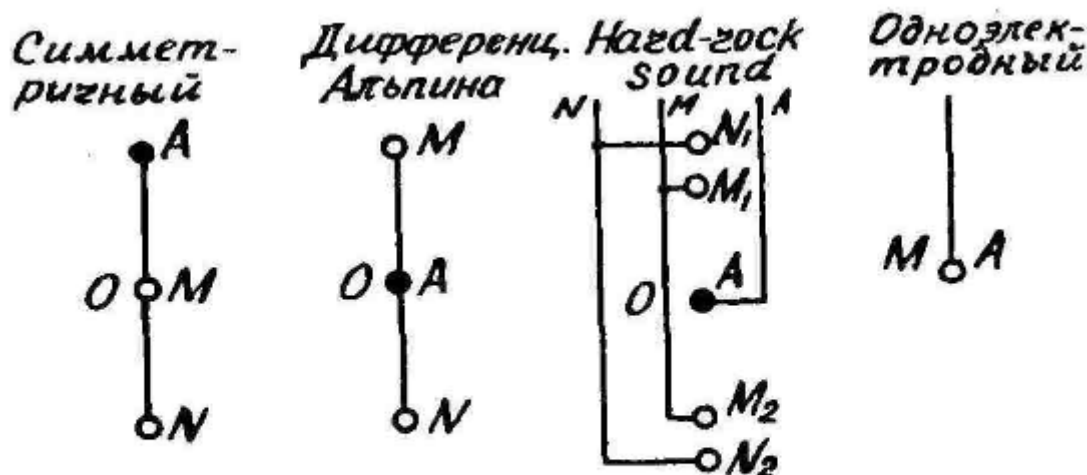


Рис. 5.4. Специальные зонды КС

Для уменьшения влияния низкоомного бурового раствора на величину КС по обе стороны от электродов зонда делают утолщения из изоляционного материала - "буфера". Общий вид буферного зонда представлен на рис. 5.5.

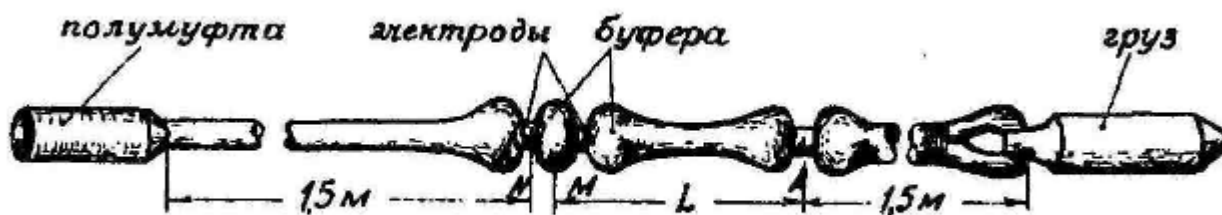


Рис. 5.5. Общий вид зонда КС

Практическое занятие №19.

Тема: Изучение каротажной станции "Кобра"

Изучить каротажную станцию «Кобра». Изучить последовательность действий при работе со станцией «Кобра»

Блок согласования БСК-002 (в дальнейшем - блок) является составной функциональной частью комплекса измерения и обработки геофизических параметров скважин "Кобра", и предназначен для питания скважинных приборов и согласования их выходных сигналов с УСО комплекса при выполнении следующих видов каротажа:

- 1) ГГК-П с использованием СП гамма-гамма-плотномера скважинного трехазимутального СППТ-02;
- 2) резистивиметрии технологического раствора с использованием СП резистивиметра индукционного скважинного РИС-48;
- 3) расходомерии технологического раствора с использованием расходомера тахометрического скважинного РТ-ПВ;
- 4) электрокаротажа КС, ПС и токового каротажа с использованием скважинного прибора электрокаротажа СПЭК;
- 5) ГК с использованием радиометра каротажного СПР-50;
- 6) термометрии в скважине с применением СП термометра каротажного КТ-3М;
- 7) кавернометрии с применением СП каверномера малогабаритного КМ-2М;
- 8) электрокаротажа КС, ПС и ГК одновременно при использовании прибора КСП-60;

Блок включает в себя четыре функциональных узла (субблока): БПК (блок питания и коммутации), БЭК-Г (блок электроканала - генератор), БЭК-П (блок электроканала - приемник) и БФИ (блок формирования и индикации) (см. рис.10).

БПК, предназначенный для обеспечения питания всех входящих в блок субблоков и выполнения необходимых коммутационных функций, осуществляет:

- формирование и стабилизацию напряжений питания для БЭК-Г, БЭК-П и БФИ,
- подачу тока питания в СП по конкретной схеме подключения жил кабеля,
- выделение и передачу в УСО, БЭК-П, БФИ измеряемых сигналов от СП,
- подключение в БЭК-Г одного из регуляторов тока $I_{сп}$ для обеспечения необходимого режима по току питания используемого СП,
- управление генератором для установки его в режим генерирования постоянного или переменного (при проведении ЭК) тока,
- выдачу информационного сигнала включения выбранного СП (вида каротажа).

БЭК-Г, предназначенный для формирования и стабилизации тока питания СП, осуществляет:

- генерирование в виде постоянного или переменного тока питания СП с одновременной стабилизацией его величины,
- выдачу на УСО сигнала измерения величины установленного тока питания СП,
- выдачу сигнала калибровки электроканалов при проведении КС и ПС каротажей, который подается на калибровочный резистор R_k при получении от УВК управляющего сигнала или при нажатии кнопки $U_{кал}$ на лицевой панели БСК,
- выключение тока питания СП при получении от УВК управляющего сигнала.

БЭК-П предназначен для:

- приема, выделения и обработки сигналов КС и ПС,
- преобразования с помощью ПНЧ сигналов КС и ПС из аналоговой формы в импульсную (частоты $F_{кc}$ и $F_{пс}$),
- преобразование с помощью ПНЧ сигналов от измерительной схемы термометрии из аналоговой формы в импульсную (частота F_1).

БФИ, предназначенный для формирования импульсов и согласования их с УСО, осуществляет:

- формирование и передачу в УСО импульсов по 1-3 ИИК,
- контроль частоты импульсов любого из трех ИИК с помощью встроенного частотомера с цифровым индикатором,
- формирования контрольной частоты F_k для осуществления проверки работы 1-3 ИИК.

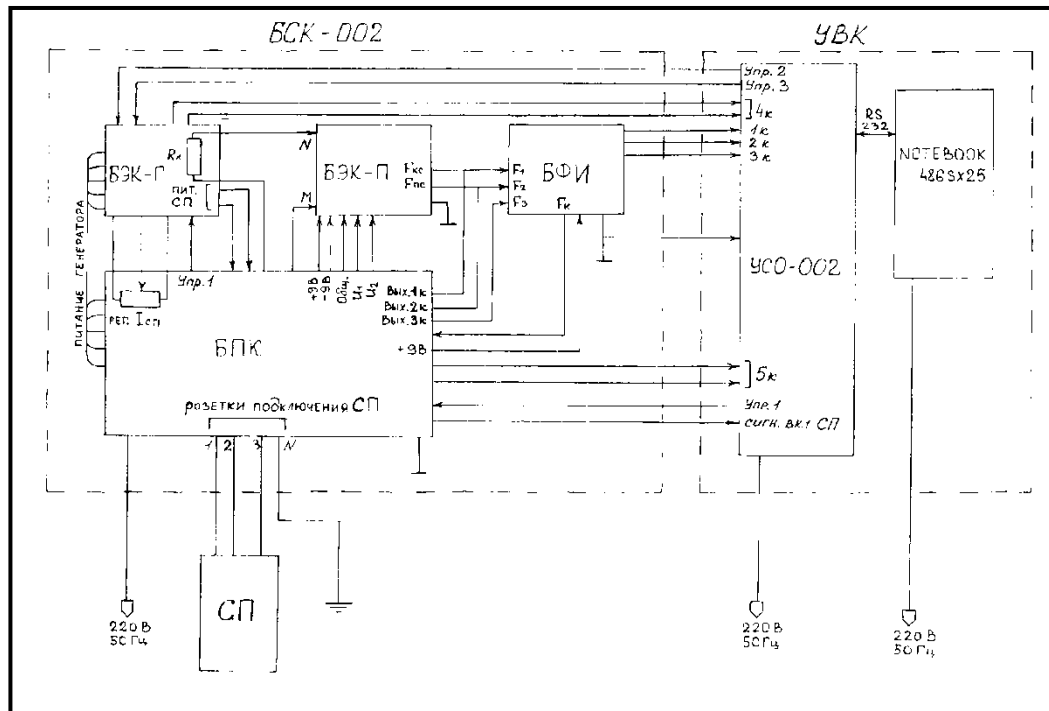


Рис.1. Схема функциональных связей БСК-002 и УВК комплекса Кобра.

1.3. УСО-002.

Устройство связи с объектом УСО-002 предназначено для сопряжения различных приборов (в нашем случае БСК) с персональным компьютером (IBM PC/XT, PC/AT, Pentium, Notebook или др.).

В каротажном комплексе Кобра УСО осуществляет все функциональные связи БСК с ПЭВМ. Под управлением встроенной одноплатной микроЭВМ, построенной на базе микропроцессора Intel 80 186 и работающей под управлением специального программного обеспечения, записанного в установленные на плате микросхемы постоянного запоминающего устройства, УСО-002 преобразует поступающие в него аналоговые, импульсные и дискретные сигналы в цифровой код и передает их в персональный компьютер, а так же преобразует поступающие в него командные сигналы ПЭВМ из цифровой формы в дискретную для управления работой БСК.

Указанные на схеме (рис.10) цепи связи предназначены:

Упр.1 – для подачи в БПК управляющей команды для установления генератора в режим генерирования постоянного или переменного тока,

Упр.2 – для подачи в БЭК-Г управляющей команды включения сигнала калибровки каналов при ЭК,

Упр.3 – для подачи в БЭК-Г управляющей команды выключения генератора при измерении нуля КС,

1...3к – каналы для приема и измерения поступающих сигналов ИИК.

4к – АИК для измерения тока питания СП,

5к – АИК для кавернометрии,

сигнал включения СП – для приема сигнала о включении выбранного СП (вида каротажа).

1.4. Процесс подготовительных и каротажных работ на станции.

1.4.1. По прибытии на исследуемую скважину, непосредственно перед проведением каротажа, экипаж каротажной станции производит ряд подготовительных работ, общих для всех видов производимых исследований.

Над скважиной устанавливают блок-баланс, подключив его датчик к БСК, измеряют и заносят в полевой журнал ТОМ (расстояние от устья скважины до укладчика кабеля). К каротажному кабелю подсоединяют СП, станцию надежно заземляют и обеспечивают, посредством бензоэлектростанции или подключения к электросети бурового агрегата, подачу электроэнергии. Для проведения ЭК или ТК в заполненный бурраствором зумпф скважины опускают неполяризующийся электрод N ("рыбу").

Оператор производит подключение к БСК выводов каротажного кабеля и, если требуется, провода от электрода "рыбы", включает на БСК режим коммутации, соответствующий типу подключенного СП, включает питание станции, БСК, УСО и ПЭВМ, после чего в ПЭВМ автоматически запускается программа проведения и регистрации данных выполняемого каротажа.

5.4.2. После запуска программы проведения и регистрации данных процесс каротажа проходит в полуавтоматическом режиме.

В ответ на запрос ПЭВМ оператор заполняет формуляр ("шапку") каротажа и производит установку на СП требуемого рабочего эталона, по которому ПЭВМ в автоматическом режиме производит градуировку или контроль работоспособности СП.

После этого, по команде ПЭВМ, экипаж станции опускает СП на забой скважины, со скоростью не более 3000 м/ч. На забое ПЭВМ производит, если это требуется при проведении данного вида каротажа, градуировку ИИК и выдает оператору сигнал о возможности начала каротажа.

Оператор включает режим записи каротажа и начинает подъем СП. Запись измеряемых параметров производится с шагом 0,1 м, сигнал о прохождении СП каждого десятисантиметрового интервала подается с датчика блок-баланса. Для получения реперных точек с точными значениями глубины, управляющий лебедкой моторист станции, фиксирует переключением тумблера 10-ти м метки каротажного кабеля в момент прохождения метки кабеля через укладчик.

В процессе подъема в память ПЭВМ производится запись первичных результатов измерений в виде средних за интервал скоростей счета импульсов по ИИК и (или) средних за интервал значений измеряемых параметров по АИК. ПЭВМ автоматически производит пересчет первичных результатов каротажа в значения измеряемых физических параметров и

осуществляет запись расчетных значений в память. В процессе подъема СП на экран монитора ПЭВМ выдаются в цифровом и графическом виде значения измеряемых параметров, а также расстояние, пройденное от забоя скважины и примерное значение скорости подъема на каждом дециметровом интервале.

После успешного завершения каротажа автоматически запускается программа позволяющая произвести отображение на печатающем устройстве результатов каротажа в цифровом и графическом виде с масштабированием по глубине и значениям измеряемого параметра (масштаб выбирается автоматически или задается оператором).

Оператор производит распечатку результатов и оценку качества полученной диаграммы, обращая основное внимание на правильность отбития 10-ти м меток и выбора масштаба (читаемость диаграммы).

1.4.3. По окончании каротажа выключают аппаратуру, СП извлекают из скважины, очищают от грязи и отсоединяют от каротажного кабеля.

Назначение и состав программного обеспечения каротажной станции «Кобра».

Программное обеспечение каротажной станции (КС) «Кобра» предназначено для организации на ПЭВМ в режиме диалога с оператором процессов измерения, обработки, отображения и хранения результатов геофизических исследований скважин, а также результатов проверки, настройки и градуировки наземного аппаратурного комплекса и скважинных приборов.

В состав программного обеспечения КС «Кобра» входят:

комплекс программ градуировки и настройки скважинных приборов;

комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа;

комплекс программ проведения и интерпретации результатов каротажа КНД-М с аппаратурой АИНК-60;

комплекс сервисных программ.

Основные технические характеристики программного обеспечения каротажной станции «Кобра» и его составных частей.

Программное обеспечение КС «Кобра» разработано на языке «PASCAL» версии 7.0 с использованием системы «TURBO VISION» и предназначено для функционирования под управлением операционной системы «MS DOS» версии не ниже 6.22. Исполнительные программы располагаются, как правило, в каталоге «KOBRA» на диске «С» бортовой ПЭВМ каротажной станции. Помимо нижеописанных программных модулей, для нормального функционирования программного обеспечения обязательно наличие в каталоге «KOBRA» следующих служебных файлов:

kobra.bat,

kobra.be,

be.exe,

tip_kar.exe,

otkrsto.pcx,

litt.chr,

egavga.bgi .

Запуск программного обеспечения не должен проводиться в DOS сессии операционной

системы WINDOWS во избежание возникновения непредсказуемых ошибок в процессе выполнения работ.!!!

Комплекс программ градуировки и настройки скважинных приборов.

программа NSTTAL_W.EXE настройки скважинных радиометров по таллию;
программа GRADGK_W.EXE градуировки скважинных радиометров;
программа GRTERM_W.EXE градуировки канала термометрии;
программа GRSPT_W.EXE градуировки гамма-гамма плотномеров СГПТ-02;
программа GRRIS_W.EXE градуировки индукционных резистивиметров РИС-48;
программа ELBAPP.EXE настройки параметров электрокаротажей.

Назначение и состав комплекта скважинных приборов каротажной станции «Кобра».

Полный комплект скважинных приборов КС «Кобра» позволяет проводить весь комплекс геофизических исследований скважин глубиной до 1000 метров, сооружаемых при поисках, разведке и эксплуатации гидрогенных месторождений урана, обрабатываемых методом подземного выщелачивания.

Каждый скважинный прибор предназначен для измерения одного или нескольких физических параметров непосредственно в скважине и передачи измеренных значений этих параметров наземному аппаратурному комплексу по каротажному кабелю в виде физических сигналов или в цифровой форме.

Полный комплект скважинных приборов включает в себя:

комплексный скважинный прибор гамма-электрокаротажа КСП-60;
радиометр скважинный СПР-38;
скважинный прибор индукционного каротажа ПИК-50;
скважинный гамма-гамма плотномер СГПТ-02;
термометр скважинный КТ-3М;
скважинный прибор электрокаротажа СПЭК;
каверномер малогабаритный скважинный КМ-3;
инклинометр электромеханический скважинный ИЭМ-36;
расходомер скважинный РЭТС-4;
скважинный прибор АИНК-60.

Основные технические характеристики комплекта скважинных приборов, особенности их настройки, градуирования и эксплуатации.

Все скважинные приборы каротажной станции «Кобра» предназначены для работы при температуре от 0 до +50 градусов Цельсия, давлении до 10 Мпа, в среде с содержанием серной кислоты до 25 г/литр. Все скважинные приборы рассчитаны на работу с трехжильным каротажным кабелем и подключаются через стандартный кабельный наконечник НК-36 или аналогичный. Инклинометр скважинный ИЭМ-36 и скважинный прибор АИНК-60 подключаются к собственным наземным пультам, а все остальные скважинные приборы к блоку БСК-041.

Далее в настоящем разделе приведены основные технические характеристики всех скважинных приборов каротажной станции «Кобра».

Практическое занятие №20.

Тема: Изучение каротажной станции "Корсар"

Изучить каротажную станцию «Корсар». Изучить последовательность действий при работе со станцией «КорСар»

КарСар 500

Назначение изделия Регистратор каротажный КарСар-500 предназначен для выполнения следующих задач: • приём информации от датчиков глубины, скорости движения, магнитных меток и натяжения геофизического кабеля, измерение напряжения источников питания и потребляемого скважинными приборами тока; • регистрацию цифровых данных ГИС, полученных от скважинных приборов, привязанных ко времени или глубине получения, и запись этих данных на устройства хранения цифровой информации; • сохранение результатов регистрации в случае аварийного выключения питания или аварийного прекращения работы программы; • оперативную обработку и визуализацию цифровых данных ГИС в процессе регистрации с документированием результатов обработки на бумажном и цифровом носителях; • представление цифровых данных ГИС в соответствии с принятыми стандартами для межмашинного обмена; • проведение самотестирования собственных функциональных блоков для проверки работоспособности. 4. Технические характеристики Технические характеристики стоечного модуля с встроенным термоплоттером Вес, не более 25 кг. Габариты 540x350x340 Напряжение питания сети 178-250 вольт, 50 Потребляемая мощность, не более 650 Вт. Температура окружающей среды От+10до+40°C Относительная влажность, не более 90% при 30°C Технические характеристики стоечного модуля для работы с внешним термоплоттером Вес, не более 16 кг. Габариты 540x350x200. Напряжение питания сети 178-250 вольт, 50 Гц . Потребляемая мощность, не более 600 Вт. Температура окружающей среды от+10до+40°C Относительная влажность, не более 90% при 30°C Блок питания скважинных приборов Максимальная мощность скважинной аппаратуры 300 Вт. Блоки преобразования сигналов Типы принимаемых сигналов: аналоговый, кодовый, частотный. Амплитуда принимаемых сигналов ... 0,012 ... 10 В. Диапазон принимаемого частотного сигнала ...1 ... 30 кГц Несущая частота кодового сигнала до 80 кГц. Разрядность быстрого АЦП 16 бит. Максимальная частота оцифровки сигнала быстрого АЦП 1 МГц. Разрядность медленного АЦП 16 бит Количество входов медленного АЦП 4 Производительность сигнального процессора 600 млн.оп./сек. Разрядность сигнального процессора 48 бит.

КарСар 2БК-73

1. Общие сведения

Комплексный скважинный прибор электрического каротажа 2БК-73 (в дальнейшем прибор) предназначен для исследования нефтяных и газовых скважин методами стандартного электрического каротажа (КС), бокового каротажного зондирования (БКЗ) и двумя зондами бокового каротажа различного радиуса исследования (БК-3, БК-5). Скважинный прибор рассчитан на работу в скважинах диаметром не менее 100 мм с открытым стволом, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе с содержанием NaCl до минерализации соответствующей насыщению, NaOH – до 20%, нефти – до 10%.

2. Основные технические данные и характеристики

Прибор 2БК-73 обеспечивает:

2.1. измерение кажущихся удельных сопротивлений (ρ_k) горных пород в режиме БКЗ зондами А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; А2,0М0,5N; N0,5М2,0А; А1,0М0,1N в диапазоне от 0,2 до

5000 Ом·м, зондами N6,0M0,5A; A0,4M0,1N в диапазоне от 0,2 до 1000 Ом·м.

2.2. измерение удельного сопротивления водной промывочной жидкости резистивиметром - в диапазоне от 0,2 до 20 Ом·м.

2.3. измерение потенциала самопроизвольной поляризации (ПС, ДПС) в диапазоне $\pm 1,2В$.

2.4. измерение кажущихся удельных сопротивлений (ρ) горных пород трех электродным зондом БК-3 в диапазоне от 0,2 до 20000 Ом·м, зондом БК-5 в диапазоне от 0,2 до 5000 Ом·м. При этом диапазон измеряемых значений потенциала в режиме БК от 0,1 до 16В, при силе тока центрального электрода – от 0,08мА до 80мА.

2.5. Пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении кажущихся удельных сопротивлений горных пород (ρ_k) в режиме БК3: $\pm (5+20/\rho_k)\%$, в режиме БК-3, БК-5: $\pm(5+18/(\rho_k+1))\%$.

2.6. Точки записи БК3 и БК-3/5 с длиной зонда 16м.

Имя	Описание параметра	Единица измерения	Точка записи, м
RGZ1	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда A0,4M0,1N	ОНММ	12,41
RGZ2	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда A1,0M0,1N	ОНММ	13,01
RGZ3	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда A2,0M0,5N	ОНММ	14,201
RGZB	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда N0,5M2,0A	ОНММ	9,71
RGZ4	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда A4,0M0,5N	ОНММ	9,71
RGZ5	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда A8,0M1,0N	ОНММ	13,96
RPZ	Первичные данные: кажущиеся сопротивление зонда N6,0M0,5A	ОНММ	11,71
RBB	Первичные данные: сопротивление промывочной жидкости	ОНММ	17,0
RSP	Первичные данные: ПС	МВ	9,96
RDSP	Первичные данные: ДПС	МВ	9,71
БК-3	Кажущееся сопротивление зонда БК-3/5	ОНММ	18,77

2.7. контроль работы прибора. При этом осуществляется измерение температуры внутри охранного кожуха.

2.8. Напряжение работающего тока-110 В, частота-50 Гц.

2.9. Ток питания – не более 150 мА.

2.10. Диапазон рабочих температур - от -10°C до +120°C.

2.11. Максимальное рабочее давление -100 МПа.

2.12. Максимальный диаметр – 73 мм.

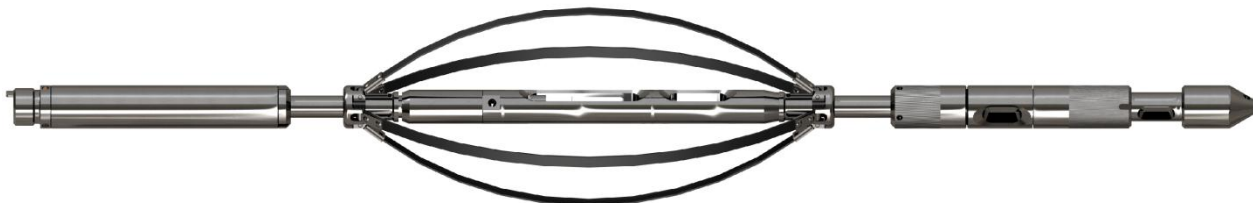
2.13. Длина жесткого зонда - не более 4,3м

2.14. Длина гибкого зонда – не более 17м

- 2.15. Масса зонда БК-3/5 – не более – 90 кг.
 2.16. Масса зонда БКЗ – не более - 45 кг.
 2.17. Время установления рабочего режима с момента включения – не более 5 минут.

20. КарСар ГОРИЗОНТ МК48

1. Общие сведения об изделии



Наименование изделия – Модуль комплексный «КарСар ГОРИЗОНТ МК48»

Модуль предназначен для использования в составе связки приборов «КарСар горизонт».

Модуль обеспечивает измерение следующих параметров скважины:

- Давления;
- Температуры;
- Влажностного содержания;
- Удельной электрической проводимости скважинного флюида;
- Изменение скорости движения скважинной жидкости;

Модуль МК48 является проходным модулем, снизу имеется разъем для стыковки с другими модулями серии «КарСар ГОРИЗОНТ». Модуль МК48 обеспечивает передачу измеренных параметров в верхний модуль сборки.

2. Технические характеристики:

Основные параметры изделия

Параметр	Значение
Канал измерения температуры Диапазон измерения температуры Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры Показатель тепловой инерции датчика температуры, определенный по уровню 0,63 в воде не более	0...+150°C ±1°C 1с
Канал измерения давления Диапазон измерения давления Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения давления Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения давления связанной с изменением температуры на каждые 10°C	0...60 МПа ± 0,1МПа ±0,05%
Канал измерения скорости движения скважинной жидкости Рабочий диапазон термоиндикатора Показатель тепловой инерции датчика определенный в воде, не более Мощность нагревателя регулируется с поверхности, в	от 10 до 1000 м/ч. 2,5 с

диапазоне Разрешающая способность, не хуже	От 0 до 4Вт 0,01°С
Канал индикации объемного влагосодержания скважинного флюида Диапазон измерения содержания воды в скважинном флюиде Основная относительная погрешность измерения, не более	0...100% 15%
Канал измерения индукционного резистивиметра Диапазон измерения удельной электрической проводимости скважинного флюида Основная относительная погрешность измерения удельной электрической проводимости	0,1...50 См/м ±5%
Телеметрия	Цифровая
Электрическое питание Напряжение постоянного тока, В	8...12В
Потребляемая мощность, не более В режиме с включенным нагревателем термоиндикатора, не более	2,5 Вт 6 Вт
Максимальная рабочая температура,	150°С
Максимальное рабочее давление,	60 МПа
Габаритные размеры Диаметр, мм: Длина, мм:	48 1367
Масса кг, не более	11
Срок эксплуатации прибора, лет	6

20. КарСар ГОРИЗОНТ МП48

1. Общие сведения об изделии



Наименование изделия – Модуль памяти и питания «КарСар ГОРИЗОНТ МП48»

Модуль предназначен для использования в составе связки приборов «КарСар горизонт». Модуль обеспечивает питание, прием информации от других модулей и сохранение ее в энергонезависимой FLASH памяти.

Модуль МП48 является непроходным модулем, снизу имеется разъем для стыковки с другими модулями серии «КарСар ГОРИЗОНТ». Модуль МП48 обеспечивает питание, прием информации от других модулей и сохранение ее в энергонезависимой FLASH памяти. К разъему в верхней головке на поверхности подключается компьютер.

2. Технические характеристики

Основные параметры изделия

Параметр	Значение
Объем энергонезависимой FLASH памяти, МБайт	16
Телеметрия следующих модулей	Цифровая, Манчестер-2, двусторонняя
Питание следующих модулей Напряжение постоянного тока, В	8...20
Максимальная мощность нагрузки, не более, Вт (с высокотемпературными элементами питания)	3
Максимальная мощность нагрузки, не более, Вт (с низкотемпературными элементами питания)	6
Максимальная рабочая температура, (с высокотемпературными элементами питания)	150°C
Максимальная рабочая температура, (с низкотемпературными элементами питания)	60°C
Максимальное рабочее давление,	60 МПа
Габаритные размеры	
Диаметр, мм:	44
Длина с транспортировочными заглушками, мм:	934
Изменение точек записи следующих модулей, мм:	780
Масса кг, не более	7.5
Срок эксплуатации прибора, лет	6

20. КарСар ГОРИЗОНТ МС48

1. Общие сведения об изделии



Наименование изделия –

Модуль состава скважинной жидкости «КарСар ГОРИЗОНТ МС48»

Модуль предназначен для использования в составе связки приборов «КарСар горизонт».

Модуль состоит из набора 12 датчиков объемного влагосодержания и 12 датчиков удельной электропроводимости скважинного флюида, развернутых на рессорах радиально вокруг ствола скважины. Модуль МС48 имеет датчик относительного поворота прибора, для определения положения верхней стороны скважинной трубы.

Модуль МС48 является проходным модулем, снизу имеется разъем для стыковки с другими модулями серии «КарСар ГОРИЗОНТ». Модуль МС48 обеспечивает передачу измеренных параметров в верхний модуль сборки, откуда они могут передаваться на поверхность либо в

модуль автономной памяти.

2. Технические характеристики

Основные параметры изделия

Параметр	Значение
Канал индикации объемного влагосодержания скважинного флюида Диапазон измерения содержания воды в скважинном флюиде Основная относительная погрешность измерения, не более	0...100% 15%
Канал индикации контактного резистивиметра Диапазон измерения удельной электрической проводимости скважинного флюида Основная относительная погрешность измерения удельной электрической проводимости, не более	0,1...30 См/м $\pm 15\%$
Канал измерения угла поворота корпуса прибора Диапазон измерения угла Абсолютная погрешность измерения	0...360° $\pm 2^\circ$
Канал измерения зенитного угла Диапазон измерения зенитного угла Абсолютная погрешность измерения	0...180° $\pm 1^\circ$
Максимальная скорость каротажа	600 м/ч
Телеметрия	Цифровая
Электрическое питание Напряжение постоянного тока	8...12В
Потребляемая мощность, не более	2,5 Вт
Максимальная рабочая температура,	150°C
Максимальное рабочее давление,	60 МПа
Габаритные размеры Диаметр, мм: Длина, мм:	48 1270
Масса кг, не более	8,5
Срок эксплуатации прибора, лет	6

20. КарСар ГОРИЗОНТ МС48

1. Общие сведения об изделии



Наименование изделия – Модуль состава скважинной жидкости «КарСар ГОРИЗОНТ МС48»
Модуль предназначен для использования в составе связки приборов «КарСар горизонт». Модуль состоит из набора 12 датчиков объемного влагосодержания и 12 датчиков удельной электропроводимости скважинного флюида, развернутых на рессорах радиально вокруг ствола скважины. Модуль МС48 имеет датчик относительного поворота прибора, для определения положения верхней стороны скважинной трубы.

Модуль МС48 является проходным модулем, снизу имеется разъем для стыковки с другими модулями серии «КарСар ГОРИЗОНТ». Модуль МС48 обеспечивает передачу измеренных параметров в верхний модуль сборки, откуда они могут передаваться на поверхность либо в модуль автономной памяти.

2. Технические характеристики

Основные параметры изделия

Параметр	Значение
Канал индикации объемного влагосодержания скважинного флюида Диапазон измерения содержания воды в скважинном флюиде Основная относительная погрешность измерения, не более	0...100% 15%
Канал индикации контактного резистивиметра Диапазон измерения удельной электрической проводимости скважинного флюида Основная относительная погрешность измерения удельной электрической проводимости, не более	0,1...30 См/м ±15%
Канал измерения угла поворота корпуса прибора Диапазон измерения угла Абсолютная погрешность измерения	0...360° ±2°
Канал измерения зенитного угла Диапазон измерения зенитного угла Абсолютная погрешность измерения	0...180° ±1°
Максимальная скорость каротажа	600 м/ч
Телеметрия	Цифровая
Электрическое питание Напряжение постоянного тока	8...12В
Потребляемая мощность, не более	2,5 Вт
Максимальная рабочая температура,	150°С

Максимальное рабочее давление,	60 МПа
Габаритные размеры Диаметр, мм: Длина, мм:	48 1270
Масса кг, не более	8,5
Срок эксплуатации прибора, лет	6

20. КарСар ГОРИЗОНТ МТ48

1. Общие сведения об изделии



Наименование изделия – Модуль технологический «КарСар ГОРИЗОНТ МТ48»

Модуль предназначен для использования в составе связки приборов «КарСар горизонт» в качестве верхнего, базового модуля. Модуль обеспечивает питание и сбор информации от всех последующих модулей сборки, осуществляет передачу информации по каротажному кабелю на поверхность, либо в модуль памяти.

В состав модуля технологического входят:

- вращающаяся головка;
- датчик натяжения – сдвливания;
- датчик электромагнитного локатора муфт бурильных труб;
- датчик мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма излучения, обусловленного естественной радиоактивностью горных пород.

2. Технические характеристики

Основные параметры изделия

Параметр	Значение
Канал ГК Диапазон измерения МЭД, мкР/ч Чувствительность во всем диапазоне измерения, имп./мин./мкР/час, Не менее Основная относительная погрешность измерения МЭД, от источника ^{226}Ra , % не более	0 – 250 200 15
Канал локатора муфт Отношение сигнала локатора к сигналу фона не менее	5
Канал натяжения Диапазон измерения Разрешающая способность Повторяемость Линейность, во всем диапазоне измерения	-3000кГ(сдвливание) +3000кГ(растяжение) 1кГ 2% 2%
Телеметрия	Цифровая

Электрическое питание Стабилизированный ток В режиме «температура» В режиме «приток»	150 мА 350 мА
Потребляемая мощность, не более В режиме «температура» В режиме «приток»	2,5Вт 7 Вт
Максимальная рабочая температура, °С	150
Максимальное рабочее давление, МПа	60
Габаритные размеры Диаметр, мм: Длина, мм:	48 2469
Масса кг, не более	21,5
Срок эксплуатации прибора, лет	6

Практическое занятие №21.

Тема: Изучение методики контроля нефтенасыщенности коллектора

Описать последовательность проведения метода углеродно-кислородного каротажа УКК на скважине. Провести аналогию с диаграммами методов ННК и НГК. Указать отличия в поведении кривых.

Углеродно-кислородный каротаж (импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж) основан на измерении энергетического и временного распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате нейтронных реакций, с целью определения элементного состава горных пород и пространственно-временных характеристик регистрируемого излучения. Измеряемыми величинами являются скорости счёта в энергетических и временных окнах. Расчётными величинами являются скорости счёта в энергетических окнах, соответствующих энергиям гамма-квантов неупругого рассеяния и радиационного захвата тепловых нейтронов для основных породообразующих элементов (С, О, Н, Са, Si, Fe, Cl и др.).

Интерпретационными параметрами служат макросечение захвата тепловых нейтронов и коэффициент водонасыщенной пористости, а также отношения счёта С/О и Са/Si в окнах, характеризующих элементы, определяющие, прежде всего, литологическую принадлежность и насыщенность пород.

Модуль С/О-каротажа комплексируют с модулями СГК (или ГК) и локатора муфт.

Типовые условия применения:

-обсаженные скважины для исследования неперфорированных интервалов, при любом типе промывочной жидкости.

Применение:

- оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- сопровождение процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов;
- определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовых вод;

-литологическое расчленение разреза.

Решаемые задачи:

- оценка коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности в терригенном и карбонатном разрезе;
- определение интервалов обводнения;
- литологическое расчленение разреза.

Анализ спектров ГИНР позволяет определять относительное содержание углерода (С) и кислорода (О). В общем случае отношение С/О зависит от пористости, литологии, заполнения скважины и насыщенности пластов, но практически не зависит от минерализации флюидов, заполняющих поровое пространство. По соотношениям в спектрах ГИНР и ГИРЗ наблюдаемых эффектов от Н, Si, Са, Fe, Cl, S можно определить такие параметры, как пористость и литологический состав пород, ввести необходимые поправки в отношении С/О и рассчитать нефтенасыщенность.

Быстрые нейтроны, вылетающие из источника, сталкиваются с ядрами вещества, передавая им свою энергию, замедляются до энергии теплового движения атомов ($E \approx 10^{-2}$ эВ), участвуют в тепловом движении (диффузия) и захватываются ядрами вещества. Для быстрых нейтронов с энергией $E > 1$ МэВ вероятным взаимодействием является неупругое рассеяние, при котором часть энергии передается на возбуждение ядра, и различные ядерные реакции с вылетом заряженных частиц, нейтронов и т. д.

Энергия возбуждения ядра при неупругом рассеянии снижается излучением гамма-квантов. Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра. Например, при неупругом рассеянии нейтрона на ядре углерода образуются гамма-кванты с энергией преимущественно 4,43 МэВ, а на ядре кислорода - с энергией 6,13 МэВ.

Последствием захвата теплового нейтрона почти всегда является немедленное (10^{-23} с) излучение гамма-квантов (радиационный захват). Спектр ГИРЗ также является индивидуальной характеристикой ядра. Реже захват теплового нейтрона приводит к активации ядра - оно становится радиоактивным с некоторым периодом полураспада.

Практическое занятие №22.

Тема: Изучение каротажной станции "Мега-Макс"

Изучить каротажную станцию "Мега-Макс". Изучить последовательность действий при работе со станцией «Мега-МАКС».

Каротажная станция МЕГА-МАКС это современный компьютеризированный аппаратно-программный комплекс, предназначенный для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах, который обладает высокой универсальностью и удобством в работе. Применение при конструировании и сборки станции обеспечивает высокую надежность в работе.

Высокая эффективность использования станции МЕГА-МАКС заложена в ее архитектуре, особенностью которой является применение двухуровневой компоновки системы.

Функции контроля и управления аппаратурой, регистрацией данных ГИС и служебной информации в реальном времени вынесены в отдельный блок МЕГА-МАКС, работающий под управлением операционной системы реального времени QNX и обеспечивающий контроль и синхронизацию всех процессов.

Программное обеспечение станции работает под управлением операционной системы MS Windows 2000/XP, поступающие с панели МЕГА-МАКС предварительно обработанные данные проходят окончательную обработку с выводом на экран необходимых геофизических параметров в виде стандартных каротажных кривых.

Программное и аппаратное обеспечение станции МЕГА-МАКС предоставляет возможность быстрого подключения к измерительному комплексу любых новых скважинных приборов и средств измерения.

Станция обеспечивает работу со следующими скважинными приборами:

- группа QAM-16 (приборы с "быстрой телеметрией"): ИНГК-С, ГК-С;
- группа Манчестер-2: МЕГА-Э, МЕГА-Р и прочие;
- группа РК: СРК-1, РКС, СГДТ, СГП-2 и прочие;
- группа ЭК: ЭК-1, МК-УЦ, ПТС-8;
- группа АККИС: АККИС-36, АККИС-42, МЕГА-П, СЦМ-8/10;
- группа АИК: АИК-5, АИК-5М;
- группа Акустика: СПАК-6, АКЦ-М, АКВ-1 и прочие;
- группа АМЧМ: АБКТ, Э1 и прочие;
- а также АИНК-43, Гранит, МЕГА-К, РЛТ-ММ и ИЭМ.
- 6/9, ИМММ и ИЭМ.

Блок МЕГА-МАКС. Основной блок станции, обеспечивающий работу со всеми скважинными приборами. Блок МЕГА-МАКС содержит в себе:

- блок коммутации для всех типов скважинной аппаратуры;
- CPU в формате PC104 (со встроенным Ethernet адаптером);
- плату мастера шины BitBus для взаимодействия с внешними блоками;
- сигнальный процессор обработки телеметрии скважинной аппаратуры;
- встроенный программно-управляемый источник питания постоянного тока (0-250 В, 0-



0,5А).

МЕГА МАКС обеспечивает:

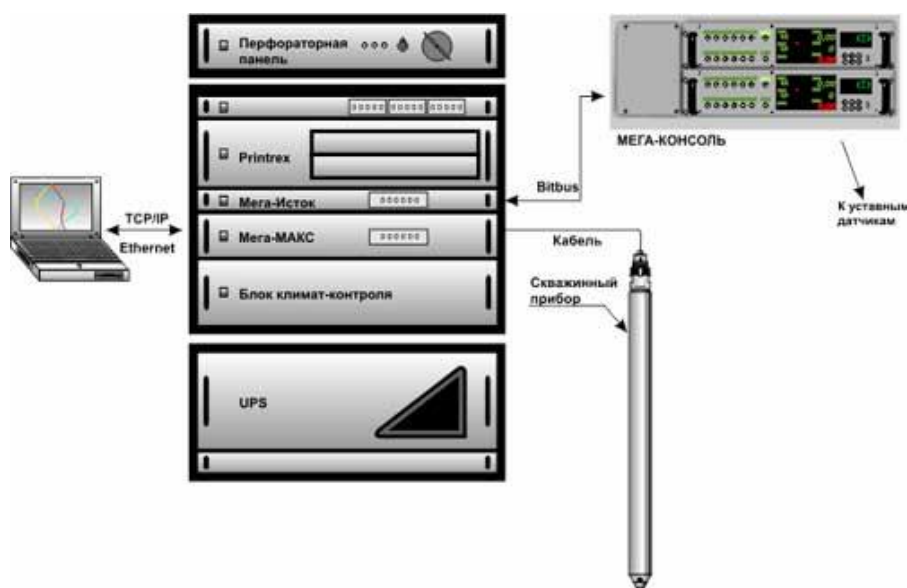
- подключение прибора;
- непрерывный сбор телеметрической информации от скважинной и наземной аппаратуры;
- Буферизацию телеметрических данных перед отправкой на операторскую вычислительную машину.

Передача данных осуществляется на компьютер по стандартному протоколу TCP/IP, что обеспечивает высокую скорость и надежность работы, а также независимость от типа компьютера применяемого для окончательной обработки и типа программного обеспечения, установленного на нем.

Блок ИСТОК - Программно-управляемый источник питания переменного тока предназначен для электропитания переменным током скважинных приборов в процессе выполнения геофизических исследований. Управление блоком выполняется по шине BITBUS.

Блок МЕГА-КОНСОЛЬ - является пультом лебедчика каротажного подъемника. МЕГА-КОНСОЛЬ осуществляет сбор аналоговой и цифровой информации с устьевых датчиков (датчика глубины, натяжения и магнитных меток), а также с датчиков силовой установки автомобиля (напряжения бортовой сети, давления масла, температуры охлаждающей жидкости). Обработанная информация выдается на вычислительный комплекс станции и индикаторы МЕГА-КОНСОЛЬ. Управление блоком может быть как ручное так по шине BitBus (в том числе и регулировка уровня магнитной метки). Кроме того, МЕГА-КОНСОЛЬ выдает предупредительные сигналы при достижении предельных значений параметров, которые в свою очередь устанавливаются программно. Блок устанавливается в штатное место пульта машиниста каротажной станции МЕГА. Кроме того, блок МЕГА-КОНСОЛЬ выдает предупредительные сигналы при превышении предельных значений параметров, которые в свою очередь задаются оператором. Блок устанавливается в штатное место пульта машиниста каротажной станции.

Перфораторная панель осуществляет коммутацию жил кабеля при проведении взрывных работ, а также обеспечивает подачу требуемого напряжения на детонатор прострелочно-взрывную аппаратуру и регистрацию срабатывания взрывных устройств.



Практическое занятие №23.

Тема: Изучение каротажной станции "ГеоВиста"

Изучить каротажную станцию "ГеоВиста". Изучить последовательность действий при работе со станцией «ГеоВиста».

Зонд SPR

Введение

Зонд SPR спускается вместе с поверхностным пультом и заземляющим электродом («рыба»).

Рекомендуемое обозначение:

Параметр измерения зонда:

Диапазон измерения зонда:

Важные примечания

При подсоединении для выполнения калибровки, перед подсоединением питания убедитесь, что в режиме выбран SPR.

Описание пульта SSPR

Пульт состоит из двух 19-штыревых коннекторов, четырех 4 мм цветных розеток и 2 вращающихся переключателей управления.

Калибровка А

Калибровка Б

Возврат к измерению SPR

Возврат к току SPR



Соединители: 19-штыревые соединители Cannon на пульте управления соединяют каротажную станцию Geovista с лебедкой. Это позволяет производить измерение с зонда и снимать показания глубины по лебедке.

Переключатель для калибровки: Если зонд подсоединен для выполнения калибровки, то данный переключатель позволяет выбирать различные значения сопротивления на пульте управления.

Разъемы:

Красный разъем: Калибровка А

Черный разъем: Калибровка Б

Красный и черный разъемы позволяют калибровать различные значения сопротивления на зонде.

Желтый разъем: Возврат к измерению SPR (Vm)

Зеленый разъем: Возврат к току SPR (Im)

Желтый и зеленый разъемы подсоединяются к заземляющим электродам (рыбе), заглубленным в землю.

Переключатель выбора режима: Имеется три положения переключателя: «SP», «SPR» и «Стандартный». Необходимо выбрать центральное положение «SPR» для обеспечения связи с каротажным прибором и осуществления измерения с зонда. Положение «SP» позволяет снимать показания с каротажного прибора

Внимание: Красный и черный разъемы подсоединяются к значению сопротивления и являются взаимозаменяемыми. В приложении приведены изображения выводов.

Как подсоединять кабели для выполнения каротажных работ

Подсоедините 19-штыревой соединитель с каротажного устройства к пульту SPR «Logger In» (к каротажному устройству). Подсоедините 19-штыревой разъем, промаркированный «To Winch» (к лебедке) к 19-штыревому соединителю на лебедке.

Подсоедините желтый 4 мм разъем к заземляющей «рыбе», а затем зеленый 4 мм разъем к «рыбе» возврата тока.

Как подсоединять кабели для выполнения калибровки

Подсоедините пульт SPR между каротажным устройством и лебедкой при помощи 19-штыревых соединителей. Подсоедините зонд к лебедке убедившись, что измерительный электрод не соприкасается с землей. При помощи трехжильного испытательного провода, замкните зеленый, красный и желтый разъемы. Возьмите черный проволочный вывод и подсоедините его к черному разъему, а затем подсоедините латунный зажим к электроду на зонде.

Калибровка зонда

Подсоедините кабели, установите переключатель в режим «SPR», затем подсоедините питание к каротажному устройству, после чего вы увидите «зеленые пакеты» в программном обеспечении GeoVista.

Для выполнения калибровки сопротивления необходимо установить переключатель выбора режима в среднее положение «SPR». Теперь, при помощи калибровочного маховика можно откалибровать реагирование наконечника в программном обеспечении Geovista в положении 1, 10, 100, 1000, 10000 Ом.

Если выбрано более двух калибровочных значений (т.е. 3 или 4 калибровочные точки), то убедитесь, что откалиброванное реагирование не является повернутым в связи с несколькими значениями. Убедитесь, что ожидаемые значения каротажных диаграмм находятся в диапазоне использованных откалиброванных сопротивлений.

Данная настройка позволяет производить калибровку между точкой измерения зонда и разъемами «Измерение» «Возврат тока» через лебедочный кабель.

Эксплуатация

Убедитесь, что соединения с пультом SSPR установлены для нормальной работы. В программном обеспечении Geovista на экране диагностики необходимо установить коэффициент усиления кабеля на «короткую длину». Показание SPR отображает

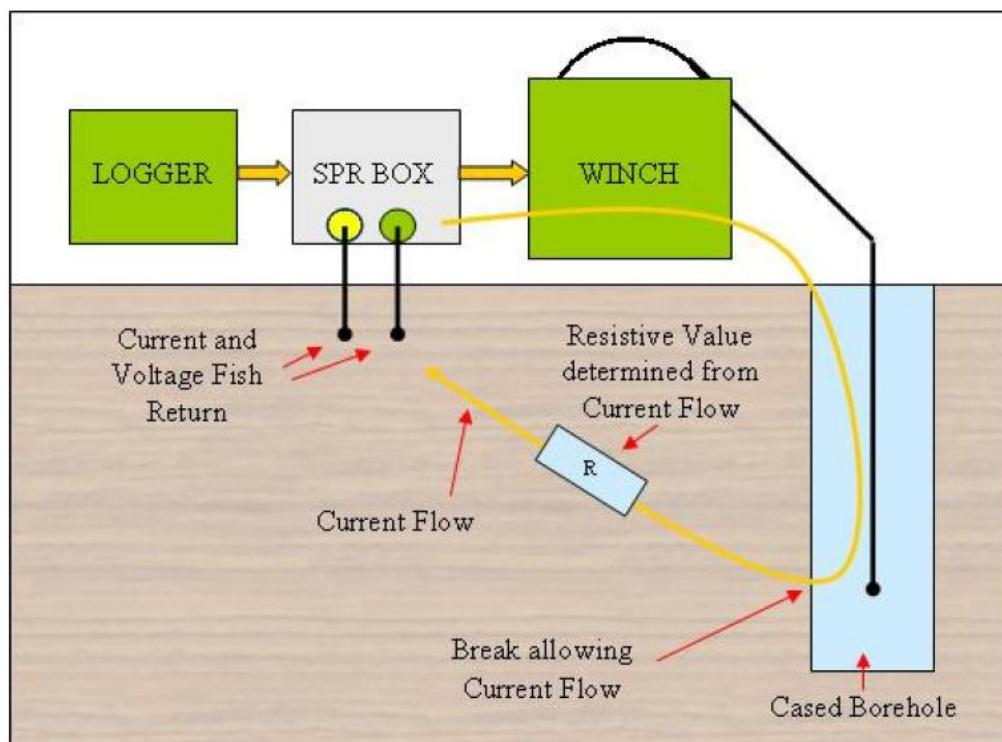
сопротивление между измерительным электродом на зонде до рыбы возврата тока (зеленый 4 мм разъем), подсоединенной к пульту SSPR.

Переключатель выбора положения режима необходимо установить в среднее положение «SPR», в противном случае программное обеспечение не будет работать.

Базовая теория

Пульт SPR измеряет сопротивление (в Омах, а не в Омметрах) между электродом на зонде и рыбой возврата на пульте SPR. Сопротивление рассчитывается путем подачи источника постоянного тока и измерения напряжения между электродом зонда в скважине и поверхностной рыбой.

Схема системы:



Сверочный лист по поиску и устранению неисправностей

Если имеются признаки неисправной работы зонда, проверьте:

- *Правильно ли установлено программное обеспечение?*

Убедитесь, что питание зонда включено в программном обеспечении.

Убедитесь, что выбрано «SSPR».

Убедитесь, что коэффициент усиления на экране диагностики установлен в положение «Short Cable» (укороченный кабель) (Низкий коэффициент усиления).

- *Правильно ли установлен пульт SSPR?*

Убедитесь, что переключатель режима работы установлен в правильное положение «SP» или «SPR».

При нормальной работе, убедитесь, что обе рыбы надежно заземлены и отсутствуют слабые контакты.

Убедитесь, что 19-штыревые соединения надежно подсоединены и зафиксированы.
В режиме калибровки, убедитесь, что все четыре 4 мм разъема правильно подсоединены.

Изображения

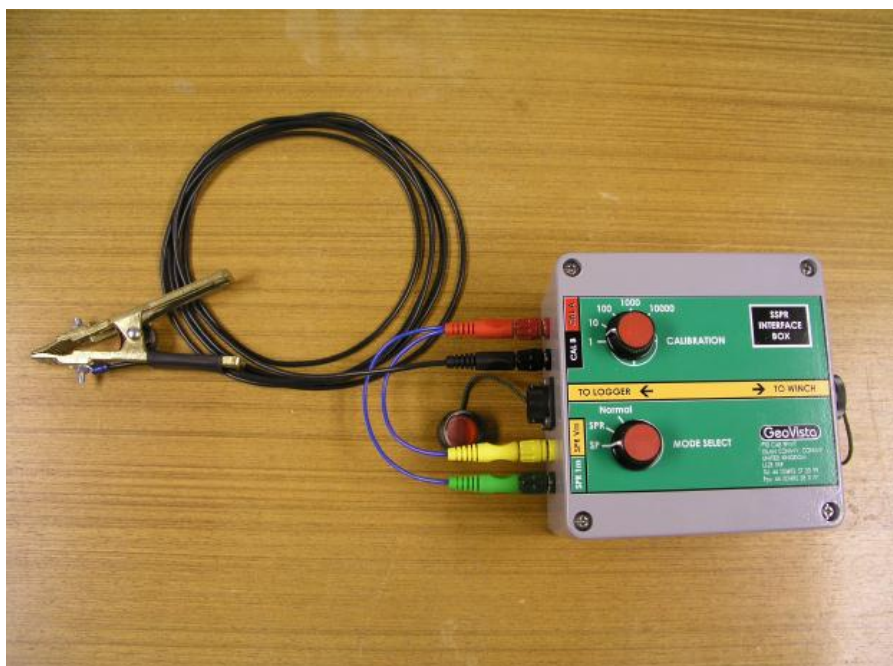
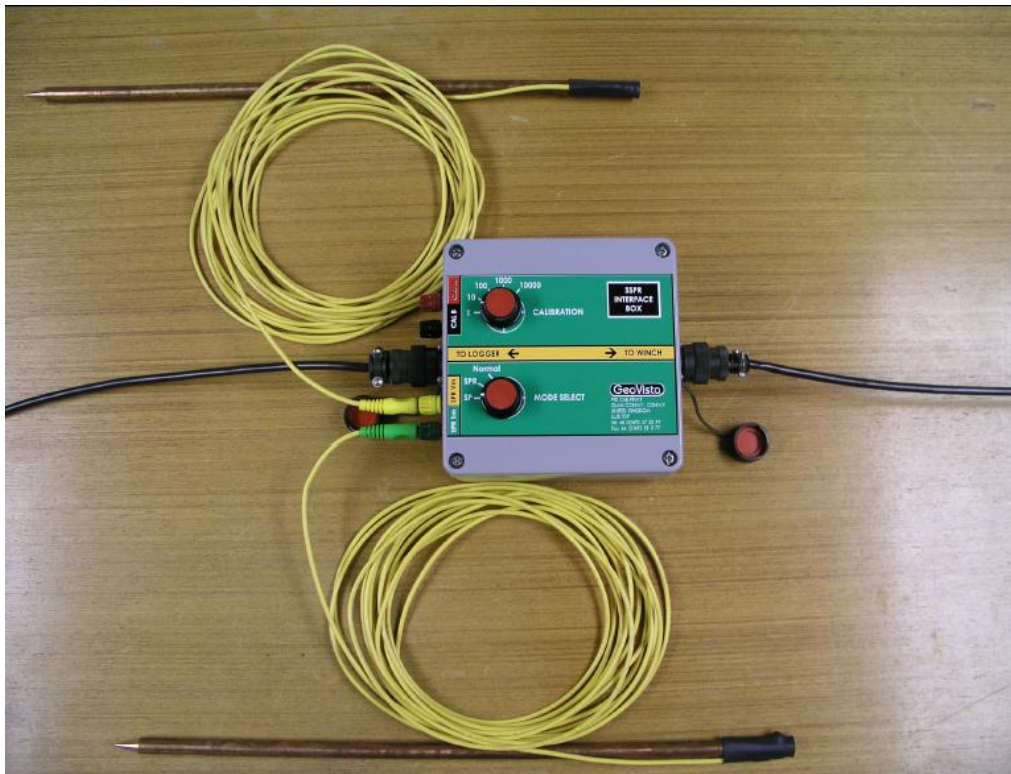


Фото 1: Пульт SSPR, подсоединенный для выполнения калибровки



Фото 3: Тонкий испытательный
проволочный вывод для подсоединения
электрода к пульту SSPR



Практическое занятие №24.

Тема: Изучение каротажной станции ГИК-1

Изучить каротажную станцию ГИК-1. Изучить последовательность действий при работе со станцией «ГИК-1»

Лаборатория каротажная ГИК1 - полнофункциональная, гибкая система регистрации данных геофизических скважин. Предназначенная для сбора и первичной обработки данных, поступающих со скважинной аппаратуры. Технические решения, используемые в комплексе ГИК1, позволяют максимально повысить эффективность проведения геофизических работ.

Лаборатория отличается универсальностью, простотой эксплуатации, высокой экономичностью.

ГИК1 применяется для проведения геофизических исследований скважин при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а так же для решения задач рудной и угольной геологии, гидрогеологии и при проведении инженерно-строительных работ.

Лаборатория решает следующие задачи:

- питание скважинных геофизических приборов постоянным и переменным током;
- визуальный контроль хода каротажа и результатов оперативной обработки информации;
- прием и оперативную обработку геофизической информации от скважинных приборов;
- прием и обработку технологических параметров от наземных датчиков контроля каротажа;
- документирование результатов в соответствии с принятыми стандартами на бумажном и магнитном носителях.

ГИК1 представляет собой аппаратную стойку, содержащую полный набор блоков,

необходимых для работы со скважинными приборами самых различных типов.

С целью наиболее полного удовлетворения различных потребностей в аппаратуре геофизических организаций, в настоящее время комплекс ГИК1 выпускается в двух основных вариантах - ГИК1 и ГИК1-01, имеющие в основе различные каротажные регистраторы.

ГИК1 комплектуется универсальным программным обеспечением LOG (DOS), WinLog (Windows) с широким набором инструментов для регистрации, редактирования, первичной обработки, экспресс - интерпретации, построения планшетов, выдачи заключения заказчиком геофизических исследований.

ГИК1-01 комплектуется универсальным программным обеспечением WinLog (Windows).

ГИК1

Стойка геофизическая типа Б:

- ширина - 560 мм
- глубина - 500 мм
- высота - 1682 мм

Блок осциллографа

Выполнен на базе современного двухлучевого осциллографа с полосой 20 (35; 50; 100) МГц, возможна поставка с встроенным многофункциональным генератором

Блок контроля каротажа

контроля каротажа

Блок каротажного регистратора ГЕКТОР

Блок компьютера

Блок монитора

Блок клавиатуры

Блок питания постоянного тока ГЕКАТ

300 В; 1 А с ручным, либо программным и ручным управлением

Блок питания переменного тока АКТОР 300 В; 0,5 А

Блок термоплоттера

Выполнен на базе PRINTREX 820DL

Блок стабилизатора сетевого напряжения БАТЫР

Возможна поставка со встроенным источником бесперебойного питания

Курсовой проект

Курсовой проект охватывает такие предметы Методика и техника полевых работ, Обработка и интерпретация геофизических данных, Комплексирование геофизических данных.

Основные цели курсового проекта – поставить геологическую задачу курсового проекта в соответствии с темой курсового проекта, также решить поставленные задачи с помощью комплекса геофизических методов и обоснования выбранных методов. Выбрать аппаратуру и оборудование для проведения методов. Описать методику полевых работ, первичную обработку, обработку и интерпретацию полученных данных в КИП-е (контрольно-интерпретационная партия).

Курсовой проект должен содержать текстовую часть и графическую часть.

Текстовая часть должна содержать следующие разделы: введение, общая часть, общие сведения о районе работ, геолого-геофизическая изученность работ, геологическая часть, специальная часть, организация геофизических работ, производство геологических работ, обеспечение основных работ.

Графическая часть содержит: геологическая карта (1 лист), участок работ или месторождения карта (2 лист), обработка результатов исследований. 3 лист (диаграммы)