

Охрана окружающей среды и природопользование. Недра

**ПРАВИЛА ПРОИЗВОДСТВА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В
СКВАЖИНАХ ПРИ ГЕОЛОГО-СЪЕМОЧНЫХ, ПОИСКОВЫХ И
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ НА РАЗЛИЧНЫЕ ВИДЫ ПОЛЕЗНЫХ
ИСКОПАЕМЫХ (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ УГЛЕВОДОРОДОВ) И
ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ НЕДР**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарастанне. Нетры

**ПРАВИЛЫ ВЫКАНАННЯ ГЕАФІЗІЧНЫХ ДАСЛЕДАВАННЯЎ У
СВІДРАВІНАХ ПРЫ ГЕОЛОГА-ЗДЫМАЧНЫХ, ПОШУКАВЫХ І
РАЗВЕДАЧНЫХ РАБОТАХ НА РОЗНЫЯ ВІДЫ КАРЫСНЫХ ВЫКАПНЯЎ
(ЗА ВЫКЛЮЧЭННЕМ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ) І ГЕАТЭРМАЛЬНЫЯ
РЭСУРСЫ НЕТРАЎ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: каротаж, геофизические исследования в скважинах, скважинный прибор, удельное электрическое сопротивление, гамма-активность, плотность пород, скорость, корреляционный разрез, сигнал, зонд.

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды»

1 РАЗРАБОТАН Республиканским унитарным предприятием «Белорусский научно-исследовательский геологоразведочный институт» совместно с РУП «Белгеология»

ВНЕСЕН Департаментом по геологии Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от _____ № _____

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ (с отменой Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах, утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 г., М.: Недра. 1985)

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	1
3	Термины и определения.....	2
4	Обозначения и сокращения.....	2
5	Общие положения.....	3
6	Комплексы геофизических исследований разрезов буровых скважин.....	4
	6.1 Углеразведочные буровые скважины.....	4
	6.2 Скважины, бурящиеся на руды.....	6
	6.3 Скважины, бурящиеся на воду.....	12
7	Электрический и электромагнитный каротаж.....	14
	7.1 Основные положения и требования к проведению электрического и электромагнитного каротажа.....	14
	7.2 Каротаж сопротивления градиент- и потенциал-зондами и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации.....	15
	7.3 Боковое каротажное зондирование.....	19
	7.4 Боковой каротаж.....	21
	7.5 Микрокаротаж.....	24
	7.6 Боковой микрокаротаж.....	25
	7.7 Метод электродных потенциалов.....	26
	7.8 Токовый каротаж.....	27
	7.9 Метод скользящих контактов.....	28
	7.10 Метод вызванных потенциалов (каротажный вариант).....	29
8	Радиоактивный каротаж.....	29
	8.1 Основные положения и требования к проведению радиоактивного каротажа.....	29
	8.2 Гамма-каротаж.....	35
	8.3 Нейтронный каротаж.....	37
	8.4 Плотностной гамма-гамма-каротаж.....	42
9	Акустический каротаж.....	46
	9.1 Основные положения и требования к проведению акустического каротажа.....	46
	9.2 Проведение измерений и оценка качества диаграмм.....	47
10	Магнитный каротаж.....	49
	10.1 Основные положения и требования к проведению магнитного каротажа.....	49
	10.2 Градуирование аппаратуры и проведение измерений.....	50
	10.3 Обработка и интерпретация диаграмм.....	54
11	Измерения термометром.....	58
	11.1 Основные положения и требования к проведению термометрии.....	58
	11.2 Проведение измерений температуры.....	59
12	Оценка технического состояния буровых скважин.....	60
	12.1 Изучение геометрии ствола буровых скважин.....	60
	12.2 Оценка качества цементирования обсадных труб (колонн).....	62
	12.3 Оценка качества цементного кольца.....	63
	12.4 Контроль качества обсадных труб.....	65
	12.5 Определение мест поглощения, притока и интервалов затрубного движения.....	66
	12.6 Отбивка муфт обсадных и бурильных колонн.....	69
	12.7 Исследование интервалов перфорации обсадных колонн.....	69

13	Аппаратура и оборудование.....	70
13.1	Требования к аппаратуре.....	70
13.2	Спуско-подъемное оборудование.....	73
13.3	Геофизические кабели.....	75
14	Проведение геофизических измерений.....	80
14.1	Метрологическое обеспечение геофизической аппаратуры.....	80
14.2	Изоляция кабеля и электрических цепей измерительных схем.....	83
14.3	Определение глубин.....	84
14.4	Работа на буровой скважине.....	85
14.5	Предотвращение аварий.....	88
15	Оформление и контроль качества материалов каротажа.....	90
15.1	Оформление и предварительная обработка материалов.....	90
15.2	Основные требования к материалам различных видов исследований.....	94
15.3	Требования к цифровой регистрации данных каротажа.....	98
15.4	Контроль качества материалов.....	99
16	Интерпретация данных геофизических исследований в углеразведочных буровых скважинах.....	101
16.1	Выделение пластов угля, литологическое расчленение и корреляция разрезов буровых скважин.....	101
16.2	Определение мощности и строения пластов угля.....	102
16.3	Оценка зольности и других характеристик углей.....	102
16.4	Оценка физико-механических свойств вмещающих пород.....	103
17	Интерпретация данных геофизических исследований в рудных буровых скважинах.....	104
17.1	Выделение и оценка руд черных металлов.....	104
17.2	Выделение и оценка руд цветных металлов.....	105
17.3	Выделение и оценка руд редких и благородных металлов.....	106
17.4	Выделение и оценка урановых руд.....	106
17.5	Выделение и оценка химического сырья.....	107
18	Интерпретация данных геофизических исследований в гидрогеологических буровых скважинах.....	108
18.1	Выделение водоносных пластов.....	108
18.2	Определение минерализации пластовой воды.....	109
18.3	Оценка фильтрационных характеристик пород.....	110
Приложение А	(рекомендуемое) Технические условия на подготовку буровых скважин для проведения геофизических работ.....	112
Приложение Б	(рекомендуемое) Форма журнала регистрации и выполнения заявок на геофизические исследования буровых скважин.....	116
Приложение В	(обязательное) Форма акта о готовности буровой скважины к проведению геофизических исследований.....	117
Приложение Г	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах, бурящихся на уголь.....	119
Приложение Д	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на железные руды.....	120
Приложение Е	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на цветные металлы (полиметаллические руды) в кристаллическом фундаменте.....	121

Приложение Ж	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на руды редких металлов, содержащие редкоземельные элементы.....	122
Приложение К	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на фосфатные руды.....	123
Приложение Л	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на строительные материалы.....	124
Приложение М	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на строительные материалы буровыми станками с гидротранспортом керна (типа КГК-100).....	125
Приложение Н	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на калийные соли и гипсы.....	126
Приложение П	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на алмазы.....	127
Приложение Р	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах, бурящихся на горючие сланцы.....	128
Приложение С	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах, бурящихся при геолого-съёмочных работах.....	129
Приложение Т	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в параметрических скважинах, бурящихся при глубинном геологическом картировании.....	130
Приложение У	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах, бурящихся при поисках и разведке пресных подземных вод.....	131
Приложение Ф	(рекомендуемое) Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах, бурящихся при поисках и разведке минеральных подземных вод.....	132
Приложение Х	(рекомендуемое) Комплекс геофизических исследований по диагностике бесфильтровых водозаборных буровых скважин, оборудованных на водоприемную каверну при проведении их ремонта и восстановлении дебита.....	133
Приложение Ц	(рекомендуемое) Комплекс геофизических исследований по диагностике фильтровых водозаборных буровых скважин при проведении их ремонта и восстановлении дебита.....	134
Библиография.....		135

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование. Недра
ПРАВИЛА ПРОИЗВОДСТВА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ
ПРИ ГЕОЛОГО-СЪЁМОЧНЫХ, ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ
НА РАЗЛИЧНЫЕ ВИДЫ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ
УГЛЕВОДОРОДОВ) И ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ НЕДР**

**Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарастанне. Нетры
ПРАВИЛЫ ВЫКАНАННЯ ГЕАФІЗІЧНЫХ ДАСЛЕДАВАННЯЎ У СВДРАВІНАХ
ПРЫ ГЕОЛОГА-ЗДЫМАЧНЫХ, ПОШУКАВЫХ І РАЗВЕДАЧНЫХ РАБОТАХ
НА РОЗНЫЯ ВІДЫ КАРЫСНЫХ ВЫКАПНЯЎ (ЗА ВЫКЛЮЧЭННЕМ
ВУГЛЕВАДАРОДАЎ) І ГЕАТЭРМАЛЬНЫЯ РЭСУРСЫ НЕТРАЎ**

Environmental Protection and Nature Use. Subsoil
Rules of production of Geophysical Studies in wells in geological surveying,
prospecting and exploration work on various kinds of minerals (except hydrocarbons)
and geothermal resources of the subsoil

Дата введения 2011 -05-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – ТКП) устанавливает основные требования к проектированию и производству геофизических исследований в скважинах при геолого-съёмочных, поисковых и разведочных работах на различные виды полезных ископаемых (за исключением углеводородов) и геотермальные ресурсы недр, отвечающие современному уровню техники полевых измерений, обработки и интерпретации материалов.

Требования настоящего ТКП являются обязательными для недропользователей, выполняющих буровые работы и геофизические исследования в скважинах при геолого-съёмочных, поисковых и разведочных работах на различные виды полезных ископаемых (за исключением углеводородов) и геотермальные ресурсы недр.

2 Нормативные ссылки

В настоящем ТКП использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее – ТНПА):

ТКП 181-2009 (02230) Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Отраслевой стандарт. ОСТ 41-04-277-87 Электроразведка. Термины и определения.

ГОСТ 22609-77 Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.

ГОСТ 26116-84 Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия.

Примечание – При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить ТНПА по каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

ТКП 17.04-25-2011

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящем ТКП применяют термины, установленные в ГОСТ 22609, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 каротаж: Исследование литосферы методами создания (бурение или продавливание) специальных зондировочных скважин и проведения измерений при прохождении электрическими, магнитными, радиоактивными, акустическими и другими методами.

3.2 геофизические исследования скважин (ГИС): Комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин.

Примечание – ГИС делятся на две весьма обширные группы методов — методы каротажа и методы скважинной геофизики.

3.3 каротаж скважин: Промысловая или буровая геофизика, предназначенная для изучения пород непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1 - 2 м).

3.4 скважинная геофизика: Комплекс геофизических методов, используемых для изучения горных пород в межскважинном пространстве.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем ТКП применяют обозначения и сокращения, установленные в ГОСТ 22609, ГОСТ 26116, а также следующие обозначения и сокращения:

АК – Акустический каротаж.

АКЦ – Акустический контроль цементирования.

БК – Боковой каротаж.

БКЗ – Боковое каротажное зондирование.

БМК – Боковой микрокаротаж.

БТК – Боковой токовый каротаж.

ВК – Волновой каротаж.

ВП – Вызванная поляризация.

ГГК – Гамма-гамма каротаж.

ГГКП – Гамма-гамма каротаж плотностной.

ГГКС – Гамма-гамма каротаж селективный.

ГЖК – Газожидкостной контакт.

ГИС – Геофизические исследования скважин.

ГК – Гамма каротаж.

ГКС – Гамма каротаж спектрометрический.

ГНК – Гамма нейтронный каротаж

ДК – Диэлектрический каротаж.

ДС – Диаметр скважины.

ИГ – Инклинометрия с гироскопическим датчиком азимута.

ИМ – Инклинометрия с магнитным датчиком азимута.

ИК – Индукционный каротаж.

ИНК – Импульсный нейтронный каротаж.

ИМП – Индуцированное магнитное поле

ИННК – Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж.

КМВ – Каротаж магнитной восприимчивости.

КМП – Каротаж магнитного поля.

КО – Керн отбор.

- КП_с** – Контрольный пункт скважины.
КС – Каротаж сопротивлений.
МК – Микрокаротаж.
МНК – Многозондовый нейтронный каротаж.
МСК – Метод скользящих контактов.
МЭП – Метод электронных потенциалов.
НАК – Нейтронный активационный каротаж.
НГК – Нейтронный гамма-каротаж.
НГКС – Нейтронный гамма-каротаж спектрометрический.
НК – Нейтронный каротаж.
НКН – Нейтронный каротаж на надтепловых нейтронах.
НКТ – Нейтронный каротаж на тепловых нейтронах.
НКП – Нейтронный каротаж плотностной.
ННК – Нейтрон-нейтронный каротаж.
ННКТ – Нейтрон-нейтронный каротаж на тепловых нейтронах.
ННКНТ – Нейтрон-нейтронный каротаж на надтепловых нейтронах.
ОП – Опробователь пластов.
ОПКУ – Образцовое полевое калибровочное устройство.
ПКУ – Полевое калибровочное устройство.
ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации.
ПСГ – Разновидность каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации.
РК – Радиоактивный каротаж.
РРК – Рентгенорадиометрический каротаж.
СНАК – Нейтронный активационный каротаж в спектрометрическом варианте..
СОП – Стандартный образец плотности.
ТК – Токовый каротаж.
УЭС – Удельное электрическое сопротивление.
ФЭУ – Фотоэлектронный умножитель
ЭК – Электрический каротаж.
ЭКЗ – Экранное каротажное зондирование
ЭМК – Электромагнитный каротаж.
ЭП – Электронный потенциал
ЯМК – Ядерно-магнитный каротаж.

5 Общие положения

5.1 Геофизические исследования буровых скважин (далее - ГИС) проводятся после подготовки буровой скважины к проведению таких работ. Технические условия на подготовку буровой скважин для проведения геофизических работ приведены в приложении А.

Заказы геологической службы недропользователя - заказчика на проведение ГИС и объем выполненных ГИС регистрируются в журнале по форме, приведенной в приложении Б.

Готовность буровой скважины для геофизических исследований фиксируется актами по форме, приведенной в приложении В.

5.2 При проведении геофизических работ на буровых скважинах обязательно выполнение правил по технике безопасности [2] - [6].

Результаты ГИС должны удовлетворять требованиям настоящего ТКП, а качество полученных данных – требованиям 15.2.

5.3 Организация и проектирование ГИС осуществляются в соответствии с локальными нормативными правовыми актами.

6 Комплексы геофизических исследований разрезов буровых скважин

6.1 Углеразведочные буровые скважины

6.1.1 Геофизические исследования буровых скважин при разведке угольных месторождений применяются для решения следующих геологических задач:

- литологического расчленения разреза;
- выделения пластов угля и определения глубины их залегания;
- определения мощности, строения и зольности угольных пластов, а также характеристик качества углей;
- корреляции разрезов буровых скважин и определения синонимии угольных пластов;
- детального литологического расчленения разреза, определения физико-механических свойств и прогнозирования прочности и устойчивости пород кровли и почвы угольных пластов в горных выработках;
- определения углов падения пород;
- выделения в разрезах буровых скважин тектонических нарушений, определения их типа и амплитуды;
- определения гидрогеологических условий эксплуатации, изучения температурного и газового режима пород, технического состояния буровых скважин;
- изучения закономерностей изменения мощности, строения и зольности пластов угля по площади разведываемого месторождения (участка);
- изучения закономерностей изменения литологии, физико-механических свойств углевмещающих пород, их прочности и устойчивости по площади разведываемого месторождения.

Данные ГИС применяются при подсчете разведанных запасов углей в соответствии с действующими ТНПА.

6.1.2 По физическим характеристикам углей и вмещающих пород угольные месторождения разделяются на четыре класса:

I класс – буроугольные месторождения с землистыми (B_1), плотными матовыми (B_2) и блестящими (B_3) бурыми углями;

II класс – каменноугольные месторождения, содержащие угли, переходные от бурых к каменным ($B-D$), и каменные: длиннопламенные (D_1-D_2), газовые (G), жирные (J), коксовые (K), отощенно-спекающиеся (OC), тощие (T_1);

III класс – месторождения с тощими углями (T_2) и полуантрацитами ($ПА_1$) – переходными углями;

IV класс – месторождения, содержащие полуантрациты ($ПА_2$) и антрациты (A_1-A_6).

6.1.3 Для указанных выше классов месторождений угля составлены и применяются типовые комплексы геофизических исследований угольных буровых скважин, которые разделяются на общие исследования по всему стволу с целью изучения разреза буровой скважины (поисковый комплекс), выполняемые в масштабе глубин 1:500 или 1:200, и детальные исследования в интервалах залегания угольных пластов (детализационный комплекс), выполняемые в масштабе глубин 1:50 или 1:20.

6.1.4 В интервалах залегания тонких угольных пластов (мощностью до 1,3 м), средней мощности (1,3 - 3,5 м) и пластов сложного строения детализационные исследования проводят в масштабе глубин 1:20, а в интервалах залегания более мощных пластов угля простого строения – в масштабе глубин 1:50.

6.1.5 Интервал детального каротажа должен охватывать не менее 3 м мощности вмещающих пород непосредственной кровли угольных пластов и 2 м непосредственной почвы.

Для исключения искажения мощности пласта за счет стяжек-растяжек интервал детализации должен содержать не менее двух постоянных меток глубины.

6.1.6 При детальных исследованиях кровли и почвы угольных пластов для всех

классов месторождений угля применяются следующие методы ГИС:

- каротаж сопротивлений (далее – КС),
- боковой каротаж (далее – БК, или его разновидность БТК);
- гамма-каротаж (далее – ГК);
- гамма-гамма-каротаж (далее – ГГК);
- гамма-гамма-каротаж плотностной (далее – ГГКП);
- акустический каротаж (далее – АК);
- диаметр скважины (далее – ДС);

6.1.7 При исследовании буровых скважин в осложненных условиях, кроме основных геофизических методов, применяются дополнительные методы ГИС.

6.1.8 При наличии в буровых скважинах больших каверн эффективно применение следующих методов ГИС:

- БК;
- вызванная поляризация (далее – ВП);
- КС (градиент-зондом А2,5М0,25N и потенциал-зондом N2,5М0,25A);

В буровых скважинах с высокой минерализацией промывочной жидкости эффективно применение следующих методов ГИС:

- БК;
- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (далее – ПС или ГПС – на месторождениях углей III и IV классов);
- ГК;
- ГГКП, гамма-гамма каротаж селективный (далее – ГГКС) – при детализации;
- ДС;
- опробователь пластов (далее – ОП).

В буровых скважинах, обсаженных металлическими трубами эффективно применение следующих методов ГИС:

- ГК, ГГКП (на месторождениях угля I класса).

6.1.9 Инклинометрия должна производиться в разведочных буровых скважинах – вертикальных при глубинах более 300 м и наклонных при глубинах более 100 м.

Результаты инклинометрии используют при геологических построениях.

6.1.10 Термометрия проводится во всех буровых скважинах глубиной более 500 м.

Результаты термометрии используются при оценке горно-геологических условий эксплуатации угольных месторождений.

6.1.11 При каждом каротаже выполняется определение удельного сопротивления промывочной жидкости по стволу буровой скважины.

Естественная гамма-активность промывочной жидкости может быть оценена по ее плотности с помощью специальных палеток.

6.1.12 Отбор керн (далее - КО) боковыми стреляющими грунтоносами производится из отдельных угольных пластов и применяется совместно с детализационными комплексами ГИС.

КО производится для уточнения или подтверждения мощности и строения пересечений угольных пластов, выделенных по комплексу ГИС, а также для отбора образцов угля и пород на химико-технологический анализ.

6.1.13 Рациональный комплекс геофизических методов исследования угольных буровых скважин приведен в приложении Г.

В случае невозможности выполнения отдельных видов исследований должен составляться соответствующий акт, подписываемый представителями геофизической службы недропользователя - исполнителя и геологической службы недропользователя - заказчика.

6.1.14 Окончательные результаты каротажа представляются геологической службе недропользователя - заказчика в виде сводных каротажных диаграмм поискового и детализационного комплексов.

6.1.15 Сводная каротажная диаграмма поискового комплекса включает все зарегистрированные диаграммы, геологический разрез буровой скважины по данным бурения и каротажа с указанием выхода керна, углов падения, наименования пластов угля, маркирующих горизонтов,

6.1.16 Сводная каротажная диаграмма детализационного комплекса составляется по каждому пластопересечению в отдельности и включает все зарегистрированные диаграммы, разрез угольного пласта по данным бурения и каротажа.

Указывается выход керна, углы падения, глубина отбора проб грунтоносами.

Сопоставление геологических и геофизических данных производится совместно представителями геологической службы недропользователя – заказчика и геофизической службы недропользователя - исполнителя.

6.2 Скважины, бурящиеся на руды

6.2.1 Геофизические методы исследований буровых скважин применяются на всех рудных месторождениях, включая металлические (железо, хром, марганец, никель, алюминий, медь, свинец, цинк, сурьма, олово, серебро, ртуть, бериллий и др.) и неметаллические полезные ископаемые (алмазы, апатиты, флюорит, фосфориты, калийные соли и др.).

Большая часть геофизических исследований буровых скважин приходится на стадиях поисковых работ и оценки месторождения, а также на стадии предварительной, детальной и эксплуатационной разведки полезных ископаемых и (или) геотермальных ресурсов недр.

На рудных месторождениях в настоящее время применяют:

- электрические методы каротажа:

а) КС;

б) токовый каротаж (далее – ТК), в основном в модификации скользящих контактов (далее – МСК);

в) ПС;

г) метод электродных потенциалов (далее – МЭП);

- электромагнитные методы каротажа:

а) каротаж магнитной восприимчивости (далее КМВ);

б) электромагнитный каротаж (далее – ЭМК) – совокупность индукционный каротаж (далее – ИК) и КМВ;

в) диэлектрический каротаж (далее – ДК)

- ядерно-геофизические методы каротажа:

а) ГК;

б) гамма-каротаж спектрометрический (далее –ГКС);

в) ГГКП;

г) ГГКС;

д) рентгенорадиометрический каротаж (далее – РРК);

е) нейтрон-нейтронный каротаж (далее – ННК);

ж) гамма-нейтронный каротаж (далее – ГНК);

з) инклинометрия с магнитным датчиком азимута(ИМ) и гироскопическим датчиком азимута (ИГ);

и) измерение диаметра скважины (ДС)

Кроме того, для исследования разрезов буровых скважин применяются измерения магнитного поля – КМВ и АК по скорости распространения сигнала и по затуханию.

ГК проводится в обязательном порядке.

6.2.2 Необходимость выполнения других видов каротажа обусловлена типом и физическими свойствами разведываемого полезного ископаемого и вмещающих пород, решаемыми геолого-геофизическими задачами, а также геологическими особенностями

исследуемых объектов.

6.2.3 Использование данных каротажа на различных стадиях геологического изучения недр позволяет повысить их оперативность и способствует решению геолого-геофизических задач на различных стадиях геолого-поисковых работ:

6.2.3.1 Стадии поисковых работ и оценки месторождений включают в себя:

- литологическое расчленение и корреляция разрезов;
- расшифровка природы и оценка перспективности геофизических аномалий, установленных при аэро-, наземных и скважинных наблюдениях;
- выделение рудовмещающих пород;
- выявление рудных интервалов, определение их мощности и глубины залегания;
- определение вещественного состава руд и концентраций полезного ископаемого.

Повышение достоверности геологоразведочных работ на этих стадиях обеспечивается уточнением, а при некондиционном выходе керна составлением геологической документации по данным ГИС и возможностью исследования в естественном залегании объемов сырья, значительно превышающих объемы керна материала (при использовании методов АК, ИК, КМВ, КМП, КС, ПС и др.).

6.2.3.2 Стадия предварительной разведки полезных ископаемых и (или) геотермальных ресурсов недр включает в себя:

- определение геологического строения месторождения;
- уточнение данных бурения по расчленению рудовмещающих пород, выявлению рудных интервалов, определению их мощности и глубины залегания и прослеживание рудных подсечений в геологических разрезах;
- определение соотношений рудных и безрудных прослоев в рудных подсечениях, изучение строения рудных залежей.

Задача определения вещественного состава и концентрации полезного ископаемого решается по некоторым типам руд с точностью, достаточной для оценки сырья в соответствии с заключением государственной экспертизы геологической информации согласно [1].

Данные ГИС используются при подсчете запасов полезных ископаемых по категориям С₁, С₂, а также обеспечивают сокращение числа перебуриваний при некондиционном выходе керна.

6.2.3.3 Стадия детальной разведки полезных ископаемых и (или) геотермальных ресурсов недр включает в себя:

- выявление рудных тел, пропущенных при предварительной разведке;
- уточнение морфологии рудных тел и их геометризация;
- определение параметров для подсчета запасов (мощность, глубина, строение рудных пластов, содержание полезного ископаемого в рудах).

Данные ГИС позволяют повысить достоверность детальной разведки и используются при подсчете запасов.

6.2.3.4 Стадия эксплуатационной разведки полезных ископаемых и (или) геотермальных ресурсов недр включает в себя:

- решение задач 6.2.3.3.
- уточнение контуров рудных тел по глубоким горизонтам и флангам месторождения; по данным ГИС уточняют промышленные категории запасов (производится перевод запасов из одной категории в другую и др.)

6.2.4 Результативность ГИС на рудных месторождениях в значительной мере определяется горно-техническими условиями применения методов (состоянием стенок буровых скважин в зависимости от механической устойчивости пород, технологией бурения и пр.), а также достоверностью геологических данных, используемых для построения корреляционных зависимостей при количественной интерпретации геофизических материалов (выход керна, погрешность геологического опробования, минералого-петрофизическая изученность пород и руд и др.).

6.2.5 Геофизические исследования скважин выполняются в два приема.

Вначале проводят исследования по всему разрезу скважины в одном из масштабов глубины (1:200, 1:500), а затем, в участках рудопроявления – детальные исследования в крупном масштабе глубины (1:50, 1:20). Исследования выполняются согласно действующим ТНПА.

6.2.6 Для расчленения и корреляции разрезов, уточнения литологической и минералого-петрофизической характеристики подсеченных скважиной геологических образований, выделения рудовмещающих пород и зон околорудного изменения выполняют:

- гамма каротаж – ГК;
- электрический каротаж – КС, ПС, ТК, МСК, МЭП;
- электромагнитный и магнитный каротаж – ЭМК, ИК, КМВ, КМП;
- гамма-гамма каротаж – ГГКП;
- АК.

6.2.7 С целью определения местоположения, мощности и строения рудных интервалов, вещественного и элементного состава руд в разрезах буровых скважин проводят:

- гамма каротаж – ГК, ГКС;
- гамма-гамма каротаж – ГГКС, ГГКП;
- нейтронный каротаж – ННК, НГКС, НАК;
- РРК;
- ГНК;
- электрический каротаж – КС, ПС, ТК, МСК, МЭП;
- электромагнитный и магнитный каротаж – ЭМК, ИК, КМВ, КМП;
- АК.

6.2.8 Для оценки плотности пород и руд в условиях буровых скважин применяется плотностной гамма-гамма-каротаж – ГГКП.

6.2.9 Для изучения месторождений различных полезных ископаемых рекомендуются рациональные комплексы ГИС:

- в скважинах, бурящихся на руды, – приведенные в приложениях Д-К;
- в скважинах, бурящихся на строительные материалы, – приведенные в приложениях Л, М;
- в скважинах, бурящихся на калийные соли и гипсы, – приведенные в приложении Н;
- в скважинах, бурящихся на алмазы, – приведенные в приложении П;
- в скважинах, бурящихся на горючие сланцы, – приведенные в приложении Р;
- в скважинах, бурящихся при геолого-съёмочных работах, – приведенные в приложении С;
- в параметрических скважинах, бурящихся при глубинном геологическом картировании, – приведенные в приложении Т

6.2.9.1 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на железные руды, приведен в приложении Д:

- для выделения и корреляции в разрезах скважин магнетитовых руд, расчленения их по типам, определения в рудах содержания железа, связанного с магнетитом: каротаж магнитной восприимчивости¹, электромагнитный каротаж - КМВ, ЭМК;
- для определения содержания общего (магнетитового в том числе) железа в породах и рудах: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический - НГКС, гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС;
- для определения плотности руд: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП;
- для геометризации рудных подсечений (основной), при корреляции горизонтов магнетитсодержащих руд и их расчленения по типам (вспомогательный): каротаж

¹ При наличии сульфидной минерализации или графитизации в породах и рудах ЭМК предпочтительнее КМВ.

магнитного поля – КМП;

- вспомогательный метод для обработки данных НГКС в сложных условиях (изменяющаяся пористость руд и др.): нейтрон-нейтронный каротаж – ННК;

- для уточнения мощности и строения залежей, хорошо проводящих железных руд: метод электродных потенциалов – МЭП, индукционный каротаж – ИК;

- для определения содержаний полезных и вредных примесей в рудах: рентгенорадиометрический каротаж – РРК.

6.2.9.2 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на хромитовые руды:

- для определения местоположения рудных горизонтов в разрезах скважин и содержания хрома в рудах: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС (основной), гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС (вспомогательный);

- для выделения руд и их расчленения по типам и морфологическим особенностям: каротаж магнитной восприимчивости – КМВ;

- для определения плотности: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП;

- для обработки данных НГКС: нейтрон-нейтронный каротаж – ННК.

6.2.9.3 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на титановые руды:

- для определения суммарного содержания титана и железа: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС (основной); для определения содержаний титана: гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС;

- для определения местоположения и прослеживания в разрезах скважин титаномагнетитовых руд: магнитный каротаж – КМВ, КМП; для установления содержания железа, связанного с магнетитом (титаномагнетитом): каротаж магнитной восприимчивости – КМВ;

- для определения плотности: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.4 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на марганцевые руды:

- для определения содержания марганца в рудах: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС; для оценки суммарного содержания марганца и железа: нейтронный активационный каротаж – НАК, гамма-гамма-каротаж – ГГК;

- для выделения и корреляции рудных горизонтов, расчленения руд по минералогическим типам: электромагнитный каротаж – ЭМК, КМВ, ИК;

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП;

- для обработки данных НГКС: нейтрон-нейтронный каротаж – ННК.

6.2.9.5 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на медные, медно-никелевые и медно-колчеданные руды:

- для выявления и прослеживания в разрезах скважин рудных горизонтов: электромагнитный каротаж – ЭМК, метод электродных потенциалов – МЭП, метод скользящих контактов – МСК;

- для определения содержания меди: рентгенорадиометрический каротаж – РРК (основной), нейтронный активационный каротаж – НАК (вспомогательный); для отдельного определения содержания меди и никеля: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС, для суммарного содержания меди, никеля и железа: гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС;

- для выделения и прослеживания зон сульфидной минерализации, электрохимической активности: электрические методы – КС, ПС; для изучения околорудного изменения пород, пористости, трещиноватости: акустический каротаж – АК;

- для определения плотности: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.6 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на свинцово-цинковые руды:

- для определения содержаний свинца и цинка: рентгенорадиометрический каротаж –

РРК; для суммарного содержания свинца и цинка: гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС;

- для выделения в разрезах скважин интервалов обогащения галенитом: электромагнитный каротаж – ЭМК, методы электродных потенциалов – МЭП, скользящих контактов – МСК;

- для исследования зон околорудного изменения: акустический каротаж – АК;

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.7 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на алюминиевые руды:

- для определения содержания алюминия: нейтронный активационный каротаж – НАК; для определения суммарного содержания алюминия, железа, кремния: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС, гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС;

- для оценки пористости: нейтрон-нейтронный каротаж на тепловых нейтронах – ННКТ;

- для выявления и прослеживания рудных горизонтов, расчленения руд на литологические типы (каменистые, глинистые, рыхлые), изучения зон околорудного изменения: электромагнитный каротаж – ЭМК, КМВ, ИК, магнитный каротаж – КМП и акустический каротаж – АК;

- для определения плотности: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.8 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на руды вольфрама, сурьмы, молибдена, олова, бария, серебра, золота:

- основной метод определения содержания полезных компонентов в рудах (вольфрам сурьма, молибден, олово, серебро): рентгенорадиометрический каротаж – РРК; для определения суммарного содержания ряда элементов: гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС; на некоторые элементы (серебро, молибден): нейтрон-нейтронный каротаж – ННК;

- для выделения рудовмещающих пород, исследований зон околорудного изменения пород: электрический – КС, МСК и электромагнитный каротаж – ЭМК;

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.9 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на ртутные руды:

- основной метод определения содержания ртути: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС;

- индикаторный метод на ртуть, метод определения содержания сопутствующих элементов (сурьма, барий и др.): рентгенорадиометрический каротаж – РРК;

- дополнительный метод в рудах сложного состава (сурьяно-ртутные и др.): нейтрон-нейтронный каротаж – ННК.

6.2.9.10 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на руды, содержащие редкоземельные элементы приведен в приложении Ж.:

- для определения суммарного содержания ряда элементов: нейтрон-нейтронный каротаж, его модификации ННКТ, ННКР, ННКН и их соотношения (в зависимости от условий применения), гамма-гамма-каротаж селективный – ГГКС, рентгенорадиометрический каротаж - РРК;

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.11 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на бериллиевые руды:

- основной метод определения содержания бериллия в рудах: гамма-нейтронный каротаж – ГНК;

- вспомогательный метод для учета мешающих факторов: нейтрон-нейтронный каротаж – ННК;

- для оценки содержания элементов-спутников ртути (сурьмы, бария, мышьяка и др.): рентгенорадиометрический каротаж – РРК.

6.2.9.12 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на литиевые руды:

- для определения содержания лития в рудах и других сопутствующих компонентов: нейтрон-нейтронный каротаж в модификациях – ННКТ и ННКН;

- для определения местоположения в разрезе скважин рудовмещающих пегматитов (бериллсодержащих): гамма-нейтронный каротаж – ГНК;

- для определения концентрации сопутствующих компонентов: рентгенорадиометрический каротаж – РРК;

- для определения плотности и вспомогательный для отбивки границ пегматитов: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.13 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на борсодержащие руды:

- для определения содержания бора: нейтрон-нейтронный каротаж в модификации ННКТ и ННКН (основной); при работе по специальной методике: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС (вспомогательный);

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.14 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на фторсодержащие руды:

- для определения содержания фтора: нейтронный активационный каротаж в спектрометрическом варианте – СНАК;

- для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП.

6.2.9.15 Рациональный комплекс ГИС в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на фосфатные руды, приведен в приложении К:

- для выявления в разрезах скважин фосфатных руд, определения в них содержаний P_2O_5 по корреляции фосфора с элементами-индикаторами (фтор, уран, торий): нейтронный активационный каротаж – НАК- N^{16} (на фтор), гамма-каротаж спектрометрический – ГКС (на уран, торий);

- для расчленения руд на карбонатные разности: нейтронный активационный каротаж – НАК- A^{28} (на быстрых нейтронах);

- для определения содержаний редких земель: нейтрон-нейтронный каротаж на тепловых нейтронах – ННКТ; для определения содержания железа: нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС; для определения трещиноватости руд: нейтрон-нейтронный каротаж в модификации - ННКН;

- для уточнения границ и малых мощностей прослоев в разрезе: гамма-гамма-каротаж в модификациях – ГГКС, ГГКП; для определения плотности пород: гамма-гамма-каротаж плотностной – ГГКП;

- для оценки концентраций сопутствующих компонентов: рентгенорадиометрический каротаж – РРК.

6.2.10 В зависимости от минерального состава руд, полезных и вредных примесей, сопутствующих основным компонентам, а также задач по геометризации объектов (выделение тонких прослоев и др.) указанные комплексы могут дополняться другими видами каротажа.

6.2.11 В случае, когда типовой комплекс избыточен для решения поставленных на месторождении задач, на его основе составляется рациональный комплекс (сокращенный).

Рациональный комплекс составляется с учетом геолого-геофизических особенностей месторождения, его значимости, условий применения и эффективности методов и комплекса в целом, а также технико-методической обеспеченности работ.

Эффективность методов ГИС определяется на стадиях поисковых работ и оценки месторождения.

6.2.12 Во всех скважинах, бурящихся на руду, исследуется техническое состояние ствола буровой скважин:

6.2.12.1 В буровых скважинах глубиной более 100 метров, бурящихся на руды, в обязательном порядке выполняется инклинометрия с шагом 20 м по глубине.

В буровых скважинах на стадиях поисковых работ и оценки месторождения, а также на стадиях предварительной и детальной разведки инклинометрия выполняется дважды при независимых измерениях.

В глубоких буровых скважинах, на которых каротаж производится поинтервально, при завершении скважины бурением дополнительно выполняется измерение зенитного угла и азимута ствола скважины от устья до забоя.

На месторождениях, содержащих тела магнитных железных руд, а также при необходимости измерений в обсаженных стволах буровых скважин выполняется гироскопическая инклинометрия (ИГ).

При поточечных инклинометрах, применяемых в геологоразведочной практике (среднеквадратичная ошибка по углу порядка 20' и по азимуту около 4°), отсчёт по углу производится с точностью до 0,1°. Отсчёт азимута производится с точностью до 1° на всех точках, независимо от зенитного угла, за исключением обсаженных интервалов.

6.2.12.2 Инклинометрия при проходке контрольно-стволовых буровых скважин перед закладкой шахтных стволов и при бурении в пределах целиков на действующих шахтных полях в случае использования поточечных инклинометров, применяемых в геологоразведочной практике (среднеквадратичная ошибка по углу порядка 20' и по азимуту около 4°) проводится по следующей методике.

Измерения проводятся 2-мя инклинометрами, проградуированными в день измерений на инклинометрическом столе типа УСИ-2. Шаг измерений – 10 м по глубине. Отсчёт угла производится с точностью до 0,1°. Отсчёт азимута производится независимо от зенитного угла с точностью до 1°. Частота измерений – через каждые 40 м проходки скважины, с перекрытием 2-х предыдущих сорокаметровых интервалов. При завершении скважины бурением дополнительно производится измерения по всему стволу буровой скважины двумя инклинометрами.

Эта методика обеспечивает восьмикратные независимые измерения на каждой точке и тройную среднеквадратичную ошибку положения ствола буровой скважины в плане на глубине 400 метров составляющую 75 см, что достаточно для контроля за положением ствола буровой скважины.

6.2.12.3 Во всех буровых скважинах выполняют кавернометрию или профилометрию. В буровых скважинах, в которых проводят РРК, выполняют микрокавернометрию. Данные об измерении диаметра используются при интерпретации результатов ГИС.

6.3 Скважины, бурящиеся на воду

6.3.1 Программа ГИС при разведке подземных вод зависит от геолого-гидрогеологического строения разреза месторождения, технологии проходки и конструкции буровой скважины.

6.3.2 Вне зависимости от назначения буровых скважин (поисково-разведочные, разведочно-эксплуатационные, наблюдательные и т.п.) комплекс ГИС по одиночным или групповым буровым скважинам должен обеспечивать информацию о геолого-гидрогеологическом строении и гидрохимических условиях.

ГИС должны привлекаться для управления оборудованием указанных типов буровых скважин, контроля их технического состояния, анализа эффективности мероприятия по деглиннизации фильтров, оценки распределения водопритокков по длине фильтров.

6.3.3 Для изучения геологического строения разреза буровых скважин, оценки литологических характеристик пород и анализа их изменчивости в пределах месторождения программа ГИС должна включать:

- стандартный электрокаротаж – КС, ПС;
- гамма-каротаж – ГК;

- акустический каротаж – АК;
- нейтронный гамма-каротаж спектрометрический – НГКС.

Регистрация диаграмм производится в масштабе 1:200 или 1:500 в зависимости от степени сложности строения коллекторов и их мощности.

Вместо обычного трехэлектродного зонда КС можно применять аппаратуру бокового или индукционного каротажа, если этому благоприятствуют конкретные геолого-геофизические и скважинные условия производства измерений.

6.3.4 Для выделения водосодержащих коллекторов в скважинах, пробуренных с промывкой забоя глинистым раствором, в дополнение к 6.3.3, должны быть использованы методы:

- микрозондирования;
- ПС при измерениях опробователями на кабеле.

6.3.5 Для выделения водоносных коллекторов и определения их дебитов и фильтрационных свойств в скважинах, пробуренных с промывкой забоя технической водой, минимальная программа ГИС должна включать методы:

- резистивиметрию – для исследования безнапорных водоносных горизонтов относительно простого строения;
- расходомерию – для исследования сложных водонапорных комплексов.

Указанные исследования могут быть произведены без использования способов активизации фильтрационных процессов в буровой скважине.

При исследовании сложных водоносных горизонтов с незначительной дифференциацией приведенных напоров подземных вод на различных глубинах целесообразно совместное применение методов резистивиметрии и расходомерии.

6.3.6 Для количественной, полуколичественной или сравнительной оценки фильтрационных свойств пород в аллювиальных, флювиогляциальных и подобных отложениях, характеризующихся относительно простым строением фильтрационного разреза, программа ГИС может ограничиваться применением метода резистивиметрии.

6.3.7 Для решения задачи аналогичной 6.3.6 в безнапорных или напорных водоносных комплексах сложного строения необходимо применение метода расходомерии с использованием возбуждения буровой скважины в установившемся режиме.

Предпочтительным является производство работ по методу расходомерии одновременно с проведением одиночных или опытных пробных откачек.

Регистрация расходограммы производится дважды:

- в неработающей буровой скважине (при восстановленном статическом уровне);
- в работающей буровой скважине (при возбуждении).

6.3.8 Выполнение программ по 6.3.5 при благоприятных технологических условиях проводки буровой скважины может быть объединено с выполнением работ по 6.3.6 или 6.3.7.

6.3.9 Перед выполнением работ по 6.3.6 или 6.3.7 ствол, стенки буровой скважины и фильтры должны быть очищены от шлама, глинистого раствора.

6.3.10 Для изучения гидрохимических условий месторождения комплекс исследования состоит из методов:

- микрозондирования и повторных ПС в скважинах, пробуренных с промывкой забоя глинистым раствором;
- резистивиметрии в скважинах, пробуренных с промывкой забоя чистой водой.

В конкретных условиях задачи по 6.3.9 могут решаться одновременно с выполнением работ по 6.3.4 и 6.3.5.

6.3.11 Для изучения технического состояния опытных, разведочно-эксплуатационных и других буровых скважин, управления мероприятиями по деглинизации фильтров применяются кавернометрия и расходомерия.

6.3.12 При необходимости решения в конкретных условиях всего комплекса

названных задач геофизические исследования осуществляются в несколько этапов.

I этап – исследование буровой скважины в перерывах или после завершения бурения;

II этап – исследование на стадии оборудования буровой скважины и подготовки к опытно-фильтрационным работам;

III этап – исследование буровой скважины на стадии опытно-фильтрационных работ.

6.3.13 Рациональные комплексы ГИС, рекомендуемые в скважинах, бурящихся при поисках и разведке подземных вод, приведены в приложениях У, Ф.

6.3.14 Комплекс ГИС по диагностике бесфильтровых водозаборных скважин, оборудованных на водоприемную каверну, при проведении их ремонта и восстановлении дебита приведен в приложении Х.

6.3.15 Комплекс ГИС по диагностике фильтровых водозаборных скважин при проведении их ремонта и восстановлении дебита приведен в приложении Ц.

7 Электрический и электромагнитный каротаж

7.1 Основные положения и требования к проведению электрического и электромагнитного каротажа

7.1.1 Определения электрического и электромагнитного каротажа:

Электрическим каротажом (далее – ЭК) называется метод геофизических исследований в буровых скважинах, при котором первичное электрическое поле (переменное или постоянное) подается (индуцируется) в породы, окружающие буровую скважину, а вторичное постоянное или переменное поле регистрируется в качестве сигнала, характеризующего породы.

При использовании магнитного поля для возбуждения тока в породах, окружающих буровую скважину, или регистрации ответного сигнала каротаж называется электромагнитным (далее – ЭМК).

7.1.2 В ЭК входят:

- каротаж сопротивлений градиент- и потенциал-зондами (обычный электрический каротаж сопротивлений – КС);
- боковое каротажное зондирование (далее – БКЗ);
- каротаж зондами с фокусировкой тока – боковой каротаж (далее – БК);
- каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (каротаж – ПС);
- микрокаротаж (далее – МК) градиент- и потенциал-микророндами и боковой микрокаротаж (далее – БМК);
- токовый каротаж – ТК, каротаж методом скользящих контактов – МСК;
- каротаж вызванных потенциалов - ВП и каротаж методом электродных потенциалов - МЭП.

7.1.3 В ЭМК каротаж входят:

- индукционный каротаж – ИК;
- диэлектрический каротаж – ДК и др.

7.1.4 Измеряемой величиной при каротаже сопротивления и микрокаротаже является кажущееся удельное сопротивление пород КС, при индукционном каротаже – кажущаяся электропроводность, при каротаже ПС, ВП и МЭП – потенциалы поля ПС, ВП и ЭП, при диэлектрическом каротаже – кажущаяся диэлектрическая проницаемость пород или определяющие ее компоненты электромагнитного поля.

7.1.5 Масштабы кривых измеряемых величин при аналоговой регистрации, а также квантования по глубине и цены измеряемой величины при цифровой регистрации должны соответствовать требованиям разделов 7, 13 и 15.

7.1.6 Точность измерений и качество диаграмм должны удовлетворять требованиям разделов 7 и 15.

7.1.7 Для проведения измерения могут использоваться только образцы аппаратуры, в

соответствии с 13.1.12 и 13.1.13 и прошедшие метрологическую проверку по 14.1.

7.1.8 Методика проведения измерений должна обеспечивать выполнение требований настоящего ТКП и ТНПА по эксплуатации отдельных видов электрокаротажной аппаратуры.

7.1.9 В комплекс ЭК и ЭМК должно входить измерение удельного сопротивления промывочной жидкости.

7.1.11 Во всех случаях ЭК и ЭМК на диаграмму при аналоговой регистрации и на магнитную (перфорационную) ленту при цифровой регистрации записываются градуировочные и контрольные измерения по 15.2

7.2 Каротаж сопротивления градиент- и потенциал-зондами и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

7.2.1 Основные требования к проведению каротажа сопротивления и каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации

7.2.1.1 Для каждого района в зависимости от значений кажущегося сопротивления и амплитуд потенциала ПС должны быть установлены стандартные масштабы кривой сопротивления и кривой ПС при аналоговой их записи n и цифровой n_c .

Для расширения диапазона измерений кривых сопротивления КС применяется одновременная запись в 2 – 4 логарифмически кратных масштабах (2, 5, 10, 50, 100, 200, 500 омм/см и т.д.)

7.2.1.2 Масштаб аналоговых кривых сопротивления при БКЗ должен обеспечивать возможность отсчета значений кажущегося удельного сопротивления пород КС против всех пластов, в том числе и с низкими сопротивлениями (зоне низких значений кажущегося удельного сопротивления пород КС должны соответствовать ординаты не менее 0,5 см).

Масштаб аналоговых кривых сопротивления при БКЗ не должен быть крупнее, чем $5 \tilde{O}_i$ Ом·м/см, где \tilde{O}_i – выраженная в Ом-метрах нестабильность нулевого сигнала (порог реагирования) аппаратуры.

При цифровой регистрации выбор масштаба производится согласно 15.3

7.2.1.3 Допускается применение логарифмического масштаба при записи кривых сопротивления КС.

7.2.1.4 Запись кривой ПС производится в линейном масштабе, который выбирается таким образом, чтобы амплитуды отклонения кривой ПС находились в пределах 2 - 7 см. Применяются удовлетворяющие этому требованию масштабы 2, 5, 10, 20 мВ/см.

7.2.1.5 Масштаб глубин кривых сопротивления КС и потенциала ПС определяется комплексом геофизических исследований, приведенных в приложениях Г - Ц.

7.2.1.6 При аналоговой регистрации нулевая линия кривой сопротивления КС при линейном масштабе или линия минимальных значений кривой сопротивления КС при логарифмическом масштабе должна располагаться с левого края дорожки записи.

Увеличению потенциала ПС (потенциала электрода М) должно соответствовать отклонение кривой ПС вправо.

7.2.1.7 Градуирование кривой сопротивления КС при аналоговой и цифровой регистрации должно осуществляться по напряжению (стандартному сигналу) на резисторе известного сопротивления, включенном в цепь токового электрода зонда, а кривой потенциала ПС – по напряжению, вводимому в измерительную цепь с градуированного компенсатора поляризации.

7.2.1.8 Для измерения кажущегося удельного сопротивления пород КС и потенциала ПС могут применяться зонды как с кольцевыми электродами, так и с электродами, размер которых мал по сравнению с расстоянием между ними (в 4 раза и более).

7.2.1.9 Во избежание влияния металлических частей скважинных приборов на

результаты измерений кажущегося удельного сопротивления пород КС и потенциала ПС электроды зонда должны быть удалены на достаточно большое расстояние от них (не менее 5 м для ПС и 1,5 м для КС) либо эти металлические части должны быть покрыты слоем изоляционного материала.

При измерениях по кристаллическим породам методом ПС измерительный зонд должен быть удалён от кабельного наконечника не менее чем на 15 метров.

7.2.1.10 Электроды, служащие для измерения кажущегося удельного сопротивления пород КС, рекомендуется изготавливать из стали или свинца.

Электроды для измерения потенциала ПС во избежание искажений кривой ПС из-за непостоянства электродной разности потенциалов необходимо делать свинцовыми.

В случае невозпроизводимого смещения кривой ПС, свидетельствующего о нестабильности электродных потенциалов, следует применять упрощенный неполяризующийся электрод, который представляет собой обычный свинцовый электрод, помещенный в брезентовый мешочек с насыщенным раствором хлористого калия.

7.2.1.11 При очень сильных блуждающих токах допускается вместо потенциала ПС измерять градиент потенциала ПС по скважине. Для этого используют зонд с двумя обычными электродами, расположенными на расстоянии 0,2 - 1 м друг от друга.

7.2.2 Регистрация кажущегося удельного сопротивления пород КС и потенциала самопроизвольной поляризации ПС

7.2.2.1 Для обеспечения качества регистрации потенциалов самопроизвольной поляризации ПС рекомендуется выполнять ее при отдельной записи от измерений кажущегося удельного сопротивления пород КС.

При отсутствии помех кривую потенциалов ПС можно регистрировать одновременно с кривыми сопротивления.

7.2.2.2 При измерении кажущегося удельного сопротивления пород КС выполняют следующие основные операции:

- производят предварительную настройку аппаратуры после спуска скважинного прибора в верхний интервал скважины, т.е. проверяют нулевой сигнал и сигнал в колонне, устанавливают по стандарт-сигналу выбранный масштаб аналоговой записи и единицу разряда цифрового кода для цифровой записи;

- опускают скважинный прибор в нижнюю часть интервала исследования и корректируют настройку аппаратуры, при этом проверяют значения нулевого и стандартного сигналов, а при логарифмической записи – декадные линии, задаваемые калибратором;

- кривые сопротивления КС регистрируют при подъеме скважинного прибора с допустимой скоростью V_d ; допустимая скорость V_d определяется для конкретного разреза и применяемого зонда путем сопоставления результатов регистрации на разных скоростях.; в качестве допустимой скорости V_d применяется максимальная скорость, при которой изменение кажущегося удельного сопротивления пород КС и потенциала ПС против тонких пластов меньше 5 %;

- в начале и в конце интервала измерения на диаграмме записывают значения нулевых и стандартных сигналов;

- проводят для контроля повторную запись кривых сопротивления КС в интервале 50 м.

7.2.2.3 Интервал измерения должен перекрывать не менее 50 м интервала предыдущего ЭК; в обсадной колонне на участке не менее 20 м должна проводиться контрольная запись кривых сопротивления КС всеми зондами.

7.2.2.4 Необходимо контролировать получаемые значения кажущегося удельного сопротивления пород КС и своевременно отмечать появление искажений из-за нарушения изоляции, индуктивных помех и неисправностей аппаратуры.

Основные признаки искажений кривых сопротивления КС следующие:

- отсутствие повторяемости кривых;
- незакономерные колебания и скачки измеряемого сигнала, как во время перемещения кабеля, так и при остановках его;
- отличие от нуля показаний при нахождении зонда в колонне;
- заходы кривой за нуль;
- иззубренность кривых сопротивления КС, записываемых зондами большого размера;
- отличие значений кажущегося удельного сопротивления пород КС от обычно наблюдаемых против пластов с выдерживающимися по району свойствами.

7.2.2.5 При аналоговой записи потенциалов ПС в измерительную цепь вводят такую разность потенциалов, чтобы пишущее устройство (блик гальванометра, перо самописца) находилось приблизительно на середине шкалы.

По градуировочному сигналу от градуированного компенсатора поляризации устанавливают масштаб записи.

Используют следующие градуировочные сигналы:

- 20 мВ для масштаба 2 и 5 мВ/см;
- 50 мВ для масштаба 10 мВ/см;
- 100 мВ для масштаба 20 мВ/см.

Градуировочный сигнал регистрируют на диаграмме перед началом и после записи кривой, а также при смене масштаба записи.

При цифровой записи кривой ПС градуировочный сигнал регистрируют на носителе цифровой информации.

7.2.2.6 Для контроля правильности измерения потенциалов ПС при БКЗ запись кривой ПС производят дважды.

7.2.2.7 Помехи из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов обнаруживаются по изменению показаний регистрирующего прибора при неподвижном зонде, изменению кривой ПС при повторном замере, волнистой форме кривой ПС и наличию на ней показаний, не согласующихся с разрезом.

Для устранения этих искажений необходимо последовательно применять следующие меры:

- изменить положение электрода N, погружая его в скважину или заменяя обсадной колонной;
- выбирать время измерения, когда помехи от блуждающих токов минимальны;
- приостанавливать бурение или эксплуатацию соседних скважин, если помехи вызываются этими промышленными установками;

7.2.2.8 В разрезах, представленных породами с высокими сопротивлениями, может наблюдаться искажение кривой ПС гальванокоррозией груза или кожуха скважинного прибора.

Признаками гальванокоррозии являются:

- различие в кривых ПС, записанных с электродами, находящимися на одинаковом расстоянии от груза (скважинного прибора);
- сходство отдельных участков кривой ПС с кривой сопротивления КС.

Влияние гальванокоррозии следует устранять удалением электрода М от металлических деталей (до 15 - 20 м при большом удельном электрическом сопротивлении пород), являющихся источником токов гальванокоррозии, или изоляцией этих деталей.

7.2.2.9 Кривая ПС может быть искажена электродвижущей силой (далее – ЭДС), индуцируемой в кабеле при вращении барабана лебедки с намагниченными стальными деталями. Эта ЭДС накладывается на кривую ПС в виде синусоиды с периодом, соответствующим одному обороту барабана. Для устранения помех от влияния намагниченности лебедки необходимо заменить ее другой.

7.2.3 Требования к оформлению и качеству диаграмм кривых сопротивления КС и потенциалов ПС

7.2.3.1 При оформлении диаграмм кривых сопротивления КС и потенциалов ПС необходимо руководствоваться указаниями 15.1 для ЭК, при оценке их качества общими указаниями 15.4

7.2.3.2 Допустимая относительная погрешность δ_d (%) измерения кажущегося удельного сопротивления пород КС при аналоговой регистрации равна

$$\delta_d \leq \left(\frac{0.2n}{\rho_K} + \delta_0 \right) \cdot 100, \quad (1)$$

или

$$\delta_d \leq \left(\frac{0.2\rho_{K\min}}{\rho_K} + \delta_0 \right) \cdot 100, \quad (2)$$

где n – масштаб записи, Ом·м/см;

ρ_K – измеренное значение кажущегося удельного сопротивления пород КС, Ом·м;

$\rho_{K\min}$ – минимальное значение кажущегося удельного сопротивления пород КС в интервале измерения, для которого производится количественная обработка получаемых данных;

δ_0 – относительная погрешность измерения без учета смещения нулевой линии на диаграмме.

При цифровой регистрации величина δ_d определяется по формулам раздела 15.3

Допустимая погрешность δ_d для пластов с удельным сопротивлением менее 1 Ом·м определяется согласно данным ТУ на применяемую аппаратуру.

7.2.3.3 Погрешность измерения потенциала ПС не должна превышать 5 % от регистрируемой амплитуды.

7.2.3.4 Сползание «линии глин» на кривой ПС, вызванное поляризацией электродов, не должно превышать 1 см в интервале измерения 100 м.

Искажения кривой ПС из-за намагниченности лебедки, гальванокоррозии, блуждающих токов, перематывания кабеля не должны выходить за пределы погрешности, указанной в 7.2.3.3.

7.2.3.5 Погрешности измерения кажущегося удельного сопротивления пород КС и потенциала ПС оцениваются:

- по градуировочным записям в начале и в конце замера;
- сравнением результатов двукратных или многократных измерений, выполненных с разными экземплярами аппаратуры или одной аппаратурой в разное время при неизменных условиях измерения.

7.2.3.6 Погрешность измерения определяется согласно 15.4.

7.2.3.7 Оценка погрешности измерений кажущегося удельного сопротивления пород КС может быть получена сопоставлением удельных электрических сопротивлений (далее – УЭС), определенных по кривым сопротивления КС, с результатами определения УЭС по другим видам каротажа сопротивлений (БКЗ, БК, ИК).

7.3 Боковое каротажное зондирование

7.3.1 Основные требования к проведению бокового каротажного зондирования

7.3.1.1 БКЗ состоит в измерении на исследуемом интервале скважины кажущегося сопротивления пород комплектом градиент-зондов разной длины.

БКЗ проводят в комплексе с измерениями диаметра скважины, сопротивления промывочной жидкости скважинным и поверхностным резистивиметром и записью кривой потенциалов ПС.

7.3.1.2 Боковое каротажное зондирование проводят с целью:

- выявления пластов с проникновением промывочной жидкости;
- определения УЭС неизменной части пластов и зоны проникновения;
- оценки глубины проникновения.

7.3.1.3 Основная область применения БКЗ – буровые скважины с геолого-геофизическими условиями, характеризующимися:

- однородностью изучаемых пластов и вмещающих их пород;
- соотношением удельных сопротивлений пласта и скважины не более 500 для пластов большой мощности и не более 250 для пластов малой мощности;
- мощностью пластов не менее 8 диаметров скважины.

7.3.1.4 Запись кривых сопротивления КС, потенциалов ПС и диаметра скважины при БКЗ производят в масштабе глубин в соответствии с разделом 6.

7.3.1.5 Допустимые погрешности измерения кажущегося сопротивления пород зондами БКЗ и их оценки производятся по формулам (1), (2).

7.3.1.6 Комплекты зондов БКЗ скважин, бурящихся на месторождениях разных полезных ископаемых, выбираются в соответствии с техническими условиями на проведение геофизических исследований таких скважин.

7.3.1.7 Измерения всеми зондами комплекта зондов БКЗ должны выполняться за время, в течение которого не происходит изменения удельного сопротивления промывочной жидкости и параметров зоны проникновения.

7.3.1.8 Для исключения ошибок в отбивке границ пластов и в отсчете существенных значений кажущегося сопротивления против них относительное смещение по глубине кривых сопротивления КС, снятых разными зондами, и кривой ПС при БКЗ - 0,2 м.

7.3.1.9 Масштаб записи кривых сопротивления КС зондами БКЗ определяется согласно 7.3.2.6

7.3.2 Обработка данных бокового каротажного зондирования

7.3.2.1 Материалы БКЗ обрабатывают в следующей последовательности:

- выделяют пласты;
- уточняют удельное сопротивление промывочной жидкости;
- строят кривые зондирования для пластов;
- сопоставляют полученные кривые зондирования с теоретическими кривыми.

7.3.2.2 Количественную обработку данных БКЗ можно проводить только для однородных пластов.

Пласт считается однородным, если составляющие его прослои различаются по кажущемуся удельному сопротивлению не более чем на 30 %.

7.3.2.3 Пласты для обработки выделяют по совокупности всех кривых сопротивления; в случае слабо выраженных границ по кривым сопротивления КС – с учетом данных других видов каротажа.

Не допускается разделение одного однородного пласта на несколько или объединение нескольких разнородных по удельному сопротивлению пластов.

7.3.2.4 Получаемое с помощью резистивиметра удельное сопротивление промывочной жидкости контролируют и при необходимости корректируют путем

построения и сопоставления с двухслойной палеткой БКЗ-1 полных кривых зондирования или их левых ветвей для нескольких заведомо непроницаемых пластов высокого сопротивления.

7.3.2.5 Необходимое для обработки значение диаметра буровой скважины в интервале сужения ствола (глинистая корка) берётся равным диаметру долота, а в интервалах расширения его определяют по кавернограмме.

7.3.2.6 При обработке данных БКЗ против пласта ограниченной мощности за удельное сопротивление вмещающих пород $\rho_{в.м}$ принимается среднее удельное сопротивление породы, примыкающей к пласту со стороны непарного электрода зонда в интервале 2 - 6 м в зависимости от длины зонда.

Для исключения влияния зоны проникновения и анизотропии вмещающей породы используют два значения этого сопротивления: одно для левой, другое для правой ветви кривой зондирования.

Первое из них определяют по показаниям малых градиент-зондов или зонда бокового каротажа, второе – по данным больших градиент-зондов.

7.3.2.7 Для пластов, мощность которых $h \geq L_1$ (где h - мощность пласта, L_1 – длина меньшего из глубинных зондов применяемого комплекса установок), интерпретацию получаемых данных производят с помощью палеток БКЗ, а для пластов с меньшей мощностью – с помощью палеток ЭКЗ.

7.3.2.8 При интерпретации по палеткам БКЗ для построения кривой зондирования нужно использовать следующие существенные значения кажущегося сопротивления против пласта:

- среднее - при $h/L > 5$ (где L – длина зонда);
- оптимальное (среднее против пласта за исключением зоны экранирования) – при $1,2 < h/L < 5$;
- экстремальное – при интерпретации по палеткам ЭКЗ.

7.3.2.9 Кривую зондирования интерпретируют путем сопоставления ее с палеточными кривыми БКЗ или кривыми ЭКЗ.

Подбирают такую палеточную кривую, с которой кривая зондирования совмещается с погрешностью не более 10 %.

Среднюю и оптимальную кривые зондирования сначала сопоставляют с двухслойными кривыми БКЗ для установления наличия и характера проникновения фильтрата промывочной жидкости, а при его отсутствии – для определения удельного сопротивления породы (ρ_f).

Такие же задачи решаются сопоставлением экстремальной кривой зондирования с палетками ЭКЗ.

7.3.2.10 Заключение о наличии проникновения считают достоверным, если при сопоставлении с соответствующей двухслойной кривой БКЗ или кривой ЭКЗ удельные сопротивления, определяемые по левой и правой ветвям кривой зондирования, различаются не менее чем в 1,5 раза.

Следует учитывать, что кривая зондирования для анизотропного непроницаемого пласта имеет примерно такой же вид, как и для изотропного пласта с зоной проникновения.

7.3.2.11 Средние и оптимальные кривые зондирования при наличии проникновения совмещают с одной из имеющихся или построенных путем интерполяции трехслойных кривых БКЗ.

Приблизительное значение отношения удельных сопротивлений зоны проникновения и скважины ($\rho_{зп}/\rho_c$, где $\rho_{зп}$ - удельное сопротивление зоны проникновения, ρ_c - удельное сопротивление скважины) устанавливают путем сопоставления левой части кривой зондирования с двухслойной БКЗ.

7.3.2.12 Экстремальную кривую зондирования можно полностью сопоставить с палеточной или построенной путем интерполяции кривой ЭКЗ лишь при отсутствии

проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт и вмещающие породы и при изотропности последних.

В общем случае подбирают две палеточные кривые, одна из которых совмещается с левой, а другая – с правой ветвью кривой зондирования.

При этом для выбора палеток используют значения $\rho_{в.м}$ согласно 7.3.2.6.

7.3.2.13 Погрешность определения удельного сопротивления пород по данным БКЗ в благоприятных условиях составляет около 10 % и обусловлена в основном ошибками измерений и неточным подбором палеточной кривой.

В общем случае из-за неоднородности, анизотропии пластов и вмещающих пород, эффектов экранирования погрешность существенно больше.

В неблагоприятных условиях, когда удельное сопротивление $\rho_n > 200 \rho_c$, мощность пластов $h \leq 8d$ (где d - диаметр буровой скважины), отношение сопротивлений пласта и вмещающих пород $\rho_n / \rho_{в.п} > 10$, погрешность может достигать нескольких десятков процентов.

7.3.2.14 Значения определяемых по БКЗ удельных сопротивлений следует представлять двумя значащими цифрами (0,25; 250,00 Ом·м), а в неблагоприятных условиях – одной (2; 200 Ом·м).

7.3.2.15 Достоверность заключений об удельном сопротивлении пластов по данным БКЗ должна оцениваться с учетом погрешностей по 7.3.2.13.

Для оценки качества измерений зондами БКЗ используются результаты обработки против опорных пластов большой мощности, изотропных, непроницаемых и при $5 \leq \rho_n / \rho_c \leq 100$.

Против опорных пластов отклонения кажущегося сопротивления КС от соответствующей им теоретической кривой БКЗ не должны превышать допустимой погрешности.

7.4 Боковой каротаж

7.4.1 Основные требования к проведению бокового каротажа

7.4.1.1 БК является разновидностью каротажа сопротивления.

7.4.1.2 Для проведения БК используют трех- и многоэлектродные зонды с совмещенными токовыми и измерительными электродами, а также многоэлектродные зонды с разделением токовых и измерительных электродов.

7.4.1.3 Фокусировка тока при БК может осуществляться либо непосредственно регулированием потенциалов электродов зонда, либо расчетным путем по результатам измерения составляющих поля от токов через основной и экранные электроды зонда.

7.4.1.4 Получаемое при БК кажущееся сопротивление слабо искажается влиянием скважины и вмещающих пород.

Поэтому БК наиболее эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов, например, карбонатных разрезов, а также в условиях высоких отношений удельных сопротивлений пород и скважины.

7.4.1.5 Для изучения пластов с зоной проникновения необходимы измерения тремя зондами и более.

При измерении одним или двумя зондами БК с разным радиусом исследования для определения УЭС неизменной части пласта необходимо дополнительно привлекать измерения зондами БКЗ и ИК или априорную информацию об УЭС и диаметре зоны проникновения.

7.4.1.6 Аналоговая запись кривых БК может проводиться в линейном и логарифмическом масштабах.

При большом диапазоне изменения кажущегося сопротивления предпочтительно применение логарифмического масштаба.

7.4.1.7 Для выбора масштабов аналоговой кривой сопротивления пользуются теми же критериями, что и при обычном КС.

В разрезах с большим диапазоном изменения УЭС при линейной шкале необходимо обеспечивать запись в 3 - 5 логарифмически кратных масштабах (2, 5, 10, 20, 50, 100 ом/см и т.д.).

При логарифмической записи необходимо использовать шкалу с числом декад 4,5 или двойную шкалу с числом декад 2,5.

В последнем случае с помощью двух гальванометров, имеющих одинаковую чувствительность, регистрируют две кривые, сдвинутые одна относительно другой на две декады.

При цифровой регистрации предпочтителен линейный масштаб.

Выбор масштаба производится по 15.3.

Допустимо регистрировать отдельно напряжение и ток.

7.4.1.8 Масштаб глубин для записи кривых бокового каротажа определяется в соответствии с разделом 6.

7.4.1.9 Порядок записи кривых сопротивления при БК такой же, как при КС градиент-зондами.

Скорость подъема скважинного прибора выбирают для данного района по результатам пробных записей. Обычно она в 1,5 - 2 раза ниже, чем при каротаже градиент-зондами.

7.4.1.10 Перед началом и после окончания регистрации кривых БК на диаграмме фиксируют значения нуль-сигнала и стандарт-сигнала.

7.4.1.11 В конце каротажа обязательно повторение измерений кажущегося сопротивления КС в интервале 50 м.

7.4.1.12 При $d > 0,2$ м и соотношении $\rho_n / \rho_c > 1000$ зонд БК с малым радиусом исследования должен быть снабжен центратором.

7.4.2 Требования к качеству диаграмм бокового каротажа

7.4.2.1 Оформление диаграмм БК проводятся в соответствии с разделом 15 для электрического каротажа, а при оценке их качества – общими указаниями согласно 15.4

7.4.2.2 При аналоговой регистрации с линейной шкалой сопротивления значения и кратность масштабов записи должны удовлетворять тем же требованиям, какие предъявляются к кривым сопротивления обычных зондов.

7.4.2.3 При аналоговой регистрации в логарифмическом масштабе используемые шкалы диаграммы должны иметь длину декады 40 мм.

Начальное и конечное деления широкой шкалы должны иметь значение 0,3 и 5000 Ом·м, а двойной шкалы – 0,3 и 100 Ом·м, 30 и 10000 Ом·м.

Гарантированные пределы измерения кажущегося сопротивления КС указаны в документации на аппаратуру.

7.4.2.4 Допустимая относительная погрешность измерения кажущегося сопротивления определяется формулами (1) или (2); при $\rho_K < 500$ Ом·м - $\delta_o = 0,07$, при $\rho_K > 500$ Ом·м - $\delta_o = 0,1$.

7.4.2.5 Фактическую относительную погрешность измерения кажущегося сопротивления определяют по формулам (1), (2).

7.4.2.6 При оценке погрешности измерений кажущегося сопротивления сопоставляют между собой значения УЭС мощных непроницаемых пластов, определяемых по данным БК.

Эти значения не должны отличаться более чем на 20 %.

При сравнении с результатами обработки данных других зондов КС указанное требование справедливо при $5 < \rho_n / \rho_c \leq 500$ и $h > 5$ м (зонды БКЗ) и $5 < \rho_n / \rho_c \leq 50$, $h \geq 4$ м, $\rho_c > 0,5$ Ом·м (зонды ИК).

7.4.3 Интерпретация данных бокового каротажа

7.4.3.1 В зависимости от условий БК применяют для определения удельного сопротивления либо в качестве основного (минерализованная промысловая жидкость, непроницаемые маломощные ($h \leq 2$ м) пласты большого сопротивления), либо в качестве вспомогательного с другими методами электрического каротажа.

7.4.3.2 Кривые БК детально расчленяют разрез по сопротивлению и поэтому позволяют с высокой точностью отбивать границы изучаемых пластов.

7.4.3.3 На кривых трехэлектродного зонда границы пласта отбивают в точках с граничными значениями кажущегося сопротивления $\rho_{кгр} \approx 2 \rho_{в.м}$

7.4.3.4 На кривых многоэлектродных зондов границы пласта определяют по точкам перегиба на восходящих или нисходящих ветвях (точки наибольшей крутизны), откладывая от них в сторону вмещающей породы половину длины зонда ($L/2$).

7.4.3.5 При значительной мощности пластов ($h \geq 4$ м) допускается приближенный способ отбивки границ в начале крутого подъема кривой сопротивления КС против пласта или против вмещающей породы в случае пласта низкого сопротивления.

7.4.3.6 При интерпретации данных бокового каротажа, в том числе и совместно с данными БКЗ, ИК и БМК, определяют продольное удельное сопротивление пласта.

7.4.3.7 Ручную интерпретацию производят попластовым способом с использованием существенных значений кажущегося сопротивления против участков разреза, принимаемых за пласты пород с разными свойствами.

При машинной интерпретации данных БК помимо попластового можно применить поточечный способ обработки, при котором используются все значения кажущегося сопротивления, считываемые с диаграммы с определенным шагом по глубине.

7.4.3.8 Для попластовой обработки выделяют пласты, которые можно интерпретировать как однородные.

К ним относятся пласты, которые по данным БК:

- представляют собой чередующиеся тонкие прослои высокого и низкого сопротивления, максимальные и минимальные показания против которых различаются не более чем в 2,5 раза;

- состоят из сравнительно мощных слоев со средними кажущимися сопротивлениями, различающимися не более чем в 1,4 раза.

7.4.3.9 Минимальная мощность одиночного пласта, для которого возможна количественная интерпретация кривых БК, составляет 0,3 м.

При совместной интерпретации с данными других методов каротажа сопротивления она определяется разрешающей способностью этих методов.

7.4.3.10 Существенным значением кажущегося сопротивления для пласта, выделяемого одним экстремумом, является экстремальное кажущееся сопротивление, а для пласта с прослоями, принятого за однородный, – продольное кажущееся сопротивление $\rho_{кл}$, которое подсчитывается по формуле

$$\rho_{кл} = (\sum h_i) / \sum (h_i / \rho_i), \quad (3)$$

где h_i – мощность прослоя,

ρ_i – экстремальное значение кажущегося сопротивления против этого прослоя.

Для упрощения отсчета при отношении максимальных и минимальных показаний **7.4.3.10** можно принять $\rho_{эт} = \rho_{кн\delta}$, где $\rho_{ксп}$ – усредненное по площади кажущееся сопротивление против пласта.

7.4.3.11 Учет влияния буровой скважины, ограниченной мощности пласта и зоны проникновения с целью перехода от существенного значения кажущегося сопротивления

к удельному сопротивлению пласта осуществляется при помощи палеток и номограмм. При этом руководствуются ТНПА по интерпретации данных БК.

7.5 Микрокаротаж

7.5.1 Микрокаротаж (далее – МК) – каротаж сопротивления градиент- и потенциал-зондами очень малого размера, смонтированными на изоляционном башмаке, прижимаемом к стенке скважины.

Обычно для МК применяют градиент-микрозонд А0,025М0,25N и потенциал-микрозонд А0,05М, третьим электродом которого служит корпус прижимного устройства.

Для буровых скважин диаметром более 190 мм башмак микрозондов имеет размеры 100 x 200 мм и радиус кривизны лицевой поверхности 100 мм, а для буровой скважины малого диаметра – соответственно 70 x 190 мм и 75 мм.

7.5.2 МК применяют для выделения проницаемых водоносных горизонтов и оценки в благоприятных условиях удельного сопротивления прискважинной зоны пластов.

7.5.3 Порядок записи кривых сопротивления КС и микрокаверномера при МК такой же, как при обычном каротаже и кавернометрии.

Скорость записи устанавливают в пределах 800 - 1000 м/ч.

7.5.4 Аналоговую запись кривых сопротивления КС и диаметра буровой скважины при МК проводят в линейном масштабе.

Для записи кривых сопротивления КС при МК в зависимости от удельного сопротивления ρ_c промывочной жидкости должны использоваться масштабы сопротивления, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Масштабы записи кривых сопротивления КС при МК в зависимости от удельного сопротивления промывочной жидкости

ρ_c , Ом·м	0,25	0,25 - 0,5	0,5 - 1	1 - 2,5	2,5 - 5
n , Ом·м/см	0,25	0,5	1	2,5	5
Примечание – n – масштаб записи в Ом·м/см					

При цифровой регистрации выбор масштаба по 15.3.

7.5.5 Масштаб глубин записи кривых сопротивления при МК должен соответствовать требованиям раздела 6.

7.5.6 Контрольное перекрытие кривых сопротивления при МК производят в интервале 50 м.

7.5.7 Для контроля нулевой линии кривых сопротивления при МК необходимо проводить запись этих кривых в интервале обсаженном колонной.

7.5.8 Сопротивление изоляции электродов микроустановки относительно корпуса перед измерением должно быть не меньше 2 Мом.

7.5.9 Диаграмма кривых сопротивления при МК должна содержать сделанные до и после измерения записи градуировочных сигналов: нуль-сигнала, стандарт-сигнала каналов КС, а также нуль-сигнала и стандарт-сигнала микрокаверномера.

7.5.10 Оформление диаграммы должно соответствовать требованиям раздела 15.

7.5.11 Качество диаграммы признается удовлетворительным, если оно отвечает следующим требованиям:

- смещение нулевой линии кривых сопротивления КС, отмечаемое по нуль-сигналу и показаниям в колонне, не превышает 2 мм при аналоговой записи и 0,2 ρ_c при цифровой записи;

- расхождение стандарт-сигналов, фиксируемых в начале и в конце замера, с учетом температурной поправки не более 5 %;

- показания градиент- и потенциал-микрзонда в интервале сильно размытых глин отличаются друг от друга и от удельного сопротивления промывочной жидкости не более чем на 20 %;

- показания градиент- и потенциал-микрзонда против плотных пластов с номинальным диаметром скважины различаются между собой не более чем на 30 % и равны $(10 - 15) \rho_c$;

- смещение нулевой линии кривой микрокаверномера, устанавливаемое по записи в колонне, не превышает ± 1 см.

7.5.12 После работы в 3 - 4 буровых скважинах и после ремонта аппаратуру эталонируют – определяют коэффициенты микрзондов.

Эталонирование проводят в металлическом баке размером не менее $1,5 \times 0,7 \times 0,7$ м, заполненном слабоминерализованной водой (1 - 5 Ом·м); удельное сопротивление воды определяют поверхностным резистивиметром высокого класса точности.

У нормально работающей аппаратуры с погрешностью измерений до 10 % коэффициенты потенциал-микрзонда и градиент-микрзонда должны быть равны соответственно 0,5 и 0,34 м.

7.6 Боковой микрокаротаж

7.6.1 БМК называется каротаж сопротивления микрзондами с фокусировкой тока.

7.6.2 Для БМК используют микрзонды, являющиеся аналогами зондов БК; электроды микрзонда монтируются на изоляционном башмаке, прижимаемом к стенке скважины.

7.6.3 Применяемые микрзонды можно разделить на две группы – с трубчатой и с радиально-сферической фокусировкой тока.

Промышленное применение получили двух- и трехэлектродные микрзонды, относящиеся к первой группе.

Двухэлектродный микрзонд содержит на лицевой поверхности башмака прямоугольный центральный электрод A_0 и охватывающий его рамочный экраный электрод A_3 .

У трехэлектродного микрзонда имеется еще измерительный рамочный электрод M , расположенный между электродами A_0 и A_3 .

Обратным токовым электродом B служит корпус прижимного устройства.

Регулировкой тока через электрод A_0 или A_3 при нулевой разности потенциалов между электродами A_0 и A_3 (A_0 и M в трехэлектродном зонде) достигается фокусировка тока через электрод A_0 в виде прямоугольного слабо расходящегося пучка.

Измеряются потенциал U электрода A_3 (M) и сила тока J_o через электрод A_0 .

7.6.4 Благодаря фокусировке тока БМК позволяет определить удельное сопротивление прискважинной части пласта и, в частности, промытой зоны при широком диапазоне изменения ρ_n / ρ_c и толщины промежуточного слоя (глинистой корки) между башмаком и стенкой скважины.

7.6.5 БМК в комплексе с другими видами КС применяют для выявления проницаемых пластов, определения удельного сопротивления их промытой зоны и оценки остаточной нефтегазонасыщенности.

7.6.6 При БМК для учета влияния глинистой корки одновременно с кажущимся сопротивлением должно производиться измерение диаметра скважины микрокаверномером.

7.6.7 Измерения должны проводиться эталонированной аппаратурой.

7.6.8 Эталонирование канала КС аппаратуры БМК проводят так же, как аппаратуры обычного МК; расстояние от измерительного башмака до стенки бака должно быть не меньше 40 см.

7.6.9 Эталонирование канала микрокаверномера заключается в определении значений стандарт-сигнала и нуль-сигнала в единицах диаметра скважины. Его

производят при помощи колец трех разных диаметров, например, 20, 25 и 30 см.

7.6.10 После каждой поверки и эталонирования в паспорте прибора фиксируют полученные значения коэффициента микрозонда в метрах, стандарт-сигнала канала КС в Ом-метрах, стандарт-сигнала и нуль-сигнала канала микрокаверномера в метрах.

7.6.11 Кривые сопротивления КС и микрокаверномера записывают при подъеме скважинного прибора со скоростью 800 - 1000 м/ч.

7.6.12 Для контроля нулевой линии кривой сопротивления КС и показаний микрокаверномера необходимо записывать эти кривые в интервале, обсаженном колонной.

7.6.13 Для контроля точности запись кривых сопротивления КС и микрокаверномера повторяют в интервале 30 - 50 м.

7.6.14 При аналоговой записи допускается регистрация кривых сопротивления КС как в линейном, так и в логарифмическом масштабах. В первом случае масштаб записи берут таким же, какой применяется в районе для регистрации кривых сопротивления БК. Во втором случае используют стандартную логарифмическую шкалу с модулем 40 мм и шкалой 0,3 - 500 Ом·м.

При цифровой регистрации выбор масштаба записи производится согласно 15.3.

7.6.15 Аналоговую микрокавернограмму регистрируют в линейном масштабе, равном 2 см/см.

7.6.16 Диаграммы сопротивления БМК записывают в масштабе глубин в соответствии с разделом 6.

7.6.17 Диаграмма сопротивления БМК должна содержать сделанные в начале и в конце замера записи градуировочных сигналов:

- нуль-сигнала и стандарт-сигнала канала КС;
- нуль-сигнала и стандарт-сигнала канала микрокаверномера.

7.6.18 Диаграмма сопротивления БМК должна удовлетворять следующим требованиям:

- смещение нулевой линии кривой сопротивления КС, отмечаемое по нуль-сигналу и показаниям в колонне, не превышает 2 мм при аналоговой записи в линейном масштабе;

- расхождение стандарт-сигналов, фиксируемых в начале и в конце замера, не более $0,1(T_n - T_k)\%$, где T_n и T_k – температура в начале и в конце интервала измерения соответственно;

- расхождение кривых сопротивления КС и микрокаверномера основного и повторного замеров в интервалах с неизменным диаметром не превышает 20 %;

- отличие показания микрокаверномера в колонне от ее номинального диаметра не более 0,5 см.

7.7 Метод электродных потенциалов

7.7.1 Метод электродных потенциалов (далее – МЭП) предназначен для выделения вскрытых скважинами рудных тел с электронной проводимостью (в частности, сульфидных руд).

7.7.2 Зонд для исследования МЭП состоит из корпуса, снабженного двумя центрирующими фонарями, и двух изолированных электродов – центрального (щеточного или точечного), скользящего по стенке скважины, и электрода сравнения, расположенного так, что он не касается стенки скважины.

7.7.3 Материалом для электродов служит металл, электродный потенциал которого возможно больше отличается от электродного потенциала рудного тела.

На практике обычно используют цинковые электроды.

Применение стального электрода не рекомендуется из-за нестабильности его потенциала.

7.7.4 Точечный электрод устанавливают в оправе из изоляционного материала на

пружинной рессоре, прижимающей электрод к стенке скважины. Щеточный электрод выполняется в виде кольцевой металлической щетки, электрически изолированной от раствора и имеющей на концах цинковые щупы, соприкасающиеся со стенкой скважины.

7.7.5 Для детального исследования рудных интервалов (определение мощности рудных прослоев, изучение структуры руд) применяют зонды с точечными и щеточными электродами. Для определения электрической природы проводимости допустимо использование зондов с любыми электродами.

7.7.6 Электрод сравнения состоит из двух соединенных между собой цилиндров, расположенных на корпусе зонда симметрично относительно скользящего электрода.

7.7.7 Корпус зонда изготавливают обычно из изоляционного материала; в случае использования металлического корпуса его покрывают слоем изоляционного материала.

7.7.8 Во избежание неравномерного износа щеточного электрода груз к каротажному снаряду рекомендуется подвешивать на расстоянии 1 - 1,5 м на гибком подвесе.

7.7.9 При измерении электрод М подводится к клемме М регистрирующего прибора с тем, чтобы рудные интервалы отмечались возрастанием потенциала. Масштаб записи 100мВ/см. Скорость регистрации должна быть постоянной и достаточно малой, чтобы избежать пропуска рудных включений; при детализации рудных зон она не должна превышать 100м/ч.

7.7.10 Кривую МЭП записывают при подъеме скважинного прибора.

Рекомендуется проводить МЭП после других каротажных измерений, когда резкие неоднородности промывочной жидкости устранены вследствие ее перемешивания при предыдущих спусках и подъемах кабеля.

7.8 Токовый каротаж

7.8.1 Токовый каротаж (далее – ТК) применяют в буровых скважинах на угольных и рудных месторождениях с целью уточнения границ пластов угля и рудных тел, а также определения их мощности и строения. Для ТК обычно используют один из электродов зонда для каротажа по методу сопротивления.

7.8.2 ТК рекомендуется проводить при помощи мостовой схемы: электрод, изменение сопротивления которого наблюдается, вводится в одно из плеч моста.

7.8.3 Для установки необходимого масштаба записи n (Ом/см) в измерительную цепь последовательно с жилой кабеля, ведущей к электроду А, вводят сопротивление R_0 и добиваются (регулируя сопротивление плеч моста, изменением силы тока питания), чтобы отклонение пишущего устройства (см) было равно R_0 / n .

7.8.4 Масштаб записи выбирают таким, чтобы амплитуда отклонения кривой была 5 - 8 см.

7.8.5 Сопротивление заземления электрода в колонне принимают равным нулю. Схему регулируют так, чтобы при нахождении зонда в колонне пишущее устройство устанавливалось против нулевой линии диаграммы.

В качестве нулевой рекомендуется принимать линию, расположенную справа на расстоянии 1 см от левой границы дорожки для записи. Возрастание сопротивления заземления соответствует перемещению пишущего устройства вправо.

7.8.6 При крупном масштабе записи и больших изменениях потенциалов ПС для питания схемы пользуются переменным током.

В этом случае при значительной (более 300 м) длине кабеля на лебедке обратный токовый электрод В устанавливают на кабеле на некотором расстоянии от электрода А.

7.8.7 Чтобы кривая сопротивления заземления не была искажена изменениями сопротивления электрода В, его длину следует брать возможно большей.

7.9 Метод скользящих контактов

7.9.1 Метод скользящих контактов (далее – МСК) предназначен для точного определения мощностей проводящих рудных тел, изучения структуры руд, а также угольных пластов (антрацитов) с помощью одного или нескольких электродов, укрепленных на специальном зонде и скользящих по стенке скважины. При этом измеряют силу тока в цепях, в которые включены электроды.

7.9.2 Применяются зонды для МСК с одним точечным или щеточным электродом; зондами с тремя электродами скважина одновременно исследуется по нескольким образующим, что повышает надежность и точность выделения в разрезе проводящих пластов, а также позволяет получать данные для определения видимого угла падения пласта и структуры руд.

7.9.3 В большинстве случаев рекомендуется применять точечные электроды, а щеточные электроды использовать для изучения пластов большой мощности и вкрапленных руд.

Перед замером МСК желательно снять диаграмму каверномером.

7.9.4 Зонд для наклонных буровых скважин с точечными электродами представляет собой цилиндр из изоляционного материала, часть которого срезана и заменена свинцовым вкладышем. Со стороны вкладыша на корпусе зонда расположен изолированный электрод, снабженный металлическим (желательно победитовым) наконечником, который при износе может быть сменен.

В трехэлектродном зонде электроды расположены в одной плоскости под углом 120° друг к другу. Дополнительные электроды смонтированы на рессорах.

Для исследования вертикальных буровых скважин применяют зонд МСК, которым служит болванка из изоляционного материала, снабженная фонарем, образованным тремя пружинными рессорами. На каждой из рессор устанавливают изолированный от корпуса электрод.

В щеточном зонде электроды образуются стальными проволоками, зажатыми так, что они расходятся по радиусам от оси прибора; проволоки изолированы от корпуса зонда.

В одноэлектродном зонде все проволоки соединены между собой и подключены к жиле кабеля; в трехэлектродном они собраны в три узких пучка, расположенных под углом 120° друг к другу; проволоки каждого пучка соединены с одной из жил кабеля.

7.9.5 Вблизи электродов на корпусе зонда (на расстоянии до 30 см) не должно быть неизолированных металлических деталей.

7.9.6 Для исследования пластов, плохо проводящих электрический ток, следует применять зонды с электродами, тщательно изолированными от промывочной жидкости, или применять экранированные электроды.

7.9.7 При регистрации кривых МСК необходимо, чтобы сопротивление цепи с измерительным током было как можно меньше для того, чтобы наиболее четко отмечалось изменение сопротивления электрода, скользящего по стенке скважины; общее сопротивление измерительной цепи не должно превышать 100 Ом. Для этого следует использовать источники тока с небольшим внутренним сопротивлением и кабель с минимальным сопротивлением жил.

В качестве заземления рекомендуется использовать обсадные трубы соседних буровых скважин, водопроводные магистрали, пересеченные другими буровыми скважинами, или выходящие на поверхность рудные тела (менее благоприятны обсадные трубы исследуемой буровой скважины).

Если невозможно обеспечить хорошее заземление на поверхности, то можно проводить МСК с двумя расположенными диаметрально друг относительно друга скользящими контактами (электродами).

7.9.8 Чувствительность регистрирующего прибора при МСК выбирается такой, чтобы амплитуда отклонения кривой была не менее 5 см.

7.9.9 Скорость подъема при аналоговой регистрации не должна превышать 600 м/ч. При детализационных работах значение допустимой скорости примерно в два раза

меньше.

Так как при повторной записи положение электродов в буровой скважине может измениться, форма кривой МСК повторяется не полностью.

7.10 Метод вызванных потенциалов (каротажный вариант)

7.10.1 Метод вызванных потенциалов (далее – ВП) применяется в буровых скважинах угольных месторождений для выделения пластов угля и изучения строения пластов, а также в буровых скважинах рудных месторождений для выделения рудных тел с электронной проводимостью, в особенности вкрапленных руд.

7.10.2 Измерения вызванных потенциалов в буровых скважинах угольных и рудных месторождений проводят:

- двухэлектродным зондом с $AM = 0,05 - 0,1$ м при небольшом количестве кабеля на лебедке (до 400 м);

- трехэлектродным зондом с $AM = 0,05 - 0,1$ м; $MN(AB)=2 - 5$ м.

Для измерения вызванных потенциалов может быть использован обычный трехэлектродный зонд.

При применении специальных зондов для ВП рекомендуется электрод A делать составным из двух частей, расположенных симметрично относительно электрода M .

7.10.3 Во избежание искажения кривой ВП вблизи электродов A и M не должно быть изолированных металлических деталей.

7.10.4 Для измерения вызванных потенциалов применяют специальную наземную аппаратуру либо обычную схему электрического каротажа на трехжильном кабеле с пульсатором, включающим токовую и измерительную цепи в разные полупериоды его работы.

Частота пульсатора такая же, как и при обычном ЭК (6 - 20 Гц).

7.10.5 В буровых скважинах угольных месторождений кривые ВП записывают при прямом токе питания («+» на электрод A).

7.10.6 Одновременно с кривой ВП записывают кривую сопротивления КС.

7.10.7 Скорость регистрации кривой ВП не более 600 м/ч.

7.10.8 При исследовании буровых скважин рудных месторождений рекомендуется регистрировать относительные вызванные потенциалы.

При этом сила тока питания регулируется так, чтобы разность потенциалов между измерительными электродами при замкнутой токовой цепи ($\Delta U_{КС}$) была постоянной (1 - 3 В).

8 Радиоактивный каротаж

8.1 Основные положения и требования к проведению радиоактивного каротажа

8.1.1 Радиоактивный каротаж (далее – РК) включает следующие методы исследований:

- гамма-каротаж (далее - ГК);
- гамма-гамма-каротаж (далее - ГГК);
- нейтронный гамма-каротаж (далее - НГК);
- нейтронный каротаж со стационарным источником нейтронов (далее - НК);
- нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (далее - НКТ);
- нейтронный каротаж надтепловым нейтронам (далее - НКН);
- импульсный нейтронный каротаж с генератором нейтронов (далее - ИНК);
- рентгенорадиометрический каротаж (далее - РРК);
- гамма-нейтронный каротаж (далее - ГНК).

8.1.2 Для проведения каротажа по п. 8.1.1 применяется аппаратура в соответствии с

разделом 13, прошедшая метрологическую поверку согласно 14.1.

8.1.3 Динамическая характеристика режима измерения приборами РК определяется постоянной времени t – интегрирующей ячейкой RC на выходе измерительной схемы и скоростью каротажа (подъема прибора РК) V , м/ч.

Применение интеграторов RC приводит к занижению амплитуды ΔJ против пласта ограниченной мощности ($h < 4Vt$) по сравнению с амплитудой против такого же пласта безграничной мощности ΔJ_∞ .

Эта инерционность аппаратуры характеризуется величиной динамической погрешности (d)

$$d = (\Delta J_\infty - \Delta J) / \Delta J_\infty. \quad (4)$$

8.1.4 Постоянная времени t (с) определяется по формуле

$$t = \frac{3 \cdot 10^5}{J_{cp} \sigma_{std}^2}, \quad (5)$$

где J_{cp} – средняя скорость счета в интервале исследования для пород, в которых могут содержаться полезные ископаемые, имп/мин;

σ_{std} – допустимая относительная среднеквадратичная погрешность измерения, обусловленная натуральными флуктуациями радиоактивных процессов и зависящая от вида исследования, %.

Необходимые для расчета t значения σ_{std} определяются из таблицы 2.

Правильность выбора величины t можно проверить по уровню флуктуаций против однородных пластов.

Допустимая ширина флуктуационного разброса $J_{шфд}$ равна

$$J_{шфд} = (4\sigma_{std} * J_{cp}) / 100. \quad (6)$$

Таблица 2 – Допустимые значения σ_{std} и d_d при различных исследованиях

Виды исследований	h_{min} , м	σ_{std} , %	d_d , %
Общие	3 - 5	4 - 7	20
Детальные	1,5 - 2	3 - 5	5
Специальные	0,5 - 1	2 - 3	5

8.1.5 Допустимая максимальная скорость подъема прибора V_d должна быть такой, чтобы при аналоговой записи динамическая погрешность амплитуды для пласта с минимальной мощностью h_{min} (м), подлежащего количественной оценке, не превышала допустимого значения d_d (%) при выбранном значении t .

Для аналоговой регистрации она вычисляется по формуле

$$V_d = \frac{(h_{min} - l_z)}{t(4.6 - \ln(d_d))} 3600, \quad (7)$$

где l_z – длина зонда, м (для ГК l_z – длина детектора).

Правильность выбора скорости каротажа V можно контролировать по ширине

переходной зоны h_{nep} на границе двух мощных и однородных пластов с разными значениями РК, пользуясь формулой

$$V = \frac{h_{nep}}{t} 1200. \quad (8)$$

При цифровой записи скорость V_d вычисляется по формуле

$$V_d = 6 \cdot 10^{-3} \sigma_{ст}^2 * J_{cp} (h_{min} - l_3), \quad (9)$$

где $\sigma_{ст}$ - относительная среднеквадратическая погрешность.

При проведении одновременных измерений несколькими каналами РК V_d и t устанавливаются по каналу с минимальной V_d .

8.1.6 Погрешность измерений приборами РК характеризуется следующими величинами:

- относительной среднеквадратичной погрешностью $\sigma_{ст}$, определяемой по формулам:

для аналоговой записи

$$\sigma_{ст} = 100 \sqrt{30 / Jt}, \quad (10)$$

для цифровой записи

$$\sigma_{ст} = 100 \sqrt{V / 60 J \Delta}, \quad (11)$$

где Δ – шаг квантования по глубине, м;

- относительной систематической инструментальной погрешностью δ (%), которая вычисляется по результатам основных x_i и контрольных y_i измерений по формуле

$$\delta = \frac{\bar{A}}{\bar{x}} 100, \quad (12)$$

где

$$\bar{A} = \frac{\sum_{i=1}^N A_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i}; \quad (13)$$

$$A_i = x_i - y_i; \quad (14)$$

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i}, \quad (15)$$

h_i – мощность пласта;

N – общее число пластов в контрольной выборке;

- относительной случайной аппаратурной погрешностью σ_a , которая вычисляется по результатам основного и контрольного измерения

$$\sigma_a = \sqrt{S^2 - \sigma_{стп}^2}, \quad (16)$$

где S - полная случайная погрешность

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (A_i - \bar{A})^2 h_i}{2x^2 \sum_{i=1}^N h_i}}, \quad (17)$$

$\sigma_{стп}$ - статистическая погрешность, приведенная к пласту мощностью 1 м

$$\sigma_{стп} = \sqrt{\frac{V \sum_{i=1}^N h_i}{60 \sum_{i=1}^N (h_i^2 x_i)}}; \quad (18)$$

- аппаратурной погрешностью измерений на точке, приведенной к пласту мощностью 1 м

$$\sigma_{\dot{a}\dot{o}} = \sqrt{(\sigma_{\dot{o}}^2 - \sigma_{\text{по } \dot{o}}^2) \frac{Vt}{1800}}. \quad (19)$$

Погрешность $\sigma_{\dot{a}\dot{o}}$ определяется по результатам обработки записи на точке с неподвижным прибором.

Для этого с диаграмм на точке отсчитываются N значений J_i через интервал времени $2t$ и по этим значениям вычисляются следующие параметры:

- средняя скорость счета

$$J_{\text{ср т}} = \frac{\sum_{i=1}^N J_i}{N}, \quad (20)$$

- расчетная статистическая погрешность, обусловленная натуральными флуктуациями

$$\sigma_{\text{ср т}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 10^5}{J_{\text{ср т}} t}}, \quad (21)$$

-среднеквадратичная погрешность измерения на точке

$$\sigma_{\text{т}} = 100 \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (J_i - J_{\text{ср т}})^2}{N J_{\text{ср т}}^2}}. \quad (22)$$

8.1.7 Регистрация кривых РК производится в физических или условных единицах, с использованием коэффициента, установленного по данным эталонирования аппаратуры.

Масштаб записи n выбирается из принятого в организации набора масштабов.

8.1.8 Проведение измерений на буровой скважине при РК (кроме ИНК) включает следующие операции.

8.1.8.1 Калибровку аппаратуры с полевым калибровочным устройством (далее - ПКУ) для преобразования данных каротажа (имп/мин) в данные, выраженные в единицах интерпретации (условные единицы при НК, единицы плотности при ГГК и др.).

8.1.8.2 Установку масштаба записи (нуль- и стандарт-сигнал от калибратора), компенсацию фона (допускается установка масштаба записи по данным калибровки, полученным на базе).

Нуль-сигнал с компенсацией и без нее, стандарт-сигнал записывают на диаграмму при аналоговой регистрации и на носитель цифровой информации при цифровой регистрации.

Запись каждого сигнала ведется в течение 1 мин.

8.1.8.3 Запись показаний при неподвижном приборе в буровой скважине в течение времени $100 t$ (на максимальной глубине).

8.1.8.4 Запись каротажа с проверкой и записью нуля через каждый час.

8.1.8.5 Контрольная запись (перекрытие) в интервале

$$H_k \geq \frac{2 \cdot 10^3}{J_{cp}} V \left(1 + \frac{l_3}{h_{min}}\right), \quad (23)$$

но не более 100 м.

8.1.8.6 Повторение операций по 8.1.8.1-8.1.8.3 (без изменения масштаба записи).

8.1.9 Требования к качеству диаграмм РК.

8.1.9.1 Оценка качества при приемке диаграмм заключается в проверке соответствия погрешностей измерения (аппаратурной погрешности измерений на точке $\sigma_{ат}$, приведенной к пласту с $h = 1$ м, относительной случайной аппаратурой погрешности σ_a и относительной систематической погрешности δ) их допустимым значениям $\sigma_{атд}, \sigma_{ад}, \delta_d$.

Если фактические погрешности превышают допустимые, диаграммы считаются некачественными и непригодными для количественной интерпретации.

Допустимые значения погрешностей $\sigma_{атд}, \sigma_{ад}, \delta_d$ задаются для каждого метода радиоактивного каротажа.

8.1.9.2 Обработка и интерпретация данных РК заключается в выполнении следующих операций:

- нанесение на диаграммы РК шкал в единицах калибровки (соответственно условные единицы при НК, единицы плотности при ГГК);
- выделение пластов, отбивка их границ и определение их мощности;
- определение существенных регистрируемых значений J_p против выделенных пластов в единицах, используемых в интерпретации;
- исправление этих значений на инерционность (ограниченную мощность) и нелинейность аппаратуры;
- исправление существенных значений НГК, ГГК на влияние фона естественного гамма-излучения;
- учет аппаратурного дрейфа чувствительности измерительного канала при многозондовом нейтронном каротаже МНК;
- определение физических свойств пласта (водородосодержания при НК, плотности при ГГК и др.)

8.1.9.3 Выделенные пласты на диаграммах РК должны удовлетворять следующим

условиям:

- однородности, критерием которой является изменение показаний J меньше $\pm 2\sigma_{ст}$ относительно среднего их значения между границами пласта;

- мощность пласта должна быть не меньше половины суммы длины зонда и протяженности детектора.

8.1.9.4 Границы пластов на диаграммах, записанных аналоговым регистратором с применением интегратора с постоянной времени t , устанавливаются по началу изменения показаний (подъему и спаду) кривой РК.

Границы пластов мощностью более 1 м при дискретных измерениях (цифровая запись) определяют в точках, показания J_i в которых соответствуют половине амплитуды аномалии РК против этих пластов.

Для пластов меньшей мощности точное положение границ устанавливается по специальным палеткам, учитывающим кроме мощности пласта длину детекторов, зонда, время задержки и др.

8.1.9.5 Влияние инерционности аппаратуры, имеющей интегратор RC , учитывают с помощью палеток, содержащих зависимости параметра $\beta = \Delta J / \Delta J_{\infty} = 1 - \alpha$ от Vt и мощности пласта,

где $\Delta J = J_i - J_{i-1}$ – амплитуда аномалии против интерпретируемого пласта конечной мощности относительно нижележащего,

$\Delta J_{\infty} = J_{i\infty} - J_{i-1}$ – соответствующее значение против пласта неограниченной мощности.

Исправленное значение находится по формуле

$$J_{i\infty} = J_{i-1} + \frac{J_i - J_{i-1}}{\beta}. \quad (24)$$

8.1.9.6 Нелинейность счетной характеристики канала РК учитывают, если аппаратура РК не имеет автоматического линеаризатора.

В этом случае показания РК исправляют следующими способами:

- использованием экспериментальной зависимости между истинным $J_{и}$ и регистрируемым $J_{р}$ значениями скорости счета (кривой нелинейности), которая строится по результатам измерений методом двух источников;

- по значению разрешающего времени измерительного канала t_p (мкс), измеренному экспериментально, пользуясь зависимостью

$$J_{и} = \frac{J_{р}}{1 - J_{р} \frac{t_p}{60} 10^{-6}}. \quad (25)$$

Если сравниваются два измерения, одно из которых записано на диаграмме с применением линеаризатора, а другое измерено пересчетным устройством без него, то последнее измерение необходимо исправить на нелинейность, пользуясь формулой (25).

8.1.9.7 Фон естественного гамма-излучения пород и промывочной жидкости ($J_{\delta \text{ аэ}}$) вычитается из значений регистрируемого искусственного гамма-излучения, когда фон соизмерим с допустимой погрешностью измерения искусственного излучения.

Для этого используются значения $J_{\lambda \text{ Э}}$ на кривой ГК против тех же пластов и экспериментальная зависимость

$$J_{\delta \text{ аэ}} = aJ_{\lambda \text{ Э}} + b. \quad (26)$$

Значения a и b определяются по результатам измерений каналами ГК и НГК или ГГК в скважине без источника излучения.

8.1.9.8 Учет дрейфа чувствительности детекторов или выхода излучения генератора нейтронов осуществляется с помощью зависимости дрейфа от глубины.

Значения дрейфа определяются с использованием специальных устройств в скважинном приборе: реперного источника при спектрометрии гамма-излучения, монитора, измеряющего выход нейтронов в генераторах нейтронов, системы перемещения детектора или источника в приборах МНК.

Контроль дрейфа производится или непрерывно по буровой скважине, или в отдельных калибровочных точках.

При повторном РК дрейф выявляется по измерениям против пластов-неколлекторов.

8.2 Гамма-каротаж

8.2.1 ГК используется в бурящихся скважинах для:

- корреляции разрезов буровых скважин;
- уточнения литологической характеристики пород;
- оценки глинистости пластов;
- выделения и оценки содержания полезных ископаемых, отличающихся повышенной (например, радиоактивных руд, фосфоритов, калийных солей) или пониженной гамма-активностью (например, углей);
- стратиграфического расчленения немых толщ;
- установления источников сноса кластического материала (по содержанию радия, тория и калия);
- учета гамма-фона при измерении другими методами РК.

В обсаженных буровых скважинах и буровых скважинах эксплуатационного фонда нефтяных и газовых месторождений гамма-каротаж применяется для исследований методом радиоактивных изотопов (РИ), выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой, а также для взаимной увязки по глубине измерений в обсаженной буровой скважине с измерениями в необсаженных буровых скважинах.

8.2.2 Для уточнения литологии и стратиграфии разреза, оценки глинистости пород с повышенной радиоактивностью (полимиктовые и глауконитовые песчаники и др.), выявления радиогеохимических аномалий и исследований методом радиоактивных изотопов рекомендуется применять спектрометрический гамма-каротаж (далее – ГКС), который позволяет отдельно определять содержание радия, тория и калия и различать гамма-аномалии радиоактивных изотопов в зависимости от их нахождения в пласте, цементе или стволе буровой скважины.

8.2.3 Динамические характеристики режима измерений для гамма-каротажа (кроме задач попутных поисков) выбираются согласно 8.1 и данными таблицы 3.

8.2.4 Гамма-каротаж, проводимый с целью изучения геологического разреза буровых скважин, должен удовлетворять требованиям, обеспечивающим получение данных для массовых поисков.

Таблица 3 – Допустимые аппаратурные, статистические и динамические погрешности измерений при гамма-каротаже в %

Вид исследований	δ_a	$\sigma_{ад}$	$\sigma_{стд}$	d_d
Общие	5	2	6	20
Детальные	3	2	5	5
Специальные	2	1	3	5

Согласно этим требованиям, режим записи диаграмм ГК должен удовлетворять

условиям таблицы 4.

8.2.5 С целью массовых поисков все аномалии, интенсивность излучения против которых более чем в 2 раза превышает гамма-активность вмещающих пород того же литологического состава и достигает $1,08 \cdot 10^3$ фА/кг (15 мкР/ч) подлежат обработке.

Таблица 4 – Изменение величин t и V при гамма-каротаже, проводимого с целью изучения геологического разреза буровых скважин

Параметры	Детектор				
	сцинтилляционный		газоразрядный		
Постоянная времени t , с	1,5	3	6	12	18
Наибольшая допустимая скорость V , м/ч	1600	800	400	200	130

Если исправленные на влияние скважинных условий и режима измерений аномалии гамма-излучения превышают $7,17 \cdot 10^3$ фА/кг (100 мкР/ч), то включающий их интервал скважины подлежит детализационному исследованию, независимо от величины видимой мощности пласта.

Детализационные исследования проводятся в масштабе глубин 1:50 прибором ГК с детализационным детектором длиной менее 10 см (как правило, сцинтилляционным) с $t = 3$ с и $V = 100$ м/ч.

В случае подтверждения величины аномалии детализационные измерения повторяются.

8.2.6 Масштаб регистрации n диаграмм ГК в разрезах осадочных пород выбирается следующим:

- $0,36 \cdot 10^2$ или $0,54 \cdot 10^2$ фА/кг (0,5 или 0,75 мкР/ч) - при $J_{ГК \max} \leq 7,17 \cdot 10^2$ фА/кг (10 мкР/ч);

- $0,7 \cdot 10^2$ фА/кг - при $J_{ГК \max} > 7,17 \cdot 10^2$ фА/кг (10 мкР/ч),

где $J_{ГК \max}$ – максимальная гамма-активность пород (обычно глин) в разрезе.

Для установления масштаба записи ГК используются данные градуировки на базе (нефтегазовые скважины), эталонный источник гамма-излучения 0,1 мг Ra или другой тип калибратора.

Измерения с ним выполняются перед спуском прибора в скважину и записываются двумя или тремя параллельно включенными гальванометрами в масштабах 1:1, 1:5 и 1:25.

При повторном ГК масштаб записи ГК выбирается по измерениям против опорного пласта с повышенной радиоактивностью, обычно против глин.

8.2.7 Порядок проведения работ на скважине должен удовлетворять требованиям 8.1.

Рекомендуется начинать работу в скважине с контрольной записи.

Контрольную запись следует разбить на два интервала, равные примерно $H_k/2$, где H_k – глубина скважины.

Первый интервал записывается в верхней части исследуемого разреза, а второй – на забое скважины.

8.2.8 Оценка качества диаграмм ГК при их приемке от исполнителей измерений выполняется согласно 8.1.

Дополнительно к 8.1 проверяются значения ГК против опорных пластов в фА/кг (мкР/ч) (например против неразмывтых глин).

Расхождения с известными значениями ГК не должны превосходить $0,7 \cdot 10^2$ фА/кг (мкР/ч).

8.2.9 Обработка диаграмм ГК выполняется согласно 15.1.

8.2.9.1 При машинной интерпретации кривая ГК исправляется на влияние

интегрирующей ячейки RC с помощью формулы

$$\Delta J(z) = \Delta J_p(z) + Vt \frac{d(J_p(z))}{d(z)}. \quad (27)$$

Исправление регистрируемых величин ΔJ_p на инерционность аппаратуры при ручной интерпретации по исходным данным $\Delta J_p, V, t, h$ осуществляется согласно 8.1.

8.2.9.2 Нелинейность учитывается по графику, получаемому градуированием аппаратуры ГК согласно 8.1.

Для градуирования используют образцовый радиевый эталон, интенсивность гамма-излучения которого на расстоянии 1 м от него равна $60 \cdot 10^3 \dot{a}$ фА/кг ($840 \dot{a}$ мкР/ч), где \dot{a} – указанное в паспорте содержание радия (в мг).

Интенсивность J от этого источника на расстоянии R (м) для детекторов небольшой протяженности (до 10 см) и расстоянии до 3 м вычисляется по формулам

$$J = \frac{60 \cdot 10^3 a}{R^2} \quad (28)$$

или

$$J = \frac{840a}{R^2}. \quad (29)$$

Градуировочный график для перевода показаний ГК, измеренных в имп/мин, в величины, выраженные в фА/кг (мкР/ч), и учета нелинейности измерительного канала строится по результатам измерений с радиевым эталоном на различных расстояниях между источником и детектором.

При этом натуральный фон в фА/кг (мкР/ч) $J_{нф}$ добавляется к значению J , вычисленному по формулам (28 или 29).

При использовании детекторов большой протяженности дополнительно вводится коэффициент j , учитывающий влияние рассеянного излучения и длину детектора.

Зависимость j от R находится экспериментально для каждого типа аппаратуры ГК с протяженными детекторами и приводится в инструкции по эксплуатации прибора.

Шкалы на диаграммах ГК даются в имп/мин и фА/кг (мкР/ч) в 1 см.

8.3 Нейтронный каротаж

8.3.1 НК применяется для решения следующих задач:

- литологического расчленения разреза;
- определения водородосодержания (пористости и влажности, а также глинистости и загипсованности) пород в необсаженных и обсаженных буровых скважинах;
- выделения газонасыщенной части пласта, определения газожидкостного контакта в обсаженной буровой скважине (после расформирования зоны проникновения) и в необсаженной буровой скважине, пробуренной на нефилтрующих в породу промывочных жидкостях;
- определения коэффициента газонасыщенности в прискважинной части коллекторов в обсаженных буровых скважинах в пластах с расформировавшейся зоной проникновения, в процессе расформирования зоны и разработки газовой залежи, эксплуатации искусственных газохранилищ;
- выявления руд и определения содержания элементов с аномально высокими нейтронно-поглощающими свойствами (бора, марганца, железа) и аномально жестким радиационным гамма-излучением по сравнению с породообразующими элементами (никель, железо).

8.3.2 В зависимости от решаемой задачи и условий исследования применяются различные модификации нейтронного каротажа.

Для литологического расчленения разреза, определения пористости, глинистости и загипсованности пород применяются:

- нейтронный гамма-каротаж НГК-60 (длина зонда $l_c = 60$ см) в разрезах с низким и средним водородосодержанием (менее 15 - 20 %);
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННКТ-50 ($l_c = 50$ см) в разрезах с высоким водородосодержанием (более 15 – 20 %) и низкой минерализацией пластовых вод;
- нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам ННКН-40 ($l_c = 40$ см) в разрезах с таким же водородосодержанием, но с высокой и переменной минерализацией пластовых воды промывочной жидкости;
- многозондовый нейтронный каротаж (далее - МНК) в разрезах с широким диапазоном изменения водородосодержания, минерализации вод и скважинных условий измерения.

Для выделения газоносных пластов, определения положения газожидкостного контакта (далее - ГЖК) и коэффициента газонасыщенности могут применяться:

- НГК-70 – в разрезах с низкой и средней пористостью, а также в скважинах большого диаметра ($d_c > 25$ см);
- НКТ-50 или комплекс НГК-70 и НКТ-50 – в разрезах с высокой пористостью и скважинах малого диаметра ($d_c < 25$ см);
- МНК – во всех случаях.

Для определения влажности рыхлых отложений в зоне аэрации при пенетрационном каротаже применяется метод НКТ-0 (нулевым зондом).

Для выявления руд и определения содержания бора и марганца применяется метод НКТ-15 (инверсионный зонд.)

Для выявления руд и определения содержания никеля и железа применяется спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (далее - НГКС).

Допустимые аппаратурные, статистические и динамические погрешности измерений при нейтронном каротаже в % приведены в таблице 5.

8.3.3 Общие исследования НК применяются для литологического расчленения разреза в неперспективных интервалах и для привязки к разрезу в обсаженных буровых скважинах других видов исследования и интервалов перфорации, когда метод ГК для этого малоэффективен.

Детальные исследования применяются для корреляции карбонатных разрезов, определения пористости, газонасыщенности, глинистости, выявления и оценки газонасыщения, а также ряда твердых полезных ископаемых.

Специальные исследования, включая повторные НК, применяются для изучения газоносных пластов и определения положения ГЖК в процессе расформирования зоны проникновения, для контроля за продвижением вод в газоносную залежь, продвижения газа в нефтеносную залежь, при замещении воды газом и газа водой в газохранилищах.

Таблица 5 – Допустимые аппаратурные, статистические и динамические погрешности измерений при нейтронном каротаже в %

Вид исследований	δ_d	$\sigma_{ад}$	$\sigma_{стд}$	d_d
Общие	3	2	4	20
Детальные	2	1	3	5
Специальные	1*	1	2	5

Примечание - * Для интервалов разреза $H > 300$ м допускается $\delta_a = 2$ %

8.3.4 Динамические характеристики режима измерений для НК выбираются согласно 8.1 и данными, приведенными в таблице 5.

Шаг квантования по глубине Δ при цифровой регистрации выбирается согласно 15.3

При повторном НК фоновые и повторные измерения должны проводиться со строго стандартизированной аппаратурой одного типа с близкими интенсивностями нейтронного источника, при одном и том же значении Vt .

8.3.5 Результаты НК на диаграммах выражаются в условных единицах.

$$J_1 = \frac{J}{J_0}, \quad (30)$$

где J – величина гамма излучения, имп/мин;

J_0 – цена условной единицы гамма излучения, имп/мин;

J_1 – величина гамма излучения, условные единицы.

$$J_o = J_B - J_{\text{ФГИ В}}, \quad (31)$$

где J_B – величина гамма излучения в пресной воде, имп/мин.

$J_{\text{ОАЕА}}$ – фон естественного гамма-излучения воды, имп/мин

При использовании приборов МНК определяется отношение скоростей счета на малом J_M и большом J_o зонде ($A = J_M / J_o$) или величина декремента пространственного затухания плотности нейтронов в скважине α , которая вычисляется по результатам измерения на основном l_{zo} и дополнительном l_{zd} зондах с одинаковыми детекторами

$$\alpha = \frac{\ln(J(l_{z\bar{d}}) / J(l_{z\bar{o}}))}{l_{z\bar{d}} - l_{z\bar{o}}}, \quad (32)$$

где l_{zo} – длина основного зонда, м,

l_{zd} – длина дополнительного зонда, м;

α – декремент пространственного затухания плотности нейтронов, м⁻¹.

8.3.6 Масштаб записи НК в разрезах осадочных пород должен удовлетворять следующим требованиям:

- в разрезах с низким водородосодержанием (менее 10 %) на 1 % его изменения блик гальванометра должен переместиться не менее чем на 6 - мм;

- в разрезах с высоким водородосодержанием (более 10 %) – не менее чем на 4 мм.

8.3.7 Порядок проведения работ на буровой скважине должен соответствовать общим требованиям 8.1.

При использовании аппаратуры МНК записываются показания основной и дополнительной пары зондов в ограниченных (калибровочных) интервалах разреза, содержащих по возможности пласты достаточно однородные, и с различным водородосодержанием, перекрывающим диапазон его изменения в изучаемом разрезе, или производятся измерения на основной и дополнительной парах зондов в нескольких калибровочных точках.

Длина дополнительных зондов по сравнению с основными изменяется на 10 - 20 см. Калибровочные измерения выполняются через 1 час работы прибора или при изменении температуры на 10°C.

Число калибровочных измерений должно быть при общих и детальных исследованиях не менее трех, при специальных – не менее пяти.

Время измерения при калибровке должно быть таким, чтобы статистическая погрешность измерения на каждом из двух зондов (основном и дополнительном) была менее 1 % (набор 10000 имп).

8.3.8 Оценка качества диаграмм НК выполняется согласно 8.1.

При наличии двух опорных пластов дополнительно сравниваются фактические и расчетные (по палеткам) величины относительного коэффициента дифференциации. Расхождения между ними не должны превышать 5 %.

8.3.8.1 Для МНК качество измерений оценивается по сопоставлению результатов измерений в калибровочных точках (интервалах) с калибровочной кривой, полученной для данного прибора при его первичной стандартизации.

Калибровочная кривая представляет собой зависимость логарифма отношения значений скорости счета на малом и большом зондах от декремента α .

Фактические калибровочные точки должны располагаться на линии, параллельной калибровочному графику (различие угловых коэффициентов должно быть не более 5 %), а отклонения точек от усредняющей линии должны быть менее 3 %.

Если отклонения превышают эту величину, анализируются характер и степень изменения с глубиной: монотонность этой зависимости указывает на закономерное изменение чувствительности (дрейф) счетчиков в процессе измерения.

Дрейф считается допустимым, если его градиент не превышает 1 % на 100 м глубины, и его наличие учитывается при обработке данных МНК.

При немонотонном изменении отклонений калибровочных точек, а также при больших градиентах дрейфа результаты измерений МНК не подлежат количественной интерпретации.

8.3.9 Обработка диаграмм НК выполняется согласно 15.1.

8.3.9.1 Преобразование результатов НК, зарегистрированных в имп/мин, в интерпретационные единицы осуществляется следующим образом.

а) Эталонированием аппаратуры в устройствах, имитирующих пласт с известным водородосодержанием [12].

б) Способом одного опорного пласта.

Этот способ требует наличия в исследуемом интервале скважины пласта с известным водородосодержанием W_{on} .

Необходимым условием успешного применения этого способа является стандартность коэффициента относительной дифференциации (K), определяемого по формуле

$$K = J_{\max} / J_{\min}, \quad (33)$$

где J_{\max} и J_{\min} наибольшее и наименьшее показания НК соответственно.

Его величина не должна отличаться от номинального значения более чем на 3 %.

Против опорного пласта определяют показание НК - J_{on} (имп/мин) и по палеткам определяют для пласта с известным водородосодержанием W_{on} показание J_{on} в условных единицах.

Результаты НК выражаются в приведенных условных единицах по следующей формуле

$$J_{l(i\ddot{o})} = \frac{J}{J_{\ddot{i}}} J_{i(i\ddot{i})}, \quad (34)$$

где J – величина гамма излучения, имп/мин;

$J_{\bar{i}}$ - величина гамма излучения опорного пласта, имп/мин;

$J_{i(\bar{i})}$ – цена условной единицы гамма излучения опорного пласта, имп/мин;

$J_{1(i\bar{o})}$ – величина гамма излучения, приведенные условные единицы.

в) Способом двух опорных пластов.

Этот способ обеспечивает наибольшую точность определения водородосодержания, допускает отклонение l_{ζ} от номинального значения на 3 - 5 см.

При использовании этого способа для определения водородосодержания показания НК выражаются в разностных относительных единицах:

$$q = \frac{J - J_{on2}}{J_{on1} - J_{on2}}, \quad (35)$$

где J, J_{on1}, J_{on2} – показания НК против изучаемого пласта и опорных пластов с $W_{\bar{i}1}, W_{\bar{i}2}$ соответственно.

За опорный пласт с J_{on2} может быть принята глина с каверной диаметром, более чем в 2 раза превышающим диаметр скважины.

Водородосодержание этого опорного пласта при заполнении каверны пресным раствором принимается равным 100 %, в обсаженной скважине и зацементированной каверне – 50 %.

За опорный пласт с $J_{\bar{i}1}$ принимают любой пласт с известным содержанием водорода.

В карбонатном разрезе это, как правило, плотный пласт с минимальным водородосодержанием.

В песчано-глинистом разрезе можно использовать в качестве опорного наиболее вероятное (модальное) значение общего водородосодержания W_M , полученное по результатам анализа керна, при условии устойчивости этой статистической характеристики разреза по площади месторождения (для разных скважин W_i не должны отличаться более чем на $\pm 1\%$ от объема породы).

8.3.9.2 Обработка измерений МНК с целью определения водородосодержания пород выполняется в следующем порядке:

- строится калибровочная зависимость по параметрам A и α , определенным по результатам измерений на калибровочных точках (интервалах);

- выделяются интерпретируемые пласты и определяются существенные значения J_M и $J_{\bar{o}}$; при этом для пластов малой мощности ($h < 1,5$ м) вводятся поправки в J_M и $J_{\bar{o}}$ на инерционность аппаратуры;

- для выделенных пластов строится корреляционный график сопоставления J_M и $J_{\bar{o}}$ в двойном логарифмическом масштабе; через совокупность существенных значений для пластов с однородной литологией и насыщением проводится усредняющая линия; существенные значения, отстоящие от усредняющей прямой на расстоянии более $2\sigma_{ст}$, считаются аномальными и рассматриваются отдельно, остальные точки относят к группе «нормальных»;

- по существенным значениям, отнесенным к группе «нормальных», вычисляется отношение $A = J_M / J_{\bar{o}}$, а затем с помощью калибровочной зависимости определяется декремент α .

8.3.9.3 При определении водородосодержания пластов по значениям НК в калибровочных единицах (J в условных единицах, q, α) используют соответствующие палетки.

Если условия измерений отличаются от номинальных (наличием глинистой корки, изменением диаметра и минерализацией или плотностью раствора и др.), то вначале определяется величина кажущегося (неисправленного) водородосодержания.

Затем с помощью дополнительных палеток вводятся поправки на отличие условий в каждом пласте от номинальных и определяется исправленное значение водородосодержания.

8.4 Плотностной гамма-гамма-каротаж

8.4.1 ГГКП применяется для измерения плотности горных пород в разрезах буровых скважин.

8.4.2 Измерения плотности проводятся двухзондовой аппаратурой ГГКП, позволяющей исключить влияние скважинных условий измерений (глинистая корка, неровности стенки скважины, ее диаметр, характеристика промывочной жидкости).

При исследовании нефтегазовых скважин измерительная установка прижимается к стенке буровой скважины с помощью рычажного или рессорного устройства. Источники и детекторы излучения открыты со стороны стенки скважины, к которой прижимается установка, и экранированы со стороны промывочной жидкости.

При исследовании угольных буровых скважин, имеющих относительно малый диаметр, чаще применяются приборы, центрированные в буровой скважине с точностью $\pm 1 - 2$ см.

Источник и детекторы открыты по всему азимутальному углу.

8.4.3 В комплект аппаратуры входят:

- скважинный прибор;
- пульт управления с вычислительным устройством (далее - ВУ);
- полевое калибровочное устройство (далее - ПКУ);
- необходимая эксплуатационная документация;
- методическое руководство для данного вида аппаратуры.

8.4.4 ПКУ должно быть аттестовано до передачи производственному предприятию и иметь паспорт.

Аттестация ПКУ проводится вместе с аттестацией прибора ГГК, входящего в тот же комплект аппаратуры.

8.4.5 Основными документами, регламентирующими поверку аппаратуры, калибровку, установку масштабов, контроль результатов и их оформление, являются инструкции по поверке и методическое руководство для каждого вида аппаратуры.

8.4.6 Прижимное устройство должно обеспечивать силу прижатия прибора 200 - 500 Н (20 - 50 кгс), работать плавно, без рывков и заклиниваний. В приборах с управляемыми прижимными устройствами должна быть система контроля раскрытия рычагов.

8.4.7 Детекторы излучения должны соответствовать размеру, указанному в техническом описании. Не допускается их замена детекторами других размеров.

8.4.8 Произвольные измерения конструкции зондовой части скважинного прибора (длины зондов, углов коллимации, экранов и т.д.) недопустимы.

8.4.9 Применяемые для регистрации диаграмм каротажные осциллографы должны иметь линейную шкалу. Отклонение от линейности не должно превышать 3 %.

Проверку шкалы производят с помощью градуированного компенсатора поляризации.

8.4.10 При исследовании буровых скважин приборами с управляемыми прижимными устройствами сопротивление жил кабеля относительно брони должно быть не менее 20 Мом.

8.4.11 Используемые для измерений источники ^{137}Cs после получения проверяют на плотность упаковки активной компоненты.

С этой целью проводят измерения со стандартным образцом плотности (далее - СОП) из алюминия в двух положениях:

- прибор лежит на СОП;
- прибор поднят на высоту 0,8 - 1 м коллимационными окнами вверх, а СОП лежит на приборе.

Допустимая разница показаний по обоим каналам при указанных положениях прибора не более 3 %.

8.4.12 На каротажной базе, эксплуатирующей аппаратуру, должен быть метрологический стенд для поверки приборов.

Стенд оснащается:

- на базах, проводящих исследования нефтегазовых буровых скважин, как минимум двумя СОП (один из чистого алюминия плотностью 2,69 - 2,70 г/см³), а также имитаторами глинистой корки толщиной 1 и 2 см;
- на базах, проводящих исследования угольных буровых скважин, – образцовым полевым калибровочным устройством (далее - ОПКУ) и емкостью диаметром не менее 1 м и высотой 1,5 м, заполненной пресной водой.

8.4.13 СОП и ОПКУ должны быть аттестованы путем сравнения с отраслевыми СОП в региональных метрологических центрах и иметь паспорта.

8.4.14 Аппаратура должна проходить:

- первичную проверку перед передачей производственному предприятию, результаты которой заносят в эксплуатационную документацию на аппаратуру;
- первичную послеремонтную поверку на базе после каждого ремонта зондовой части скважинного прибора, электроники, замены детекторов и фотоэлектронного умножителя (далее - ФЭУ);
- периодическую поверку на базе не реже 1 раза в 2 месяца.

Последние два вида поверки выполняются с тем же источником, с которым проводятся измерения на скважине.

8.4.15 После поверки сравнивают измеренное значение плотности образца (СОП, ОПКУ, воды) со значением эквивалентной плотности, указанным в паспорте данного образца.

Допустимое среднее отклонение измеренных в процессе поверки значений плотности обоих СОП без имитаторов и с имитаторами глинистой корки разной толщины от паспортных значений – не более чем $\pm 0,03$ г/см³ при максимальном отклонении для 1/3 части точек не более $\pm 0,05$ г/см³.

Алгебраическая сумма отклонений по трем точкам, относящимся к конкретному номинальному значению плотности, не должна превышать $\pm 0,03$ г/см³.

Измеренные значения плотности ОПКУ не должны отличаться от паспортного значения более чем на $\pm 0,03$ г/см³, а плотности воды – более чем на $\pm 0,02$ г/см³.

8.4.16 В процессе проведения поверки определяют коэффициенты C , $C(ОПКУ)$, $C(ПКУ)$, представляющие собой отношения показаний каналов малого и большого зондов, соответственно на СОП из алюминия, на ОПКУ и на ПКУ.

В межремонтный период значения коэффициентов не должны различаться более чем на ± 3 %.

Большие отклонения (до 10 - 15 %) допустимы после замены детектора, ФЭУ и ремонта зондовой части прибора.

По значениям C проверяются коэффициенты ПКУ.

Для прижимных приборов:

$$K_1 = C / C(ПКУ), \quad (36)$$

$$K_2 = J_M(ПКУ) / J_M(СОП). \quad (37)$$

Для центрированных приборов (угольные скважины):

$$K_1 = C(\text{ОПКУ}) / C(\text{ПКУ}), \quad (38)$$

$$D_1 = J_{\phi}(H_2O) / J_{\phi}(\text{ОПКУ}), \quad (39)$$

$$D_2 = J_M(H_2O) / J_M(\text{ОПКУ}). \quad (40)$$

8.4.17 Перед каждой поверкой следует проверять счетную характеристику сцинтилляционных счетчиков, т.е. протяженность (более или равно 200 В), наклон (менее или равно 5 % на 100 В) и положение рабочей точки.

Рабочая точка должна соответствовать середине плато.

Необходимо также проверять пороги дискриминации обоих каналов скважинного прибора.

8.4.18 На каждый комплект аппаратуры на базе заполняется метрологический паспорт-журнал, в котором фиксируются результаты поверки прибора и ПКУ, проверки счетной характеристики приборов, значения коэффициентов C , $C(\text{ОПКУ})$, $C(\text{ПКУ})$, сведения о ремонте. Паспорт-журнал должен содержать также данные первичной поверки прибора.

Результаты поверки передаются в интерпретационную группу и являются основой для количественной интерпретации диаграмм плотности.

8.4.19 Приборы, не прошедшие поверку, и приборы, счетная характеристика которых не удовлетворяет требованиям 8.4.17, к работе на скважинах не допускаются.

8.4.20 Перед выездом на скважину проверяют:

- резиновые кольца в уплотнителях – их целостность, чистоту, смазку;
- прижимное устройство – открытие, закрытие, плавность хода;
- работоспособность прибора путем измерения коэффициента C или $C(\text{ПКУ})$, который не должен отличаться от полученного в процессе последней поверки более чем на $\pm 3\%$;

- линейность каротажного осциллографа;

- линейность шкалы вычислительного устройства пульта управления.

8.4.21 Основным результатом исследования буровой скважины является диаграмма плотности (функция плотности) пород. Дополнительно могут регистрироваться диаграммы ГГКП по каналам малого и большого зондов или другие параметры.

8.4.22 Масштаб записи диаграммы плотности устанавливается в соответствии с требованиями методического руководства для данного вида аппаратуры.

Контроль установки масштаба производится с помощью ПКУ, при этом измерения плотности ПКУ должны быть последней измерительной операцией перед спуском прибора в буровую скважину и первой после его подъема.

Все операции установки масштаба фиксируются на фотобумаге.

8.4.23 Масштаб глубин определяется геологическими условиями и устанавливается таким же, как при записи диаграмм других видов ГИС; скорость измерений и постоянная времени интегрирующей ячейки – в соответствии с указаниями методического руководства для данного вида аппаратуры.

8.4.24 Активность источника при проведении работ на буровой скважине должна соответствовать указанной в техническом описании (далее – ТО) и инструкции по эксплуатации (далее – ИЭ) аппаратуры, работу на буровой скважине следует проводить с источником, с которым проводилась последняя поверка прибора.

8.4.25 В процессе регистрации диаграммы плотности необходимо контролировать положение нулевой линии с учетом возможного несоответствия нулей гальванометра и вычислительного устройства.

8.4.26 При исследовании нефтегазовых буровых скважин допускается выход блика гальванометра за пределы шкалы в глубоких кавернах.

8.4.27 Диаграмму надо дублировать в наиболее дифференцированной части разреза. Интервал перекрытия должен составлять не менее 10 - 15 % от полного интервала исследования, но не менее 50 м.

8.4.28 Качество получаемых диаграмм контролируется:

- по измеренным значениям плотности ПКУ до и после замера при независимой установке масштаба записи;
- по воспроизводимости калибровочных данных до и после замера;
- по воспроизводимости диаграмм основного замера и перекрытия;
- по значениям плотности, измеренным в опорных пластах;
- по сопоставлению с результатами измерений другими видами ГИС, отражающими емкостные свойства пород.

Значения плотности ПКУ, измеренные до и после замера в буровой скважине, должны отличаться от номинального (паспортного) значения не более чем на $\pm 0,03$ г/см³.

Разница значений плотности пород в разрезах буровых скважин по основному замеру и перекрытию в однородных пластах мощностью более 3 - 4 м не должна превышать $\pm 0,03$ г/см³, а в пластах мощностью 1 - 1,5 м – не более $\pm 0,05$ г/см³ (в 90 % исследованных пластов).

Значения плотности, измеренные в опорных пластах, должны отличаться от априорных значений не более чем на $\pm 0,05$ г/см³.

Дополнительные способы оценки качества диаграмм применительно к особенностям аппаратуры и методики указываются в соответствующих методических руководствах для данного вида аппаратуры.

8.4.29 В заголовке подлинника и копий диаграмм плотности, кроме наименования предприятий заказчика и исполнителя, названия площади, номера и технической характеристики скважины (диаметр, забой, башмак колонны, максимальная кривизна ствола, плотность, вязкость и минерализация промывочной жидкости), оператором указываются:

- наименование операции – ГГКП;
- тип и номер прибора, номер ПКУ;
- паспортные значения C , $C(ОПКУ)$, $C(ПКУ)$, K_1 , K_2 ;
- постоянная времени интегрирующей ячейки;
- средняя скорость измерений;
- номер и активность источника;
- скорость счета по каналу большого зонда на СОП из алюминия (с учетом фона).

Дополнительные данные, которые необходимо приводить в заголовках, указываются в методических руководствах для данного вида аппаратуры.

Не указываются длины зондов, размеры и тип детекторов, так как эти параметры одинаковы для всех приборов данного типа.

8.4.30 На подлиннике диаграммы необходимо разметить нулевые линии и проставить масштабы в условных единицах и единицах плотности.

Диаграммы-дублиеры вычерчивают совместно с основным замером.

Диаграммы калибровок следует копировать на одной ленте с диаграммой плотности с одной нулевой линией.

9 Акустический каротаж

9.1 Основные положения и требования к проведению акустического каротажа

9.1.1 АК основан на изучении свойств горных пород по измеряемым в буровой скважине характеристикам упругих волн звуковой и ультразвуковой частоты.

9.1.2 Основными видами АК являются каротаж по скорости и каротаж по затуханию, состоящие в измерении в виде непрерывных кривых скорости (интервального времени) распространения и затухания продольной преломленной волны, а также волновой каротаж (далее – ВК), основанный на измерении кинематических и динамических характеристик всего пакета волн.

В процессе ВК регистрируют либо распределенную по глубине последовательность волновых картин, каждая из которых представляет собой график изменения сигнала во времени на фиксированной глубине, либо фазокорреляционные диаграммы, представляющие собой кривые изменения с глубиной времен прихода определенных фаз акустических колебаний.

9.1.3 При АК применяют трех-, четырех-, шести- и многоэлементные зонды [13].

Трехэлементный зонд содержит один приемник и два сближенных излучателя или (по принципу взаимности) один излучатель и два приемника. Расстояния от одноименных элементов до разноименного называют длинами двухэлементных зондов, а расстояние между одноименными элементами – базой зонда S .

Четырех- и шестиэлементные зонды представляют собой симметричные комбинации из двух-, трехэлементных зондов и обеспечивают реализацию встречной системы наблюдений.

Многоэлементные зонды содержат один или два излучателя и набор приемников, удаленных от излучателей на различные расстояния и позволяющих составлять несколько трех-, четырех или шестиэлементных зондов с различными длинами и базами

Приемники и излучатели зондов располагаются на несущей конструкции зонда, который представляет собой акустический изолятор, замедляющий и гасящий колебания, распространяющиеся по нему.

Акустический зонд удерживается на оси скважины с помощью центраторов.

9.1.4 Данные АК используют для расчленения геологического разреза, выделения нефтегазовых и водонасыщенных коллекторов, зон аномально высоких пластовых давлений и оценки их величин, пластов угля и зон оруденения, оценки пористости, трещиноватости и физико-механических свойств пород, а также для интерпретации сейсморазведочных материалов.

9.1.5 АК проводят в комплексе с другими видами геофизических исследований скважин в соответствии с утвержденным комплексом ГИС для данного района исследований.

9.1.6 Погрешности регистрируемых параметров при разных модификациях АК и правила оформления диаграмм определяются согласно 15.2 и 15.4 и методическими руководствами по эксплуатации соответствующей аппаратуры АК.

9.1.7 АК должен проводиться аппаратурой, допущенной к применению в установочном порядке по результатам приемочных испытаний.

Внесение каких-либо изменений в аппаратуру допускается лишь по согласованию с организацией-разработчиком и отраслевой метрологической службой согласно ведомственной принадлежности.

9.1.8 Для производственных работ могут использоваться только комплекты аппаратуры, прошедшие поверку согласно 15.1.

9.1.9 АК нельзя проводить в буровых скважинах, не заполненных жидкостью.

Разгазирование промывочной жидкости, проявляющееся только напротив отдающего газ пласта или по всему стволу буровой скважины выше него, приводит к резкому снижению амплитуд упругих колебаний и искажению результатов вследствие ослабления акустических сигналов в разгазированной жидкости.

9.2 Проведение измерений и оценка качества диаграмм

9.2.1 АК по скорости и затуханию проводится с зондами длиной 1,2 - 2 м и базой 0,1 -

0,5 м в нефтегазовых буровых скважинах и длиной 0,5 - 1,2 м и базой 0,1 - 0,25 м в угольных и рудных буровых скважинах.

9.2.2 При АК по скорости и затуханию регистрируют следующие характеристики продольной преломленной волны, распространяющейся по породе вдоль буровой скважины:

- время вступления волны от ближнего t_1 и от дальнего t_2 излучателя (в мкс);
 - интервальное время Δt , мкс/м,
- где

$$\Delta t = (t_2 - t_1) / S \quad (40)$$

- амплитуды волн от ближнего A_1 и дальнего A_2 излучателей, В;
- коэффициент эффективного затухания α , м⁻¹ или дБ/м.

9.2.3 Основными параметрами, несущими информацию об упругих свойствах пород, являются интервальное время Δt , одна из амплитуд, например A_1 , и коэффициент эффективного затухания α . Остальные параметры служат для контроля правильности измерения основных параметров.

9.2.4 Подготовку к работе, проверку и настройку аппаратуры производят в соответствии с инструкцией по ее эксплуатации, используя при этом, помимо индикаторных приборов самой аппаратуры, электронный осциллограф.

9.2.5 Градуирование измерительных каналов при аналоговой и цифровой записи осуществляют с помощью калибраторов аппаратуры и полевого калибровочного устройства.

9.2.6 Для аналоговой записи Δt используют два гальванометра с отношением чувствительностей 1:2 или два гальванометра одинаковой чувствительности со сдвинутыми на 8 см нулевыми линиями, а для записи остальных параметров – по одному гальванометру.

9.2.7 Масштаб записи Δt берут равным 10 мкс/м/см в карбонатном разрезе и 20 мкс/м/см в песчано-глинистом разрезе.

В угольных и рудных скважинах масштаб записи Δt равен 5 мкс/м/см.

Для расширения шкалы нулевую линию записи при помощи компенсатора поляризации или временной задержки смещают влево на 100 - 125 мкс/м.

9.2.8 Кривые t_1 и t_2 записывают в масштабе 50 мкс/см, компенсируя неинформативную часть этих величин смещением нулевой линии компенсатором поляризации или используя временную задержку в наземной панели.

9.2.9 Кривые A_1 и A_2 записываются в масштабе, равном 0,5 В/см.

Для записи α применяют различные масштабы в зависимости от геолого-технических условий и решаемых задач (например, 2 дБ/см, 4 дБ/см).

Кривые A_1 , A_2 и α записывают одновременно.

9.2.10 Градуировочные сигналы всех параметров записываются на диаграмме до и после регистрации кривых при непрерывной протяжке фотобумаги.

9.2.11 При спуске прибора в интервал измерения устанавливают минимальный порог срабатывания схемы измерения t_1 и t_2 (если автоматическая регулировка отсутствует) так, чтобы она не реагировала на шумы.

Регулировку производят, наблюдая на экране осциллографа волновые картины с метками моментов срабатывания схем измерения времен.

9.2.12 Измерения производят на подъеме со скоростью более или равной 1000 м/ч.

В процессе измерения контролируют по осциллографу положение на волновых картинах меток срабатывания схем измерения t_1 и t_2 .

Если наблюдается частое неправильное срабатывание, уровни срабатывания схем измерения t_1 и t_2 регулируют заново и измерения повторяют во всем исследуемом интервале.

9.2.13 В интервал исследования включают 40 – 50 м интервала предыдущего каротажа, а также часть ствола буровой скважины протяженностью не менее 30 м, обсаженную незацементированной колонной.

9.2.14 Для контроля качества диаграмм, не изменяя настройки аппаратуры, проводят повторную запись измеряемых параметров в интервале 40 – 50 м, приуроченном к породам с повышенным коэффициентом затухания.

9.2.15 Требования к изоляции кабеля при акустическом каротаже согласно 13.3.

9.2.16 При наличии в разрезе пород с очень сильным поглощением упругих волн может наблюдаться резкое ослабление принимаемых сигналов, отсутствие корреляции между t_1 и t_2 , скачкообразные изменения Δt . В интервале залегания таких пород рекомендуется проводить повторную запись с меньшей скоростью при пониженных порогах срабатывания схем измерения t_1 и t_2 .

9.2.17 В интервалах залегания плотных пород, не имеющих глинистой корки, возрастание уровня акустического шума от трения прибора может приводить к искажению регистрируемых сигналов. Оно проявляется резкими беспорядочными выбросами на кривых t_1 , t_2 и Δt , не связанными с характером разреза.

9.2.18 Недопустимо проведение измерений без центраторов.

Оформление и оценку качества диаграмм стандартного акустического каротажа производят в соответствии с общими правилами в соответствии с разделом 15.

9.2.19 В заголовке диаграммы указывают значения t_1 и t_2 , Δt и α , используемые для градуировки аппаратуры с помощью калибратора и полевого поверочного устройства.

На диаграмме должны иметься записи этих сигналов, получаемых от калибратора согласно 9.2.5 в начале и в конце замера, а от поверочного устройства – перед началом измерений.

9.2.20 Интервал перекрытия и записи в свободной колонне должен соответствовать 9.2.13 и 9.2.14.

9.2.21 Погрешность измерений оценивают по результатам повторных замеров, по показаниям в интервале залегания пород со стабильными акустическими характеристиками, а также в интервале, обсаженном незацементированной колонной.

9.2.22 При неизменных геолого-технических условиях разность показаний при первом и повторном замерах для каналов Δt и α не должна превышать удвоенной предельной погрешности аппаратуры, указываемой в технической документации на нее.

9.2.23 Усредненное по пласту значение интервального времени в глубоких буровых скважинах должно равняться для ангидритов 164 ± 5 мкс/м, для гипса 171 ± 5 мкс/м, для каменной соли 224 ± 7 мкс/м.

Интервальное время в свободной незацементированной колонне должно составлять 183 ± 5 мкс/м.

9.2.24 Показания от сигналов калибратора в начале и в конце измерения не должны расходиться более чем на 3 %.

9.2.25 В незацементированной колонне отношение амплитуд A_1/A_2 должно находиться в пределах 1 - 1,1.

Отклонение от этого соотношения свидетельствует о неидентичности одноименных элементов зонда.

10 Магнитный каротаж

10.1 Основные положения и требования к проведению магнитного каротажа

10.1.1 К магнитному каротажу относятся геофизические исследования в буровых скважинах, выполняемые с целью:

- изучения магнитной восприимчивости пород, прилегающих к стенкам буровой скважины в радиусе до десятков сантиметров;

- изучение вектора магнитного поля в объеме буровой скважины, его составляющих и производных, характеризующего распределение магнитных тел в пространстве и остаточную намагниченность пород, пересеченных скважиной.

10.1.2 Основными методами магнитного каротажа являются каротаж магнитной восприимчивости (далее - КМВ) и каротаж магнитного поля (далее - КМП), соответственно предназначенные для исследования магнитной восприимчивости K (каппа) горных пород и руд, пересеченных скважиной, а также их остаточной намагниченности и распределение магнитного поля в объеме буровой скважины (модуля вектора индукции геомагнитного поля T и его составляющих X , Y , Z , или приращение полного вектора геомагнитного поля ΔT).

Обе модификации магнитного каротажа применяются для решения следующих задач:

- литологического расчленения и корреляции геологических разрезов;
- выделения и корреляции подсеченных скважиной зон оруденения, определения глубин их залегания, мощности, а также оценки качества руд;
- выявления рудных тел, не вскрытых буровой скважиной, определения их местоположения в пространстве, оценки размеров и морфологии оруденения;
- определения элементов залегания вскрытых буровой скважиной пород при наличии в них четкой дифференциации по магнитным свойствам;
- параметрических измерений в буровых скважинах (определения магнитной восприимчивости и намагниченности пород и руд).

Указанные задачи могут решаться при поисках и разведке, эксплуатации:

- магнетитовых месторождений;
- большинства месторождений черных, цветных и благородных металлов (железа, марганца, хрома, алюминия, меди, никеля, полиметаллов, золота, серебра и пр.);
- неметаллических полезных ископаемых (алмазы и др.).

10.1.3 Данные магнитного каротажа используются также при интерпретации результатов магниторазведочных работ, для решения задач геологического картирования, определения природы наземных магнитных аномалий.

10.1.4 Целесообразность применения магнитного каротажа для решения геолого-геофизических задач в районе работ устанавливается по данным предварительных геофизических и петрофизических исследований.

Основанием для проведения работ методами магнитного каротажа служит различие пород и руд разреза по магнитным свойствам - магнитной восприимчивости и остаточной намагниченности.

10.1.5 Для магнитного каротажа выбирается аппаратура, техническая характеристика которой соответствует диапазону изменения магнитных свойств пород в разрезе.

10.1.6 Для исследования сильномагнитных объектов с магнитной восприимчивостью пород и руд более 10^{-4} единицы СИ и аномалиями магнитного поля более 10000 нТл (магнетитовые, титаномагнетитовые и другие месторождения) наиболее широко применяется аппаратура типа ЭМК, ТСМК, КСМ.

Для изучения слабомагнитных разрезов с магнитной восприимчивостью менее 10^{-4} единицы СИ и аномалиями магнитного поля менее 10000 нТл (месторождения бокситов, кимберлитов, сидеритов, хромитов, марганцевых руд и др.) предназначена аппаратура КМВ, ЭМК, СМ- ΔT - ΔZ .

10.1.7 Радиус исследования R при измерении магнитной восприимчивости составляет примерно 0,5 - 0,7 длины зонда l (в применяемой аппаратуре $l = 10 - 60$ см).

Для скважинных магнитометров величина R находится в пределах от нескольких метров до 100 - 150 м в зависимости от магнитных свойств исследуемого объекта и вмещающей среды, формы и пространственного расположения рудных тел и ряда других факторов.

10.2 Градуирование аппаратуры и проведение измерений

10.2.1 При КМВ результаты измерений выражают в единицах СИ или СГС, которые связаны между собой соотношением $\kappa_{СИ} = 4\pi_{СГС}$.

10.2.2 При измерении намагниченности переход от результатов измерения в единицах СИ (А/м) к результатам в системе СГС осуществляется с помощью формулы

$$J_{СИ} = 10^3 J_{СГС}, \quad (42)$$

где $J_{СИ}$ - значение индукции магнитного поля в системе СИ;

$J_{\tilde{N}\tilde{A}\tilde{N}}$ - значение индукции магнитного поля в системе СГС.

Технические характеристики магнитометров выражаются в значениях магнитной индукции.

Перевод значений индукции магнитного поля, выраженного в единицах СГС (эрстед) или внесистемных единицах гамма (1 гамма = 10^{-5} эрстед), в значения индукции, выраженные в СИ, осуществляется соответственно по формулам

$$1\text{Э} = 10^{-4}\text{Тл} \quad (43)$$

$$1\text{гамма} = 1\text{нТл} \quad (10^{-9}\text{ Тл}) \quad (44)$$

10.2.3 Подготовку аппаратуры и оборудования для градуирования и проведения измерений в буровой скважине производят на основе требований заводских инструкций по эксплуатации (далее - ИЭ) и с учетом правил безопасности.

При этом сопротивление изоляции жил кабеля между собой и оплеткой должно быть более или равно 5 Мом при каротаже магнитной восприимчивости и более или равно 30 Мом – при проведении измерений составляющих магнитного поля.

10.2.4 Градуирование аппаратуры КМВ осуществляется рабочими мерами магнитной восприимчивости, а также стандарт-сигналами или тестами, которые определенным образом соответствуют значениям магнитной восприимчивости.

При градуировании скважинный прибор устанавливают на расстоянии не менее длин датчика магнитной восприимчивости от металлических предметов.

10.2.5 В полевых условиях для перехода от показаний прибора к значениям магнитной восприимчивости по аналогии с рабочими мерами могут использоваться результаты наблюдений в контрольно-градуировочной (эталонной) буровой скважине, в разрезе которой магнитная восприимчивость пород детально изучена по керну.

Измерения проводятся с шагом менее или равно 20 см индукционными приборами типа ИМВ-2, КТ-3, КТ-5 и др., градуированными соответствующими мерами магнитной восприимчивости.

На эталонном (аномальном по КМВ) интервале проводят более или равно 30 измерений на образцах керна, равномерно распределенных по всей длине аномального участка, 20 % из них подлежат контрольному измерению на приборах, аттестованных как средство измерения (МА-21 и др.).

10.2.6 По результатам градуировки строят график зависимости показаний аппаратуры от магнитной восприимчивости среды $n_{эТ} = f(K)$. При этом по вертикальной оси откладывают отсчеты в делениях шкалы регистрирующего прибора (или диаграммной ленты) $n_{эТ}$, по горизонтальной оси – значения $\kappa_{эТ}$.

В слабомагнитных средах при $K < 10^{-4}$ единиц СИ градуировочный график представляет собой прямую линию, представленную на рисунке 1, что обеспечивает линейность преобразований показаний прибора в $\kappa_{эф}$.

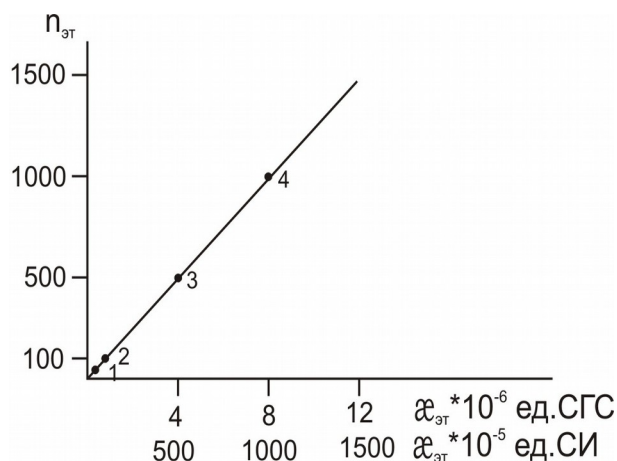


Рисунок 1 – Зависимость $n_{эт}$ от значения $a_{эт}$ для слабомагнитных сред
(Примечание - 1-4 – эталонные точки)

В сильномагнитных средах при $K > 10^4$ единиц СИ градуировочный график представляет собой кривую, представленную на рисунке 2, которая приближается к асимптоте в области высоких значений K .

10.2.8 Скважинные магнитометры (ТСМК-30 и др.) градуируют при помощи меры магнитной индукции (ММИ-1) или градуировочного комплекта (КГ-1), в состав которых входят кольца Гельмгольца.

Скважинный прибор закрепляют в инклинометрическом столе таким образом, чтобы градуируемый датчик находился в центре колец Гельмгольца.

Градуирование производится для каждого датчика на всех пределах измерения магнитометра.

Цена деления определяется, исходя из напряженности создаваемого в градуировочном устройстве поля.

10.2.9 Градуирование, юстировка и снятие кривых нормального поля скважинных магнитометров (ТСМК-30 и др.) производится на контрольном пункте района (далее - КП_р), расположенном в нормальном магнитном поле на необходимом удалении от источников помех.

КП_р должен быть удобен для подъезда на автомашине и иметь площадку для проведения наблюдений.

Практически целесообразно объединить контрольные пункты для скважинных исследований и наземной магнитной съемки.

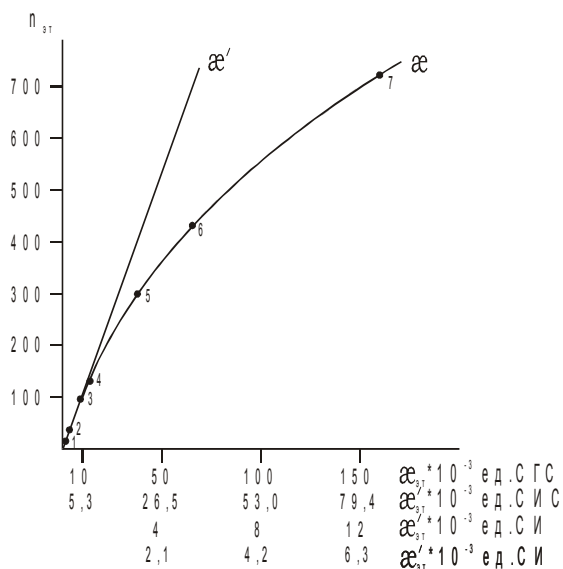


Рисунок 2 - Зависимость $n_{\text{эт}}$ от величин $\alpha_{\text{эт}}$ и $\alpha'_{\text{эт}}$ для сильномагнитных сред
(Примечание - 1-7-эталонные точки)

10.2.10 Юстировка датчиков аппаратуры ТСМК-30 и КСМ-38 производится в соответствии с инструкциями по эксплуатации аппаратуры по результатам проверки соосности датчика Z с вертикалью и ортогональности датчиков X , Y , Z .

Элементы нормального магнитного поля (вертикальная составляющая Z_o , горизонтальная H_o , магнитное наклонное Y_o и склонение D_o), необходимые для обработки данных трехкомпонентных измерений, определяются путем снятия кривых нормального поля на КП_р, и их значения принимаются постоянными для района работ.

Значения напряженности нормального поля регистрируют последовательно в азимутах от 0 до 360° через 10° при углах наклона от 3 до 45° с шагом 5°.

Измеренные значения используют для построения номограмм нормальных полей X_o , Y_o , Z_o .

10.2.11 Угол наклона вектора нормального поля Земли T_o при работе с аппаратурой СМ-ΔT-ΔZ определяют по максимуму сигнала при наклоне скважинного прибора с арретированным датчиком ΔZ в плоскости магнитного меридиана.

Вследствие несоосности арретированного датчика ΔZ и скважинного прибора измерения производятся в двух положениях прибора, различающихся на 180°. Истинное значение искомого угла определяется полусуммой углов наклона, определенных в данных положениях.

10.2.12 Все измерения на КП_р должны выполняться с аппаратурой и оборудованием (каротажный кабель, регистратор и пр.), которые используются при проведении скважинных исследований.

10.2.13 По воспроизводимости результатов измерений на КП_р устанавливают основную погрешность измерений на основе методических рекомендаций «Методы и средства поверки», прилагаемых к каждому из приборов.

10.2.14 Привязку результатов измерений магнитного поля в скважине к наблюдениям на поверхности производят на контрольном пункте скважины (далее – КП_с).

Выбирают КП_с в соответствии с картой изодинам наземного магнитного поля в области наименьшего градиента на удалении 40-50 м от металлических предметов (каротажная станция, обсадка скважины и др.).

Расстояние от устья буровой скважины до КП_с и азимут направления на него фиксируют в журнале. Кабель при проведении записи на КП_с максимально удаляется от скважинного прибора.

Градуирование аппаратуры КМВ можно выполнять как на КП_с, так и вблизи устья скважины.

10.2.15 При высокоточных измерениях методами КМВ (10⁻⁵ единиц СИ) и КМП (10 нТл) контрольные наблюдения на КП_с по окончании скважинных измерений следует выполнять не позднее 2 - 3 мин после извлечения прибора из скважины. Вначале должен быть записан нуль-сигнал на наиболее чувствительном пределе, использованном в скважинных наблюдениях.

10.2.16 Измерения магнитной восприимчивости и магнитного поля в магнитном каротаже производятся в необсаженной части буровой скважины.

Во время спуска скважинного прибора проводят наблюдения за показаниями стрелочного индикатора или светового блика регистратора для предварительной оценки амплитуды аномалий и выбора масштаба регистрации.

Для уточнения условий измерений (выбор масштаба регистрации измеряемого параметра, положения нулевой линии и др.) скважинный прибор останавливается на короткое время на глубине максимальной и минимальной аномалий и в интервале

залегания немагнитных (слабомагнитных) пород.

После спуска скважинного прибора на забой производится его адаптация до установления стабильного температурного режима и соответствующего уровня регистрации.

При перепаде температуры между поверхностью и буровой скважиной более 10°C скважинный прибор адаптируется 15 - 30 мин. Во избежание прихвата на это время скважинный прибор приподнимается над забоем на 5 - 10 метров.

Диаграммы записывают при подъеме скважинного прибора.

10.2.17 Исследования по магнитному каротажу выполняются в два приема.

Первоначально регистрируют кривую K (или измеряют K и Z при работе с аппаратурой ТСМК-30), а затем при втором подъеме записывают составляющие поля X , Y , Z . Регистрация составляющих осуществляется только при наличии на кривой заметных Z -аномалий (в 10 - 20 раз превышающих чувствительность используемой аппаратуры).

10.2.18 Масштаб глубин определяется геологическими задачами и должен быть одинаковым для всего комплекса каротажа в целях удобства сопоставления и комплексной интерпретации полученных материалов.

При использовании данных магнитного каротажа для расчленения и корреляции геологических разрезов масштаб глубин должен соответствовать, как правило, принятому стандартному масштабу геологических колонок 1:200, 1:500 или 1:1000.

При детализации геологических разрезов, включающей выделение рудных горизонтов (тел), уточнение их местоположения и строения масштаб глубин выбирают в зависимости от предполагаемой мощности пластов (объектов).

Для КМВ при помощи слоев $h \geq 10$ м рекомендуется масштаб 1:200, при $h = 2 - 10$ м – масштаб 1:50 с укрупнением до 1:20 при наличии прослоев мощностью $h = 0,5 - 1,0$ м.

10.2.19 Масштаб регистрации измеряемых параметров выбирается так, чтобы при максимальной чувствительности прибора запись не выходила за пределы диаграммной ленты (0,7 - 0,8 ширины диаграммы).

При резком изменении параметров K и T по разрезу буровой скважины могут использоваться два - три масштаба регистрации. Запись в различных масштабах выполняется с перекрытием по глубине.

При больших объемах измерений по буровым скважинам в одном районе для каждого параметра устанавливаются единые стандартные масштабы.

10.2.20 Скорость подъема скважинного прибора для аппаратуры типа КМВ и ЭМК составляет не более 1000 м/ч, при работе с аппаратурой ТСМК-30 и КСМ-38 снижается до 400 м/ч; при работе с аппаратурой СМ- ΔT - ΔZ – до 200 м/ч.

10.2.21 Контроль точности измерений по буровой скважине осуществляется повторной регистрацией данных в объеме не менее 10 % от основных наблюдений.

Проводят повторные наблюдения на участках, наиболее важных для геолого-геофизической интерпретации данных магнитного каротажа (рудные интервалы, сложные аномалии магнитного поля и др.) с сохранением условий измерений (скорость каротажа, масштаб записи диаграмм и пр.).

Расхождение между основными и повторными измерениями не должно превышать в среднем $\pm 5 - 10$ %.

10.2.22 При КМВ однокатушечными зондами обязательно производят измерения диаметра скважины для количественной интерпретации данных КМВ. Для вычисления по результатам КМП составляющих вектора магнитного поля и построения векторных диаграмм по буровой скважине необходимо проведение инклинометрических измерений с приборами типа ИГ (ИГ-70, ИГ-50, ИГ-36) или МИА (МИА-3М).

10.2.23 При исследовании слабых магнитных полей в буровых скважинах ведут контроль за вариациями магнитного поля, а если амплитуды вариаций превосходят погрешности измерений, производят и их измерение для внесения соответствующих

поправок в данные наблюдений по буровой скважине.

Наблюдения на КП_с при этом можно выполнять как скважинными, так и наземными магнитометрами.

10.3 Обработка и интерпретация диаграмм магнитного каротажа

10.3.1 При первичной обработке диаграмм магнитного каротажа в них вносятся сведения общего характера (район работ, номер буровой скважины, глубина обсадки, номинальный диаметр буровой скважины и пр.), а также указываются:

- тип и номер аппаратуры, тип зонда;
- геометрические размеры зонда, диаметр скважинного прибора (только для КМВ);
- наименование измеряемого параметра (составляющей поля при работе с магнитометрами);
- тип и магнитную восприимчивость используемых тестов (только для КМВ);
- условия регистрации измеряемых параметров (масштаб записи глубин, усиление, компенсация и др.);
- тип кабеля и его сопротивление изоляции.

На диаграмме обязательно отмечаются нулевые линии и амплитуды градуировочных сигналов.

Нулевые линии на диаграммах КМВ проводятся по уровню сигнала в воздухе до начала и после окончания наблюдений на буровой скважине, на диаграммах поля – по измерениям на КП_с.

При измерениях на пределе максимальной чувствительности корректировку положения нулевой линии на диаграммах КМВ следует проводить по сигналу в немагнитных породах разреза буровой скважины.

10.3.2 На основе градуировочных сигналов КМВ устанавливают масштаб кривой КМВ в единицах ε (для зависимости на рисунке 1) и ε' (для зависимости на рисунке 2), вычисляемым по формулам

$$\varepsilon = \kappa_{\text{эт}} / n_{\text{эт}}; \quad (45)$$

$$\varepsilon' = \kappa'_{\text{эт}} / n_{\text{эт}}, \quad (46)$$

значения эффективной магнитной восприимчивости

$$\kappa_{\text{эф}} = \frac{\kappa_{\text{эт}}}{n_{\text{эт}}} n; \quad (47)$$

$$\kappa'_{\text{эф}} = \varepsilon' n = \frac{\kappa'_{\text{эт}}}{n_{\text{эт}}} n, \quad (48)$$

где n – отсчет по кривой КМВ.

Масштабы кривых КМВ показывают в верхней части каждого интервала глубин, в пределах которого они остаются постоянными.

Проградуированные кривые КМВ используют для сравнительной характеристики и расчленения пород разреза по магнитным свойствам.

Границы пластов определяют по точкам перегиба кривой при мощности пласта $h \geq 3 l$ или на расстоянии $0,5 l$ выше (подошва) и ниже (кровля) перехода кривой КМВ через нулевую линию.

10.3.3 Количественную интерпретацию кривых КМВ с однокатушечными зондами проводят только при наличии данных об изменении диаметра скважины с точностью

± 2 мм, что обеспечивает возможность определения магнитной восприимчивости пород с погрешностью не более 5 % в буровых скважинах диаметром от 46 мм и более.

Данные КМВ, полученные с двухкатушечными зондами, при соблюдении условия $d_c \leq 0.4 l$ (d_c – диаметр буровой скважины) интерпретируют без данных о диаметре буровой скважины.

При $d_c \geq 0.4 l$ интерпретацию кривых КМВ с двухкатушечными зондами производят с учетом поправки на геометрический фактор q_c .

Значения поправок определяют по соотношению d_c / l из представленных в ИЭ теоретических кривых $q_n = f(d_n, l)$.

10.3.4 Исправления в значения $\kappa_{\text{эф}}$ на диаметр буровой скважины вносят
- для слабомагнитных разрезов по формуле

$$\kappa = \frac{\kappa_{\text{эф}}}{q_c} = \varepsilon \frac{n}{q_c}, \quad (49)$$

- для сильномагнитных разрезов по формуле

$$\kappa' = \frac{\kappa'_{\text{эф}}}{q_c} = \varepsilon' \frac{n}{q_c}. \quad (50)$$

10.3.5 Представление результатов КМВ величинами кажущейся магнитной восприимчивости κ' является достаточным для решения большинства практических задач, в том числе и при оценке в рудах содержания железа, связанного с магнетитом.

Переход от величин κ' к величинам κ в сильномагнитных средах осуществляют по графику $n = f(\kappa)$ на рисунке 2 с учетом диаметров буровой скважины.

Зависимости $n = f(\kappa)$ для различных диаметров буровой скважин приводятся в технической документации на аппаратуру.

В первом приближении представление о характере нелинейности может быть получено из сопоставления кривых $\kappa_{\text{эТ}}$ и $\kappa'_{\text{эТ}}$.

10.3.6 При обработке диаграмм КМП переход от составляющих полного магнитного поля, измеряемых при помощи аппаратуры типа ТСМК и КСМ, к составляющим аномального поля осуществляется путем проведения на диаграммах уровней нормального поля, определенных на КП_с.

В случае измерения приращений поля ΔT и ΔZ на диаграммах проводятся нулевые линии по уровням поля, определенным на КП_с или в интервалах немагнитных пород при отсутствии влияния намагниченных объектов, находящихся вне рассматриваемых интервалов.

При использовании осевой системы ориентации датчиков для упрощения дальнейшей обработки целесообразно с учетом угла наклона скважины ρ перейти от измеренных составляющих X_c и Z_c , связанных с ориентацией буровой скважины, к горизонтальной и вертикальной составляющим X и Z , представленных на рисунке 3,а.

В случае необходимости в значения измеренных составляющих поля вводятся поправки на влияние буровой скважины.

10.3.7 Вектор аномального поля \vec{T}_a при измерениях трех составляющих находят путем геометрического построения в трех взаимно перпендикулярных плоскостях: плоскости наклона буровой скважины XZ , перпендикулярной к ней плоскости YZ и в горизонтальной плоскости XY .

Как правило, буровые скважины задаются вкрест ожидаемого простирания исследуемых намагниченных объектов и векторные диаграммы по данным

трехкомпонентных измерений строятся в плоскости наклона буровой скважин.

В случае измерений ΔT и ΔZ получаемые векторы $\vec{T}_{ам}$ расположены в меридиональной плоскости, а их построение возможно при $\Delta T < 10000$ нТл.

Определение векторов аномального поля производится графически или путем вычисления их модулей и углов наклона.

При графическом определении вектора $\vec{O}_a \rightarrow \vec{O}_{ai}$ первоначально наносится ось буровой скважины в плоскости ее наклона (проекция оси буровой скважины на меридиональную плоскость).

От точки измерения с учетом знака откладываются:

- по оси Z_o – значения $Z_a = \Delta Z$;
- по оси X_o – значения X_a (величина ΔT откладывается по оси T_o).

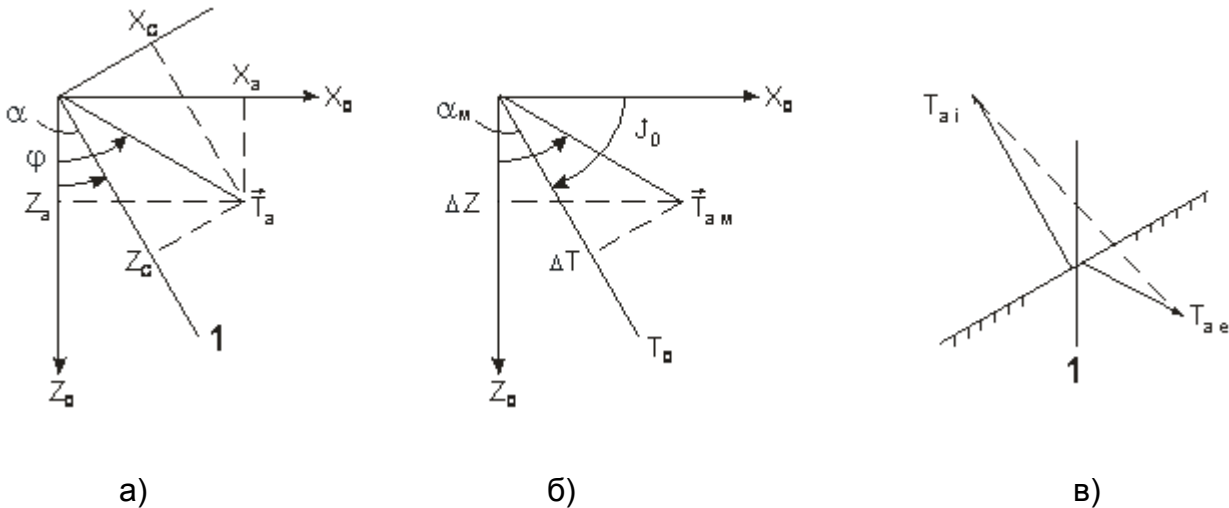


Рисунок 3 – Схема построения векторов \vec{T}_a (а) и $\vec{T}_{ам}$ (б) и определения угла наклона границы раздела по скачку векторов магнитного поля (в)

(Примечание – 1 - ось скважины)

Обычно за положительные принимаются направления осей Z_o и T_o – вниз; X_o – в сторону забоя скважины в плане. Точка пересечения перпендикуляров к осям Z_o и X_o (Z_o, T_o), проведенных по значениям Z_a, X_a ($\Delta T, \Delta Z$), определяет положение вектора $\vec{O}_a \rightarrow \vec{O}_{ai}$ в плоскости наклона буровой скважины (меридиональной плоскости).

Пример построения представлен на рисунке 3,а,б.

В случае трехмерной задачи аналогичное построение выполняется в плоскости XY .

10.3.8 Вычисление угла наклона α и модуля вектора аномального поля \vec{T}_a по данным трехкомпонентных измерений для плоскости наклона буровой скважины производится по формулам

$$\alpha = \arctg \frac{X_a}{Z_a}, \tag{51}$$

$$|T_a| = \sqrt{X_a^2 + Z_a^2}, \tag{52}$$

где α отсчитывается от положительного направления оси Z_o в сторону забоя буровой скважины в плане.

Угол наклона α_i и модуль вектора аномального поля в меридиональной плоскости $\vec{T}_{ам}$ по данным измерений ΔT и ΔZ определяются по формулам

$$\alpha_m = \arctg \left(\frac{1}{\cos \varphi_0} \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} - \sin \varphi_0 \right) \right), \quad (53)$$

$$|T_{a.m}| = \frac{\Delta Z}{\cos \alpha_m}, \quad (54)$$

где φ_0 – угол наклона вектора \vec{T}_o , отсчитывается вниз от северного направления горизонтальной оси;

α_m отсчитывается к северу от положительного направления оси Z_o ($0 < \alpha_i \leq 360^\circ$).

Углы α и α_m изменяются от 0 до 360° .

Переход от вычисленных значений к истинным углам осуществляется с учетом знака составляющей Z_o по соотношениям

$$\alpha_{ист} = \alpha_{выч} \quad \text{при } Z > 0, \quad (55)$$

$$\alpha_{ист} = 180^\circ + \alpha_{выч} \quad \text{при } Z < 0. \quad (56)$$

10.3.9 Определение элементов залегания вскрытых буровыми скважинами намагниченных объектов выполняется при помощи интерпретации векторов магнитного поля внутри объекта и на контакте его с вмещающими породами. Для определения наклона контакта намагниченного объекта с вмещающими породами необходимо построить векторы внешнего \vec{T}_{ae} и внутреннего \vec{T}_{ai} магнитного поля по буровой скважине вблизи контакта. Перпендикуляр к линии, соединяющей концы векторов \vec{T}_{ae} и \vec{T}_{ai} , определяет положение контакта, представленного на рисунке 3,в.

10.3.10 Природу наземных магнитных аномалий определяют по результатам комплексной интерпретации данных КМВ и КМП. Если буровая скважина, пробуренная для подтверждения наземной магнитной аномалии, вскрыла породы с повышенными магнитными свойствами, выделение из общей аномалии той части, которая обусловлена более глубинным объектом производится по соотношению

$$Z_{гп} = Z_{max} - Z_{пор} = Z_{max} - \delta Z / 2, \quad (57)$$

где Z_{max} – аномальное значение индукции магнитного поля на поверхности вскрытых буровой скважиной пород;

$Z_{гп}$ – значение индукции магнитного поля в толще вскрытых пород, равное половине скачка магнитного поля δZ на контакте.

К перспективным относятся аномалии с $Z_{max} / Z_{пор} > 2$.

11 Измерения термометром

11.1 Основные положения и требования к проведению термометрии

11.1.1 Для измерения температуры в буровых скважинах применяют термометр сопротивления (включая полупроводниковый), частотный термометр (в том числе кварцевый) и в отдельных случаях глубинный самопишущий термометр.

Основным является термометр сопротивления, опускаемый в буровую скважину на каротажном кабеле.

11.1.2 Измерения температуры в буровых скважинах проводятся при двух тепловых режимах – неустановившемся и установившемся.

11.1.3 Измерение температуры в буровых скважинах при неустановившемся тепловом режиме проводят для решения различных задач, в том числе следующих:

- выяснения температурного режима работы бурильного инструмента и геофизических приборов;
- учета температуры при интерпретации данных каротажа;
- выделения интервалов затрубных перетоков;
- определения мест притока в буровую скважину или поглощения воды;
- определения мест притока в буровую скважину газа, а также нефти;
- определения дебита газа;
- выделения газоносных пластов;
- определения высоты подъема цемента в затрубном пространстве;
- определения поглощающих и отдающих пластов, интервалов перетока пластовых флюидов.

11.1.4 Температура, измеренная в буровой скважине при неустановившемся тепловом режиме, значительно отличается от естественной температуры пород на соответствующей глубине. Разница тем больше, чем меньше времени прошло от момента прекращения циркуляции до замера температуры.

11.1.5 Измерения температуры при установившемся тепловом режиме проводят для определения естественной температуры пород и для определения геотермальных ресурсов во всех скважинах глубиной 100 м и более.

Измерения температуры в этом случае производят после длительного пребывания буровой скважины в покое, как правило, сопоставимого с продолжительностью бурения скважины.

Допустимым является такое время нахождения скважины в покое, после которого температура пород в интервале 75-100 м изменялась не более чем на $0,1^{\circ}\text{C}$ в течение значительного (не менее суток) интервала времени.

11.1.6 В буровой скважине, предназначенной для определения естественной температуры, не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения флюидов.

11.1.7 При определении естественной температуры необходимо:

- произвести на ряде глубин измерения при неподвижном термометре (в течение времени, достаточного для восприятия им температуры среды);
- иметь для контроля два измерения термометром со значительным (не менее суток) интервалом времени между ними; при этом разница между двумя замерами не должна превышать $0,1^{\circ}\text{C}$.

11.1.8 Результаты измерений представляют в виде кривой и таблицы изменения естественной температуры с глубиной, подсчитанных по ним значений геотермического градиента (мК/м) для различных интервалов разреза. Допускается определение геотермической степени ($\text{м/1}^{\circ}\text{C}$).

11.1.9 Для температурных измерений обычно используют термометр сопротивления, рассчитанный на работу с трехжильным или одножильным каротажным кабелем.

Термометр сопротивления должен удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать требуемую техническими условиями точность измерений в диапазоне изменения температур, для которого прибор предназначен;
- быстро воспринимать температуру окружающей среды (обладать небольшой постоянной во времени – не более 4с);
- сопротивление чувствительного элемента мостикового термометра не должно быть очень большим с тем, чтобы не наблюдалось значительного влияния нарушений изоляции жилы кабеля; рекомендуется иметь сопротивление чувствительного элемента не более 2000 Ом, а номинальное (при температуре 20°C) сопротивление полупроводникового термометра – не более 20 кОм;

- погрешность в результате нагрева чувствительного элемента проходящим через него током не должна быть большой (не должна превышать половину допустимой погрешности).

11.1.10 Сопротивление изоляции жил кабеля при работе с термометром должно быть таким же, как и при электрическом каротаже (не менее 2 Мом).

11.2 Проведение измерений температуры

11.2.1 Проверку и настройку термометров на одножильном и трехжильном кабелях производят согласно соответствующим инструкциям по работе с термометрами:

- устанавливают ток питания термометра, указанный в паспорте прибора;
- устанавливают масштаб записи;

- согласовывают показания градуированного компенсатора поляризации (далее - ГКП) с постоянной по напряжению канала; для этого по отклонению блика гальванометра регулируют ГКП так, чтобы показание $m = 2,5$ мВ соответствовало 1°C .

11.2.2 Для контроля перед спуском в буровую скважину измеряют температуру окружающей среды (обычно воздуха в станции) одновременно скважинным термометром и ртутным. Разница в показаниях обоих термометров не должна превышать $0,5^\circ\text{C}$.

11.2.3 Температурную шкалу в верхней части кривой размечают по начальной температуре и принятому масштабу записи. Шкалы для последующих частей кривой устанавливают с учетом ее смещения. Вследствие погрешностей смещения кривой значение конечной температуры \dot{O}_e , отсчитанное по шкале, построенной по начальной температуре, может не совпадать с непосредственно определяемым значением \dot{O}_e .

Это расхождение не должно превышать нескольких десятых долей градуса.

11.2.4 Для снижения погрешности из-за непостоянства силы тока питания при работе с термометром на трехжильном кабеле следует:

- вводить возможно большее балластное сопротивление в цепь питания;
- пользоваться повышенным напряжением в цепи питания;
- контролировать визуально или записывать в процессе регистрации температуры силу тока питания.

При необходимости получения точных результатов в необсаженных буровых скважинах, где разрез сложен породами высокого сопротивления, следует принимать специальные меры по стабилизации силы тока питания (уменьшение сопротивления заземления термометра, введение обратного провода для цепи питания и др.).

11.2.5 Увеличению температуры должно соответствовать смещение кривой вправо; следует обеспечить необходимую полярность подключения с тем, чтобы избежать «перевертывания кривой».

11.2.6 Если пишущее устройство подходит к краю намеченной для записи дорожки, следует сделать перенос кривой. Перенос кривой осуществляется без перерыва записи смещением кривой на определенное число градусов по шкале; величина смещения устанавливается по показаниям переключателей ГКП или мостика.

Перенос должен быть произведен до выхода пишущего устройства за край дорожки для записи; если пишущее устройство вышло за пределы дорожки записи, необходимо поднять термометр на высоту, обеспечивающую возможность переноса записи с выполнением поставленного выше условия.

11.2.7 Температурную кривую регистрируют при спуске термометра; при подъеме допускается проводить лишь контрольные измерения температур.

11.2.8 Допустимая скорость перемещения термометра при измерениях зависит от постоянной времени.

В таблице 6 приведены допустимые скорости перемещения термометров с различными постоянными.

Таблица 6 – Допустимые скорости перемещения термометров с различными постоянными времени

Постоянная времени, с.	< 0,5	0,5 - 1	1 - 2	2 - 4	> 4
Допустимая скорость, м/ч.	1000	800	600	400	300

При измерении температуры в скважине с целью определения высоты подъема цемента допустимая скорость может быть взята в два раза больше указанных в таблице 6.

11.2.9 Термограмму следует регистрировать при постоянной скорости перемещения термометра по скважине, во избежание ее искажений в результате ухода показаний, связанного с тепловой инерцией прибора.

11.2.10 Для построения температурной шкалы термограммы проводят градуировку термометра.

Градуировка термометров сопротивления и определение их постоянной времени (тепловой инерции) изложены в разделе 14.

11.2.11 Градуировку термометра проводят не реже одного раза в три месяца и после ремонта.

Определение постоянной времени повторяют после каждого ремонта чувствительного элемента термометра.

12 Оценка технического состояния буровых скважин

12.1 Изучение геометрии ствола буровых скважин

12.1.1 Для изучения геометрии ствола буровых скважин проводят следующие операции:

- измерение двух взаимно перпендикулярных диаметров буровой скважины (профилеметрия) и их среднего значения (кавернометрия);
- определение поперечного сечения ствола буровой скважины и его площади.

12.1.2 Геометрия ствола буровой скважины изучается с целью решения следующих задач:

- снижения аварийности, связанной с прихватами бурильного инструмента в желобах;
- разработки мероприятий по улучшению проходимости бурильного инструмента и геофизических приборов по стволу буровой скважины;
- подсчета объема затрубного пространства буровой скважины;
- выбора места установки башмака обсадной колонны и интервала соединения ее секций;
- выбора интервала установки пакера пластоиспытателя на трубах и места установки опробователя и керноотборника на каротажном кабеле;
- учета геометрии ствола при ведении аварийных работ, связанных с извлечением посторонних предметов из открытого ствола буровой скважины;
- получения исходных данных для интерпретации материалов ГИС (БКЗ, НК и др.);
- уточнения геологического разреза буровых скважин.

Все измерения проводятся при подъеме кабеля.

12.1.3 Максимально допустимая скорость регистрации кавернограмм и профилеграмм – 2000 м/ч.

В тонкослоистых разрезах допустимая скорость определяется при замерах на разных скоростях. В качестве максимальной принимают скорость, при которой показания замеров отличаются от показаний при малой скорости не более чем на 10 %.

12.1.4 При общих исследованиях кавернограммы и профилеграммы регистрируются в масштабе глубин 1:500, при детальном исследовании – в масштабе глубин 1:200 – 1:20,

в зависимости от вертикального масштаба диаграмм комплекса ГИС.

Перед записью на диаграмме регистрируются следующие положения пишущего устройства регистратора:

- положение нулевых линий;
- отклонения при нахождении прибора в градуировочном устройстве, включая сжатые рычаги.

Вертикальный масштаб записи каверно- и профилеграммы должен совпадать с масштабом всего комплекса ГИС в данном интервале. Исключение составляют записи КМ и ПМ для решения не геологических, а чисто технических задач и выполняются только они.

12.1.5 Масштаб регистрации диаметра устанавливается по стандарт-сигналу или по показаниям прибора в градуировочном устройстве.

Для общих исследований основной масштаб записи диаметров – 1, 2, 5 см/см.

Профилеграммы и кавернограммы регистрируются в масштабе 1, 2, 5 см/см.

12.1.6 На диаграмме при наличии обсадной колонны обязательно регистрируется участок кривой не менее 50 м перед входом в колонну и не менее 20 м в колонне.

При профилеметрии необходима запись не менее 5 сечений в колонне.

12.1.7 Контрольные перекрытия проводятся в объеме 10 % исследуемого интервала, но не менее 50 м в наиболее дифференцированной части разреза.

Для приборов однократного раскрытия контроль не проводится.

12.1.8 После окончания записи производится повторная поверка прибора в градуировочном устройстве.

12.1.9 Профилеметрия проводится с периодичностью один раз в 1 месяц или после проходки 500 м буровой скважины, причем каждый раз по всему необсаженному интервалу.

12.1.10 Результаты профилеметрии представляются в виде поперечных сечений буровой скважины, построенных в масштабе 1:5. На каждом сечении стрелкой указывается направление магнитного меридиана или плоскости искривления ствола буровой скважины в точке измерения.

12.1.11 По результатам каждого профилеметрического замера служба ГИС передает буровой организации заключение о наличии и интервалах развития желобов, а также о необходимости проведения профилеметрии в дальнейшем.

12.1.12 Объем и периодичность эталонирования профилемеров определяется инструкциями по проверке.

12.1.13 Площадь поперечного сечения ствола буровой скважины оценивается как сумма квадратов отклонений каждого из измерительных рычагов от оси многорычажной системы.

Регистрируются кривая изменения площади поперечного сечения буровой скважины и кривая с метками, соответствующими нарастанию объема буровой скважины на 1 м^3 .

12.1.14 Масштаб регистрации кривой изменения площади поперечного сечения буровой скважины выбирается равным 0,025, 0,020 и 0,015 $\text{м}^2/\text{см}$ в зависимости от номинального диаметра буровой скважины и степени расчлененности разреза по диаметру.

12.1.15 Цена одной метки объема уточняется по результатам калибровки до и после замера в калибровочном устройстве при двух разных отклонениях измерительных рычагов.

12.1.16 Значения цены метки объема, определенные по результатам калибровок объемомера до и после замера, должны различаться не более чем на 5 %.

12.2 Оценка качества цементирования обсадных труб (колонн)

12.2.1 При измерениях, проводимых с целью оценки качества цементирования

обсадных труб, решаются следующие задачи:

- определение высоты подъема цемента за колонной;
- оценка качества цементного кольца;
- определение качества изоляции пластов и интервалов их затрубного сообщения.

12.2.2 Высота подъема цемента за колонной определяется по данным измерений термометром, аппаратурой гамма-гамма-контроля и акустического контроля цементирования буровой скважины и с помощью радиоактивных изотопов.

12.2.3 Определение высоты подъема цемента по измерениям термометром.

12.2.3.1 Измерения термометром проводятся после затвердевания цемента, но не позже, чем через двое суток после цементирования. Оптимальное время исследований – через 15 - 30 часов после окончания заливки.

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

12.2.3.2 С целью повышения информативности термометрических исследований и уточнения оптимального времени замера в отдельных буровых скважинах могут проводиться временные измерения термометром в период схватывания и затвердевания цементной смеси через каждые 2 - 3 часа в течение 1 - 2 суток после окончания заливки.

Такие работы целесообразно проводить и в случае применения нестандартных цементных растворов (например, на углеводородной основе).

12.2.3.3 Запись термограмм, как правило, проводится при спуске, но в исключительных случаях возможно проведение замеров при подъеме.

12.2.3.4 Рекомендуемый масштаб записи – 0,5° С/см и масштаб глубин – 1:500.

12.2.3.5 Допустимая скорость записи – до 1200 м/ч.

12.2.3.6 Измерения проводятся от устья буровой скважины или воронки хвостовика до искусственного забоя или места остановки прибора.

12.2.3.7 Подготовка прибора к работе и проведение измерений в буровой скважине выполняются в соответствии с разделом 14.

12.2.3.8 Эффективность определения верхней границы цементного кольца по температурной аномалии снижается в высокотемпературных буровых скважинах при использовании низкосортных цементах (глино- и гельцементы) в случае загрязнения цементного раствора или односторонней заливки.

12.2.4 Определение высоты подъема цемента с помощью радиоактивных изотопов.

12.2.4.1 При определении высоты подъема цемента с помощью радиоактивных изотопов в первую порцию цементного раствора добавляют радиоактивный изотоп. Активность цементного раствора следует довести до 0,5 - 1 мг/экв. Ra/1 м³ (мощность экспозиционной дозы (3 - 6)10¹¹ А/кг·м).

12.2.4.2 После цементирования буровых скважин регистрируют кривую ГК и сопоставляют ее с аналогичной кривой, полученной до цементирования.

Интервал расположения активированной порции цементного раствора отмечается повышенными показаниями относительно контрольного замера.

12.2.4.3 При определении высоты подъема цемента с помощью радиоактивных изотопов следует учитывать, что водные растворы солей радиоактивных изотопов могут вымываться из цементного раствора и подниматься вместе с глинистым раствором выше уровня цемента.

Во избежание связанных с этим ошибок рекомендуется пользоваться радиоактивными взвешиваниями и порошками.

12.2.4.4 Метод изотопов для контроля высоты подъема цемента следует применять лишь в случае, когда другие методы неэффективны.

12.2.4.5 Определение высоты подъема цемента по измерениям аппаратурой акустического и гамма-гамма-контроля цементирования буровых скважин осуществляется одновременно с оценкой качества цементного кольца.

12.3 Оценка качества цементного кольца

12.3.1 Измерения аппаратурой акустического контроля цементирования скважин

12.3.1.1 Измерения аппаратурой акустического контроля цементирования позволяют решить следующие задачи [14]:

- определение высоты подъема цемента;
- оценки качества (выделение различного типа дефектов) цементного кольца;
- определение качества изоляции пластов и интервалов их затрубного сообщения.

12.3.1.2 Данные измерений аппаратурой акустического контроля цементирования характеризуют качество цементирования только на момент измерений.

Любые работы в скважине могут привести к нарушению цементного кольца и снизить надежность изоляции пластов.

12.3.1.3 Качество цементирования оценивается по трем регистрируемым параметрам:

- амплитуде продольной волны по колонне (далее - \hat{A}_e);
- амплитуде волны, превышающей в первых вступлениях некоторый заданный уровень, (далее - \hat{A}_σ);
- времени пробега продольной волны по колонне или по породе (далее - t_σ).

Кроме этого, целесообразно использовать волновые картины акустического сигнала и фазокорреляционные диаграммы.

12.3.1.4 Вышеуказанные параметры зависят от полноты заполнения затрубного пространства цементным камнем, от характера связи и площади соприкосновения цементного кольца со стенками колонны и буровой скважины, а также от наличия каналов, разрывов, зазоров и других дефектов в цементном камне.

Максимальные значения величины \hat{A}_e характерны для свободной незацементированной колонны или наличия кольцевого зазора между цементным кольцом и колонной более 100 мкм. Меньшие значения величины \hat{A}_e характеризуют цементное кольцо, сцепленное с колонной, и качество этого сцепления.

12.3.1.5 Минимально различимыми дефектами цементного кольца являются:

- вертикальные каналы раскрытостью порядка 90°, в которых отсутствует сцепление цемента с колонной (при идеально жестком контакте цемента с колонной);
- кольцевые зазоры между цементом и колонной порядка нескольких микрометров (при отсутствии вертикальных каналов).

Максимально различимыми являются кольцевые зазоры около 100 мкм.

12.3.1.6 Определение характера выделенных дефектов производится по особенностям изменения регистрируемых параметров в процессе формирования камня, при опрессовке и перфорации, а предполагаемая изоляция пластов – по сопоставлению регистрируемых параметров с результатами проверки изоляции каротажными методами.

12.3.1.7 Разделение дефектов цементного кольца на объемные каналы и кольцевые зазоры производится по измерениям величин \hat{A}_e при повышенном давлении в колонне.

12.3.1.8 Выделение интервалов, сообщающихся по затрубному пространству с интервалом перфорации, производят по графикам изменения величин \hat{A}_e , регистрируемым в процессе полного цикла изменения давления в скважине.

12.3.1.9 Для приближенной оценки размеров дефектов цементного кольца рациональным является совместное использование данных методов радиоактивных изотопов и акустического контроля цементирования.

При исследовании перфорированных скважин целесообразно комплексирование с термометрией, расходомерией.

12.3.1.10 Измерения параметров по 12.3.1.3 проводятся калиброванной аппаратурой в соответствии с разделом 14.

12.3.1.11 Настройка и подготовка аппаратуры акустического контроля цементирования к работе проводится в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующего прибора.

При этом необходимо добиваться, чтобы максимальный сигнал для данного размера обсадной колонны проходил через весь тракт без существенных ограничений, а минимальный, получаемый в хорошо зацементированной колонне, не выходил за уровень аппаратурных шумов.

12.3.1.12 Время проведения замера выбирается исходя из времени формирования цементного камня, определенного в данных условиях. В случае применения новой технологии цементирования или тампонажных смесей с неизвестными сроками формирования время проведения измерения определяется по материалам многократных замеров.

12.3.1.13 Амплитуды \dot{A}_e и \dot{A}_o должны записываться в двух масштабах – 1:1 и 1:5.

Отклонение блика гальванометра при использовании масштаба 1:5 должно быть не менее 8 см на 40 мкА при записи в незацементированной колонне.

Масштаб времени t_o устанавливается равным 50 мкс/см.

Уровень дискриминации при записи кривых t_o и \dot{A}_o определяется в общем случае величиной амплитуды \dot{A}_e в хорошо зацементированной колонне и уровнем аппаратурных шумов; он не должен превышать 5 % $\dot{A}_{e\max}$.

12.3.1.14 Кривые \dot{A}_e , \dot{A}_o и t_o записываются в масштабе глубин 1:500 от забоя во всем зацементированном интервале и не менее 100 м в свободной колонне.

При цементировании всего ствола запись производится до устья буровой скважины. Дополнительная запись производится в масштабе 1:200 в продуктивном интервале при той же настройке, что и основная.

12.3.1.15 Скорость регистрации кривых \dot{A}_e , \dot{A}_o и t_o не должна превышать 2500 м/ч при масштабе глубин 1:500 и 1200 м/ч при масштабе глубин 1:200.

12.3.1.16 Если в интервалах продуктивных и водоносных пластов и между ними регистрация параметров \dot{A}_o и t_o усложнена относительно высокими значениями амплитуд сигнала по колонне (0,05 - 0,1 $\dot{A}_{e\max}$) (терригенный разрез) или малым различием времен прихода волн по породе и по колонне (карбонатный разрез), целесообразно проводить фотографирование волновых картин и запись фазокорреляционных диаграмм.

12.3.1.17 Качество кривых контроля цементирования оценивается в соответствии с разделом 14.

12.3.1.18 Качество диаграмм устанавливается по характеру и форме записи в свободной колонне и по сходимости регистрируемых параметров основного и повторного замера.

Качество записи каждого из регистрируемых параметров может быть установлено отдельно, совместное их рассмотрение позволяет произвести взаимную проверку.

12.3.1.19 Повторяемость величин \dot{A}_e и \dot{A}_o , осредненных на интервале не менее 3 м, должна быть не ниже ± 10 %, а при повторении различными приборами одного типа – не ниже 20 %.

Кривая \dot{A}_o в свободной колонне должна быть устойчива, величина отклонения ее на муфтах должна быть не более 10 мкс.

В трубах диаметром более 200 мм допускается отклонение кривой t_o на муфтах до 40 мкс. Повторяемость кривой t_o не ниже ± 5 % в зацементированном интервале и не ниже 2 % в свободной колонне.

12.3.1.20 Форма записи амплитуд \dot{A}_e и \dot{A}_o должна быть одинаковой как в свободной колонне, так и при значениях t_o , близких к t_e . Различие в значениях \dot{A}_e и \dot{A}_o на муфтах не должно превышать 10 %.

12.4 Контроль качества обсадных труб

12.4.1 Контроль качества обсадных труб включает в себя выявление износа, смятия, продольных и поперечных трещин, мест нарушения герметичности, обрывов по телу трубы, рассоединений по муфтам, проверку состояния приустьевого части башмака, выявление зон коррозии.

12.4.2 Для контроля качества обсадных труб в скважине применяются следующие методы:

- трубная профилеметрия;
- электромагнитная профилеметрия;
- индукционная дефектоскопия;
- измерения локаторами муфт и прихватопредделителями;
- скважинное акустическое телевидение;
- фотографирование стенок буровой скважины;
- измерения толщины стенки труб.

12.4.3 Износ обсадных труб выявляется методами трубной профилеметрии и электромагнитной профилеметрии.

12.4.3.1 Измерения трубными профилемерами производят в двух режимах:

- непрерывной записи (регистрация двух взаимно перпендикулярных и среднего диаметров труб);
- точечной детализационной записи (регистрация величины отклонения каждого измерительного рычага).

Непрерывная запись проводится по всей колонне с целью выбора участков детализационных работ.

Детализационные измерения проводятся в интервалах увеличения одного из двух измеряемых диаметров, изменения внутреннего диаметра труб и в местах повышенной интенсивности искривления буровой скважины.

В зависимости от протяженности дефектного интервала расстояние между точками детализации может изменяться от 0,1 до 1 м.

12.4.3.2 Измерения электромагнитными профилемерами проводят в режимах непрерывной и точечной детализационной записи.

Износ определяется по увеличению расстояния от оси прибора до стенки буровой скважины.

12.4.4 Смятие обсадных труб может быть выявлено трубными и электромагнитными профилемерами, микрокаверномерами, скважинными индикаторами дефектов.

При выборе интервалов детализационных работ следует в первую очередь обращать внимание на участки разреза, сложенные высокопластичными породами (солями, глинами и др.), а также на интервалы, в которых наблюдались затяжки и посадки бурильного инструмента.

При работе трубными профилемерами участки для проведения точечной детализации следует выбирать по признаку существенного различия двух измеряемых диаметров.

12.4.5 Трещины в колонне выделяются скважинными индикаторами дефектов, в благоприятных случаях – скважинными акустическими телевизорами и локаторами муфт.

12.4.6 Обрывы по телу и рассоединения по муфтам обсадных труб могут быть выделены трубными профилемерами, микрокаверномерами, каверномерами-профилемерами, прихватопредделителями, локаторами муфт, при большой величине просвета – зондами электрического каротажа.

12.4.7 Приустьева часть обсадной колонны может контролироваться трубными профилемерами и электромагнитными профилографами в режимах непрерывной и точечной записи.

Приустьева часть колонны исследуется на глубину 20 - 30 м. Расстояние между

точками детализации 0,5 - 1 м.

12.4.8 Техническое состояние башмака обсадной колонны может быть проверено скважинным акустическим телевизором, а в случае заполнения буровой скважины водой – скважинным фотоаппаратом.

12.4.9 Зоны коррозии обсадных труб могут быть выделены трубными профиломерами и аппаратурой гамма-гамма-контроля (толщиномерами).

12.4.10 Эффективность оценки качества обсадных труб может быть повышена за счет проведения контрольных исследований сразу после спуска колонны и последующего периодического контроля.

12.5 Определение мест поглощения, притока и интервалов затрубного движения

12.5.1 Работы по отысканию мест притока и поглощения и определению интервалов затрубного движения должны проводиться по программе, согласованной с буровой службой.

В программе должно быть описано состояние буровой скважины перед началом работ (конструкция, параметры промывочной жидкости, характер возникших осложнений и т.д.), четко сформулирована задача исследований, обоснованы выбранный для решения задачи комплекс геофизических методов, последовательность работ, необходимое оборудование (цементировочные агрегаты, компрессоры, лубрикаторы и т.д.).

12.5.2 Место притока в открытом стволе буровой скважины определяется следующим образом:

- по увеличению выхода промывочной жидкости в процессе бурения;
- с помощью высокочувствительной термометрии по признаку уменьшения температурного градиента выше зоны притока (после прекращения интенсивного или длительного притока);
- резистивиметром, акустическим каротажем по затуханию.

12.5.3 Место поглощения в открытом стволе буровой скважины определяется следующими способами:

- в процессе бурения по уменьшению выхода промывочной жидкости и по уменьшению давления в гидравлической системе;
- последовательными замерами высокочувствительным термометром по характерному изменению температуры против поглощающего пласта (интенсивное поглощение);
- расходомером или термометром при продавливании жидкости в пласт;
- контролем продвижения меченой жидкости резистивиметром, аппаратурой ГК.

12.5.4 Место притока в колонне определяется одним из следующих способов:

- расходомером, если интенсивность притока превышает 1 - 2 м³/сут жидкости или несколько десятков кубометров газа в сутки;
- обычным или высокочувствительным термометром в случае малоинтенсивных притоков газа или жидкости с большим газовым фактором;
- акустическим прослушиванием буровой скважины (шумомером) в случае малоинтенсивных притоков газа или жидкости с большим газовым фактором;
- резистивиметром в случае малоинтенсивных притоков пластовой воды при условии существенного различия электрического сопротивления пластовой и промывочной жидкостей.

12.5.5 Место поглощения в колонне определяется одним из следующих способов:

- расходомером в процессе долива буровой скважины или кратковременных закачек жидкостей в скважину; при этом устанавливается нижняя граница участка колонны, в котором отмечается движение жидкости;
- закачиванием в буровую скважину порции (0,5 – 1 м³) жидкости, близкой к промывочной жидкости по плотности, но существенно отличающейся от нее по

электрическому сопротивлению.

Продвижение порции жидкости осуществляется последовательными доливками или принудительными закачками любой жидкости, процесс перемещения жидкости контролируется резистивиметром.

12.5.6 Определение интервалов затрубного движения жидкости или газа может производиться с помощью термометрии, метода меченого вещества, акустического контроля цементирования.

12.5.7 В случае негерметичности обсадной колонны (в том числе при наличии перфорации) интервал затрубной циркуляции определяется как интервал между местом негерметичности и отдающим или принимающим пластом и подтверждается изменением регистрируемых геофизических параметров в этом интервале.

12.5.8 Определение интервала затрубного движения методом изотопов возможно лишь при негерметичности обсадной колонны.

Порция активированной жидкости последовательными доливками буровой скважины или принудительными закачками жидкости перемещается по колонне, перемещение контролируется прибором ГК.

Поглощающий пласт выделяется по отсутствию перемещения одной из границ аномалии в процессе долива или при закачках по постепенному уменьшению амплитуды аномалии.

12.5.9 Для определения качества изоляции пластов и интервалов их затрубного сообщения по измерениям аппаратурой акустического контроля цементирования создают перепад давления между интервалом перфорации и затрубным пространством.

При наличии сообщающихся дефектов цементного кольца возникает вертикальный поток жидкости в затрубном пространстве, который создает радиальные перепады давлений между колонной, цементным кольцом и стенкой скважины.

Под действием возникающих радиальных сил происходит деформация цементного кольца и колонны, что приводит к изменению величины соответствующих кольцевых зазоров и изменению величины \dot{A}_e .

Деформации цементного кольца, характеризующие движение жидкости в затрубном пространстве при повышении давления в перфорированной колонне, имеют следующие особенности:

- при перетоке по каналам на контакте цемент-колонна возникает радиальный перепад давления, направленный от колонны к стенке скважины и приводящий к увеличению кольцевого зазора между цементом и колонной; величины \dot{A}_e при этом возрастают;

- при перетоке по каналам на контакте цемент-стенка скважины возникает градиент давления, направленный к стенкам колонны; при этом величины \dot{A}_e изменяются в зависимости от времени действия перепада давления по сложному закону; в начальный момент действия давления величина \dot{A}_e уменьшается, а затем, по мере радиальной фильтрации жидкости через цементное кольцо, восстанавливается до начального значения или несколько выше его;

- радиальные перепады давлений, действующие на цементное кольцо, практически не создаются в интервалах, не сообщающихся по затрубному пространству с внутренней полостью обсадной колонны.

Необходимым и достаточным признаком наличия затрубного движения жидкости является возрастание величины \dot{A}_e при действии в колонне повышенного давления, вызывающего движение бурового раствора в затрубное пространство, причем это увеличение величины \dot{A}_e возможно в любой момент процесса повышения давления в колонне.

12.5.10 Интервалы затрубных перетоков выделяются в следующем порядке:

- производится контрольная запись прибором в выбранном интервале исследования

при нормальном давлении, когда давление в колонне и затрубном пространстве равны;

- прибор опускается ниже выбранного интервала исследования, устье уплотняется сальниками, после чего создается соответствующее давление внутри колонны;

- производится повторная запись в выбранном интервале исследования при повышенном давлении, при сравнении полученного замера с контрольным выделяется интервал затрубного сообщения;

- для уточнения границ интервала затрубных перетоков прослеживается выделенный интервал, т.е. исследуется по 2 - 3 точки последовательно выше и ниже границ через 1,5 - 2 м при непрерывной записи кривых A_e в процессе изменения давления;

- в точках, граничащих с уточненным интервалом затрубного перетока, повторяют цикл изменения давления и записи при более продолжительном (до 5 - 10 мин) действии повышенного давления; если при этих условиях установлен затрубный переток, границы интервала исследования расширяют;

- для оценки оптимального давления, при котором происходит заколонное движение жидкости, в интервале предполагаемой ремонтной изоляции повторяют точечные наблюдения при замедленном повышении давления;

- для оценки остаточных деформаций цементного кольца производят замер по стволу буровой скважины в интервале исследования и сравнивают его с контрольным.

12.5.11 Создаваемые давления определяются приемистостью буровой скважины, производительностью агрегата или водовода. Они не должны быть больше допустимых для труб, используемых в данной буровой скважине.

Средние величины обычно составляют 608 МПа, минимально допустимые – около 2 МПа.

Максимальные давления соответствуют:

- в нагнетательных скважинах – давлению нагнетания;

- в ремонтируемых – давлению предполагаемой продавки тампонажной смеси;

- в эксплуатационных – не более половины давления опрессовки;

- в неперфорированных – давлению опрессовки.

12.5.12 Режим давления должен обеспечивать:

- при непрерывных исследованиях – поддержание выбранного повышенного давления постоянным по устьевому манометру в течение всего времени записи диаграммы акустического контроля цементирования (далее – АКЦ) по интервалу;

- при точечных исследованиях – повышение давления до выбранной величины, поддержание его постоянным в течение 2 - 5 мин, резкий сброс до нуля.

Весь цикл изменения давления сопровождается непрерывной записью акустических параметров (в первую очередь величины A_e); измерение в точке производится при неподвижном приборе в функции времени, оно начинается до начала изменения давления на устье и заканчивается после стабилизации записываемых величин.

12.5.13 Интерпретация результатов измерений аппаратурой АКЦ с целью оценки качества изоляции затрубного пространства сводится к определению выделенных дефектов цементного кольца и установлению сообщения пластов в интервале по данным каротажных исследований.

12.5.14 Для повышения однозначности выделения мест притока, поглощения и интервалов затрубного движения работы следует проводить как минимум двумя независимыми методами, при возможности каждым из методов проводить фоновые замеры, контролировать динамику изменений в скважине во времени.

12.6 Отбивка муфт обсадных и бурильных колонн

12.6.1 Отбивка муфт обсадных и бурильных колонн производится со следующими целями:

- привязки по глубине к разрезу или к характерным элементам бурильной или

обсадной колонны диаграмм ГИС;

- контроля за спуском скважинных приборов, перфораторов, торпед;
- определения места установки перфораторов и торпед.

12.6.2 Выделение муфт производится локаторами муфт, прихватоопределителями, аппаратурой гамма-гамма-контроля цементирования, скважинными индикаторами дефектов, при благоприятных условиях – трубными профилемерами.

12.6.3 . Измерения по выделению муфт с целью привязки по глубине проводятся при подъеме прибора.

12.6.4 При работе локаторами муфт необходимо обеспечить против муфт отклонения пишущего устройства на 1 - 2 см и регистрацию их на диаграмме в масштабе глубин 1:500 и в случае привязки по глубине данных ГИС в масштабе регистрации последней.

12.6.4 Скорость подъема прибора при отбивке муфт выбирается в пределах 1000-2000 м/ч.

В случае отбивки муфт одновременно с регистрацией данных ГИС скорость соответствует допустимой скорости выполняемого каротажа.

12.7 Исследование интервалов перфорации обсадных колонн

12.7.1 Исследование интервалов перфорации проводится с целью:

- определения фактической глубины и протяженности проперфорированного интервала;
- привязки интервала перфорации к разрезу;
- контроля количества перфорационных отверстий;
- контроля состояния обсадной колонны в интервале перфорации.

12.7.2 Методы исследования интервалов перфорации подразделяются на прямые и косвенные.

К прямым методам относятся методы, которые непосредственно выделяют перфорационные отверстия (акустическое телевидение, локация перфорационных отверстий).

К косвенным методам относятся методы, которые позволяют обнаруживать изменения обсадной колонны, являющиеся следствием перфорации:

- увеличение внутреннего диаметра колонны (трубная профилометрия, микрокавернометрия);
- изменение магнитных свойств обсадных труб с помощью регистрации кривых индуцированного магнитного поля – **ИМП**);
- изменение амплитуды магнитных меток, установленных на колонне перед перфорацией;
- появление трещин в колонне с помощью индукционной дефектоскопии.

12.7.3 Исследования интервалов перфорации прямыми методами проводятся после перфорации, косвенными методами – в обязательном порядке до и после перфорации для повышения однозначности определения.

13 Аппаратура и оборудование

13.1 Требования к аппаратуре

13.1.1 ГИС проводятся с помощью каротажных станций и соответствующих скважинных приборов.

Каротажные станции состоят из подъемника с кабелем и лаборатории, которые могут быть выполнены в виде одной установки (смонтированы в кузове одного транспортного средства) или в виде отдельных установок (на отдельных транспортных средствах). Применяются также блочные или разборные комплексы аппаратуры и оборудования.

13.1.2 Лаборатории каротажных станций должны обеспечивать проведение полного комплекса ГИС с помощью постоянных или сменных каротажных пультов совместно с каротажными подъемниками и соответствующими каротажными кабелями и скважинными приборами.

13.1.3 Лаборатории каротажных станций должны обеспечивать питание всех имеющихся скважинных приборов постоянным и переменным током.

13.1.4 Лаборатории каротажных станций должны обеспечивать аналоговую и цифровую запись данных каротажа или аналоговую запись и возможность подключения цифрового регистратора для записи данных каротажа в цифровой форме.

При использовании в лаборатории каротажной станции бортовой ЭВМ должна быть обеспечена возможность регистрации первичных и вычисленных данных каротажа, а также литологической колонки.

13.1.5 Система коммутации лаборатории каротажной станции должна обеспечивать возможность подключения каротажных пультов к источникам питания, скважинным приборам и регистраторам по схемам, необходимым для проведения всех видов каротажа.

13.1.6 Максимально допустимая погрешность аналоговой регистрации данных каротажа не должна превышать 2 % при отклонении пишущего устройства на 80 мм, а при цифровой регистрации – 1 % при показаниях 100 и более двоичных разрядов.

13.1.7 Регистрирующая аппаратура должна обеспечивать неискаженную запись данных каротаж в диапазоне частот до 1,5 Гц.

13.1.8 Аппаратура аналоговой регистрации должна обеспечивать запись результатов каротажа в одном или двух масштабах глубины, выбираемых из следующего ряда: 1:20, 1:50, 1:100, 1:200, 1:500; 1:1000.

13.1.9 Аппаратура цифровой регистрации должна обеспечивать запись данных каротажа через шаги квантования по глубине 0,1 или 0,2 м, при записи данных пластового накломера – через шаг квантования 0,01 м.

13.1.10 Система контроля каротажных станций или лабораторий должна обеспечить индикацию скорости каротажа, глубины нахождения скважинного прибора, натяжения каротажного кабеля и метки глубины, а также аварийную сигнализацию при превышении допустимых норм технологии проведения каротажа.

13.1.11 Аппаратура лабораторий и скважинные приборы должны обеспечивать подачу контрольных сигналов (нуль-, стандарт-сигналы и др.), необходимых для градуировки измерительных каналов, установки и контроля масштаба регистрации геофизических параметров. Погрешность контрольных сигналов должна быть не более 1 %.

13.1.12 К измерению допускаются каротажные лаборатории и скважинная аппаратура, рекомендованные в установленном порядке к промышленному применению по результатам государственных или ведомственных приемочных испытаний с участием органов Госстандарта или ведомственной метрологической службы.

13.1.13 Внесение каких-либо изменений заводами-изготовителями и производственными геофизическими предприятиями в эксплуатируемые лабораторию и скважинную аппаратуру допускается лишь при согласовании этих изменений с головным институтом, организацией-разработчиком аппаратуры и ведомственной метрологической службой.

13.1.14 Аппаратура электрического каротажа должна обеспечивать автоматическую регистрацию кажущегося сопротивления КС и потенциалов ПС.

Динамический диапазон D измерительного канала КС аппаратуры, определяемый как отношение верхнего предела измерения к нестабильности нулевого сигнала, должен быть, как правило, не менее 1000, а основная погрешность измерения без учета нестабильности нуля – не более 5 %.

13.1.15 Для обеспечения необходимой точности определения удельного

сопротивления пород аппарата индукционного каротажа должна удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон измерения 10 - 4000 мСм/м;
- нестабильность нулевого сигнала не более 10 мСм/м;
- основная погрешность без учета нестабильности нулевого сигнала не более 4 %; дополнительная температурная погрешность не более 1 % на 10° С;
- возможность установки стандарт-сигнала (допускается в сумме с сигналом от породы);
- возможность точного учета влияния скважины при удельном сопротивлении промывочной жидкости $\rho_c > 0,2$ Ом·м и диаметре скважины $d_c \geq 300$ мм.

13.1.16 Аппаратура бокового каротажа должна иметь следующие характеристики:

- область применения – скважины, заполненные проводящей промывочной жидкостью с удельным сопротивлением 0,02 - 5 Ом·м;
- общий диапазон измерения кажущегося сопротивления КС для зонда бокового каротажа 0 – 5000 Ом·м, для зонда псевдобокового каротажа 0 – 2000 Ом·м, допускается применение двух пределов измерения канала КС аппаратуры;
- нестабильность нулевого сигнала на чувствительном пределе измерения не более 0,2 Ом·м; основная погрешность канала КС аппаратуры без учета нестабильности нуля не более 5 %;
- дополнительная температурная погрешность измерения кажущегося сопротивления КС – не более 1 % на 10° С;
- для градуирования аппаратуры используются нуль- и стандарт-сигналы;

13.1.17 Аппаратура бокового микрокаротажа должна удовлетворять следующим требованиям:

- область применения аппаратуры – скважины, заполненные проводящей промывочной жидкостью с удельным сопротивлением 0,02 - 5 Ом·м;
- общий диапазон измерения кажущегося сопротивления не менее чем 0 - 300 Ом·м; допускается применение двух пределов измерения канала КС аппаратуры;
- нестабильность нулевого сигнала на чувствительном пределе измерения не более 0,1 Ом·м, основная погрешность канала КС аппаратуры без учета нестабильности нуля не более 7 %;
- основная погрешность измерения диаметра микрокаверномером – не более 0,5 см;
- дополнительная температурная погрешность канала КС аппаратуры и микрокаверномера – не более 1 % на 10° С;
- для градуирования аппаратуры используются стандарт-сигналы, получаемые из цепи электрода A_i и из цепи преобразователя микрокаверномера.

13.1.18 Аппаратура микрокаротажа (отдельная или в составе комплексного прибора) должна обеспечивать одновременное измерение кажущегося сопротивления потенциал-микрозондом, градиент-микрозондом и диаметра скважины микрокаверномером, а также иметь следующие характеристики:

- диапазон измерения кажущегося сопротивления КС – 0 – 100 Ом·м с разбивкой на два поддиапазона;
- нестабильность нулевого сигнала канала КС аппаратуры – не более 0,05 Ом·м на первом и 0,5 Ом·м на втором поддиапазоне;
- основная погрешность канала КС аппаратуры без учета нестабильности нуля – не хуже 10 % при изменении сопротивления заземления измерительных электродов микрозонда в диапазоне (1 - 50) П, а токового электрода (0,3 - 30) П (где П – предел измерения канала в Ом·м);
- основная погрешность измерения диаметра микрокаверномером – не более 0,5 см;
- дополнительная температурная погрешность каналов КС аппаратуры и микрокаверномера – не более 1 % на 10° С;
- прижимное устройство аппаратуры должно обеспечивать при подъеме прибора

непрерывный контакт рабочей поверхности башмака микроустановки со стенкой скважины и измерение диаметра скважины.

13.1.19 Аппаратура радиоактивного каротажа должна удовлетворять следующим техническим требованиям:

- нелинейность счетной характеристики каналов РК аппаратуры в рабочем диапазоне не должна превосходить 2 % на входе регистратора; если нелинейность на выходе аппаратуры превышает 2 %, для нее периодически должны сниматься кривые нелинейности для введения поправок в показания на нелинейность;

- допустимая максимальная скорость счета РК аппаратуры ограничивается величиной просчета в регистрируемом канале (детектор, телеметрическая система), которая не должна превышать 20 %;

- нестабильность регистрирующей части скважинного прибора РК (кроме генератора нейтронов) при непрерывной работе в течение 8 часов допускается в следующих пределах:

- а) 2 % – при изменении температуры на 10° С;

- б) 3 % – при изменении температуры на 50° С;

- в) 5 % – при температурном диапазоне свыше 100° С;

если эти требования не выполняются из-за температурной нестабильности детектора, методика измерений в скважине должна предусматривать контроль чувствительности детектора.

- при использовании многоканальной РК аппаратуры все виды влияния измерительных каналов друг на друга не должны превышать 3 %.

13.1.20 В приборах РК аппаратуры должны устанавливаться наиболее эффективные для данных условий измерения детекторы:

- сцинтилляционные счетчики в каналах, измеряющих гамма-излучение (применение газоразрядных счетчиков допускается при высоких температурах (более 120 - 150° С));

- пропорциональные счетчики, наполненные галлием-3, в каналах, измеряющих нейтронное излучение (допускается применение сцинтилляционных и пропорциональных счетчиков, наполненных BF₃ в аппаратуре старого образца).

13.1.21 Аппаратура импульсного нейтронного каротажа (далее – ИНК) должна удовлетворять следующим требованиям:

- генераторы нейтронов должны использовать нейтронные трубки с наибольшим выходом нейтронов, но не менее 1·10⁷ нейтр./с и детекторные блоки максимальной чувствительности; допустимая нестабильность выхода нейтронов нейтронной трубки и чувствительности детекторного блока во всем температурном диапазоне не должна превышать в течение 8 часов 30 % при условии монотонного закона их изменения;

- фон нейтронного детекторного блока ИНК, измеренный по скорости счета в интегральном канале, не должен превышать для аппаратуры с высокочастотной трубкой (400 Гц) - 20 имп/мин, с низкочастотной трубкой (20 Гц) - 100 имп/мин.

Разрешающее время измерительного тракта должно обеспечить на первой задержке $\tau_1 \geq \tau_{\Delta n}$ с окном 150 мкс просчет, не превышающий 5 % от максимальной скорости счета. При этом для скоростей счета 1000 имп/мин допускается нелинейность не более 5 %.

В условиях нестационарного процесса она определяется величиной параметра перегрузки Z_p (мин), рассчитанного по формуле

$$Z_p = \frac{\tau_p}{60 f \Delta t}, \quad (58)$$

где τ_p – разрешающее время тракта;

f – частота генератора.

13.1.22 Аппаратура акустического каротажа должна удовлетворять следующим

основным требованиям:

- диапазон измерения интервального времени – 140 – 600 мкс/м для нефтяных и газовых скважин и 120 – 600 мкс/м для скважин на твердые полезные ископаемые; максимальная допустимая основная относительная погрешность не должна превышать для интервального времени $\pm 3\%$;
- диапазон изменения коэффициента затухания – 30 дБ/м, максимальная допустимая основная погрешность измерения затухания должна быть $\pm 15\%$.

13.1.23 Аппаратура магнитного каротажа должна удовлетворять требованиям 10.1, 10.2.

13.1.24 К аппаратуре ядерно-магнитного каротажа (далее – ЯМК) предъявляются следующие требования:

- уровень собственных шумов, отнесенный ко входу скважинного прибора на частоте резонанса 2200 Гц, не должен превышать 0,7 мкВ при полосе 50 Гц и температуре 100° С;
- порог чувствительности аппаратуры при выделении коллекторов – не менее 1 % при уровне помех менее 0,7 мкВ, времени спада сигнала более 60 мс и диаметре скважины не более 280 мм;
- нелинейность амплитудной характеристики измерительного канала не должна превышать $\pm 5\%$ в диапазоне 30 дБ.

13.2 Спуско-подъемное оборудование

13.2.1 Для проведения спуско-подъемных операций при ГИС применяются каротажные подъемники.

13.2.2 Каротажные подъемники могут быть:

- самоходными, выполненными на базе автомобилей или других видов транспорта;
- стационарными, устанавливаемыми на буровой на все время бурения;
- транспортируемыми на буровые различными видами транспорта.

13.2.3 Подъемники и каротажные станции должны удовлетворять техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

13.2.4 Выбор подъемников для проведения ГИС производят в зависимости от глубины обслуживаемых скважин.

13.2.5 Основным оборудованием каротажного подъемника являются спуско-подъемный агрегат, пульт управления спуско-подъемными операциями, датчики натяжения и глубины.

Спуско-подъемный агрегат состоит из барабана, тормозной системы, рамы, кабелеукладчика, привода барабана.

13.2.6 Барабан должен удовлетворять следующим требованиям:

- минимальный диаметр D_a обечайки (бочки) барабана под многослойную намотку бронированных кабелей для геофизических работ должен соответствовать условию $D_a \geq 40d_e$, где d_e – диаметр кабеля;
- обечайка барабана должна изготавливаться из антимагнитного материала, чтобы исключить искажения при записи потенциалов ПС от ЭДС, индуцируемых в кабеле намагниченными стальными деталями при вращении барабана;
- максимальный диаметр щек (лобовин) барабана D_e должен соответствовать условию $D_e \leq D_a$.

13.2.7 Тормозная система барабана и привода должна обеспечивать:

- плавное торможение, как при свободном спуске скважинных приборов, так и при принудительном с помощью привода;
- полную остановку барабана.

13.2.8 Рама обеспечивает монтаж спуско-подъемного агрегата и несет на себе нагрузки от веса агрегата, действия привода барабана, натяжения кабеля.

Надежность, работоспособность и крепление рамы проверяются при перемотке

кабеля на барабан подъемника под натяжением, соответствующим натяжению кабеля при подъеме из скважины.

13.2.9 Приводы должны иметь ступенчатое и плавное регулирование скорости с тем, чтобы обеспечить движение кабеля с принятыми скоростями.

13.2.10 Технические характеристики других устройств спуско-подъемных агрегатов станций должны удовлетворять требованиям действующих стандартов.

13.2.11 Питание электрических цепей подъемника (станции) осуществляется от промышленной сети напряжением 220 В или 380 В частотой 50 Гц.

13.2.12 Каротажный подъемник должен комплектоваться подвесным и направляющим блоками (или роторным по требованию заказчика), датчиками глубины и натяжения, устройством меткоуловителя и др.

Подвесной и направляющий блоки (или роторный) предназначены для направления кабеля при спуско-подъемных операциях.

13.2.12.1 Подвесной блок подвешивается к вертлюгу через штропы и элеватор или непосредственно на крюк через накидное кольцо на высоте не менее 15 м.

На направляющем блоке устанавливается датчик глубин, который вращается при движении кабеля по мерному ролику блока.

На подвесном блоке устанавливается датчик натяжения, обеспечивающий измерение силы натяжения, в 2 раза большей номинальной грузоподъемности подъемника.

13.2.12.2 Направляющий блок крепится на специальном узле крепления, который постоянно закреплен на основании буровой на расстоянии от ротора буровой не более 2 м.

Узел крепления направляющего блока должен быть испытан на нагрузку, в 2,5 раза превышающую вес каротажного кабеля длиной, равной проектной глубине буровой скважины.

При отсутствии узла крепления направляющего блока на основании буровой считать скважину не подготовленной к проведению геофизических работ.

Направляющий блок устанавливается на буровой так, чтобы средняя плоскость ролика проходила через середину барабана лебедки каротажного подъемника (станции).

13.2.12.3 Устройство меткоуловителя устанавливается на устье буровой скважины (роторе) и служит для нанесения на кабель магнитных меток, считывания магнитных меток при подъеме прибора (кабеля) из буровой скважины и передачи сигнала метки в регистрирующую аппаратуру с целью привязки регистрируемых параметров по глубине.

13.2.13 На базе намотка каротажного кабеля на барабаны спуско-подъемного агрегата производится следующим образом:

- конец кабеля пропускается через отверстие в обечайке барабана и подсоединяется к коллектору;

- крепление кабеля на внешней поверхности обечайки барабана не допускается во избежание повреждения изоляции жил;

- кабель наматывается на барабан под натяжением, которое должно соответствовать его натяжению в буровой скважине, но не менее чем 5 кН.

13.3 Геофизические кабели

13.3.1 Геофизический кабель применяется для спуска и подъема скважинных приборов и служит каналом связи между скважинными и наземными приборами геофизической аппаратуры.

13.3.2 Для геофизических измерений в буровых скважинах применяются бронированные кабели, выпускаемые промышленностью, соответствующие параметрическому ряду геофизических кабелей.

13.3.3 Выбор геофизического кабеля для измерений производят в зависимости от типа применяемой скважинной геофизической аппаратуры, глубины буровой скважины,

свойств заполняющей буровую скважину промывочной жидкости и других факторов.

13.3.4 Присоединение скважинных приборов к бронированному кабелю производят с помощью соединительной муфты, кабельный наконечник которой крепится к кабелю.

13.3.5 Крепление кабельного наконечника к бронированному кабелю производят проволоками внешнего повива брони.

Их количество определяется с помощью графика, приведенного на рисунке 4, с округлением до целого меньшего числа.

График для расчета выбирают в зависимости от диаметра кабеля и проволок его брони.

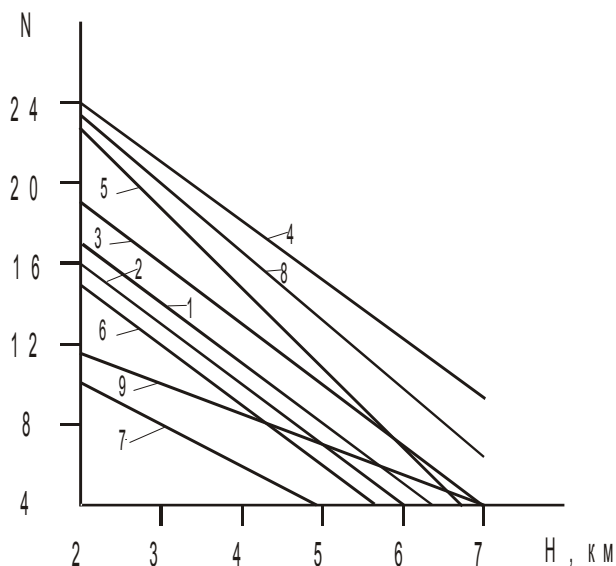
Шифры графиков в зависимости параметров кабеля приведены в таблице 7, где:

- шифры 1 и 2 относятся к кабелям соответственно с резиновой (полиэтиленовой) и фторопластовой изоляцией;

- шифры 4 – к трехжильным кабелям с электрическим сопротивлением жил более 20 Ом/км;

- 5 – к трехжильным с сопротивлением менее 20 Ом/км, а также семижильным и коаксиальным.

Указанный способ расчета количества проволок, крепящих кабельный наконечник к кабелю, может применяться для буровых скважин глубиной до 7 км и небольшим углом наклона (не более 15°) и для кабеля, броня которого состоит из проволок, имеющих маркировочную группу по временному сопротивлению разрыву 1,6 ГПа.



**Рисунок 4 -
наибольшего допустимого количества (N) крепящих
проволок от глубины (H)**

(Примечание - шифр кривых согласно таблице 7)

Зависимость

Таблица 7 – Шифры графиков в зависимости параметров кабеля

Диаметр кабеля, мм	Диаметр проволок брони в повиве, мм		Шифр графика
	внутреннем	наружном	
4,0-5,5	0,6	0,6	8
4,5-5,5	0,8	0,8	9
6,0-7,0	0,8	1,1	7
6,0-7,0	0,8	0,8	4
8,0-8,5	0,8	1,1	6
9,0-10,0	1,1	1,3	1 и 2
9,0-10,0	0,8	1,1	3

10,0-11,0	1,1	1,3	3
11,0-14,0	1,1	1,3	4 и 5

13.3.6 Для глубоких и сверхглубоких буровых скважин важной является предварительная оценка условных запасов прочности кабелей, которыми предполагается обслуживать те или иные скважины.

Под условным запасом прочности при каротаже понимается наибольшая дополнительная нагрузка во время прихвата, которую может выдержать кабель, (например, при его расхаживании).

Условный запас прочности несколько больше, чем разрывная прочность крепления проволок в кабельном наконечнике.

Оценка разрывной прочности крепежных проволок в наконечнике (ориентировочное значение условного запаса прочности) кабеля производится по графикам, приведенным на рисунках 4 и 5.

Полученный запас прочности должен быть равен или немного больше (на 5 - 10 %) рекомендуемых значений, приведенных в таблице 8.

13.3.7 При износе проволок брони на 15 - 20 % их диаметра на участке кабеля, работающего в интервале, близком к середине буровой скважины, допустимое количество крепежных проволок, определенных по 13.3.5, необходимо уменьшить на 1 или 2 проволоки (для глубин 3 - 5 км).

Таблица 8 – Рекомендуемые запасы прочности бронированных кабелей при геофизических работах

Глубина спуска кабеля, м	Значения запаса прочности, кН	
	в открытом стволе скважины	в обсадной колонне или насосно-компрессорных трубах
3000	18	5,4
4000	19	5,7
5000	20	6,0
6000	21	6,3
7000	22	6,6
10000	25	7,5

При износе проволок на 30 - 40 % их количество уменьшают на 3 или 5.

В случае применения кабелей с броней из проволок маркировочной группы по временному сопротивлению разрыву 1,7-1,8 Гпа (что указано в паспорте или стандарте на кабель) допускаемое количество крепежных проволок должно быть больше расчетного значения на 1 или 2 проволоки при диаметре проволок 0,6 - 0,8 мм и 1,1 - 1,3 мм соответственно.

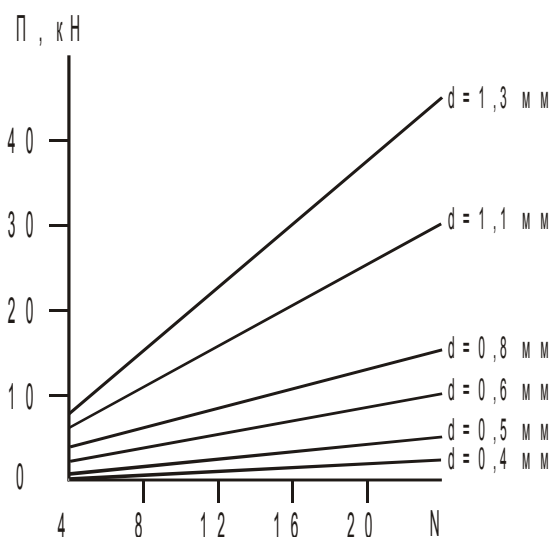


Рисунок 5 - Прочность крепления бронированного кабеля (П) в кабельном наконечнике для различных диаметров крепежных проволок

13.3.8 Разрывная прочность в месте крепления шлангового кабеля или кабеля в оплетке к кабельному наконечнику не должна превышать 70 % от разницы разрывной прочности кабеля и его веса в скважине (из учета выталкивающей силы промывочной жидкости).

13.3.9 Перед подсоединением скважинной аппаратуры необходимо проверить сопротивление изоляции жил кабеля и отсутствие обрывов жил. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,5 Мом на всю длину кабеля.

13.3.10 Основными неисправностями кабеля являются нарушения его конструкции и нарушение изоляции жил кабеля.

13.3.11 Нарушения изоляции в оплеточных и шланговых кабелях определяют способом предохранительных контактов, который заключается в следующем.

Кабель перематывают с одного барабана лебедки на другой. При этом жилы одного конца кабеля изолируют друг от друга и от «земли», а жилы другого конца присоединяют к одному полюсу источника постоянного тока (15 - 30 В), второй полюс которого заземлен.

При перемотке с кабелем соприкасаются три контакта, расположенных на расстоянии 5 - 10 м друг от друга, - крайние соединены непосредственно с «землей», а средний соединен с «землей» через гальванометр и балластное сопротивление около 10 кОм.

Место нарушения изоляции обнаруживают по отклонению стрелки гальванометра при перемотке кабеля. Отклонение тем больше, чем ближе место нарушения к среднему контакту.

Во избежание замыкания токов утечки помимо гальванометра опора среднего контакта должна быть изолирована от «земли».

13.3.12 Для уменьшения вероятности повреждения кабеля при проведении работ необходимо оберегать его от ударов, резких изгибов и иных механических воздействий, которые могут нарушить его изоляцию и повредить жилы.

Кабель, выходящий из скважины, следует промывать от промывочной жидкости.

Не допускается сбрасывать витки кабеля через щеки барабана. Намотка кабеля на барабан должна производиться плотной рядовой укладкой с возможно меньшим числом переклестов и западаний витков.

13.3.13 При хранении кабель должен быть защищен от осадков. В случае длительного хранения рекомендуется держать кабель в сухом складском помещении. Бронированный кабель перед хранением необходимо высушить и смазать канатной или другой смазкой, нейтральной по отношению к стальной оцинкованной проволоке и изоляции. Приемку нового кабеля, учет и транспортировку производят в соответствии с инструкциями.

13.3.14 Расход кабеля любого типа на одну партию (отряд) в год не должен превышать норм, приведенных в таблице 9.

Таблица 9 – Нормы расхода кабелей

Средняя глубина скважин, обслуживаемых партией (отрядом), м	Наибольший допустимый расход кабеля одной партией (отрядом) в год, км	Пробег кабеля, отнесенный к 1 км кабеля, км
---	---	---

До 1000	2,0	-
1000-2000	3,0	600
2000-3000	4,5	400
3000-4000	7,0	300
4000-5000	8,0	200
5000-6000	9,0	150
6000-7000	10,0	-

13.3.15 Для районов с преобладанием наклонно-направленных буровых скважин данные нормы увеличивают на 25 %.

Нормы кабелей, имеющих полимерную оболочку поверх брони, могут быть уменьшены в 1,5 - 2 раза, а для кабелей, используемых при работах через лубрикатор, – увеличены в 2 раза.

Во время эксплуатации бронированных кабелей следует следить за коррозией проволоки брони, особенно внутреннего повива.

13.3.16 Разметку кабеля производят на базе геофизического предприятия (стационарная разметка) или на скважине.

13.3.17 Стационарную разметку кабеля производят с помощью специальной разметочной установки, позволяющей имитировать натяжение кабеля на устье скважины.

13.3.18 Имитацию натяжения кабеля допустимо производить ступенчато изменяющейся нагрузкой, соответствующей изменению натяжения кабеля через каждые 500 или 1000 м глубины в скважине, заполненной промывочной жидкостью, имеющей средние параметры для исследуемой площади.

13.3.19 В процессе разметки необходимо соблюдать меры по устранению раскочки подъемника и возникновению динамических нагрузок на кабель. С этой целью, а также с целью уменьшения времени и трудоемкости работ допускается проведение разметки кабеля при постоянной нагрузке, достаточной для плотной укладки кабеля на барабане лебедки.

В этом случае разницу удлинений кабеля в буровой скважине и на стационарной установке следует учитывать соответствующим изменением базы измерения.

13.3.20 В процессе разметки или после нее необходимо контролировать нанесение (наличие) меток.

13.3.21 Новый бронированный кабель в течение первого месяца эксплуатации рекомендуется размечать после каждого выезда на скважину.

В дальнейшем рекомендуется производить разметку по нормам, приведенным в таблице 10.

Таблица 10 – Периодичность разметки бронированных кабелей

Средняя глубина скважин, м	Наибольший интервал времени между разметками, дни		Наибольшее число отработанных скважин между разметками	
	2-й и 3-й месяцы	4-й и последующие месяцы	2-й и 3-й месяцы	4-й и последующие месяцы
2000-3000	22	70	11	35
3000-4000	16	55	8	27
4000-5000	12	40	6	20
5000-6000	10	35	5	17
6000-7000	8	25	4	12
7000-8000	6	20	3	10

13.3.22 После проведения прострелочно-взрывных работ кабель должен быть вновь размечен независимо от норм, указанных в таблице 9.

Разметку необходимо производить также после прихвата прибора или кабеля, если при этом зарегистрирована дополнительная нагрузка свыше 10 кН для кабелей диаметром более 8 мм и свыше 5 кН для кабелей диаметром менее 8 мм.

В этом случае рекомендуется также в процессе разметки определять остаточное удлинение кабеля и по результатам измерений корректировать глубины на ранее полученных диаграммах каротажа.

13.3.23 Для устранения погрешности определения глубины из-за остаточного удлинения кабеля следует неиспользованные по каким-либо причинам подъемники с ранее размеченными кабелями вновь устанавливать на разметку перед выездом на скважину, если с момента предшествующей разметки прошли следующие сроки:

- свыше одной недели для нового кабеля;
- свыше трех недель для кабеля, бывшего в эксплуатации один-три месяца;
- свыше двух месяцев для кабелей, бывших в эксплуатации более трех месяцев.

13.3.24 Калибровку динамометра и других систем, регистрирующих натяжение кабеля во время разметки, рекомендуется выполнять не реже 1 раза в месяц.

Погрешность измерения длины кабеля при стационарной разметке не должна превышать 0,02 %.

13.3.25 Перед проведением разметки нового кабеля (стабилизированного и нестабилизированного в заводских условиях) последний следует подвергать обтяжке на стационарной установке.

Обтяжка должна производиться при наибольших ожидаемых нагрузках в скважинах.

Обтяжка должна быть выполнена не менее 2 раз путем перемотки кабеля с лебедки подъемника на лебедку разметочной установки и обратно.

13.3.26 В случае проведения разметки нового кабеля на буровой скважине обтяжка производится путем его спуска и подъема в буровую скважину с грузом или прибором; скорость подъема должна быть максимально допустимой.

14 Проведение геофизических измерений

14.1 Метрологическое обеспечение геофизической аппаратуры

14.1.1 К измерению на буровой скважине допускаются геофизическая аппаратура и скважинные приборы, прошедшие поверку на заводе-изготовителе и базах тех геофизических организаций, которые применяют эту скважинную геофизическую аппаратуру.

Поверка скважинной геофизической аппаратуры производится в соответствии с ТНПА, регулирующими вопросы проверки геофизической аппаратуры и другими руководящими документами (далее - РД) по проведению различного вида каротажа.

14.1.2 Поверка скважинной геофизической аппаратуры на базах геофизических организаций производится периодически (1 раз в полугодие), но не реже одного раза в год и после ремонта, влияющего на метрологическую характеристику аппаратуры.

14.1.3 На заводе-изготовителе поверка скважинной аппаратуры может производиться выборочно.

14.1.4 Калибровка аппаратуры на буровой скважине производится с помощью специальных передвижных устройств, при отсутствии указанных устройств – с помощью контрольных измерений согласно требованиям настоящего ТКП.

14.1.5 Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа производится по следующей схеме:

- получение градуировочных зависимостей (палеток);
- первичная стандартизация приборов (не реже одного раза в год);
- периодическая проверка стандартности рабочих приборов (раз в квартал);
- систематическая проверка стандартности и калибровка (эталонирование) перед

каждым исследованием в скважине и после него.

14.1.6 В качестве калибровочных единиц используются:

- экспозиционная доза излучения;
- отношение значений скоростей счета в скважине к скорости счета с тем же прибором в фиксированных условиях на поверхности или в скважине;
- отношение разности скоростей счета против изучаемых пластов J_x и в других опорных пластах J_1 и J_2 в относительных разностных единицах

$$q = (J_x - J_2) / (J_1 - J_2) \quad (59)$$

При измерениях на нескольких зондах или временных задержках результаты измерений представляются в виде декрементов затухания плотности потока излучения или отношений значений на двух зондах или задержках, а также их функционалов.

14.1.7 При каждом выезде на буровую скважину выполняется калибровка прибора РК на базе.

Она служит для перевода значений РК в единицах скорости счета в единицы, обеспечивающие сопоставимость измерений, выполненных разными приборами одного типа, а также для проверки работоспособности прибора и получения исходных данных при выборе масштаба записи диаграмм.

Измерения выполняются, как правило, на имитаторах пород на базовом стенде, но по сокращенной программе в сравнении с программой периодической проверки.

Если методика работ предусматривает измерения с ПКУ, то измерения с этими устройствами выполняют на буровой скважине до и после каротажа. Паспортизация ПКУ выполняется тем же рабочим прибором РК на базовом стенде и проверяется раз в полгода.

14.1.8 Основным нормируемым метрологическим показателем приборов НК является погрешность определения водосодержания в единицах пористости $k_{п}$ в диапазоне ее изменения (3 - 30 %).

Абсолютная погрешность определения пористости $\Delta(k_{п})$ в % прибором НК в этом диапазоне, обусловленная нестандартностью его измерительной установки, не должна превышать 1 %.

Показания однозондовых приборов НК измеряются в условных единицах. Величина условной единицы равна показаниям прибора, помещенного в бак с пресной водой $J_{в}$ (содержание солей менее 0,5 г/л), за вычетом натурального гамма-фона в воде для НГК $J_{фги в}$ (при НК фон отсутствует).

14.1.9 Палетки для определения пористости по НК получают на натуральных эталонных моделях водонасыщенных пластов с известной пористостью и составом минерального скелета, имеющих в региональных метрологических центрах.

Палетки представляют зависимости существенных значений НК (в условных единицах для однозондовых измерительных установок или в единицах декремента α для многозондового НК) от водонасыщенной пористости известняков при различных скважинных условиях измерения и минерализации пластовой и промывочной жидкости.

14.1.10 Первичная стандартизация НК выполняется с помощью имитаторов пористых пластов (далее - ИПП). ИПП с прибором внутри поочередно устанавливают в емкость с пресной водой. Измерениям в ИПП приписывают эквивалентность с измерениями в натурной модели известняка с диаметром скважины 190 мм и фиксированной величиной пористости $k_{п экв}$.

Паспортизация ИПП проводится путем измерения в них значений $J_{ИПП-1}$, $J_{ИПП-2}$ в условных единицах (в случае многозондового НК – $\alpha_{ИПП-1}$, $\alpha_{ИПП-2}$) эталонным прибором НК.

По этим значениям, пользуясь палеточной зависимостью для нормализованных

условий (буровая скважина диаметром 190 мм, вода пресная, прибор на стенке буровой скважины), определяют значения $k_{п экв-1}$ и $k_{п экв-2}$.

14.1.11 В процессе стандартизации прибора НК проверяется соответствие измеренных величин $k_{п экв-1}$ и $k_{п экв-2}$ паспортным данным.

Каждое измерение в ИПП и в воде повторяется не менее трех раз (при этом $\sigma_{ст} \leq 1\%$). Для многозондового НК измерения в ИПП повторяются 10 раз.

Время единичного измерения в ИПП и в воде должно обеспечить его статистическую точность $\sigma_{ст} \leq 1\%$.

Проверку параметров ИПП проводят раз в полгода вторичным эталонным прибором.

14.1.12 Периодическая проверка рабочего прибора предусматривает те же измерения, что и при стандартизации прибора.

Определяется коэффициент дифференциации, равный $J_{ИПП-1} / J_{ИПП-2}$, и сравнивается с полученным при стандартизации. Расхождение между ними не должно превышать 2%.

Измерения в ИПП при периодической проверке повторяются не менее трех раз.

14.1.13 Перед каждым выездом на скважину выполняется калибровка прибора, включающая однократное измерение в ИПП и воде, при многозондовом НК допускается проводить одно измерение или в ИПП-2, или в воде.

По результатам измерения в воде вычисляется приведенная величина условной единицы (имп/мин)

$$J_{y\delta(i\delta)} = \frac{J_{y\delta}}{Q(t) \cdot 10^{-6}}, \quad (60)$$

где $Q(t) = Q_0 \exp(-693t/T)$ – интенсивность нейтронного источника на момент калибровки, нейтр./с;

T – период полураспада (для полониево-бериллиевого источника он равен 138,4 сут);

t – интервал между временами паспортизации источника и калибровкой;

Q_0 – интенсивность источника по паспорту.

Изменения $J_{y\delta(i\delta)}$ между двумя выездами на скважину без смены или перенастройки блока детектора не должны превосходить 10%.

Для многозондового НК по результатам калибровки вычисляют значения α для ИПП-2 или воды, их изменения для одного прибора не должны превосходить 1,5%.

14.1.14 Эталонировка аппаратуры акустического и радиометрического контроля цементирования производится на моделях свободной и зацементированной колонны с известным дефектом цементного кольца по плотности и сцеплению.

Она имеет целью определить переходные коэффициенты между измеряемыми амплитудами A продольных волн и соответствующими эквивалентными дефектами цементного кольца, а также оценить минимальную величину дефекта, обнаруживаемого данной аппаратурой.

14.1.15 Градуировка термометра сводится к получению исходных данных для установления температурной шкалы термограммы.

Термометр градуируется в заполненном водой термостате при температурах от 20 до 100° С. При градуировании воду интенсивно перемешивают, чтобы обеспечить равномерную температуру в термостате.

14.1.15.1 При градуировании термометра на трехжильном кабеле измеряют выходное напряжение ΔU и силу тока I питания термометра.

Эталонным термометром измеряют температуру воды в термостате. По результатам измерений строят градуировочную кривую с осью абсцисс ($\Delta U / I = 0$), которая дает

значение нулевой температуры T_c .

Постоянную термометра C подсчитывают по двум значениям температуры T_1 и T_2 и соответствующим им значениям $(\Delta U/I)_1$ и $(\Delta U/I)_2$ на градуировочной кривой:

$$C = \frac{T_2 - T_1}{(\Delta U/I)_2 - (\Delta U/I)_1}. \quad (61)$$

14.1.15.2 При градуировании термометра на одножильном кабеле (ТЭГ-60) проверяют показания стандарт сигналов, соответствующих 20 и 100° С по фактическим (таким же) значениям температуры в термостате. Если эти показания не совпадают с фактическими значениями, то подстроечными резисторами добиваются их совпадения. Затем получают график зависимости показаний прибора от температуры путем измерений при нескольких значениях температуры в интервале 20 - 100° С.

Если нелинейность графика больше 1 %, вносят исправления в схему.

14.1.15.3 Для определения постоянной времени (тепловой инерции) термометра берут два бака с водой с температурой T_1 и T_2 , различающейся примерно на 10° С. Переноса термометр из одного бака в другой, записывают кривую изменения температуры каротажным регистратором при большой скорости протяжки ленты. На ленту наносят марки времени (например, от звукового генератора).

Время, прошедшее от момента переноса до момента, соответствующего точке кривой с температурой $T_1 + 0,63(T_2 - T_1)$, равно постоянной времени.

14.1.16 Эталонирование профилемера и каверномера сводится к получению кривой зависимости его показаний от величины раскрытия измерительных рычагов во всем рабочем диапазоне.

14.1.17 Проверка аппаратуры для других видов каротажа до разработки и вступления в действие ОСТов производится в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

14.2 Изоляция кабеля и электрических цепей измерительных схем

14.2.1 Качество получаемых на буровой скважине геофизических данных в значительной степени зависит от состояния электрической изоляции электрических цепей и схем каротажной лаборатории и скважинной аппаратуры. Поэтому необходимо исключить возможность утечек тока токовой (питающей) и измерительной цепей на «землю» и из одной цепи в другую или, по крайней мере, уменьшить их влияние настолько, чтобы наличие утечек не отражалось на результатах измерений.

Для этой цели в первую очередь необходимо иметь высокую изоляцию электрических цепей и жил кабеля относительно «земли» (корпуса приборов) и между собой.

14.2.2 Качество изоляции характеризуется ее электрическим сопротивлением.

Сопротивление изоляции обычно выражают в мегомах (Мом) и определяют следующим образом:

- при помощи мегомметра; мегомметр имеет выходное напряжение до 500 В, при таком напряжении наблюдается пробой изоляции некоторых приборов (гальванометров, термометров и т.п.), поэтому перед применением мегомметра необходимо установить, не будет ли его напряжение опасно для изоляции проверяемой цепи, и если это возможно, пользоваться другим способом проверки изоляции;

- при помощи омметра (тестера или иного прибора); этот способ применим лишь при не очень высоком сопротивлении изоляции.

14.2.3 Для предотвращения утечек следует:

- содержать в чистоте и сухом виде всю аппаратуру, особенно ее изолирующие части и соединительные устройства;

- устранить возможность соприкосновения лишенных изоляционного покрова

токопроводящих частей (например, концов жил) непосредственно через хлопчатобумажную оплетку или через обмотку изолированной лентой с «землей» (корпусом приборов);

- изолировать места постоянных соединений проводов резиновой изоляцией.

Во избежание увлажнения аппаратуры и связанного с этим снижения сопротивления изоляции проводов, а также выпадения влаги на изолирующих деталях, что приводит к утечкам тока и возможным пробоям изоляции, следует:

- каротажную станцию (лабораторию) на базе располагать в закрытом помещении, в котором в зимнее время температура поддерживается выше нуля;

- в холодное время на стоянках и во время переезда обогревать станцию (лабораторию).

Если аппаратура увлажнена, необходимо перед работой просушить ее для улучшения изоляции.

14.2.4 Наиболее опасны одновременные нарушения изоляции токовой и измерительной цепей, так как при таких утечках возникают наибольшие ошибки в результате измерений.

Чтобы избежать таких утечек, в процессе эксплуатации станции (лаборатории) необходимо следить за исправностью ее изоляции; предотвращать сближение токопроводящих узлов различных цепей и соблюдать принятые меры по экранированию одних цепей от других. Сопротивление заземления корпуса лаборатории и подъемника должно быть небольшим.

Большинство узлов измерительной цепи отделено от других цепей металлическими деталями – экранами, изолированными как от корпуса, так и от токоведущих частей измерительной цепи.

Экраны подключены к отдельным выводам (Z_n или Z_0).

Соединение этих выводов с «землей» предотвращает переход токов (утечек) токовой и силовой цепей непосредственно в измерительную, что снижает погрешность измерений.

При низком сопротивлении изоляции измерительной цепи это не предотвращает возникновение существенной погрешности измерений.

14.2.5 Наименьшие допустимые сопротивления изоляции измерительной цепи приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Допустимые сопротивления изоляции измерительной цепи

Измерительная цепь	Мом
жил кабеля (уточняется в зависимости от вида измерений)	2
измерительной схемы лаборатории относительно корпуса и приборного заземления	10
силовой цепи	2
приборного заземления относительно корпуса	1

14.2.6 Перед измерениями и после их проведения необходимо проверять изоляцию основных цепей лаборатории и кабеля.

14.2.7 Допускается использование результатов измерений с кабелем и аппаратурой, сопротивление изоляции которых снизилось в процессе измерений ниже допустимого, при условии, что имеются материалы для сопоставления, т.е. материалы, полученные в соседних скважинах, данные обработки БКЗ и других методов, подтверждающие правильность полученных данных.

14.3 Определение глубин

14.3.1 Определение глубины является одной из важнейших операций при

промысловых геофизических работах.

14.3.2 Приближенное определение глубин производят по показаниям счетчика, а более точное – по меткам, устанавливаемым на кабеле через 10 - 20 м

14.3.3 Для каротажа на бронированном кабеле используются магнитные метки согласно 13.3.

14.3.4 При записи каротажной кривой на ленте регистратора отмечается момент прохождения метки глубины на каротажном кабеле через меткоуловитель, устанавливаемый на блок-балансе или подвесном ролике.

14.3.5 Исходной величиной при определении глубин меток на диаграмме (разметка глубин) является цена первой метки Z_i .

Цена первой метки определяется как расстояние от нее до точки записи измеряемой величины.

В зондах и скважинных приборах, рассчитанных на измерение двух и более величин (КС и ПС стандартного зонда, КС разными зондами, ГК и НГК двухканального прибора и т.д.), точка записи и, следовательно, цена первых меток будут разными для различных кривых.

14.3.6 Глубина Z_n , соответствующая той или иной метке, определяется по формуле

$$Z_n = Z_n + \Delta Z_m (n - 1) - Z_{my}, \quad (62)$$

где n – порядковый номер метки на кабеле;

ΔZ_m – расстояние между метками;

Z_{my} – расстояние между ротором и индуктивной катушкой меткоуловителя.

Z_n – глубина начальной (первой) метки.

14.3.7 По сигналам меткоуловителя (метки глубины) можно корректировать показания счетчика глубин, исправляя их так, чтобы счетчик показывал истинные глубины и давал сигналы для разметки сетки глубин на диаграмме.

14.3.8 Разметку кабеля и проверку положения меток производят либо на буровой, либо на разметочной установке согласно 13.3.

14.3.9 Расположение начальной точки на кабеле при его разметке произвольное, так как оно определяет лишь цену первой метки.

14.3.10 При разметке кабеля на буровой скважина должна быть заполнена той же жидкостью (глинистой, водой) какой будут заполнены скважины при дальнейших работах кабеля.

При глубинах свыше 1000 м для оплеточного и шлангового кабелей и свыше 2000 м для бронированного кабеля разметку следует производить при тех же (или близких к ним) условиях, какие имеют место при проведении той или иной операции.

14.3.11 При каротаже скважин заранее размеченным кабелем рекомендуется пользоваться грузом, исходя из веса которого произведена разметка кабеля.

14.3.12 Не рекомендуется применять в одной и той же скважине кабели, размеченные различными способами, так как расхождение в определении глубин в этом случае достигает нескольких метров.

14.3.13 Для уточнения глубины при перфорации нужно использовать диаграмму РК. Суть метода заключается в следующем.

Перед перфорацией проводят ГК или НГК. На полученных диаграммах отмечают пласт, который необходимо перфорировать. Затем вновь производят РК и устанавливают метки на кабеле, соответствующие границам пласта. Далее прибор РК заменяют на перфоратор и после введения поправки, связанной с разным положением вышеуказанных приборов относительно начальной метки, производят перфорацию.

Для повышения точности рекомендуется применять кабели, которые были в эксплуатации не менее трех месяцев, а также соблюдать скорость записи РК не более 100 м/ч и выполнять работы с возможно меньшими динамическими нагрузками во время подъема прибора РК (после вторичного каротажа) и при спуске перфоратора.

14.3.14 Для точного определения глубины при перфорации может применяться также локатор муфт, с помощью которого производят точную установку перфоратора при спуске. Для упрощения работ при этом может использоваться укороченная труба, устанавливаемая в колонне вблизи продуктивного пласта, к которой привязывается положение перфоратора.

14.3.15 Аналогично вышеизложенному определяется глубина при вскрытии пласта перфораторами на насосно-компрессорных трубах.

14.4 Работа на буровой скважине

14.4.1 Работе на буровой скважине предшествует подготовка структурного подразделения, проводящего ГИС (каротажной партии, отряда) на каротажной базе.

Подготовка структурного подразделения, проводящего ГИС, к выезду на буровую скважину включает:

- получение наряда на геофизические работы;
- ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой буровой скважине;
- проверка исправности механизмов, приборов и инструмента в каротажной станции (подъемнике и лаборатории);
- получение скважинных приборов и материалов в соответствии с заданием в наряде.

14.4.2 На буровой скважине структурное подразделение, проводящее ГИС, проверяет подготовленность буровой скважины согласно приложению А, правильность полученного в наряде задания и при необходимости уточняет его, устанавливает и подготавливает станцию (подъемник и лабораторию) к работе, присоединяет к кабелю приборы и аппараты, спускает их в буровую скважину и проводит измерения.

14.4.3 Для проведения геофизических работ скважину подготавливают согласно приложению А.

14.4.4 В бурящейся скважине геофизические работы должны быть начаты сразу же после подъема буровых труб. При простое буровой скважины перед геофизическими работами часто возникают затруднения при спуске зонда или скважинного прибора на забой.

14.4.5 Методика проведения геофизических измерений в буровой скважине должна обеспечивать выполнение требований настоящего ТКП и имеющихся РД по эксплуатации соответствующих каротажных лабораторий и скважинной аппаратуры.

14.4.6 При сборке скважинных приборов следует обеспечить надежные электрические соединения узлов и герметичность кожуха. Резьбовые соединения перед свинчиванием должны быть прочищены и смазаны. Необходимо исключить возможность увлажнения внутренних частей приборов.

У маслonaполненных скважинных приборов перед спуском необходимо проверить правильность заполнения прибора маслом.

14.4.7 Перед спуском скважинного прибора следует осмотреть его и убедиться в исправности вывода из прибора (косы), кожуха, головки, уплотнений.

14.4.8 По прибытии структурного подразделения, проводящего ГИС, на буровую скважину производят следующие подготовительные работы:

- устанавливают подъемник на 25 - 40 м от устья буровой скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье буровой скважины; после установки автомобиль затормаживают и надежно закрепляют, подкладывая клинья под его колеса;

- устанавливают и закрепляют блок-баланс (или направляющий и подвесной ролики);
- подготавливают лебедку подъемника и ее привод;
- заземляют лабораторию и подъемник при помощи отдельных заземлений;
- подключают станцию к питающей сети (сети переменного тока буровой), а при ее отсутствии – к генераторной группе подъемника; подключение к питающей сети и отключение от нее лаборатории и подъемника следует делать с соблюдением необходимых мер предосторожности, при снятом напряжении или в резиновых перчатках;
- устанавливают на блок-балансе датчик глубин, датчик натяжения, магнитный меткоуловитель;
- производят внешние соединения каротажной станции (лаборатории и подъемника);
- спускают в устье скважинный прибор или зонд с грузом.

14.4.9 После спуска зонда или скважинного прибора в устье буровой скважины устанавливают на счетчиках показания, равные расстоянию от точки отсчета глубин буровой скважины до скважинного прибора.

14.4.10 Первые витки кабеля с барабана сматывают вручную или с помощью лебедки, устанавливая задний ход в коробке передач двигателя автомобиля, в дальнейшем вращение барабана при спуске производится под действием веса кабеля при выключенном приводе лебедки. Регулирование скорости спуска осуществляется тормозом барабана лебедки.

14.4.11 При спуске и подъеме скважинных приборов на кабеле необходимо соблюдать необходимые меры предосторожности.

14.4.12 При спуске кабеля необходимо контролировать движение зонда или скважинного прибора.

Контроль осуществляется:

- по натяжению кабеля, но при большой скорости спуска, вязкой промывочной жидкости и бронированном кабеле контроль по натяжению недостаточно надежен;
- по каналу ПС или (если ПС мало изменяется или наблюдаются сильные блуждающие токи) по изменению отклонения бликов гальванометров при записи сопротивления, интенсивности гамма-излучения и т.д.

14.4.13 При затруднении в спуске прибора допускается:

- увеличение веса груза;
- в особенно сложных случаях, по согласованию с руководством геофизического предприятия, каротаж через бурильные или обсадные трубы (труднопроходимый интервал буровой скважины перекрывают бурильными или обсадными трубами, и спуск производят через них).

Обеспечение геофизических работ в буровых скважинах с особыми условиями проводится по проектам, составленным совместно с геофизическим предприятием и организацией, проводящей буровые работы.

14.4.14 Если, как обычно, запись производится только во время подъема, то во время спуска скважинного прибора осуществляется контроль за работой аппаратуры, наблюдается изменение измеряемых величин, проверяется правильность выбора режима работы аппаратуры.

При необходимости по изменению измеряемой величины контролируется перемещение скважинного прибора.

14.4.15 Во время подъема скважинного прибора необходимо контролировать натяжение кабеля. Натяжение контролируется механическим, тензометрическим или иным датчиком.

Дополнительная нагрузка на кабель, возникающая в результате прихвата прибора или кабеля, определяется по разнице натяжений кабеля во время прихвата и до него.

14.4.16 При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков буровой скважины, а также при каротаже через бурильные трубы кабель следует поднимать медленно и все время следить за его натяжением.

14.4.17 Для своевременного предупреждения о приближении груза к устью буровой скважины примерно за 50 м от конца кабеля ставят большую предупредительную метку и «стоп-метку» на кабеле у лебедки, когда прибор находится у устья скважины.

14.4.18 Перед началом измерения на забой спускается некоторый излишек кабеля, поэтому нижняя точка кривой определяется по переходу от ровного участка записи, параллельного оси глубин, получаемого при сматывании на лебедку излишка кабеля, к участку кривой с изменением показаний, соответствующему перемещению зонда (скважинного прибора).

14.4.19 При некоторых видах измерений (замерах термометром, резистивиметром и др.), а также в качестве специальной операции определяется глубина забоя буровой скважины.

Для этого груз опускают на забой, перепускают некоторое количество кабеля и затем, медленно поднимая кабель, наблюдают за его натяжением и бликом гальванометра ПС (например, включив гальванометр ПС между корпусом скважинного прибора и электродом на поверхности).

Отрыв груза от забоя отмечается увеличением натяжения кабеля (при больших глубинах и бронированном кабеле оно невелико и не всегда может быть отмечено) и смещением блика гальванометра ПС. Для контроля определение глубины забоя повторяют несколько раз.

По полученной отметке положения забоя при помощи меток определяют глубину забоя.

При работе в необсаженных буровых скважинах вместо глубины забоя определяют глубину, до которой дошел зонд или скважинный прибор.

Эта глубина может существенно отличаться от глубины забоя из-за наличия осадка и других причин.

14.4.20 По прибытии на базу проводят следующие работы:

- окончательно заполняют наряд-путевку, акт о выполнении работ и другие документы и сдают их в соответствующие службы предприятия;
- оформляют каротажные диаграммы;
- приводят в порядок различные записи и сдают их в бюро обработки и интерпретации;
- проверяют состояние станции (подъемника и лаборатории), скважинных приборов;
- аппаратуру и оборудование, требующие ремонта или эталонирования, сдают в соответствующий цех (бригаду).

14.5 Предотвращение аварий

14.5.1 При неисправном оборудовании, неправильном проведении работ или неудовлетворительном техническом состоянии буровых скважин при геофизических работах возможны аварии:

- прихват кабеля или скважинного прибора;
- оставление в буровой скважине груза или скважинного прибора;
- выброс приборов с кабелем и т.п.

14.5.2 Во избежание аварий следует:

- избегать каких бы то ни было длительных остановок кабеля в необсаженной части буровой скважины (вне колонны); в случае задержки в измерении следует непрерывно перемещать кабель, опуская или поднимая его, или вывести кабель из необсаженной части буровой скважины в обсаженную; особенно опасны остановки на забое;

- своевременно, до пуска кабеля, проверить двигатель подъемника и запустить его;

- при отказе двигателя во время подъема поднять кабель при помощи буровой лебедки, зацепляя его за подъемный крюк, или пользуясь барабаном лебедки; в последнем случае накручивают на барабан 2 - 3 витка кабеля и, пустив в ход буровую

лебедку, вытаскивают кабель, действуя так же, как и пользования лебедью.

14.5.3 Место крепления груза или скважинного прибора к кабелю делают ослабленным, чтобы при прихвате обрыв происходил в этом месте.

14.5.4 В случае прихвата кабеля глубину места прихвата ориентировочно оценивают по удлинению кабеля (H)

$$H=U/cT, \quad (63)$$

где U – удлинение кабеля в буровой скважине от дополнительной нагрузки;
c – коэффициент упругого удлинения;
T – дополнительная нагрузка после прихвата (создается с целью определить U).

Коэффициент «с» желательно брать для случая свободного растяжения кабеля.

При отсутствии справочного материала коэффициент «с» можно ориентировочно определять по формуле

$$c=8,7 \cdot 10^{-3}/F, \text{ кН}^{-1}, \quad (64)$$

где F – площадь нормального сечения проволок брони кабеля, мм².

14.5.5 При образовании пробок или завалов в буровой скважине, препятствующих выполнению геофизических исследований, буровая бригада обязана немедленно провести проработку ствола до приведения его в состояние, обеспечивающее нормальное выполнение каротажных работ.

14.5.6 В случае прихвата скважинного прибора или кабеля необходимо попытаться как можно скорее освободить кабель.

Для этого при помощи каротажной лебедки задают некоторое натяжение, а затем расхаживают кабель, т.е. многократно натягивают и ослабляют.

14.5.7 При расхаживании кабеля в случае прихвата прибора необходимо, чтобы дополнительная нагрузка на кабель не превосходила прочность крепления кабеля к кабельному наконечнику.

Для бронированных кабелей прочность крепления кабеля в наконечнике может быть определена по графикам на рисунках 4 и 5.

Она соответствует возможному наименьшему временному сопротивлению разрыву проволок маркировочной группы 1,6 ГПа с учетом ослабления прочности проволок на 15 % при их заделке в наконечник (качественная заделка).

В случае применения кабелей с проволоками брони временным сопротивлением 1,7 или 1,8 ГПа получаемые значения прочности крепления по графикам рисунка 2 следует увеличить на 7 или 13 % соответственно.

14.5.8 При захвате в буровой скважине каротажных установок структурное подразделение, выполняющее ГИС, и буровая бригада действуют согласно [6].

Ликвидация аварии должна вестись буровой службой заказчика по плану, составленному совместно специалистами каротажной и буровой служб.

14.5.9 Если принятые по 14.5.5 меры недостаточны, то освобождают кабель овершотом, в котором возможно ближе к краю вырезано окно.

Ширину окна берут такой, чтобы через него свободно проходили кабельные метки и места сращивания.

Края окна сглаживают, чтобы избежать механических повреждений кабеля.

Размеры овершота подбирают в соответствии с головкой скважинного прибора.

14.5.10 Прихваченный кабель освобождают при помощи овершота или трубы с окном следующим образом:

- присоединяют овершот к буровому инструменту и продевают кабель через воронку и

окно овершота; для этого, закрепив кабель у роторного стола, разматывают его с барабана каротажной лебедки, отсоединяют жилы кабеля от коллектора, продевают освобожденный конец кабеля через нижний конец (воронку) овершота и окон, соединяют жилы кабеля с коллектором и опять наматывают кабель на барабан лебедки; для ускорения работ можно также, размотав несколько витков кабеля, обрубить его и после этого продеть обрубленный конец через окно овершота (такой способ можно применять лишь для оплёточных и шланговых кабелей);

- дав кабелю натяжение до 50 % от его номинального разрывного усилия, спускают овершот в буровую скважину, сохраняя заданное натяжение кабеля;

- за 5 - 10 м до груза или скважинного прибора буровой инструмент опускают медленнее и одновременно промывают буровую скважину; момент освобождения кабеля отмечается по снижению его натяжения;

- после ликвидации прихвата трубы кабель поднимают, одновременно наблюдая, чтобы он был достаточно натянут, и чтобы количество выбираемого из буровой скважины кабеля соответствовало длине поднятых бурильных труб, при спуске и подъеме труб их нельзя поворачивать;

- в буровых скважинах с небольшой кривизной и глубиной до 400 м рекомендуется кабель пропускать через бурильные трубы.

14.5.11 Если освободить кабель в месте прихвата не удастся, его обрывают.

Для этой цели кабель сильно натягивают той же лебедкой, на барабане которой он намотан, или буровой лебедкой. В последнем случае кабель закрепляют на подъемном крюке талевого блока, наматывая на него несколько витков кабеля.

14.5.12 Кабель, оставленный в буровой скважине, не рекомендуется разбуривать долотом, так как, наматываясь на долото, он может создать большие затруднения при подъеме инструмента.

Оставленный в буровой скважине конец кабеля извлекают при помощи крюка или удочки (вилки, ерша). В верхней части крюка делается утолщение для предотвращения образования пробки из кабеля.

Крюк спускают в буровую скважину на бурильных трубах или тартальном канате до глубины, на которой должен находиться верхний конец кабеля (в месте обрыва или ниже).

При работе в обсаженных буровых скважинах в верхней части крюка делается утолщение (ограничитель) такого размера, чтобы зазор между ним и стенкой буровой скважины был меньше диаметра кабеля, если это нельзя обеспечить, то утолщение делать не следует.

В необсаженных буровых скважинах пользоваться крюком с утолщением нельзя.

14.5.13 Если груз или скважинный прибор цепляет за башмак и не может войти в обсадные трубы, то, не давая кабелю большого натяжения, необходимо освободить его при помощи овершота.

14.5.14 Для ловли оставленных в буровой скважине скважинных приборов, снабженных ловильной головкой, применяют обычный овершот.

Извлечение оставленных в буровой скважине приборов может быть произведено также при помощи паука-трубы, на нижнем конце которой сделаны вырезы (зубья) треугольной формы.

15 Оформление и контроль качества материалов каротажа

15.1 Оформление и предварительная обработка материалов

15.1.1 На подлинники каротажных диаграмм, записанные на буровой, наносят: заголовок, нулевую линию каротажной кривой, масштаб записи измеряемой каротажной величины, глубины против меток глубины.

15.1.2 В заголовках подлинников диаграмм и цифровых записей должны содержаться следующие общие сведения:

- наименование недропользователя - исполнителя, проводящего ГИС;
- наименование предприятия бурения (экспедиции и т.д.);
- название площади (участка) бурения и номер буровой скважины;
- вид исследования;
- данные о буровой скважине: альтитуда (м); глубина забоя (м); диаметр долота (см) и глубина бурения им (м); диаметр колонны (см) и глубина башмака колонны (м);
- данные о промывочной жидкости: тип, плотность, вязкость, водоотдача и удельное сопротивление с указанием температуры, при которой проведены измерения этих параметров (данные о промывочной жидкости для кавернограмм и термограмм не обязательны);
- данные о наземном и скважинном оборудовании: тип и номер подъемника, лаборатории, скважинных приборов, тип кабеля;
- цена первой метки (м);
- скорость и масштаб регистрации кривых и масштаб глубин;
- дата измерений и подпись оператора.

15.1.3 В зависимости от вида исследований в заголовках подлинников диаграмм и цифровых записей должны указываться дополнительные сведения.

15.1.3.1 Электрический каротаж (стандартный каротаж, БКЗ, микрозонды, резистивиметр, БК, БМК, ИК):

- обозначение и коэффициент зонда (ϵ);
- в зависимости от типа применяемой аппаратуры величина контрольного шунта (R_j) и величина отклонения пишущего устройства от контрольного шунта (I) или величина отклонения от стандарт-сигнала ($I_{но}$), а также пределы измерения наземной и скважинной аппаратуры;
- эквивалентная проводимость градуировочных колец, используемых для установки масштаба диаграмм индукционного каротажа;
- дата начала и окончания разбуривания интервала исследования.

15.1.3.2 Термометрия:

- величина контрольного шунта (R_o) или стандарт-сигнала, постоянная прибора (C) и температура (T_o), при которой измеряемый сигнал равен нулю;
- постоянная времени (с);
- при замерах геотермического градиента и измерениях температуры по стволу буровой скважины в процессе бурения указывать время спокойного стояния буровой скважины (для термоградиента) и время между окончанием промывки буровой скважины и замером (для термоизмерений при бурении), проектные интервалы заливки.

15.1.3.3 Гамма-каротаж:

- тип индикатора, количество счетчиков, размер кристалла;
- интенсивность излучений в фА/кг (мкр/ч) и имп/мин от источника известной гамма-активности при расположении его в фиксированной точке, число имп/мин на $0,72 \cdot 10^2$ фА/кг (1 мкр/ч) и дата последней эталонировки;
- фон в воздухе (имп/мин);
- фактические значения частоты калибратора по пересчетному устройству (имп/мин);
- пределы измерения;
- постоянная времени (с);
- диаметр прибора.

15.1.3.4 Нейтронный каротаж:

- тип индикатора, количество счетчиков, размер кристалла и размер зонда;
- число имп/мин на 1 условную единицу и дата последней эталонировки;
- тип источника и его активность на дату проведения каротажа в нейтр./с (или интенсивность излучения в имп/мин для источника гамма-активности);

- фактические значения частоты калибратора по пересчетному устройству (имп/мин);
- пределы измерений;
- постоянная времени (с);
- экранировка индикаторов, если она отличается от стандартной;
- начальное смещение нулевой линии регистратора (см);
- диаметр прибора.

15.1.3.5 Гамма-гамма-каротаж:

- размеры зондов;
- тип и размеры индикаторов;
- скорость счета на условную единицу в имп/мин по малому и большому зондам;
- показания в эталонировочном устройстве до и после замера;
- фон в воздухе;
- фактическое значение частоты калибратора;
- тип, номер и мощность источника на дату проведения каротажа;
- постоянная времени (с);
- пределы измерения;
- экранировка индикаторов, если она отличается от стандартной;
- тип утяжелителя промывочной жидкости.

15.1.3.6 Акустический каротаж по скорости и затуханию:

- обозначения зондов (тип и размеры);
- начало отсчета кривой времени (мкс);
- постоянная времени (с);
- длительность импульсов (мкс) при градуировке кривых T_1 , T_2 и ΔT , величина градуировочных сигналов (мВ) для кривых A_1 , A_2 и в дБ/м для кривой α_k ;
- тип, размер и количество центраторов;
- усиление, при котором велась запись.

15.1.3.7 Опробования пластов приборами на кабеле:

- тип и номер датчика давления;
- постоянная датчика;
- масштаб регистрации (кгс/см² в 1 см);
- дата разбуривания исследуемого интервала.

15.1.3.8 Акустический контроль цементирования:

- обозначение зонда (тип и размер);
- начало отсчета кривой времени (мкс);
- постоянная времени (с);
- длительность импульсов при градуировке кривой \dot{O} (мкс) и величина градуировочных сигналов (мВ) для кривых \dot{A}_e и \dot{A}_o ;
- продолжительность регистрации амплитуд (мкс);
- усиление, при котором велась запись;
- тип, размер и количество центраторов;
- количество закачанного цемента, способ заливки и время, прошедшее после ее окончания;
- параметры цементного раствора (тип, состав, плотность, добавки);
- время эксплуатации буровой скважины, интервалы и тип перфорации, сведения о капремонте (для буровых скважин эксплуатационного фонда).

15.1.3.9 Гамма-гамма-контроль цементирования:

- тип, номер и активность источника гамма-излучения;
- постоянная времени (с);
- данные эталонировки;
- толщина стенки обсадной колонны;
- количество закачанного цемента, способ заливки и время, прошедшее после ее окончания;

- параметры цементного раствора (тип, состав, плотность, добавки);
- время эксплуатации, интервалы и тип перфорации, сведения о капремонте (для буровых скважин эксплуатационного фонда).

15.1.4 Заголовки газокаротажных диаграмм должны содержать следующие сведения;

- наименование недропользователя (экспедиция, партия, отряд);
- наименование предприятия бурения (экспедиция и т.д.);
- название площади (участка) бурения и номер буровой скважины;
- глубина интервала исследования и дата исследования;
- тип и номер газокаротажной станции;
- тип дегазатора непрерывного действия;
- паспортная производительность буровых насосов в л/с;
- данные о буровой скважине: долото (диаметр, мм/глубина, м); колонна (диаметр, мм/глубина, м);
- добавки нефти в промывочную жидкость.

15.1.5 Рекомендуется при нанесении заголовка на подлинник диаграммы пользоваться штампом.

15.1.6 Нулевую линию каротажной кривой на подлиннике наносят:

- для кривой КС – по отметкам нуля, записям в колонне и записям нуль-сигнала;
- для радиоактивного каротажа (ГК, НГК, НКТ, ГГК) – по записям нулевого положения пишущего устройства;
- для кавернометрии – по отметкам пишущего устройства при сжатых рычагах прибора;
- для АК – по линии, соответствующей 200 мкс (кривые T_1 и T_2), и 100 или 125 мкс/м (кривая ΔT).

15.1.7 На масштабной шкале наносят значения измеряемой величины через каждые 2 см.

Для кривой потенциала ПС, каротажа электронных потенциалов (далее – ЭП), ВП и градиента ПС масштаб дается отрезком длиной 2 см, против которого указываются число соответствующих этому отрезку милливольт и направление возрастания (+) и убывания (–) потенциала (градиента).

Для кривой каротажа скользящих контактов (далее – СК) масштаб дается отрезком длиной 2 см, против которого указывается число соответствующих этому отрезку миллиампер и направление увеличения силы тока.

15.1.8 Глубины на подлиннике отмечаются вблизи зафиксированных на ленте меток и соответствуют целому числу десятков метров. Нанесенные таким образом глубины используются при копировке диаграммы.

Необходимо следить за тем, чтобы полученные в одном и том же интервале различные кривые (например, КС и ПС) не расходились между собой по глубине.

15.1.9 Контрольные измерения и записи на подлиннике (нуль-сигнал, стандарт-сигнал, установка тока, записи с каверномером на поверхности и в колонне и т.д.) должны быть расшифрованы перед сдачей диаграмм в обработку.

15.1.10 В случае смещения диаграмм (РК, термограмма, кавернограмма, ПС) при помощи компенсатора поляризации (компенсатора фона) необходимо четко отметить величину смещения и для каждого смещенного участка указать масштаб кривой на подлиннике.

15.1.11 Все надписи и кривые на подлинниках не должны иметь подчисток и неоговоренных исправлений. Недостаточно четкие кривые, а также кривые, записанные карандашом, обводят тушью.

15.1.12 С подлинника диаграммы вычерчивается первая копия, с которой снимаются следующие.

15.1.13 При вычерчивании первой копии диаграммы:

- если основная кривая КС выходит за пределы дорожки записи или отклоняется

меньше, чем на 0,5 см от нулевой линии, то наносят дополнительную кривую в более мелком или крупном масштабе, чтобы обеспечить возможность отсчета показаний против всех глубин;

- кривую ПС смещают вправо от кривой КС на такое расстояние, чтобы они возможно меньше пересекались друг с другом;

- устраняют имеющиеся в подлиннике переносы кривых (ПС, кавернограмма, термограмма, РК);

- при применении двух стандартных зондов снятые ими кривые КС могут быть нанесены на одну ленту со смещением их нулевых линий на 2 см.

15.1.14 Заголовки копий диаграмм должны содержать те же сведения, что и подлинники.

Исключение составляют данные о наземном и скважинном оборудовании, цене первой метки, а также некоторые контрольные записи, которые на копиях можно не указывать.

15.2 Основные требования к материалам различных видов исследований

15.2.1 Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

15.2.1.1 Кривые ПС должны удовлетворять требованиям согласно 7.2.

При перекрытии масштаб записи ПС устанавливается заново.

15.2.1.2 При смене масштаба записи, обусловленной изменением минерализации пластовых вод или промывочной жидкости, необходимо перекрывать кривые на интервале не менее 50 м.

15.2.1.3 Погрешность измерений и искажение записи ПС помехами не должны превышать величин согласно 7.2.

15.2.2 Каротаж сопротивления и боковое каротажное зондирование

15.2.2.1 Основной масштаб должен обеспечивать требования согласно 7.2.

БКЗ должно удовлетворять требованию согласно 7.3

15.2.2.2 При записи кривых обычными зондами КС, а также при измерениях микрозондами, БК, БМК, резистивиметрии в начале записи, в конце и при каждом изменении масштаба на диаграмме должны записываться градуировочные сигналы:

- положение нулевой линии при работе с аппаратурой на трехжильном кабеле (или нуль-сигнал при работе с аппаратурой на одножильном кабеле);
- отклонение от контрольного шунта (при работе с аппаратурой на трехжильном кабеле) или стандарт-сигнал (при работе с аппаратурой на одножильном кабеле).

15.2.2.3 Погрешность измерений кажущегося удельного сопротивления пород КС не должна превышать допустимого значения, определяемого по формуле (1), и отклонения градуированных сигналов от номинальных значений – 2 %.

15.2.3 Микрокаротаж

15.2.3.1 Измерения градиент-микрозондом А0,025М0,25N и потенциал-микрозондом А0,05М проводятся только одновременно в одинаковом масштабе, удовлетворяющем требованиям согласно 7.5.

15.2.3.2 Допустимая погрешность – не более 10 % от измеряемой величины. Погрешность оценивается по повторным измерениям в интервалах однородных пластов-коллекторов.

15.2.3.3 Скорость регистрации должна быть не выше 1000 м/ч.

15.2.3.4 Обязательная запись в колонне на интервале не менее 20 м.

15.2.4 Резистивиметрия

15.2.4.1 Масштаб регистрации должен быть таким, чтобы отклонение кривой от линии нуля составляло не менее 2 см по всему интервалу измерений.

15.2.4.2 Контрольное перекрытие записи не проводится. Погрешность оценивается по сходимости значений сопротивлений промывочной жидкости, полученных в одной емкости скважинным и поверхностным резистивиметрами.

15.2.4.3 Допустимая погрешность – не более 20 % от измеряемой величины.

15.2.5 Боковой каротаж

15.2.5.1 Масштаб регистрации принимается согласно 7.6.

15.2.5.2 Максимально допустимая погрешность измерений определяется по 7.4; нестабильность установленного стандарт-сигнала в начале и конце записи должна

находиться в пределах 3 % от номинального значения; допустимое смещение линии нуля – не более чем на 2 мм.

15.2.6 Боковой микрокаротаж

15.2.6.1 Масштаб регистрации принимается таким же, как для БК.

15.2.6.2 Скорость регистрации не должна превышать 1000 м/ч

15.2.6.3 Допустимая погрешность измерений не больше 10 % от измеряемой величины в однородном пласте-коллекторе; нестабильность стандарт-сигнала – в пределах 3 % от номинального значения; максимально допустимое смещение нулевой линии – 2 мм.

15.2.6.4 Качество кривых БМК должно удовлетворять 7.6.

15.2.7 Кавернометрия

15.2.7.1 Кавернограммы записываются в масштабе 1:5 (5 см/см).

При детальном исследовании в зависимости от геологических условий кавернограммы регистрируются в масштабе 1:1 или 1:2.

15.2.7.2 Градуировочные записи должны соответствовать 12.1.

15.2.7.3 Контрольное перекрытие кавернограммы не проводится. Точность измерения диаметра оценивается по записи в колонне. Если погрешность превышает допустимую, повторяется градуировка прибора.

15.2.7.4 Максимально допустимая скорость регистрации кавернограмм – 2000 м/ч.

15.2.7.5 Погрешность измерений при определении диаметра буровой скважин с учетом записи в колонне не должна превышать 1,0 см.

15.2.8 Термометрия

15.2.8.1 При измерениях температуры в буровых скважинах должны применяться масштабы регистрации 0,5 или 0,25° С/см.

При специальных исследованиях с помощью дифференциальных термометров необходимо укрупнение масштаба в 2-5 раз.

15.2.8.2 Перед регистрацией кривой на диаграмме записываются градуировочные измерения согласно 12.1.

15.2.8.3 Контрольное повторение записи не проводится. Погрешность измерений оценивается сравнением с показаниями ртутного термометра. Допустимое расхождение в определении температуры скважинным и ртутным термометрами на поверхности не более 0,5° С при определении температуры пласта и геотермического градиента, в остальных случаях – не более 2° С.

15.2.8.4 Скорость регистрации термограммы определяется постоянной времени t электротермометра и выбирается из соотношения $Vt \leq 1200$.

При определении высоты подъема цементного кольца и замере температуры в стволе буровой скважины при неустановившемся режиме допускается увеличение скорости записи в 2 раза.

15.2.9 Радиоактивный каротаж

15.2.9.1 Масштабы регистрации кривых РК должны соответствовать:

- для ГК - 8.2;
- для НК - 8.3;
- для ГК - 8.4.

15.2.9.2 Для диаграмм НК и НКТ рекомендуются следующие масштабы:

- 0,3 - 0,4 условных единиц/см – в пористых разрезах ($\hat{e}_r < 10 \%$) при $d_n = 0,15 - 0,20$ м;

- 0,2 - 0,3 условных единиц/см – в низкопористых разрезах при $d_n = 0,25 - 0,30$ м;

- 0,1 условных единиц/см – в высокопористых разрезах ($\hat{e}_r > 10 \%$);

- 0,05 условных единиц/см – при разновременных измерениях в крепленных буровых скважинах.

Запись ведется гальванометрами в масштабах 1:1 и 1:5.

15.2.9.3 Масштаб регистрации кривых ГГК выбирается таким, чтобы разница между наибольшими (но не в кавернах) и наименьшими показаниями была порядка 8 - 10 см.

15.2.9.4 При градуировании до и после каротажа на диаграммную бумагу должны записываться контрольные показания, предусмотренные 8.1.

15.2.9.5 Допустимые погрешности измерений должны удовлетворять требованиям раздела 8.

15.2.9.6 Скорость регистрации диаграмм РК не должна превышать данных таблицы 4.

Она выбирается исходя из соотношения $Vt \leq 1200$ при детальном исследовании и $Vt \leq 2400$ при общих исследованиях.

15.2.10 Акустический каротаж

15.2.10.1 Запись кривых T_1 , T_2 и ΔT производится одновременно.

Масштаб регистрации кривых должен удовлетворять требованиям раздела 9.

15.2.10.2 Кривые T_1 и T_2 регистрируются с временной задержкой, при которой нулевая линия диаграммы соответствует 200 мкс, и 100 или 125 мкс/м для кривой ΔT .

15.2.10.3 Запись кривых A_1 , A_2 , и α_k производится одновременно

$$\alpha_k = \frac{1}{S} 20 \lg A_1 / A_2, \quad (65)$$

где S – база акустического зонда.

15.2.10.4 Масштаб регистрации кривых A_1 , A_2 , и α_k одинаковый и должен соответствовать требованиям 9.2.

15.2.10.5 На диаграммах АК до и после каротажа должны быть записаны градуировочные сигналы:

- положение нулевых линий;

- отклонение пишущих устройств регистратора от градуировочных сигналов калибратора;

- величина смещения нулевой линии градуированного компенсатора.

Эти же операции, но в обратной последовательности выполняются после регистрации кривых.

15.2.10.6 Скорость регистрации диаграмм не должна превышать 1200 м/ч.

15.2.10.7 В обсаженной буровой скважине против незацементированной части колонны производится запись всех кривых в интервале не менее 30 м

15.2.10.8 Погрешность измерений T_1 , T_2 не должна превышать 10 %; ΔT – 3 %.

Значения ΔT в незацементированной колонне не должно отличаться в различных буровых скважинах от среднего больше чем на 5 %.

Погрешность измерений A_1 , A_2 , и α_k не должна превышать 15 %.

Нулевые показания на диаграмме, записанные в начале и конце записи, не должны отличаться более чем на 1 мм. Допустимое смещение нулевой линии – 2 мм.

15.2.10.9 Интервальное время пробега упругих волн против опорных пластов не должно отличаться от номинального более чем на 10 %.

Опорным пластом может быть, например, мощный пласт каменной соли с интервальным временем пробега упругих волн 217 - 231 мкс/м или ангидрита – 159 - 169 мкс/м.

15.2.11 Инклинометрия

15.2.11.1 Измерения производятся в точках на глубинах, кратных установленному интервалу, между измерениями:

- 20 или 25 м для вертикальных буровых скважин;
- 5 или 10 м для наклонно-направленных буровых скважин.

При повторных измерениях перекрывают не менее трех ранее замеренных точек.

15.2.11.2 Результаты измерений искривления буровой скважины записываются в журнал в виде таблицы.

Заголовок таблицы должен содержать следующие сведения:

- район, номер буровой скважины, наименование недропользователя, проводящего работы;

- данные о буровой скважине: глубина забоя, башмака, диаметры колонн и скважины;

- данные о наземном и скважинном оборудовании: тип и номер подъемника, лаборатории, скважинного прибора и поверхностной панели;

- цена первой метки (м);

- расчет поправок к показаниям счетчика;

- дата последней тарировки;

- дата измерений и подпись оператора.

15.2.11.3 Погрешность в измерении угла и азимута отклонения не должна превышать величин, приведенных в таблице 12.

Таблица 12 – Допустимые погрешности в измерении угла и азимута отклонения

Угол отклонения, градус	< 2°	2 - 5°	5 - 10°	10 - 50°	> 50°
Допустимые погрешности:					
угла отклонения, градус минута	30'	30'	30'	1°	2°
азимута, градус	-	10°	5°	5°	5°

15.2.11.4 В наклонно-направленных буровых скважинах, с целью повышения точности определения удлинения буровой скважины, после спуска колонны проводятся повторные измерения угла отклонения.

15.2.12 Гамма-гамма-контроль цементирования

15.2.12.1 Масштаб записи кривых выбирается из условия максимального отклонения кривых (6 - 8 см шкалы).

15.2.12.2 Допустимые расхождения между тремя кривыми на участках максимальных и минимальных показаний в интервале 100 - 200 м должны быть не более 10 % (при условии одинаковой толщины стенок обсадных труб).

15.2.12.3 Наибольшая допустимая скорость измерений должна удовлетворять соотношению $Vt \leq 2000$.

15.2.12.4 Разница между показаниями против каверны диаметром 40 - 50 см, заполненной цементным камнем, и показаниями в эталонировочном устройстве при условии равенства толщины стенки колонны и плотности цемента не должна превышать 10 %.

15.2.13 Акустический контроль цементирования

15.2.13.1 На записи АЦК должны быть участки колонны, свободной от цемента.

В случае заливки колонны цементом до устья буровой скважины запись ведется до выхода прибора из промывочной жидкости.

15.2.13.2 Нули каналов t_{δ} , \dot{A}_{δ} , \dot{A}_{ϵ} , а также градуировочные сигналы известной длительности и амплитуды записываются в начале и в конце записи, смещение их друг относительно друга не должно превышать 2 мм.

15.2.13.3 Масштаб времени t_{δ} должен быть не более 50 мкс/см.

Регистрация времени t_{δ} может производиться со сдвигом нулевой линии на 400 мкс.

15.2.13.4 Кривая \dot{A}_{ϵ} регистрируется в двух масштабах (1:5 и 1:1) двумя гальванометрами; кривая \dot{A}_{δ} регистрируется одним гальванометром (1:5); чувствительность каналов \dot{A}_{δ} и \dot{A}_{ϵ} выбирается из расчета, чтобы отклонение блика гальванометра (1:5) в свободной от цемента колонне находилось в пределах 6 - 8 см.

15.2.13.5 Правильность установки масштаба t_{δ} (и, следовательно, правильность длительности калибровочного импульса) контролируется по скорости в свободной колонне (5300 м/с \pm 5 %).

15.2.13.6 Данные повторных измерений не должны различаться более чем на 10 % при условии, что формирование цементного камня закончено.

15.2.13.7 Большое число участков с одинаковым характером изменения кривых t_{δ} и \dot{A}_{δ} , а также большая изрезанность кривой \dot{A}_{δ} свидетельствует о высоком уровне помех.

15.2.13.8 Скорость записи с аппаратурой АКЦ не должна превышать 2500 м/ч.

15.3 Требования к цифровой регистрации данных каротажа

15.3.1 Цифровая регистрация производится при постоянной величине шага квантования по глубине Δ (м) по всему интервалу исследования:

- в солевых и глубоких структурных буровых скважинах $\Delta = 0,1 - 0,2$;
- для МК и БМК $\Delta = 0,05 - 0,1$;
- в рудных и угольных буровых скважинах $\Delta = 0,02 - 0,05$;
- для накломера $\Delta = 0,01 - 0,02$.

15.3.2 Цифровая регистрация должна дублироваться аналоговой записью для обеспечения контроля и возможности рассмотрения геофизических материалов непосредственно на буровой скважине.

15.3.3 Масштаб цифровой регистрации геофизических параметров $n_{ц}$ (цена младшего разряда цифрового кода в единицах измеряемого параметра) должен выбираться с учетом масштаба аналоговой записи n и заданной детальности отображения кривой геофизического параметра, или рассчитываться исходя из точности, необходимой для обработки и интерпретации данных измерения.

В обоих случаях величины масштабов не должны быть меньше $0,5 + \tilde{O}_i$, где \tilde{O}_i – нестабильность нулевого сигнала (порог реагирования), выраженного в единицах измерения параметра.

Кроме вышеизложенного, выбор n_{δ} должен учитывать возможность цифровой записи каротажа без перекрытия.

15.3.4 Погрешность цифровой регистрации (%) данных ГИС не должна превышать допустимой относительной погрешности измерения геофизического параметра $\delta_{д}$, вычисляемой по формуле

$$\delta_{д} \leq \left(\frac{n_{ц}}{x} + \epsilon_{ц} \right) \cdot 100, \quad (66)$$

где x – величина измеряемого параметра;

$\varepsilon_{ц}$ – относительная погрешность цифровой регистрации без учета смещения нулевой линии.

15.3.5 Смещение нуля цифровой записи не должно превышать величины $1,5 n_0$.

15.3.6 Цифровые данные ГИС должны записываться в формате, обеспечивающем их совместимость со стандартными программами обработки и интерпретации каротажа.

15.3.7 При цифровой записи данных ГИС на магнитную ленту необходимо, кроме заданного геофизического параметра, глубины, меток глубин и заголовка по 15.1, записывать также данные, характеризующие условия измерения (о буровой скважине, загрузке каналов записи, параметрах аппаратуры и др.), результаты поверки, нуль- и стандарт-сигналы, показания от теста (или эталонирующего устройства), повторные замеры.

15.3.8 При записи результатов поверки (контрольных записей) должно быть проведено не менее 20 замеров (преобразований) на каждом испытании (нуль-сигнал, стандарт-сигнал и т.д.).

15.3.9 Количество блоков записи (циклов преобразования) на заданный интервал глубин ΔZ не должно отличаться от номинального количества $N = \Delta Z / \Delta$ более чем на 1 %.

15.3.10 Неправильные преобразования в массиве цифровых данных каротажа не должны превышать 0,5 % от всего количества чисел.

15.3.11 На диаграмме не допускается пропуск более 20 % меток.

15.4 Контроль качества материалов

15.4.1 Результаты ГИС подлежат тщательному контролю, целью которого является выявление ошибочных и некачественных (не удовлетворяющих техническим условиям) материалов и их отбраковка.

Этот контроль осуществляется контрольно-интерпретационной партией (группой) недропользователя при приемке первичных материалов от структурных подразделений, проводящих ГИС.

15.4.2 Качество результатов ГИС проверяется:

- по градуировочным и контрольным записям на диаграммах и цифровых носителях в начале и конце каротажа;
- нуль-сигнала, стандарт-сигнала;
- измерения при неподвижном приборе;
- измерения в колонне;
- каротажа в интервалах перекрытия (контрольные записи).

Запись нуль- и стандарт-сигнала производят для каждого вида каротажа согласно требованиям настоящего ТКП

15.4.3 При контрольных измерениях и при последующем каротаже всеми видами исследования обязательно перекрытие не менее 50 м ранее исследованного интервала.

В интервале перекрытия обязательно наличие не менее двух меток.

15.4.4 Погрешность регистрации кривых, отклонение градуировочных записей от номинальных значений и расхождения повторных контрольных измерений должны находиться в пределах, указанных в настоящем ТКП, для каждого вида измерений.

При одинаковых условиях измерений абсолютная погрешность принимается равной величине отклонения существенного значения параметра против пласта от среднего его значения по данным повторных замеров.

Относительная погрешность определяется как отношение абсолютной погрешности к среднему значению измеряемого параметра.

15.4.5 При повторных исследованиях буровых скважин допускаются расхождения в определении глубин в размерах, приведенных в таблице 13.

Таблица 13 – Допустимые расхождения в определении глубин при повторных исследованиях буровых скважин

интервалы глубин, км	0 - 0,5	0,5 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6	> 6
расхождения	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0

15.4.6 Стабильность измерений определяется сравнением повторных записей нуль- и стандарт-сигналов, а также анализом записей в колонне и неподвижным скважинным прибором.

15.4.7 Кривые БКЗ проверяют также путем построения кривой зондирования (зависимости ρ_e от длины зонда) для непроницаемых мощных пластов.

Отклонение отдельных точек от кривой и расчетного значения указывает на ошибочность измерений.

15.4.8 Для кривых РК величина статистических флуктуаций определяется по записям при неподвижном скважинном приборе.

15.4.9 Обязательно наличие меток глубин и марок времени. Максимальное расстояние между метками глубины не должно превышать 20 м.

15.4.10 Расстояние метками на диаграмме (аналоговая запись) и количество чисел между ними (цифровая регистрация) не должны отличаться от их номинальных значений более чем на 1 %.

15.4.11 Глубины, нанесенные против меток, должны соответствовать точкам записи используемых измерительных установок.

15.4.12 Скорость регистрации не должна превышать максимально допустимую, указанную в настоящем ТКП, или установленную посредством опытных измерений в нескольких скважинах района или площади.

15.4.13 Качество материалов характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак».

Хорошее качество – результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящего ТКП.

Удовлетворительное качество - результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей, но диаграммы записаны с дефектами.

К дефектам относят:

- отсутствие до 20 % меток в интервале 200 м;
- отсутствие некоторых из указанных в 15.1.2 и 15.1.3 сведений в заголовке подлинников диаграмм;
- отсутствие горизонтальных или вертикальных линий на диаграммах, зарегистрированных с фоторегистратором;
- отсутствие контрольных записей в обсадной колонне, предусмотренных для данного вида исследований;
- дефекты диаграмм БКЗ - ρ_k по одному из зондов, за исключением зондов 0,4 - 0,6 м, отклоняется от кривой зондирования не более чем на 20 %, для зондов размером 0,4 - 0,6 м – не более чем на 10 %, величина погрешности оценивается при обработке данных БКЗ по нескольким пластам достаточно большой мощности;
- отсутствие градуировочных записей в начале или в конце диаграммы;
- небольшие разрывы на диаграммах или размыты записи, не исключающие возможности восстановления конфигурации кривой и величины аномалий;
- отличие фактического масштаба регистрации от принятого в районе;
- отсутствие дублирующей записи, если погрешность измерений может быть оценена иным путем (по интервалу перекрытия с предыдущим каротажем, по известным

значениям параметров на отдельных литологически выдержанных участках разреза);

- большое количество переносов, плохое взаимное расположение кривых, неудовлетворительная обработка фотобумаги и т.д.;

- прочие недостатки и упущения, не исключающие возможность использования диаграмм для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Брак - диаграммы, записанные с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

15.4.14 Материал с оценкой «хорошо» к дальнейшей обработке допускается за подписью интерпретатора; с оценкой «удовлетворительно» – за подписью начальника контрольно-интерпретационной партии; бракованный материал к обработке не допускается и подлежит полной переделке.

Графические материалы всех видов исследований выдаются недропользователю - заказчику только за подписью главного (старшего) геолога недропользователя - исполнителя.

15.4.15 Для всех видов исследований, которые проводятся аппаратурой, требующей предварительного эталонирования или тарировки, должны соблюдаться установленные сроки выполнения этих операций, в случаях несоблюдения установленных сроков полученный материал должен быть забракован.

Акты эталонирования и тарировки сдаются в контрольно-интерпретационные партии (группы) за подписью исполнителей работ.

16 Интерпретация данных геофизических исследований в углеразведочных буровых скважинах

16.1 Выделение пластов угля, литологическое расчленение и корреляция разрезов буровых скважин

16.1.1 Выделение пластов угля в разрезах буровых скважин угольных месторождений всех стадий метаморфизма и литологическое расчленение разреза (в том числе пород основной кровли и почвы), увязка угольных пластов по площади месторождения (участка), определение положения тектонических нарушений производится по абсолютным и относительным значениям регистрируемых геофизических параметров в соответствии с действующими правилами интерпретации полученных данных применяемых методов ГИС.

16.1.2 Для выделения угольных пластов и прослоев определяются мощность и глубина залегания, а для пластов литологических разностей пород отмечаются их границы и составляется литологическая колонка в принятых условных обозначениях в масштабе глубин 1:200 (или 1:500).

16.1.3 В разрезах буровых скважин подлежат выделению литологические разности пород мощностью от 0,3 м и более и все угольные пласты и прослои мощностью более 5 см.

16.1.4 Детальное литологическое расчленение пород непосредственной кровли и почвы целевых угольных пластов выполняется в интервале 3 м непосредственной кровли и 2 м непосредственной почвы.

В этих интервалах выделению подлежат все литологические разности пород мощностью от 5 см и более.

16.1.5 Изучение геологического строения месторождения, идентификация угольных пластов, выявление тектонических нарушений и решение других геологических задач выполняются на основе корреляции каротажных диаграмм.

Изучение строения угольных пластов и литологии пород непосредственной кровли и

почвы выполняется на основе сопоставления каротажных диаграмм детализационного комплекса ГИС в масштабе глубин 1:20 (или 1:50).

При больших углах падения пластов сопоставляются средненормальные геофизические разрезы, построенные с учетом угла падения пород.

16.1.6 С помощью корреляционных зависимостей прослеживаются по площади границы отдельных пластов и залежей полезных ископаемых, изучается стратиграфия и тектоника разреза (форма структуры, наличие и вид тектонических нарушений, фациальных изменений, выклинивания и размывов пластов).

16.1.7 По полученным результатам выполняются различные геологические построения (структурные карты, профильные разрезы, карты равных мощностей и т.д.), представляющие основную геологическую документацию.

16.1.8 Тектонические нарушения (сбросы, надвиги и др.) обнаруживают по незакономерному изменению расстояния между пластами, повторению или выпадению пластов.

Следует учитывать, что изменение расстояния между пластами может быть связано также с изменением угла пересечения буровой скважины с пластами, а также выклиниванием пластов.

16.1.9 При проведении корреляции на диаграммах предварительно выделяются каротажные реперы – характерные участки кривых, соответствующих горизонтам, прослеживаемым в сопоставляемых разрезах скважин.

При этом необходимым условием является возможность уверенного выделения репера в большинстве скважин.

16.2 Определение мощности и строения пластов угля

16.2.1 Для пластов угля определяются мощности:

- общая – как сумма мощностей угольных пачек и внутрислоевых породных прослоев;

- полезная – как сумма мощностей только кондиционных угольных пачек;

- подсчетная - соответствующая установленным кондициям.

16.2.2 В пластах угля подлежат выделению прослои некондиционных по зольности пород мощностью от 5 см и более - для тонких и средней мощности пластов (до 3,5 м), и от 10 см и более - для пластов большей мощности.

16.2.3 Для каждого рабочего угольного пласта по данным каротажа должны быть определены границы его промышленного распространения, закономерности в изменении мощности и строения, а также контуры генетического выклинивания по площади разведочного участка.

16.2.4 Допустимая погрешность определения общей и полезной мощности угольного пласта не должна превышать ± 5 см - при мощности угольных пластов до 3,5 м, и ± 20 см - для более мощных пластов.

16.2.5 Оценка точности определения мощности и строения пластов по данным каротажа выполняется путем сопоставления с имеющимися определениями мощности угольных пластов в горных выработках, по угольному керну (при выходе ненарушенного керна 100 %) и результатам детальных работ с грунтоносами.

16.3 Оценка зольности и других характеристик углей

16.3.1 Зольность (содержание минеральных компонентов) является основным показателем качества углей.

По этому показателю устанавливаются кондиции для подсчета запасов. По предельному значению зольности, принятому для углей на данном участке разведки, производится разграничение углей и углистых пород.

16.3.2 Оценка зольности и других характеристик качества углей (влажность, сернистость, выход летучих компонентов и др.) может выполняться по химическому анализу образцов углей и пород, отобранных с помощью боковых стреляющих грунтоносов, и по данным ГИС.

Возможно также комбинированное определение зольности по данным ГИС и отбора образцов пород (отбор керна).

16.3.3 Зольность и другие характеристики качества углей определяются с помощью корреляционных зависимостей между показателями качества углей и геофизическими параметрами (плотность, удельное электрическое сопротивление или удельная электропроводность, естественная гамма-активность, эффективный атомный номер).

16.3.4 Корреляционные зависимости между зольностью (и другими характеристиками качества углей) и геофизическими параметрами устанавливаются путем статистической обработки данных ГИС по пересечениям угольных пластов при полном выходе (100 %) и хорошей сохранности угольного керна и при условии соответствия мощности и строения пласта по керну и каротажу.

Могут быть также привлечены данные анализа грунтоносных проб при отборе их по всей мощности пласта с шагом 10 см - по пластам простого строения и 5 см – по пластам сложного строения, а также соответствию мощности и строения пласта по грунтоносным пробам и данным ГИС.

Масса взятой для анализа пробы должна быть достаточна для обеспечения требуемой точности, т.е. 1 г для каждого показателя качества и столько же для контроля.

16.3.5 В пластах угля и глинистых пород, выделенных по каротажу, определяется пластово-дифференциальная зольность. Изучению подлежат все прослои мощностью от 5 см и более (в угольных прослоях) и от 10 см и более (в глинистых прослоях) для пластов мощностью свыше 3,5 м.

Для пластов сложного строения вычисляется средневзвешенная по мощности зольность с учетом засорения угля внутрипластовыми породными прослоями.

Мощность включаемых в расчет засорения породных прослоев устанавливается условиями.

При недостаточной дифференциации разреза методами ГИС, применяемыми для определения зольности, находится средне-пластовая зольность.

16.3.6 Допустимая погрешность определения по данным ГИС средней зольности пласта не должна превышать по коксующимся углям $\pm 3\%$, по энергетическим углям - $\pm 5\%$.

Оценка точности определения по данным ГИС зольности (и других показателей качества) выполняется с использованием всех имеющихся опорных данных (исследования проб из горных выработок, угольного керна, грунтоносных проб).

16.4 Оценка физико-механических свойств вмещающих пород

16.4.1 Определение физико-механических свойств вмещающих пород выполняется для пород основной и непосредственной кровли и почвы угольных пластов.

К породам основной кровли относятся породы в интервале 10-кратной мощности угольного пласта, к породам основной почвы - в интервале 4-кратной мощности угольного пласта.

16.4.2 К основным физико-механическим свойствам вмещающих пород, определяющим горно-геологические условия эксплуатации угольных месторождений, относятся:

- пористость (\hat{E}_r);
- минералогическая (σ_i) и объемная ($\sigma_{i\alpha}$) плотности;
- скорость распространения продольных (V_δ) и поперечных (V_s) упругих волн;
- предел прочности на одноосное сжатие ($\sigma_{сж}$) и одноосное растяжение ($\sigma_{д\alpha\alpha}$);

- твердость по Шору (O_o);
- крепость по Протодряконову (f_a);
- модуль Юнга (E);
- коэффициент Пуассона (ν);
- модуль всестороннего сжатия (\hat{E});
- модуль сдвига (G) и др.

16.4.3 Точность геофизических определений физико-механических свойств пород оценивается по сопоставлению результатов, получаемых по данным ГИС и на образцах пород в лаборатории.

17 Интерпретация данных геофизических исследований в рудных буровых скважинах

17.1 Выделение и оценка руд черных металлов

17.1.1 Магнетитовые руды наиболее надежно выделяют на кривых КМВ по максимумам показаний.

По данным КМВ определяют мощность, строение, глубину залегания рудных тел, а при благоприятных условиях – содержание в рудах железа, связанного с магнетитом.

17.1.2 Для оценки содержания общего (валового) железа в магнетитовых рудах, выделения и оценки окисленных и полуокисленных железных руд и руд, представленных сидеритами, используют гамма-гамма-каротаж - ГГКС, ГГКП.

Железные руды, обладающие повышенной, в сравнении с вмещающими породами, плотностью и повышенным значением эффективного атомного номера, отмечаются на кривых ГГК минимумами показаний.

Ведущую роль при оценке качества руд играют данные ГГКС; данные ГГКП используют для определения объемной плотности пород.

Выделение и оценка железных руд по общему содержанию железа могут быть выполнены также по НГКС.

Для выделения мартит-гематитовых руд, обладающих повышенной пористостью, может быть применен нейтронный каротаж (НКТ, НКН); на диаграммах эти типы руд отмечаются пониженными показаниями.

17.1.3 Железные руды, обладающие электронной проводимостью (магнетиты) или имеющие небольшое, по сравнению с вмещающими породами, сопротивление (некоторые мартитовые и гематитовые руды), могут быть выделены по данным электромагнитного и электрического (обычные зонды, МСК, МЭП) каротажа.

Эти руды отличаются минимумами показаний на кривых КС и максимумами на кривых ЭМК, МСК и МЭП.

17.1.4 По данным геофизических исследований буровых скважин, в первую очередь КМВ и ГГК, а также в благоприятных случаях по НГКС, можно определить содержание железа в руде.

При этом пользуются градуировочными кривыми, полученными на моделях, соответствующих условиям данного месторождения, или установленными в результате сопоставления данных каротажа и результатов опробования керна.

При количественной интерпретации необходимо исключать или учитывать пористость железных руд, для чего применяют НКТ или НКН, комплексные измерения ГГКС и ГГКП, а также измерения с «каплевидным» зондом ГГКС.

17.1.5 Основным методом выделения в разрезе буровых скважин марганцевых руд является нейтронный каротаж НКТ, на диаграммах которого эти руды отмечаются минимумами, а также НГКС, выделяющий их повышенными показаниями.

Повышенный эффективный атомный номер марганцевых руд позволяет также выделять их и оценивать по пониженным показаниям на диаграммах ГГКС.

Некоторые руды, обладающие повышенной магнитной восприимчивостью, отбиваются на кривых магнитного каротажа КМВ.

17.1.6 Для выделения и оценки хромитовых руд применяют НГКС в комплексе с нейтронным НКТ или НКН и гамма-гамма-каротажем ГГКС и ГГКП.

На диаграммах НГКС хромитовые рудные зоны отмечаются положительными аномалиями.

Хромитовые руды, имеющие по сравнению с вмещающими породами избыточную плотность и более высокий эффективный атомный номер, отмечаются пониженными показаниями на диаграммах ГГК.

При благоприятных условиях по данным ГГКС определяют количество окиси хрома в рудах. В ряде случаев возможно также использование НГКС в сочетании с НКТ для количественной оценки хромитовых руд.

17.2 Выделение и оценка руд цветных металлов

17.2.1 Полиметаллические, медно-колчеданные, сульфидные, медно-никелевые и другие руды, обладающие электронной проводимостью, выделяют в разрезе буровых скважин по данным электрического (МСК, МЭП, КС, ПС) и электромагнитного каротажа.

На диаграммах МСК, МЭП и ЭМК эти руды отмечаются высокими показаниями. По диаграммам можно установить строение рудного интервала и выделить рудные прослои в жильном месторождении.

По данным ЭМК в благоприятных условиях возможно разделение руд по морфологическим типам (вкрапленные, прожилковые, сплошные) и минералогическим разностям (пиритовые, пирротиновые, халькопиритовые, магнетитовые).

Рудные интервалы отмечаются минимумами кривой сопротивления и интенсивными отклонениями ПС в сторону положительных потенциалов.

Вкрапленные сульфидные руды меди выделяют по кривой относительных вызванных потенциалов.

17.2.2 В буровых скважинах, в разрезе которых встречены породы, имеющие высокую электропроводность (графитизированные сланцы), при наличии окисленных руд и руд, не обладающих электронной проводимостью, данные электрического каротажа не позволяют однозначно выделять рудные залежи.

Поэтому в комплекс геофизических исследований включают различные ядерно-геофизические, электромагнитный и магнитный методы каротажа, обладающие более высокой избирательностью к составу полезных ископаемых.

Рудные залежи, обладающие, как правило, более высокой плотностью и эффективным атомным весом по сравнению с породами, выделяются на диаграммах гамма-гамма-каротажа (ГГКП и ГГКС) минимальными значениями регистрируемых сигналов.

Руды, содержащие пирротин или магнетит, выделяются повышенными показаниями на диаграммах магнитного каротажа.

При интерпретации данных ГГКП и КМВ необходимо учитывать диаметр буровой скважин, а при интерпретации ГГКС – плотность пород.

17.2.3 Руды, содержащие элементы со сравнительно высокой энергией возбужденного характеристического излучения (олово, медь, свинец, цинк, сурьма, ртуть, вольфрам, молибден), выделяют с помощью рентгенорадиометрического каротажа (РПК) по повышенным значениям показаний на кривой спектральных отношений.

При благоприятных условиях данные РПК позволяют количественно оценить содержание в рудах перечисленных элементов.

17.2.4 Руды ртути с содержанием от 0,1% и выше отмечаются четкими положительными аномалиями на диаграммах спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (НГКС), записанных по методу спектральных отношений с использованием

импульсных источников нейтронов.

НГКС является основным методом количественной оценки концентрации ртути в руде. Дополнительно привлекают данные РПК.

17.2.5 Алюминиевые руды (бокситы), обладающие повышенной радиоактивностью, отмечаются повышенными показаниями на диаграммах ГК.

В ряде случаев бокситы имеют повышенную магнитную восприимчивость и остаточную намагниченность, причем литологические разности дифференцированы по значениям этих параметров.

Благодаря этому КМВ и КМП позволяют при благоприятных условиях выявлять зоны алюминиевых руд и выделять в них различные литологические типы бокситов.

Во многих случаях выделение бокситов возможно по данным НК (НКТ или НКН) благодаря их повышенному водородосодержанию.

Для количественной оценки содержания в бокситах алюминия используют нейтронный активационный каротаж (далее - НАК). Пересчет показаний НАК на содержание в руде металла проводят с помощью коэффициента, значение которого для данного типа руды устанавливают опытным путем. Применение НАК в комплексе с ГГКП и ГГКС позволяет определять плотность руды, оценивать содержание глинозема и сопутствующих элементов (железа, титана), расчленять бокситоносную толщу на многочисленные разновидности, давать приближенную оценку кремневого модуля.

17.3 Выделение и оценка руд редких и благородных металлов

17.3.1 На месторождениях, где основным или сопутствующим компонентом является бериллий, применяют ГНК, на диаграммах которого четкими положительными аномалиями однозначно выделяются зоны с концентрацией окиси бериллия более 0,005 - 0,01 %.

С помощью ГНК определяют границы рудных интервалов, уточняют особенности внутреннего строения этих интервалов и при благоприятных условиях определяют содержание бериллия в руде.

17.3.2 Расчет содержания бериллия по ГНК производят при помощи переходного коэффициента, полученного по данным исследований в опорных скважинах.

При количественной интерпретации кривых ГНК необходимо учитывать влияние изменчивости нейтронных свойств пород и диаметра буровых скважин.

17.4 Выделение и оценка урановых руд

17.4.1 Урановые руды выделяют по данным ГК.

Эти руды отмечаются максимумами на кривых ГК благодаря их повышенной естественной радиоактивности относительно вмещающих пород.

17.4.2 Урановые руды могут содержаться в любых породах (изверженных, осадочных, метаморфизованных). В связи с этим ГИС буровых скважин любого назначения должны обязательно включать ГК для поисков залежей урановых руд (попутные поиски).

17.4.3 Данные ГК позволяют определять мощности рудных тел, содержание в них урана, глубины, на которых они вскрываются буровыми скважинами, а также используются для литологического расчленения и корреляции разрезов.

При количественной интерпретации диаграмм ГК необходимо учитывать поглощение гамма-излучения в промывочной жидкости и обсадных трубах, нарушение радиоактивного равновесия между ураном и радием, наличие в рудах тория и влажность руд.

17.4.4 ГК с целью попутных поисков следует проводить в соответствии с действующими нормативными документами

17.5 Выделение и оценка химического сырья

17.5.1 Бороносные пласты в сухой и заполненной промывочной жидкостью буровой скважине выделяют по минимальным показаниям на кривых малого и большого зонда НКТ (обычно 10 - 20 см и 30 - 40 см).

Наиболее четко границы этих пластов можно отметить на диаграммах зондов малого размера (10 - 20 см).

В сухих буровых скважинах, помимо бороносных пластов, на малых зондах выделяются минимумами каверны.

Переход из сухой в заполненную промывочной жидкостью часть буровой скважины малыми зондами не отмечается.

На зондах НКТ длиной 30 - 40 см каверны в сухих буровых скважинах характеризуются максимумами показаний, а переход из сухой в заполненную промывочной жидкостью часть буровой скважины сопровождается резким понижением показаний.

17.5.2 Калийные соли в соленосном разрезе отмечаются повышенными показаниями кривой ГК. При залегании в пластах низкого сопротивления они хорошо выделяются максимумами на кривых КС.

Для количественных определений содержания калия в пласте аппаратуру ГК градуируют на моделях или блоках пород с известным содержанием калия. При интерпретации необходимо учитывать влияние диаметра буровой скважины, так как многие соли калия способны размываться, образуя большие каверны.

По данным нейтронного каротажа (например, НКН-40) можно проводить минералогическое расчленение калийных солей – отделять по низким показаниям карналлиты, содержащие кристаллизационную воду, от сильвинитов.

Дополнительную информацию для разделения этих минералов дает ГГКП - карналлиты имеют меньшую плотность, чем сильвиниты.

17.5.3 Содержание фосфора в апатитовых рудах определяют по корреляции его с фтором, содержание которого оценивают с помощью НАК по изотопу N^{16} .

Содержание алюминия в апатитовых рудах определяют по НАК- Al^{28} , проводимому с источником нейтронов Cf-252.

17.5.4 Для выделения и оценки нефелина используют НАК- Al^{28} в сочетании со спектрометрическим гамма-каротажем (далее - ГКС) на калий благодаря наличию устойчивой корреляционной связи между содержанием алюминия, калия, нефелина и полевых шпатов.

Разделение апатито-нефелиновых и сфено-apatитовых пород проводят по данным НАК- N^{16} и ГГКП.

Режимы измерений при НАК- N^{16} для выделения пластов мощностью более 7 м с содержанием $P_2O_5 > 4\%$ рекомендуются следующими:

- размер зонда 1,5 м;
- энергия регистрируемого гамма-излучения более 3,4 МэВ;
- скорость записи 640 м/ч;
- постоянная времени 2 с.

При активности Po-Be источника $2 \cdot 10^7$ нейтр./с в заполненных водой буровых скважинах диаметром 59 мм необходимо пятикратное повторение измерений НАК- N^{16} , исходя из требуемой точности определения минимального промышленного содержания P_2O_5 .

Измерения ГГКС проводят в двух энергетических интервалах ($E_1=1,35 - 1,65$ МэВ и $E_2=1,65 - 1,95$ МэВ) для учета влияния других радиоактивных элементов на показания в калиевом канале E_1 .

17.5.5 Серные руды карбонатного типа, в которых самородная сера заполняет поры и трещины и не входит в состав скелета породы, можно выделять и оценивать по данным

совместной количественной интерпретации диаграммы НКН зондом 30-40 см и ГГКП благодаря тому, что сера мало отличается от скелета породы по нейтронным свойствам и заметно – по плотности.

Указанный комплекс может быть использован также при литологическом расчленении разреза.

При исследовании многокомпонентных руд сложного состава комплекс дополняют спектрометрическим нейтронным гамма - каротажем (НГКС), позволяющим определять суммарное серосодержание пород.

17.5.6 Выделение и оценку фосфоритовых руд, для которых характерна корреляционная связь между P_2O_5 и ураном при невысоком и постоянном содержании тория, проводят по данным ГКС с дискриминацией на уровне 1,65 МэВ.

Наличие корреляционной связи между фосфором и фтором позволяет использовать для выделения и оценки фосфоритов НАК-N¹⁶.

Рекомендуемые режимы измерений - порог дискриминации 2,7 МэВ, длина зонда 1,7 м, скорость каротажа 570 м/ч.

18 Интерпретация данных геофизических исследований в гидрогеологических буровых скважинах

18.1 Выделение водоносных пластов

18.1.1 Выделение водоносных горизонтов производится на основе анализа результатов ГИС всего изученного разреза буровой скважины, при этом решается задача по литологическому расчленению разреза. Определение типа пород осуществляется по характерным геофизическим признакам на диаграммах каротажа.

18.1.2 Водоносные пласты выделяются по характерным признакам на кривых каротажа, обусловленных взаимодействием промывочной жидкости с проницаемыми интервалами разреза или фильтрацией подземных вод через стенки буровой скважины.

К водоносным относят породы (пески, песчаники, известняки и др.), в которых по данным ГИС отмечается наличие проникновения фильтрата промывочной жидкости (водопоглощение) или зафиксирован приток из пласта в буровую скважину пластовой воды (водопроявление).

18.1.3 В буровых скважинах, пробуренных с промывкой забоя глинистой промывочной жидкостью, признаками водоносных пластов являются:

- различие в показаниях микроградиент- и микропотенциал-зондов (при неглубоком проникновении фильтрата);

- различие в значениях кажущегося удельного сопротивления КС, зарегистрированных стандартным зондом, при изменении сопротивления промывочной жидкости с одновременным повышением забойного давления;

- аномалии потенциала ПС (по сравнению с уровнем потенциала ПС против заведомо плотных интервалов пород);

- различие в величинах аномалий потенциала ПС (или изменение знака аномалий) при повторных измерениях потенциала ПС после изменения сопротивления промывочной жидкости.

18.1.4 В буровых скважинах, пробуренных с промывкой забоя технической водой, водоносные пласты выделяются:

- по признаку опреснения промывочной жидкости в буровой скважине, фиксируемого при последовательных (временных) измерениях резистивиметром;

- по изменению величины расхода осевого потока воды по стволу буровой скважины, фиксируемому расходограммой (график изменения расхода с глубиной) в неработающей или работающей буровой скважине.

18.1.5 При выделении водоносных пластов по измерениям резистивиметром следует

учитывать, что характер опреснения жидкости в буровой скважине может быть осложнен перетоками воды между водоносными горизонтами.

Достоверность выделения водоносных зон в этих условиях может быть повышена путем повторного исследования резистивиметром при нарушенном режиме фильтрации, вызванном откачкой из соседней буровой скважины, взаимодействующей с исследуемой.

18.1.6 При использовании метода расходографии для выделения водоносных пластов необходимо учитывать, что благоприятным условием является перетекание воды по стволу буровой скважины.

Поэтому для повышения однозначности решения задачи целесообразно повторить регистрацию расходограммы при возбуждении буровой скважины откачкой или наливом, если переток в неработающей буровой скважине имеет значение на пределе чувствительности скважинных расходомеров.

18.1.7 Водоносные пласты могут быть выделены по результатам работ с опробователем пласта на кабеле.

Получение пробы воды из пласта является прямым доказательством его водопроницаемости.

18.2 Определение минерализации пластовой воды

18.2.1 Минерализация (далее - C_v) пластовой воды может быть определена по результатам:

- химического анализа проб воды, взятых при опробовании или испытании водоносных пластов;
- по данным измерения удельного сопротивления этих проб;
- по данным каротажа ПС, выполненного с промывочными жидкостями различной минерализации.

Кривая ПС регистрируется дважды. Первая кривая регистрируется при заполнении буровой скважины промывочной жидкостью. Вторая кривая регистрируется при заполнении буровой скважины той же промывочной жидкостью при условии предварительного изменения ее электрического сопротивления в 1,5 - 2 раза (обычно засолонением) и активной промывки ею ствола буровой скважины. Практически целесообразно первую кривую ПС регистрировать перед последним буровым рейсом. При последнем рейсе скважина бурится уже с измененной промывочной жидкостью. После извлечения бурового снаряда регистрируется вторая кривая ПС.

18.2.2 Самыми надежными являются результаты определения C_v по химическим анализам проб воды и измерениям их удельного сопротивления.

18.2.3 Пробы воды могут быть взяты с помощью опробователя пластов на кабеле для гидрогеологических буровых скважин (типа ОПГ-4-7).

18.2.4 Оценку удельного сопротивления пластовой воды по данным каротажа ПС можно проводить для терригенных пластов, имеющих мощность не менее 4 - 5 м, свободных от глинистого материала и в которых ЭДС потенциала ПС не искажена фильтрационными потенциалами.

18.2.5 Для получения сравнительных данных по минерализации подземных вод на различных глубинах необходимо учесть влияние температуры на величину удельного сопротивления

$$\rho_t = \frac{\rho_{18}}{1 + \alpha_t(t^0 - 18)}, \quad (67)$$

где ρ_t и ρ_{18} – удельное сопротивление воды при температуре соответственно t^0 и 18°C ;

α_t – температурный коэффициент электропроводности, значение которого близко

к 0,02 для большинства природных вод.

18.2.6 Оценка удельного сопротивления пластовых вод по ПС осуществляется по теоретическим связям между статической величиной ЭДС потенциала ПС и логарифмом отношения удельных сопротивлений фильтраата промывочной жидкости ρ_n и пластовой воды ρ_{ia} по правилам, изложенным в действующих инструктивных материалах.

18.2.7 Ошибка в определении минерализации пластовой воды по ПС составляет в среднем около 30 - 40 %. Она увеличивается с ростом отношения $\rho_c / \rho_{пв}$ и связана также с влиянием фильтрационных потенциалов, содержания глинистого материала и ограниченной мощности пласта.

18.2.8 Сведения о минерализации пластовой воды используются для сравнительного анализа изменчивости гидрохимических условий месторождения.

18.3 Оценка фильтрационных характеристик пород

18.3.1 Абсолютные значения фильтрационных характеристик (коэффициента фильтрации, скорости фильтрации или величин им пропорциональных), получаемые с помощью ГИС, являются мерой для сравнительного анализа изменчивости этих характеристик в разрезе буровой скважины.

18.3.2 Наиболее объективные данные о фильтрационных характеристиках пород могут быть получены по результатам исследования буровой скважины методами резистивиметрии, расходомерии и пластоиспытателями на трубах.

Исследования проводятся в буровых скважинах, как с открытым стволом, так и закрепленных фильтрами. Перед производством работ ствол буровой скважины и фильтры должны быть очищены от шлама и глинистой промывочной жидкости.

18.3.3 Метод резистивиметрии рекомендуется для исследования безнапорных водоносных горизонтов при условии отсутствия перетоков по стволу буровой скважины.

Для получения сравнительных данных по различным буровым скважинам исследования буровых скважин целесообразно проводить в условиях ненарушенного режима фильтрации.

18.3.4 Оценка скорости фильтрации подземных вод на различных глубинах в пределах водоносного горизонта осуществляется по формуле

$$v = \frac{1.81r_c}{\alpha t} \lg \frac{\sigma_{ж0} - \sigma_B}{\sigma_{жt} - \sigma_B}, \quad (68)$$

где V – скорость фильтрации;

r_c – радиус буровой скважины;

σ_a , $\sigma_{a\epsilon t}$, $\sigma_{a\epsilon t}$ – электропроводность пластовой воды, промывочной жидкости в момент времени, принятый за начало отсчета, и в момент времени t ;

α – коэффициент, учитывающий гидродинамическое совершенство буровой скважины.

Для бесфильтровой буровой скважины, пробуренной с промывкой забоя технической водой, $\alpha \approx 2$; в остальных случаях α оценивается по номограмме.

18.3.5 Расходомерия выполняется при одном изменении уровня в установившемся режиме возбуждения с использованием необходимых средств откачки и налива (микроэрлифты, погружные насосы, автоцистерны).

18.3.6 Оценку коэффициента фильтрации необходимо осуществлять в зависимости от гидрогеологических условий по известным эмпирическим связям между дебитом и понижением уровня для совершенных и несовершенных буровых скважин в режиме

установившейся фильтрации

Приложение А
(рекомендуемое)

**Технические условия на подготовку буровых скважин
для проведения геофизических работ**

А.1 Подготовка буровой скважины

А.1.1 Буровая скважина должна иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд каротажной станции и транспортировку каротажного оборудования.

А.1.2 Перед буровой скважиной должна быть подготовлена рабочая площадка для установки на ней каротажной станции (аппаратуры, оборудования).

А.1.3 Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем буровой скважины должны быть удалены.

А.1.4 Пол буровой установки должен быть очищен от промывочной жидкости, нефти, смазочных материалов. Если пол влажный, необходимо посыпать его песком.

А.1.5 Буровая лебедка и привод ее на время каротажа должны быть исправными.

А.1.6 Буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены так, чтобы не мешать структурному подразделению, проводящему ГИС, и закреплены.

А.1.7 У края площадки буровой установки, или не дальше 40 м от нее, должна находиться независимая электрическая точка (щит с рубильником) для подключения каротажного агрегата. При применении каротажной лебедки с электроприводом, к буровой скважине подводят ток необходимого напряжения и фазности. Подключение электрической сети к каротажной станции производится электромонтером, обслуживающим буровую установку, под наблюдением начальника или инженера структурного подразделения, проводящего ГИС.

Примечание - В случае отсутствия специалиста по ремонту, настройке электрического оборудования, подключение может произвести специально проинструктированный инженерно-технический работник структурного подразделения, проводящего ГИС, в присутствии начальника этого подразделения.

А.1.8 При проведении каротажных работ в ночное время буровая установка должна быть усиленно освещена. В эксплуатационных нефтяных и газовых буровых скважинах устье должно освещаться прожектором. При освещении буровой установки ниже нормы проведение каротажных работ в ночное время запрещается.

А.1.9 При проведении каротажных работ на буровой скважине должна присутствовать буровая бригада; начальник структурного подразделения, проводящего ГИС, может привлекать работников буровой бригады к выполнению вспомогательных работ, связанных с проведением ГИС.

А.1.10 При производстве каротажных работ запрещается:

- производить без разрешения начальника структурного подразделения, проводящего ГИС, ремонт бурового оборудования;

- включать без разрешения начальника структурного подразделения, проводящего ГИС, буровую лебедку и различные силовые агрегаты;

- переносить и передвигать по полу буровой установки тяжелые предметы и буровое оборудование;

- перекачивать трубы вблизи соединительных проводов, каротажного кабеля и станции;

- производить электросварку в радиусе 400 м, а в отдельных случаях, при требовании начальника структурного подразделения, проводящего ГИС, и на большем расстоянии от буровой.

А.2 Подготовка ствола буровой скважины

А.2.1 Буровая скважина должна быть подготовлена так, чтобы обеспечить беспрепятственный спуск каротажных зондов и скважинных приборов по всему стволу буровой скважины до забоя в течение времени, необходимого для проведения всего требуемого комплекса геофизических исследований.

А.2.2 Для подготовки ствола буровой скважины необходимо:

- проработать ствол буровой скважины на всем незакрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;

- привести параметры промывочной жидкости в соответствие с требованиями геолого-технического наряда; для проведения ЭК и БКЗ рекомендуется, чтобы сопротивление промывочной жидкости было не менее 0,2 Ом·м;

- обеспечить однородность промывочной жидкости по всему стволу буровой скважины, для этого после бурения (при промывке) циркуляцию жидкости необходимо вести не менее 2 часа на каждые 1000 м глубины буровой скважины.

А.2.3 Не допускается производство геофизических измерений в буровых скважинах:

- с промывочной жидкостью с вязкостью более 90 с;
- с промывочной жидкостью, содержащей более 5 % песка или обломков твердых пород;

- поглощающих (с понижением уровня более 15 м/ч), переливающих или газифицирующих.

Работы в буровых скважинах, в которых указанные условия не выполняются, а также при наличии других осложнений могут проводиться лишь по особому согласованному решению руководства недропользователя - исполнителя и организации, производящей бурение.

А.2.4 Производство работ в буровых скважинах, заполненных нефтью или промывочной жидкостью с примесью нефти более 10 %, допускается лишь при согласованном решении руководства недропользователя - исполнителя и организации, производящей бурение.

А.2.5 Определение высоты подъема цемента термометром производится не позже 2 суток после заливки буровой скважины цементом; непосредственно перед замером термометром и в процессе измерений не допускается спускать буровой инструмент в буровую скважину и доливать ее водой.

А.2.6 При проведении газового каротажа со стороны выкидной линии промывочной жидкости на расстоянии 50 м от устья буровой скважины должна быть оборудована горизонтальная площадка размером 3 x 5 м для установки газокаротажной станции. К площадке подводят трехфазный переменный ток.

Уклон и ширина желобной системы для промывочной жидкости должны соответствовать проекту.

При производстве газового каротажа категорически запрещается добавлять нефть в промывочную жидкость.

Примечание – При постановке газокаротажных работ в буровых скважинах, в которых ранее применялись жидкость с добавками нефти или нефтяные ванны (для ликвидации аварий), необходимо предварительно тщательно промыть буровую скважину и очистить отстойник.

А.2.7 Определение мест притока (поглощения) и затрубной циркуляции жидкости, контроль за гидравлическим разрывом и солянокислотной обработкой, отбивка контактов (водонефтяного - ВНК, газо-водяного - ГВК, газо-нефтяного - ГНК), термокаротаж, определение температуры пород, определение места расположения металла и гидрогеологические исследования проводят по типовым или индивидуальным проектам, составленными недропользователем – исполнителем и согласованными с недропользователем – заказчиком.

А.2.8 При выполнении геофизических работ по типовым и индивидуальным проектам буровую скважину подготавливают в соответствии с требованиями существующих технических условий и, кроме того, условиями, изложенными в проекте.

А.3 Разведочные буровые скважины на уголь, руду и другие полезные ископаемые

А.3.1 ГИС разведочных буровых скважин на уголь, руду и другие полезные ископаемые проводят в соответствии с проектом на производство геофизических исследований в этих буровых скважинах.

А.3.2 В скважинах, бурящихся для разведки угольных месторождений, геофизические работы должны выполняться во всех разведочных буровых скважинах, в технических и гидрогеологических буровых скважинах – по мере необходимости.

А.3.3 ГИС осуществляются структурными подразделениями, проводящими ГИС, по заявкам недропользователей, проводящих геологоразведочные работы.

А.3.4 В заявке на производство ГИС должны содержаться следующие обязательные сведения:

- глубина забоя;
- диаметр буровой скважины;
- техническое состояние буровой скважины;
- глубина башмака обсадной колонны и диаметр обсадных труб;
- интервалы и виды исследований;
- время готовности буровой скважины к проведению измерений.

А.3.5 В углеразведочных буровых скважинах работы с углерезом допускается проводить только после каротажа.

А.3.6 В буровых скважинах глубиной более 400 м рекомендуется проводить каротаж не более чем через каждые 250 м проходки.

А.3.7 Перед началом работ на буровой скважине геологическая служба должна предоставить структурному подразделению, проводящему ГИС, геологический разрез буровой скважины, вычерченный в масштабе глубин 1:200, с указанием на нем выхода керна.

А.3.8 Буровая скважина должна быть углублена настолько, чтобы расстояние от нижней части намеченного к исследованию углесодержащего интервала до забоя было не менее 3 м.

А.3.9 Демонтаж бурового оборудования до окончания каротажных работ не допускается.

А.3.10 Буровая скважина может быть закрыта лишь после проведения всех необходимых в данной буровой скважине геофизических исследований и отбора образцов пород.

В случае если углесодержащие или рудные интервалы остались неисследованными, решение о закрытии буровой скважины может быть принято только вышестоящей геологической организацией.

А.4 Общие вопросы

А.4.1 Подготовленность буровой скважины к проведению ГИС оформляется актом за подписями бурового мастера и геолога недропользователя – заказчика в соответствии с приложением В; акт вручается начальнику структурного подразделения, проводящего ГИС, перед производством работ.

Начальник структурного подразделения, проводящего ГИС, может приступить к производству работ в буровой скважине только после вручения ему акта о подготовке буровой скважины.

А.4.2 При невозможности соблюдения технических условий по подготовке буровой скважины геофизические работы в ней могут проводиться лишь по согласованному решению руководства организации, проводящей бурение, и недропользователя - исполнителя.

А.4.3 В процессе проведения геофизических работ на буровой скважине обязательно присутствие ответственного представителя геологической службы недропользователя-заказчика и (или) буровой организации, проводящей буровые работы, который по окончании работ в буровой скважине подписывает акт о проведенных работах в данной буровой скважине.

А.4.4 В случаях, когда наблюдается задержка скважинного прибора, а также когда при повторных спусках наблюдается неоднократная остановка скважинного прибора, проведение каротажных работ прекращается.

А.4.5 При выбросах, значительных газопроявлениях и сильном переливании жидкости из буровой скважины в процессе проведения в ней геофизических работ производство последних прекращается.

А.4.6 Буровая организация обязана предоставить структурному подразделению, проводящему ГИС, образцы промывочной жидкости и шлама и обеспечить возможность проведения контрольных наблюдений и измерений, предусмотренных настоящим ТКП

А.4.7 Решение о выполнении намеченной программы геофизических исследований принимается при каротаже последнего интервала буровой скважины начальником структурного подразделения, проводящего ГИС, совместно с представителем геологической службы недропользователя - заказчика.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма журнала регистрации и выполнения заявок на геофизические исследования буровых скважин

Таблица Б.1 – Журнал регистрации и выполнения заявок на геофизические исследования буровых скважин

№ п/п	Время	Недропо	Местопол	№	Перечень	Интервал, глубина исследования, м	Данные о буровой скважине	Фамилии	Фамилия	На какое	Исполнит	Время	Выполне	Время
-------	-------	---------	----------	---	----------	-----------------------------------	---------------------------	---------	---------	----------	----------	-------	---------	-------

1	
2	(дата и час) поступления заказа
3	льзователь - заказчик
4	ожение буровой скважины (экспедиция)
5	буровой скважины
6	заявленных работ
7	от
8	до
9	Глубина забоя d_c , м
10	Глубина башмака колонны d_k , м
11	Плотность промывочной жидкости, г/см ³
12	Диаметр задвижки, мм
13	Глубина прострела, м
14	Марка стали
15	Уровень жидкости, м
16	Диаметр колонны, мм
17	Толщина стенок, мм
18	Температура, °С
19	Цель прострела
20	заявителя и передавшего заказ
21	принявшего заказ
22	время (число и час) принят заказ
23	подразделения: № структурного подразделения, проводящего ГИС, начальник этого
24	выезда партии (дата, час)
25	ние заявки или причина невыполнения
26	рибытия партии на базу (дата, час)

Приложение В
(обязательное)

**Форма акта о готовности буровой скважины к проведению
геофизических исследований скважин**

**Акт
о готовности буровой скважины к проведению ГИС**

Мы, нижеподписавшиеся, геолог _____ и буровой мастер _____ составили настоящий акт о готовности буровой скважины № _____ площади _____ к проведению ГИС, предусмотренных наряд-маршрутом,

- в открытом стволе,
 - в обсаженной части,
 - в бурильном инструменте,
 - через бурильный инструмент,
 - в НКТ (насосно-компрессорных трубах),
 - через НКТ
- (нужное подчеркнуть)

Промывочная жидкость

Тип, состав _____

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

Вязкость _____ с, СНС _____, содержание песка _____ %

Наличие циркуляции:

- есть,
- нет (заполняется при ведении аварийных работ)

(нужное подчеркнуть)

Уровень жидкости в скважине _____ м

Конструкция буровой скважины

Глубина забоя на момент проведения ГИС _____ м

(естественного, искусственного)

(нужное подчеркнуть)

Диаметр долота (мм) и глубины переходов диаметра (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 _____

Максимальная глубина спуска при последнем спуске _____ м:

- бурильного инструмента,
- НКТ

(нужное подчеркнуть)

ТКП 17.04-25-2011

Конструкция:

- бурового 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 _____ мм

- в скважине,
- бурильном инструменте,
- НКТ

(нужное подчеркнуть)

Работы по подготовке ствола буровой скважины

Буровая скважина прорабатывалась _____
(чем, когда, до какой глубины)

Обсадная колонна, бурильный инструмент, НКТ шаблонировались

_____ (чем, когда, до какой глубины)

Наличие уступов, обвалов, пробок и их глубина _____ М

Дата _____

Акт составлен:

(должность, подпись, фамилия, инициалы)

Приложение Г
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах,
бурящихся на уголь**

Таблица Г.1 – Поиски и разведка бурых углей в неогеновых отложениях

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный
КСПЗ	ГЗК ¹⁾	КСПЗ		КСПЗ	ГЗК ¹⁾	КСПЗ	БК
КСГЗ		ГК	ГГКС	КСГЗ		ГК	(БТК, БМК)
ГК	ПС	ГГКП	или	ГК	РТ	ГГКП-50	
ГГКП-50	РТ	КМ	ГГКП-30	ГГКП-50		КМ	
КМ				КМ		ГГКС или ГГКП-30	

Примечание
¹⁾ – выполняется при наличии аппаратуры, оборудования;

**Таблица Г.2 – Поисково-разведочные работы на угли юрских и более древних
отложений**

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный
КСГЗ	ГЗК ¹⁾	КСПЗ	ГГКС	КСПЗ	ГЗК ¹⁾	КСПЗ	БК
КСПЗ	АК	ГК	или	КСГЗ	АК	ГК	(БТК, БМК)
ГК		ГГКП-50	ГГКП-30	ГК		ГГКП-50	
ГГКП-50	ПС	КМ		ГГКП-50	ОК ¹⁾	ГГКС	
КМ	ИМ ²⁾			КМ	ИМ ²⁾	или ГГКП-30	
	РТ				РТ	КМ	

Примечание
¹⁾ – выполняется при наличии аппаратуры, оборудования;
²⁾ – проводится в буровых скважинах глубиной более 300 м.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на железные руды

Таблица Д.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50 ¹⁾		М-б 1:200		М-б 1:50 ¹⁾	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	ГКС ⁶⁾	КСПЗ	ГКС ⁶⁾	КСПЗ	ГКС ⁶⁾	КСПЗ	НГКС ⁶⁾
КСГЗ	ГГКС	ГК	ГГКС	КСГЗ	ГГКС ¹⁾	ГК	ННКТ-20 ⁴⁾
ПС				ПС			
ПССПЗ ¹⁾	ННКТ-20 ⁴⁾	ГГКП-40	ННКТ-20 ⁴⁾	ПССПЗ ¹⁾	ННКТ-20 ⁴⁾	ГГКП-40	ННКТ-30 ⁴⁾ ГГКС
	ННКТ-30 ⁴⁾		ННКТ-30 ⁴⁾		ННКТ-30 ⁴⁾		
		КМВ				КМВ	
ГК		КМ		ГК			
ГГКП-50 ²⁾	ТСМ	МЭП		ГГКП-50 ²⁾	ТСМ	МЭП	
	ВП-К	МСК				МСК	
МК	МЭК			МК	ВП-К	КМ	
	НАК(F) ⁵⁾	ПССПЗ			МЭК		
	ИГ				НГКС ⁶⁾		
(Z _B , КМВ)				(Z _B , КМВ)			
ИМ ³⁾				ИМ ³⁾			
КМ				КМ			
				ИГ			
РТ				РТ			
ННКТ-40 ²⁾				МЭП ¹⁾			
МЭП ¹⁾				ГГКП-40 ¹⁾			
ГГКП-40 ¹⁾							

Примечание

- 1) – выполняются в породах кристаллического фундамента;
- 2) – по породам осадочного чехла;
- 3) – проводится в буровых скважинах глубиной более 200 м и наклонных;
- 4) – выполняется в случае перспектив на редкоземельную минерализацию и др. нейтронопоглощающих элементов; а также для обработки НГКС;
- 5) – при постановке задач изучения ореолов фтора;
- 6) – при наличии аппаратуры.

Приложение Е
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований
в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на цветные металлы
(полиметаллические руды) в кристаллическом фундаменте**

Таблица Е.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50 ¹⁾		М-б 1:200		М-б 1:50 ¹⁾	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	ВП-К	КСПЗ	ГГКС	КСПЗ	МК ³⁾	КСПЗ	ГГКС
КСГЗ	МЭК	ГК	или	КСГЗ	(Zb, КМВ)	ППСПЗ	или
ПС	ННКТ-20 ⁴⁾	ГГКП-40	РРК ⁶⁾	ПС	МЭК		РРК ⁶⁾
ПССПЗ ¹⁾				ПССПЗ ¹⁾	ВП-К	ГК	КМВ ³⁾
	ННКТ-30 ⁴⁾		КМВ ³⁾		ННКТ-20 ⁴⁾	ГГКП-40 ²⁾	ННКТ-20 ⁴⁾
	ГКС ⁶⁾				ННКТ-30 ⁴⁾		ННКТ-30 ⁴⁾
ГК	НАК(F) ⁵⁾	МЭП				МЭП	
ГГКП-50 ²⁾	МК ³⁾	МСК		ГК	ГКС	МСК	НГКС ⁶⁾
МЭП ¹⁾	(Zb, КМВ)	КМ		ГГКП-50 ²⁾	АК	КМ	
				МЭП ¹⁾	НГКС ⁶⁾		
	ИГ ³⁾				ИГ ³⁾		
ГГКП-40 ¹⁾				ГГКП-40 ¹⁾			
КМ							
ИМ				КМ			
РТ				ИМ			
				РТ			

Примечание

- 1) – по породам кристаллического фундамента;
- 2) – по породам осадочного чехла;
- 3) – при вероятности выявления магнитных руд; исследования проводятся по всему интервалу скважины;
- 4) – выполняется в случае перспектив на редкоземельную минерализацию и др. нейтронопоглощающих элементов;
- 5) – при постановке задач изучения ореолов фтора;
- 6) – при наличии аппаратуры.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований
в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на руды редких металлов,
содержащие редкоземельные элементы**

Таблица Ж.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:20		М-б 1:200		М-б 1:20	
Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный
КСПЗ	ННКТ-30	ГК	РРК ¹⁾	КСПЗ	ННКТ-30	ГК	РРК ¹⁾
КСГЗ		ГГКП-50	ГКС ¹⁾	КСГЗ		ГГКП-50	
ГК		ГНК		ГК	МЭК	ГНК	
ГГКП-50		ННКТ-20		ГГКП-50	РТ	ННКТ-20	
ГНК	ИМ			ГНК	НАК(F) ²⁾		
ННКТ-20	ГГКС	КМ		ННКТ-20		ННКТ-30	
	РТ			ИМ			
КМ	НАК(F) ²⁾	ННКТ-30		КМ		КМ	

Примечание
¹⁾ – при наличии аппаратуры;
²⁾ – при постановке задач изучения ореолов фтора.

Приложение К
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований
в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на фосфатные руды**

Таблица К.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	ННКТ-40 ¹⁾	КСПЗ	НАК() ^{1,2)}	КСПЗ	ННКТ-40 ¹⁾	КСПЗ	ННКТ-20 ¹⁾
КСГЗ	НАК(F) ⁴⁾	ГК	ГКС ^{1,3)}	КСГЗ	НАК(F) ²⁾	ГК	
ПС	РТ	ГГКП-50		ПС	РТ	ГГКП-50	
ГК		КМ	ННКТ-40 ¹⁾	ГК		ННКТ-40 ²⁾	
ГГКП-50			НАК(F) ¹⁾	ГГКП-50		НАК(F)	ННКТ-40 ⁴⁾
КМ				КМ		НАК(Si)	НГКС ⁵⁾
						ГКС ^{3,4)}	РРК ⁶⁾
						КМ	

Примечание

¹⁾ – при поисках и разведке фосфоритов в карбонатных отложениях;

²⁾ – на стадии уточнения методики при разведке;

³⁾ – для определения урана и калия (при наличии аппаратуры);

⁴⁾ – для определения редких земель;

⁵⁾ – для определения железа (при наличии аппаратуры);

⁶⁾ – для оценки концентраций сопутствующих компонентов (при наличии аппаратуры).

Приложение Л
(рекомендуемое)

Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на строительные материалы

Таблица Л.1 – Строительный камень

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	ННКТ-20 ¹⁾	КСПЗ	ГНК ¹⁾	КСПЗ	ННКТ-20 ¹⁾	КСГЗ КСПЗ	ГНК ¹⁾
КСГЗ		ГК	ННКТ-20 ¹⁾	КСГЗ		ГК	ННКТ-20 ¹⁾
ГК	ННКТ-30 ¹⁾	ГГКП-50		ГК	ННКТ-30 ¹⁾	ГГКП-50	
ГГКП-50	АК	КМ	ННКТ-30 ¹⁾	ГГКП-50	МЭК	КМ	ННКТ-30 ¹⁾
КМ	ГНК ¹⁾			КМ	АК		
РТ				РТ	ГНК ¹⁾		

Примечание
¹⁾ – при вероятности выделения редких земель.

Таблица Л.2 – Гравий, пески, глины, мел¹⁾

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	БКЗ		ГК	КСПЗ	ВП-К		ГК
КСГЗ	ВП-К			КСГЗ	БКЗ		
ГК				ГК			
ГГКП-50				ГГКП-50			
ННКТ-40				ННКТ-40			
КМ				КМ			
РТ				РТ			

Примечание
¹⁾ – при глубинах бурения до 50 м может использоваться масштаб записи 1:50; в этом случае применяется комплекс масштаба 1:200; проводится при проверке аномалий наземных геофизических исследований на строительные материалы.

Приложение М
(рекомендуемое)

Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на строительные материалы буровыми станками с гидротранспортом керна (типа КГК-100)

Таблица М.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
ГК	КСПЗ ¹⁾			ГК			
ННКТ-40	КСГЗ ¹⁾			ННКТ-40			
ГГКП-50	ПС ¹⁾			ГГКП-50			

Примечание
¹⁾ – при устойчивости стенок буровых скважин после извлечения колонн для комплексного решения задач
(оценка стройматериалов, гидрогеологических параметров).

Приложение Н
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований
в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на
калийные соли и гипсы**

Таблица Н.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:500		М-б 1:50		М-б 1:500		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	АК	ГК		КСПЗ	АК	ГК	
или	ТМ	ГГКП-50		КСГЗ	ТМ	ГГКП-50	
БКПР		ННКТ-40		ПС ¹⁾		ННКТ-40	
КСГЗ	РТ			ГК	РТ		
или		КМ		ГГКП-50		КМ	
БККС	ТМ-ОЦК	НГК		ННКТ-40	ТМ-ОЦК	НГК	
ПС ¹⁾	АК-КЦ	БКПР		КМ	АК-КЦ	БКПР	
ГК		БККС		ИМ		БККС	
ГГКП-50		или		НГК		или	
ННКТ-40		КСПЗ				КСПЗ	
НГК							
ИМ							
КМ							

Примечание
¹⁾ – по надсолевой толще.

Приложение П
(рекомендуемое)

Рациональный комплекс геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах, бурящихся на алмазы

Таблица П.1

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:500		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	ТМ	КСПЗ		КСПЗ	ТМ	КСПЗ	
КСГЗ	ТСМ	ГК		КСГЗ	ТСМ	ГК	
ПС		ГГКП-50		ПС		ГГКП-50	
ГК		ННКТ-40		ГК		ННКТ-40	
ГГКП-50		КМВ		ГГКП-50		КМВ	
ННКТ-40		КМ		ННКТ-40		КМ	
КМ				КМ			
РТ				РТ			
МК				МК			
(Z _в , КМВ)				(Z _в , КМВ)			
ИМ				ИМ			

Приложение Р
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах,
бурящихся на горючие сланцы¹⁾**

Таблица Р.13

Поисковые работы				Предварительная и детальная разведка			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный	Основной	Дополни- тельный
КСГЗ	ГЗК ²⁾	ГК	ГГКС	КСГЗ	ГЗК ²⁾	КСПЗ	ГГКС
КСПЗ		ГГКП-50	БК ²⁾	КСПЗ	АК	ГК	БК ²⁾
ПС	АК	ННКТ-40	(БТК	ПС		ГГКП-50	(БТК
ГК		КМ	БМК)	ГК		КМ	БМК)
ГГКП-50		КСПЗ		ГГКП-50		ННКТ-40	
ННКТ-40		ПС		ННКТ-40			
КМ				КМ			
ИМ				ИМ			
РТ				РТ			

Примечание

- ¹⁾ – комплекс ГИС на горючие сланцы должен обеспечивать выявление как сланцев, так и угольных пластов;
²⁾ – выполняется при наличии аппаратуры.

Приложение С
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах,
бурящихся при геолого-съёмочных работах**

Таблица С.1

Осадочный чехол				Кристаллический фундамент			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	БКЗ		ГК	КСПЗ	АК	КСПЗ	МСК
КСГЗ				КСГЗ		ПССПЗ	КМВ ¹⁾
ПС	АК			ПССПЗ	ННКТ-20 ⁴⁾		ННКТ-20 ⁴⁾
ГК							
	МК ¹⁾				ННКТ-30 ⁴⁾		
ГГКП-50				ГК	ТСМ	ГК	ННКТ-30 ⁴⁾
	(Z _B , КМВ)				ВП-СВ	ГГКП-40	
ННКТ-40				ГГКП-40	ВП-К	КМ	ГКС ⁵⁾
КМ	ТМ ²⁾			КМ		МЭП	
РТ				МЭП			
ИМ ²⁾				РТ			
				МК ¹⁾			
				(Z _B , КМВ)	НАК(F) ³⁾		
					ГНК ⁴⁾		

Примечание

При геологической съёмке и глубинном геологическом картировании необходимо предусматривать комплекс ГИС в зависимости от конкретного геологического разреза, местоположения буровых скважин и вероятности выявления рудных и нерудных полезных ископаемых;

¹⁾ – при расположении буровых скважин в районе наземных магнитных аномалий и в районах перспективных

на алмазы;

²⁾ – в глубоких (более 300 м) структурных буровых скважинах;

³⁾ – при постановке задач изучения ореолов фтора;

⁴⁾ – при вероятности выделения редких земель;

⁵⁾ – при определении урана и калия, при наличии аппаратуры.

Приложение Т
(рекомендуемое)

Рациональный комплекс геофизических исследований в параметрических скважинах, бурящихся при глубинном геологическом картировании

Таблица Т.1

Параметрическая скважина			
Комплекс ГИС М-б 1:200		Комплекс ГИС М-б 1:50 ²⁾	
Основной	Дополнительный ¹⁾	Основной	Дополнительный
КСПЗ	АК		
КСГЗ	ГГКП-40 ³⁾		
ПС	ННКТ-20 ⁴⁾		
ГК	ННКТ-30 ⁴⁾		
ННКТ-40	ГНК ⁵⁾		
ГГКП-50	МЭП ³⁾		
КМ	БКЗ		
РТ	ВП-К ⁹⁾		
МК	ПССПЗ ²⁾		
(Z _в ,	ТСМ		
КМВ)	ВП-СВ ⁹⁾		
ИМ ⁶⁾	МЭК		
ТМ ¹⁰⁾	НАК(F) ⁷⁾		
	ГКС ^{8,9)}		

Примечание

- ¹⁾ – дополнительные методы предусматриваются в зависимости от вида параметрических скважин (картировочные, структурно-поисковые, поисковые) и поставленных задач перед буровыми скважинами;
- ²⁾ – комплекс в масштабе 1:50 обосновывается проектом в зависимости от задач и ожидаемых результатов и формируется из основного и дополнительного комплекса масштаба 1:200;
- ³⁾ – по интервалу фундамента;
- ⁴⁾ – при поисках редкоземельных элементов;
- ⁵⁾ – при поисках бериллия;
- ⁶⁾ – в буровых скважинах глубиной более 300 м;
- ⁷⁾ – при постановке задач изучения ореолов фтора;
- ⁸⁾ – для определения радиоактивных элементов;
- ⁹⁾ – при наличии аппаратуры;
- ¹⁰⁾ – при постановке задач изучения термоградиента в буровых скважинах глубиной свыше 500 м.

Приложение У
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах,
бурящихся при поисках и разведке пресных подземных вод**

Таблица У.1 – Поиски и разведка пресных подземных вод в рыхлых отложениях

До установки обсадной и фильтровой колонн				После установки обсадной и фильтровой колонн			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСПЗ	АК		ГК ⁴⁾	ТМ-ОЦК ¹⁾			
КСГЗ	БКЗ		КМ ⁴⁾	ГГКП-50 ¹⁾			
ННКТ-40							
ПС	ИМ ²⁾		КСПЗ ⁴⁾	АК-КЦ ¹⁾	ПО ³⁾		
ГК					РМО ³⁾		
ГГКП-50							
КМ							
РТ							

Примечание
¹⁾ – по интервалу обсадных труб;
²⁾ – выполняется в буровых скважинах глубже 300 м;
³⁾ – в центральных кустовых буровых скважинах;
⁴⁾ – при вероятности выявления радиоактивных аномалий.

**Таблица У.2 – Поиски и разведка пресных подземных вод в отложениях
с коллекторами порово-трещинного типа**

До установки обсадной и фильтровой колонн				После установки обсадной и фильтровой колонн			
Комплекс ГИС				Комплекс ГИС			
М-б 1:200		М-б 1:50		М-б 1:200		М-б 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
ПС	АК		ГК ⁷⁾				
КСПЗ	БКЗ		КМ ⁷⁾				
КСГЗ	ВП-К ⁶⁾		КСПЗ ⁷⁾				
ГК	БК(МБТК) ⁶⁾						
ГГКП-50	ИМ ²⁾						
ННКТ-40	РТЕ						
РТ	АК-КЦ ¹⁾						
КМ	ТМ-ОЦК ¹⁾						
ТМО ³⁾	ТМЕ ⁵⁾						
КМ(РМ) ³⁾							
РТО ⁴⁾							
ТМО ⁴⁾							

Примечание
¹⁾ – по интервалу обсадных труб;
²⁾ – выполняется в буровых скважинах глубже 300 м;
³⁾ – проводится в центральных кустовых буровых скважинах в интервалах устойчивых пород;
⁴⁾ – в комплексе с РМО с целью выявления слабых притоков в буровую скважину;
⁵⁾ – в выстоянных скважинах – для оценки скорости вертикальной фильтрации через слабопроницаемые горизонты (ТМЕ);
⁶⁾ – при наличии аппаратуры;
⁷⁾ – при вероятности выявления радиоактивных аномалий.

Приложение Ф
(рекомендуемое)

**Рациональный комплекс геофизических исследований в скважинах,
бурящихся при поисках и разведке минеральных подземных вод**

Таблица Ф.1

Комплекс ГИС			
Масштаб 1:200		Масштаб 1:50	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
КСГЗ	АК		ГК ¹⁾
КСПЗ	БКЗ		КМ ¹⁾
ГК	БК ²⁾		КСПЗ ¹⁾
ГГКП-50			
ПС	ТМ-ОЦК ³⁾		
ННКТ-40	АК-КЦ ³⁾		
КМ	ГГКП-50 ³⁾		
РТ			
РМО			
РТО ⁴⁾			
ТМО ⁴⁾			
КМ(РМ)	ИМ ⁵⁾		

Примечание

1) – при вероятности встречи радиоактивных аномалий

2) – при наличии аппаратуры и оборудования;

3) – по обсадным трубам с целью оценки качества их цементации;

4) – в комплексе с РМО с целью выявления интервалов низкодебитных водопритоков вбуровую скважину;

5) – выполняется в буровых скважинах глубиной более 300 м.

Приложение X
(рекомендуемое)

**Комплекс геофизических исследований по диагностике бесфильтровых
водозаборных буровых скважин, оборудованных на водоприемную каверну
при проведении их ремонта и восстановлении дебита**

Таблица X.1

Масштаб 1:200		Масштаб 1:50 ¹⁾	
Комплекс ГИС		Комплекс ГИС	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
ГК ²⁾	ТМЕ	ГК ²⁾	
ГГКП-50 ²⁾	РМО ³⁾	ГГКП-50 ²⁾	
КМ	ТМО ³⁾	КМ	
ЛМ	СМО ³⁾	ЛМ	
АК-КЦ ⁴⁾			

Примечание

¹⁾ – предусматривается при необходимости более точной отбивки глубины начала каверны и более детальной оценки ее строения;

²⁾ – запись трехкратная;

³⁾ – при наличии задачи проверки герметичности обсадных труб и работы фильтров;

⁴⁾ – запись двухкратная.

Приложение Ц
(рекомендуемое)

**Комплекс геофизических исследований по диагностике фильтровых водозаборных
буровых скважин при проведении их ремонта
и восстановлении дебита**

Таблица Ц.1

Оборудованные на пресные воды		Оборудованные на минеральные воды	
Масштаб 1:200		Масштаб 1:200	
Комплекс ГИС		Комплекс ГИС	
Основной	Дополнительный	Основной	Дополнительный
ГК ¹⁾	СМЕ ²⁾	ГК ¹⁾	ТМЕ ²⁾
ГГКП-50 ¹⁾	ТМЕ ²⁾	ГГКП-50 ¹⁾	РТЕ ²⁾
КМ	РМЕ ²⁾	КМ	СМЕ ²⁾
ЛМ	СМО ₁ ²⁾	ЛМ	РМЕ ²⁾
АК-КЦ ³⁾	ТМО ₁ ²⁾	АК-КЦ ³⁾	СМО ₁ ³⁾
	РМО ₁ ²⁾		РТО ₁ ²⁾
			ТМО ₁ ²⁾
			РМО ₁ ²⁾

Примечание
¹⁾ – запись трехкратная;
²⁾ – при наличии задачи проверки герметичности обсадных труб и работы фильтров;
³⁾ – запись двухкратная.

Библиография

- [1] Санитарные правила и нормы Республики Беларусь СанПиН 2.6.1.8-15-2003 Гигиенические требования к устройству и эксплуатации радиоизотопных приборов.
- [2] Санитарные правила и нормы Республики Беларусь СанПиН 2.6.1.13-12-2005 Гигиенические требования к использованию закрытых радионуклидных ионизирующих источников излучения при геофизических работах на буровых скважинах.
- [3] Санитарные правила и нормы Республики Беларусь СанПиН 2.6.1.13-60-2005 Гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения при транспортировании радиоактивных материалов (веществ).
- [4] Нормы радиационной безопасности (НРБ-2000)
- [5] Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСП-2002)
- [6] Правила безопасности и охраны труда при геологоразведочных работах. Утверждены постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь и Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 5 июля 2007 г. № 71/64

