Министерство природных ресурсов
Российской Федерации

СОГЛАСОВАНА

с Госгортехнадзором
России
23 августа 2000 г.

УТВЕРЖДЕНА

Министерством природных
ресурсов Российской Федерации
6 декабря 2000 г.

ИНСТРУКЦИЯ

по проведению геофизических исследований рудных скважин

Санкт-Петербург
ВИРГ-Рудгеофизика
2001

УДК 550.832:553.3/.6 (083.96)

Инструкция по проведению геофизических исследований рудных скважин / Под редакцией Е.П. Лемана, А.П. Савицкого. – СПб–М.: Министерство природных ресурсов РФ – ВИРГ-Рудгеофизика, 2001. – 421 с.

Инструкция является основным руководящим документом для проведения геофизических исследований (каротажа и скважинной геофизики) в рудных скважинах. В ней сформулированы основные требования к методике и технике проведения работ, к обработке, интерпретации, оценке качества и достоверности получаемых результатов. Изложены наиболее рациональные и апробированные на практике принципы и способы реализации геофизических методов каротажа и скважинной геофизики, позволяющие решать геологические и технологические задачи при поисках, разведке и отработке рудных месторождений.

Для инженерно-технических и руководящих работников геологоразведочных и горнодобывающих предприятий и ведомств, занимающихся поисками, разведкой и отработкой месторождений твердых полезных ископаемых (металлических и неметаллических руд).

И $\frac{1804050000-02}{X47(03)-2001}$

© ВИРГ-Рудгеофизика, 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РУДНОГО КАРОТАЖА И КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ 14

2. РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА 25

2.1. Гамма-методы 25

2.1.1. **Рентгенорадиометрический каротаж скважин и опробование керна** 25
2.1.1.1. Общие сведения физико-геологического характера 25
2.1.1.2. Основные принципы методики 29
2.1.1.3. Аппаратура и технические средства 41
2.1.1.3.1. Радиоизотопные источники фотонного излучения 41
2.1.1.3.2. Детекторы 44
2.1.1.3.3. Каротажные кабели и штанги 46
2.1.1.3.4. Скважинные приборы и датчики для опробования керна 47
2.1.1.3.5. Регистрирующая аппаратура и ее подготовка к проведению работ 49
2.1.1.4. Проведение каротажа скважин и опробования керна 54
2.1.1.4.1. Каротаж скважин 54
2.1.1.4.2. Опробование керна скважин 56
2.1.1.5. Обработка и интерпретация материалов каротажа и опробования 57
2.1.1.5.1. Оценка стабильности работы аппаратуры 57
2.1.1.5.2. Оценка качества результатов каротажа и опробования 58
2.1.1.5.3. Определение положения и мощности рудных зон 58
2.1.1.5.4. Определение концентраций полезного компонента (количественная интерпретация) 59
2.1.1.6. Оценка достоверности и точности результатов каротажа и опробования 62
2.1.1.7. Геотехнологическая и геохимическая интерпретация результатов каротажа скважин и опробования керна 66
2.1.1.8. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по рентгенорадиометрическому каротажу скважин, опробованию керна и смежным вопросам* 84

2.1.2. **Метод рассеянного гамма-излучения (плотностной и селективный гамма-гамма-каротаж)** 88
2.1.2.1. Общие сведения физико-геологического характера 88

2.1.2.2. Условия измерения и основные принципы методики 91
2.1.2.2.1. Плотностной гамма-гамма-каротаж с заинверсионным зондом 91
2.1.2.2.2. Плотностной гамма-гамма-каротаж с доинверсионным зондом 93
2.1.2.2.3. Селективный гамма-гамма-каротаж 96
2.1.2.2.4. Двухпараметровый ГГК (ГГК-ПС) 100
2.1.2.2.5. Двухзондовый ГГК 101
2.1.2.3. Аппаратура и оборудование 102
2.1.2.3.1. Аппаратура и оборудование для проведения интегрального гамма-гамма-каротажа 102
2.1.2.3.2. Аппаратура и оборудование для проведения спектрометрического гамма-гамма-каротажа 103
2.1.2.4. Средства метрологического обеспечения, аттестация и градуирование аппаратуры ГГК-П и ГГК-С 104
2.1.2.5. Оформление, первичная обработка и оценка качества результатов каротажа 110
2.1.2.6. Количественная интерпретация результатов ГГК-П и ГГК-С 112
2.1.2.7. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по гамма-гамма-каротажу* 116

2.1.3. **Гамма-нейтронный (фотонейтронный) каротаж** 116
2.1.3.1. Общие физико-геологические сведения и основы методики 116
2.1.3.2. Аппаратура, технические средства и технология проведения гамма-нейтронного каротажа 119
2.1.3.3. Обработка и интерпретация материалов гамма-нейтронного каротажа 122
2.1.3.4. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов и основная литература по гамма-нейтронному (фотонейтронному) каротажу и опробованию руд* 125

1.4. **Гамма-каротаж** 26
2.1.4.1. Общие сведения физико-геологического характера и основные принципы методики измерений 26
2.1.4.2. Аппаратура и оборудование 30
2.1.4.3. Проведение работ на скважине 31
2.1.4.4. Интерпретация данных гамма-каротажа 33
2.1.4.5. Принципы использования данных гамма-каротажа для решения конкретных геологических задач 137
2.1.4.6. Оценка качества результатов гамма-каротажа 140
2.1.4.7. *Список утвержденных и действующих инструкций и чормативных документов по гамма-каротажу скважин* 143

2.2. Нейтронные методы каротажа 144
2.2.1. **Общие сведения** 144
2.2.2. **Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)** 146
2.2.2.1. Выбор условий измерений и основные принципы методики 146
2.2.2.2. Аппаратура и метрологическое обеспечение ННК 147
2.2.2.3. Особенности методики и техники ННК при решении некоторых геологических задач 147
2.2.2.3.1. Месторождения бора 147
2.2.2.3.2. Месторождения редкометалльных пегматитов 148
2.2.2.3.3. Расчленение геологического разреза по общему водородосодержанию на месторождениях фторсодержащего сырья 149

2.2.3. **Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК)** 150
2.2.3.1. Выбор условий измерений и основные принципы методики 150
2.2.3.2. Аппаратура и оборудование 153
2.2.3.3. Оформление, оценка качества и интерпретация результатов СНГК 158
2.2.3.4. Особенности методик СНГК на месторождениях различных полезных ископаемых 159
2.2.3.4.1. Месторождения ртути 159
2.2.3.4.2. Месторождения никеля 160
2.2.3.4.3. Месторождения меди 162
2.2.3.4.4. Месторождения марганца 163
2.2.3.4.5. Месторождения хрома 164
2.2.3.4.6. Месторождения серы 165
2.2.3.4.7. Месторождения железа 166

2.2.4. **Нейтронно-активационный каротаж (НАК)** 168
2.2.4.1. Выбор параметров НАК и основные принципы методики 168
2.2.4.2. Аппаратура и оборудование 171
2.2.4.3. Метрологическое обеспечение НАК и градуирование аппаратуры 172
2.2.4.4. Проведение работ на скважине 174
2.2.4.5. Обработка, оформление и оценка качества результатов НАК 175
2.2.4.6. Интерпретация результатов нейтронно-активационного каротажа 176
2.2.4.7. Особенности методик НАК на месторождениях различных полезных ископаемых 177

2.2.4.7.1. Нейтронно-активационный каротаж на фтор (НАК-F) 177
2.2.4.7.2. Нейтронно-активационный каротаж на марганец (НАК-Mn) ... 178
2.2.4.7.3. Нейтронно-активационный каротаж на алюминий и кремний (НАК-Al, НАК-Si) ... 79
2.2.5. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по нейтронным методам каротажа* .. 181
Основная литература по радиоактивным методам каротажа ... 182

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА И СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКИ ... 188

3.1. Назначение и физическая сущность методов 188

3.2. Методы каротажа ... 92
3.2.1. **Каротаж сопротивлений КС и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации ПС** ... 192
3.2.2. **Каротаж скользящими контактами СК** ... 199
3.2.3. **Индукционный каротаж ИК** ... 200
3.2.4. **Полярографический каротаж ПК** ... 202

3.3. Методы скважинной электроразведки ... 205
3.3.1. **Метод естественного электрического поля ЕПС** ... 205
3.3.2. **Методы скважинной электроразведки постоянным (низкочастотным) током – модификации метода заряда** ... 209
3.3.2.1. Метод электрической корреляции МЭК ... 209
3.3.2.2. Метод дипольной электрической корреляции МДЭК ... 213
3.3.2.3. Метод мелкомасштабного (глубинного) заряда ММЗ ... 217
3.3.3. **Скважинный вариант метода заряда с измерением магнитного поля МЗМПС** ... 223
3.3.4. **Скважинные низкочастотные индукционные методы** ... 225
3.3.4.1. Метод односкважинного дипольного электромагнитного профилирования ДЭМПС ... 226
3.3.4.2. Метод межскважинного дипольного электромагнитного профилирования МДЭМП ... 232
3.3.5. **Скважинный вариант метода переходных процессов СМПП** ... 237
3.3.6. **Метод межскважинного радиоволнового просвечивания РВП** .. 238
3.3.7. **Контактный способ поляризационных кривых КСПК** ... 243

3.4. Общие сведения об аппаратуре 246
3.4.1. **Требования к аппаратуре** ... 246
3.4.2. **Метрологическое обеспечение и аттестация аппаратуры** ... 250
3.5. Обработка и интерпретация материалов каротажа и скважинной электроразведки ... 251
3.5.1. **Основные требования к материалам и контроль качества материалов методов каротажа** ... 251
3.5.2. **Технический контроль и оценка качества материалов методов скважинной электроразведки** ... 252
3.5.3. **Оформление и предварительная обработка материалов методов каротажа и скважинной электроразведки** ... 253
3.5.4. **Методика обработки и интерпретации материалов электрокаротажа** ... 255
3.5.5. **Камеральная обработка и интерпретация материалов скважинной электроразведки** ... 257
3.6. *Список основных действующих нормативных документов, инструкций, методических рекомендаций, руководств и указаний по проведению электрокаротажа и скважинной электроразведки* 259
Основная литература по электрическим и электромагнитным методам каротажа и по скважинной электроразведке ... 263

4. МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ И СКВАЖИННАЯ МАГНИТОРАЗВЕДКА 265

4.1. Общие сведения физико-геологического характера ... 265
4.2. Требования к измерительной аппаратуре ... 267
4.3. Подготовительные работы и техника проведения измерений на скважинах ... 273
4.4. Порядок работы на скважине ... 281
4.5. Требования к регистрации данных магнитного каротажа ... 283
4.6. Обработка и интерпретация диаграмм ... 287
4.7. Магнитный каротаж скважин подземного бурения ... 294
4.8. Скважинная магниторазведка подземных скважин ... 301
4.9. Магнитные измерения для решения технологических задач при бурении скважин ... 305
4.10. *Список действующих инструкций, методических рекомендаций и руководств по магнитному каротажу и скважинной магниторазведке* ... 307
Основная литература по магнитному каротажу и скважинной магниторазведке ... 309

5. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН 311

5.1. Физико-геологические основы акустических методов 311

5.2. Акустический каротаж рудных скважин ... 314
5.2.1. Основные условия применения акустического каротажа ... 314
5.2.2. Геолого-геофизические задачи, решаемые методом акустического каротажа ... 316
5.2.3. Аппаратура акустического каротажа ... 317
5.2.4. Метрологическое обеспечение ... 321
5.2.5. Выполнение работ на скважине ... 326
5.2.6. Оценка качества получаемых материалов ... 330
5.2.7. Обработка и интерпретация материалов ... 334
5.2.7.1. Обработка первичных данных ... 334
5.2.7.2. Литолого-петрологическое расчленение разреза ... 339
5.2.7.3. Определение пористости горных пород ... 340
5.2.7.4. Оценка фильтрационных свойств горных пород ... 342
5.2.7.5. Определение трещиноватости горных пород ... 343
5.2.7.6. Определение модулей упругости горных пород ... 343
5.2.7.7. Выделение зон напряженного состояния горных пород . 344
5.2.7.8. Определение прочностных характеристик горных пород 345
5.2.7.9. Использование данных АК в сейсморазведке ... 345
5.2.7.10. Оценка состояния открытого ствола скважины ... 348
5.2.7.11. Оценка технического состояния и качества цементирования обсадной колонны ... 349
5.2.7.12. Изучение акустических свойств горных пород сквозь обсадную колонну ... 351

5.3. Межскважинное акустическое прозвучивание (МАП) . 351
5.3.1. Условия применения метода МАП ... 351
5.3.2. Геолого-геофизические задачи ... 354
5.3.3. Технические средства МАП ... 354
5.3.4. Методика проведения работ методом МАП ... 357
5.3.5. Обработка и интерпретация материалов МАП ... 363
5.3.6. Представление результатов МАП ... 366
5.4. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по акустическим методам каротажа и межскважинного прозвучивания* ... 367

5.5. Приложения ... 368
5.5.1. Перечень аппаратуры АК, пригодной для использования в скважинах на рудных объектах ... 368
5.5.2. Значения интервального времени в скелете ($T_{инт.ск}$) для различных пород ... 373
5.5.3. Примеры уравнений регрессии для определения коэффициента пористости $K_п$ по значениям интервального времени $T_{инт}$ для различных пород ... 373
5.5.4. Пример разделения гранитоидов Украинского щита по степени их трещиноватости по данным АК ... 374
5.5.5. Примеры уравнений регрессии для определения значений предела прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, Па) по значениям скорости продольных волн (V_p, км/с) ... 375
5.5.6. Перечень технических средств, пригодных для применения в составе агрегатированных комплексов, используемых для выполнения МАП ... 376

Основная литература по акустическому каротажу и межскважинному прозвучиванию ... 379

6. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН 380

6.1. Кавернометрия и профилеметрия стволов скважин ... 380
6.2. Инклинометрия ... 382
6.3. Термометрия ... 385
6.4. Резистивиметрия ... 388
6.5. *Утвержденные и действующие инструкции по методам изучения технического состояния скважин* ... 394

Основная литература по аппаратуре и методам изучения технического состояния скважин ... 394

7. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ОБОРУДОВАНИЕ, ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ... 395

7.1. Спуско-подъемное оборудование ... 395
7.2. Геофизические кабели ... 396
7.3. Проведение геофизических исследований в скважинах ... 401
7.3.1. Изоляция кабеля и электрических цепей измерительных схем . 401

7.3.2. **Определение глубин** 402
7.3.3. **Работа на буровой** 403

8. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ КАРОТАЖА И ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ 408

8.1. Оформление первичных каротажных материалов 408
8.2. Контроль качества материалов ГИС 409
8.3. Оформление геолого-геофизических разрезов 410
8.4. Интерпретация данных каротажа 411
8.5. Оформление заключительной отчетности 413

9. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 414

9.1. Общие положения 414
9.2. Основные правила техники безопасности при каротаже 415
9.3. Обращение с электрооборудованием 416
9.4. Правила пожарной безопасности 417
9.5. Меры радиационной безопасности 417
9.6. Предотвращение и ликвидация аварий на скважине 418
9.7. Список основных утвержденных и действующих инструкций и нормативных документов по технике безопасности 421

«Никакая инструкция не может перечислить всех обязанностей должностного лица, предусмотреть все отдельные случаи и дать вперед соответствующие указания, а поэтому господа инженеры должны проявлять инициативу и, руководствуясь знаниями своей специальности и пользой дела, прилагать все усилия для оправдания своего назначения».

(Циркуляр Морского технического комитета Адмиралтейства Российской империи № 15 от 29 ноября 1910 г.)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предыдущее издание «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» было выпущено в 1985 г. С тех пор прошло более 15 лет. За этот период в нашей стране произошли существенные политические и экономические изменения, в результате которых рыночная экономика и частная собственность интенсивно проникают во все сферы общественной и хозяйственной жизни, в том числе и в геологоразведочную и горнодобывающую промышленность. Влияние рыночной экономики в горном деле выразилось прежде всего в децентрализации планирования и управления этими отраслями народного хозяйства и в резком сокращении их финансирования из средств государственного бюджета. Безусловным и первоочередным условием проведения геологоразведочных и горных работ стала их рентабельность, что повлекло за собой пересмотр кондиций на все виды полезных ископаемых. В конечном итоге такая политика привела к резкому уменьшению объемов поисковых, разведочных и добычных работ и, как следствие, к снижению спроса на все виды геофизических исследований, в том числе и на каротажные работы. С другой стороны, рыночная экономика предъявила свои, новые требования, выдвинув на первое место конкретные геолого-экономические и геотехнологические оценки, которым ранее не уделялось должного внимания в инструкциях и руководствах по геофизическим методам поисков и разведки рудных месторождений. Новые, более жесткие требования стали предъявляться и к техногенному воздействию горно-геологических предприятий как на окружающую среду, так и на здоровье человека.

Важную роль стало играть лицензирование как предприятий, занимающихся поисками, разведкой и отработкой месторождений, так и видов работ на объектах и территориях, где эти работы проводятся. Многие традиционные методы каротажа и опробования, имевшие в прошлом широкое применение, в современных условиях потеряли свою значимость, уступив место новым, более эффективным, но не нашедшим отражения в прежней инструкции. Это в первую очередь относится к методам каротажа и опробования

рудных скважин. Значительные изменения произошли в аппаратурно-технической базе разведочной геофизики. Исчезло широкомасштабное серийное производство геофизической аппаратуры и каротажного оборудования, уступив место единичным экспериментальным образцам приборов. Широкое применение получила цифровая техника регистрации наблюдений, вытеснив почти полностью аналоговую, а для их обработки и интерпретации практически повсеместно теперь используются ПЭВМ. Усилилась роль метрологического обеспечения и аттестации применяемых средств измерений.

Настоящая инструкция составлена на основе обобщения накопленного опыта в области геофизических исследований рудных скважин с учетом изменений, происшедших за истекший период. Следует подчеркнуть, что применительно к рудным месторождениям инструкция по каротажу и скважинной геофизике составлена впервые.

Работа поставлена по заданию и инициативе Министерства природных ресурсов Российской Федерации.

Инструкция составлена коллективом научных сотрудников ВИРГ-Рудгеофизики под общей научной редакцией Е.П. Лемана (разделы 1, 2, 5, 6, 9) и А.П. Савицкого (разделы 3, 4, 7, 8). Непосредственное участие в составлении инструкции принимали Е.П.Леман (разделы 1, 2.1.1, 2.1.3); И.В.Томский (раздел 2.1.1); А.П. Очкур (разделы 2.1.2, 2.2); И.М. Хайкович (разделы 2.1.4, 9); Л.Г. Филиппычева (разделы 4 и 6.2); Б.Н. Тихонов, А.Б. Гутнер (раздел 4); Г.Я. Рабинович, А.Л. Перельман (разделы 5, 6), А.Д. Ефимов, И.Б. Хургин, А.Н. Шувал-Сергеев, Г.В. Редько, А.Б. Федоров, Л.В. Лебедкин, Н.И. Попов, А.А. Елисеев (разделы 3, 6.4); А.П. Савицкий, А.Л. Перельман (разделы 7, 8); О.Ф. Путиков (раздел 3.2.4). Существенную помощь при работе над инструкцией оказали сотрудники МПР РФ А.В. Липилин и В.А. Полякова и сотрудники ВИРГ-Рудгеофизики Т.Ю. Пикунова, Л.Ю. Чуралева, В.А. Птицын, Н.Н. Ефимова.

При разработке инструкции авторы сочли необходимым отойти от того плана, по которому составлялись подобные документы ранее, в том числе и «Техническая инструкция» 1985 года издания. В новой инструкции все технические и методические сведения и требования, касающиеся какого-либо одного метода, сведены в единый раздел, начиная от физической сущности этого метода и решаемых им задач, вплоть до вопросов интерпретации, обработки материалов и оценки их качества и достоверности. Такое расположение материалов, по мнению авторов, более удобно для тех, кто будет пользоваться инструкцией. Кроме того, по каждому методу излагаются не только требования к методике и технологии проведения работ, но и наиболее рациональные и практически проверенные способы обеспечения этих требований. Это обстоятельство приближает инструкцию к методическому руководству, хотя по полноте и назначению таковой она не является. Тем не менее, включение подобного материала, как считают авторы, необходимо для того, чтобы сформулированные требования не казались необоснованными ни заказчику, ни исполнителю работ.

Раздел по каждому методу заканчивается списком действующих утвержденных инструктивных и нормативных материалов и списком научной литературы, использованной при составлении инструкции.

Инструкция рассчитана на инженерно-технических и руководящих работников геологических и горнодобывающих предприятий и ведомств, занимающихся поисками, разведкой и отработкой месторождений металлических и неметаллических руд. Действие инструкции не распространяется на месторождения угля, горючих сланцев, нефти, газа, подземных и минеральных вод, строительных материалов и т.п., хотя при работе и на эти виды полезных ископаемых многие положения настоящей инструкции также будут справедливы.

Инструкция рассмотрена и одобрена Научно-методическим Советом по геолого-геофизическим технологиям поисков и разведки твердых полезных ископаемых МПР РФ (председатель Совета – В.П. Кальварская) 17 июня 1999 г. При этом учтены многочисленные отзывы и пожелания научных и производственных организаций, поступившие в процессе предварительной апробации инструкции.

Инструкция согласована с Госгортехнадзором России 23 августа 2000 г. (письмо Зам. Начальника Б.А. Красных №03-35/318), утверждена и введена в действие с 1 января 2000 г. приказом Министра природных ресурсов Российской Федерации Б.А. Яцкевича №525 от 6 декабря 2000 г.

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РУДНОГО КАРОТАЖА И КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА РУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

1.1. Основными задачами каротажа скважин и опробования керна на рудных месторождениях являются:

- получение исходных данных для подсчета запасов – определение местоположения, границ и мощности рудных зон, среднего содержания в них полезного компонента и вредных примесей, плотности руд, выделение рудных тел в соответствии с установленными на месторождении кондициями;
- получение исходных данных для геолого-геохимических оценок оруденения и геолого-технологических прогнозов качества добываемых руд и продуктов их обогащения и переработки;
- уточнение геологического (литологического, стратиграфического) разреза скважин и заверка или установление природы геохимических и геофизических аномалий, выявленных на стадиях региональных и поисковых исследований;
- создание информационной основы для построения геолого-геофизических разрезов и моделей месторождений;
- горно-геологический, горно-технический и геоэкологический контроль за эксплуатацией месторождений.

1.2. Комплексирование геофизических методов исследования скважин на месторождениях руд и минерального сырья производят с целью получения наиболее полной информации о геологическом разрезе скважины. Состав комплекса определяется назначением скважины, геологическими задачами, поставленными перед бурением, видом полезного ископаемого, геолого-геофизической характеристикой изучаемого разреза и условиями измерений.

1.3. Геофизические методы исследования скважин применяются на всех рудных месторождениях, включая металлические (железо, хром, марганец, никель, алюминий, медь, свинец, цинк, сурьма, олово, серебро, ртуть, бериллий, литий, редкоземельные элементы и др.) и неметаллические (барит, апатит, фосфорит, флюорит, магнезит, калийные соли, алмазы и другие самоцветы и т.п.) полезные ископаемые, на всех стадиях геологоразведочных работ, в том числе при поисках, оценке, разведке и эксплуатации месторождений.

1.4. Арсенал геофизических методов исследования скважин на месторождениях руд и минерального сырья в настоящее время включает следующие виды каротажа скважин и опробования керна.

- Электрические: каротаж сопротивлений (КС), токовый каротаж (ТК) в модификации скользящих контактов (МСК), каротаж по методу самопроизвольной (спонтанной) поляризации (ПС), электродных потенциалов (МЭП).
- Электромагнитные и магнитные: каротаж магнитной восприимчивости (КМВ), магнитного поля (КМП), индукционный (ИК), вызванной поляризации (КВП) и совокупность ИК и КМВ – электромагнитный каротаж (ЭМК).
- Ядерно-геофизические, к которым относят: гамма-каротаж (ГК) по естественной радиоактивности горных пород и руд в интегральной (ИГК) и спектрометрической (СГК) модификациях; гамма-гамма-каротаж (ГГК) по рассеянному гамма-излучению в модификациях плотностного (ГГК-П) и селективного (ГГК-С) каротажа в интегральном и спектрометрическом вариантах (ИГГК-П, СГГК-П, ИГГК-С, СГГК-С соответственно); гамма-нейтронный, или фотонейтронный, каротаж (ГНК); рентгенорадиометрический каротаж скважин (РРК) и опробование керна (РРО); нейтрон-нейтронный каротаж (ННК); нейтронно-активационный каротаж (НАК); нейтронный гамма-каротаж (НГК), причем последние два метода чаще всего используются в спектрометрическом варианте вторичного гамма-излучения (соответственно СНАК и СНГК).
- Акустический каротаж (АК) по скорости распространения и затуханию сигнала и межскважинное прозвучивание.

1.5. Гамма-каротаж (ГК) в модификациях ИГК или СГК проводится в обязательном порядке во всех геологоразведочных скважинах с целью обеспечения так называемых массовых поисков, т. е. для обнаружения радиоактивных аномалий, с которыми могут быть связаны рудопроявления и месторождения радиоактивных элементов (урана, тория, радия).

Использование плотностного гамма-гамма-каротажа ГГК-П требуется во всех случаях, когда необходимо получить сведения о плотности горных пород и руд в естественном залегании (например, для подсчета запасов руд или для литологического расчленения разреза скважины по плотности и т.п.).

Необходимость выполнения других видов каротажа обусловлена стадией геологоразведочных работ, задачами геолого-геофизических исследований, геологическими особенностями изучаемого объекта, видом полезного ископаемого и его физико-химическими и геолого-минералогическими свойствами.

1.6. Использование данных каротажа на различных стадиях геологоразведочных работ позволяет повысить их оперативность и способствует решению следующих геолого-геофизических задач.

1.6.1. Стадия поисковых работ:

а) литологическое расчленение и корреляция разрезов;

б) расшифровка природы и оценка перспективности геофизических аномалий, выявленных при аэрогеофизических, аэрогеологических, наземных геолого-геохимических и геофизических съемках или скважинных наблюдениях;

в) выделение рудовмещающих пород и рудных интервалов с определением их мощности и глубины залегания;

г) определение вещественного состава руд и концентраций полезного ископаемого.

Повышение достоверности геологоразведочных работ на этой стадии обеспечивается уточнением, а при некондиционном выходе керна составлением геологической документации по данным каротажа и возможностью исследования в естественном залегании объемов сырья, значительно превышающих объемы керна.

1.6.2. Стадия оценки месторождений:

а) определение геологического строения месторождения и его геолого-геохимических характеристик (закон распределения оруденения, степень неравномерности, наличие и устойчивость корреляционных связей между элементами, генетические связи и т.п.);

б) уточнение данных бурения по задаче 1.6.1,*в* и прослеживание рудных пересечений в геологических разрезах;

в) определение соотношения рудных и безрудных прослоев в рудных подсечениях, изучение строения рудных залежей;

г) задача 1.6.1,*г* решается по типам руд с точностью, достаточной для оценки сырья в соответствии с требованиями ГКЗ РФ для подсчета запасов по категориям C_1 и C_2 и предварительной геолого-технологической оценки руд и продуктов их обогащения и переработки.

Данные геофизических исследований скважин на этой стадии используются для подсчета запасов полезного ископаемого, предварительной геолого-технологической оценки руд и продуктов их обогащения и переработки, а также для уяснения геологического строения месторождения и получения сведений о его геолого-геохимической характеристике, генезисе и других особенностях. Они также обеспечивают сокращение числа перебуриваний при некондиционном выходе керна.

1.6.3. Стадия разведки месторождений:

а) выявление рудных тел, пропущенных при оценке месторождений;

б) уточнение морфологии рудных тел и их геометризация;

в) определение параметров для подсчета запасов по категории В (мощность, глубина, строение рудных залежей, содержание полезного ископаемого и вредных примесей) и геолого-технологической оценки руд и прогноза качества продуктов их обогащения и переработки.

Данные каротажа скважин позволяют повысить достоверность разведки месторождений, используются при подсчете запасов полезного ископаемого и при прогнозной оценке технологических свойств руд и качества продуктов их обогащения и переработки.

Эти же данные могут быть положены в основу технико-экономических оценок и обоснований на проектирование систем отработки месторождений.

1.6.4. Стадия эксплуатационной разведки месторождений:

а) уточнение контуров рудных тел по глубоким горизонтам и флангам месторождения, уточнение промышленных категорий запасов, перевод запасов из более низких категорий в более высокие (например, из С в В, из В в А);

б) решение задач по п.п. 1.6.3,б,в с целью оперативного управления процессом добычи, составления так называемого горного календаря, определяющего порядок и очередность отработки эксплуатационных блоков на объекте добычи (на руднике, карьере, шахте) для получения товарной руды или шихты заданного качества для подачи ее на обогатительную фабрику.

1.7. Результативность и эффективность геофизических исследований скважин на рудных месторождениях в значительной мере определяется горно-техническими условиями применения методов (состоянием стенок скважин и их кавернозностью в зависимости от механической устойчивости пород, технологии бурения, заполнения скважины водой или буровым раствором, влиянием вечной мерзлоты и пр.), а также достоверностью геологических данных, используемых для построения корреляционных зависимостей и градуировочных графиков при количественной интерпретации геофизических материалов (выход керна, погрешность геологического опробования, избирательное истирание рудных минералов, минералого-петрографическая изученность пород и руд и другие факторы).

1.8. Геофизические исследования скважин выполняются в два приема: вначале исследования проводят по всему разрезу скважины обычно в масштабе глубин 1:200 (реже в масштабах 1:500 или 1:1000), а затем на аномальных участках – детальные исследования в масштабе глубин 1:50 (иногда в масштабах 1:20 или 1:10).

1.9. Для расчленения и корреляции геологических разрезов скважин, уточнения литологической и минералого-петрографической характеристики пересеченных скважиной геологических образований, выделения рудовмещающих пород и зон околорудного изменения применяют:

- гамма-каротаж (ГК);
- электрический каротаж (КС, ПС, ТК, МСК, МЭП);
- электромагнитный и магнитный каротаж (ЭМК, ИК, КМВ, КМП);
- плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П);
- акустический каротаж (АК) и межскважинное акустическое прозвучивание (МАП).

1.10. С целью определения местоположения, границ, мощности и строения рудных интервалов, оценки вещественного и элементного состава руд в разрезах скважин проводят:

- гамма-каротаж (ГК, СГК);
- гамма-гамма-каротаж (СГГК-С, СГГК-П);
- нейтронный каротаж (ННК, СНГК, СНАК);
- рентгенорадиометрический каротаж скважин или опробование керна (РРК, РРО);
- электромагнитный и магнитный каротаж (ЭМК, ИК, КМВ, КМП);
- акустический каротаж (АК) и межскважинное акустическое прозвучивание (МАП).

1.11. Для изучения месторождений различных полезных ископаемых (в том числе руд и минерального сырья) рекомендуются типовые комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). Однако конкретный состав комплекса ГИС на каждом месторождении определяется конкретными геологическими, техническими и природными условиями ведения работ, т. е. типовые комплексы ГИС носят рекомендательный характер.

1.12. Железные руды:

- КМВ, ЭМК для выделения и корреляции в разрезах скважин железных руд, разделения их по геолого-технологическим типам и определения в них содержания магнетитового железа;
- СНГК и ГГК-С для определения содержания общего железа (магнетитового и немагнетитового) в породах и рудах;
- ГГК-П для определения плотности руд;
- КМП для геометризации рудных подсечений, корреляции горизонтов магнетитовых руд и расчленения их по типам, определения морфологии, элементов залегания магнетитовых рудных тел, выявления слепых рудных тел в околоскважинном и призабойном пространстве, определения их местоположения относительно скважины;
- ННК – вспомогательный метод для обработки данных СНГК в сложных условиях (переменная влажность и пористость руд и т.п.);
- МЭП, МСК, ИК для уточнения положения, мощности и строения залежей хорошо проводящих железных руд;
- РРК или РРО керна для определения некоторых полезных и вредных примесей (серы, фосфора, мышьяка, марганца, циркония, полиметаллов и др.);
- АК для изучения физико-механических свойств вмещающих пород и руд и расчленения руд по геолого-технологическим типам;
- МАП для геометризации рудных тел в межскважинном пространстве и изучения изменений выработочного пространства при скважинной гидродобыче руд.

1.13. Хромитовые руды:

- СНГК и ГГК-С для определения местоположения, границ и мощности рудных горизонтов в разрезах скважин и содержания хрома в рудах;
- КМВ для выделения руд и расчленения их по геолого-технологическим типам и морфологическим особенностям;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- ННК для обработки данных СНГК.

1.14. Титановые руды:

- СНГК для определения содержаний титана;
- ГГК-С для определения суммарного содержания железа и титана;
- КМВ, КМП для определения местоположения и прослеживания в разрезах скважин титаномагнетитовых руд и установления содержаний железа, связанного с магнетитом и титаномагнетитом;
- ГГК-П для определения плотности.

1.15. Марганцевые руды:

- СНГК и НАК для определения содержания марганца в рудах;
- ГГК-С для оценки суммарного содержания марганца и железа;
- ЭМК, КМВ, ИК для выделения и корреляции рудных горизонтов, расчленения руд по минералогическим типам;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- ННК для обработки и интерпретации данных СНГК.

.16. Медные, медно-никелевые, медно-цинковые, медно-колчеданные руды:

- ЭМК, МЭП, МСК для выявления и прослеживания в разрезах скважин рудных горизонтов и зон сульфидной минерализации;
- РРК или РРО керна для определения в рудах содержаний меди, цинка, железа, никеля;
- СНГК, НАК для раздельных определений содержания меди и никеля в комплексных рудах;
- ГГК-С для определения суммарного содержания меди, цинка, железа и никеля в комплексных рудах;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- КС, ПС, АК для выделения и прослеживания зон сульфидной минерализации, электрохимической активности и для изучения околорудного изменения пород, их пористости и трещиноватости.

1.17. Свинцово-цинковые и полиметаллические руды:

- РРК или РРО керна для определения содержаний свинца, цинка, серебра;

- ГГК-С для определения суммарного содержания свинца и цинка;
- ГГК-П для определения плотности горных пород и руд;
- МЭП, МСК, ЭМК для выделения в разрезах скважин зон сульфидной минерализации;
- АК для изучения физико-механических свойств руд и пород в зонах околорудных изменений.

1.18. Алюминиевые руды (бокситы):
- СНАК, СНГК для определения содержания алюминия;
- ГГК-С для определения суммарного содержания алюминия, железа, кремния;
- ННК для оценки пористости;
- ЭМК, КМВ, ИК, КМП, АК для выявления и прослеживания рудных горизонтов, расчленения руд на литологические типы (глинистые, рыхлые, каменистые и т.п.), изучения зон околорудного изменения, определения элементов залегания и морфологии рудных тел, выявления слепых рудных тел в околоскважинном и призабойном пространстве.

1.19. Руды вольфрама, молибдена, сурьмы, олова, бария, серебра, золота, тантала, ниобия, циркония, стронция, цезия, рубидия.
- РРК или РРО керна для определения содержаний вольфрама, молибдена, олова, сурьмы, бария, серебра, тантала, циркония, стронция, рубидия, цезия, а также элементов-спутников (сульфиды меди, цинка, свинца, железа, мышьяка и др.);
- ГГК-С для определения суммарного содержания тяжелых элементов в рудах;
- ННК для определения в рудах серебра, цезия, тантала, молибдена и редкоземельных элементов;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- КС, МСК, МЭП, ЭМК для исследования рудовмещающих пород и околорудных изменений, выделения зон сульфидной минерализации.

1.20. Ртутные руды:
- СНГК для определения содержаний ртути в рудах;
- РРК для определения содержания сопутствующих элементов (сурьма, барий) и как индикаторный метод на ртуть;
- ГГК-С для определения суммарного содержания тяжелых элементов и выделения рудных зон с комплексным оруденением;
- ННК для выделения рудных зон с сурьмяно-ртутным комплексным оруденением;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд.

1.21. Руды редкоземельных элементов:
- ННК в модификациях тепловых, надтепловых и резонансных нейтронов или их соотношения в зависимости от условий применения для определения содержания редкоземельных элементов в рудах;
- ГГК-С, РРК для определения суммарного или раздельного содержания сопутствующих элементов (циркония, титана, цезия, стронция, сульфидов и др.);
- ГГК-П для определения плотности пород и руд.

1.22. Бериллиевые руды:
- ГНК для определения содержания бериллия в рудах;
- ННК для учета мешающих факторов (влажности, пористости, содержания нейтронопоглощающих элементов: бора, редких земель, флюорита и др.);
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- РРК для определения элементов-спутников (сульфидов меди, цинка, свинца, железа, мышьяка, барита и др.).

1.23. Литиевые руды:
- ННК в модификациях тепловых и надтепловых нейтронов для определения содержания лития и других сопутствующих элементов в рудах;
- ГНК для определения местоположения в разрезе скважин рудовмещающих бериллсодержащих пегматитов;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд;
- РРК для определения концентрации элементов-спутников.

1.24. Борсодержащие руды:
- ННК в модификациях тепловых и надтепловых нейтронов, СНГК для определения содержания бора в рудах;
- ГГК-П для определения плотности пород и руд.

1.25. Фторсодержащие руды (флюорит):
- СНАК для определения содержания фтора в рудах;
- ГГК-П для определения плотности горных пород и руд.

1.26. Фосфатные руды (апатиты, фосфориты):
- НАК (на фтор по изотопу ^{16}N), СГК (на уран, торий) – для выявления в разрезах скважин фосфатных руд и определения в них содержания фосфора (P_2O_5) по его корреляции с элементами-индикаторами (фтор, уран, торий);
- НАК (на быстрых нейтронах по изотопу ^{28}Al) для расчленения руд на карбонатные разности;

- ННК по тепловым нейтронам для определения содержаний редкоземельных элементов; ННК по надтепловым нейтронам для определения трещиноватости и влажности руд; СНГК для определения содержаний железа;

- ГГК-П, ГГК-С для определения плотности пород и руд, уточнения границ и мощностей прослоев и литологии разреза скважин;

- РРК для оценки концентраций сопутствующих элементов.

1.27. Магнезиальные руды (магнезит, брусит):

- ГК, КС, ПС для уточнения литологического разреза скважин;

- ГГК-П для определения плотности горных пород;

- ГГК-С, СНГК, ННК по тепловым и надтепловым нейтронам для определения влажности пород и содержаний окиси магния (MgO), окиси кальция (CaO) и алюмосиликатов ($Al_2O_3 + SiO_2$) по корреляционным связям их с плотностью, эффективным атомным номером пород и их нейтронными свойствами.

1.28. Кимберлитовые руды (алмазы):

- КС, ПС, СГК, КМВ для литологического расчленения геологического разреза и выделения кимберлитовых тел, обладающих гамма-радиоактивностью или намагниченностью, разделения кимберлитов по типам;

- КМП, ПС, КВП, ГГК-С для выделения в разрезах скважин зон сульфидной, магнетитовой и графитовой минерализации, а также для выявления кимберлитовых тел в околоскважинном пространстве и расшифровки наземных магнитных аномалий (КМП);

- термометрия и радиоволновое просвечивание для обнаружения кимберлитовых тел, не подсеченных скважиной;

- АК для изучения физико-механических свойств пород;

- ГГК-П для определения плотности пород;

- МАП для геометризации рудных тел и изучения изменений выработочного пространства при скважинной гидродобыче.

1.29. Радиоактивные руды (уран, торий):

- основными методами выделения и оценки качества радиоактивных руд на содержаниях урана и тория являются гамма-каротаж (ГК) и его спектрометрическая модификация (СГК), использование которых на месторождениях регламентируется специальной «Инструкцией по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений»/Сост. И.М. Хайкович, Л.В. Зернов, Э.Ф. Уваров и др. – М.: Мингео СССР, 1987. –116 с.;

- для решения других геологических и технических задач по мере необходимости в комплекс каротажных методов в зависимости от условий применения включаются методы ГГК-П, АК, КС, ПС, КМВ, РРК, ННК и др.;

- КНД – каротаж по нейтронам деления для прямых определений содержания урана, применение которого регламентируется специальной «Инструкцией по каротажу методом мгновенных нейтронов деления при изучении месторождений гидрогенного типа»/Сост.: Г.И. Ганичев, В.А. Золотницкий. А.П. Кошелев и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1986. –64 с.

1.30. Минеральные соли (галит, сильвин, карналлит и др.):

- СГК для определения содержаний калия;

- СНАК на быстрых нейтронах для разделения солей на хлоридные, сульфатные и содовые разности;

- ГГК-П и ГГК-С для дифференциации геологического разреза по плотности и эффективному атомному номеру пород;

- ННК для определения влажности пород;

- МАП для тех же целей, что и в п. 1.28.

1.31. Пьезооптическое сырье (кварц, горный хрусталь):

- радиоволновое просвечивание и пьезоэлектрический метод для выявления хрусталеносных пегматитов;

- КС, ГК и инклинометрия для уточнения результатов пьезометода и литологического расчленения пород;

- ГГК-П для определения плотности пород;

- ГГК-С для выделения кварцевых жил.

1.32. Самородная сера:

- СНГК для выделения серосодержащих кварцитов, сульфатно-карбонатных пород и алунитов и оценки содержания в них серы;

- ГК, ГГК-П, ГГК-С для определения плотности, калия и железа в породах, содержащих серу.

1.33. Горнотехническое сырье (асбест, графит, слюды, цеолиты, тальк и др.):

- для выделения асбеста применяют КС, КМВ, ГК;

- для выделения графита применяют КС, ПС, МЭП, МСК, КВП, ГК;

- на месторождениях слюды (мусковит, вермикулит, флогопит) применяют СГК, АК, ГГК-П и радиоволновое просвечивание для выявления слюдоносных тел и расчленения геологического разреза;

- на месторождениях цеолитов и талька применяют стандартные комплексы каротажа (КС, ПС, ГК, ГГК-П, КВП) для геологического расчленения разрезов скважин.

1.34. Во всех скважинах, бурящихся на руду, каротажные комплексы дополняют методами изучения инженерно-технического состояния скважин: кавернометрией или микрокавернометрией при использовании РРК; инкли-

нометрией при глубине вертикальных скважин свыше 200 м или в наклонных и горизонтальных скважинах; термометрией, если необходимо выделить зону многолетней мерзлоты и зону ее оттаивания; резистивиметрией, если требуется определить уровень и место притока пресных или соленых подземных вод.

1.35. В зависимости от минерального состава руд, полезных и вредных примесей, сопутствующих основным рудным компонентам, а также от условий применения и геологических задач указанные комплексы могут дополняться другими видами каротажа.

Если указанные выше типовые комплексы избыточны для конкретных условий и задач, то на их основе могут быть составлены сокращенные рациональные каротажные комплексы, включающие минимальное количество методов каротажа, но обеспечивающие достаточно полное решение поставленных геологических задач на той или иной стадии проведения геологоразведочных работ.

2. РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА

К радиоактивным методам каротажа, называемым также ядерно-геофизическими, относят условно все виды геофизических исследований скважин, в которых осуществляется регистрация радиоактивных излучений, независимо от природы их возникновения. В условиях скважин возможна регистрация только сравнительно жестких проникающих излучений, т. е. нейтронов, гамма- и рентгеновских квантов, которые обычно возбуждаются в исследуемой среде с помощью радиоизотопных или управляемых (генераторы нейтронов, гамма-квантов, рентгеновские трубки) источников первичного излучения. По виду первичного (возбуждающего) излучения радиоактивные методы каротажа делятся условно на две группы: гамма-методы, где первичным является фотонное излучение (рентгеновское или гамма-), и нейтронные методы, в которых первичным является нейтронное излучение. В группу гамма-методов входят рентгенорадиометрический, гамма-гамма-каротаж (плотностной и селективный) и гамма-нейтронный, или фотонейтронный, метод. Сюда же относится и гамма-метод, основанный на регистрации естественного гамма-излучения горных пород и руд, так как источником этого излучения здесь является сама исследуемая среда. В группу нейтронных методов включаются нейтрон-нейтронный, нейтронный гамма-метод и нейтронно-активационный, называемый также методом наведенной гамма-активности

2.1. Гамма-методы

2.1.1. Рентгенорадиометрический каротаж скважин и опробование керна

2.1.1.1. *Общие сведения физико-геологического характера*

2. .1. Рентгенорадиометрический метод является одним из наиболее универсальных и эффективных способов изучения вещественного состава руд и минерального сырья при каротаже скважин и опробовании керна. Его применение рекомендуется во всех случаях, когда требуется выделение рудных тел с количественной оценкой полезных компонентов или вредных примесей, представленных элементами имеющими порядковый атомный номер Z от 22 (титан) до 83 (висмут). При этом рентгенорадиометрический каротаж скважин и опробование керна на рудных месторождениях решают следующие основные геологоразведочные задачи

- получение исходных данных для подсчета запасов полезного ископаемого при разведке и эксплуатации месторождений, т. е. сведений о положе-

нии рудных зон и их мощности, количественной оценке содержаний полезных компонентов и вредных примесей, разделении рудных зон на промышленные типы руд по содержанию основного полезного компонента (кондиционные, некондиционные, богатые, рядовые, забалансовые) или по содержаниям сопутствующих элементов и вредных примесей (монометалльные, комплексные и т.д.);

- получение исходных данных для прогнозирования геолого-технологических и геохимических свойств руд и продуктов их последующей добычи, обогащения и переработки с целью технико-экономического обоснования рентабельных и рациональных систем отработки и эксплуатации месторождений при проектировании горных предприятий;

- получение исходных данных для оперативного управления процессом добычи и переработки руд при эксплуатации месторождений.

2.1.1.1.2. Рентгенорадиометрический метод основан на возбуждении и регистрации характеристического рентгеновского излучения элементов, которое иначе называется атомной флуоресценцией. Атомная флуоресценция является электромагнитным фотонным излучением, она не поляризована, распространяется изотропно и имеет линейчатый спектр. Энергия характеристического рентгеновского излучения для каждого элемента строго фиксирована (прямо пропорциональна Z элемента), а интенсивность его определяется массовой концентрацией этого элемента в исследуемой среде. Значения энергии характеристических рентгеновских линий для каждого элемента приводятся в справочных таблицах [5, 33, 34, 69].

2.1.1.1.3. При каротаже скважин и опробовании керна используют K- и L-линии характеристического рентгеновского излучения элементов, т. е. фотоны, образующиеся при ионизации их K- или L-уровней (электронных оболочек). При этом L-линии могут использоваться для идентификации элементов с $Z > 70$.

2.1.1.1.4. Возбуждение характеристического рентгеновского излучения происходит в процессе фотоэлектрического поглощения фотонного излучения источника атомами элемента. Поэтому энергия возбуждающего излучения должна быть больше потенциала ионизации соответствующей (K или L) электронной оболочки определяемого элемента. Значения потенциалов ионизации электронных оболочек элементов приводятся в справочных таблицах [5, 33, 34, 69].

2.1.1.1.5. Рентгенорадиометрический метод относится к спектрометрическим. Регистрация характеристического рентгеновского излучения осуществляется сцинтилляционными или пропорциональными детекторами, имеющими хорошее энергетическое разрешение в анализируемой области спектра (не хуже 20%).

2.1.1.1.6. Характеристическое рентгеновское излучение относится к длинноволновой части спектра: его энергия ε_x для элементов с $22 \le Z \le 83$ находится в пределах 4 – 90 кэВ. Проникающая способность такого излучения в горных породах и рудах очень мала (от 0,5 – 1,0 мм до 1 – 1,5 см), поэтому рентгенорадиометрический метод относится к малоглубинным методам исследования. В связи с этим его применение при каротаже скважин или опробовании керна предъявляет определенные специфические требования как к используемой аппаратуре, так и к подготовке объекта исследования.

2.1.1.1.7. Возбуждение и регистрация характеристического рентгеновского излучения элементов, вследствие его малой проникающей способности возможны только в так называемой геометрии прямой видимости, или геометрии отражения, когда источник и детектор ориентированы относительно исследуемой среды таким образом, что детектор «видит» часть поверхности или приповерхностного объема исследуемой среды, облучаемой источником. Геометрия прямой видимости реализуется в скважинных приборах и датчиках для опробования с помощью коллимированных зондов или без коллимации. Коллимация излучений используется при определении элементов с $Z > 50$ по K-линиям, для возбуждения которых применяются полихроматические радиоизотопные источники с энергией фотонов более 50 кэВ. Измерения в широком телесном угле без коллимации излучений используются для определения элементов с $Z < 55$ по K-серии и с $Z > 70$ по L-серии характеристического рентгеновского излучения, для возбуждения которых применяются монохроматические источники с энергией фотонов не более 50 кэВ.

2.1. .8. Аппаратурный гамма-спектр в геометрии прямой видимости обычно состоит из линий характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента и элементов-примесей, если они возбуждаются первичным излучением, фотопиков однократно рассеянного гамма-излучения источника, положение которых по энергетической шкале определяется формулой Комптона

$$\varepsilon_s = \varepsilon_j / [1 + (\varepsilon_j / 511)(1 - \cos\theta)], \qquad (2.1)$$

где ε_s – энергия однократно рассеянного гамма-излучения, кэВ; ε_j – энергия первичного гамма-излучения источника, θ – угол рассеяния (для коллимированной геометрии $\theta = 180° - \varphi$, где φ – угол между коллиматорами; для неколлимированной геометрии $\theta = 180°$)

Если энергия характеристического рентгеновского излучения элементов ε_x или фотопика рассеянного гамма-излучения источника ε_s больше потенциала ионизации K-уровня наполнителя детектора, то в аппаратурном гамма-спектре возникают и фиксируются так называемые пики вылета, положение которых по энергетической шкале определяется разностью между энергиями ε_x или ε_s и энергией характеристического рентгеновского излучения $\varepsilon_{x.д}$ детектора, т. е. энергия пика вылета

$$\varepsilon_в = \varepsilon_х - \varepsilon_{х.д}, \quad (2.2)$$

если он образован характеристическим рентгеновским излучением элемента, и

$$\varepsilon_в = \varepsilon_S - \varepsilon_{х.д}, \quad (2.3)$$

если он образуется квантами однократно рассеянного гамма-излучения источника.

Кроме того, во вторичном аппаратурном гамма-спектре всегда присутствует фоновое излучение, образующееся в результате рассеяния фотонов первичного гамма-излучения источника на конструктивных деталях зондового устройства датчика или проникающих частично сквозь его защитные экраны в детектор напрямую. Это – так называемая постоянная составляющая фона.

Фоновое излучение может быть представлено также многократно рассеянными квантами источника в исследуемой среде или гамма-излучением радиоактивных элементов на месторождениях комплексных радиоактивных руд (например, на урано-молибденовых). Эти составляющие фона являются переменными, зависящими от свойств и значимости обуславливающих их факторов.

Фоновое излучение является мешающим фактором, понижающим чувствительность метода, поэтому необходимо стремиться к снижению его уровня, особенно в аналитических интервалах спектра. Если стабилизация энергетической шкалы спектрометра осуществляется с помощью гамма-репера, то линия его также присутствует в аппаратурном спектре. Обычно гамма-репер создается с помощью дополнительного радиоизотопного источника слабой активности, энергия гамма-излучения которого лежит за пределами аналитических интервалов и не создает в них заметного дополнительного фона.

2.1.1.1.9. С геофизической точки зрения рудные зоны и залежи представляют собой природные гетерогенные среды, состоящие из наполнителя, каковым является пустая рудовмещающая порода, и оруденения, которое распределено в нем в виде прослоев, жил, прожилков, гнезд, вкрапленности и тому подобных образований различных размеров и мощности, т. е. распределение оруденения в пределах рудного тела носит обычно четко выраженный дискретный и неравномерный характер, который в конечном счете определяет структуру и текстуру руды.

Кроме того, оруденение представлено природными минеральными формами элементов, содержание которых в рудных минералах обычно колеблется от целых процентов до нескольких десятков процентов, т. е. во много раз больше среднего содержания этих элементов в рудной зоне в целом или в интервалах геологического опробования, которые обычно составляют по длине 1 – 3 м.

Таким образом, при рентгенорадиометрическом каротаже скважин и опробовании керна производится анализ природных гетерогенных сред, что принципиально отличает эти виды исследования от аналогичных лабораторных методов анализа геологических или технологических проб, материал которых в процессе пробоподготовки превращается в гомогенную среду, однородную и изотропную как по крупности частиц, так и по содержанию элементов. Это обстоятельство находит свое конкретное отражение как в способах практической реализации рентгенорадиометрического метода при каротаже скважин или опробовании керна, так и при обработке и интерпретации получаемых материалов. Во всяком случае механический перенос методики и приемов анализа лабораторных проб на условия естественного залегания руд без надлежащей их проверки и всестороннего обоснования в процессе специальных опытно-методических исследований на месторождении, недопустим.

2.1.1.1.10. По своей физической сущности рентгенорадиометрический метод является прямым методом идентификации элементов независимо от их минеральных форм или химических соединений в природных условиях. Этот факт необходимо всегда иметь в виду при постановке работ на рудных месторождениях, где один и тот же элемент может входить как в состав полезного рудного минерала, так и в состав вредной или мешающей примеси, а иногда и в состав вмещающих пород. Нередки случаи, когда на одном и том же месторождении промышленный элемент представлен различными минеральными формами (например, сульфидной и оксидной), имеющими разную технологическую ценность или значимость. Иными словами, рентгенорадиометрический метод определяет валовую концентрацию того или иного элемента в руде, не разделяя ее на минералогические разности или химические соединения.

2.1.1.2. *Основные принципы методики*

2.1.1.2.1. При каротаже скважин и опробовании керна рентгенорадиометрический метод реализуется способом внутреннего стандарта-фона в различных модификациях в зависимости от конкретных геологических условий на месторождении.

2.1.1.2.2. В способе внутреннего стандарта-фона измеряется интенсивность излучения в двух (а иногда в трех и более) энергетических интервалах вторичного гамма-спектра, регистрируемого детектором датчика. Один из этих интервалов всегда соответствует аналитической линии характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента, а другой – рассеянному гамма-излучению источника. Обычно это фотопик однократного рассеяния, положение которого во вторичном спектре определяется формулой Комптона (2.1), но могут быть случаи, когда в качестве внутреннего стандар-

та-фона выбирается область спектра с преобладанием многократно рассеянных гамма-квантов. Рассеянное излучение служит внутренним стандартом-фоном для учета мешающих факторов. Иногда при опробовании многокомпонентных руд для учета всех мешающих факторов одного интервала может оказаться недостаточно. В этих случаях используются дополнительные энергетические интервалы, но общее количество таких интервалов редко бывает больше трех.

2.1.1.2.3. Основными мешающими факторами, влияющими на чувствительность и точность количественных определений при опробовании руд в скважинах и керне, для рентгенорадиометрического метода являются следующие:

- изменения плотности и эффективного атомного номера рудовмещающих пород. Благодаря малой глубинности рентгенорадиометрического метода и гетерогенному распределению оруденения в рудах влияние этого фактора на результаты измерений, особенно в длинноволновой части спектра (при определении элементов с $Z \leq 55$), значительно меньше, чем при анализе гомогенных проб. В большинстве случаев это влияние либо пренебрежимо мало, либо учитывается с помощью сравнительно простых алгоритмов, которые используются при измерениях в модификациях способа внутреннего стандарта-фона;

- взаимное влияние соседних или близких по порядковому атомному номеру Z элементов. В условиях естественного залегания руд благодаря гетерогенности в распределении оруденения такие эффекты, как селективное подвозбуждение или селективное поглощение аналитических линий соседних по Z элементов, имеющие место при анализе гомогенных сред, практически полностью отсутствуют. Однако из-за конечного энергетического разрешения детектора нередко аналитические линии соседних по Z элементов в спектре полностью не разделяются, что может стать источником ложных аномалий при каротаже и опробовании. Кроме того, в природных условиях на одном и том же месторождении один и тот же элемент может быть представлен разными минеральными формами, существенно отличающимися друг от друга по составу (например, сульфидная медь может быть представлена одновременно халькозином, халькопиритом и борнитом, из которых первый не содержит железа, а в двух других оно присутствует, но в разных количествах). При опробовании таких руд могут иметь место систематические расхождения в количественных оценках полезного ископаемого из-за влияния так называемого минералогического эффекта, обусловленного одновременным присутствием различных по составу минеральных форм полезного компонента;

- нарушение геометрических условий измерений в процессе каротажа или опробования керна из-за влияния каверн (в том числе и микрокаверн) и неровностей поверхности скважин или образцов керна. Из-за малой глубинности рентгенорадиометрического метода этот фактор является едва ли не

основным, особенно при каротаже скважин, заполненных водой или буровым раствором (антивибрационной смазкой), а также в тех случаях (весьма нередких!), когда каверны в процессе бурения забиваются (залечиваются) буровым шламом. Последний вариант наиболее часто встречается при шарошечном или ударно-канатном бурении с отбором не керна, а шлама. По принципу наибольшей вредности кавернозными чаще всего оказываются рудные интервалы, где имеет место избирательное выкрашивание и истирание рудной минерализации,

- вырождение градуировочного графика зависимости аналитического параметра от содержаний определяемого элемента, т. е. нарушение его линейности и потеря чувствительности по мере увеличения концентрации определяемого элемента. Линейность градуировочного графика существенно упрощает методику обработки и интерпретации каротажных диаграмм и результатов опробования. Развитие электронно-вычислительной техники и компьютеризация аппаратуры лишили этот вопрос той актуальности, которую он имел прежде, когда регистрация измерений осуществлялась в аналоговой или цифровой форме, а обработка производилась либо вручную, либо полуавтоматически с помощью простейших вычислительных устройств. В настоящее время портативные ЭВМ, на основе которых строится современная рентгенорадиометрическая измерительная аппаратура, позволяют с высокой точностью аппроксимировать методом наименьших квадратов с помощью полиномов второй или третьей степени график любой формы и полностью автоматизировать весь процесс обработки и интерпретации измерений. Однако сам эффект вырождения чувствительности градуировочного графика при увеличении содержания определяемого элемента крайне нежелателен, особенно при исследовании гетерогенных руд, где элемент представлен минеральными формами с высоким его содержанием, что весьма характерно именно для рудных месторождений

2.1.1.2.4. Основная задача методики рентгенорадиометрического каротажа и опробования керна состоит в борьбе с вышеперечисленными мешающими факторами с целью их устранения или снижения их влияния для получения представительных результатов, обеспечивающих решение геологоразведочных задач, сформулированных в пункте 2.1.1.1.1. Эта борьба осуществляется как с помощью технических средств, так и путем разработки специальных методических приемов проведения измерений при каротаже скважин и опробовании керна.

2.1.1.2.5. Практическая методика рентгенорадиометрического каротажа скважин и опробования керна должна удовлетворять трем основным требованиям

- обеспечить необходимую чувствительность и точность выделения рудных тел и количественной оценки содержаний в них полезного компонента,

- обеспечить стабилизацию фоновых значений измеряемого параметра при отсутствии оруденения (т. е. над вмещающими породами);

- исключить возможность получения ложных аномалий.

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяет способ внутреннего стандарта-фона, простейшие модификации которого кратко рассмотрены в этом разделе.

2.1.1.2.6. Чаще других в практике геологоразведочных работ применяется модификация, получившая название способа спектральных отношений. Спектральное отношение η, которое является в этом способе измеряемым параметром, равно

$$\eta = \frac{N_x + N'_S}{N_S} = \frac{N'_S}{N_S}\left(1 + \frac{N_x}{N'_S}\right), \qquad (2.4)$$

где N_x – интенсивность аналитической (K или L) линии характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента, N'_S – интенсивность рассеянного гамма-излучения (фон) в области аналитической линии определяемого элемента; N_S – интенсивность рассеянного гамма-излучения, выбранного в качестве внутреннего стандарта-фона; обычно внутренним стандартом-фоном служит фотопик однократно рассеянных квантов источника.

Формула (2.4) может быть записана в виде

$$\eta = \eta_0(1 + kq) \text{ или } \frac{\eta}{\eta_0} = 1 + kq, \qquad (2.5)$$

где $\eta_0 = \frac{N'_{S0}}{N_{S0}}$ – фоновое значение спектральных отношений над рудовмещающими породами при $q = 0$; q – массовая концентрация определяемого элемента; k – коэффициент пропорциональности.

2.1.1.2.7. Для того чтобы величина η_0 была стабилизирована, а зависимость (2.5) линейной и устойчивой по отношению к помехам, о которых шла речь в пункте 2.1.1.2.3, необходимо, чтобы соблюдались следующие условия:

- пики аналитической линии определяемого элемента и однократно рассеянного гамма-излучения источника во вторичном спектре должны быть достаточно четко разрешены детектором, т. е.

$$\varepsilon_S \geq \varepsilon_x / (1 - 1{,}27R), \qquad (2.6)$$

где ε_x – энергия характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента; ε_S – энергия однократно рассеянного гамма-излучения источника; R – энергетическое разрешение детектора.

Условие (2.6) выполняется, если энергия первичного гамма-излучения источника ε_j удовлетворяет соотношению

$$\varepsilon_j \geq \varepsilon_x / [1 - 1{,}27R - (\varepsilon_x / 511)(1 - \cos\theta)] \qquad (2.7)$$

где θ – угол рассеяния [см. пояснения к формуле (2.1)];

- исследуемая среда не должна содержать элементов, близких по атомному номеру к определяемому, так как их аналитические линии не разрешаются полностью детектором, из-за чего возможно появление ложных аномалий. Условие полного разделения двух аналитических линий в спектре выражается формулами

$$\left.\begin{aligned} \frac{\varepsilon_м}{\varepsilon_x} &\geq 1/(1 - 1{,}27R), \text{ при } \varepsilon_м > \varepsilon_x; \\ \frac{\varepsilon_м}{\varepsilon_x} &\leq 1/(1 + 1{,}27R), \text{ при } \varepsilon_м < \varepsilon_x, \end{aligned}\right\} \qquad (2.8)$$

где $\varepsilon_м$ – энергия мешающего или сопутствующего элемента;

- положение линии внутреннего стандарта-фона во вторичном спектре должно соответствовать соотношению

$$\varepsilon_S = \varepsilon_x(1{,}95 - 0{,}0084Z_a), \qquad (2.9)$$

где Z_a – порядковый атомный номер определяемого элемента;

- если условие (2.8) не соблюдается, а исследуемая среда содержит сопутствующие или мешающие элементы, близкие по Z к определяемому, то условие выбора области внутреннего стандарта-фона во вторичном гамма-спектре выглядит следующим образом

$$\varepsilon_S = 2\varepsilon_м - \varepsilon_x; \qquad (2.10)$$

- если способ реализуется по пикам вылета, то соответствующие аналитические области вторичного спектра сдвигаются в его длинноволновую часть в соответствии с формулами (2.2) и (2.3), в которых (см. пункт 2.1.1.1.8) величина $\varepsilon_{ш}$ для ксеноновых пропорциональных счетчиков равна 30,0 кэВ, а для сцинтилляционных кристаллов иодистого натрия, активированного таллием – 28 кэВ.

Наилучшая стабилизация фоновых значений параметра спектральных отношений достигается, если в качестве стандарта-фона использовать значения N'_S [см. формулу (2.4) в п. 2.1.1.2.6], которое определяется по графику зависимости $N'_S = f(N_S)$, полученной по результатам измерений N'_S и N_S на безрудных моделях или штуфах (образцах керна) горных пород. Параметр $\eta = (N_x - N'_S)/N'_S$ является самым надежным индикатором оруденения, поскольку при этом автоматически учитывается изменение наклона гра-

фика $N'_S = f(N_S)$ во всем диапазоне вариаций N_S от любых мешающих факторов;

- постоянная фоновая составляющая, обусловленная рассеянием фотонов источника на конструктивных деталях зонда или прямым проникновением их в детектор сквозь экраны и защиту (см. пункт 2.1.1.1.8), должна быть либо ликвидирована, либо сведена к минимуму, измерена и в дальнейшем должна автоматически вычитаться из интенсивностей в аналитических областях спектра. Уменьшение постоянной фоновой составляющей достигается путем кадмирования или лужения поверхностей зондового устройства вокруг входного окна детектора; иногда для этих целей применяется медная или алюминиевая фольга. Фоновую постоянную составляющую в аналитических интервалах спектра измеряют датчиками с вставленными в них источниками без исследуемой среды при обращенной вверх рабочей поверхности зонда, т. е. в воздухе. Неучет постоянной фоновой составляющей приводит к вырождению и потере чувствительности в области больших концентраций определяемого элемента.

2.1.1.2.8. Нередко в практике геологоразведочных работ применяется модификация, названная способом спектральной разности. Измеряемым параметром здесь является разность спектральных интенсивностей

$$\delta = N_x + N'_S - cN_S, \qquad (2.11)$$

где N_x, N'_S и N_S имеют тот же смысл, что и в формуле (2.4), а c – спектральный коэффициент, значение которого определяется из условия $\delta' = 0$ и $q = 0$.

Тогда $N_x = 0$, $N'_{S0} = cN_{S0}$, а $c = N'_{S0}/N_{S0} = \eta_0$. Если область внутреннего стандарта-фона выбрана так, что значения η_0 стабилизированы (см. пункт 2.1.1.2.7), то $c = \eta_0 = \text{const}$, и следовательно

$$\delta = N_x + N'_S - \eta_0 N_S = N_x. \qquad (2.12)$$

Таким образом, сущность способа спектральной разности заключается в том, чтобы выделить в чистом виде аналитическую линию определяемого элемента во вторичном аппаратурном гамма-спектре, регистрируемом детектором в том случае, когда из-за его конечного энергетического разрешения она не полностью разделяется с фотопиком однократного гамма-рассеяния источника. Это же справедливо и для случая, когда аналитические линии сопутствующего или мешающего элемента создают дополнительный вклад в регистрируемые интенсивности N_x или N_S, т. е.

$$\delta = N_x + N'_S + K_1 N_м - \eta_0 \cdot [N_S + K_2 N_м] = N_x, \qquad (2.13)$$

если соблюдены условия (2.9) и (2.10) (см. пункт 2.1.1.2.7). Здесь $N_м$ – интенсивность аналитической линии сопутствующего или мешающего элемента, а K_1 и K_2 – коэффициенты, учитывающие вклад этой линии в области регистрации интенсивностей аналитической линии определяемого элемента и стандарта-фона соответственно. Их значения определяются на модели, не содержащей определяемого элемента, а содержащей только мешающий или сопутствующий элемент.

2.1.1.2.9. Учет взаимного влияния элементов при исследовании многокомпонентных (комплексных) руд осуществляется с помощью системы уравнений, связывающих интенсивности аналитических линий и учитывающих рассеянное гамма-излучение (способ Долби). В этом случае во вторичном аппаратурном гамма-спектре каждому элементу соответствуют свои энергетические интервалы регистрации аналитической линии и стандарта-фона, а взаимное влияние элементов учитывается спектральными коэффициентами, зависящими от энергетического разрешения детектора. Например, для двух элементов, аналитические линии которых не полностью разрешаются между собой, интенсивности N_1 и N_2, зарегистрированные в соответствующих интервалах спектра, равны

$$\left.\begin{aligned} N_1 &= N_{x1} + K_1 N_{S1} + K_{21} N_{x2}; \\ N_2 &= N_{x2} + K_2 N_{S2} + K_{12} N_{x1}, \end{aligned}\right\} \qquad (2.14)$$

где N_{S1} и N_{S2} – интенсивности, зарегистрированные в энергетических интервалах спектра, соответствующих областям внутреннего стандарта-фона для первого и второго элементов, соответственно; N_{x1} и N_{x2} – интенсивности аналитических линий характеристического рентгеновского излучения первого и второго элементов, соответственно; K_1, K_2, K_{12}, K_{21} – коэффициенты, учитывающие взаимное влияние элементов друг на друга и вклад рассеянного гамма-излучения. Их определяют экспериментально на соответствующих моделях.

Решая систему уравнений (2.14), находим

$$\left.\begin{aligned} N_{x1} &= (N_1 - K_1 N_{S1} - K_{21} N_2 + K_{21} K_2 N_{S2})/(1 - K_{21} K_{12}); \\ N_{x2} &= (N_2 - K_2 N_{S2} - K_{12} N_1 + K_{12} K_1 N_{S1})/(1 - K_{12} K_{21}). \end{aligned}\right\} \qquad (2.15)$$

Если наложение фотопиков элементов отсутствует, то $K_{12} = K_{21} = 0$ и, следовательно,

$$N_{x1} = N_1 - K_1 N_{S1};$$
$$N_{x2} = N_2 - K_2 N_{S2},$$

т. е. получаются выражения, по смыслу полностью аналогичные формулам в способе спектральной разности [см. формулу (2.11) в пункте 2.1.1.2.8].

Если энергия внутреннего стандарта-фона для обоих элементов одна и та же (чего нередко удается добиться), то $N_{S1} = N_{S2} = N_S$, а $K_{12}K_{21} << 1$; $K_{21}K_2 << 1$; $K_{12}K_1 << 1$.

Тогда

$$N_{x1} = N_1 - K_1 N_S - K_{21} N_2;$$
$$N_{x2} = N_2 - K_2 N_S - K_{12} N_1.$$

2.1.1.2.10. Число уравнений связи в способе Долби равно количеству элементов, подлежащих определению или учету при реализации способа. Использование такой методики требует соответствующей спектрометрической аппаратуры, снабженной вычислительными устройствами для решения системы линейных уравнений связи. Современные каротажные станции, снабженные быстродействующими процессорами и портативными ЭВМ, удовлетворяют этому условию и дают возможность автоматически реализовать при исследованиях многокомпонентных руд алгоритм любой сложности.

2.1.1.2.11. При исследовании комплексных радиоактивных руд (например, урано-молибденовых) учет радиоактивного фона осуществляется по тем же принципам, что и в способе спектральной разности. Однако для его снижения счетчик целиком, за исключением его входного окна, помещается в свинцовый экран толщиной 3 – 4 мм, а поверхности экрана и зонда вокруг окна счетчика и источника покрываются тонким (0,2 мм) слоем олова или кадмия.

2.1.1.2.12. Если аналитические линии определяемых элементов располагаются в длинноволновой части спектра ($\varepsilon_x < 30$ кэВ), а оруденение имеет четко выраженный гетерогенный характер, то возможно проведение измерений способом спектральной интенсивности, т. е. путем регистрации интенсивности излучения непосредственно в области спектра, соответствующей аналитической линии определяемого элемента. Такие измерения возможны в трех случаях:

- когда руда и вмещающие породы не содержат сопутствующих или мешающих элементов, аналитические линии которых возбуждаются тем же источником, что и линия определяемого элемента.

- когда такие элементы присутствуют, но их линии полностью разрешаются с линией определяемого элемента и не мешают проведению измерений;

- когда такие элементы присутствуют и их линии не полностью разрешаются с линией определяемого элемента, но между ними и определяемым элементом существует четко выраженная тесная и устойчивая корреляционная связь.

По существу способ спектральной интенсивности является упрощенным вариантом (частным случаем) способа спектральной разности, когда фоновое излучение в интервале регистрации аналитической линии определяемого элемента постоянно и пренебрежимо мало (в 2 – 3 раза меньше) по сравнению с аномальными значениями N_x, соответствующими пороговым концентрациям или минимальным промышленным кондициям определяемого элемента на конкретном рудном месторождении.

2.1.1.2.13. Каким бы способом ни реализовывался рентгенорадиометрический метод при каротаже скважин и опробовании керна, узловым вопросом методики измерений является влияние на измеряемый параметр каверн (в том числе и микрокаверн) и неровностей поверхности скважин и образцов керна, искажающих геометрические условия измерения (см. пункт 2.1.1.2.3). Особую актуальность этот фактор приобретает при каротаже скважин, заполненных водой или буровым раствором, в том числе и антивибрационной смазкой. Тщательная промывка и прочистка скважин не устраняют полностью влияние этого фактора. Изложенные ниже приемы позволяют снизить его влияние.

2.1.1.2.14. Для устранения или снижения влияния неровностей или каверн на поверхности скважин или образцах керна, искажающих геометрические условия, а следовательно, и результаты измерений при рентгенорадиометрическом каротаже и опробовании, используется так называемый эффект геометрической инверсии в зависимости интенсивности характеристического рентгеновского излучения элементов или рассеянного гамма-излучения радиоизотопного источника от изменения расстояния h между поверхностями зонда и исследуемого объекта (т. е. поверхностью образца керна или стенкой скважины). Этот эффект заключается в том, что с увеличением этого *расстояния* h для зондов, имеющих конечную длину l, какой бы малой она ни была, интенсивность вторичного излучения $N_{э.х}$ (рассеянного или характеристического рентгеновского) вначале возрастает (при $h < l$), достигая максимума (при $h_{max} \approx l$), а затем уменьшается (при $h > l$), постепенно приближаясь к экспоненциальной. Точка $h_{max} \approx l$, где интенсивность $N_{э.х}$ достигает максимального значения, называется точкой инверсии, а область вокруг нее – зоной инверсии, или инверсионным максимумом. Чем больше l, тем больше h_{max} и шире инверсионный максимум, в пределах которого влияние изменений расстояния h будет наименьшим. Зонды $l < h_{max}$ называются доинверсионными, зонды $l > h_{max}$ – заинверсионными, а зонд $l = h_{max}$ называется инверсионным. Для заинверсионных зондов точка инверсии в зависимости $N_{э.х} = f(h)$, естественно, отсутствует.

2.1.1.2.15. Длиной зонда l называется кратчайшее расстояние между источником и детектором, исчисляемое по наружной поверхности (плоскости или цилиндрической образующей) зонда. Для коллимированных зондов – это расстояние между ближайшими друг к другу краями коллиматоров источника и детектора. Но так как в скважинных приборах зонд помещается в защитный кожух, то длина зонда не может быть меньше $l_0 = h_0(\mathrm{ctg}\alpha + \mathrm{ctg}\beta)$, где α и β – углы наклона коллиматоров к образующей зонда, h_0 – толщина защитного кожуха скважинного прибора, т. е. должно соблюдаться условие

$$l \geq l_0 = h_0(\mathrm{ctg}\alpha + \mathrm{ctg}\beta).$$

Защитный кожух в скважинных приборах с коллимированными зондами обычно изготавливается из бериллия толщиной 1 – 2 мм.

При измерениях с неколлимированными зондами в широком телесном угле под длиной зонда l обычно понимают расстояние между центрами детектора и ампулы источника.

Центром зонда называется точка, расположенная между источником и детектором и удаленная от каждого из них на расстояние $l/2$.

2.1.1.2.16. При измерениях в широком телесном угле без коллимации излучений зависимость $N_{S,x} = f(h)$ имеет довольно широкий инверсионный максимум, в пределах которого $N_{S,x}$ изменяется не более чем на 10 %. Ширина этого максимума составляет в среднем 3 см. Поэтому, устанавливая длину зонда в точке инверсии $l = h_{max}$, добиваются устранения неровностей поверхности исследуемой среды в пределах ±1,5 см, что обычно достаточно для практической реализации метода при опробовании керна или сухих подземных скважин.

Имеется довольно обширный опыт применения так называемых двойных инверсионных зондов, когда зонд содержит не один, а два или более источника, удаленных от детектора на разные расстояния. При этом активности источников Q_i и длины зондов l_i должны удовлетворять условию

$$Q_1 : Q_2 : \ldots : Q_n = l_1 : l_2 : \ldots : l_n,$$

где i = 1, 2, … , n – индексы источника и соответствующей ему длины зонда.

При использовании двойных зондов область суммарного инверсионного максимума может быть расширена до 6 – 8 см и более, однако в рентгенорадиометрическом методе такие зонды широкого практического применения не получили из-за сложности их конструкции, трудностей их подбора и настройки, соблюдения правил техники безопасности, а также из-за снижения чувствительности, обусловленного увеличением фонового излучения.

2.1.1.2.17. При измерениях с коллимированными зондами в сухих скважинах инверсионный максимум значительно уже: его ширина не более 1 см. Поэтому с помощью инверсионного зонда ($l = h_{max}$) компенсируется влияние неровностей и микрокаверн лишь в пределах ± 0,5 см и меньше. Обычно применяют доинверсионный зонд ($l < h_{max}$), с тем чтобы расширить область компенсации микрокаверн за счет использования всей инверсионной зоны. Тем не менее для количественных определений нередко этого оказывается недостаточно и в измеренные значения параметра вводят поправки на влияние каверн. В скважинах же, заполненных буровым раствором, инверсионный максимум может вообще отсутствовать, и здесь введение поправок на влияние микрокаверн просто необходимо для получения представительных результатов.

2.1.1.2.18. Влияние каверн, глубина которых более 2 см, должно устраняться технической конструкцией скважинного прибора с коллимированным зондом. Скважинный прибор должен иметь прижимную рессору (пружину), обеспечивающую плотный (усилие прижима 10 – 20 кгс) контакт зондового устройства со стенкой скважины. Обычно зонд помещается в малогабаритном выносном блоке, снабженном такой рессорой, что обеспечивает в процессе каротажа его плотный контакт со стенкой скважины при скольжении по ее профилю, включая каверны, размер которых соизмерим с длиной выносного блока.

2.1.1.2.19. Для введения поправок на влияние микрокаверн в результаты рентгенорадиометрического каротажа сухих или заполненных буровым раствором скважин с коллимированными зондами проводится микрокавернометрия. Регистрация микрокавернограммы обычно осуществляется тем же зондом и одновременно с диаграммой рентгенорадиометрического каротажа. Глубина и размеры микрокаверн определяются по интенсивности однократно рассеянного гамма-излучения источника, которая зависит от изменений расстояния между поверхностью зонда и стенкой скважины. Для введения поправок на моделях исследуют зависимость измеряемого параметра P (это может быть спектральное отношение, спектральная разность или спектральная интенсивность) от зазора h, т. е. $P = f(h)$, и зависимость интенсивности однократно рассеянного гамма-излучения источника N_S от h, т. е. $N_S = f(h)$. Каждая из этих зависимостей сохраняет чувствительность к изменениям h в пределах физической глубинности метода и может быть аппроксимирована линейной функцией или квадратичным полиномом, подбираемым методом наименьших квадратов. По результатам модельных измерений, сопоставляя оба графика между собой, строят функцию, характеризующую при наличии каверн поправку t_h, которую надо ввести в измеренное значение параметра $P_{изм}$, т. е. $t_h = f(P_{изм})$. Эта функция также аппроксимируется линейной зависимостью или квадратичным полиномом вида

$$t_h = a\,P_{изм} + b$$

или

$$t_h = aP_{изм}^2 + bP_{изм} + c,$$

где a, b, c – коэффициенты, подбираемые по результатам экспериментальных исследований на моделях методом наименьших квадратов.

Исправленное значение измеряемого параметра, по которому следует вести количественную интерпретацию, равно $P = P_{изм} / t_h$. Введение поправок на влияние каверн возможно только в тех случаях, когда значения $P_{изм}$ в два – три раза превышают флуктуации его фоновых значений. Наилучшим образом это условие соблюдается, если N_S соответствует энергетическому интервалу 15 – 20 кэВ во вторичном гамма-спектре, т. е. для радиоизотопных

источников с энергией фотонов 20 – 30 кэВ (кадмий–109, олово–119, самарий– 45). При модельных измерениях слой бурового раствора между зондом и поверхностью скважины может имитироваться пластинками из органического стекла (плексигласа) соответствующей толщины. Изложенный методический принцип введения поправок в данные рентгенорадиометрического каротажа с помощью микрокавернометрии позволяет учесть влияние каверн, глубина которых в сухих или заполненных буровым раствором скважинах не превышает 1,5 – 2,0 см. При большей глубине каверн результаты каротажа с коллимированными зондами в плане количественной оценки оруденения могут оказаться непредставительными. Количественные оценки оруденения будут также искаженными, если микрокаверны в процессе бурения оказываются «залеченными», т. е. забиты буровым шламом. При этом возможны либо пропуски рудных пересечений, если каверны в их пределах забиты безрудным шламом, либо появления ложных аномалий, если каверны в безрудных вмещающих породах забиты рудным шламом. Поэтому ствол скважины перед началом каротажа должен быть тщательно промыт, а прижимная рессора скважинного каротажного прибора должна иметь усилие 10 – 20 кгс, обеспечивающее плотный контакт зонда (выносного блока) с поверхностью скважины.

Регистрация микрокавернограмм при рентгенорадиометрическом каротаже скважин, особенно с коллимированными зондами, обязательна по крайней мере на стадии опытно-методических работ для решения вопроса о влиянии микрокавернозности скважин на представительность результатов каротажа.

2.1.1.2.20. В зависимости от конкретных физико-геологических условий и особенностей рудных месторождений методические приемы рентгенорадиометрического каротажа скважин и опробования керна даже при определении одного и того же элемента могут видоизменяться. Изложить методику с учетом всех возможных комбинаций анализируемых и мешающих элементов, многообразия скважинных условий измерений и особенностей применяемой аппаратуры не представляется возможным. В настоящей инструкции описаны лишь общие основополагающие методические приемы и способы, позволяющие реализовать рентгенорадиометрический метод при каротаже скважин и опробовании керна на месторождениях руд и минерального сырья. Методика и техника работ должны соответствовать требованиям действующих инструкций, методических руководств, указаний или рекомендаций, утвержденных соответствующими министерствами или ведомствами для конкретных месторождений или объектов и прошедших экспертизу в Научно-методическом Совете по геофизическим технологиям или в ГКЗ РФ.

В принципе, при рентгенорадиометрическом каротаже скважин и опробовании керна может применяться любая методика, достоверность и эффективность которой обоснована и доказана на данном объекте в процессе

ее апробации при проведении опытно-методических работ посредством представительного количества сопоставлений результатов каротажа и опробования с данными химических анализов проб керна. При этом должны быть соблюдены требования следующих основных нормативных документов, действующих в настоящее время

- Требования к геофизическому опробованию при подсчете запасов месторождений металлов и нерудного сырья / Сост.: И.А.Карпенко, А.В. Карпов, В.А. Коткин – М.: ГКЗ СССР, 1989.

- Требования к изучению радиометрической обогатимости минерального сырья при разведке месторождений металлических и неметаллических полезных ископаемых / Сост.: О.В. Заборин, А.В Карпов, В.А. Коткин и др. – М.: ГКЗ Минприроды РФ, 1993.

- Методические указания по оценке достоверности данных ядерногеофизических методов опробования, получаемых при разведке месторождений твердых полезных ископаемых. РД 41–06–125–90 / Сост.: И.М. Хайкович, С.И. Савосин, В.Л. Шашкин и др. – М.-Л.: Мингео СССР, 1990.

Материалы опытно-методической апробации рентгенорадиометрического каротажа или опробования на конкретном объекте или месторождении направляются на рассмотрение в Научно-методический Совет по геофизическим технологиям при Министерстве природных ресурсов РФ, а затем с заключением этого Совета – на утверждение Министерства природных ресурсов РФ или того ведомства, в ведении которого находится рассматриваемый объект. Научно-методический Совет по геофизическим технологиям РФ территориально находится в институте ВИРГ-Рудгеофизика (Санкт-Петербург)

2.1.1.3. *Аппаратура и технические средства*

2. 3. Радиоизотопные источники фотонного излучения

2.1.1.3. При каротаже и опробовании в качестве источников первичного возбуждающего излучения используются радиоактивные изотопы, испускающие в процессе своего распада фотонное (гамма- или рентгеновское) сравнительно мягкое излучение (E_γ < 150 кэВ). При этом радиоактивный изотоп должен иметь достаточно большой период полураспада (не менее 2 – 3 месяцев) и высокую удельную активность. Короткоживущие изотопы неудобны в эксплуатации, а низкая удельная активность обуславливает большие размеры источников и зондовых устройств, что также крайне нежелательно. Вместе с тем при каротаже скважин весьма рискованно применять долгоживущие изотопы (такие как америций-241 или плутоний-283) из-за опасности их утери в случае возникновения в скважинах аварийных ситуаций, связанных с обрывом кабеля при работе. При опробовании керна такая опасность отсутствует, поэтому использование долгоживущих изотопов в работе пред-

почтительнее. Спектр излучения радиоизотопа должен быть сравнительно чистым, близким к монохроматическому, а выход фотонов – достаточно большим.

2.1.1.3.1.2. В каротаже и опробовании разрешено использование только герметически закрытых ампульных источников заводского изготовления, поставляемых централизованным порядком через региональные представительства Всероссийского объединения «Изотоп» по специальным заказам предприятий-пользователей. Самостоятельное изготовление и применение самодельных источников категорически запрещено и преследуется законом в уголовном порядке. На источниках заводского изготовления и поставки в обязательном порядке указываются тип изотопа, тип (марка) источника, период полураспада, дата изготовления и активность источника, срок годности. При этом следует знать, что срок годности источника далеко не всегда совпадает с периодом полураспада радиоизотопа (в частности, для таких источников как америций-241, плутоний-238, железо-55), а определяется гарантийным сроком герметичности ампул, которые обычно имеют цилиндрическую форму и изготавливаются из металла (алюминий, сталь, реже – бериллий). Для использования радиоизотопных источников в работе каждая организация должна иметь соответствующую лицензию и разрешение от местной санэпидстанции. Порядок получения, учета, хранения, транспортировки, проведения работ, списания и ликвидации (захоронения) радиоактивных источников определяется следующими специальными инструктивно-нормативными документами, которые утверждены Госгортехнадзором РФ и Государственным санитарным врачом РФ и обязательны к безоговорочному исполнению всеми организациями, применяющими радиоактивные изотопы и источники в своей работе:

- Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности – ОСПОРБ – 99. М.: Минздрав России, 2000. –100 с.

- Нормы радиационной безопасности НРБ-99. – М.: Минздрав России, 1999. –116 с.

- Правила безопасности при транспортировании радиоактивных веществ ПБТРВ-73. –М.: Атомиздат, 1974. –104 с.

2.1.1.3.1.3. В табл. 2.1 приводятся характеристики радиоактивных изотопов и источников, поставляемых ВО «Изотоп» для рентгенорадиометрического каротажа и опробования по специальным заказам предприятий. Активность источников в таблице указана на тот тип распада, по которому распадается радиоактивный изотоп. Для того чтобы получить активность фотонного излучения соответствующей энергии, необходимо указанную активность умножить на выход этих квантов на один распад. В табл. 2.1 обозначено: ЭЗ – электронный захват; ИП – изомерный переход.

2.1.1.3.1.4. При выборе радиоизотопных источников для проведения работ рентгенорадиометрическим методом на конкретных рудах и месторож-

Таблица 2.1

Технические характеристики радиоактивных изотопов и источников для рентгенорадиометрического каротажа и опробования

Изотоп	Характеристики изотопа			Характеристики источника			
	Период полураспада, год	Тип распада	Энергия фотонов, кэВ, и их выход на один распад (%)	Тип источника	Активность, ГБк	Характеристики ампулы	
						Материал	Размер d × h, мм
^{55}Fe	2,7	ЭЗ	5,9 (K Mn)	ИРИЖ	0,1-2	Cu	14 × 1
^{57}Co	0,74	ЭЗ	14,5 (8) 122 (85) 136 (11)	ГИК	0,2 – 1	Al	5 × 3 10 × 5
^{75}Se	0,33	ЭЗ	136 (74) 268 (85) 405 (13)	ИГИ-Се	10	Al	7,5 × 9,5
^{109}Cd	1,25	ЭЗ	22,2 (K Ag) 88 (3,5)	ИРИК, РИК	0,2 – 1	Al	5 × 3 10 × 5
^{119м}Sn	0,7	ИП	23,8 (14) 65 (0,5)	ГИО	0,2 – 0,5	Al	5 × 3 10 × 2
^{139}Ce	0,38	ЭЗ	34 (K La) 166 (79)	ГИЦ	0,2 – 1	Al	5 × 3 10 × 5
^{145}Sm	0,94	ЭЗ	38,7 (K Pm) 61 (14)	ГИС	0,2 – 1	Al	5 × 3 10 × 5
^{147}Pm	2,6	Бета	38 (K Pm) 10-100 (торм.)	ИРИП	100-500	Al	10 × 13
^{153}Gd	0,66	ЭЗ	42 (K Eu) 70 (2) 97 (21) 103 (25)	ИГИГ	0,2 -0,5	Сталь	12 × 7 5 × 3
^{170}Tm	0,34	Бета +ЭЗ	52 (K Yb) 84 (3) 10-500 (торм.)	ИГИ-Ту	18,5-37	Al, Сталь	4,5 × 5
^{181}W	0,38	ЭЗ	58 (K Ta)	ГИВ	0,2 – 1	Al	5 × 3 10 × 5
^{238}Pu	90,0	Альфа	13,5 17,0 } (L U)	ИРИПЛ	0,2 – 2	Сталь	14 × 3
^{241}Am	460,0	Альфа	14,0 18,0 } (L Np) 26 (3) 60 (40)	ИГИА	10 – 100	Сталь	6 × 6 12 × 6

дениях необходимо исходить из условий, сформулированных в пунктах 2.1.1.1.4. и 2.1.1.2.7. [формула (2.7)].

Источник железо-55 нередко используется в датчиках для опробования в качестве гамма-репера для автоматической стабилизации вторичного гамма-спектра с помощью схемы АРУ.

2.1.1.3.2. Детекторы

2.1.1.3.2.1. В датчиках для рентгенорадиометрического каротажа и опробования в качестве детекторов применяются сцинтилляционные и пропорциональные счетчики.

2.1.1.3.2.2. Сцинтилляционный счетчик представляет собой сочетание кристалла-сцинтиллятора с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) и предусилителем. Для эффективной работы сцинтилляционного счетчика необходимо, чтобы спектр люминесценции, возникающей в кристалле-сцинтилляторе, соответствовал области наибольшей спектральной чувствительности фотокатода ФЭУ. Этому условию наиболее полно удовлетворяют сцинтилляционные кристаллы йодистого натрия, активированного таллием, в сочетании с ФЭУ, имеющими сурьмяно-цезиевые фотокатоды. Сочленение кристалла с ФЭУ осуществляется с помощью вазелинового масла или силиконового клея. В скважинных приборах применяются кристаллы NaI (Tl) размером 10 × 10 мм в сочетании с ФЭУ-67 Б или ФЭУ-31 А. В датчиках для опробования используются кристаллы NaI (Tl) размером 18 × 2 мм в сочетании с ФЭУ-85. Для улучшения энергетического разрешения сцинтилляционного детектора рекомендуется использовать кристаллы меньшего диаметра, чем диаметр ФЭУ, а также кристаллы с бериллиевым входом и отражателем из фтористого лития (обычно у кристаллов упаковочный контейнер делается из алюминия, а отражатель из окиси магния). Сцинтилляционные детекторы используются для измерений в коротковолновой части спектра (для регистрации излучений с энергией более 30 кэВ). Преимущество сцинтилляционных детекторов заключается в том, что они имеют высокую эффективность регистрации фотонов (близкую к 100 %) и допускают большую скорость счета (интегральная загрузка до $50 \cdot 10^3$ имп./с). Недостаток таких детекторов состоит в высоком уровне собственных шумов (до нескольких килоэлектрон-вольт) и сравнительно низком энергетическом разрешении в области малых энергий регистрируемого гамма-излучения (20 – 30 % для фотонов 30 – 20 кэВ).

2.1.1.3.2.3. Пропорциональный отпаянный счетчик представляет собой металлический (из алюминия или стали) герметически запаянный цилиндр, по оси которого натянута тонкая (50 мкм) полированная вольфрамовая нить, изолированная от корпуса. Корпус обычно выполняет роль катода, а нить – анода, однако, встречается и обратное соединение, но в этом случае корпус счетчика должен быть целиком помещен во фторопластовый изолятор. Цилиндр счетчика заполняется инертным газом под давлением, близким к атмосферному. Инертными газами могут быть чаще всего ксенон, реже – криптон или аргон. В инертные газы добавляется обычно метан или другие органические компоненты в количестве до 10% для гашения газовых разрядов. Сбоку в центре счетчика имеется входное бериллиевое (толщиной 100 – 150 мкм) окно для приема регистрируемых излучений. На счетчик подается стабилизированное напряжение 1300 – 2200 В. Относительная погрешность стабилизации высокого напряжения должна быть не более 0,5%. Счетчик имеет также низкошумящий предусилитель. Пропорциональные детекторы применяются при измерениях в длинноволновой части спектра (для регистрации излучений с энергией менее 30 кэВ), где их эффективность сравнительно высока (около 40 – 60%). Преимущество пропорциональных счетчиков состоит в том, что они имеют низкий уровень собственных шумов (менее 1 кэВ) и хорошее энергетическое разрешение в длинноволновой части спектра (10 – 20% для фотонов 30 – 5 кэВ). Недостаток же этих счетчиков заключается в том, что они имеют ограниченный рабочий ресурс (10^9 – 10^{12} имп.) и не выдерживают высоких скоростей счета (интегральная загрузка 10^4 имп./с). В практике рентгенорадиометрического каротажа применяются обычно ксеноновые, реже криптоновые счетчики марки СРМ-19 или СИ-12Р диаметром 20 – 22 мм, а при опробовании керна – марки СИ-11Р или СИ-6Р диаметром 30 – 35 мм.

2.1.1.3.2.4. Эффективность E счетчика (детектора) характеризуется отношением числа зарегистрированных им квантов к числу квантов, падающих на его поверхность, и может быть определена по формуле

$$E = \exp(-\bar{\mu}'\rho' x')\left[1 - \exp(-\bar{\mu}\rho x)\right] \cdot 100\%,$$

где $\bar{\mu}$ – массовый коэффициент ослабления излучения в веществе детектора; ρ – плотность этого вещества; x – его толщина; $\bar{\mu}'$, ρ', x' – аналогичные параметры для входного окна детектора или его упаковочного контейнера.

2.1.1.3.2.5. Энергетическое разрешение R (%) детектора определяется отношением ширины $\Delta\varepsilon$ фотопика амплитудного распределения импульсов на половине его высоты к энергии ε регистрируемого монохроматического излучения, т. е.

$$R = \Delta\varepsilon \cdot 100 / \varepsilon.$$

Энергетическое разрешение детекторов зависит от энергии ε регистрируемого излучения в соответствии с соотношением

$$R = K / \sqrt{\varepsilon},$$

где $K = 48$ для пропорциональных счетчиков; $K = 220$ для сцинтилляционных счетчиков NaI (Tl); а R выражена в процентах.

2.1.1.3.2.6. Для пропорциональных счетчиков характерно проявление интенсивных пиков вылета (см. пункт 2.1.1.1.8), которые могут использоваться в качестве аналитических линий при реализации рентгенорадиометрического метода (см. пункт 2.1.1.2.7). Энергетическое разрешение пропорционального детектора по пикам вылета в $1/\sqrt{1-\varepsilon_x/\varepsilon_j}$ раз лучше, чем по основному пику (здесь: ε_j – энергия регистрируемого излучения; ε_x – энергия K-линии газа-наполнителя).

В сцинтилляционных детекторах NaI (Tl) также могут проявляться пики вылета, обусловленные K-линией йода. Однако благодаря высокой плотности и относительно большому эффективному номеру кристалла-сцинтиллятора, а также его сравнительно низкому энергетическому разрешению интенсивность этих пиков очень мала. Тем не менее они могут создавать дополнительный фон во вторичном спектре.

2.1.1.3.3. Каротажные кабели и штанги

2.1.1.3.3.1. Для реализации рентгенорадиометрического метода необходимо применять коаксиальные радиочастотные кабели с низким волновым сопротивлением (не более 75 Ом/км), высоким сопротивлением изоляции коаксиальной пары (не менее 5МОм/км) и разрывным усилием не менее 200 кгс. К числу таких относятся специальные каротажные кабели марок КГ1-2-50Ш и КГК1-2-60СВМ, выпускаемые заводом «Севкабель» (Санкт-Петербург).

2.1.1.3.3.2. Соединение кабеля со скважинным прибором и подъемником каротажной станции осуществляют через соединительные муфты хвостовика прибора и коллектора согласно техническим указаниям, прилагаемым к прибору и каротажной станции. При этом сопротивление изоляции оборудования и кабеля при отсоединенном скважинном приборе должно быть:

- не менее 10 МОм между корпусом подъемника и коллектором или жилами кабеля;
- не менее 5 МОм между коаксиальной жилой и оплеткой (броней) кабеля.

Сопротивление изоляции измеряют мегомметром.

2.1.1.3.3.3. Кабель наматывают на барабан лебедки без узлов и петель и «тренируют» путем пятикратного спуска-подъема с дополнительным грузом в скважине, затем производят его разметку по глубине.

2.1.1.3.3.4. Разметку кабеля по глубине производят с помощью металлической мерной рулетки типа РС-10, РС-20. Метки наносят через каждые 10 м с погрешностью не более 1 см.

2.1.1.3.3.5. Места нанесения меток отмечают несколькими слоями цветной полихлорвиниловой ленты так, чтобы диаметр этих слоев был на 2 – 3 мм

больше диаметра кабеля. Если каротажная станция имеет устройство для улавливания магнитных меток, то метки можно наносить из магнитных материалов.

2.1.1.3.3.6. Счет меток ведут от ближайшей к скважинному прибору метки, которую считают первой. Расстояние от центра зонда (см. пункт 2.1.1.2.15) скважинного прибора до первой метки называется «ценой первой метки». Одну из меток на расстоянии 25 – 30 м от скважинного прибора делают отличной по внешнему виду от остальных (полихлорвиниловая лента другого цвета или тройная метка), так как по ней определяют подход скважинного прибора к устью скважины в процессе каротажа. Кроме того, метки, кратные 100 м, следует делать двойными или отличными по цвету от других, чтобы легче было контролировать глубину в процессе проведения каротажа.

2.1.1.3.3.7. Для обеспечения привязки глубин с необходимой точностью при изменении диаметра кабеля необходимо с помощью корректора отрегулировать диаметр мерного ролика или наложить на желоб ролика металлическую прокладку.

2.1.1.3.3.8. Для каротажа подземных восходящих, слабонаклонных или горизонтальных скважин используются цилиндрические каротажные штанги из алюминия или титана диаметром 15 – 20 мм и длиной 1,0 – 1,5 м. Сочленение штанг между собой и с хвостовиком скважинного прибора осуществляется замковыми соединениями с винтовой резьбой. Их разметка осуществляется с помощью сквозных отверстий диаметром 3 – 5 мм, просверленных по диаметру штанги через каждые 10 см.

Расстояние от центра зонда (см. пункт 2.1.1.2.15) скважинного прибора до сочленения его хвостовика с первой штангой называется «ценой первой метки».

2.1.1.3.3.9. Кабель на приборах, предназначенных для опробования керна, разметки по глубине не требует.

2. .3.4. Скважинные приборы и датчики для опробования керна

2.1.1.3.4.1. В скважинных приборах и датчиках для опробования размещается зондовое устройство, в котором реализуются геометрические условия измерений либо с коллимацией первичного и вторичного излучения, либо без коллимации излучений (в широком телесном угле). В зондовом устройстве располагаются радиоизотопный источник первичного гамма-излучения и детектор вторичного излучения, состоящий из счетчика (сцинтилляционного или пропорционального), экранов (коллиматоров) и предусилителя.

2.1.1.3.4.2. Зонды без коллимации излучений применяются при опробовании керна или при каротаже сухих скважин и шпуров небольшого диаметра (до 70 мм) с соблюдением условия пункта 2.1.1.1.7. Коллимированные зонды используются при каротаже скважин, заполненных водой или буровым раствором, а также сухих скважин, согласно условиям пункта 2.1.1.1.7.

2.1.1.3.4.3. Экраны неколлимированных зондов изготавливаются обычно из олова или кадмия с таким расчетом, чтобы первичное излучение радиоизотопного источника не возбуждало характеристического рентгеновского излучения экрана. Экраны и коллиматоры коллимированных зондов изготавливаются обычно из свинца или вольфрама, причем стенки коллиматоров и поверхность зонда в месте выхода их на поверхность зондового устройства обсаживаются двойным слоем защиты: внутренний слой – из кадмия или олова толщиной 1 мм, внешний слой – из меди толщиной до 0,5 мм.

2.1.1.3.4.4. В зондовых устройствах, как неколлимированных, так и коллимированных, должно быть предусмотрено крепление источников, предохраняющее их от выпадения и утери при работе. Обычно это тонкая (до 1 мм) бериллиевая или алюминиевая пластинка, закрывающая источник в гнездах и крепящаяся к телу зонда с помощью винтов или другим каким-либо способом. Источники в гнездах крепятся с помощью шайб из губчатой упругой резины, которые устанавливаются в гнезда с тыловой части источника.

2.1.1.3.4.5. В каротажных приборах внешний кожух в месте расположения зонда выполняется из бериллия толщиной 1 – 2 мм в виде цилиндра, который герметично сочленяется со стальным или алюминиевым корпусом скважинного прибора. Герметизация достигается с помощью резиновых уплотнительных колец.

2.1.1.3.4.6. Тело коллимированного зонда должно плотно прилегать к внутренней поверхности бериллиевого цилиндра, не образуя щелей или зазоров. При этом должно соблюдаться условие (2.15) – см. пункт 2.1.1.2.15. Если образуются щели, то их необходимо законопатить с помощью свинцовой или кадмиевой фольги так, чтобы свести постоянную фоновую составляющую до минимума.

2.1.1.3.4.7. Скважинные приборы должны иметь прижимные рессоры (пружины), обеспечивающие плотный контакт каротажного зонда с поверхностью скважины (см. пункт 2.1.1.2.18), прижимное усилие 10 – 20 кгс.

2.1.1.3.4.8. В скважинных приборах или датчиках для опробования должны быть предусмотрены специальные гнезда для размещения источника, использующегося в качестве гамма-репера для работы системы автостабилизации энергетической шкалы прибора в процессе проведения измерений, или специальное устройство в виде дополнительной мишени из металла, характеристическая линия которого служит гамма-репером. Иногда эту роль может исполнять одна из жестких гамма-линий первичного источника, проникающая в детектор сквозь экраны и защиту или по специальному узкому каналу в ней, или пик однократного рассеяния. Скорость счета (интегральная загрузка) в энергетическом интервале гамма-репера должна находиться в пределах 100 – 1000 имп./с. Излучение гамма-репера должно находиться за пределами аналитических интервалов и не создавать в них заметного фона (см. пункт 2.1.1.1.8).

2.1.1.3.4.9. При работах на месторождениях комплексных радиоактивных руд зондовые устройства должны удовлетворять требованию пункта 2.1.1.2.11.

2.1.1.3.4.10. Для выполнения условия пункта 2.1.1.2.16 датчики для опробования керна должны иметь установочные упоры (ножки) различной длины с винтовой резьбой, с тем чтобы обеспечить применение инверсионных зондов при измерениях.

2.1.1.3.5. Регистрирующая аппаратура и ее подготовка к проведению работ

2.1.1.3.5.1. Для практической реализации рентгенорадиометрического метода требуется гамма-спектрометрическая аппаратура (дифференциальный амплитудный гамма-анализатор). До 1991 г. отечественная промышленность в основном силами ГНПП «Геологоразведка» НПО «Рудгеофизика», ЛНПО «Буревестник» и некоторых других организаций выпускала серийно специальную аппаратуру для рентгенорадиометрического каротажа и опробования:

- для каротажа наземных скважин – РРКА-1, ГКС-1, ГКС-2, РСК-101, РАГ-М-101 в комплекте со скважинными приборами СП-РРК-С, СП-РРК-П и ПРС-1;
- для каротажа подземных скважин – РРША-1, СРПД, РАГ-М-101, РС-5;
- для опробования керна и обнажений горных выработок – «Минерал-4», «Минерал-5», РПС-1-04 «Ангара», БРА-6, РРК-103 «Поиск» в комплекте с датчиками БВД-С и БВД-11, РСН-010.

Порядок работы и настройки серийно выпускаемой аппаратуры определяется заводскими техническими инструкциями по эксплуатации и соответствующими руководствами, которые прилагаются к каждому комплекту аппаратуры.

В настоящее время вся перечисленная выше аппаратура морально устарела и выпуск ее прекращен. Однако это не означает, что она запрещена для практического использования.

2.1.1.3.5.2. Для рентгенорадиометрического каротажа и опробования может использоваться не только серийно выпускаемая аппаратура, но и любая другая, изготовленная в виде единичных опытных или экспериментальных образцов, в том числе по индивидуальному проекту или самодельная, но с обязательным выполнением хотя бы одного из двух нижеперечисленных условий:

- аппаратура должна пройти ведомственные (межведомственные) приемочные испытания в соответствии с программой и порядком, установленными министерством, ответственным за проведение работ на месторождении;

- аппаратура должна иметь государственную (межведомственную или ведомственную) метрологическую аттестацию и сертификат как соответствующего ее назначению средства измерений, а методика измерений должна удовлетворять требованиям пункта 2.1.1.2.20.

2.1.1.3.5.3. Современная рентгенорадиометрическая аппаратура, предназначенная для каротажа скважин или опробования керна, в качестве основных блоков должна иметь:

- скважинные приборы или датчики для опробования (см. раздел 2.1.1.3.4);
- портативную быстродействующую ЭВМ типа «Note-Book»;
- лебедку или каротажный подъемник с кабелем (см. раздел 2.1.1.3.3) и блок-баланс, а для работы в восстающих, горизонтальных или слабонаклонных скважинах – набор штанг для подачи скважинного прибора на забой скважины;
- программно-математическое обеспечение (ПМО), позволяющее полностью автоматизировать методику измерений, обработку и интерпретацию материалов, а также настройку, градуировку и проверку аппаратуры и ее контроль в процессе работы;
- амплитудно-цифровой преобразователь (АЦП) и интерфейс (контроллер) для сочленения ЭВМ со скважинным прибором или датчиком.

Перечисленным выше условиям удовлетворяют в той или иной степени в настоящее время лишь аппаратура РРП-105, выпускаемая ФГУНПП «Геологоразведка» (г. Санкт-Петербург), и каротажная станция КАМК – «Алмаз-1», которую выпускает ОАО НПП ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан)

2.1.1.3.5.4. Аппаратура монтируется на автомобилях каротажных станций или используется в качестве разборных установок в подземных или труднодоступных условиях

2.1.1.3.5.5. До начала работ по каротажу или опробованию аппаратура проходит предварительную подготовку, проверку, настройку и градуировку, обеспечивающие реализацию выбранной методики измерений. Предварительная подготовка включает в себя следующие основные операции, выполняемые в нижеперечисленной последовательности:

- зарядка аккумуляторов и подключение прибора к источнику питания;
- измерение и установление высокого напряжения, подаваемого на ФЭУ или пропорциональный счетчик. Измерение производят статическим вольтметром С-50 или другим аналогичным прибором. Напряжение на ФЭУ или пропорциональном счетчике должно строго соответствовать его паспортному значению;
- сборка зондового устройства датчика или скважинного прибора, закрепление счетчиков и радиоизотопных источников (основного и реперного) в соответствующих гнездах, установка опорных ножек (винтов) и экранов, обеспечивающих выполнение условия пункта 2.1.1.2.16 для неколлимированных зондов и условия (2.15) пункта 2.1.1.2.15 для коллимированных зондов;

- настройка схемы АРУ и масштаба энергетической шкалы прибора по гамма-реперу. Например, если в качестве гамма-репера используется радиоизотопный источник железо-55, испускающий гамма-кванты с энергией 5,9 кэВ, а мы хотим, чтобы масштаб энергетической шкалы спектрометра соответствовал приблизительно 1 кэВ на один уровень (канал) дискриминации, то с помощью усиления фотоник источника железо-55 выводят в 6-й спектрометрический канал прибора так, чтобы скорости счета в соседних (в 5-м и 7-м) каналах при ширине спектрометрического окна в 1 кэВ были бы одинаковы; скорость счета в фотонике гамма-репера должна удовлетворять требованиям пункта 2.1.1.3.4.7;
- проверка общей (интегральной) загрузки спектрометрического тракта прибора. Проверку проводят на модели пустой породы, где интегральная загрузка прибора для сцинтилляционных зондов не должна превышать $50 \cdot 10^3$ имп./с, а для датчиков с пропорциональными счетчиками – 10^4 имп./с (см. пункты 2.1.1.3.2.2 и 2.1.1.3.2.3),
- измерение постоянной фоновой составляющей осуществляется при включенном скважинном приборе или датчике с размещенными в них радиоизотопными источниками в положении, когда рабочая поверхность датчика или прибора находится в воздухе и обращена вверх. Постоянная фоновая составляющая должна быть ликвидирована или сведена до минимума (см. пункты 2 1.1.1.8, 2.1.1.2.7, 2.1.1.3.4.2, 2.1.1.3.4.5);
- проверка линейности энергетической шкалы спектрометра. Зависимость номера спектрометрического канала (уровня дискриминации) прибора от энергии регистрируемого излучения должна быть линейной с относительной точностью не хуже 10% и не должна иметь существенных энергетических отсечек по шкале энергии (т. е. должна выходить из начала координат). Наиболее часто причиной нелинейности и энергетических отсечек бывает несоответствие высокого напряжения, подаваемого на детектор, его паспортному значению. Проверка линейности энергетической шкалы прибора осуществляется путем регистрации фотоников монохроматических радиоизотопных источников, входящих в комплект ОСГИ (образцовые спектрометрические гамма-излучатели), который поставляется ВО «Изотоп» по заказам предприятий. Комплект ОСГИ специально предназначен для калибровки спектрометрической шкалы приборов и содержит радиоизотопные гамма-источники, перечисленные в табл. 2.1

Если нет комплекта ОСГИ, то калибровку спектрометрической шкалы прибора можно проверить путем регистрации фотоников характеристических рентгеновских излучений элементов, возбуждаемых первичным гамма-источником, используя для этого модели руд или пластинки из чистых металлов;

- установка счетно-измерительных каналов прибора в соответствии с выбранной методикой измерений (см. раздел 2.1.1.2) и калибровкой энергетической шкалы прибора. При использовании способа внутреннего стандар-

та-фона один из счетно-измерительных каналов устанавливается в области аналитической линии характеристического рентгеновского излучения определяемого элемента, а другой – в области рассеянного гамма-излучения источника, выбираемой согласно рекомендациям, изложенным в разделе 2.1.1.2. Ширина спектрального окна ΔV в области аналитических линий устанавливается с таким расчетом, чтобы она была равна удвоенному среднеквадратическому отклонению σ энергии фотонов от ее среднего значения, т. е.

$$\Delta V = 2\sigma = 2R\varepsilon / 2{,}36,$$

где R – энергетическое разрешение детектора; ε – энергия фотонов.

Отсюда следует, что $\Delta V / \varepsilon = R / 1{,}18 \approx R$. Иными словами, относительная ширина $\Delta V / \varepsilon$ спектрального окна прибора в первом приближении равна энергетическому разрешению детектора в этом интервале вторичного гамма-спектра.

Ширина спектрального окна ΔV_x в области аналитической линии определяемого элемента ε_x связана с шириной окна ΔV_S в области стандарта-фона ε_S соотношением $\Delta V_x / \Delta V_S = \sqrt{\varepsilon_x / \varepsilon_S}$. Обычно $\varepsilon_S > \varepsilon_x$, поэтому $\Delta V_S > \Delta V_x$, $\Delta V_S / \varepsilon_S \geq \Delta V_x / \varepsilon_x$, т. е. ширина окна в области внутреннего стандарта-фона больше или равна ширине окна в области аналитической линии определяемого элемента.

2.1.1.3.5.6. Предварительная градуировка измерительной аппаратуры, нахождение ожидаемого предела обнаружения определяемого элемента, а также взаимного влияния определяемого и мешающего элементов и изучение влияния других мешающих факторов (плотность, состав вмещающей среды, геометрические факторы и т.д.) проводятся на искусственных моделях руд.

2.1.1.3.5.7. Гомогенные модели руд изготавливаются из химически чистых реактивов (приобретаются в ВО «Химреактив») в виде оксидов или солей. Вмещающая среда готовится из SiO_2 (силикатная), $Al_2O_3 + SiO_2$ (алюмосиликатная), $CaCO_3$ (карбонатная), рудная минерализация имитируется оксидами металлов, нерастворимыми в воде. Химические реактивы истираются до крупности 0,075 мм. В качестве связующего используют эпоксидные смолы и их отвердители. Заданные концентрации определяются расчетным путем. Наполнитель и рудный компонент тщательно перемешивают между собой и со связующим компаундом и заливают в металлическую разборную форму, внутренние поверхности которой смазаны вазелином или солидолом. Размеры моделей должны быть 100 × 100 × 50 мм. Модели имеют форму прямоугольного параллелепипеда, по наибольшей грани которого делается полуцилиндрическая выемка радиусом 35 – 40 мм для прикладывания к поверхности зонда скважинного прибора. Для цветных и редких металлов модели удобно иметь со следующими концентрациями определяемого элемента: 0 (рудовмещающая среда, пустая порода); 0,5; 1,0; 5,0; 10,0%. Для минерального сырья типа барит, магнезит, железистый кварцит и т.п. удобно иметь модели со следующими концентрациями рудного минерала (а не элемента!) 0; 20,0; 40,0; 60,0; 80,0; 100,0%. Изготовленные по химическим росписям из химически чистых реактивов модели руд с учетом требований метрологической службы могут быть аттестованы ею в качестве стандартных образцов или эталонов.

2.1.1.3.5.8. Гетерогенные модели руд могут быть изготовлены такой же формы и размеров из стекла или алюминия, играющего роль вмещающей среды. Рудная минерализация здесь имитируется пластинками или полосками из фольги чистого металла (определяемого элемента) толщиной до 0,5 мм и различной ширины. При проведении эксперимента такие полоски наклеиваются на безрудную модель.

2.1.1.3.5.9. По результатам измерений гомогенных моделей строят предварительный градуировочный график $P = f(q)$, где P – измеряемый параметр (спектральное отношение, спектральная разность, спектральная интенсивность и т.д.); q – концентрация определяемого элемента в рудной модели. Способом наименьших квадратов на ЭВМ градуировочный график аппроксимируют полиномом второй степени

$$q = AP^2 + BP + C,$$

где коэффициенты A, B, C определяются по результатам эксперимента методом наименьших квадратов. Если $A \to 0$, то градуировочный график может быть представлен в виде линейной зависимости

$$q = BP + C.$$

2.1.1.3.5.10. Ожидаемый предел обнаружения определяемого элемента по предварительному градуировочному графику, полученному на гомогенных моделях руд, рассчитывается по формуле (с 95%-ной вероятностью)

$$q_{\text{п}} = 2\frac{q_{\text{э}}}{P_{\text{э}}}\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(P_i - P_0)^2/(n-1)},$$

где $P_0 = \left(\sum_{i=1}^{n} P_i\right)/n$ – среднее арифметическое из измеренных значений P_i параметра P на безрудной модели и моделях, не содержащих определяемого элемента; $P_{\text{э}}$ – значение измеряемого параметра P на рудной модели с содержанием определяемого элемента $q_{\text{э}}$; n – число измерений параметра P (обычно $n > 20$).

Ожидаемый предел обнаружения не должен превышать минимального бортового содержания определяемого элемента, установленного для данно-

го месторождения. Однако, если это условие по результатам измерения го-
могенных моделей не выполняется, это не означает, что метод и способ его
реализации непригодны для решения поставленных геологических задач.
Прежде чем делать подобный вывод, следует провести исследования на мо-
делях гетерогенных руд (см. пункт 2.1.1.3.5.8), ибо в условиях естественного
залегания под пределом обнаружения следует понимать не минимальное
содержание $q_п$, а минимальную мощность $H_п$ рудного прожилка, который
может быть выделен при измерениях с вероятностью 95%. Связь между $q_п$ и
$H_п$ определяется соотношением $q_п = q_а H_п$, где $q_а$ – минералогическая концен-
трация определяемого элемента. Например, если методика измерений обес-
печивает уверенное выделение касситеритового прожилка мощностью 0,5
мм аномалией, вдвое превышающей фоновые колебания измеряемого пара-
метра, то $q_а = 80\%$ (касситерит), $H_п = 0{,}005$ м, $q_п = 0{,}04\%$. Методика измерений
может быть признана непригодной только в том случае, если полученное на
гетерогенных моделях значение $q_п$ выше бортовых кондиций, установленных
для данного конкретного объекта.

2.1.1.3.5.11. На гомогенных моделях руд проводят также градуировку микрокаверномера в соответствии с методикой, изложенной в пункте 2.1.1.2.19.

2.1.1.3.5.12. Гомогенные модели руд используются в дальнейшем для поверок, настройки и контроля аппаратуры в процессе ее эксплуатации и проведения работ.

2.1.1.3.5.13. Е датчиках для опробования керна должны быть реализованы требования пунктов 2.1.1.2.16 и 2.1.1.3.4.5, а в коллимированных каротажных зондах – условия пунктов 2.1.1.2.15 и 2.1.1.3.4.5.

2.1.1.4. *Проведение каротажа скважин и опробования керна*

2.1.1.4.1. Каротаж скважин

2.1.1.4.1 . Каротаж наземных скважин производится, как правило, с каротажных станций, установленных на автомобилях, а в труднодоступных районах и в подземных условиях – с разборных каротажных установок. В любом случае к скважине должен быть обеспечен свободный подъезд или подход, а возле нее оборудована площадка для размещения автомобиля или каротажной установки. Площадка должна быть полностью освобождена от посторонних предметов, мешающих свободному перемещению персонала от устья скважины до каротажной установки или затрудняющих видимость в пределах этого пространства. В подземных условиях или в ночное время площадка должна иметь соответствующее освещение.

2.1.1.4.1.2. Для проведения каротажа ствол скважины должен быть проработан буровым снарядом с целью ликвидации неровностей и выступов, прочищен, продут сжатым воздухом и промыт чистой водой для удаления шлама, антивибрационной смазки и грязи. Подготовку скважины к каротажу проводит буровая бригада. Обсадка, перекрывающая изучаемые интервалы, должна быть удалена из скважины. В случае вертикальных и наклонно-восстающих скважин устье их оборудуется кондуктором.

2.1.1.4.1.3. При каротаже наземных скважин автомобиль с каротажной станцией размещается не ближе чем в 10 – 20 м от устья скважины, на устье скважины укрепляется блок-баланс, ось подъемника (лебедки) должна быть горизонтальна, автомобиль следует затормозить, а под колеса подложить колодки.

2.1.1.4.1.4. Перед началом каротажа до спуска скважинного прибора на забой скважины необходимо проверить работоспособность и настройку аппаратуры, провести контрольные замеры измеряемого параметра на градуировочных образцах или моделях.

2.1.1.4.1.5. Для проведения каротажа скважинный прибор опускают в скважину так, чтобы первая метка (см. пункт 2.1.1.3. 3.6) была на устье скважины, затем устанавливают показания счетчика глубин на нуль, отключают лентопротяжный механизм, если используется запись диаграмм на фотобумаге или каротажной ленте регистратора, после чего опускают скважинный прибор на забой скважины. Спуск прибора на забой осуществляется равномерно, плавно, со скоростью не более 500 м/ч. При подходе к забою скважины скорость спуска снижается до 50 м/ч. Соприкосновение прибора с забоем определяют по увеличению стрелы прогиба кабеля. Для облегчения спуска к скважинному прибору в глубоких скважинах подвешивается дополнительный груз массой до 10 кг.

2.1.1.4.1.6. Каротаж скважин, запись диаграмм или показаний производят при подъеме кабеля. Для этого по достижении забоя кабель натягивают, отрывают скважинный прибор от забоя, включают механизм регистрации и подъемник и начинают подъем скважинного прибора с записью результатов измерений на используемое регистрирующее устройство. Скорость рентгенорадиометрического каротажа 100 – 200 м/ч.

2.1.1.4 .1.7. Если применяется аналоговая или цифро-аналоговая регистрация каротажных диаграмм на фотобумажной или каротажной ленте, то масштаб глубин соответствует 1:200, а при детализации рудных интервалов – 1:50. Каждый рудный интервал должен быть продетализирован с выходом во вмещающие (безрудные) породы не менее чем на – 3 м от каждой его границы и должен содержать хотя бы одну метку глубин.

2.1.1.4.1.8. При цифровой регистрации результатов каротажа измерения проводятся методом скользящего среднего с выбранным шагом квантования по глубине. Шаг квантования определяется исходя из поставленных задач и геологических особенностей месторождения. Для редкометалльных и редкоземельных месторождений с крайне неравномерным распределением оруденения шаг квантования должен быть 5 или 10 см. Для месторождений минераль-

ного сырья со сравнительно равномерным распределением оруденения и большой мощностью рудных залежей шаг квантования может составлять 0,5 м.

2.1.1.4.1.9. Метки глубин отмечаются меткоулавливателем автоматически. Если такого устройства нет, то метки глубин отмечаются вручную. Привязку данных каротажа по глубине осуществляют на первой отбитой на регистраторе метке, глубину M которой рассчитывают по формуле

$$M = (N-1)L + l - m, \qquad (2.16)$$

где N – номер отбитой метки; L – расстояние между метками, м; l – цена первой метки, м (см. пункт 2.1.1.3.3.6); m – расстояние от точки отбивки меток до устья скважины, м.

2.1.1.4.1.10. Контроль стабильности работы прибора в процессе каротажа осуществляется по каналу автостабилизации усиления (АРУ). По окончании каротажа осуществляют контрольные замеры на градуировочных образцах или моделях. Контрольные замеры до и после каротажа скважины не должны отличаться между собой более чем на 10%.

2.1.1.4.1.11. Для оценки качества каротажа проводят повторный каротаж скважин, объем которого должен составлять не менее 10% от общего объема каротажных работ на каждой скважине.

2.1.1.4.1.12. При каротаже подземных (наклонных, горизонтальных и восстающих) скважин используется разборная каротажная установка, подача скважинного прибора на забой скважины осуществляется с помощью каротажных штанг, которые в процессе каротажа свинчиваются по мере вытягивания скважинного прибора из скважины за кабель лебедкой. Метками глубин являются места сочленения штанг между собой и с хвостовиком скважинного прибора. Они отмечаются при появлении сочленений на устье скважины. Привязку данных каротажа по глубине осуществляют по первой отбитой на регистраторе метке, глубина которой равна

$$M = (N-1)L + l,$$

где обозначения те же, что и в формуле (2.16), но $m = 0$.

2.1.1.4.2. Опробование керна скважин

2.1.1.4.2.1. Опробование керна проводят с помощью портативной переносной рентгенорадиометрической аппаратуры и датчика для опробования (см. разделы 2.1.1.3.4 и 2.1.1.3.5). Обычно используются точечные измерения с шагом 5 или 10 см.

2.1.1.4.2.2. Для проведения измерений датчик устанавливают так, чтобы рабочая поверхность зонда была обращена вверх. На установочные упоры

(ножки) датчика жестко устанавливается пластина с прорезью в центре зонда для выкладывания керна. Форма и площадь прорези должна соответствовать эффективной поверхности образца при единичном измерении, т. е. поверхности, с которой в детектор попадает не менее 90% регистрируемого излучения. Обычно это пятно площадью около 20 см² (размером 3 × 4 см). Пластина изготавливается из чистого алюминия или кадмия.

2.1.1.4.2.3. Не рекомендуется проводить измерения керна без его выкладывания, т. е. непосредственно в ящиках для керна, так как деревянные стенки ящика могут создавать дополнительный фон рассеянного гамма-излучения, который искажает результаты измерений и снижает чувствительность метода.

2.1.1.4.2.4. Контроль стабильности работы прибора в процессе измерений осуществляется по каналу стабилизации усиления (АРУ). До начала измерений и по окончании их осуществляют контрольные замеры на градуировочных образцах или моделях. Такие же измерения проводят в процессе опробования керна через каждый час работы. Расхождения контрольных замеров на градуировочных образцах и моделях не должны превышать 10%.

2.1.1.4.2.5. Для оценки качества опробования керна проводят повторные измерения, объем которых в целом должен составлять не менее 10% от общего объема работ по опробованию.

2.1.1.4.2.6. Привязку результатов опробования керна по глубине осуществляют по буровым биркам или биркам геологической документации керна.

2.1.1.5. *Обработка и интерпретация материалов каротажа и опробования*

2.1.1.5.1. Оценка стабильности работы аппаратуры.

В период между настройками и градуировками аппаратуры оценка стабильности ее работы осуществляется по результатам контрольных измерений, которые выполняют каждый раз на гомогенных моделях, имитирующих пустую породу и руду с определенным содержанием полезного компонента до и после проведения каротажа скважины или опробования керна (см. п.п. 2.1.1.3.5.12, 2.1.1.4.1.10, 2.1.1.4.2.4). При этом сравнивают эти показания с теми, что были получены при настройке аппаратуры и ее предварительной градуировке (см. п.п. 2.1.1.3.5.6, 2.1.1.3.5.9). Результаты отдельных контрольных измерений не должны отличаться от опорных, полученных при предварительной градуировке, более чем на 10%. Погрешность работы аппаратуры в период между градуировками характеризуют относительным среднеквадратическим отклонением

$$S = \left(\sqrt{(P_i - P)^2 / n} / P \right) \cdot 100\%,$$

где P_i – результаты отдельных контрольных измерений (обычно это – среднее значение из измерений до и после каротажа или опробования), P – опорное

значение, полученное при настройке и предварительной градуировке аппаратуры; n – число контрольных измерений.

Для нормально работающей аппаратуры значение S не должно превышать 7%.

При этом совершенно безразлично, в каких единицах выражен измеряемый параметр P. Это могут быть условные концентрации определяемого элемента, относительные единицы спектрального отношения или импульсы в секунду при измерениях спектральной разности или интенсивности.

2.1.1.5.2. Оценка качества результатов каротажа и опробования.

Качество результатов рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна оценивается путем сопоставления данных основных и повторных измерений по аномальным участкам, т. е. по рудным зонам, которые должны фиксироваться на диаграммах как основного, так и повторного каротажа, а также при детализации рудных интервалов. Однако, учитывая неравномерность в распределении оруденения, интенсивность аномалий в отдельных пиках сопоставляемых значений может отличаться весьма значительно. Поэтому погрешность измерений при каротаже и опробовании оценивают по результатам сравнения площадей аномалий основного и повторного каротажа или опробования рудной зоны или рудного пересечения. Относительное среднеквадратическое отклонение подсчитывают по формуле

$$S_{P-P} = \sqrt{\frac{2}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{S_0 - S_к}{S_0 + S_к}\right)_i^2} \cdot 100\,\%,$$

где S_0 и $S_к$ – площади аномалий при основном и повторном каротаже или опробовании; n – число пар измерений.

Площади S_0 и $S_к$ по отдельным рудным зонам или пересечениям при основном и повторном каротаже или опробовании не должны различаться более чем на 10%, а относительное среднеквадратическое отклонение S_{P-P}, вычисленное по формуле при $n \geq 20$, не должно превышать 7%.

При этом неважно, в каких единицах вычисляются площади аномалий (импульсы в секунду, относительные единицы или условные содержания элемента), фиксирующих рудное пересечение и рудную зону.

2.1.1.5.3. Определение положения и мощности рудных зон.

Поскольку все методические приемы рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна направлены на стабилизацию и снижение уровня фона над безрудными вмещающими породами (см. раздел 2.1.1.2), то аномальными значениями измеряемого параметра, отмечающими рудные зоны, следует считать такие, которые не менее чем в 2 раза превышают колебания уровня фона. Если выбранная методика реализации рентгенорадиометрического каротажа и опробования обеспечивает стабилизацию фона, то его уровень довольно четко прослеживается и определяется на участках безрудных пород. По значениям измеряемого параметра P в пределах этих участков находится среднее значение фонового параметра P_0, которое равно $P_0 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_i$, где n – количество измерений, а P_i – частные фоновые значения параметра P, а также среднеквадратическое отклонение

$$\sigma_p = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}\left(P_i - P_0\right)^2}.$$

Аномальными считаются все значения P, в которых $P > P_0 + 2\sigma_p$. По ним выделяются рудные пересечения и зоны, положение которых в разрезе скважины и привязка по глубине определяются по меткам глубин с учетом поправок по формулам (2.16) или (2.17) (см. пункты 2.1.1.4.1.9, 2.1.1.4.1.12). Мощность рудной зоны или рудного пересечения находится как разность между глубинами крайних аномальных точек, отмечающих подошву и кровлю рудного интервала.

По характеру аномальных значений измеренного параметра выделенная рудная зона может быть разделена на несколько рудных интервалов меньшей мощности.

2.1.1.5.4. Определение концентраций полезного компонента (количественная интерпретация)

2.1.1.5.4.1. Поскольку при экспериментальных исследованиях по выбору методики измерений невозможно учесть все многообразие реальных условий применения метода на месторождении, то предварительный градуировочный график $P = f(q)$, полученный по результатам измерений на гомогенных моделях руд (см. пункт 2.1.1.3.5.9), строго говоря, непригоден для количественной интерпретации материалов каротажа скважин и опробования керна и должен быть уточнен по данным специальных опытно-методических работ непосредственно на месторождении.

2.1.1.5.4.2. Для построения реального градуировочного графика выбирают скважины с рудными зонами и пересечениями, где выход керна не менее 70% по данным геологического опробования, а по результатам рентгенорадиометрического каротажа и микрокавернометрии отсутствует значимая кавернозность. Интервалы с размерами каверн более 1,5 см следует исключить из рассмотрения, так как результаты рентгенорадиометрического каротажа по ним для количественной оценки оруденения, особенно в заполненных водой или буровым раствором скважинах, будут непредставительными (см. п.п. 2.1.1.2.17 – 2.1.1.2.19).

2.1.1.5.4.3. При построении реального градуировочного графика используют зависимость между площадью аномалии и линейным запасом определяемого элемента: $S = kqH$, где S – площадь аномалии; H – мощность рудного

интервала; q – среднее содержание определяемого элемента в этом интервале; k – пересчетный коэффициент. По результатам каротажа или опробования определяют площадь S_a аномалий измеряемого параметра P в пределах рудного интервала мощностью H, выделенного по данным геологического опробования керна. Суммарная мощность аномалий H_a в пределах этого интервала может быть меньше его мощности H из-за неравномерного и дискретного распределения оруденения, но линейный запас определяемого элемента должен быть приблизительно одинаков как для геологического, так и для геофизического опробования. Поэтому, разделив площадь аномалии S_a на мощность интервала H, получим среднее значение параметра $\overline{P}$, которое соответствует содержанию определяемого элемента q по результатам геологического опробования. В результате таких сопоставлений будем иметь градуировочный график $\overline{P} = f(q)$, соответствующий реальным условиям применения метода. Этот график может быть аппроксимирован зависимостью вида

$$q = a\overline{P}^2 + b\overline{P} + c, \qquad (2.18)$$

где a, b, c подбираются по результатам сопоставления методом наименьших квадратов. Реальный градуировочный график используется в дальнейшем для количественной оценки оруденения при интерпретации результатов каротажа скважин и опробования керна.

2.1.1.5.4.4. Если $a \to 0$, то реальный градуировочный график аппроксимируется прямой линией, уравнение которой имеет вид $q = b\overline{P} + c$. Линеаризация градуировочного графика при использовании электронно-вычислительной техники не имеет существенного значения, однако вырождение чувствительности в области высоких содержаний определяемого элемента крайне нежелательно (см. пункт 2.1.1.2.3). Если все-таки такой эффект имеет место, то при обработке и интерпретации можно использовать принцип трансформации, аналогичный тому, который применяется при интерпретации материалов гамма-каротажа в процессе исследования богатых радиоактивных руд урана (см. пункт 2.1.4.8.1). Сущность принципа трансформации состоит в том, что зарегистрированные значения измеряемого параметра приводят к тем значениям, которые были бы получены, если бы вырождение концентрационной чувствительности отсутствовало, а градуировочный график был бы линейным (т.е. $a = 0$) с постоянным угловым коэффициентом b как области малых и средних концентраций, где график линеен, так и в области высоких концентраций, где наблюдается нелинейность и вырождение чувствительности. Фактически принцип трансформации базируется на известном теоретическом положении, утверждающем равенство площадей аномалий для рудных пластов, различающихся между собой по мощности H или по содержанию q определяемого элемента, но имеющих одинаковый линейный запас qH (метропроцент).

2.1.1.5.4.5. Реальный градуировочный график (2.18) «закрепляется» путем проведения измерений на искусственных гомогенных моделях руд, которым присваиваются «условные» концентрации определяемого элемента по измеренным значениям параметра P но в соответствии с реальным градуировочным графиком. В дальнейшем после ремонта аппаратуры, замены детекторов или радиоизотопных источников реальный градуировочный график может быть воспроизведен без дополнительных опытно-методических работ на месторождении, а лишь путем измерений на искусственных гомогенных моделях руд с «условными» концентрациями определяемого элемента.

2.1.1.5.4.6. Количественная интерпретация результатов каротажа или опробования керна по каждой скважине осуществляется по реальному градуировочному графику (2.18) с введением поправок на влияние микрокавернозности в соответствии с пунктом 2.1.1 2.19 и, если это требуется, с учетом вырождения концентрационной чувствительности по принципу трансформации (см. 2.1.1 5.4.4). Порядок работы следующий

- по измеренным значениям параметра P в разрезе скважины определяют положение и мощность аномальных зон (см пункт 2.1.1.5.3);

- в пределах аномальных зон в каждом интервале усреднения или квантования параметра P (см. пункт 2.1.1.4.1.8) находят содержания определяемого элемента, пользуясь реальным градуировочным графиком (2.18) и, вводя поправки, если это требуется, на влияние микрокавернозности и вырождения концентрационной чувствительности (пункты 2.1.1.2.19 и 2.1.1 5.4.4);

- по полученным значениям содержании элемента определяют его среднюю концентрацию в пределах аномальной зоны как среднеарифметическое (средневзвешенное) значение.

2.1.1.5.4.7. Полученные таким образом материалы являются исходными данными для подсчета запасов полезного ископаемого или управления процессом его добычи. Дальнейшее их использование при проведении подсчета запасов или при добыче регламентируется теми требованиями и правилами, которые предъявляются к этим операциям.

2.1.1.5.4.8. В современной рентгенорадиометрической аппаратуре, снабженной портативными ЭВМ или микропроцессорами, все операции по обработке и интерпретации материалов каротажа и опробования должны быть полностью автоматизированы. Программно-математическое обеспечение такой аппаратуры должно предусматривать возможность введения реального градуировочного графика и автоматический учет всех поправок в систему регистрации результатов измерений и выдачу последних непосредственно в виде концентраций определяемого элемента как по каждому интервалу усреднения (квантования), так и по аномальным зонам.

2.1.1.5.4.9. Считаем не лишним подчеркнуть, что при обработке и интерпретации результатов рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна *не существует* такого понятия как ураганные пробы с

очень высокими содержаниями полезного компонента, которое имеет место при геологических и геохимических методах опробования. В расчет принимаются все значения концентраций полезного компонента, как бы велики они ни были, за исключением тех, которые превышают содержания этого элемента в чистых минералах, которыми представлено оруденение на исследуемом объекте. Если же при интерпретации такие значения концентраций все-таки получаются, то это означает, что градуировочный график в области высоких содержаний не соответствует реальному, завышает значения и требует корректировки. Эта корректировка может быть осуществлена по результатам измерения регистрируемого параметра на образце из чистого минерала, которым представлено оруденение. Это измерение и будет крайней точкой графика в области больших содержаний.

2.1.1.6. *Оценка достоверности и точности результатов каротажа и опробования*

2.1.1.6.1. Оценка достоверности и точности результатов рентгенорадиометрического каротажа и опробования на каждом месторождении осуществляется путем сопоставления его данных с данными метода опробования, признанного на данном геологическом объекте достоверным. Обычно это – химический анализ проб керна, выход которого по рудным сопоставляемым интервалам должен быть не ниже 70%. Не рекомендуется использовать для таких сопоставлений данные шламового метода опробования скважин, достоверность которого крайне низка и сомнительна, особенно в процессе проведения производственных разведочных работ.

2.1.1.6.2. Оценку достоверности и точности результатов рентгенорадиометрического каротажа и опробования проводят в полном соответствии с требованиями «Методических указаний по оценке достоверности данных ядерно-геофизических методов опробования, получаемых при разведке месторождений твердых полезных ископаемых, РД-41-06-125-90» / Ред. И.М. Хайкович, С.И. Савосин. – М.-Л.: Мингео СССР, 1990.

2.1.1.6.3. Рудные пересечения, по которым производятся сопоставления, должны быть равномерно распределены по исследуемому геологическому объекту и перекрывать весь диапазон концентраций полезного ископаемого от рудовмещающих пород или забалансовых некондиционных руд вплоть до самых богатых руд, встречающихся на месторождении. При этом весь массив отобранных для сопоставления рудных пересечений разбивается на классы по содержаниям определяемого элемента. В каждом классе должно быть не менее 20 интервалов. Классов содержаний должно быть не менее четырех: забалансовые, бедные, рядовые, богатые руды. В основу классификации кладутся промышленные геологические требования к данному виду минерального сырья. Так, например, граница забалансовых руд проводится по бортовым или минимальным промышленным содержаниям полезного ископаемого, установленным на данном месторождении.

2.1.1.6.4. Сопоставление данных рентгенорадиометрического и геологического опробования проводится в каждом классе путем вычисления систематических и случайных расхождений и оценки их значимости по правилам математической статистики.

2.1.1.6.5. Систематическое расхождение $\bar{Z}$ между данными рентгенорадиометрического $\bar{x}$ и кернового $\bar{y}$ опробования в каждом из выделенных классов оценивают по разности средних (средневзвешенных) значений сравниваемых параметров в соответствии с формулой

$$\bar{Z} = \sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)/n = \sum_{i=1}^{n} Z_i/n = \bar{x} - \bar{y},$$

где x_i и y_i – результаты рентгенорадиометрического и кернового опробования по единичным рудным пересечениям; $Z_i = x_i - y_i$; $\bar{x}$, $\bar{y}$ – средние (средневзвешенные) значения параметров x и y в классе содержаний; n – число сопоставляемых пар.

2.1.1.6.6. Статистическую значимость систематического расхождения $\bar{Z}$ оценивают по t-критерию Стьюдента

$$t = |\bar{Z}|\sqrt{n}/S_Z,$$

где

$$S_Z = \sqrt{\sum_{i=1}^{n}(Z_i - \bar{Z})^2/(n-1)}.$$

Если при доверительной вероятности $P = 0{,}95$ (уровень значимости 0,05) и числе степеней свободы (числе сопоставлений) $V = n - 1$ полученное значение $t \le t_V^{(1)}$, то найденное систематическое расхождение $\bar{Z}$ считают случайным и незначимым, т. е. значимое систематическое расхождение отсутствует. Если же при $P = 0{,}99$ (уровень значимости 0,01) $t \ge t_V^{(2)}$, то между $\bar{x}$ и $\bar{y}$ существует значимое систематическое расхождение, определяемое величиной $\bar{Z}$, и требуется корректировка реального градуировочного графика, по которому проводилась количественная интерпретация результатов каротажа или опробования. Если $t_V^{(1)} < t < t_V^{(2)}$, то необходимо увеличить число сопоставлений n в классе содержаний. Значения t_V для $P = 0{,}95$ и $P = 0{,}99$ табулированы в зависимости от числа n [например, см. пункт 2.1.1.8.3].

2.1.1.6.7. Среднеквадратическое случайное расхождение между данными рентгенорадиометрического и кернового опробования вычисляется по формуле

$$S_{P-r} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2/(2n)};$$

оба вида опробования считаются равноточными, если отсутствуют значимые систематические расхождения между ними.

2.1.1.6.8. Для оценки достоверности и точности рентгенорадиометрического опробования по сравнению с опробованием керна необходимо знать собственную воспроизводимость результатов каждого из них. Воспроизводимость рентгенорадиометрического каротажа и опробования оценивается по результатам основных и повторных измерений в соответствии с пунктом 2.1.1.5.2 и характеризуется относительным среднеквадратическим отклонением S_{P-P}.

Воспроизводимость геологического опробования (по керну) S_{r-r} можно оценить по результатам химического анализа двух половинок керна по сопоставляемым интервалам или по данным повторного пробоотбора. Расхождение S_{r-r} должно учитывать природную гетерогенность оруденения, поэтому для его оценки нельзя использовать дубликаты ранее отобранных и проанализированных проб. На величину S_{r-r} не распространяются допуски, установленные инструкциями для химического анализа проб, поскольку из-за природной неравномерности в распределении оруденения она может во много раз превосходить эти нормы. Значение S_{r-r} вычисляется по той же формуле, что и S_{P-r} [см. пункт 2.1.1.6.7].

2.1.1.6.9. По вычисленным значениям S_{P-P}, S_{r-r} и S_{P-r} проверяется условие равенства дисперсий сравниваемых методов. Результаты рентгенорадиометрического каротажа и опробования признаются достоверными, если одновременно выполняются следующие условия: $S^2_{P-P} \le S^2_{r-r}$; $S^2_{P-r} \le 2S^2_{P-P}$. Если же хоть одно из этих условий нарушено, то оценку статистической значимости расхождения осуществляют по F-критерию Фишера: $F^{(1)} = S^2_{P-P}/S^2_{r-r}$; $F^{(2)} = S^2_{P-r}/2 \cdot S^2_{r-r}$. Дисперсии считаются равнозначными, если вычисленные значения $F^{(1)}$ и $F^{(2)}$ при доверительной вероятности $P = 0{,}95$ (уровень значимости 0,05) и числе степеней свободы (количестве сопоставлений) $V_1 = n_1$ и $V_2 = n_2$ не превышают табличных значений $F^{(1)}_{V_1}$ и $F^{(2)}_{V_2}$ (например, см. пункт 2.1.1.8.3). Если же это условие не выполняется, то дисперсии сравниваемых методов неодинаковы и неравнозначны. Это означает, что методика реализации какого-то из методов требует усовершенствования. Если достоверными считаются результаты геологического опробования керна, то корректировке подлежит методика рентгенорадиометрического каротажа или опробования. Если же сравнение данных каротажа и опробования производится с данными недостоверного геологического метода опробования, например шламового метода, то корректировке и контролю следует подвергнуть технологию отбора и обработки шламовых проб в процессе бурения скважин или отказаться от этого вида опробования и заменить его другим, более достоверным способом.

2.1.1.6.10. Оценка реального предела обнаружения определяемого элемента по результатам опытно-методических работ на месторождении может быть осуществлена по результатам опробования в классе забалансовых руд по формуле

$$x_{\Pi} = 2\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2/(2n)}$$

или так же, как в пункте 2.1.1.3.5.10, но с использованием не предварительного, а реального градуировочного графика.

2.1.1.6.11. Выводы о достоверности. Результаты рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна признаются достоверными, если после проведения сопоставления их с данными геологического опробования керна *одновременно* выполняются следующие требования:

- предел обнаружения определяемого элемента ниже его бортового содержания, установленного для данного месторождения;
- значимые систематические расхождения отсутствуют;
- среднеквадратические случайные расхождения одновременно статистически удовлетворяют условиям $S^2_{P-P} \le S^2_{r-r}$; $S^2_{P-r} \le 2S^2_{P-P}$, т. е. дисперсии сравниваемых методов одинаковы и равнозначны, а значения случайных погрешностей рентгенорадиометрического метода не превышают значений случайных погрешностей геологического опробования.

2.1.1.6.12. Если достоверность рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна доказана в сравнении с геологическим опробованием керна по вышеизложенной методике сопоставления, то в дальнейшем на этом месторождении или геологическом объекте рентгенорадиометрический метод каротажа или опробования керна может применяться наряду или взамен геологических методов, а его данные могут использоваться для подсчета запасов полезного ископаемого или для управления процессом его добычи при сохранении внешнего геологического контроля в объеме 10 – 20%.

Однако такое решение выносит не исполнитель работ, а Научно-методический Совет по геофизическим технологиям после апробации материалов сопоставлений, которые должны быть представлены ему на рассмотрение. Решение Совета подлежит утверждению в Министерстве природных ресурсов РФ или в другом ведомстве, в ведении которого находится рассматриваемый геологический объект (см. пункт 2.1.1.2.20).

2.1.1.6.13. При оценке достоверности рентгенорадиометрического каротажа и опробования в качестве сопоставляемых параметров x и y могут быть выбраны либо концентрации определяемого элемента в соответствующих интервалах опробования, либо его линейные запасы в тех же интервалах. На редкометалльных месторождениях и месторождениях цветных металлов с крайне неравномерным или неравномерным распределением оруденения предпочтительнее брать в качестве параметра сравнения линейный запас (метропроцент). На месторождениях черных металлов и минерального сырья со сравнительно равномерным оруденением можно в качестве параметра использовать концентрацию определяемого элемента.

2.1.1.7. ***Геотехнологическая и геохимическая интерпретация результатов каротажа скважин и опробования керна***

2. 7. Диаграммы рентгенорадиометрического каротажа скважин и опробования керна после количественной интерпретации и перевода значений измеряемого параметра в содержания определяемого элемента по реальному градуировочному графику представляют собой не что иное как гистограммы распределения полезного компонента в рудной зоне, зарегистрированные с такой детальностью, которая для геологических методов опробования попросту недоступна. Поэтому они являются уникальным исходным материалом для геохимических построений и прогнозной оценки геотехнологических свойств и качества руд и продуктов их переработки, которые могут быть выполнены без дополнительных капитальных и текущих затрат еще до начала эксплуатации месторождений.

2.1.1.7.2. Выявление закона распределения полезного компонента в рудах месторождения.

2.1.1.7.2.1. Распределение содержаний элемента в руде чаще всего подчиняется либо нормальному, либо логарифмически нормальному (логнормальному) закону. Гипотеза о том или ином законе распределения может быть проверена либо расчетным либо графическим способом.

2.1.1.7.2.2. Расчетный способ проверки осуществляется следующим образом. По всему массиву данных вычисляют центральные моменты нормального распределения:

$$m_1 = q_0 = \sum_{i=1}^{n} q_i / n;$$

$$m_2 = S^2 = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}(q_i - q_0)^2;$$

$$m_3 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(q_i - q_0)^3;$$

$$m_4 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(q_i - q_0)^4,$$

где q_0 – среднеарифметическое (средневзвешенное) значение содержания элемента по всей выборке; q_i – содержание элемента в каждой i-й пробе (интервале), число которых во всей выборке равно n; S – среднеквадратическое стандартное отклонение, а S^2 – арифметическая дисперсия.

По значениям центральных моментов находят асимметрию K и эксцесс E распределения и их стандартные среднеквадратические отклонения σ_K и σ_E

$$K = m_3/m_2^{3/2} = m_3/S^3; \quad \sigma_K = \sqrt{6/n};$$

$$E = \left(m_4/m_2^2\right) - 3 = \left(m_4/S^4\right) - 3; \quad \sigma_E = \sqrt{24/n}.$$

Гипотеза о нормальном законе распределения принимается только при *одновременном* выполнении двух следующих неравенств

$$|K/\sigma_K| < 3; \quad |E/\sigma_E| < 3.$$

Если хотя бы одно из них не выполняется, гипотеза о нормальном распределении оруденения отвергается.

При проверке гипотезы о логнормальном законе распределения проводятся все те же вычисления, но в формулах центральных моментов распределения вместо содержаний q_0 и q_i берутся логарифмы их значений, т. е.:

$$m_1 = \ln q_0 = \sum_{i=1}^{n} \ln q_i / n;$$

$$m_2 = \sigma^2 = \frac{}{n}\sum_{i=1}^{n}\left[\ln\left(q_i/q_0\right)\right]^2;$$

$$m_3 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left[\ln\left(q_i/q_0\right)\right]^3;$$

$$m_4 = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left[\ln\left(q_i/q_0\right)\right]^4,$$

где σ называется стандартным среднеквадратическим логнормальным отклонением, а σ^2 – логарифмической дисперсией.

2.1.1.7.2.3. Графический способ проверки осуществляется следующим образом. Весь массив данных в соответствии с геологическими требованиями разбивается на 10 – 15 классов по содержаниям определяемого элемента так, чтобы в каждом классе содержаний было не менее 5 значений. Количество классов содержаний определяется формулой Стреджесса

$$k \approx 1 + 3{,}3 \lg N,$$

где N общее количество точек в массиве.

В каждом i-м классе содержаний подсчитывается количество n_i значений, попавших в этот класс, причем значения, попавшие на границу классов, включаются в класс меньших содержаний. Затем строится диаграмма дифференциального распределения оруденения по классам содержаний определяемого элемента $n_i = f(q_i)$, где n_i – частость (количество точек) в i-м классе

содержаний q_i. При этом значения n_i каждого класса содержаний относят к его верхней границе. По дифференциальному распределению строят диаграмму нормированных накопленных частот $\sum_{i=1}^{i}(n_i/N)=f(q_i)$, относя нормированную накопленную частоту $\sum_{i=1}^{i}(n_i/N)$ к верхнему значению q_i каждого i-го класса. Верхняя асимптота кривой нормированных накопленных частот соответствует значению интеграла вероятности $\Phi(t)=1$, а нижняя асимптота – его значению $\Phi(t)=0$, т. е. ось ординат (ось нормированных накопленных частот) превращается в ось значений $\Phi(t)$ в линейном масштабе. Задаваясь значениями $\Phi(t)$ для конкретных содержаний q_i, можно вычислить соответствующие им значения t_i, используя асимптотическое разложение интеграла вероятности

$$\Phi(t)=0{,}5\left\{1+\quad-\exp\left(-2t^2/\pi\right)\right]^{1/2}\Big\},$$

откуда

$$t=\frac{2\Phi(t)-1}{|2\Phi(t)-1|}\sqrt{-\frac{\pi}{2}\ln\left\{1-\left[2\Phi(t)-1\right]^2\right.}$$

По найденным значениям t_i и q_i строят график $t_i = f(q_i)$ в линейном масштабе по осям t и q. Все вычисления легко осуществляются с помощью микрокалькулятора или ЭВМ. Если распределение оруденения подчиняется нормальному закону, то график $t_i = f(q_i)$ представляет собой прямую линию, пересекающую ось абсцисс (ось q) в точке, соответствующей среднеарифметическому содержанию q_0 определяемого элемента по всей выборке (всему массиву), а значения q_i, для которых $t_i = \pm1$; $t_i = \pm2$; $t_i = \pm3$, отличаются от q_0 соответственно на величину $\pm S$; $\pm 2S$; $\pm 3S$, где S – среднеквадратическое стандартное отклонение, квадрат которого S^2 является арифметической дисперсией.

Уравнение этой прямой находится методом наименьших квадратов в виде

$$t = aq + b,$$

причем при $t = 0$ среднеарифметическое значение $q_0 = -b/a$, а тангенс угла наклона прямой к оси q равен стандартному среднеквадратическому отклонению $S = 1/a$.

Если график $t_i = f(q_i)$ в линейных координатах t и q не может быть аппроксимирован прямой линией, то строят зависимость $t_i = f(\ln q_i)$, откладывая по оси абсцисс (оси q) опять же в линейном масштабе не q_i, а $\ln q_i$. Если зависимость $t_i = f(\ln q_i)$ аппроксимируется прямой линией, то это значит, что распределение оруденения подчиняется логарифмически нормальному (логнормальному) закону. При этом точка пересечения прямой графика с осью абсцисс соответствует среднеарифметическому значению логарифма содержаний $\overline{\ln q}$, по которому может быть найдено среднегеометрическое значение γ содержаний определяемого элемента в выборке, т. е. $\gamma = \exp\left(\overline{\ln q}\right)$. Значения $\ln q$ (по оси абсцисс), для которых $t_i = \pm1$; $t_i = \pm2$; $t_i = \pm3$, отличаются от $\overline{\ln q}$ соответственно на $\pm\sigma$; $\pm2\sigma$; $\pm3\sigma$, где σ – среднеквадратичное стандартное отклонение логарифмов содержаний, квадрат которого σ^2 – логарифмическая дисперсия. Уравнение прямой линии находится методом наименьших квадратов в виде $t = a\ln q + b$, откуда при $t = 0$ находим $\overline{\ln q} = -b/a$, и, следовательно, $\gamma = \exp\left(-b/a\right)$, а тангенс наклона прямой к оси $\ln q$ равен стандартному логарифмическому отклонению $\sigma = 1/a$.

При аппроксимации графических зависимостей прямыми линиями крайние точки, соответствующие либо очень малым, либо очень большим концентрациям определяемого элемента, могут выпадать из генеральной совокупности значений в силу объективных причин или ошибок опробования. Обычно таких точек очень мало и их исключают из рассмотрения, но если возникают сомнения в правомерности таких действий, то принадлежность таких точек к генеральной совокупности может быть оценена по статистическому критерию Колмогорова-Смирнова

$$\lambda = \Delta t\sqrt{n}/100 < 1{,}35,$$

где Δt – разность ординат (по оси t) между выпавшей точкой и точкой, лежащей на прямой $t = f(q)$; n – общее количество точек в генеральной совокупности.

Если $\lambda > 1{,}35$, то данная точка должна быть либо исключена из рассмотрения, либо следует уточнить вид зависимости, аппроксимирующей всю совокупность рассматриваемых значений

2.1.1.7.2.4. Существует целый класс месторождений рудного и минерального сырья, для которых дифференциальное распределение оруденения является асимметричным левосторонним и не может быть аппроксимировано нормальным или логнормальным законом. К числу таких геологических объектов чаще всего относятся месторождения железистых кварцитов, марганца, хромитов, барита, брусита, бокситов, апатитов, фосфоритов, калийной или поваренной соли, каменного угля, флюорита, целестина и некоторых других полезных ископаемых. Рудные тела на таких месторождениях чаще всего представлены стратиформными пластообразными или линзовидными залежами значительной мощности и протяженности по простиранию со сравнительно высокими средними содержаниями полезного компонента (в несколько десятков процентов) и относительно равномерным распределением оруденения. Руды таких месторождений обычно не отличаются высокой контрастностью по отношению к полезному компоненту и могут рассматриваться в

первом приближении как квазибинарные смеси, состоящие из рудного и безрудного компонентов. Если же для рудного компонента закон распределения не устанавливается, то следует проверить, не подчиняется ли нормальному или логнормальному закону распределение безрудного компонента. Что нередко имеет место на практике и может быть использовано для геологических и технологических оценок и построений.

2.1.1.7.2.5. Выявление закона распределения оруденения необходимо для правильного выбора способа усреднения данных каротажа и опробования при обработке и интерпретации результатов и при их использовании для подсчета запасов полезного ископаемого и технологических прогнозов качества продуктов переработки и обогащения руд, а также для геолого-геохимических заключений и выводов.

2.1.1.7.2.6. Между параметрами нормального и логнормального распределения существуют следующие полезные для практических оценок соотношения:

$$q_0 = \gamma \exp\left(\sigma^2/2\right); \quad S^2 = q_0^2\left[\exp\left(\sigma^2\right)-1\right],$$

а при малых содержаниях полезного компонента $S = q_0\sigma$.

2.1.1.7.3. Коэффициент абсолютного рассеяния оруденения находится с помощью формулы Матерона – де Вийса, утверждающей геостатистический принцип эквивалентности линейных и объемных проб:

$$\sigma^2 = 3\alpha\ln(D/d), \qquad (2.19)$$

где σ^2 – логарифмическая дисперсия содержаний определяемого элемента; d и D – линейные эквиваленты частных проб и рудной залежи соответственно; α – коэффициент абсолютного рассеяния оруденения.

Если величина D неизвестна, то можно использовать вычисления дисперсий по двум опорным интервалам опробования, существенно отличающимся один от другого, например, данные рентгенорадиометрического каротажа или опробования с шагом 5 см и результаты химического анализа проб керна длиной 1 м. Если результатов анализа керна нет, то можно вообще ограничиться данными каротажа, объединяя в пределах рудной зоны соседние короткие интервалы в более длинные и вычисляя по ним средние значения. Имея данные по двум интервалам опробования различной длины d_1 и d_2, вычисляют для каждого из них логарифмические дисперсии σ_1^2 и σ_2^2 по формулам пункта 2.1.1.7.2.2 и получают систему из двух уравнений:

$$\sigma_1^2 = 3\alpha\left(\ln D - \ln d_1\right);$$
$$\sigma_2^2 = 3\alpha\left(\ln D - \ln d_2\right),$$

откуда следует, что коэффициент абсолютного рассеяния оруденения

$$\alpha = \frac{\sigma_2^2 - \sigma_1^2}{3\ln\left(d_1/d_2\right)} \qquad (2.20)$$

Коэффициент абсолютного рассеяния оруденения является важной и универсальной геохимической характеристикой месторождения. Он не зависит от способа опробования, сети отбора проб, их массы и объема и метода анализа. Он объективно характеризует природную изменчивость руд и неравномерность распределения рудного компонента в рудной залежи. Для рудных месторождений $0{,}001 \le \alpha \le 0{,}6$, причем, чем выше значение α, тем больше неравномерность оруденения. Кроме того, с помощью этого коэффициента по формуле Матерона – де Вийса можно переходить от малообъемных проб к пробам большого объема и наоборот, т. е. давать прогнозную оценку эффективности рентгенорадиометрического (или любого другого) метода при покусковой сепарации или порционной сортировке руд.

2.1.1.7.4. Геостатический принцип и формула Матерона – де Вийса, утверждающие эквивалентность объемных и линейных проб, лежат в основе геотехнологической интерпретации и прогнозов по материалам каротажа и опробования. Эквивалентными, по Матерону – де Вийсу, являются такие объемы, которые при данных геометрических формах проб обеспечивают равенство дисперсий сравниваемых признаков. Строго говоря, такие объемы должны быть изотропны и гомотетичны, что никогда не выполняется для рудных месторождений в реальных условиях. Матерон ввел понятие линейного эквивалента объемной пробы, преобразовав формулу де Вийса к виду (2.19), и доказал, что в первом приближении линейная проба длиной a эквивалентна кубической со стороной $a/2{,}7$ и, наоборот, куб со стороной a эквивалентен линии длиной $2{,}7a$.

В табл. 2.2 приведены сведения по эквивалентности линейных и объемных проб, рассчитанные по принципу Матерона – де Вийса с использованием кубического приближения. По этим данным можно осуществлять прогноз эффективности радиометрической обогатимости руд и минерального сырья при порционной сортировке и покусковой сепарации по результатам каротажа скважин или опробования керна. При этом данные по интервалам каротажа и опробования рассматриваются как линейные пробы, для которых рассчитываются соответствующие им объемные показатели сортировки или сепарации. При покусковой сепарации средняя плотность такая же, как и у пород и руд в целике (2,8 г/см³), в то время как при порционной сортировке ее значение существенно ниже (1,6 г/см³), что полезно учесть при прогнозных оценках.

2.1.1.7.5. Выявление и оценка тесноты корреляционной связи между полезными элементами в многокомпонентных комплексных рудах имеют

важное научное и практическое значение как для геолого-геохимических выводов, так и для технологии добычи, обогащения и переработки руд. Результаты рентгенорадиометрического каротажа и опробования представляют собой уникальный материал для решения этой задачи, поскольку детальность исследования рудной залежи этими методами недоступна ни одному другому способу опробования. Данные каротажа и опробования с шагом 5 см практически характеризуют природное распределение элементов в разрезе рудного тела.

Линейная корреляционная связь между концентрациями x_y и y_x выражается уравнениями регрессии в виде

$$x_y = \bar{x} + (y - \bar{y})\frac{\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum_{i=1}^{n}(y - \bar{y})^2};$$

$$y_x = \bar{y} + (x - \bar{x})\frac{\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})^2},$$

где $\bar{x}$ и $\bar{y}$ – средние концентрации элементов в рудном теле по результатам каротажа или опробования; n – количество сопоставляемых пар с концентрациями элементов x и y.

Теснота корреляционной связи определяется коэффициентом корреляции

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n}(y - \bar{y})^2}}.$$

При $r = 0$ корреляционная связь отсутствует; при $r = \pm 1$ она превращается в функциональную, т. е. $-1 \le r \le +1$, причем, чем больше значение r, тем теснее корреляционная связь между величинами x и y. Если $r > 0$, то корреляционная связь является прямой, или положительной, т. е. с увеличением x соответственно возрастает и y и наоборот. Если $r < 0$, то такая связь называется обратной или отрицательной корреляционной связью, т. е. увеличение x приводит к соответствующему уменьшению y и наоборот. Корреляционная связь и коэффициент корреляции зависят от длины интервала опробования. Чем меньше интервал отбора проб, тем ближе получаемые результаты анализа к природному распределению оруденения. По мере увеличения объема или размера отбираемых проб или перемешивания руды при добыче природное распределение оруденения нарушается, концентрации элементов усредняются по массе и объему рудных проб, однако коэффициент корреляции между элементами при этом возрастает.

Если корреляционную зависимость предполагается использовать для количественных оценок содержания одного из элементов по содержаниям другого на разных стадиях разведки и добычи руды, то необходимо оценить тесноту этой связи именно для этих условий, ибо наличие или отсутствие ее в природных условиях еще не означает возможности или невозможности ее практического использования на той или иной стадии рудоподготовки. Оценка производится путем объединения и усреднения результатов рентгенорадиометрического каротажа или опробования по соседним, прилегающим друг к другу интервалам в пределах рудных пересечений до такой длины, которая будет эквивалентна объему соответствующих технологических проб (см. табл. 2.2), с последующим расчетом корреляционных уравнений связи и коэффициента корреляции.

2.1.1.7.6. В обогащении и горном деле геотехнологические свойства руд принято характеризовать контрастностью, т. е. степенью различия кусков, порций или интервалов опробования руды по содержанию в них полезного компонента. Контрастность является основным фактором, влияющим на эффективность и результаты обогащения руд тем или иным методом, в том числе и рентгенорадиометрическим. Количественно контрастность характеризуется показателем контрастности M, который по своему физико-математическому смыслу представляет собой средневзвешенное относительное отклонение содержания полезного компонента в кусках, порциях руды или интервалах опробования от его среднего содержания в опробуемой массе или объеме, т. е.

$$M = (q_0 D)^{-1} \sum_{i=1}^{n} |q_i - q_0| d_i, \qquad (2.21)$$

где q_0 – среднеарифметическое содержание полезного компонента в руде; q_i – содержание полезного компонента в отдельных кусках, порциях или интервалах опробования, общее количество которых равно n; d_i – масса каждого отдельного куска, порции или длина интервала опробования с содержанием полезного компонента в нем, равным q_i; D – общая масса всех кусков, порций или общая длина всех интервалов опробования, в которых среднее содержание полезного компонента равно q_0.

Показатель контрастности M – величина безразмерная. Для каротажа или опробования все интервалы обычно одинаковы по длине, т. е. $d_i = \text{const}$; $D/d_i = n$, следовательно

$$M = (q_0 n)^{-1} \sum_{i=1}^{n} |q_i - q_0|, \qquad (2.22)$$

Таблица 2.2

Эквивалентность линейных и объемных проб

Линейный размер пробы a, м	Параметры эквивалентной объемной (кубической) пробы				Технологический эквивалент
	Линейный размер ребра куба $a\sqrt{2}$, м	Объем куба, м^3	Масса m, при плотности, т/см^3		
			1,6	2,8	
0,01	0,0037	$5,1\cdot10^{-8}$	$8,1\cdot10^{-8}$	$14,3\cdot10^{-8}$	Отсев крупностью менее 15 мм
0,05	0,0185	$6,7\cdot10^{-6}$	$10,7\cdot10^{-6}$	$18,8\cdot10^{-6}$	Кусок крупностью 15 - 25 мм
0,10	0,0370	$5,1\cdot10^{-5}$	$8,2\cdot10^{-5}$	$14,3\cdot10^{-5}$	Кусок крупностью 25 - 50 мм
0,25	0,0925	$7,95\cdot10^{-4}$	$12,7\cdot10^{-4}$	$22,3\cdot10^{-4}$	Кусок крупностью 75 - 100 мм
0,50	0,185	$6,35\cdot10^{-3}$	$10,2\cdot10^{-3}$	$17,8\cdot10^{-3}$	Порция 10 - 20 кг
1,0	0,37	$5,1\cdot10^{-2}$	$8,2\cdot10^{-2}$	$14,3\cdot10^{-2}$	Порция 100 - 150 кг
1,5	0,50	0,125	0,20	0,35	Порция 200 - 300 кг
2,0	0,74	0,410	0,82	1,15	Порция 1 т
2,5	0,925	0,79	1,26	2,2	Порция 1,5 - 2,0 т
3,0	1,11	1,36	2,18	3,8	Вагонетка емкостью 1 - 2 м^3
3,5	1,30	2,20	3,52	6,2	Вагонетка емкостью 2 - 3 м^3
4,0	1,48	3,24	5,18	9,1	Вагонетка емкостью 3 - 4 м^3
4,5	1,67	4,66	7,46	13,1	Вагонетка емкостью 4 - 5 м^3
5,0	1,85	6,70	10,72	18,8	Самосвал грузоподъемн. 10 - 20 т
6,0	2,22	10,9	17,5	30,6	Самосвал грузоподъемн. 20 - 30 т
7,0	2,59	17,4	27,8	48,6	Самосвал грузоподъемн. 30 - 50 т
8,0	2,96	25,9	41,5	72,6	Вагон грузоподъемн. 50 - 75 т
9,0	3,33	36,9	59,1	103,4	Вагон грузоподъемн. 75 - 100 т
10,0	3,70	50,7	81,0	141,8	Вагон грузоподъемн. 100 - 150 т
15,0	5,56	172,0	275,0	481,6	Вагон грузоподъемн. 250 - 500 т
20,0	7,41	407,0	651,0	1140,0	Вагон грузоподъемн. 500 - 1000 т

причем, и q_0, и q_i рассчитываются по результатам рентгенорадиометрического метода, а не по данным химических анализов керна.

Формулы (2.21), (2.22) справедливы для нормального закона распределения оруденения. Если учесть, что среднее абсолютное отклонение

$$\Delta = n^{-1}\sum_{i=1}^{n}|q_i - q_0| = S\sqrt{2/\pi},$$

где S – среднеквадратическое стандартное отклонение, то показатель контрастности для нормального закона распределения оруденения может быть представлен в виде

$$M = \Delta/q_0 = (S/q_0)\sqrt{2/\pi} \approx 0{,}8\,S/q_0. \qquad (2.23)$$

В случае логнормального распределения оруденения показатель контрастности зависит только от логарифмической дисперсии σ^2 и имеет вид

$$M = 2\sqrt{1-\exp\left[-\left(\sigma^2/2\pi\right)\right]} \qquad (2.24)$$

Независимо от закона распределения оруденения, как следует из формул (2.22), (2.24), показатель контрастности изменяется от 0 до 2, т. е. $0 \le M \le 2$. Классификация руд по показателю контрастности M приведена в таблице 2.3. Чем выше контрастность руды и больше значение M, тем эффективнее она поддается предварительной концентрации, в том числе и радиометрическими методами.

Таблица 2.3

Классификация руд по показателю контрастности M

Группа	Показатель M
Неконтрастные	< 0,4
Слабоконтрастные	0,4 – 0,7
Среднеконтрастные	0,7 – 1,1
Высококонтрастные	1,1 – 1,5
Особоконтрастные	> 1,5

В действительности для реальных руд показатель контрастности M никогда не достигает своего максимального значения, равного 2, так как любой элемент представлен в руде своей минералогической формой, в которой его концентрация q_M всегда меньше 100 % ($q < 1$), т. е. $\sigma^2 < \ln(q_M/q_0)$, а

$$M < 2\sqrt{1-(q_0/q_M)^{(1/2\pi)}}. \qquad (2.25)$$

Таблица 2.4

Максимальные значения показателя контрастности M для основных рудных элементов, представляемых в руде их главными минералогическими разновидностями [расчет по формуле (2.25)]

Рудный элемент	Основной рудный минерал	Содержание элемента в минерале, %	Содержание элемента в руде, %	Максимальные значения показателя контрастности M
Хром	Хромит	55,0	30-50	0,61-0,25
Железо	Магнетит	72,4	30-65	0,75-0,26
Фтор	Флюорит	48,8	20-48	0,73-0,10
Барий	Барит	58,8	20-55	0,80-0,21
Фосфор	Апатит	18,0	5-15	0,86-0,34
Литий	Сподумен	3,7	0,3-0,6	1,15-1,00
Цинк	Сфалерит	67,0	2,2-17,1	1,3-0,88
Бериллий	Берилл	5,1	0,1-0,4	1,36-1,15
Сурьма	Антимонит	71,3	1,5-5,0	1,36-1,17
Свинец	Галенит	86,6	1,6-13,0	1,37-1,02
Никель	Пентландит	40,0	0,7-5,0	1,38-1,06
Медь	Халькопирит –	34,5	0,8-3,5	1,44-1,10
	борнит –	63,3	0,8-3,5	1,44-1,10
	халькозин	79,8	0,8-3,5	1,44-1,10
Ниобий	Пирохлор	44,0	0,2-2,5	1,52-1,21
Цезий	Поллуцит	30,0	0,1-0,3	1,51-1,44
Кобальт	Кобальтин	35,5	0,1-0,5	1,56-1,40
Олово	Касситерит	78,8	0,2-0,8	1,57-1,44
Висмут	Висмутин	81,2	0,2-0,5	1,57-1,49
Ртуть	Киноварь	86,2	0,1-4,0	1,62-1,24
Вольфрам	Вольфрамит-	76,5	0,1-0,8	1,62-1,44
	шеелит	80,6	0,1-0,8	1,62-1,44
Молибден	Молибденит	60,0	0,04-0,30	1,66-1,51
Уран	Уранинит	50,0-65,0	0,03-0,10	1,68-1,59
Тантал	Танталит	70,4	0,02-0,08	1,71-1,62
Золото	Самородное	100,0	0,0004-0,0020	1,86-1,79

Отсюда видно, что чем выше q_0, тем меньше σ^2 и M. В табл. 2.4 приведены максимальные значения M, рассчитанные по формуле (2.25) для основных рудных элементов, представленных минералогическими разностями на месторождениях. Из таблицы видно, что руды железа, бария, хрома, марганца, фтора, фосфора и некоторых других элементов, отличающиеся повышенными средними содержаниями полезных компонентов, в лучшем случае будут слабоконтрастными, в то время как руды урана, золота, молибдена, вольфрама и других редких и благородных металлов с чрезвычайно низкими средними содержаниями относятся к высококонтрастным или особоконтрастным.

Большинство руд цветных (медь, цинк, свинец, никель, олово) и редких (олово, сурьма, ртуть, цезий, тантал, ниобий, кобальт, литий, бериллий и др.) металлов относятся к среднеконтрастным или высококонтрастным в зависимости от их среднего содержания в руде. Но даже для самородных элементов (например, золото или платина) всегда $M < 2$, так как значение показателя контрастности зависит от массы куска, порции или размера интервала опробования следующим образом

$$M = 2\sqrt{1-\left(d_2/d_1\right)^{3a/2\pi}\exp\left[-\left(\sigma_1^2/2\pi\right)\right]},$$

где σ_1^2, d_1, d_2 имеют тот же смысл, что и в формуле (2.20).

По этой формуле можно прогнозировать показатель контрастности руды в зависимости от длины интервала опробования и, пользуясь эквивалентами линейных и объемных проб (табл. 2.2), рассчитывать его значения для различных стадий рудоподготовки, начиная от крупнопорционной сортировки и покусковой сепарации вплоть до гравитационных и флотационных процессов обогащения, оценивая таким образом их эффективность.

Показатель контрастности M для тех или иных условий рудоподготовки (порционная сортировка, сепарация) может быть рассчитан непосредственно по формулам (2.22) или (2.24) с использованием данных рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна путем объединения и усреднения результатов по соседним, прилегающим друг к другу интервалам в пределах рудных зон до такой длины, которая эквивалентна объему соответствующих технологических проб (таблица 2.2).

2.1.1.7.7. Для рудных месторождений, указанных в пункте 2.1.1.7.2, показатель контрастности может быть вычислен для безрудного компонента. Между показателем контрастности рудного компонента M и показателем контрастности безрудного компонента M' для квазибинарной смеси существует соотношение $M'(1-q_0) = Mq_0$, где q_0 – среднее содержание рудного компонента в руде. Это соотношение можно использовать для прогнозных оценок контрастности рудного компонента по безрудной фракции.

2.1.1.7.8. Показатель признака разделения характеризует применимость выбранного метода и конкретной методики его реализации для решения поставленной технологической задачи. Признаком разделения в обогащении фактически называется параметр, измеряемый при рентгенорадиометрическом каротаже или опробовании керна. Показатель признака разделения $П$ рассчитывается по формуле

$$П = \left(q_0 n\right)^{-1}\sum_{i=1}^{n}\left|q_i - q_0\right|,$$

которая отличается от формулы (2.22) только тем, что здесь q_0 вычисляется по данным химических анализов керна, в то время как значения q_i берутся по результатам рентгенорадиометрического метода. С учетом этого различия

для показателя $П$ справедливы все соотношения и формулы, что и для показателя $М$, как при нормальном, так и при логнормальном законе распределения оруденения или безрудной фракции (см. п.п. 2.1.1.7.6 – 2.1.1.7.7). Для вычисления параметра $П$ необходимо среднее содержание полезного компонента q_0 вычислить по результатам химического анализа проб керна, а данные рентгенорадиометрического метода q_i привести к длине керновых проб путем объединения и усреднения соседних интервалов в пределах рудных пересечений, после чего воспользоваться вышеприведенной формулой. Отношение $Э = П/М$ характеризует степень соответствия разделительного признака (измеряемого параметра при рентгенорадиометрическом каротаже или опробовании) содержаниям полезного компонента и называется в обогащении эффективностью признака разделения. Чем ближе значение $Э$ к единице, тем эффективнее применение выбранного метода анализа и методики его реализации для решения поставленной технологической задачи.

2.1.1.7.9. Показатели $М$, $П$ и $Э$ характеризуют способность руды к предварительной концентрации с применением рентгенорадиометрической сортировки и сепарации и определяют целесообразность включения этих процессов в общий технологический цикл рудоподготовки, обогащения и переработки руд. Вместе с тем следует иметь в виду, что формальное использование этих показателей в отрыве от вида минерального сырья и стоящих технологических задач может привести к неверным выводам и заключениям. Показатели $М$, $П$ и $Э$ правильно отражают эффективность предконцентрации только для месторождений, руды которых обладают высокой или средней контрастностью. Для слабоконтрастных или неконтрастных руд эффективность предконцентрации определяется не столько параметрами $М$, $П$ и $Э$, сколько теми технологическими требованиями, которые предъявляются к качеству конечных продуктов обогащения, а также их стоимостью и экологическими условиями. Это прежде всего относится к месторождениям руд и минерального сырья, о которых речь идет в пункте 2.1.1.7.2.4. Поэтому окончательное заключение об эффективности и целесообразности применения радиометрических методов сортировки и сепарации в процессе рудоподготовки следует делать по прогнозным таблицам качества руд и продуктов их переработки, которые могут быть составлены по результатам каротажа скважин и опробования керна.

2.1.1.7.10. Образец прогнозной таблицы показателей обогащения руды, составленной по результатам рентгенорадиометрического каротажа скважин или опробования керна в самом общем виде показан в табл. 2.5. В таблице 10 столбцов, из которых столбцы 1 – 4 есть не что иное, как дифференциальное распределение рудного компонента (элемента) в исходной руде по классам содержаний, которое строится так же, как это описано в пункте 2.1.1.7.2.3. Средние содержания q_i в каждом классе и по всему массиву в целом (q_0) подсчитываются путем усреднения данных каротажа или опробования в соответствии с законом распределения оруденения для данного объекта. Относительный выход каждого класса γ_i определяется отношением количества точек в данном классе к общему количеству интервалов опробования в массиве. Извлечение рудного компонента в класс рассчитывается по формуле $\varepsilon_i = q_i \gamma_i / q_0$. Величины q, γ, ε принято выражать в процентах, причем $\sum_{i=1}^{n} \gamma_i = 100$, $\sum_{i=1}^{n} \varepsilon_i = 100$. Столбцы 5 – 7 дают характеристику обогащенного продукта, или, как это принято называть в горном деле и обогащении, концентрата, а столбцы 8 – 10 характеризуют отвальную фракцию, или хвосты. Правила расчета этих продуктов видны из самой табл. 2.5. При этом значения параметров в последней строке 5-го и 7-го столбцов должны быть равны нулю, 8-го и 10-го столбцов – 100, а 9-го столбца – q_0.

Табл. 2.5 позволяет ответить на два основных вопроса

- определить выход и качество продуктов обогащения (концентрата и отвальной фракции), в зависимости от содержания полезного компонента в исходной товарной руде

- задаваясь качеством продуктов обогащения (концентрата или отвальной фракции) определить требования к исходной товарной руде по содержанию полезного компонента. Тем самым определяются требования к процессу рудоподготовки, т. е. к порогу предконцентрации (радиометрической сортировки или сепарации), если таковую предполагается использовать в технологической схеме добычи и переработки руд или минерального сырья

2.1.1.7.11. Если руда может быть представлена в виде квазибинарной смеси, состоящей из полезного компонента и наполнителя, а определение полезного компонента по каким-либо причинам (техническим, методическим или экономическим) затруднительно, в то время как определение наполнителя более просто, то прогнозная таблица типа табл. 2.5 может быть построена по данным анализа наполнителя, а затем пересчитана для полезного компонента с учетом соотношения $q_н = 100 - q$, где $q_н$, q – содержания наполнителя и полезного компонента, %.

2.1.1.7.12. Прогнозная табл. 2.5 является исходным материалом для технико-экономического обоснования технологических схем рудоподготовки с использованием радиометрической сортировки и сепарации для предварительной концентрации руд и минерального сырья. В части, касающейся порционной радиометрической сортировки (вагонетки, самосвалы, вагоны), этот материал является достаточным для оценки эффективности и принятия соответствующего решения о включении процесса в общую технологическую схему, поскольку порционная сортировка не зависит от крупности сортируемого материала

Иначе дело обстоит при решении аналогичных вопросов в отношении покусковой сепарации, ибо рентабельность этого процесса и целесообразность его включения в технологическую схему зависят от выхода кусковой

Прогнозные показатели рентгенорадиометрического обогащения
каротажа скважин

Показатели			Значения	
Исходная руда	Класс содержаний, %		$0-q_1$	q_1-q_2
	Относительный выход класса, %		γ_1	γ_2
	Среднее содержание в классе, %		$\bar{q}_1$	$\bar{q}_2$
	Извлечение в класс, %		$\varepsilon_1=\frac{\bar{q}_1\gamma_1}{q_0}$	$\varepsilon_2=\frac{\bar{q}_2\gamma_2}{q_0}$
Продукты обогащения	Обогащенный (концентрат)	Выход, %	$100-\gamma_1$	$100-(\gamma_1+\gamma_2)$
		Содержание, %	$q_{к1}=\frac{q_0(100-\varepsilon_1)}{100-\gamma_1}$	$q_{к2}=\frac{q_0[100-(\varepsilon_1+\varepsilon_2)]}{100-(\gamma_1+\gamma_2)}$
		Извлечение, %	$100-\varepsilon_1$	$100-(\varepsilon_1+\varepsilon_2)$
	Отвальный (хвосты)	Выход, %	γ_1	$\gamma_1+\gamma_2$
		Содержание, %	$q_{х1}=\frac{q_0\varepsilon_1}{\gamma_1}$	$q_{х2}=\frac{q_0(\varepsilon_1+\varepsilon_2)}{\gamma_1+\gamma_2}$
		Извлечение, %	ε_1	$\varepsilon_1+\varepsilon_2$

Таблица 2.5

(порционной сортировки, покусковой сепарации) руд по результатам
или опробования керна

показателей				
q_2-q_3	...	$q_{i-1}-q_i$	Сумма	Среднее
γ_3	...	γ_i	$\sum_{(i)}\gamma_i=100$	
$\bar{q}_3$	...	$\bar{q}_i$		q_0
$\varepsilon_3=\frac{\bar{q}_3\gamma_3}{q_0}$	...	$\varepsilon_i=\frac{\bar{q}_i\gamma_i}{q_0}$	$\sum_{(i)}\varepsilon_i=100$	
$100-(\gamma_1+\gamma_2+\gamma_3)$	...	$100-\sum_{(i)}\gamma_i=0$		
$q_{к3}=\frac{q_0[100-(\varepsilon_1+\varepsilon_2+\varepsilon_3)]}{100-(\gamma_1+\gamma_2+\gamma_3)}$	...			
$100-(\varepsilon_1+\varepsilon_2+\varepsilon_3)$	...	$100-\sum_{(i)}\varepsilon_i=0$		
$\gamma_1+\gamma_2+\gamma_3$	...	$\sum_{(i)}\gamma_i=100$		
$q_{х3}=\frac{q_0(\varepsilon_1+\varepsilon_2+\varepsilon_3)}{\gamma_1+\gamma_2+\gamma_3}$	...	$q_{хi}=q_0$		
$\varepsilon_1+\varepsilon_2+\varepsilon_3$	...	$\sum_{(i)}\varepsilon_i=100$		

фракции, которая может быть подвергнута сепарации. Выход такой фракции может оказаться настолько малым, что процесс сепарации окажется нерентабельным. Поэтому для окончательного решения вопроса об эффективности сепарации необходимо знать гранулометрический состав товарной руды, прогнозировать который по результатам каротажа скважин или опробования керна заранее не представляется возможным. Гранулометрический состав руд зависит не только от механической крепости (твердости) горных пород и руд, но и от способов и механизмов их механической обработки (дробления, грохочения и т.д.). При этом в процессе дробления и грохочения в зависимости от механических свойств руд мелкая несепарируемая фракция крупностью менее 25 мм может либо обогащаться полезным компонентом, либо, наоборот, обедняться. Если использовать для прогнозирования общие представления о крепости пород и процессах дробления и грохочения, то прогноз утрачивает конкретность и становится весьма расплывчатым. Обычно гранулометрический состав руд определяют по дополнительному исследованию специальных технологических проб, отбираемых из рудных тел или пересечений на месторождении, при этом для изучения гранулометрии нельзя использовать керн скважин, поскольку диаметром керна уже заданы два из трех независимых размеров куска. При наличии сведений о гранулометрическом составе руд эффективность процесса покусковой сепарации может быть оценена более определенно, а по совокупности всех данных может быть составлена и рассчитана предварительная технологическая схема рудоподготовки с использованием радиометрических процессов опробования, порционной сортировки и покусковой сепарации.

2.1.1.7.13. Предварительная технологическая схема рудоподготовки, рассчитанная по результатам каротажа скважин или опробования керна, может выглядеть следующим образом.

А. Взрывная отбойка (валовая или селективная) руды с получением горной массы со средним содержанием полезного компонента q_0 и объемом (массой), соответствующим линейному эквиваленту мощности рудной зоны (см. табл. 2.2. и пункт 2.1.1.7.4).

Б. Радиометрическая крупнопорционная сортировка горной массы на рудоконтролирующих станциях в транспортных емкостях (вагонетки, самосвалы) по содержанию полезного компонента с разделением на следующие фракции:

- отвальная фракция с содержанием полезного компонента ниже, чем в хвостах обогатительной фабрики, направляется в отвал. Для отвальной фракции выход – $\gamma_п$; содержание – $q_п$; извлечение – $\varepsilon_п = \gamma_п q_п/q_0$;

- некондиционная руда с содержанием выше, чем в хвостах обогатительной фабрики, но ниже бортового содержания, установленного для данного месторождения. Для этой фракции выход – $\gamma_{нк}$; содержание – $q_{нк}$; извлечение – $\varepsilon_{нк} = \gamma_{нк} \cdot q_{нк}/q_0$;

- забалансовая руда с содержанием выше бортового, но ниже минимально промышленного, установленного для данного месторождения. Для этой фракции выход – γ_3; содержание – q_3; извлечение – $\varepsilon_3 = \gamma_3 q_3/q_0$;

- промышленная (кондиционная) руда с содержанием выше минимально промышленного, установленного для данного месторождения. Для фракции промышленных руд выход – $\gamma_к$; содержание – $q_к$; извлечение – $\varepsilon_к = \gamma_к q_к/q_0$.

- богатая руда, которая отправляется на переработку без предварительного обогащения, иногда выделяется на некоторых месторождениях. Нижняя граница содержаний полезного компонента устанавливается для таких руд, исходя из конкретных геологических и технологических условий. Если богатые руды выделяют при сортировке, то для них выход – $\gamma_б$; содержание – $q_б$; извлечение – $\varepsilon_б = \gamma_б \cdot q_б/q_0$.

В. Далее могут быть рассмотрены различные варианты технологической схемы, в которых радиометрической сепарации и складированию подвергаются некондиционные, забалансовые или промышленные фракции руды в той или иной комбинации. Например, складируется некондиционная руда, а сепарации подвергаются забалансовая и промышленная, или сепарируются некондиционная и забалансовая фракции, а промышленная идет на обогатительную фабрику без предконцентрации, или сепарируется только промышленная руда, а складируются некондиционная и забалансовая и т. д. В любом случае фракции, подвергающиеся покусковой сепарации, предварительно поступают на среднее дробление до крупности не более 150 мм, с последующим грохочением (разделением) на классы крупности: 25 – 50 мм, 50 – 75 мм, 75 – 150 мм и отсев (менее 25 мм). По результатам дробления, грохочения и анализа продуктов составляется табл. 2.6, по которой определяется выход каждого класса крупности, в том числе и несепарируемого (отсева), содержание в них полезного компонента и извлечение его в этот класс.

Таблица 2.6

Гранулометрический состав и распределение полезного компонента во фракции некондиционных руд, направляемых на радиометрическую сепарацию

Класс крупности, мм	Выход класса крупности, %		Среднее содержание в классе, %	Извлечение в классе крупности, %	
	от фракции	от руды		от фракции	от руды
25-50	γ_1	$\gamma_1\gamma_{нк}$	q_1	$q_1\gamma_1/q_{нк}$	$q_1\gamma_1\gamma_{нк}/q_0$
50-75	γ_2	$\gamma_2\gamma_{нк}$	q_2	$q_2\gamma_2/q_{нк}$	$q_2\gamma_2\gamma_{нк}/q_0$
75-100	γ_3	$\gamma_3\gamma_{нк}$	q_3	$q_3\gamma_3/q_{нк}$	$q_3\gamma_3\gamma_{нк}/q_0$
Отсев (менее 25)	γ_4	$\gamma_4\gamma_{нк}$	q_4	$q_4\gamma_4/q_{нк}$	$q_4\gamma_4\gamma_{нк}/q_0$
Исходная фракция	100	$\gamma_{нк}$	$q_{нк}$	100	$q_{нк}\gamma_{нк}/q_0$

Из этой же таблицы видно, обогащается или обедняется несепарируемый класс (отсев) полезным компонентом в процессе дробления и грохочения. В табл. 2.6 дан пример расчета для фракции некондиционных руд.

Г. Радиометрическая покусковая сепарация, эффективность которой устанавливается по табл. 2.5, а расчет продуктов обогащения производится по данным табл. 2.5 и 2.6. Отвальная фракция сепарации направляется в отвал, а обогащенная объединяется с промышленной и направляется на фабрику для дальнейшей переработки. Обычно к этим фракциям присоединяется и отсев, если в процессе дробления и грохочения он обогащается полезным компонентом или не обедняется им до степени забалансовых руд.

2.1.1.8. ***Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по рентгенорадиометрическому каротажу скважин, опробованию керна и смежным вопросам***

2.1.1.8.1. Требования к геофизическому опробованию при подсчете запасов месторождений металлов и нерудного сырья / Под ред. А.М. Быбочкина. – М., 1989, 27 с. (ГКЗ при Совмине СССР).

2.1.1.8.2. Требования к изучению радиометрической обогатимости минерального сырья при разведке месторождений металлических и неметаллических полезных ископаемых / Под ред. М.В. Толкачева. – М., 1993, 26 с. (ГКЗ Минприроды РФ).

2.1.1.8.3. Методические указания по оценке достоверности данных ядерно-геофизических методов опробования, получаемых при разведке месторождений твердых полезных ископаемых. РД 41-06-125-90 / Под ред. И.М. Хайковича и С.И. Савосина. – М.-Л., 1990, 48 с. (Мингео СССР, МНТК «Геос», НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.4. Методические рекомендации по комплексированию ядерно-геофизических методов при выявлении рудных зон в разрезах скважин на коренных месторождениях золота. Р 41-06-085-88 / Ю.В. Федюнин, В.Ф. Караниколо, Ю.Н. Свечкарев. – М., 1988, 52 с. (Мингео СССР, МНТК «Геос»).

2.1.1.8.5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах / Под ред. Н.Н. Сохранова. – М.: Недра, 1985. – 216 с. (Мингео СССР, Миннефтепром СССР).

2.1.1.8.6. Правила безопасности при геологоразведочных работах / Сост. О.А. Бурдин, В.Г. Климин. – М.: Недра, 1991. –224 с.

2.1.1.8.7. Правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений при поисках и разведке полезных ископаемых / Сост. В.В. Никольский, Ю.С. Середин, Н.В. Сизикова и др. – М.: 1990. –110 с. (Мингео СССР).

2.1.1.8.8. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности – ОСПОРБ – 99. М.: Минздрав России, 2000. –100 с.

2.1.1.8.9. Нормы радиационной безопасности НРБ-99 – М.: 1999. –116 с. (Минздрав России).

2.1.1.8.10. Правила безопасности при транспортировании радиоактивных веществ ПБТРВ-73 – М.: Атомиздат, 1974. –104 с.

2.1.1.8.11. Рентгенорадиометрический каротаж. Методические рекомендации / Сост. Ю.П. Яншевский, А.П. Очкур, М.В. Свинин. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1987 –64 с.

2.1.1.8.12. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию руд на олово в коренном залегании, потоке горной массы и продуктах переработки для подсчета запасов, оперативного контроля и регулирования технологического процесса при разведке, добыче и обогащении на объектах Хрустальненского ГОКа / В.А. Мейер, В.С. Нахабцев, М.И. Кротков и др. – Кавалерово – Л., 1976, 52 с. (Минцветмет СССР, ЛГУ).

2.1.1.8.13. Временная инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию руд на общее олово при эксплуатационной разведке и отработке месторождений Солнечного ГОКа / Е.П. Леман, Н.Г. Болотова, В.Б. Юшко и др. – Л., 1976, 40 с. (Минцветмет СССР, НПО «Геофизика»). То же – Л. – Солнечный, 1975, 40 с. (Минцветмет СССР, Солнечный ГОК).

2.1.1.8.14. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию подземных скважин и горных выработок на медь при эксплуатационной разведке и отработке месторождений Солнечного ГОКа / Е.П. Леман, Н.Г. Болотова, В.Б. Юшко и др. – Л., 1980, 60 с. (НПО «Геофизика»).

2.1.1.8.15. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию горных выработок и керна скважин на вольфрам и молибден при детальной, эксплуатационной разведке и отработке месторождений Тырныаузского ГМК / Е.П. Леман, Н.Г. Болотова, П.Я. Шедевец, В.П. Дурнов. – Л., 1978, 60 с. (НПО «Геофизика»).

2.1.1.8.16. Инструкция по рентгенорадиометрическому каротажу при поисках и разведке оловорудных месторождений / Сост. Ю.П. Яншевский, А.П. Очкур, М.В. Свинин. – Л., 1986, 48 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.17. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию горных выработок на молибден при разведке и отработке месторождений урано-молибденовых руд / Е.П. Леман, В.А. Золотницкий, Н.А. Мац и др. – Л., 1980, 72 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.18. Инструкция по определению содержаний молибдена и циркония в комплексных уран-молибден-циркониевых рудах при рентгенорадиометрическом опробовании горных выработок с аппаратурой РРК-103 / Е.П. Леман, Н.А. Мац, В.А. Золотницкий и др. – Л., 1984, 80 с. (Мингео СССР).

2.1.1.8.19. Методические рекомендации по рентгенорадиометрическому каротажу сухих скважин на молибден на месторождениях урано-молибденовых руд / В.А. Золотницкий, Н.А. Мац, Е.П. Леман и др. – Л., 1987, 88 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.20. Методические рекомендации по рентгенорадиометрическому опробованию на селен и уран керна и необработанных керновых проб месторождений гидрогенного типа / В.А. Золотницкий, Н.А. Мац и др. – Л., 1985, 56 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.21. Методические рекомендации по проведению рентгенорадиометрического каротажа на молибден в заполненных промывочной жидкостью скважинах на месторождениях уран-молибденовых руд / Н.А. Мац, В.М. Забалуев, В.А. Золотницкий и др. – Л., 1990, 96 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.22. Методические рекомендации по определению молибдена на молибденовых месторождениях штокверкового типа по данным рентгенорадиометрического каротажа заполненных промывочной жидкостью скважин / Н.А. Мац, В.М. Забалуев, В.А. Золотницкий и др. – Л., 1991, 68 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.23. Инструкция по оценке карбонатности вмещающих пород и руд гидрогенных месторождений урана рентгенорадиометрическим методом с аппаратурой РРК-103 «Поиск» / Ю.Ю. Дмитриев, Н.А. Шевелев и др. – Л., 1989, 46 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.24. Методические рекомендации по применению рентгенорадиометрического каротажа для определения содержания серебра и мышьяка на золото-сереброрудных месторождениях / П.М. Вольфштейн, С.В. Иванов, Е.В. Чукаров. – Калинин, 1985, 76 с. (НПО «Союзпромгеофизика»).

2.1.1.8.25. Методические указания по применению рентгенорадиометрического каротажа и опробования керна для определения содержания меди, цинка и свинца на колчеданно-полиметаллических месторождениях / П.М. Вольфштейн, И.И. Деримедведь, В.А. Киреев и др. – Калинин, 1989, 64 с. (НПО «Союзпромгеофизика»).

2.1.1.8.26. Методические рекомендации по применению рентгенорадиометрического каротажа для определения содержания свинца и цинка на стратифицированных полиметаллических месторождениях / Сост. Ю.А. Гринштейн. – Алма-Ата, 1988, 54 с. (ПГО «Южказгеология»).

2.1.1.8.27. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию малосульфидных оловорудных месторождений / Сост. В.Н. Митов. – Л., 1985, 84 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.28. Инструкция по рентгенорадиометрическому каротажу скважин на рубидий и цезий при разведке месторождений редкометальных пегматитов / Е.И. Крапивский, Ю.В. Вашестов и др. – Л., 1985. 52 с. (НПО «Рудгеофизика»).

2.1.1.8.29. Инструкция по применению рентгенорадиометрической крупнопорционной сортировки и усреднению оловянных руд / В.Б.Юшко, Н.И. Котляр, Л.Д. Козлова, Е.И. Крапивский. – М., 1991, 76 с. (ЦНИИолово).

2.1.1.8.30. Оценка обогатимости руд гамма-флюоресцентным (рентгено-радиометрическим) методом. Методические рекомендации № 17. – М.: ВИМС, 1981

2.1.1.8.31. Изучение гранулометрического состава и контрастности полезных ископаемых для оценки возможности обогащения их с помощью радиометрических методов. Методические рекомендации – М.: ВИМС, 1978.

2.1.1.8.32. Методические указания по оценке радиометрической обогатимости урановых руд при геологической разведке месторождений горными выработками. – М., 1976. (Мингео СССР).

2.1.1.8.33. Методические указания по прогнозной оценке радиометрической обогатимости урановых руд при буровой разведке месторождений М., 1975. (Мингео СССР)

2.1.1.8.34. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ при Совмине СССР и ГКЗ Мингео СССР материалов по подсчету запасов металлических и неметаллических полезных ископаемых / Под ред А.М. Быбочкина – М., 1984, 40 с. (ГКЗ СССР).

2.1.1.8.35. Методические рекомендации по применению рентгенорадиометрического опробования стенок подземных горных выработок для определения свинца и цинка на стратифицированном полиметаллическом месторождении Шалкия / Сост. Ю.Б. Каазик, Ю.А. Гринштейн – Алма-Ата, 1989, 92 с. (ПГО «Южказгеология»).

2.1.1.8.36. Методические рекомендации по оценке обогатимости руд ядернофизическими методами / Сост. А.Ю. Большаков, В.Н. Комлев. – Апатиты, 1974, 74 с. (КолФАН СССР)

2.1.1.8.37. Методическое руководство по рентгенорадиометрическому опробованию керна на свинец, медь, цинк полиметаллических месторождений Рудного Алтая / Сост. Ю.С.Старцев, В.Н. Глущенко, Г.М. Глущенко, М.М. Шварцман. – Алма-Ата: КазВИРГ, 1987.

2.1.1.8.38. Инструкция по рентгенорадиометрическому опробованию стенок горных выработок и каротажу шпуров на Сарылахском золотосурьмяном месторождении / Сост. С.М. Русскин и др. – Ташкент: Средазнипроцветмет, 1977. –50 с.

2.1.1.8.39. Методические рекомендации по применению рентгенорадиометрического метода исследования скважин на целестиновых месторождениях осадочного типа / В.А.Коткин, Л.В. Коткина. – Самарканд, 1998. – 78 с.

2.1.1.8.40. Методические рекомендации по одновременному определению содержаний урана и молибдена в комплексных ураномолибденовых рудах при рентгенорадиометрическом опробовании горных выработок / В.А.Золотницкий, Е.П.Леман, Н.А.Мац и др. – Л.: Мингео СССР, 1984.– 68 с.

2.1.1.8.41 Рентгенорадиометрический анализ горных пород с учетом эффекта матрицы по некогерентно рассеянному излучению. Временные методические рекомендации / Сост. И.В.Сериков. Л.: ВСЕГЕИ, 1979. –68 с.

2.1.2. Метод рассеянного гамма-излучения (плотностной и селективный гамма-гамма-каротаж)

2.1.2.1. *Общие сведения физико-геологического характера*

2.1.2.1.1. Методы гамма-гамма-каротажа (ГГК) применяются для измерения в скважинах плотности горных пород и руд (плотностной гамма-гамма-каротаж – ГГК-П), литологического расчленения геологических разрезов и оценки содержащихся полезных компонентов в рудах по эффективному атомному номеру ($Z_{эф}$) горных пород и руд (селективный гамма-гамма-каротаж – ГГК-С).

2.1.2.1.2. Методы гамма-гамма-каротажа основаны на облучении горных пород и руд гамма-квантами радиоизотопного источника и регистрации рассеянного гамма-излучения, возникающего при взаимодействии первичных гамма-квантов с электронными оболочками атомов.

2.1.2.1.3. В качестве источников гамма-квантов используются обычно радиоактивные изотопы с энергией фотонов от нескольких десятков до сотен килоэлектронвольт (табл.2.7). В этом диапазоне энергий происходят два основных процесса взаимодействия гамма-квантов с веществом: комптоновское рассеяние в результате неупругого (с потерей энергии) столкновения с электронами вещества и фотоэлектрический эффект, представляющий собой процесс полного поглощения гамма-квантов атомами вещества.

Таблица 2.7

Основные характеристики радиоизотопных источников, используемых в гамма-гамма-методах

Изотоп	Период полураспада, лет	Тип распада	Энергия основных гамма-линий, кэВ (выход квантов на распад, %)
Америций-241	458	альфа	14,5; 18 (*L* Am); 26 (3); 60 (4)
Самарий-145	1,12	ЭЗ	38,7 (*K* Pm); 62 (100)
Кадмий-109	1,3	ЭЗ	22,3 (*K* Ag); 88 (4)
Кобальт-57	0,75	ЭЗ	14,4 (6); 123 (88); 136 (2)
Барий-133	9,5	ЭЗ	81 (32); 292 (26); 360 (74)
Селен-75	0,33	ЭЗ	121 (15); 136 (54); 265 (56); 280 (23); 401 (12,5)
Цезий-137	30	бета	662 (82)
Кобальт-60	5,27	бета	1130 (100); 1330 (100)

Примечание: ЭЗ- электронный захват.

2.1.2.1.4. В области энергий гамма-квантов от 150 – 200 кэВ до МэВ основную роль в их ослаблении веществом играет процесс комптоновского рассеяния, вероятность которого прямо пропорциональна числу электронов

n_e в единице объема исследуемой среды. Для сред сложного вещественного состава n_e связано с объемной плотностью выражением

$$n_e = A_0 \rho \sum_{i=1}^{k} \frac{Z_i}{A_i} q_i = A_0 \frac{\delta_e}{2},$$

где: A_0 – число Авогадро; ρ – объемная плотность, г/см³; Z_i, A_i, q_i – соответственно атомный номер, атомная масса и содержание i-элемента; δ_e – так называемая электронная плотность, связанная с объемной плотностью формулой

$$\rho = \delta_e / (2 \sum_{i=1}^{k} \frac{Z_i q_i}{A_i})$$

Для большинства горных пород и руд значение

$$\beta = 2 \sum_{i=1}^{k} \frac{Z_i}{A_i} q_i$$

близко к 1 и его колебаниями, как правило, можно пренебречь. Для руд тяжелых металлов значения параметра β снижаются до 0,8 – 0,9 и его вариации необходимо учитывать.

2.1.2.1.5. В области энергий гамма-квантов меньших 100 – 150 кэВ основную роль в их ослаблении играет фотоэффект, сечение которого $_a\tau$, рассчитанное на один атом вещества, зависит от порядкового атомного номера Z элемента и энергии ε гамма-кванта и определяется формулой

$$_a\tau(Z,\varepsilon) = CZ^4/\varepsilon^3,$$

где C – постоянный коэффициент.

Для характеристики взаимодействия гамма-излучения со средами сложного вещественного состава в низкоэнергетической области (ε < 500 кэВ) введено понятие эффективного атомного номера среды $Z_{эф}$, численно равного атомному номеру такого условного элемента, у которого линейный коэффициент фотоэлектрического поглощения совпадает с коэффициентом фотопоглощения для данной среды.

Если энергия фотонов больше потенциала ионизации электронной K-оболочки любого из элементов, входящих в состав среды, то ее эффективный атомный номер рассчитывается по формуле

$$Z_{эф} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{k} q_i Z_i^3}, \qquad (2.26)$$

где Z_i – атомный номер i-элемента; q_i – относительное содержание i – элемента; k – число элементов в среде.

Если же для одного из элементов энергия фотонов находится между потенциалами ионизации K- и L-оболочек, то порядковый атомный номер Z_i такого элемента при расчете $Z_{эф}$ среды входит в формулу (2.26) с коэффициентом 0,5, а в тех случаях, когда энергия фотонов меньше L-уровня, этот коэффициент равен 0,287.

2.1.2.1.6. Зависимость плотности потока N_s рассеянного гамма-излучения, представляющей собой число квантов, проходящих в единицу времени через единицу площади, от параметров исследуемой среды определяется выражением

$$N_s = \delta_e \exp(-\bar{\mu}\delta_e l)/l, \qquad (2.27)$$

где l – длина зонда (расстояние источник – детектор); $\bar{\mu}$ – массовый коэффициент ослабления гамма-лучей, определяемый приближенной формулой

$$\bar{\mu} \approx Z^3_{эф}/\varepsilon^{3,5}. \qquad (2.28)$$

2.1.2.1.7. Согласно выражению (2.27) зависимость N_s от электронной δ_e, а следовательно, и от объемной ρ плотности имеет инверсионный характер: с увеличением объемной плотности исследуемой среды N_s вначале возрастает, при определенном значении ρ достигает максимума, а затем убывает.

2.1.2.1.8. Зонды ГГК, при которых для заданного диапазона изменения плотностей горных пород и руд N_s возрастает и убывает с увеличением ρ, называются соответственно доинверсионным и заинверсионным. Зонд ГГК, при котором N_s слабо зависит от плотности в определенном диапазоне ее изменений, называется инверсионным.

2.1.2.1.9. С ростом эффективного атомного номера $Z_{эф}$ исследуемой среды плотность потока N_s рассеянного гамма-излучения согласно выражениям (2.27) и (2.28) монотонно убывает независимо от размеров зонда.

2.1.2.1.10. Спектральный состав рассеянного гамма-излучения зависит от длины зонда, состава среды и энергии первичного гамма-излучения. При использовании доинверсионного зонда во вторичном спектре преобладает однократно рассеянное гамма-излучение. С увеличением длины зонда во вторичном спектре в низкоэнергетической области (~100 кэВ) благодаря конкуренции фотоэффекта и комптон-эффекта формируется максимум многократно рассеянного гамма-излучения.

2.1.2.1.11. Для регистрации рассеянного гамма-излучения в ГГК используются сцинтилляционные детекторы гамма-квантов, представляющие собой сочетание люминофора (кристалл NaI(Tl)) с фотоумножителем. Габариты и форма используемых детекторов определяются в основном диаметром скважинных приборов и конструктивными особенностями зондовых устройств.

2.1.2.1.12. Регистрация диаграмм ГГК проводится обычно в режиме интегрального счета с отсечкой шумовых импульсов (интегральный ГГК). В режиме спектрометрии рассеянного гамма-излучения (спектрометрический ГГК) возможно проведение двухпараметровых измерений и повышение точности определения δ и $Z_{эф}$ за счет учета их взаимного влияния, уменьшения фоновой составляющей, возможности проведения гамма-профилеметрии с использованием в зондовом устройстве дополнительного источника гамма-лучей.

2.1.2.1.13. Значительные трудности при использовании гамма-гамма-метода в скважинах связаны с его сравнительно небольшой глубинностью – от 5 – 10 см до долей сантиметра в зависимости от энергии первичного гамма-излучения и длины зонда.

Для уменьшения искажающего влияния промывочной жидкости и изменения диаметра скважин в зондовых устройствах ГГК осуществляется эксцентричное размещение источника и детектора с дополнительным их экранированием со стороны скважины и прижимом рабочей поверхности датчика к стенке скважины (2π-геометрия). При этом из-за малого диаметра скважинных приборов, предназначенных для исследования рудных скважин, в зондовых устройствах возможна лишь частичная коллимация первичного и вторичного пучков.

2.1.2.1.14. В скважинах без промывочной жидкости измерения возможны в 4π-геометрии без использования прижимных устройств с симметричным расположением источника, детектора и защитного экрана относительно оси скважинного прибора.

2.1.2.1.15. Интегральная модификация ГГК на рудных месторождениях в скважинах с промывочной жидкостью используется при проведении плотностного каротажа (ИГГК-П) с заинверсионным зондом и селективного каротажа (ИГГК-С) с заинверсионным или инверсионным зондами.

Спектрометрическая модификация применяется при проведении плотностного каротажа (СГГК-П) с доинверсионным зондом и селективного каротажа (СГГК-С) с инверсионным зондом, а также при проведении двухпараметровых измерений (СГГК-ПС).

2.1.2.1.16. В скважинных приборах ГГК могут применяться зондовые устройства с двумя детекторами, с двумя источниками, а также двухзондовые системы, что в определенной степени усложняет аппаратуру и является оправданным лишь в тех случаях, когда существенно повышается точность определения параметров ρ и $Z_{эф}$ горных пород и руд.

2.1.2.2. *Условия измерения и основные принципы методики*

2.1.2.2. Плотностной гамма-гамма-каротаж с заинверсионным зондом

2.1.2 .1. Метод ГГК-П с заинверсионным зондом используется в интегральной модификации для определения объемной плотности горных пород и руд в диапазоне от 1 до 4 г/с

Информативным параметром в этой модификации ГГК является интегральная скорость счета N_s при пороге дискриминации ~ 20 к

2.1.2.2.1.2. В качестве источника первичного излучения используется радиоизотоп ^{137}Cs активностью до 0,5 – 1 ГБк.

2.1.2.2.1.3. Оптимальный размер зонда составляет 15 – 25 см в зависимости от диапазона изменений плотности и $Z_{эф}$ горных пород и р

2.1.2.2.1.4. Основными мешающими факторами при использовании ГГК-П с заинверсионным зондом являются колебания $Z_{эф}$ горных пород и вид вариации параметра $\beta = 2\sum_{i=1}^{k} \frac{Z_i}{A_i} q_i$ и непостоянство скважинных условий измерений (изменения диаметра скважин, кавернозность стенок, наличие на них глинистой корки).

2.1.2.2.1.5. Для снижения влияния изменений $Z_{эф}$ при определении плотности горных пород и руд корпус скважинного прибора изготавливается из стали толщиной 3 – 5 мм. При исследовании руд тяжелых металлов детектор дополнительно экранируется свинцом толщиной 1 – 3 м

2.1.2.2.1.6. Способ учета вариации параметра β основан на его корреляционной связи с $Z_{эф}$ горных пород и руд, полученной расчетным путем и имеющей вид

$$Z_{эф} = b - c$$

где b и c – коэффициенты уравнения регресс

Значения коэффициентов b и c, например, для колчеданного месторождения равны соответственно 341 и 330, для железорудного – 224 и 2

Объемная плотность рассчитывается по формуле

$$\rho = c\delta_e/(b - Z \qquad (2.29)$$

Таким образом, для учета вариаций параметра β наряду с ГГК-П необходима постановка ГГК-С для определения $Z_{эф}$ руд. Если на месторождении между параметрами δ_e и $Z_{эф}$ установлена тесная корреляционная связь и определены коэффициенты уравнения регрессии, то его также можно использовать для оценки $Z_{эф}$ и подстановки найденного значения в формулу (2.29).

2.1.2.2.1.7. Для осадочных, интрузивных и эффузивных пород средние значения объемной плотности, эффективного атомного номера и параметра β приведены в табл. 2.8. Поскольку для горных пород нет однозначной

Таблица 2.8

Средние значения объемной плотности ρ, эффективного атомного номера $Z_{эф}$ и параметра β для основных типов осадочных, интрузивных и эффузивных горных пород

Осадочные и метаморфические породы	ρ, г/см³	$Z_{эф}$, ат.ед.	β	Интрузивные и эффузивные породы	ρ, г/см³	$Z_{эф}$, ат.ед.	β
Алевролит	2,4	13,06	0,993	Гранит	2,57	12,89	0,987
Ангидрит	2,96	15,28	0,999	Гранодиорит	2,69	13,17	0,986
Кальцит	2,72	15,14	0,999	Диорит кварцевый	2,75	13,57	0,984
Доломит	2,7	13,38	0,993	Диорит	2,81	13,91	0,981
Известняк	2,65	15,01	0,998	Габбро	2,80	14,80	0,969
Гипс	2,32	14,35	1,022	Пироксенит	3,2	17,30	0,98
Глина	1,88	13,14	0,992	Перидотит	3,27	19,72	0,976
Сильвин	1,98	18,1	0,966	Сиенит	2,62	13,62	0,979
Галит	2,17	15,9	0,958	Порфир кварцевый	2,60	14,47	1,0
Магнезит	3,04	9,4	0,997	Андезит	2,49	13,66	0,983
Брусит	2,4	9,8	0,997	Порфирит андезитовый	2,73	15,64	0,944
Мрамор	2,71	15,1	0,99	Базальт	2,54	14,70	0,969
Графит	1,66	6,4	1,00	Диабаз	2,79	18,22	0,967

ной связи между $Z_{эф}$ и β, то необходимые поправки вводятся после идентификации соответствующих пластов по керну или по данным других методов каротажа.

2.1.2.2 .8. Влияние промежуточной зоны при проведении интегрального ГГК-П с заинверсионным зондом является неконтролируемым фактором. Для снижения вероятности появления грубых ошибок в определении плотности в отдельных интервалах необходимо использовать данные о техническом состоянии скважин, полученные при проведении других методов каротажа, например РРК

.1.2.2.2. Плотностной гамма-гамма-каротаж с доинверсионным зо м

1.2.2.2. Метод ГГК-П с доинверсионным зондом может быть использ на месторождениях для определения объемной плотности гор в диапазоне от 2 до 7 г/см³.

. Применение доинверсионного зонда позволяет на 1,5 – 2 по- р активность рабочего источника, расширить диапазон определе плотности, существенно повысить разрешающую способо-

ность метода ГГК по мощности выделяемых пропластков. На результаты измерений в меньшей степени, чем в заинверсионной модификации ГГК, сказываются колебания $Z_{эф}$ горных пород и руд, поскольку вблизи источника формируется поле преимущественно однократно рассеянных фотонов.

2.1.2.2.2.3. Недостатком ГГК-П с доинверсионным зондом является примерно в 2 раза меньшая глубинность и более низкая чувствительность за счет использования зондов малых размеров, довольно значительный фон прямого излучения источника и необходимость реализации гамма-спектрометрических измерений.

2.1.2.2.2.4. Метод ГГК-П с доинверсионным зондом реализуется в геометрии «прямой видимости», когда со стороны детектора «видна» поверхность исследуемой среды, облучаемая источником, и в так называемой «нулевой геометрии», в которой осуществляется коллимация первичного и вторичного пучков, а примыкающие друг к другу образующие коллимационных каналов пересекаются на внешней поверхности корпуса входного окна зонда.

В «нулевой геометрии» снижается фон прямого гамма-излучения и уменьшается влияние кавернозности стенок скважин, однако, ее возможности ограничиваются определением плотности в диапазоне 1 – 3 г/см^3.

2.1.2.2.2.5. В качестве источников первичного гамма-излучения используются радиоактивные изотопы ^{137}Cs, ^{133}Ba или ^{75}Se, причем применение двух последних изотопов позволяет улучшить условия коллимации первичного и вторичного пучков и существенно уменьшить фон прямого излучения.

Активность источников: ^{137}Cs – 10 – 25 МБк, ^{133}Ba – 20 – 80 МБк, ^{75}Se – 10 – 30 МБк. В качестве детектора в доинверсионном зонде используется кристалл NaI(Tl) размером 10×10 мм в паре с ФЭУ-67Б или ФЭУ-31А.

2.1.2.2.2.6. Измеряемым параметром в методе ГГК-П с доинверсионным зондом является скорость счета N_1 в энергетическом диапазоне вторичного гамма-спектра ~ 150 – 300 кэВ.

Характерным для доинверсионной модификации ГГК-П, особенно при использовании источника ^{137}Cs, является значительный фон прямого излучения источника, достигающий нескольких тысяч импульсов в секунду. Поэтому для улучшения условий регистрации полезной информации необходима компенсация этого фона.

2.1.2.2.2.7. На показания ГГК-П с доинверсионным зондом оказывают влияние вещественный состав, структурно-текстурные особенности руд и скважинные условия измерений.

Изменения $Z_{эф}$ горных пород и руд наиболее сильно сказываются в низкоэнергетической области спектра. Применение доинверсионного зонда и регистрация однократно рассеянных гамма-квантов значительно уменьшают влияние этого фактора. Учет влияния текстурно-структурных особенностей руд осуществляется путем использования при интерпретации диаграмм градуировочных зависимостей, установленных для каждого выделенного типа руд.

Для снижения влияния скважинных условий измерений зондовое устройство, как и в методе РРК, размещается в автономно перемещающемся выносном блоке небольшой длины. Рабочая поверхность выносного блока с помощью рессоры или системы пружин удерживается в постоянном контакте со стенкой скважины.

В качестве материала входного окна выносного блока используется алюминий или бериллий, что позволяет снизить фон отраженного от него гамма-излучения.

2.1.2.2.2.8. Одновременно с регистрацией скорости счета N_1 целесообразно осуществлять запись профилеграммы. Для этого, так же как и в зонде РРК, непосредственно за выходным отверстием коллимационного канала (гнезда) с рабочим источником в отдельном гнезде устанавливается дополнительный радиоизотопный источник с энергией гамма-квантов 40 – 60 кэВ (например, ^{145}Sm), активностью 0.2 – 0.4 ГБк и в области энергий 30 – 40 кэB регистрируется скорость счета N_h.

При плотном контакте рабочей поверхности выносного блока со стенкой скважины излучение дополнительного источника практически полностью поглощается средой. В случае отрыва поверхности блока от стенки скважины параметр N_h линейно возрастает при увеличении толщины слоя промывочной жидкости от 0 до 30 мм.

Высокая контрастность параметра N_h и его слабая зависимость от изменений плотности и $Z_{эф}$ горных пород и руд обеспечивает надежное выделение каверн и оценку их размеров как по мощности, так и по глубине.

На свинцово-баритовых, сурьмяных и оловорудных месторождениях проведение гамма-профилеметрии с источником ^{145}Sm и регистрацией вторичного спектра в интервале 30 – 40 кэВ затруднительно из-за влияния характеристического рентгеновского излучения бария, сурьмы и олова. Здесь в качестве дополнительного источника для проведения гамма-профилеметрии следует применять изотопы ^{109}Cd или ^{119m}Sn и регистрировать скорость счета в области энергий 15 – 20 кэВ.

Использование прижимных зондов и данных микрокавернометрии практически полностью исключает грубые ошибки в определении плотности горных пород и руд, обусловленные влиянием скважинных условий измерений. Однако влияние мелких микрокаверн и шероховатости стенок скважин остается и в пределах одного месторождения, когда бурение производится по единой технологии, оно учитывается при градуировании аппаратуры в условиях естественного залегания.

2.1.2.2.2.9. Глубинность ГГК-П с доинверсионным зондом (источник ^{137}Cs, l=2,6 см) составляет в массовых единицах по экспериментальным дан-

ным около 8 г/см². Глубинность ГГК-П с заинверсионным зондом примерно в три раза выше.

2.1.2.2.2.10. Результаты испытаний ГГК-П с доинверсионным зондом (источник ^{137}Cs, l = 2 см) на одном из молибденовых месторождений Карелии подтвердили возможность применения метода для количественных определений плотности горных пород и руд и выделения в скважинах зоны расслан-цевания и других метаморфических изменений, связанных с понижением или повышением плотности.

Градуировочный график [$\rho(P) = 2{,}34 + 2{,}65P$ (см. пункты 2.2.2.4.6.4)], использовавшийся при интерпретации данных ГГК-П, линеен во всем диапазоне изменения плотностей (2,5 – 3,2 г/см³). График строился по результатам сопоставления данных ГГК-П и определения плотности керна способом гидростатического взвешивания по 40 интервалам скважин различных участков месторождения.

Оценка достоверности данных ГГК-П, выполненная по независимой выборке, состоящей из 95 интервалов 6 скважин месторождения, показала, что систематические расхождения между значениями плотности, определенной обоими методами отсутствуют, а значения случайных погрешностей каротажа не превышают погрешностей кернового опробования. Это дало возможность использовать результаты ГГК-П при подсчете запасов и решении других геологических задач.

2.1.2.2.3. Селективный гамма-гамма-каротаж

2.1.2.2.3.1. Метод ГГК-С используется на рудных месторождениях для изучения вещественного состава горных пород и руд на основе оценки их эффективного атомного номера $Z_{эф}$.

Если между эффективным атомным номером и содержанием определяемого элемента в рудах существует достаточно устойчивая корреляционная связь, метод ГГК-С используется для количественных определений. В остальных случаях он применяется для расчленения геологического разреза и оценки содержания основных породообразующих элементов.

2.1.2.2.3.2. В 2π-геометрии измерений применяются инверсионные, каплевидные или равновесные зонды, позволяющие уменьшить влияние изменений плотности исследуемой среды на точность определения $Z_{эф}$.

Для равновесных зондов, являющихся частным случаем заинверсионных зондов, характерна стабилизация формы спектрального распределения рассеянного гамма-излучения при изменении ρ и $Z_{эф}$ исследуемой среды и, как следствие, возможность учета изменений плотности руд, обусловленных различным минералогическим составом оруденения путем нормирования интегральной скорости счета N_s к ее значению N_{s0} на безрудных породах.

В инверсионных и каплевидных зондах используются низкоэнергетические гамма-излучатели, в равновесных зондах – ^{137}Cs, ^{75}Se.

2.1.2.2.3.3. Размер инверсионного зонда (под размером l измерительного зонда обычно понимается расстояние между центрами выходных отверстий гнезд-коллиматоров, в которых размещаются источник и детектор) зависит от энергии первичного гамма-излучения. При энергии источника 60 кэВ максимальная чувствительность для диапазона изменения $Z_{эф}$ от 11,5 до 15,5 отмечается при длине зонда 2 – 2,5 см, при энергии 80 – 120 кэВ при $l = 3 \div 5$ см.

2.1.2.2.3.4. Каплевидный зонд, позволяющий повысить помехоустойчивость определений $Z_{эф}$ в более широком диапазоне изменений плотности среды, предусматривает одновременное использование доинверсионной, инверсионной и заинверсионной зависимостей $N_s = f(\rho)$. Это достигается щелевой формой коллиматора источника, с помощью которой осуществляется непрерывный переход от малых углов коллимации к большим, что соответствует непрерывному переходу от доинверсионной к заинверсионной зависимости $N_s = f(\rho)$.

2.1.2.2.3.5. При использовании равновесного зонда, являющегося частным случаем заинверсионного зонда, нормирование регистрируемой скорости счета N_s на скорость счета N_{s0} в безрудных породах позволяет получить единый градуировочный график, независимо от изменений плотности вмещающих оруденение пород, текстурных и структурных особенностей руд.

Размер равновесного зонда зависит от энергии первичного гамма-излучения и составляет для источника ^{137}Cs 15 – 16 см, для источника ^{75}Se – 9 см.

2.1.2.2.3.6. ГГК-С реализуется в интегральном или спектрометрическом вариантах. В интегральном варианте ГГК-С, так же как и в ГГК-П с заинверсионным зондом, информативным параметром является интегральная скорость счета N_s с отсечкой шумовых импульсов. При этом в отличие от ГГК-П входное окно зондового устройства в скважинных приборах ГГК-С для повышения эффективности регистрации рассеянного гамма-излучения в области 20 – 150 кэВ выполняется из алюминия или бериллия.

2.1.2.2.3.7. В спектрометрическом варианте ГГК-С, реализуемом обычно с инверсионным или каплевидным зондом, измерение скоростей счета N_{s1} и N_{s2} осуществляется в двух энергетических интервалах, положение которых зависит от спектрального состава первичного гамма-излучения и решаемых задач.

Например при ГГК-С с источником ^{109}Cd в инверсионном (l = 2 см) или каплевидном зонде первый энергетический интервал, несущий в основном информацию о $Z_{эф}$ исследуемой среды, выбирается в области фотопика однократного рассеяния гамма-линии 88 кэВ, который соответствует интервалу 65 – 85 кэВ вторичного гамма-спектра. Второй энергетический интервал

(15 – 25 кэВ), несущий информацию в основном о степени кавернозности стенок скважин, выбирается в области фотопика однократного рассеяния второй гамма-линии 22 кэВ источника ^{109}Cd.

2.1.2.2.3.8. На показания ГГК-С влияют плотность и влажность горных пород и руд, их текстура и скважинные условия измерения.

2.1.2.2.3.9. Применение инверсионного зонда позволяет практически исключить влияние изменений плотности в пределах 0,5 – 1 г/см^3 от ее среднего значения. Каплевидный зонд исключает влияние плотности в диапазоне ее значений от 1,5 до 3,0 г/см^3.

2.1.2.2.3.10. Увеличение влажности горных пород и руд на 10% приводит по данным расчетов к уменьшению $Z_{эф}$ на 0,6 ед. Поэтому для учета влажности необходимо либо вводить поправки, определяя влажность независимым методом (например, НИК), либо градуировать аппаратуру на средах с естественной влажностью.

2.1.2.2.3.11. Влияние текстуры горных пород и руд тем меньше, чем ближе к линейной зависимость измеряемого параметра N_s от содержания определяемого элемента. В этом случае значение N_s прямо пропорционально среднему содержанию определяемого элемента на интервале опробования и не зависит от мощности отдельных пропластков и содержания в них полезного компонента.

Кроме того, в некоторых случаях для количественной оценки содержаний тяжелых элементов в рудах рекомендуется использовать в качестве аналитического параметра не N_s, а параметр $1/N_s$, так как зависимости $1/N_s = f(Z_{эф})$ или $1/N_s = f(q)$ имеют линейный характер.

2.1.2.2.3.12. Для снижения влияния скважинных условий измерений при использовании низкоэнергетических гамма-излучателей зондовое устройство ГГК-С, так же как в скважинном приборе ГГК-П с доинверсионным зондом, размещается в коротком (15 – 20 см) выносном блоке, а входное окно датчика выполняется из бериллия толщиной 1,5 – 2 мм.

2.1.2.2.3.13. Методика расчленения геологического разреза с одновременным определением $Z_{эф}$ в диапазоне 9,2 – 18,5 ед. и микрокавернозности опробована на фосфатных, карбонатных, магматических и измененных породах различных геологических объектов. Она позволяет проводить диагностику горных пород по значению $Z_{эф}$ с разрешением 0,1 – 0,2 ед., уточнять мощность и положение геологических тел в разрезах скважин; оценивать содержание основных породообразующих компонентов; по микрокавернозности стенок скважин оценивать выход керна, осуществляя тем самым контроль за процессом бурения.

Метод ГГК-С с инверсионным зондом успешно использовался на ряде рудных месторождений для определения мощности рудных тел и содержания тяжелых элементов. Например, на Бакальском месторождении сидеритовых руд, являющемся основным поставщиком качественного металлургического

сырья для Челябинского и других металлургических заводов Южного Урала, ГГК-С с инверсионным зондом (источник ^{75}Se, $l = 3,5$ см) использовался для уточнения мощности рудных тел и определения содержания железа общего в рудах. При оценке достоверности ГГК-С установлено, что по точности количественных определений содержания $Fe_{общ}$ в рудах метод не уступает геологическому опробованию, а при определении границ рудных зон за основу принимались данные каротажа.

2.1.2.2.3.14. При достаточно низком коэффициенте крепости руд на месторождении (например, на ряде железорудных месторождений) рекомендуется применять равновесные зонды. По сравнению с инверсионными и каплевидными зондами при измерениях с равновесным зондом обеспечивается существенно большая глубинность исследований и относительно меньшее влияние промежуточной зоны. При этом возможно использование стандартных скважинных приборов ГГК-П с заинверсионными зондами.

Наиболее типичными примерами эффективного применения ГГК-С с равновесным зондом являются месторождения железных руд. Для большинства из них – типа железистых кварцитов, магматогенных, скарновых, контактово-метасоматических – свойственна устойчивая корреляционная связь между содержанием железа и $Z_{эф}$, а также плотностью.

Применение равновесного зонда позволило для всех исследованных месторождений использовать единый градуировочный график и обеспечить среднеквадратическую погрешность определения среднеинтервальных содержаний $Fe_{общ} \pm 3,2\%$. При этом установлена слабая зависимость показаний метода от текстурно-структурных особенностей исследуемой среды, и градуирование аппаратуры можно проводить на гомогенных средах (моделях).

2.1.2.2.3.15. В скважинах, не заполненных промывочной жидкостью, метод ГГК-С реализуется в 4π-геометрии. Влияние изменений диаметра скважин и каверн в их стенках эффективно устраняется с помощью зонда с двумя источниками (двойной зонд с доинверсионной и заинверсионной характеристиками по плотности и диаметру скважины).

Например, использование в двойном 4π-зонде источников ^{57}Co, расположенных на расстояниях от детектора 30 и 135 мм, с активностью соответственно 10 и 100 МБк позволяет практически полностью устранить влияние изменений диаметра скважины в пределах 50 – 100 мм, а при фиксированном положении прибора в скважине изменение ее диаметра от 90 до 150 мм приводит к изменению скорости счета в эквиваленте, например содержаниям $Fe_{общ}$ не более чем на 1,5%. В то же время удаление скважинного прибора от стенки скважины приводит к более существенным погрешностям в определении содержания $Fe_{общ}$, которые могут достигать 3 – 5%.

Такие погрешности наблюдаются в основном при исследовании вертикальных скважин, и в этих случаях скважинный прибор необходимо с помо-

щью специальных устройств либо центрировать, либо прижимать к стенке скважины.

ГГК-С с двойным зондом, широко применяемый на большинстве шахт и рудников Криворожского железорудного бассейна для опробования сухих и слабообводненных скважин, позволил значительно расширить возможности буровой эксплуатационной разведки. Сопоставление данных каротажа и опробования керна показывает, что метод ГГК-С обеспечивает определение содержания железа в скважине с абсолютной квадратической погрешностью $\pm 1{,}5 - 2\%$ $Fe_{общ}$.

Применение ГГК позволило перейти на ряде рудников на бескерновое бурение, за счет чего повысилась производительность буровых работ в 5 – 7 раз по рудам и в 3 – 4 раза по вмещающим породам. Появилась также возможность бурить не только горизонтальные, но и восходящие и нисходящие скважины, благодаря чему значительно сократилось число разведочных выработок, ортов и восстающих. Кроме того, за счет использования высокопроизводительных станков бескернового бурения НКР-100М удается увеличить дальность поисково-разведочных работ, доведя ее до 80 – 100 м, и сократить объемы горнопроходческих работ.

2.1.2.2.4. Двухпараметровый ГГК (ГГК-ПС)

2.1.2.2.4.1. Двухпараметровый ГГК может использоваться на рудных месторождениях для одновременного определения плотности и $Z_{эф}$ горных пород и руд.

Двухпараметровый ГГК реализуется с заинверсионным и доинверсионным зондами в спектрометрическом режиме с регистрацией скорости счета импульсов одновременно в двух энергетических интервалах. В первом энергетическом интервале (~ 50 – 150 кэВ) регистрируется мягкая компонента рассеянного гамма-излучения $N_{sм}$, зависящая преимущественно от $Z_{эф}$ горных пород и руд, во втором (~ 200 – 300 кэВ) – жесткая компонента $N_{sж}$, зависящая в основном от их электронной плотности $\delta_e = \rho\beta$.

В качестве источника в заинверсионном зонде используется ^{137}Cs, в доинверсионном – ^{137}Cs, ^{133}Ba, ^{75}Se.

2.1.2.2.4.2. Определение плотности и $Z_{эф}$ горных пород и руд в двухпараметровом ГГК осуществляется с помощью номограммы, построенной по результатам измерений $N_{sм}$ и $N_{sж}$ на контрольных образцах, значения δ_e и $Z_{эф}$ которых перекрывают весь диапазон изменения соответствующих параметров горных пород и руд. Полученные градуировочные зависимости уточняются по данным измерений в опорных скважинах.

При построении номограммы по горизонтальной оси откладывается параметр $N_{sж}$, по вертикальной – параметр $N_{sм}$ или $\eta = N_{sм}/N_{sж}$. Использование спектральных отношений η повышает устойчивость графического реше-

ния задачи определения δ_e и $Z_{эф}$. При проведении ГГК с заинверсионным зондом номограмма строится в логарифмическом масштабе, с доинверсионным зондом – в линейном масштабе.

2.1.2.2.4.3. Для повышения точности определения δ_e и $Z_{эф}$ одновременно с записью диаграмм ГГК-ПС в заполненных промывочной жидкостью скважинах, так же как и при проведении ГГК-П с доинверсионным зондом, должна проводиться гамма-профилеметрия с помощью дополнительного источника и регистрации скорости счета N_{sh} в энергетическом диапазоне ~ 30 – 40 кэВ.

2.1.2.2.4.4. При реализации двухпараметрового ГГК для обеспечения необходимой точности измерений скоростей счета $N_{sм}$ и $N_{sж}$ должна осуществляться автоматическая стабилизация энергетической шкалы гамма-спектрометра. Для обеспечения работы системы АРУ при измерениях с доинверсионным зондом в качестве реперного сигнала используется фотопик гамма-линии рабочего источника (662 кэВ – ^{137}Cs, 360 кэВ – ^{133}Ba, 401 кэВ – ^{75}Se). При измерениях с заинверсионным зондом в системе АРУ используется фотопик дополнительного источника малой активности (~0,1 МБк), размещаемый в защитном экране вблизи детектора

2.1.2.2.5. Двухзондовый ГГК

2.1.2.2.5. В двухзондовом ГГК, предназначенном для определения объемной плотности и реализуемом в спектрометрическом режиме, используется два независимых зонда, каждый из которых содержит источник, детектор и разделительный экран. Один из последовательно размещенных в выносном блоке скважинного прибора зондов является доинверсионным (l = 1,5 + 2 см), а другой – заинверсионным при $\rho > 3{,}5$ г/см³ (l = 6 см).

В качестве источников в каждом из зондов используется ^{133}Ba активностью ~ 50 МБк, ^{75}Se активностью ~ 20 МБк или ^{137}Cs ~ 10 МБк.

От детектора в доинверсионном зонде регистрируется скорость счета N_{s1} в диапазоне 200 – 300 кэВ, от детектора в заинверсионном зонде достаточно регистрировать интегральную скорость счета N_{s2}

Для существенного снижения влияния колебаний $Z_{эф}$ на результаты определения объемной плотности при высоких ее значениях (до 6 – 7 г/см³) реализуется методика отношения скоростей счета $\eta = N_{s1}/N_{s2}$, а для повышения достоверности данных каротажа один из зондов содержит дополнительный источник для проведения гамма-профилеметрии

2.1.2.2.5.2. Реализация возможностей двухзондового варианта ГГК является одним из перспективных направлений исследований в области совершенствования гамма-гамма-каротажа рудных скважин и может существенно повысить точность определения объемной плотности в диапазоне 3,5 – 7 г/см³ и $Z_{эф}$ руд тяжелых металлов

2.1.2.3. *Аппаратура и оборудование*

2.1.2.3.1. Аппаратура и оборудование для проведения интегрального гамма-гамма-каротажа

2.1.2.3.1.1. Для интегрального ГГК скважин наземного бурения каротажная станция должна быть оснащена следующими приборами и оборудованием:

- скважинным радиометром с зондовыми устройствами для проведения ГГК-П и ГГК-С;
- регистрирующей аппаратурой;
- контрольно-измерительной аппаратурой;
- источниками гамма-излучения.

Подъемник каротажной станции должен обеспечивать выполнение каротажа на максимальную проектную глубину скважин со скоростью от 50 до 500 м/ч.

2.1.2.3.1.2.Скважинный радиометр для выполнения ГГК-П и ГГК-С состоит из скважинного прибора (СП) и наземного пульта, размещаемого в каротажной станции. Связь между ними осуществляется с помощью одножильного (КГ 1-6-60) или трехжильных (КГ 3-3-60 СВМ, КГ 3-6-60) каротажных кабелей.

2.1.2.3.1.3.Общие требования, предъявляемые к скважинному радиометру при проведении ГГК:

- диапазон измеряемой скорости счета $0 - 10^4$ имп./с;
- погрешность измерения скорости счета не более 1 – 2%;
- нелинейность счетной характеристики не должна превышать 2% на входе регистратора;
- порог дискриминации $20 \pm 0{,}5$ кэВ.

2.1.2.3.1.4. При выполнении ГГК могут быть использованы комплексные скважинные приборы плотностного и селективного гамма-гамма-каротажа ГГК-ПС-36 и ГГК-ПС-42, разработанные и выпускаемые ВНИИГИС (г. Октябрьский).

Скважинные приборы ГГК-ПС рассчитаны на работу с каротажными станциями типа СКС, СКП и трехжильным каротажным кабелем КГ 3 – 40/90 длиной до 3000 м. В качестве наземных пультов используется панель аппаратуры радиоактивного каротажа 1Р4-1П или пульт измерительный спектрометрического каротажа ПСК, с которым возможны комплексные измерения методами ГГК-П и ГГК-С.

Для проведения ГГК-П используется источник ^{137}Cs активностью $0{,}137 \cdot 10^{10}$ Бк, для проведения ГГК-С – источники ^{109}Cd, ^{57}Co, ^{153}Sm и другие на 1 – 1,5 порядка меньшей активности.

2.1.2.3.1.5. Для проведения ГГК-П может быть использован скважинный прибор радиоактивного каротажа «Кура-2», для проведения ГГК-С – радиометр комбинированный скважинный двухканальный РУР-2

Оба скважинных прибора рассчитаны на работу с каротажной станцией СК-2, источником питания УИП-К, измерительной панелью радиоактивного каротажа 1Р4-1П и одножильным (КГ 1-6-60) или трехжильным (КГ 3-6-60) каротажными кабелями

Скважинный прибор «Кура-2» должен быть снабжен прижимным устройством, обеспечивающим плотный контакт рабочей поверхности зонда ГГК-П со стенкой скважины

2.1.2.3.1.6. Для интегрального ГГК-С короткометражных скважин и шпуров подземного бурения применяется радиометр сцинтилляционный рудничный РСР-3 с автономным питанием

В комплект аппаратуры РСР-3 входят портативный пульт управления в герметизированном корпусе; скважинный прибор ГГК-С, снабженный съемным прижимным устройством; набор штанг, обеспечивающий исследование скважин длиной до 60 м; лебедка с проводом ПРДЭШ или кабелем КГК 1-2-60 СВМ, а также выносной датчик для опробования стенок горных выработок и экспресс-анализа проб

Скважинный прибор аппаратуры РСР-3 рассчитан на использование трех типов зондов: инверсионного 2π-зонда, двойных 2π- и 4π-зондов

В качестве источников гамма-излучения в двойных зондах используется радиоизотоп ^{57}Co активностью 8 и 180 МБк. При опробовании, например, железных руд с этими источниками обеспечивается сравнительно высокая глубинность исследований (3 – 5 см), а график зависимости $N_s = f(q_{Fe})$ близок к линейному

2.1.2.3.2 Аппаратура и оборудование для проведения спектрометрического гамма-гамма-каротажа

2.1.2.3.2 Для проведения спектрометрического ГГК скважин наземного бурения используется сцинтилляционный гамма-спектрометр, состоящий из скважинного прибора и наземного пульта, размещаемого в каротажной станции. Связь между скважинным прибором и наземным пультом осуществляется с помощью радиочастотных каротажных кабелей типа КГ 1-2-50КШ, КГК 1-2-60 СВМ

2.1.2.3.2.2. Общие требования, предъявляемые к скважинному гамма-спектрометру ГГК-П и ГГК-С

- энергетический диапазон, кэВ	10 – 1000
- количество уровней дискриминации	не менее 50
- ширина дифференциального окна, %	1 – 50
- количество каналов регистрации	не менее 3

- динамический диапазон измеряемых энергий — не менее 30
- нестабильность энергетической шкалы за 8 ч непрерывной работы, % — не более ±1
- максимальная загрузка, имп./с — 25000
- энергетическое разрешение по гамма-линии 662 кэВ — не хуже 6 – 7

2.1.2.3.2.3. Из выпускавшейся ранее аппаратуры для проведения спектрометрического каротажа могут быть использованы приборы РАГ-М-101 или ПСК со скважинными приборами, в которых реализованы заинверсионные или доинверсионные зонды.

2.1.2.4. *Средства метрологического обеспечения, аттестация и градуирование аппаратуры ГГК-П и ГГК-С*

2.1.2.4.1.Средства метрологического обеспечения.

2.1.2.4.1.1. Метрологическое обеспечение аппаратуры ГГК, направленное на достижение единства и достоверности результатов измерений, включает ее градуирование, поверку и калибровку.

Для метрологической аттестации и градуирования аппаратуры ГГК разработаны государственные и отраслевые стандартные образцы плотности и эффективного атомного номера. Стандартные образцы хранятся в метрологических центрах ведущих НИИ (ВНИИГИК, ВНИИГеосистем, ВНИИГИС и др.) и ряда производственных организаций.

Наиболее полный комплект государственных (ГСО) и отраслевых (ОСО) стандартных образцов собран в метрологическом центре ВНИИГИС (табл.2.9).

Таблица 2.9

ГСО и ОСО плотности и $Z_{эф}$ метрологического центра ВНИИГИС

№ п/п	Состав ГСО и ОСО	ρ, г/см³	δ_e, г/см³	$Z_{эф}$, ат.ед	Диаметр скважины
1	Вода	1	1,1	7,62	
2	Плексиглас	1,24	1,21	6,9	76
3	Графит	1,66	1,66	6,38	76
4	Магний	1,75	1,75	12,9	76,93,130
5	Гетерогенная (Al+Mg)	2,08	2,11	13,06	76
6	Сплав Al (АДО)	2,71	2,62	13,1	60,76,93,130
7	Мрамор	2,71	2,71	15,1	60,76,93,130
8	Гетерогенная (Mg+Ti)	3,12	3,05	17,86	76
9	Гетерогенная (Ti+Al)	3,58	3,41	17,68	76
10	Гитан	4,5	4,13	22,04	60,76,93,130
11	Гетерогенная (Fe+Mg)	5,43	5,0	24,2	76
12	Железо	7,5	7,1	26	76

2.1.2.4.1.2. Конструктивно стандартные образцы представляют собой цилиндры диаметром 80 см и высотой 100 см, в центральной части которых вдоль оси проделаны отверстия, имитирующие скважины различного диаметра, заполняемые промывочной жидкостью.

2.1.2.4.1.3. Градуирование аппаратуры ГГК, заключающееся в построении зависимостей ее показаний от исследуемых параметров горных пород и руд (ρ или $Z_{эф}$) производится по результатам измерений в ГСО или ОСО и (или) в контрольно-поверочных скважинах, содержащих в разрезе интервалы горных пород и руд с достоверно установленными по керну параметрами, необходимыми для интерпретации данных ГГК. Число интервалов, используемых для градуирования, должно обеспечивать воспроизведение градуировочной зависимости во всем диапазоне изменения измеряемого параметра и соответствовать типичным скважинным условиям.

При двухпараметровых измерениях на основе данных градуирования на стандартных образцах ρ и $Z_{эф}$ строятся номограммы, используемые для графического решения обратной задачи ГГК-ПС.

Аналогичным образом при ГГК-С с инверсионным зондом на основе данных измерений на стандартных образцах $Z_{эф}$ в двух энергетических интервалах при различной толщине H промежуточной зоны строится номограмма, используемая для графического решения обратной задачи – определение параметров $Z_{эф}$ и H по результатам измерений скоростей счета N_{s1} и N_{s2} (пункт 2.1.2.2.3.8).

Градуировочные зависимости, построенные по данным измерений на стандартных образцах и их имитаторах, уточняются результатами каротажа опорных скважин. Такой подход к построению градуировочных графиков и номограмм снижает погрешности в определении ρ и $Z_{эф}$, обусловленные неоднородностями геологических сред и другими факторами.

2.1.2.4.1.4. Поверка аппаратуры ГГК, устанавливающая соответствие нормируемых метрологических характеристик каждого экземпляра рабочего прибора их значениям для образцовой аппаратуры, подразделяется на первичную – при выпуске с завода и входном контроле в производственной организации, и периодическую – в процессе эксплуатации аппаратуры.

Поверка, главным контролирующим параметром при которой является основная погрешность (погрешность средства измерений в нормальных условиях), проводится в стандартных образцах или контрольно-поверочных скважинах. Поверка возможна также на имитаторах стандартных образцов или моделях скважин, требования к которым излагаются в инструктивно-методических документах по проведению ГГК.

2.1.2.4.1.5. Калибровка аппаратуры обеспечивает контроль ее работоспособности, чувствительности к измеряемому параметру и единообразие в масштабировании диаграмм. Она проводится перед выездом на скважину и на скважине до и после проведения каротажа. Для калибровки используют,

как правило, полевые калибровочные устройства (ПКУ), являющиеся составными или комплектующими элементами аппаратуры.

2.1.2.4.1.6. Значения объемной и электронной плотности и эффективного атомного номера для ПКУ уточняются сравнительными измерениями в ПКУ и стандартных образцах в региональном метрологическом центре. Обычно в качестве материала для ПКУ используется алюминий. Для более уверенного градуирования шкалы регистратора целесообразно иметь несколько ПКУ со значениями ρ и $Z_{эф}$, обеспечивающими контроль за стабильностью аппаратуры во всем диапазоне измеряемых параметров.

2.1.2.4.1.7. Полевые калибровочные устройства плотности, разработанные ВНИИГИС и предназначенные для калибровки аппаратуры ГГК-ПС, представляют собой цилиндры из Al и Ti диаметром 18 см и длиной 45 см, содержащие в центральной части скважину диаметром 45 мм. Для уменьшения веса и проведения калибровки скважинных приборов с прижимными устройствами в ПКУ предусмотрен вырез в виде сектора с углом 90° и вершиной на оси цилиндра.

Полевые калибровочные устройства эффективного атомного номера представляют собой блоки прямоугольной формы из плексигласа размером 280×210×119 мм, на гранях которых выполнены проточки в форме полуцилиндров, имитирующих скважину. Поверхности трех полуцилиндров экранированы фильтрами из алюминия толщиной 10 мм и стали толщиной 2 и 15 мм. Такие ПКУ имитируют 4 значения $Z_{эф}$:

ПКУ1 – $Z_{эф} = 7 \pm 0{,}2$; $\rho = 1{,}2 \pm 0{,}2$ г/см^3,
ПКУ2 – $Z_{эф} = 13 \pm 0{,}3$; $\rho = 2{,}5 \pm 0{,}3$ г/см^3,
ПКУ3 – $Z_{эф} = 18 \pm 0{,}3$; $\rho = 3{,}4 \pm 0{,}3$ г/см^3,
ПКУ4 – $Z_{эф} = 26 \pm 0{,}3$; $\rho = 7 \pm 0{,}2$ г/см^3.

2.1.2.4.1.8. ПКУ плотности и $Z_{эф}$, используемые ВИРГ-Рудгеофизикой для калибровки доинверсионных зондов, представляют собой цилиндры с имитирующей скважину проточкой по образующей в форме полуцилиндра. ПКУ изготовлены из капролона, алюминия, титана и стали. Высота и диаметр цилиндров 180 мм и 100 мм соответственно, диаметр скважины 46 мм.

2.1.2.4.1.9. ПКУ эффективного атомного номера, используемые КазВИРГом для построения градуировочной зависимости и проверки стабильности спектрометрической аппаратуры ГГК-С с инверсионным зондом, изготовлены из однородных образцов горных пород и чистых материалов (алюминий, титан) с известным составом и плотностью. ПКУ имеют форму куба с ребром 100 мм. Одна грань куба имеет полуцилиндрическую проточку диаметром 59 мм. В качестве образцов горных пород применены магнезит ($\rho = 2{,}87$, $Z_{эф} = 9{,}54$), кварц ($\rho = 2{,}78$, $Z_{эф} = 11{,}66$), мрамор ($\rho = 2{,}68$, $Z_{эф} = 14{,}65$).

ПКУ использовались также для изучения влияния микрокавернозности (в баке с водой) и построения градуировочных зависимостей и номограмм для нахождения $Z_{эф}$ и толщины H промежуточной зоны.

2.1.2.4.2. Метрологическая аттестация аппаратуры ГГК.

Целью метрологической аттестации аппаратуры ГГК-П и ГГК-С является обеспечение единства измерений и точности определения объемной плотности и эффективного атомного номера горных пород и руд в течение всего периода ее эксплуатации.

Каждый новый комплект аппаратуры перед передачей его предприятию проходит метрологическую аттестацию на заводе и в базовом метрологическом центре. В качестве образцовых средств измерений промежуточного уровня, используемых для поверки аппаратуры, в условиях производственных геофизических организаций применяют образцовую геофизическую аппаратуру ГГК того же типа, что и поверяемая, или стандартные образцы (имитаторы) плотности и $Z_{эф}$, аттестованные как стандартные образцы предприятия.

2.1.2.4.3. Градуирование аппаратуры и контроль ее чувствительности в процессе эксплуатации.

В процессе эксплуатации каждый комплект аппаратуры ГГК подвергается регулярному градуированию в ОСО плотности и (или) $Z_{эф}$ не реже одного раза в год. Обязательное градуирование производится после ремонта аппаратуры, замены ФЭУ и детектора. По окончании градуирования в ОСО с зондами ГГК-П и ГГК-С осуществляются измерения в полевых калибровочных устройствах. По градуировочным зависимостям и результатам этих измерений для ПКУ определяют эквивалентные значения δ_ρ и $Z_{эф}$. В дальнейшем показания ПКУ используются для масштабирования диаграмм ГГК-П и ГГК-С и контроля чувствительности на скважине.

Статическая погрешность измерений счета импульсов в ОСО и ПКУ не должна превышать 1%, что достигается набором за время измерений не менее 10000 имп.

2.1.2.4.4. Подготовка аппаратуры и оборудования к работе выполняется в стационарных условиях на базе каротажной партии и включает проверку общей работоспособности аппаратуры, ее настройку и выбор режимов измерений в соответствии с принятой методикой, градуирование и калибровку аппаратуры, проверку комплектности и исправности каротажной станции и защитных приспособлений для работ с источниками ионизирующих излучений, выбор кабеля и его подготовку для проведения каротажа.

Для проведения ГГК-П и ГГК-С используется аппаратура, рекомендованная в установленном порядке к производственной эксплуатации и прошедшая метрологическую поверку на исходных образцовых средствах измерений. Проверка общей работоспособности аппаратуры, а при необходимости ее ремонт, производятся согласно соответствующим техническим описаниям и инструкциям по настройке и эксплуатации. При настройке аппаратуры оптимальные режимы и условия измерений (тип зондового устройства и скважинного прибора, радиоизотопный источник и его активность) опреде-

ляются в соответствии с выбранной для решения поставленной задачи методикой каротажа. Для обеспечения необходимой статистической точности измерений (1 – 2%) интегральная скорость счета при пороге дискриминации 20 ± 0,5 кэВ должна быть (8÷20)·10³ имп./с.

2.1.2.4.4.1. Основные операции при подготовке интегральной аппаратуры к работе включают настройку режима питания скважинных приборов (или напряжения на ФЭУ), установку энергетического порога регистрации (20 ± 0,5 кэВ), выбор диапазонов аналогового регистратора, поверку аппаратуры на стандартных образцах, их имитаторах или в опорных скважинах (или в моделях скважин) и калибровку аппаратуры с использованием ПКУ.

2.1.2.4.4.2. Основные операции при подготовке спектрометрической аппаратуры к работе включают:

- установку оптимального напряжения на ФЭУ;
- выставление нулей интенсиметров и калибровку диапазонов записи регистрирующей аппаратуры;
- определение энергетического разрешения R спектрометра по гамма-линии изотопа ^{137}Cs (662 кэВ) или гамма-линиям других радиоактивных изотопов, которое должно быть не хуже рассчитанного по формуле $R = AE^{-1/2} \times \times 100\%$, где E – энергия гамма-линии, кэВ; A – коэффициент, равный 2 – 2,5;
- выбор реперного фотопика для обеспечения работы системы АРУ и выбор масштаба энергетической шкалы гамма-спектрометра;
- выбор положения энергетических интервалов во вторичных спектрах в соответствии с требованиями методики;
- выбор диапазонов аналогового регистратора;
- поверка аппаратуры на стандартных образцах или опорных скважинах (моделях) и ее калибровка в ПКУ.

2.1.2.4.4.3. Каротажные станции должны обеспечивать проведение необходимого комплекса методов и регистрацию результатов измерений в масштабах 1:50, 1:200. При использовании цифровых регистраторов шаг квантования по глубине должен быть 5, 10 и 50 см.

2.1.2.4.4.4. Для проведения спектрометрического ГГК рекомендуется радиочастотный каротажный кабель типа КГ 1-2-50Ш и КГК 1-2-60 СВМ. Для интегрального каротажа используется одножильный кабель типа КГ 1-6-60 и трехжильные кабели типа КГ 3-6-60, КГ 3-6-60 СВМ.

Установка меток глубин на кабеле или каротажных штангах и их проверка проводится в соответствии с требованиями раздела 2.1.1.3.3, пунктов 2.1.1.4.1.9. и 2.1.1.4.1.12.

2.1.2.4.4.5. Проведение работ на скважине. До приезда каротажного отряда буровая бригада подготавливает скважину в соответствии с проектом работ партии. Перед выполнением ГГК скважина должны быть тщательно промыта водой по возможности до практически полного удаления глинистого раствора и шлама.

По прибытии на скважину каротажная машина устанавливается так, чтобы подъемник находился на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а ось барабана подъемника располагалась горизонтально и была перпендикулярна линии, соединяющей устье скважины с серединой барабана лебедки.

Оператор проверяет работоспособность подъемных устройств, надежность герметизации скважинного прибора и узлов сочленения с ним кабеля, размещает в зондовом устройстве радиоизотопный источник, проверяет работоспособность всего комплекта аппаратуры, устанавливает масштаб записи диаграмм с помощью ПКУ плотности и (или) $Z_{эф}$ и осуществляет калибровку аналогового регистратора.

Масштаб регистрации аналоговой диаграммы зависит от диапазона изменения плотности и $Z_{эф}$ горных пород и руд на месторождении. По опыту работы масштаб регистрации удобно выбирать таким, чтобы разница между минимальными и максимальными значениями регистрируемой скорости счета составляла около 10 см диаграммной ленты.

Калибровка аналогового регистратора производится с помощью калибровочных сигналов интенсиметра и (или) измерителя отношений. При этом для каждого рабочего диапазона на диаграммной ленте фиксируется положение нулей регистратора, интенсиметра и (или) измерителя отношений.

Перед спуском скважинного прибора в скважину и по окончании каротажа на измерительный зонд поочередно размещают ПКУ плотности и (или) $Z_{эф}$ и производится запись показаний регистратора на диаграммной ленте. Одновременно на цифропечатающем устройстве от каждого ПКУ записывается по 10 – 15 отсчетов. Разброс показаний регистратора или цифропечатающего устройства от ПКУ не должен привышать $\pm 2(N_s)^{1/2}$, где N_s – регистрируемая скорость счета.

После проведения градуирования прибор опускается в скважину и при подъеме выполняется каротаж. Первая диаграмма записывается в обзорном масштабе глубин 1:200. В выбранных для интерпретации интервалах проводятся детализационные измерения в масштабе глубин 1:50. Для оценки уровня случайных погрешностей каждый интервал прописывается два раза, при этом на диаграмме должны быть зарегистрированы показания от вмещающих пород не менее чем на 5 м вверх и вниз от выбранного интервала.

Динамические характеристики режимов измерений при аналоговой записи диаграмм ГГК и других методов радиоактивного каротажа определяются постоянной τ интегрирующей ячейки и скоростью каротажа V и оцениваются обычно при проведении опытно-методических работ. Оптимальное значение τ (с) оценивается по формуле

$$\tau = 5 \cdot 10^3 / (\sigma_g N),$$

где N – средняя скорость счета, имп./с; σ_g – допустимая относительная среднеквадратическая погрешность регистрации скорости счета, %, составляю-

щая для обзорного каротажа (масштаб 1:200) 4 – 7%, для детализационного (масштаб 1:50) – 3 – 5%.

Допустимая скорость каротажа V_g (м/ч) при выбранном значении τ оценивается по формуле

$$V_g = 3600(h_{min} - l)/[\tau(4{,}6 - \ln d)],$$

где l – длина зонда, м; h_{min} – минимальная мощность пласта, м, подлежащего количественной оценке; d – допустимая динамическая погрешность оценки амплитуды для этого пласта, составляющая 20% для обзорного и 5% для детализационного каротажа.

При обзорном ГГК скорость каротажа в зависимости от регистрируемой скорости счета и значения h_{min} составляет обычно 100 – 250 м/ч, при детальных исследованиях – 50 – 120 м/ч.

Цифровая запись в выделенных для детализационных исследований интервалах производится при постоянном шаге квантования по глубине. В зависимости от поставленных задач и геологических особенностей месторождения шаг квантования выбирается в пределах от 5 до 20 см, а для сравнительно однородных по параметрам ρ или $Z_{эф}$ пластов большой мощности шаг квантования может составлять 0,5 – 1 м. В случае цифровой регистрации при прочих равных условиях скорость каротажа при детальных исследованиях может быть увеличена на 20 – 30% по сравнению со скоростью при аналоговой регистрации.

2.1.2.5. *Оформление, первичная обработка и оценка качества результатов каротажа*

2.1.2.5.1. Оформление результатов каротажа. Исходным материалом во всех модификациях ГГК, за исключением точечных измерений в скважинах подземного бурения, являются регистрируемые с помощью каротажного осциллографа или самописца иного типа каротажные диаграммы или гистограммы. На подлинник каротажной диаграммы наносятся: заголовок; масштаб измеряемой величины (ее значения через каждые 2 см); отметки целого числа десятков метров, ближайшие к меткам глубин; значение глубины, соответствующее началу записи; нулевая линия, проведенная по отметкам нуля.

В заголовке кроме общих сведений указываются:

- тип зонда;
- тип, номер и активность источника по паспорту;
- постоянная времени (в секундах) при аналоговой и шаг квантования (в сантиметрах) при цифровой (цифро-аналоговой) записях.

Требования к регистрации, а также к обработке цифровой информации рассмотрены в разделе 4.5.

2.1.2.5.2. Первичная обработка результатов включает выделение пластов (рудных зон), определение их мощности и глубины залегания.

Форма кривых ГГК-П и ГГК-С против пласта ограниченной мощности зависит от мощности пласта, длины зонда и конструкции зондового устройства, длины детектора, плотности и эффективного атомного номера пласта и вмещающих пород.

За точку записи диаграммы ГГК принимается обычно середина или удаленный от источника край детектора.

Учет инерционности при аналоговой регистрации диаграмм ГГК обычно не производится благодаря высокой скорости счета импульсов и выбору оптимальной скорости каротажа.

Границы пластов горных пород и руд, отличающихся по плотности и $Z_{эф}$ от вмещающей среды, фиксируются по характерным элементам (точкам).

Характерные элементы аномалии ГГК в одиночном пласте: ширина L у ее основания, экстремальное (максимальное или минимальное) значение ее амплитуды и протяженность P плато на вершине аномалии.

При ГГК с заинверсионным зондом минимальная мощность пласта, экстремальное показание против которого такое же, как и против пласта неограниченной мощности, равна примерно длине зонда l. Границам пласта соответствует начало спада (подъема) кривой при входе детектора в пласт и подъема (спада) при выходе из пласта. Погрешность оценки мощности пласта, определяемой как разность глубин соответствующих границ пласта, не превышает ± 5 см.

С такой же погрешностью определяется мощность пласта h при $h \geq l$ по сумме $P + l$, где P – протяженность плато. При $h = l$ плато исчезает и аномалия становится остроконечной, а при $h < l$ вновь появляется плато, ширина которого $P = l - h$. В этом случае мощность пласта определяется по формуле $h = l - P$.

При ГГК-С с инверсионным и ГГК-П с доинверсионным зондом, размеры которых составляют 1,5 – 5 см, плотность потока N_s рассеянного гамма-излучения также увеличивается (уменьшается) в момент входа детектора в пласт и уменьшается (увеличивается) при выходе из него. Однако из-за малого размера зонда форма кривых ГГК существенно зависит от конструкции зондового устройства, в основном от углов наклона и длины первичного и приемного коллиматоров. Например, в зондовом устройстве ГГК-С при нормальном наклоне коллиматоров к поверхности исследуемой среды, размещении детектора в приемном коллиматоре на глубине ~ 1,5 см, а источника вблизи выходного отверстия излучающего коллиматора, экстремальное значение N_s достигается при мощности прослоя порядка $3l$, где l – длина зонда, равная расстоянию между центрами коллимационных каналов источника и детектора. Соответственно при $l = 2$ см надежное определение границ пластов, а также параметров ρ и $Z_{эф}$ возможно, если их мощность превышает 6 см.

Поэтому при ГГК с малыми зондами методика определения границ пластов, их плотности и $Z_{эф}$ должна перед началом работ уточняться по данным экспериментальных исследований на моделях.

2.1.2.5.3. Оценка качества результатов каротажа.

При оценке качества результатов каротажа проверяются правильность определения положения нулевой линии и соответствие требованиям инструктивно-методических документов масштаба записи диаграмм, который устанавливается по ПКУ плотности или $Z_{эф}$ перед спуском в скважину и проверяется по ПКУ после окончания записи диаграмм.

Качество диаграмм ГГК контролируется по следующим основным показателям:

- по воспроизводимости калибровочных данных перед спуском прибора в скважину и по окончании записи диаграмм. Расхождения по ПКУ не должны превышать для плотности 0,03 г/см^3, для $Z_{эф}$ – 0,2 – 0,3 ат.ед.;

- по воспроизводимости основной и контрольной записей при ГГК с заинверсионным зондом, которая должна быть в пределах статистической точности измерений;

- по сходимости основной и контрольной записей при ГГК-П с доинверсионным зондом и ГГК-С с инверсионным зондом, которая оценивается по формуле

$$\Delta S = (S_0 - S_k)\cdot 200/(S_0 + S_k),\ \%,$$

где S_0 и S_k – площади аномальных участков, соответствующих первичным и повторным наблюдениям.

Значение ΔS не должно превышать 10%.

Дополнительные способы оценки качества диаграмм ГГК применительно к особенностям аппаратуры и методики указываются в соответствующих инструктивно-методических документах.

2.1.2.6. *Количественная интерпретация результатов ГГК-П и ГГК-С*

2.1.2.6.1. Определение границ и мощности пластов горных пород и руд. Определение границ пластов и их мощности осуществляется в процессе первичной обработки каротажных диаграмм (пункт 2.1.2.5.2). На втором этапе обработки применяются более точные способы определения мощности пластов, основанные на использовании всех точек аномалии.

Так как зависимости $N_s = f(\rho)$ или $N_s = f(Z_{эф})$ нелинейны, то поступают следующим образом. По градуировочным графикам все аномальные значения N_s переводят в значения ρ и $Z_{эф}$, после чего каротажную диаграмму перестраивают в линейном масштабе, используя вместо измеренных значений N_s

полученные значения ρ или $Z_{эф}$. Если зависимости $\lg N_s$ от ρ или $Z_{эф}$ линейны, то достаточно перестроить диаграмму в логарифмическом масштабе. Тогда при $h \geq l$ можно использовать широко применяющиеся в других методах каротажа способы определения мощности по ширине аномалии на уровне половины ее амплитуды, а также осуществлять линейное усреднение кривых в неоднородных пластах.

В случае маломощных пластов ($h < l$) их мощность определяется по формуле

$$h = L_2 - L_1$$

где L_1 и L_2 – ширина аномалий на двух уровнях, отличающихся на $0{,}5\Delta\rho_{max}$; $\Delta\rho_{max}$ – амплитуда аномалии, выраженная в единицах плотности.

В этом способе можно использовать практически все точки аномалии, если значения h определить на нескольких уровнях и затем по найденным значениям вычислить среднее значение мощности маломощного пласта.

В любых случаях мощность пластов предпочтительнее определять по диаграммам ГГК с доинверсионными или инверсионными зондами, при использовании которых погрешность оценки мощности находится в пределах 2 – 3 см.

2.1.2.6.2. Определение объемной плотности, $Z_{эф}$ горных пород и руд и содержания в рудах тяжелых металлов.

Определение ρ и $Z_{эф}$ является конечным этапом интерпретации диаграмм ГГК. Для этого шкала диаграммы ГГК должна быть проградуирована в соответствующих единицах. Если между показаниями ГГК-П или ГГК-С и содержанием полезного компонента в рудах установлена тесная корреляционная связь, шкала градуируется в единицах содержания этого элемента, а результаты интерпретации используются для количественных оценок оруденения. При этом теснота корреляционной связи, характеризующаяся коэффициентом корреляции r, должна быть не хуже 0,8

Для более полного учета мешающих факторов, которые могут повлиять на точность оценки объемной плотности, $Z_{эф}$ или содержания анализируемого элемента, на конечном этапе интерпретации целесообразно использовать уточненные градуировочные графики, построенные по результатам измерений в опорных скважинах.

В качестве опорных на объекте выбираются скважины, имеющие типичный геологический разрез и высокий (не ниже 70%) выход керна. По этим скважинам выполняется тщательное геологическое опробование керна (определение объемной плотности, содержания анализируемых и основных породообразующих элементов с изучением соответствующих корреляционных связей, необходимых для обоснования принятой методики интерпретации данных ГГК).

Если в скважине проведена кавернометрия, то при количественной интерпретации данных ГГК с заинверсионным зондом отбраковываются участки, в которых уровень кавернозности превышает допустимый. В оставшихся кавернозных интервалах в измеренное значение $N_s(H)$ вводится поправка по формуле

$$N_s(0) = f(H)\, N_s(H),$$

где H – глубина каверны, определяемая по кавернограмме; $f(H) = N_s(0)/N_s(H)$ – коэффициент, определяемый по результатам измерений N_s на моделях при $H = 0$ и $H = H$.

2.1.2.6.3. Если мощность h одиночного пласта, выделенного на диаграмме, превышает длину зонда l, т. е. $h > l$, то δ_e породы или руды в пласте определяется по ее усредненному значению в области плато на вершине аномалии. Переход от электронной к объемной плотности рудного пласта осуществляется по формуле (2.29), а в случае породного пропластка – по формуле $\rho = \delta_e \cdot \beta$ после идентификации породы по керну или по данным других методов каротажа и определения параметра β по табл. 2.8.

В маломощном ($h < l$) пласте для определения плотности слагающей его среды используется формула

$$\rho = (l\rho_{max} + \rho_0 h)/h,$$

где ρ_0 – плотность вмещающей породы; ρ_{max} – амплитуда аномалии ГГК-П в единицах плотности.

Более точный способ определения плотности в случае маломощного пласта, а также при неравномерном распределении плотности среды в выделенном для интерпретации интервале осуществляется с использованием площади S аномалии:

$$\rho = \rho_0 + S/h,$$

где h – мощность пласта; S – площадь аномалии, ограниченная диаграммой ρ и линией ρ_0, соответствующей плотности вмещающих пород.

Рассмотренные способы интерпретации относятся к интегральным вариантам как ГГК-П, так и ГГК-С с заинверсионными, в том числе равновесными, зондами.

Особенностью интерпретации диаграмм ГГК с равновесными зондами при количественной оценке содержаний тяжелых металлов является нормирование в каждой скважине измеряемой скорости счета N_s к ее значению в безрудных интервалах. Этот прием позволяет использовать для различных участков месторождения единый градуировочный график и позволяет учесть изменения плотности руд, обусловленные различным минералогическим составом оруденения.

2.1.2.6.4. В интегральном варианте ГГК-С с инверсионным или каплевидным зондом при определении $Z_{эф}$ или содержания полезного компонента приемы интерпретации каротажных диаграмм практически не отличаются от приемов, используемых при интерпретации данных ГГК-П и ГГК-С с заинверсионным зондом (пункты 2.1.2.6.1 – 2.1.2.6.3). При этом для элементов с атомным номером $Z \sim 20 - 30$ (железо, марганец и др.) градуировочный график $N_s(q)$ линеен, что упрощает интерпретацию данных каротажа.

В случае применения ГГК-П с доинверсионным зондом в качестве параметра, используемого при интерпретации, принято

$$P = (N_s - N_{sAl})/(N_{sFe} - N_{sAl}),$$

где N_s – скорость счета в интерпретируемом интервале; N_{sAl} и N_{sFe} – скорости счета на контрольных образцах из алюминия и железа.

С помощью параметра P учитывается возможное изменение чувствительности аппаратуры в период между двумя градуированиями. В остальном количественная интерпретация диаграмм ГГК-П с доинверсионным зондом при определении плотности горных пород и руд производится в соответствии с пунктами 2.1.2.6.1 – 2.1.2.6.3.

2.1.2.6.5. В спектрометрическом варианте ГГК-С с инверсионным зондом геологические границы также определяются по проекциям характерных точек кривой N_{s1} (пункт 2.1.2.2.3.7) на ось глубин. В пределах выделенных пластов определяются средние значения скоростей счета в первом (N_{s1}) и втором (N_{s2}) каналах. По их значениям, нормированным на одном из образцов ПКУ (пункт 2.1.2.4.1.9), с использованием номограмм. (пункт 2.1.2.4.1.3) определяются $Z_{эф}$ пластов и средний уровень кавернозности, характеризующий состояние пласта по степени трещиноватости.

Конечным продуктом интерпретации данных ГГК-С является построение уточненных геологических разрезов с литологическими характеристиками и корреляцией ослабленных зон и разломов, а также оценка содержания q полезного компонента, если между q и $Z_{эф}$ имеется устойчивая корреляционная связь.

2.1.2.6.6. Аналогичным образом с использованием номограмм может осуществляться интерпретация диаграмм спектрометрического двухпараметрового ГГК с заинверсионным (в том числе равновесным) и доинверсионным зондами при одновременном определении объемной плотности и $Z_{эф}$.

При этом на первом этапе интерпретации на основе данных гамма-кавернометрии отбраковываются интервалы, в которых уровень кавернозности превышает допустимый. В остальных кавернозных интервалах значения параметров $N_{sм}$ и $N_{sж}$ корректируются с помощью полученных на моделях зависимостей $N_{sм}(H)$ и $N_{sж}(H)$, где H – толщина промежуточной зоны (п.2.1.2.6.2).

2.1.2.7. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по гамма-гамма-каротажу*

2.1.2.7.1. Арцыбашев В.А., Иванюкович Г.А. Плотностной гамма-гамма-каротаж на рудных месторождениях (Методические рекомендации). – М.: Атомиздат, 1975. – 72с.

2.1.2.7.2. Методическое руководство по опробованию железных руд Кривбасса и КМА гамма-гамма-методом с аппаратурой РСР / Н.И. Виценко, А.Ф. Лукьянов, А.П. Очкур. – Белгород: ВИОГЕМ, 1975. – 76с.

2.1.2.7.3. Инструкция по применению геофизических методов опробования на горнодобывающих предприятиях Министерства черной металлургии СССР / А.Ф. Лукьянов, И.А. Назаров, В.С. Дубровин. – Белгород: ВИОГЕМ, 1979. – 36 с.

2.1.2.7.4. Методические рекомендации по применению аппаратуры ГГК-ПС-36 и ГГК-ПС-42 для определения объемной плотности и эффективного атомного номера горных пород, руд и углей в скважинах малого диаметра / Е.С. Кучурин, В.Т. Перелыгин, – Октябрьский: ВНИИГИС, 1993. – 75с.

2.1.3. Гамма-нейтронный (фотонейтронный) каротаж

2.1.3.1. *Общие физико-геологические сведения и основы методики*

2.1.3.1.1. Гамма-нейтронный метод, называемый иначе фотонейтронным, основан на использовании фотоядерной реакции

$$^{A}_{Z}X + \gamma \rightarrow {}^{A-1}_{Z}X + n + Q,$$

которая возникает на ядрах элементов X, имеющих порядковый атомный номер Z и атомную массу A, под воздействием гамма-квантов с энергией, превышающей потенциал связи нейтронов в атомном ядре элемента, взаимодействующего с гамма-квантом. В результате фотоядерной реакции поглощаются гамма-кванты и возникают фотонейтроны с энергией

$$\varepsilon_n = (\varepsilon\gamma - \varepsilon_п)(A - 1)/A,$$

где $\varepsilon_п$ – пороговая энергия (γ,n)-реакции для данного элемента; $\varepsilon\gamma$ – энергия гамма-кванта; ε_n – энергия фотонейтрона; Q – энергия, выделяемая (со знаком плюс) или поглощаемая (со знаком минус) в результате фотоядерной реакции.

Среди стабильных ядер наименьший порог фотоядерной реакции имеют бериллий-9 ($^{9}_{4}$Be) и дейтерий ($^{2}_{1}$H), значения которого соответственно равны 1,666 ± 0,002 МэВ и 2,226 ± 0,003 МэВ, т. е.

$$^{9}_{4}\text{Be} + \gamma \rightarrow {}^{8}_{4}\text{Be} + n - 1{,}666\ \text{МэВ} \rightarrow 2\,{}^{4}_{2}\text{He} + n - 1{,}666\ \text{МэВ};$$
$$^{2}_{1}\text{H} + \gamma \rightarrow {}^{1}_{1}\text{H} + n - 2{,}226\ \text{МэВ}.$$

Для ядер всех других элементов $\varepsilon_п > 4$ МэВ, поэтому фотоядерная реакция на них может быть осуществлена только с помощью генераторов гамма-квантов высоких энергий, в то время как на бериллии она реализуется с радиоизотопным источником сурьма-124.

2.1.3.1.2. Радиоизотопный источник сурьма-124 ($^{124}_{51}$Sb) имеет период полураспада 61 день, высокую удельную активность и испускает в процессе распада гамма-кванты с энергией 1,692 МэВ и 2,088 МэВ, которые достаточны для возникновения фотоядерной реакции только на ядрах бериллия. Таким образом, гамма-нейтронный метод с радиоизотопным источником сурьма-124 является прямым методом анализа горных пород и руд на содержание в них бериллия. При каротаже и опробовании используются ампульные источники типа ИГИ-Су активностью до $3{,}7 \cdot 10^{9}$ Бк, поставляемые отделениями АО»Изотоп». В гамма-спектре источника сурьма-124 суммарный выход вышеуказанных гамма-линий составляет 57%, причем интенсивность линии 1,692 МэВ почти в 10 раз больше, чем линии 2,088 МэВ.

2.1.3.1.3. Зависимость сечения фотоядерной реакции от энергии гамма-квантов носит ярко выраженный резонансный характер. Для бериллия главный резонансный максимум соответствует энергии гамма-квантов, равной примерно 1,7 МэВ.

Энергия фотонейтронов, возникающих при фотоядерной реакции на бериллий, равна 24 кэВ (от гамма-линии 1,692 МэВ) и 373 кэВ (от линии 2,088 кэВ), причем первых примерно в 10 раз больше, чем вторых. Распределение возникающих фотонейтронов в окружающей среде изотропно, а их количество пропорционально плотности потока гамма-квантов, вызывающих фотоядерную реакцию, эффективному сечению этой реакции и концентрации бериллия в веществе горной породы или руды.

2.1.3.1.4. Регистрация возникающих фотонейтронов при каротаже скважин осуществляется либо газонаполненными пропорциональными гелиевыми счетчиками СНМ-16, СНМ-17, СНМ-18, либо сцинтилляционными детекторами М-21-В или ЛДНМ в паре с ФЭУ-13. В качестве замедлителей нейтронов для их регистрации детекторами используются экраны из плексигласа.

2.1.3.1.5. Глубинность исследований при гамма-нейтронном каротаже составляет в среднем 10 см, а порог чувствительности к содержаниям бериллия $0{,}5 \cdot 10^{-3}$%.

2.1.3.1.6. По своей физической сущности гамма-нейтронный метод является прямым высокоэффективным способом определения бериллия в горных породах и рудах и широко используется в практике геолого-поисковых, разведочных и горнодобывающих работ с целью выявления (поисков)

и опробования бериллиевых руд в разрезах скважин для оконтуривания рудных тел, определения в них содержания бериллия и подсчета его запасов, а также для изучения ореолов рассеяния бериллия, с которыми могут быть связаны месторождения других полезных ископаемых, например редких металлов.

2.1.3.1.7. Измеряемым параметром при проведении гамма-нейтронного каротажа является поток (скорость счета) фотонейтронов, который пропорционален содержанию бериллия в изучаемом объекте, но зависит от плотности, влажности и содержания в нем нейтронопоглощающих элементов, таких как бор, литий, фтор, редкоземельных элементов, которые могут быть спутниками бериллия в горных породах и рудах, а также от диаметра скважины, наличия в ней бурового раствора и конструктивных особенностей зондового устройства. Влияние этих факторов на показания гамма-нейтронного каротажа исследуется экспериментально на моделях руд применительно к той аппаратуре, которая используется в работе, и по результатам эксперимента определяется целесообразность учета тех или иных факторов при обработке и количественной интерпретации материалов каротажа, а также размер поправок, которые обычно вводятся путем соответствующей корректировки пересчетного коэффициента.

Для снижения влияния нейтронопоглощающих элементов (бор, литий и др.) иногда измеряют поток надтепловых (надкадмиевых) нейтронов, для чего детектор помещается в кадмиевый экран толщиной 1,0 – 1,5 мм.

2.1.3.1.8. Модельные работы по изучению влияния мешающих факторов на результаты гамма-нейтронного каротажа проводятся индивидуально для каждого скважинного прибора на искусственных моделях руд, насыщенных по мощности. Такие модели представляют собой емкости обычно цилиндрической формы диаметром 1 м, высотой 1 м, которые заполняются исследуемой средой в дробленом виде. Наполнителем в моделях используется либо песок, либо дробленый известняк. Изменения плотности моделируются путем добавления в среду утяжелителя в виде свинцовой или железной дроби, а изменения влажности – с помощью различных количеств воды.

В центре таких емкостей помещаются трубы различного диаметра и толщины, имитирующие скважины и их обсадку.

На подобных моделях в процессе экспериментальных работ исследуются зависимости показаний скважинного прибора от изменений плотности и влажности вмещающих пород, от изменений диаметра скважины, от наличия и толщины обсадки скважины, от наличия в скважине воды или бурового раствора, от длины зонда скважинного прибора, от наличия в исследуемой среде помимо бериллия других нейтронопоглощающих элементов.

По результатам экспериментов определяются поправки, которые следует вносить в результаты измерений с этим прибором в процессе дальнейших работ.

2.1.3.1.9. Зависимость потока фотонейтронов от содержания бериллия в руде (градуировочный график) может быть получена на таких же моделях, изготовленных из дробленой руды с различными содержаниями бериллия. Обычно она имеет вид прямой линии, по крайней мере в диапазоне реальных рудных концентраций.

2.1.3.1.10. Если по результатам экспериментальных исследований на моделях руд устанавливается необходимость учета мешающих факторов и введения поправок в результаты гамма-нейтронного каротажа при количественных оценках бериллиевого оруденения, то в дальнейшем гамма-нейтронный метод используют в комплексе с другими методами каротажа, в частности:

- с нейтрон-нейтронным (нейтронно-абсорбционным или нейтронно-активационным каротажем, по данным которого определяют влажность пород и руд и содержание в них нейтронопоглощающих элементов: бора, редких земель, фтора, лития и др.);
- с плотностным гамма-гамма-каротажем, по результатам которого судят об изменениях плотности горных пород и руд и толщины обсадных труб;
- с кавернометрией, по данным которой учитывают изменения диаметра скважин и влияние каверн

2.1.3.2. *Аппаратура, технические средства и технология проведения гамма-нейтронного каротажа*

2.1.3.2.1. Радиоизотопные источники и детекторы для гамма-нейтронного каротажа – см. пункты 2.1.3.1.2 и 2.1.3.1.4. Источник сурьма-124 требует особой осторожности при обращении и работе с ним. Соблюдение правил техники безопасности и санитарных правил при работе и транспортировке (ОСПОРБ-99, НРБ-99, ПБТРВ-73) строго обязательно.

2.1.3.2.2. При гамма-нейтронном каротаже скважин глубиной до 500 м могут быть использованы любые одножильные или трехжильные каротажные кабели, например КГ 3-60 СВМ, КГ 1-6-60, КГ 3-6-60, выпускаемые заводом «Севкабель» (г. Санкт-Петербург). При каротаже скважин глубиной более 500 м лучше применять коаксиальные каротажные кабели КГ 1-2-50Ш и КГК 1-2-60 СВМ, которые производятся тем же заводом. Требования к кабелю, его подготовка, разметка и условия эксплуатации такие же, как и при рентгенорадиометрическом каротаже (см. раздел 2.1.1.3.3).

2.1.3.2.3. Скважинные приборы и зонды для гамма-нейтронного каротажа содержат источник гамма-квантов (сурьма-124) и детектор фотонейтронов, разделенные защитным экраном из свинца или псевдосплава вольфрама и меди. Толщина защитного экрана составляет около 40 см, длина зонда (от центра источника до центра детектора) – 75 –100 см. Скважинный прибор имеет хвостовик, представляющий собой герметичный корпус с замковым

окончанием, внутри которого располагается ампула с источником. Конструктивно скважинный прибор и хвостовик выполнены так, что зарядка хвостовика гамма-источником, а также присоединение или отсоединение хвостовика от скважинного прибора могут осуществляться только в том случае, если хвостовик находится в защитном контейнере.

2.1.3.2.4. Защитный контейнер для перевозки хвостовика скважинного прибора должен быть рассчитан на хранение гамма-источника сурьма-124 активностью до $3{,}7 \cdot 10^9$ Бк. Допускается использование стандартных контейнеров КЛ-12,8 и КЛ-15,3 (МРТУ 10-1-132-61) при условии увеличения диаметра гнезда контейнера до размера, превышающего диаметр скважинного прибора на 1 – 3 мм. По диаметру гнезда изготавливается новая свинцовая крышка (заглушка), а на дне его закрепляется замковая шайба, удерживающая хвостовик в контейнере. Допускается применение самодельных контейнеров с толщиной свинцовых стенок не менее 12 см.

2.1.3.2.5. Регистрация нейтронных импульсов детектором происходит на интенсивном фоне гамма-импульсов, однако амплитуды последних значительно ниже, чем от нейтронов. Поэтому для гамма-нейтронного метода применима как спектрометрическая аппаратура, так и интегральные радиометры, но снабженные пороговым дискриминатором с плавной регулировкой нижнего уровня для подавления фона, создаваемого рассеянным гамма-излучением. Интегрирующие схемы приборов для гамма-нейтронного каротажа должны быть рассчитаны на автоматическую запись малых скоростей счета. До 1990 г. отечественная промышленность выпускала специальную аппаратуру для гамма-нейтронного (фотонейтронного) каротажа ГНК-1, ГНК-2М, ГНК-4, СГСЛ-2-СП, «Кура-2М» с аналоговой обработкой сигналов и записью каротажных диаграмм на самописцы или фоторегистраторы. В настоящий момент выпуск подобной аппаратуры прекращен, поскольку она полностью морально устарела, однако использование ее при проведении работ по гамма-нейтронному каротажу не запрещается. Порядок работы, настройки и поверки ее регламентируется заводским техническим описанием и инструкцией по эксплуатации, прилагавшейся к каждому прибору, а также ранее утвержденными инструкциями и руководствами по гамма-нейтронному каротажу, список которых приводится в конце этого раздела.

2.1.3.2.6. Для гамма-нейтронного каротажа может использоваться любая аппаратура, будь то серийно выпускаемая или самодельная, но с обязательным выполнением хотя бы одного из нижеперечисленных условий:

- аппаратура должна пройти ведомственные (межведомственные) приемочные испытания в соответствии с программой и порядком, установленными министерством, ответственным за проведение работ на месторождении;
- аппаратура как средство измерений должна иметь государственную (ведомственную или межведомственную) метрологическую аттестацию и соответствующий сертификат, а методика измерений должна удовлетворять

требованиям действующих инструкций или методических руководств (рекомендаций, указаний), утвержденных соответствующими министерствами или ведомствами для конкретных месторождений или объектов

Технические требования к современной аппаратуре для гамма-нейтронного каротажа такие же, как и к аппаратуре для рентгенорадиометрического каротажа (см. пункт 2.1.1.3.5.3), но в настоящий момент такая аппаратура серийно не выпускается.

2.1.3.2.7. Аппаратура монтируется на автомобилях каротажных станций или используется в качестве разборных установок в подземных или труднодоступных условиях.

2.1.3.2.8. В комплект аппаратуры должно входить контрольное устройство, с помощью которого осуществляется повседневный контроль стабильности работы аппаратуры. Контрольное устройство представляет собой железный цилиндрический бачок диаметром 300 мм и высотой 400 мм, заполненный парафином. В центре бачка располагается полая труба из бериллистой бронзы диаметром 60 – 80 мм. В полость трубы в строго фиксированном положении устанавливается зондовая часть скважинного прибора при контрольных измерениях, которые производятся каждый раз до и после проведения каротажа скважины, а также периодически при настройке, градуировке или поверке аппаратуры после ремонта или замены детекторов и источников.

2.1.3.2.9. Подготовка каротажной аппаратуры, станции и оборудования к проведению работ на скважине для гамма-нейтронного каротажа такая же, как и для гамма-каротажа, однако для регистрации фотонейтронов и подавления фона рассеянного гамма-излучения необходимо выбрать и установить уровень нижнего порога дискриминации. Для этого на безрудной модели, не содержащей бериллия, с заполненной водой скважиной снимают интегральный спектр импульсов, зарегистрированный детектором от источника сурьма-124, вставленного в зондовое устройство, при различных уровнях дискриминации, т. е. фактически зависимость $N = f(U_n)$, где N – скорость счета импульсов, а U_n – уровень (напряжение) дискриминации (или просто порядковый номер переключателя уровней дискриминации нижнего порога дискриминатора). По этой зависимости устанавливается рабочий уровень дискриминации, при котором интегральная скорость счета гамма-квантов не превышает 2 – 4 имп./мин.

2.1.3.2.10. Порядок подготовки скважин к проведению каротажа и технология проведения каротажных работ на скважине такие же, как и при гамма-каротаже. Запись каротажной диаграммы при аналоговой регистрации ведется в масштабе глубин 1:200 с детализацией рудных интервалов в масштабе глубин 1:50. При цифровой записи шаг квантования (интервал усреднения) данных 50 или 10 см. Скорость подъема скважинного прибора 150 – 200 м/ч, постоянная времени интегрирующего контура 3 – 6 с.

2.1.3.2.11. Точечный гамма-нейтронный каротаж проводится в тех случаях, когда непрерывная регистрация неосуществима по техническим или каким-либо другим условиям. В этих случаях отсчеты берутся через 0,5 м с детализацией аномалий через 10 см.

2.1.3.2.12. До и после каротажа скважины проводятся контрольные измерения с контрольным устройством для проверки стабильности работы аппаратуры (см. пункт 2.1.3.2.8). Результаты таких двух измерений не должны различаться более чем на 10%.

2.1.3.2.13. Для оценки качества каротажа проводят повторный каротаж скважин, объем которого в целом должен составлять не менее 10% от общего объема каротажных работ.

2.1.3.3. *Обработка и интерпретация материалов гамма-нейтронного каротажа*

2.1.3.3.1. Оценка стабильности работы аппаратуры в период между ее настройками и поверками осуществляется по результатам контрольных измерений с контрольным устройством (см. пункты 2.1.3.2.8 и 2.1.3.2.12). Порядок вычислений и требования такие же, как и при рентгенорадиометрическом каротаже (см. пункт 2.1.1.5.1), но из-за сравнительно небольшого периода полураспада радиоизотопного источника сурьма-124 в результаты контрольных измерений может вводиться поправка $K_0 = \exp(+0{,}0114\Delta t)$, где Δt – время от первоначальной настройки прибора до контрольного измерения.

2.1.3.3.2. Качество результатов гамма-нейтронного каротажа оценивается путем сопоставления данных основных и повторных измерений (см. пункт 2.1.3.2.13). Порядок вычислений и требования такие же, как и при рентгенорадиометрическом каротаже (см.пункт 2.1.1.5.2).

2.1.3.3.3. Определение границ, положения и мощности рудных зон.

2.1.3.3.3.1. Аномальными значениями измеряемого параметра в гамма-нейтронном каротаже отмечаются только бериллийсодержащие рудные зоны. К аномальным относят все значения измеряемого параметра, которые в 3 раза превышают колебания уровня фона. Выделение аномалий в гамма-нейтронном методе производится так же, как и в рентгенорадиометрическом (см. пункт 2.1.3.5.3).

2.1.3.3.3.2. Определение границ, положения и мощности рудных тел или зон по выделенным аномалиям производится либо по способу заданной скорости счета, которая соответствует бортовому содержанию бериллия на данном объекте, либо по способу половины максимальной скорости счета ($N_{max}/2$).

2.1.3.3.3.3. Привязка границ рудной зоны по глубине и положения рудного тела в разрезе скважины осуществляется по меткам глубин кабеля с

учетом «цены первой метки» так же, как и в рентгенорадиометрическом каротаже (см. пункты 2.1.1.4.1.9; 2.1.1.3.3.6).

2.1.3.3.3.4. Мощность рудного тела (зоны) находится как разность между глубинами крайних аномальных точек, отмечающих подошву и кровлю рудного интервала. По характеру аномальных значений измеренного параметра выделенная рудная зона может быть разделена на несколько рудных интервалов меньшей мощности с относительно равномерным распределением оруденения. Если рудное тело пересекается скважиной под углом ψ, то истинная мощность его H определяется по формуле $H = H_a \sin\psi$, где H_a – видимая мощность рудного тела по разрезу скважины, определенная по диаграмме каротажа или по керну

2.1.3.3.4. Определение содержаний бериллия по данным гамма-нейтронного каротажа (количественная интерпретация)

2.1.3.3.4.1. При количественной интерпретации материалов гамма-нейтронного каротажа используют прямо пропорциональную зависимость между площадью аномалии S_a и линейным запасом бериллия, т. е.

$$S_a = KqH,$$

где q – среднее содержание бериллия в рудном пересечении мощности H; K – пересчетный коэффициент, численно равный скорости счета фотонейтронов, регистрируемой детектором от рудного тела насыщенной мощности с содержанием 1% BeO (окиси бериллия).

Отсюда, концентрация окиси бериллия $q = S_a/(KH)$.

2.1.3.3.4.2. Площадь S_a ограничена контуром аномалии на диаграмме каротажа и линией фоновых значений. Она подсчитывается в квадратных сантиметрах, затем с помощью масштабов по оси глубин и по оси скоростей счета переводится в импульсы в минуту умноженные на метр и, наконец, путем деления полученного значения на скорость счета по контрольному измерению с контрольным устройством выражается в условных единицах (усл.ед. м). Именно это значение и используется для вычисления концентраций бериллия

2.1.3.3.4.3. Пересчетный коэффициент K зависит от активности источника, типа детектора, конструкции и размеров зонда, от плотности и нейтронопоглощающих свойств руды и вмещающих пород, от конструкции и заполнения скважины водой. Обычно коэффициент K рассчитывают для условий необсаженной скважины диаметром 60 мм, пробуренной в породах влажностью 1%, плотностью 2,7 – 2,8 г/см^3 и не содержащих нейтронопоглощающих элементов, а затем в найденное значение вводят поправки на влияние всех мешающих факторов согласно результатам экспериментальных и опытно-методических исследований (см. пункты 2.1.3.1.8; 2.1.2.1.9), а также на изме-

нение активности радиоизотопного источника (см. пункт 2.1.3.3.1), если это требуется. Кроме того, пересчетный коэффициент K, так же как и площадь аномалий S_a (см. пункт 2.1.3.3.4.2), нормируется на среднее значение скорости счета контрольных измерений с контрольным устройством и выражается в условных единицах на 1% BeO и только после этого используется для количественных оценок содержаний бериллия по аномалиям гамма-нейтронного каротажа.

2.1.3.3.4.4. Пересчетный коэффициент K уточняется по результатам опытно-методических работ на месторождении путем сопоставления площади аномалий гамма-нейтронного каротажа с результатами химического анализа керна по рудным пересечениям. Для таких сопоставлений отбираются скважины, пересекающие рудные тела с различной мощностью и разным содержанием окиси бериллия, имеющие выход керна по рудной зоне не ниже 70%. Эти рудные тела не должны содержать нейтронопоглощающих элементов (бор, литий, лантан) в концентрациях более 0,05%. Количество сопоставлений для уточнения пересчетного коэффициента K должно быть не менее 20. Относительная среднеквадратическая погрешность определения коэффициента K должна быть не более 5%.

2.1.3.3.4.5. Пересчетный коэффициент K может быть определен и по результатам модельных работ (см. пункт 2.1.3.1.10) с последующим введением соответствующих поправок на влияние мешающих факторов и уточнением по данным опытно-методических исследований (см. пункты 2.1.3.3.4.3; 2.1.3.3.4.4).

2.1.3.3.5. Оценка достоверности и точности результатов гамма-нейтронного (фотонейтронного) каротажа и вычисление реального порога чувствительности осуществляются путем сопоставления полученных результатов с данными химических анализов керна на содержание окиси бериллия. Все вычисления при этом проводятся в точном соответствии с Методическими указаниями по оценке достоверности данных ядерно-геофизических методов опробования, получаемых при разведке месторождений твердых полезных ископаемых. РД 41-06-125-90 / Под ред. И.М. Хайковича и С.И. Савосина. – М.-Л., 1990 – 48с. (Мингео СССР, МНТК «Геос», НПО «Рудгеофизика»). Порядок и схема вычислений такие же, как и для рентгенорадиометрического каротажа (см. раздел 2.1.1.6). Результаты гамма-нейтронного каротажа скважин признаются достоверными, если после проведения сопоставления их с данными геологического опробования керна *одновременно* выполняются следующие требования:

- предел обнаружения (порог чувствительности) окиси бериллия ниже его бортового содержания, установленного для данного месторождения;
- значимые систематические расхождения отсутствуют;
- среднеквадратические случайные расхождения одновременно статистически удовлетворяют двум условиям – дисперсии обоих сравниваемых методов должны быть равнозначны, а значения случайных погрешностей гамма-нейтронного метода не должны превышать случайных погрешностей геологического опробования.

Если достоверность гамма-нейтронного каротажа в сравнении с геологическим опробованием керна доказана, то в дальнейшем на этом месторождении гамма-нейтронный метод может применяться наряду или взамен геологических методов для количественных определений бериллия, а его данные могут быть использованы для подсчета запасов бериллиевых руд и для управления процессами их добычи, сортировки и обогащения при сохранении внешнего геологического контроля в объеме 10 – 20%.

Такое решение принимает Научно-Методический Совет по геофизическим технологиям, в который исполнитель представляет материалы на апробацию. Решение Совета подлежит утверждению в том министерстве или ведомстве, которые ответственны за проведение работ на данном геологическом объекте.

2.1.3.3.6. Результаты гамма-нейтронного каротажа могут быть подвергнуты такой же геотехнологической и геохимической интерпретации, как и данные рентгенорадиометрического опробования. Схему вычислений соответствующих параметров и использование их для геохимического и технологического прогноза свойств руд и продуктов переработки – см. в разделе 2.1.1.7. Однако следует иметь в виду, что из-за большой длины зонда и глубинности гамма-нейтронного метода его каротажные диаграммы отражают распределение оруденения в разрезе скважины со значительно меньшей детальностью, чем при рентгенорадиометрическом каротаже и опробовании.

2.1.3.4. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов и основная литература по гамма-нейтронному (фотонейтронному) каротажу и опробованию руд*

2.1.3.4.1. Сальцевич В.Б., Крапивский Е.И., Суворов А.Д. Гамма-нейтронный каротаж на бериллий (Временное методическое руководство). – Л.: Мингео СССР, 1972. – 88с.

2.1.3.4.2. Фотонейтронное опробование бериллиевых руд в естественном залегании. Методическое руководство / А.В. Горев, А.Д. Суворов, В.А. Молочнова, С.В. Алявдин. – Л.: ВИРГ Мингео СССР, 1972. – 76с.

2.1.3.4.3. Инструкция по гамма-нейтронному каротажу при опробовании бериллиевых руд / Сост. В.Б. Сальцевич, Е.И. Крапивский. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1982. – 68с.

2.1.3.4.4. Инструкция по гамма-нейтронному каротажу скважин на бериллий при разведке месторождений редкометальных пегматитов / Е.И. Кра-

пивский, В.Б. Сальцевич, Ю.В. Вашестов, В.Ф. Верниковский, В.М. Шевелев. – Л. :НПО «Рудгеофизика», 1983. – 52с.

2.1.4. Гамма-каротаж

2.1.4.1. *Общие сведения физико-геологического характера и основные принципы методики измерений*

2.1.4.1.1. Исследование пространственных закономерностей распределения естественных радионуклидов (ЕРН) – калия, урана и тория – в горных породах играет исключительно важную роль в познании процессов рудообразования и формирования рудных полезных ископаемых. Гамма-каротаж – метод исследования состава и свойств горных пород и руд в условиях естественного залегания, основанный на измерении характеристик полей гамма-излучения ЕРН по стволу скважины.

2.1.4.1.2. По способу измерений характеристик полей гамма-излучения различают гамма-каротаж в режиме интегрального счета (ИГК) и каротаж в режиме спектрометрии гамма-излучения (СГК).

2.1.4.1.2.1. Гамма-каротаж в режиме интегрального счета является основным геофизическим методом исследования скважин по следующим параметрам: мощность экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД) в единицах МЭД точечного радиевого источника и/или интегральная массовая доля урана (эквивалентный по результатам измерений суммарный эффект от массовых долей ЕРН, выраженный в единицах равновесного урана).

Гамма-каротаж в режиме интегрального счета практически повсеместно применяют на всех стадиях поисков, оценки, разведки и эксплуатации месторождений твердых полезных ископаемых для решения следующих геологических задач:

- построение литологического разреза;
- «попутные» («массовые») поиски месторождений твердых полезных ископаемых;
- определение параметров для подсчета запасов урана на месторождениях урановых руд (настоящая инструкция не распространяется на месторождения урановых руд. Гамма-каротаж на урановых месторождениях проводят в соответствии с требованиями Инструкции [2.1.4.7.1]);
- оценка технологических параметров – контрастность и радиометрическая обогатимость.

2.1.4.1.2.2. Гамма-каротаж в режиме спектрометрии гамма-излучения применяют для оценки массовых долей ЕРН (калия, урана и тория) в горных породах и рудах при решении следующих задач:

- построение литологического разреза, выделение ореолов измененных пород и определение их зонального строения;

- выделение и оценка параметров рудных тел на месторождениях полезных ископаемых, генетически или статистически связанных с радиоактивными элементами (фосфориты, бокситы, калийные соли, титановые и редкоземельные россыпи, угли и т.д.),
- получение исходных данных с целью прогноза радиационной опасности при разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых

2.1.4.1.3. При постановке гамма-каротажа на конкретном объекте и выборе метода измерений для решения конкретной геологической задачи рекомендуется исходить из следующих общих соображений

2.1.4.1.3.1. Обобщенную модель месторождений твердых полезных ископаемых можно представить в виде вложенной триады: неизмененные породы, измененные (главным образом пострудными процессами) породы и рудные тела. Каждому элементу триады соответствует определенное распределение ЕРН

Неизмененные породы характеризуются большими мощностями (от десятков до сотен метров), первично-конституционным распределением и достаточно широким диапазоном изменения содержаний ЕРН

Признаком измененных пород является зональность распределения ЕРН. Процесс изменения сопровождается, как правило, разложением породообразующих минералов с относительно высокими содержаниями ЕРН и замещением их минералами с низкими содержаниями ЕРН, т. е. происходит перераспределение ЕРН между внешней и внутренней зонами измененных пород. Так как подвижности урана/радия, тория и щелочных металлов (натрий и калий) существенно различны, то процесс изменения сопровождается нарушением нормальных соотношений ЕРН. Измененные породы, как правило, характеризуются мощностями от метра до нескольких десятков метров и существенно неравномерным характером распределения ЕРН.

Соотношения полезного компонента и ЕРН и их ассоциации в рудных телах зависят от условий формирования месторождений и являются сугубо индивидуальными

Геохимические различия в поведении ЕРН наиболее резко проявляются в гидротермально-метасоматическом щелочном процессе и обусловлены высокой подвижностью калия, переменной валентностью урана, тенденцией тория к образованию нерастворимых фосфатов и фтор-карбонатов. В результате возникает естественная дифференциация ЕРН

2.1.4.1.3.2. Выделяют следующие три группы месторождений

Месторождения со стабильными парагенетическими связями полезного компонента с содержанием ЕРН: редкометалльные и редкоземельные месторождения, генетически связанные с карбонатитами и альбититами (повышенные содержания урана и тория), титановые и редкометалльные россыпи, связанные с монацитом и цирконом (повышенные содержания тория).

пивский, В.Б. Сальцевич, Ю.В. Вашестов, В.Ф. Верниковский, В.М. Шевелев. – Л. :НПО «Рудгеофизика», 1983. – 52с.

2.1.4. Гамма-каротаж

2.1.4.1. *Общие сведения физико-геологического характера и основные принципы методики измерений*

2.1.4.1.1. Исследование пространственных закономерностей распределения естественных радионуклидов (ЕРН) – калия, урана и тория – в горных породах играет исключительно важную роль в познании процессов рудообразования и формирования рудных полезных ископаемых. Гамма-каротаж – метод исследования состава и свойств горных пород и руд в условиях естественного залегания, основанный на измерении характеристик полей гамма-излучения ЕРН по стволу скважины.

2.1.4.1.2. По способу измерений характеристик полей гамма-излучения различают гамма-каротаж в режиме интегрального счета (ИГК) и каротаж в режиме спектрометрии гамма-излучения (СГК).

2.1.4.1.2.1. Гамма-каротаж в режиме интегрального счета является основным геофизическим методом исследования скважин по следующим параметрам: мощность экспозиционной дозы гамма-излучения (МЭД) в единицах МЭД точечного радиевого источника и/или интегральная массовая доля урана (эквивалентный по результатам измерений суммарный эффект от массовых долей ЕРН, выраженный в единицах равновесного урана).

Гамма-каротаж в режиме интегрального счета практически повсеместно применяют на всех стадиях поисков, оценки, разведки и эксплуатации месторождений твердых полезных ископаемых для решения следующих геологических задач:

- построение литологического разреза;
- «попутные» («массовые») поиски месторождений твердых полезных ископаемых;
- определение параметров для подсчета запасов урана на месторождениях урановых руд (настоящая инструкция не распространяется на месторождения урановых руд. Гамма-каротаж на урановых месторождениях проводят в соответствии с требованиями Инструкции [2.1.4.7.1]);
- оценка технологических параметров – контрастность и радиометрическая обогатимость.

2.1.4.1.2.2. Гамма-каротаж в режиме спектрометрии гамма-излучения применяют для оценки массовых долей ЕРН (калия, урана и тория) в горных породах и рудах при решении следующих задач:

- построение литологического разреза, выделение ореолов измененных пород и определение их зонального строения;

- выделение и оценка параметров рудных тел на месторождениях полезных ископаемых, генетически или статистически связанных с радиоактивными элементами (фосфориты, бокситы, калийные соли, титановые и редкоземельные россыпи, угли и т.д.),
- получение исходных данных с целью прогноза радиационной опасности при разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых.

2.1.4.1.3. При постановке гамма-каротажа на конкретном объекте и выборе метода измерений для решения конкретной геологической задачи рекомендуется исходить из следующих общих соображений.

2.1.4.1.3.1. Обобщенную модель месторождений твердых полезных ископаемых можно представить в виде вложенной триады: неизмененные породы, измененные (главным образом пострудными процессами) породы и рудные тела. Каждому элементу триады соответствует определенное распределение ЕРН.

Неизмененные породы характеризуются большими мощностями (от десятков до сотен метров), первично-конституционным распределением и достаточно широким диапазоном изменения содержаний ЕРН.

Признаком измененных пород является зональность распределения ЕРН. Процесс изменения сопровождается, как правило, разложением породообразующих минералов с относительно высокими содержаниями ЕРН и заменой их минералами с низкими содержаниями ЕРН, т. е. происходит перераспределение ЕРН между внешней и внутренней зонами измененных пород. Так как подвижности урана/радия, тория и щелочных металлов (натрий и калий) существенно различны, то процесс изменения сопровождается нарушением нормальных соотношений ЕРН. Измененные породы, как правило характеризуются мощностями от метра до нескольких десятков метров и существенно неравномерным характером распределения ЕРН.

Соотношения полезного компонента и ЕРН и их ассоциации в рудных телах зависят от условий формирования месторождений и являются сугубо индивидуальными.

Геохимические различия в поведении ЕРН наиболее резко проявляются в гидротермально-метасоматическом щелочном процессе и обусловлены высокой подвижностью калия, переменной валентностью урана, тенденцией тория к образованию нерастворимых фосфатов и фтор-карбонатов. В результате возникает естественная дифференциация ЕРН.

2.1.4.1.3.2. Выделяют следующие три группы месторождений.

Месторождения со стабильными парагенетическими связями полезного компонента с содержанием ЕРН: редкометалльные и редкоземельные месторождения, генетически связанные с карбонатитами и альбититами (повышенные содержания урана и тория); титановые и редкометалльные россыпи, связанные с монацитом и цирконом (повышенные содержания тория)

Месторождения с частыми парагенетическими связями полезного компонента с содержанием ЕРН: осадочные месторождения ванадия, молибдена, фосфора, горючих сланцев, бокситов, древние золотоносные конгломераты и т. д.

Месторождения с редкими парагенетическими связями полезного компонента с содержанием ЕРН: месторождения полиметаллов, меди, олова, эндогенные месторождения молибдена, вольфрама и др.

2.1.4.1.3.3. По характеру привноса ЕРН месторождения твердых полезных ископаемых классифицируются следующим образом:

- месторождения, в пределах которых накапливаются уран и калий: эндогенные месторождения редких металлов, некоторые типы месторождений олова и вольфрама, бокситы, дистеновые сланцы;

- месторождения, в пределах которых накапливается уран и торий: эндогенные месторождения молибдена, некоторые типы месторождений золота и сульфидов;

- месторождения, в пределах которых накапливается калий: близповерхностные золото-серебряные месторождения в вулканитах, низкотемпературные месторождения олова, меди и др;

- месторождения, в пределах которых накапливается торий: редкоземельные месторождения, месторождения олова, вольфрама, бокситов, апатитов;

- месторождения, в пределах которых накапливается уран: собственно урановые месторождения, гидротермальные месторождения свинца, меди, цинка, никеля, кобальта, висмута, серебра, золота, сурьмы, ртути, флюоритов, инфильтрационные месторождения ванадия, углистые осадочные толщи, фосфоритоносные горизонты, метаморфические дистеновые сланцы, древние золотоносные конгломераты.

2.1.4.1.3.4. Для гамма-каротажа применяют геофизические радиометры – одноканальные для ИГК и многоканальные для СГК. Отличительная особенность геофизических радиометров состоит в том, что выходными их характеристиками являются непосредственно измеряемые параметры (состав или свойство) горных пород и руд. Перевод результатов измерений в единицы измеряемых величин осуществляют с помощью градуировочных характеристик, которые связывают результаты измерений с величинами, характеризующими свойство (мощность экспозиционной дозы гаммма-излучения по радиевому источнику) или состав (массовые доли ЕРН) горных пород и руд.

2.1.4.1.3.5. По способу регистрации различают дискретный и непрерывный гамма-каротаж. В первом случае измерения проводят при фиксированном положении скважинного прибора в точках вдоль оси скважины, отстоящих друг от друга на заданном расстоянии, а во втором – при непрерывном перемещении скважинного прибора вдоль оси скважины.

2.1.4.1.3.6. Для перевода сигналов, поступающих с детектора на регистратор при ГК, используют два типа интеграторов, которые осуществляют перевод статистически распределенных импульсов детектора в непрерывную функцию координаты: *RC*- и *П*-интеграторы. Первые построены по принципу *RC*-фильтров, а вторые – по принципу скользящего осреднения. Качество работы интеграторов зависит от чувствительности детекторов гамма-квантов в измерительных каналах Y_j на единицу измеряемого параметра Q_j и оценивают статистическими (отношение «помеха/сигнал») и динамическими (искажение формы сигнала) характеристиками. Последние определяются скоростью каротажа v и постоянной времени интегрирующего контура τ для *RC*-интеграторов или временем накопления импульсов $2T_0$ на интервале квантования Δ для *П*-интеграторов. Предельные значения статистической Δ_{st} и динамической Δ_d характеристик определяются конкретной геологической задачей. Для основных видов каротажных исследований значения Δ_{st} и Δ_d приведены в табл.2.10.

Таблица 2.10

Допустимые значения Δ_{st} и Δ_d для различных видов каротажных работ

Вид каротажных работ	Минимальная мощность исследуемого интервала, см	Δ_{st},%	Δ_d,%
Массовые поиски методом ИГК	30	20	10
Литологическое расчленение методом			
ИГК	100	10	10
СГК	200	15	10
Определение параметров к подсчету запасов методом			
ИГК	30	5	3
СГК	30	7	5

RC-интеграторы рекомендуется использовать только с аппаратурой для массовых поисков. В остальных случаях следует использовать цифровые регистраторы, реализующие принцип скользящего осреднения.

Оптимальные значения $\tau(T_0)$ и скорости v, соответствующие значениям Δ_{st} и Δ_d из табл.2.10 и интенсивности гамма-излучения порядка 10 мкР/ч, приведены в табл.2.11.

2.1.4.1.3.7. Выбор скорости каротажа зависит от геологической задачи. При каротаже неизмененных пород большой мощности, когда результаты измерений могут быть в последующем усреднены на интервале более 30 см, скорость может быть увеличена до максимальной при шаге квантования из-

Таблица 2.11

Оптимальные значения скоростей гамма-каротажа и параметров $\tau(T_0)$

Размер монокристалла блока детектирования, мм	$\tau(T_0)$, с	Скорость ИГК, м/ч		Скорость СГК, м/ч
		RC-интегр.	*П*-интегр.	
30x70 (30x40)	0,5 – 1,0	150 – 200	750 – 1000	100 – 250
18x40 (18x30)	1,0 – 2,0	100 – 150	500 – 750	50 – 200
10x40 (10x10)	2,0 – 5,0	50 – 100	250 – 500	30 – 150

мерений по глубине 30-50 см; при каротаже рудных интервалов, когда интервал усреднения не может превысить 0,3 м, скорость должна быть минимальной, а шаг квантования сокращают до 10 см.

2.1.4.1.3.8. Результаты измерений при непрерывном каротаже записывают в виде диаграммы на ленту регистратора или в цифровом коде на машинный носитель с квантованием результатов измерений по стволу скважины. Рекомендуемый шаг квантования 10 см.

2.1.4.2. *Аппаратура и оборудование*

2.1.4.2.1. Интегральный гамма-каротаж скважин (ИГК) проводят одноканальными геофизическими радиометрами типа РСГ-К1 по ОСТ 41-04-16-89 (см. 2.1.4.7.9), состоящими из скважинного прибора, регистратора (наземного блока) и соединительного кабеля. Используемые радиометры должны быть прокалиброваны точечным радиевым источником и на стандартных образцах состава урановых рудных тел, имитирующих условия измерения в скважине [ГСО или ОСО СУРТ (см. 2.1.4.7.9)], иметь свидетельство о государственной поверке или ведомственной метрологической калибровке, в котором указана чувствительность радиометра на 1 мкР/ч точечного радиевого источника и значение пересчетного коэффициента K_0 в микрорентгенах в час на 0,01% равновесного урана. Параметры радиометров должны соответствовать поверочной схеме по ОСТ 41-04-17–89 (см. 2.1.4.7.9) и удовлетворять следующим основным требованиям:

- порог регистрации гамма-квантов 20 ± 5 кэВ,
- толщина свинцового экрана на детекторе должна обеспечить пересчетный коэффициент $K_0 = 115 \pm 3$ мкР/ч на 0,01% равновесного урана.

2.1.4.2.2. Спектрометрический гамма-каротаж скважин (СГК) проводят многоканальными геофизическими радиометрами типа РСГ-К*m* по ОСТ 41-04-16–89 (см.2.1.4.7.9) с числом каналов $m \geq 3$, состоящими из скважинного прибора, регистратора (наземного прибора) и соединительного кабеля. Используемые радиометры должны быть прокалиброваны на комплекте не менее трех стандартных образцов состава естественных радионуклидов, имитирующих условия измерения в скважине [ГСО или ОСО СТЕРН (см.2.1.4.7.9)], иметь

свидетельство о поверке или калибровке в соответствии с ОСТ 41-04-29-90 (см.2.1.4.7.9). В свидетельстве должна быть приведена матрица градуировочных коэффициентов A и значения эквивалентных массовых долей ЕРН, соответствующие фоновым значениям скоростей счета $Q_f = AN_f$, где N_f – вектор-столбец, элементами которого являются скорости счета фонового гамма-излучения в калиевом, урановом и ториевом каналах соответственно. Параметры радиометров РСГ-К*m* должны соответствовать поверочной схеме по ОСТ 41-06-124–90 (см.2 1.4.7.9) и удовлетворять следующему требованию: основные регистрирующие каналы должны располагаться в энергетических интервалах ,35 – 1,55 МэВ (К-40, калиевый канал), 1,65 – 1,85 (Bi-214, урановый / радиевый канал), 2,05 – 2,65 (Tl-208, ториевый канал).

2.1.4.2.3. Порядок настройки и работы с аппаратурой регламентируется техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации

2.1.4.2.4.Подготовка к проведению измерений состоит из двух последовательных этапов

- выбор режима наблюдений, обеспечивающего решение поставленной геологической задачи·
- подготовка аппаратуры и оборудования для проведения каротажа.

При решении сложных геологических задач (построение геологического разреза, использование данных ГК для подсчета запасов нерадиоактивных руд и т.п.) подготовке к проведению массовых измерений предшествует этап специальных опытно-методических работ

2.1.4.3. *Проведение работ на скважине*

2.1.4.3. Подготовка скважины к проведению каротажа

Скважины, предназначенные для проведения ГК, должны быть подготовлены в соответствии с техническими условиями и проектом геологоразведочных работ на конкретном объекте таким образом, чтобы обеспечить беспрепятственный спуск скважинных приборов по всему стволу скважины до забоя в течение всего процесса каротажа. Все подготовительные работы осуществляет буровая бригада. Готовность скважины оформляют актом, который составляют буровой мастер и геолог, ответственный за проведение буровых работ. Каротаж картировочных скважин и скважин подземного бурения проводят после записи в буровом журнале о готовности скважины к каротажу.

Во избежание простоя рекомендуется каротажному отряду прибыть на скважину до окончания подготовительных работ и выполнить следующие операции:

- установить автомобиль так, чтобы подъемник находился на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а ось барабана подъемника находилась в горизонтальном положении;

- затормозить автомобиль и под колеса положить колодки;
- проверить работоспособность подъемного устройства;
- проверить надежность узлов сочленения кабеля со скважинным прибором и надежность крепления дополнительного груза (если таковой используется);
- проверить работоспособность аппаратуры и провести измерения контрольного источника;
- установить и закрепить на устье скважины блок-баланс и блок-трубу.

Подготовка к каротажу скважин подземного бурения заключается в выборе места для установки регистратора и лебедки таким образом, чтобы оградить их от попадания влаги и грязи, в проверке работоспособности аппаратуры и в подготовке устройств для подачи скважинного прибора в забой.

2.1.4.3.2. Проведение гамма-каротажа

Для проведения каротажа скважинный прибор опускают в скважину так, чтобы первая метка была на устье скважины, и устанавливают на ноль показания счетчика глубин.

Спуск скважинного прибора проводят со скоростью не более 1500 м/ч, причем при подходе к забою ее уменьшают до 50 м/ч. Соприкосновение скважинного прибора с забоем определяют по увеличению стрелы прогиба. По достижении забоя кабель натягивают, отрывают скважинный прибор от забоя, включают регистратор данных каротажа и начинают подъём скважинного прибора.

Привязку данных каротажа по глубине проводят по номеру N первой метки, зафиксированной регистратором при подъеме скважинного прибора. Глубину погружения центра детектора скавжинного прибора M подсчитывают по формуле

$$M = (N-1)L + l - m,$$

где L – расстояние между метками, м; l – цена первой метки, м; m – расстояние от точки отбивки меток до устья скважины, м.

Подъем скважинного прибора проводят со скоростью, не превышающей приведенных в табл.2.11 значений.

При появлении контрольной метки, указывающей на близость скважинного прибора к устью скважины, скорость каротажа уменьшают и при появлении следующей метки прекращают каротаж, извлекают скважинный прибор и проводят измерения контрольного источника.

По окончании каротажа оператор определяет длину недокаротированного интервала, проверяет наличие привязок меток по глубине и записей контрольного источника.

Длина недокаротированного интервала не должна превышать значений, предусмотренных проектом работ.

2.1.4.4. *Интерпретация данных гамма-каротажа*

2.1.4.4.1. Интерпретацию данных каротажа проводят с целью определения мощностей интервалов с различными содержаниями ЕРН. При ИГК содержание выражают в единицах интегральных массовых долей урана (iU), а при СГК – в единицах эквивалентных массовых долей калия (eK), равновесного урана (eU) и тория (eTh). Во всех случаях интерпретация основана на связи этих величин с аппаратурным спектром, измеренным одноканальными или многоканальными геофизическими радиометрами.

2.1.4.4.2. Интерпретацию данных ГК проводят с помощью ЭВМ. Графический способ интерпретации применяют при отсутствии ЭВМ в районе работ с целью получения оперативной информации об изучаемом объекте.

2.1.4.4.3. При интерпретации результатов ГК должно быть учтено поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью и обсадными трубами, а при необходимости и влажность.

Поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью $П_б$ и обсадными трубами $П_0$ определяются конструкцией скважины и скважинного прибора, а поправки на влажность – по результатам определения коэффициента влажности B на этапе специальных опытно-методических работ, которые являются неотъемлемой частью всего комплекса ГИС при гамма-каротаже.

2.1.4.4.3.1. Поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью $П_б$ находят из табл.2.12 по толщине слоя промывочной жидкости $T_б$ (г/см^2), которую подсчитывают по формуле

$$T_б = \rho_0(r_0 - R),$$

где ρ_0 – плотность промывочной жидкости, г/см^3; $2r_0$ – диаметр скважины, см; $2R$ – диаметр скважинного прибора, см.

Плотность промывочной жидкости определяют ареометром или используют данные, полученные буровой службой. Диаметр скважины $2r_0$ определяют по данным кавернометрии. Если скважина обсажена без предварительной кавернометрии, то значение $2r_0$ принимают равным номинальному диаметру бурения.

Если рудовмещающие породы однородны по своей структуре, то при неизменной технологии бурения диаметр скважины в пределах исследуемого интервала сохраняется, как правило, постоянным. Изменчивость фактического диаметра скважины оценивают путем расчета для каждого выделенного однородного интервала среднего диаметра скважины $2\bar{r}_0$ и среднего квадратического отклонения $s(r_0)$ по формулам

$$2\bar{r}_0 = \left(\sum_{i=1}^{n} 2r_0^{(i)}\right)/n, \quad s(r_0) = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (r_0^{(i)} - \bar{r}_0)^2/(n-1)},$$

где $2r_0^{(i)}$ – диаметр i-го интервала по результатам кавернометрии, n – число интервалов.

Если значения $П_б$ для $T_б - \rho_0 s(r_0)$ и $T_б + \rho_0 s(r_0)$, отличаются от $П_б$ для $T_б = \rho_0(r_0 - R)$ не более чем на 3%, то при интерпретации в результаты ГК вводят поправку, соответствующую значению $T_б$. При этом, если закономерность установлена по 20 и более интервалам не менее чем из 10 скважин, то в дальнейшем объем кавернометрии может быть сокращен до 10% от числа всех исследуемых интервалов и результаты кавернометрии используют для уточнения значения $2\bar{r}_0$.

2.1.4.4.3.2. Поправки на поглощение гамма-излучения обсадными трубами $П_0$ находят из табл. 2.13 по номинальной толщине обсадных T_0.

Таблица 2.12

Поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью

$T_б$, г/см^2	Значения $П_б$ в каналах			
	интегральном	калиевом	урановом	ториевом
0,0	1,00	1,00	1,00	1,00
0,5	0,98	0,96	0,95	0,97
1,0	0,96	0,93	0,93	0,94
1,5	0,94	0,90	0,91	0,92
2,0	0,93	0,88	0,89	0,90
2,5	0,91	0,85	0,86	0,89
3,0	0,90	0,83	0,84	0,87
3,5	0,89	0,81	0,83	0,85
4,0	0,88	0,80	0,81	0,84
4,5	0,86	0,78	0,79	0,82
5,0	0,85	0,76	0,78	0,81
5,5	0,84	0,75	0,77	0,80
6,0	0,83	0,74	0,75	0,79
6,5	0,82	0,72	0,74	0,78
7,0	0,81	0,71	0,73	0,76
7,5	0,80	0,70	0,72	0,75
8,0	0,80	0,69	0,71	0,74
8,5	0,79	0,68	0,70	0,73
9,0	0,78	0,67	0,69	0,73
9,5	0,77	0,66	0,68	0,72
10,0	0,76	0,65	0,67	0,71
11,0	0,75	0,64	0,65	0,69
12,0	0,74	0,62	0,64	0,68
13,0	0,72	0,61	0,63	0,67
14,0	0,71	0,60	0,62	0,65
15,0	0,70	0,59	0,60	0,64
16,0	0,69	0,58	0,59	0,63

Таблица 2.13

Поправки на поглощение гамма-излучения обсадными трубами

T_0, мм	Значения $П_0$ в каналах			
	интегральном	калиевом	урановом	ториевом
0,0	1,00	1,00	1,00	1,00
0,5	0,98	0,97	0,97	0,98
1,0	0,96	0,95	0,95	0,96
1,5	0,95	0,92	0,93	0,94
2,0	0,93	0,90	0,90	0,92
2,5	0,91	0,87	0,88	0,90
3,0	0,90	0,85	0,86	0,88
3,5	0,88	0,83	0,84	0,86
4,0	0,87	0,81	0,82	0,85
4,5	0,85	0,79	0,80	0,83
5,0	0,84	0,77	0,79	0,82
5,5	0,82	0,75	0,77	0,80
6,0	0,80	0,73	0,75	0,79
6,5	0,79	0,71	0,73	0,77
7,0	0,78	0,70	0,72	0,76
7,5	0,76	0,68	0,70	0,74
8,0	0,75	0,66	0,68	0,73
8,5	0,74	0,65	0,67	0,72
9,0	0,72	0,63	0,65	0,70
10,0	0,70	0,60	0,63	0,68
11,0	0,68	0,57	0,60	0,65
12,0	0,66	0,55	0,57	0,63

2.1.4.4.3.3. Поправку на влажность вводят в том случае, если результаты интерпретации требуется выразить в расчете на породу (руду) в воздушно-сухом состоянии. Влажность определяют по пробам керна раздельно для каждой литологической разности пород. По каждой разности должно быть выполнено не менее 20 определений, по которым подсчитывают среднее значение. Поправку на влажность вводят в том случае, если коэффициент влажности B больше 3%.

2.1.4.4.4. Интерпретация данных ГК с помощью ЭВМ

2.1.4.4.4.1. Данные, занесенные на машинный носитель информации, вводят в ЭВМ с помощью специального ПМО, включающего устранение сбойных ситуаций и формирование рабочих массивов – массива $J(1,N)$ длиной N, элементами которого являются скорости счета J_k в точках k, отстоящих друг от друга на шаг квантования Δ – для ИГК, или массива $J(3,N)$, каждый столбец которого – скорость счета в точке k соответственно в калиевом (J_{k1}),

урановом (J_{k2}) и ториевом (J_{k3}) каналах многоканального радиометра – для СГК.

2.1.4.4.4.2. Процесс вычислений рекомендуется проводить в четыре этапа.

2.1.4.4.4.2.1. Для ИГК на первом этапе осуществляют перевод результатов измерений [массива $J(1,N)$] в единицы МЭД точечного радиевого источника или в единицы эквивалентной ей интегральной массовой доли урана (массив Y_0), в зависимости от поставленной геологической задачи используя градуировочную характеристику и значение пересчетного коэффициента .

Для СГК на первом этапе осуществляют перевод массива скоростей счета $J(3,N)$ в массив эквивалентных массовых долей ЕРН $Y(3,N)$ путем замены вектор-столбца $\mathbf{J}_k(J_{k1}, J_{k2}, J_{k3})$ на вектор-столбец $\mathbf{Y}_k(Y_{k1}, Y_{k2}, Y_{k3})$, который подсчитывают по формуле

$$\mathbf{Y}_k = \mathrm{A}\,\mathbf{J}_k - \mathbf{Q}_f,$$

где A – матрица градуировочных коэффициентов; $\mathbf{Q}_f$ – вектор столбец с составляющими, равными эквивалентным массовым долям ЕРН за счет фонового гамма-излучения радиометра, (пункт 2.1.4.2.2).

2.1.4.4.4.2.2. Задача второго этапа – снизить влияние статистических помех. Для этого рекомендуется использовать метод скользящего осреднения значений составляющих вектор-столбца $\mathbf{Y}_k$ по k с последующим восстановлением исходного сигнала. Интервал осреднения $2L$ выбирают в зависимости от уровня помех, но не более 1 м. Процедура восстановления сигнала $Y(x)$ по его усредненным значениям $Y_c(x)$ представляет собой решение методом последовательного приближения интегрального уравнения

$$Y_c(x) = \int_{(x)} K(z-x)Y(z)dz, \quad K(x) = \begin{cases} 1/2L, \text{если } |x| \le 2L; \\ 0, \text{если } |x| > 2L. \end{cases}$$

2.1.4.4.4.2.3. Третий этап – определение массовых долей ЕРН $q_j(x_k)$ в точках отсчета $x_k = k\Delta$, где k – целое число; Δ – шаг квантования по глубине. Этот этап рекомендуется применять, если результаты измерений получены с шагом квантования $\Delta = 10$ см. Для вычислений $q_j(x_k)$ следует воспользоваться формулой

$$q_j(x_k) = \sum_{i=1}^{N} B_i Y_j(x_k + k\Delta),$$

где $Y_j(x)$ – значения интегральных массовых долей урана ($j = 0$) или эквивалентных массовых долей ЕРН – калия ($j = 1$), урана/радия ($j = 2$), тория ($j = 3$), вычисленные по пункту 2.1.4.4.4.2.2 в точках $x = x_k + i\Delta$; B_i – коэффициенты, зависящие от условий проведения каротажа, геометрии скважины и скважинного прибора, N – число точек, выбранное с таким расчетом, чтобы $\sum_{i=1}^{N} B_i$ отличалась от единицы не более чем на 0,01 [при этом уверенно разделяются пропластки, отстоящие друг от друга не менее чем на 2Δ (20 см)].

Коэффициенты B_i рассчитывают по специальным программам, реализующим алгоритм, изложенный в Инструкции по гамма-каротажу (см. 2.1.4.7.1).

Результаты этого этапа вычислений могут быть использованы для оценки показателей контрастности и обогатимости (см. раздел 2.1.1.7).

2.1.4.4.4.2.4. На четвертом этапе вычислений проводят выделение интервалов вдоль оси скважины с существенно разными значениями интегральных массовых долей урана или эквивалентных массовых долей ЕРН. Для этого значения $q_j(x_k) = \sum_{i=1}^{N} B_i Y_j(x_k + k\Delta)$ в точках отсчета $k\Delta$ распространяют на весь элементарный пропласток Δ по $\Delta/2$ в обе стороны от точки отсчета и производят его объединение с соседними, в которых массовые доли отличаются от среднего значения на интервале не более чем на погрешность определения этого радионуклида в элементарных пропластках (10% при $\Delta \ge 30$ см и 30% при $\Delta = 10$ см).

2.1.4.4.5. Графический способ интерпретации

2.1.4.4.5.1. Интерпретацию данных ИГК графическим способом рекомендуется проводить в соответствии с рекомендациями Инструкции по гамма-каротажу (см. 2.1.4.7.1).

2.1.4.4.5.2. Интерпретацию СГК проводят в три этапа.

2.1.4.4.5.2.1. На первом этапе каротажные диаграммы разбивают на интервалы, для которых подсчитывают средние значения скоростей счета в каждом из трех каналов – калиевом J_1, урановом J_2. и ториевом J_3. Интервал усреднения выбирают в зависимости от геологической задачи (см. пункт 2.1.4.1.7).

2.1.4.4.5.2.2. В значения J_1, J_2 и J_3 вводят поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью $П_б$, обсадными трубами $П_о$ и при необходимости на коэффициент влажности B – путем деления их на $П_б П_о(1-B)$. Найденные значения используют для вычисления эквивалентных массовых долей ЕРН.

2.1.4.4.5.2.3. На третьем этапе проводят выделение интервалов вдоль оси скважины с существенно разными параметрами в соответствии с рекомендациями пункта 2.1.4.4.4.2.4.

2.1.4.5. *Принципы использования данных гамма каротажа для решения конкретных геологических задач*

2.1.4.5.1. Возможность использования данных ГК для решения конкретных геологических задач оценивают по результатам опытно-методических

работ. На основе этих работ:

- устанавливают основные закономерности поведения ЕРН в отдельных литологических разностях;

- находят связь интегральной массовой доли урана или эквивалентных массовых долей ЕРН с массовыми долями нерадиоактивных элементов.

2.1.4.5.2. Для проведения опытно-методических работ на объекте проходят специальные скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- скважина пробурена по технологии, используемой для бурения исследуемого объекта;

- скважина вскрывает все исследуемые горизонты объекта;

- в разрезе скважины представлены все основные литологические разности, характерные для объекта;

- выход керна обеспечивает представительное изучение каждой литологической разности на содержание в ней ЕРН;

- выход керна по рудным интервалам не менее 70%;

- скважины, предназначенные для извлечения керна, пробурены с применением мер, которые исключают избирательное истирание (выкрашивание) отдельных минералов.

2.1.4.5.3. Основные требования к материалам ГК, используемым для построения литологических разрезов.

Проведению ГК с целью использования данных ГК для расчленения пород по литологическим признакам предшествует тщательный анализ геологической и геохимической обстановки, на основе которого формируют требования к точностным характеристикам ГК. Для этого необходимо установить:

- детальность, с которой должно быть проведено литологическое расчленение;

- связь интегральной массовой доли урана или эквивалентных значений ЕРН с особенностями каждой из подлежащей выделению литологической разности.

Детальность, с которой должен быть восстановлен литологический разрез по скважине, определяют исходя из решаемой геологической задачи на основе корреляционных разрезов, построенных по данным геологического опробования керна из опытно-методических скважин. Корреляционные разрезы строят по линиям наибольшей изменчивости геологических условий в вертикальном масштабе 1:200 – 1:1000. На корреляционный разрез наносят литологическую колонку, составленную по описанию керна, и данные ГК, выполненные в соответствии с требованиями настоящей инструкции. Эти данные используют для установления особенностей распределения ЕРН в отдельных, подлежащих выделению литологических разностях. При обработ-

ке материалов рекомендуется придерживаться следующей последовательности.

2.1.4.5.3.1. Каждую выделенную в разрезе литологическую разновидность пород разбивают на интервалы длиной порядка 0,5 м и в каждом i-м интервале по данным ГК подсчитывают средние значения интегральной массовой доли урана q_{i0} и эквивалентные массовые доли калия q_{i1}, урана/радия q_{i2} и тория q_{i3}.

2.1.4.5.3.2. Для каждой выделенной литологической разности подсчитывают интервальное среднее значение Q_j и среднее квадратическое отклонение s_j по формулам

$$Q_j = (\Sigma q_{ij})/n;$$

$$s_j = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (q_{ij} - Q_j)^2 /(n-1)},$$

где n – число интервалов в выделенной литологической разности, $j = 1, 2, 3$.

2.1.4.5.3.3. Для разделения двух литологических разностей по параметрам, характеризующим содержание в них ЕРН, рекомендуется руководствоваться следующим правилом: j-й параметр может быть использован в качестве признака для разделения двух литологических разностей X и Y в том случае, если разность средних значений этого признака $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ статистически отлична от нуля. Для проверки гипотезы, что различие между $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ статистически незначимо, рекомендуется воспользоваться t-статистикой

$$t = \frac{|\bar{X} - \bar{Y}|\sqrt{n}}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} (X_i - Y_i)^2 / n}} \quad /$$

и следующим критерием: $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ принадлежат одной и той же выборке, если при данном числе степеней свободы $\nu = n - 1$ $t \le t_\nu^{(1)}$, где $t_\nu^{(1)}$ – значение t-статистики при доверительной вероятности $P = 0{,}95$.

2.1.4.5.4. Основные требования к материалам ГК, используемым для определения параметров к подсчету запасов месторождений нерадиоактивных руд.

Чтобы обосновать правомерность использования данных ГК для оценки параметров к подсчету запасов месторождений нерадиоактивных руд, необходимо установить связь этих параметров (мощность рудного интервала и массовая доля в нем полезного компонента) с параметрами, характеризующими распределение ЕРН. Обоснование рекомендуется проводить в такой последовательности

Убедиться в том, что границы рудных интервалов по полезному компоненту совпадают с границами одного из параметров, характеризующих распределение ЕРН, т.е. в пределах рудного интервала одно из значений $q_j, j = 1, 2, 3$, статистически отлично от q_j в примыкающих интервалах. Для этого каротажную диаграмму «привязывают» к керну и по данным дифференциальной интерпретации в пределах выделенного интервала, а также со стороны кровли и подошвы этого интервала (по пять точек с каждой стороны) подсчитывают средние значения q_j и статистически сравнивают их между собой. Для получения надежных выводов достаточно проанализировать порядка 20 рудных интервалов не менее чем из 10 скважин.

Установить связь массовых долей полезного компонента с массовыми долями ЕРН – параметрами $q_j, j = 1, 2, 3$. Для этого используют результаты интерпретации данных СПГ рудных интервалов по опытным скважинам и данные анализов проб керна, отобранных из этих интервалов и проанализированных по утвержденным методикам.

Все операции геологического опробования проводят под контролем ответственного за этот вид работ геолога. Для достижения высокого качества опробования рекомендуется соблюдать следующие условия:

- отбор проб керна проводить в границах каждого подлежащего выделению рудного интервала;
- не следует отбирать в одну пробу материал из разных рейсов бурения;
- пересечения рудных тел по возможности должны быть равномерно распределены по исследуемому участку месторождения с учетом его особенностей и характера распределения ЕРН;
- если мощность рудного интервала менее 2 м, то отбор проб рекомендуется проводить в границах рудного интервала из расчета одна проба на один рудный интервал; длина интервала опробования рудных тел большой мощности определяется геологической службой с учетом характера оруденения.

Обработку материалов для построения статистической связи между значениями q_j и массовыми долями полезного компонента проводят методами математической статистики – методами главных компонентов или факторного анализа – в зависимости от диапазона изменений и характера распределения сравниваемых компонентов.

2.1.4.6. *Оценка качества результатов гамма-каротажа*

В общем случае качество гамма-каротажных работ оценивают значением случайной погрешности результатов наблюдений и измерений (интерпретации). При использовании данных ГК для подсчета запасов дополнительно оценивают систематическую погрешность определения подсчетных параметров.

2.1.4.6 Оценка случайной погрешности.

Случайную погрешность ГК характеризуют случайной погрешностью измерений и случайной погрешностью интерпретации

2.1.4.6.1.1 Случайную погрешность измерений оценивают по результатам контроля стабильности аппаратуры в период между градуировками. Для этой цели используют систематические измерения контрольного источника гамма-излучения до и после каротажа. Для стабильно работающей аппаратуры результаты отдельных измерений p_i в каждом измерительном канале не должны отличаться от опорных P, полученных при градуировке (калибровке) аппаратуры, более чем на 10%, а значение среднего квадратического отклонения (СКО), подсчитанное по формуле

$$s = \left| \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (p_i - P)^2 / n_i} \right| / P,$$

где n – число измерений, не должно превышать 5%.

2.1.4.6.1.2. Случайную погрешность интерпретации данных ГК оценивают значением СКО определения мощности s_m и содержаний ЕРН s_{q_j}, полученных в результате интерпретации основных и контрольных измерений одних и тех же рудных интервалов. Для вычисления s_m и s_{q_j} следует воспользоваться формулами

$$s_m = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (m_i^{(o)} - m_i^{(k)})^2 / 2n}; \quad s_{q_j} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} [(q_{ij}^{(o)} - q_{ij}^{(k)})^2 / q_{ij}^{(k)}] / 2n}, \quad j = 0, 1, 2, 3,$$

где индексами (o) и (k) обозначены параметры, полученные при интерпретации основных и контрольных измерений соответственно

При $n \geq 20$ значение s не должно превышать 10 см, а s_{q_j} 10%.

Если для контрольного каротажа используют результаты измерений на контрольно-поверочной скважине, то значения s_m и s_{q_j} подсчитывают по формулам

$$s_m = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (m_i^{(k)} - m^{(o)})^2 / n}; \quad s_{q_j} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} [(q_{ij}^{(k)} - q_{ij}^{(o)})^2 / q_{ij}^{(o)}] / n}, \quad j = 0, 1, 2, 3,$$

где индексом k обозначены результаты контрольных измерений, а индексом o – значения, указанные в свидетельстве на контрольно-поверочную скважину.

При $n \geq 20$ значение s_m не должно превышать 7 см, а s_{q_j} – 7%.

2.1.4.6.2 Оценка систематической погрешности.

2.1.4.6.2.1. Систематическую погрешность определения параметров рудных интервалов по данным ГК оценивают путем сравнения этих данных с результатами геологического опробования керна из скважин по рудным ин-

тервалам, равномерно распределенным по месторождению. При отборе керновых проб рекомендуется придерживаться следующих требований:

- секции проб отбирают отдельно из каждой геохимической зоны в литологически однородных породах из расчета не менее трех проб на один рудный интервал;

- не следует объединять в одну пробу материал из разных рейсов бурения.

2.1.4.6.2.2. Критерием отсутствия систематической погрешности определения параметров рудных интервалов является условие, что разность между данными ГК (x_i) и геологическим опробованием керна (y_k)

$$z = \sum_{i=1}^{n} (x_i - y_i) / n = \bar{x} - \bar{y}$$

статистически равна нулю. Для этого можно воспользоваться t-статистикой

$$t = |z|\sqrt{n} / s, \quad s = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (z_i - \bar{z})^2 / n}, \quad z_i = x_i - y_i$$

и следующим правилом: если при доверительной вероятности $P = 0{,}95$ и данном числе степенней свободы $\nu = n - 1$ вычисленное значение $t \le t_\nu^{(1)}$, то констатируют отсутствие систематической погрешности; если при $P = 0{,}99$ $t \ge t_\nu^{(2)}$, то между $\bar{x}$ и $\bar{y}$ есть систематическое расхождение, равное $\bar{z}$; если $t_\nu^{(1)} \le t \le t_\nu^{(2)}$, то необходимо увеличить число сопоставлений n.

Перед проведением расчетов полезно убедиться в том, что все числа z_i принадлежат одной выборке. Для этой цели можно воспользоваться ζ-статистикой Смирнова

$$\varsigma = \max|z_i - \bar{z}| / s, \quad s = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (z_i - \bar{z})^2 / n}$$

и следующим правилом: выборку считают однородной, если $\zeta \le \zeta_\nu^{(1)}$ при доверительной вероятности $P = 0{,}95$ и данном числе степеней свободы $\nu = n - 1$; если $\zeta \ge \zeta_\nu^{(2)}$ при $P = 0{,}99$, то соответствующее значение z_i следует отбросить; вопрос о принятии той или иной гипотезы при $\zeta_\nu^{(1)} \le \zeta \le \zeta_\nu^{(2)}$ решается в зависимости от конкретных обстоятельств. Количество отбрасываемых значений не должно превышать 5% от числа членов в выборке.

2.1.4.6.3. Данные ГК признают достоверными, если:

- значения случайных погрешностей в определении параметров рудных интервалов не выходят за допустимые пределы;

- систематические составляющие погрешностей статистически незначимы;

- средние квадратические расхождения между результатами, полученными по данным ГК и геологического опробования керна, не превышают 20 см по мощности и 20% по массовой доле полезного компонента.

2.1.4.7. *Список утвержденных и действующих инструкций и нормативных документов по гамма-каротажу скважин*

2.1.4.7.1. Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений. / Сост. И.М. Хайкович, Л.В. Зернов, Э.Ф. Уваров и др. – М. Министерство геологии СССР, 1987. – 116 с.

2.1.4.7.2. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99). – М.: Минздрав России, 1999. – 116 с.

2.1.4.7.3. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности – ОСПОРБ – 99. – М.: Минздрав России, 2000. – 100 с.

2.1.4.7.4. Правила безопасности при геологоразведочных работах / Сост. О.А. Бурдин, В.Г. Климин. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

2.1.4.7.5. Правила безопасности при транспортировке радиоактивных веществ (ПБТРВ-73). – М.: Атомиздат, 1974. – 104 с.

2.1.4.7.6. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985. – 216 с.

2.1.4.7.7. Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий. – М.: ВИЭМС. – 1975.

2.1.4.7.8. Методические указания по оценке достоверности данных ядерно-геофизических методов опробования, получаемых при разведке месторождений твердых полезных ископаемых. РД 41-06-125–90 / Под ред. И.М. Хайковича, С.И. Савосина. – М.–Л., 1990. – 48 с. (Мингео СССР, МНТК «Геос», НПО «Рудгеофизика»)

2.1.4.7.9. Система метрологического обеспечения и стандартизации радиометрии при изучении состава естественных радиоактивных элементов в горных породах и рудах и поверхностного загрязнения радионуклидами искусственного происхождения. Сборник руководящих документов. – СПб: НПО «Рудгеофизика», 1991.

2.1.4.7.10. Гамма-спектрометрический метод определения содержаний фосфора в представительных пробах и скважинах. Методическое руководство / Сост. Д.И. Лейпунская, Ю.М. Рудик, А.Н. Митрошин, Г.В. Соколов. – М.: ВНИИЯГТ, 1975.

2.1.4.7.11. Методическое руководство по гамма-спектрометрическому методу определения фосфора в представительных пробах и скважинах на месторождениях фосфоритов / Сост. Р.Д. Беленко, А.П. Бурменский, Б.С. Камышев и др. – М.: ВНИИЯГТ, 1980. – 112 с.

2.1.4.7.12. Инструкция по гамма-каротажу скважин при массовых поисках урана / Под ред. В.В. Дунаева. – Л.: Мингео СССР, 1982. – 104 с.

2.2. Нейтронные методы каротажа

2.2.1. Общие сведения

2.2.1.1. Нейтронные методы каротажа основаны на облучении исследуемой среды в скважине потоком быстрых нейтронов и измерении потоков вторичного излучения: надтепловых и тепловых нейтронов (нейтрон-нейтронный каротаж), гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (нейтронный гамма-каротаж) или гамма-излучения наведенной активности (нейтронно-активационный каротаж).

2.2.1.2. Нейтронные методы используются для оценки влажности горных пород и руд и содержания элементов (бора, лития, кадмия, ртути и др.), обладающих аномально высокими нейтронными сечениями поглощения тепловых нейтронов (табл. 2.14) и имеющих в жесткой части спектра гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов интенсивные гамма-линии (Hg, Fe, Mn, Ti, Cu, Ni, Cr, Cl и др.), а также образующих в результате ядерных реакций на быстрых (^{19}F, ^{28}Si) и тепловых (^{27}Al, ^{63}Cu,^{64}Cu, ^{55}Mn, ^{48}Ca, ^{23}Na) нейтронах радиоактивные изотопы, излучающие жесткие гамма-линии.

Таблица 2.14

Нейтронные сечения для основных породообразующих и рудных элементов (тепловые нейтроны)

Элемент	$\sigma_{погл}$, барн	$\sigma_{рас}$, барн	Элемент	$\sigma_{погл}$, барн	$\sigma_{рас}$, барн
H	0,33	38	Cr	3,1	3
H_2O	0,66	103	Mn	13,2	2,3
Li	71	1,4	Fe	2,53	11
B	755	4	Ni	4,8	17,5
C	$3,4 \cdot 10^{-3}$	4,8	Cu	3,77	7,2
O	$< 0,2 \cdot 10^{-3}$	4,2	Zn	1,1	3,6
Na	0,5	4,0	As	4,3	6
Mg	$6,3 \cdot 10^{-3}$	3,6	Ag	63	6
Al	0,33	1,4	Cd	2450	7
Si	0,16	1,7	Ba	1,2	8
S	0,52	1,1	W	19,2	5
Cl	33,6	16	Hg	380	20
K	2,07	1,5	Pb	0,17	11
Ca	0,44	9	Bi	34	9
Ti	5,8	6	U	7,68	9

2.2.1.3. В нейтронных методах каротажа используются преимущественно радиоизотопные источники нейтронов, основные характеристики которых приведены в табл. 2.15. Тип и выход нейтронов источника выбираются такими, чтобы обеспечить наибольшую чувствительность метода к определяемому параметру и точность измерений.

Таблица 2.15

Характеристики радиоизотопных источников нейтронов

Состав источника	Радиоактивный изотоп	Период полураспада, лет	Энергия нейтронов, МэВ		Тип источника	Выход нейтронов, 10^6 с$^{-1}$	Наружные размеры, мм	
			средн.	макс.			Диам.	Высота
Cf	^{252}Cf	2,64	2,13	11	ИНК	1-100	7	14
Po-Be	^{210}Po	0,379	4,3	11	ВНИИ-2	1-100	20	40
Po-B	^{210}Po	0,379	2,7	5	–	1-10	20	40
Pu-Be	^{238}Pu	86,4	5,0	11,3	ИБН-8	1-50	12-21	16-40

2.2.1.4. Измерения в нейтронных методах осуществляются обычно в 4π-геометрии без использования прижимных устройств, что обусловлено техническими трудностями, возникающими при обеспечении направленного приема вторичного излучения, обладающего высокой проникающей способностью.

В некоторых случаях при проведении нейтрон-нейтронного каротажа для снижения фона, обусловленного нейтронами, распространяющимися преимущественно в буровом растворе, детектор отделяют от скважины цилиндрическим экраном. Экран имеет продольную щель шириной 10 – 20 мм, которой скважинный прибор прижимается к стенке скважины с помощью рессоры. Внутренний слой экрана изготавливается из кадмия толщиной 0,5 мм, практически полностью поглощающего тепловые нейтроны, а внешний (до 20 мм) – из смеси бора, являющегося сильным поглотителем нейтронов, с пластмассой или парафином, которые являются замедлителями нейтронов.

2.2.1.5. Для регистрации нейтронов в методе нейтрон-нейтронного каротажа используются газоразрядные счетчики типа СНМ-16, СНМ-18 или сцинтилляционные счетчики нейтронов М-21-В, ЛДНМ-П и др. Для избирательной регистрации надтепловых нейтронов эти детекторы окружаются цилиндрическим фильтром. Внешний слой фильтра из кадмия (0,5 мм) практически полностью поглощает тепловые нейтроны, а внутренний слой (до 20 мм) из пластмассы используется для замедления надтепловых нейтронов до тепловых, регистрируемых детектором.

Измеряемым параметром в методе нейтрон-нейтронного каротажа является интегральная скорость счета импульсов N, зарегистрированных детектором.

2.2.1.6. Детекторами гамма-лучей в методах нейтронно-активационного и нейтронного гамма-каротажа служат сцинтилляционные счетчики на основе монокристаллов NaI(Tl), CsI(Na), CsI(Tl) с возможно большим объемом для повышения эффективности регистрации жесткого гамма-излучения ($E\gamma > 0{,}5 \div 1$ МэВ) в сочетании с ФЭУ-67Б, ФЭУ-31А, ФЭУ-85.

Для выделения полезных сигналов на фоне помех в методах НГК и НАК осуществляются гамма-спектрометрические измерения. Измеряемыми параметрами обычно являются скорости счета электрических импульсов в одном или нескольких выбранных энергетических интервалах или отношение скоростей счета в двух энергетических интервалах.

2.2.2. Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)

2.2.2.1. *Выбор условий измерений и основные принципы методики*

2.2.2.1.1. Нейтрон-нейтронный каротаж, используемый для определения в породах содержаний водорода (объемной влажности, пористости) и нейтронопоглощающих элементов, в зависимости от энергии регистрируемых нейтронов подразделяется на две модификации: нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-Н) и нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т).

В методе ННК-Т измеряется плотность потока тепловых нейтронов с энергией 0,025 эВ, а в методе ННК-Н – плотность потока надтепловых нейтронов, энергия которых больше верхней границы кадмиевого резонанса, т. е. больше 0,4 эВ. При ННК обычно используют Ро–Ве-источники нейтронов активностью ~ $5 \cdot 10^6$ н/с и сцинтилляционные детекторы нейтронов. Для защиты детектора от прямого нейтронного излучения используется боропарафиновый экран длиной 5 см.

2.2.2.1.2. Показания ННК-Н зависят в основном от диаметра скважины и водородосодержания окружающей скважинный прибор среды, а показания ННК-Т зависят также от наличия в ней элементов с аномально высокими сечениями поглощения тепловых нейтронов (табл. 2.14).

2.2.2.1.3. Форма графиков зависимости показаний ННК от влажности горных пород и руд и диаметра скважины определяется длиной зонда l (расстояние между средними точками источника и детектора).

При фиксированной длине зонда l показания ННК с увеличением влажности сначала возрастают, достигают максимума при некотором значении влажности, а затем уменьшаются. Соответственно зонды, используемые в ННК, подразделяются на доинверсионные, инверсионные и заинверсионные, причем размеры доинверсионных и инверсионных зондов в методе ННК-Н несколько меньше, чем у зондов ННК-Т.

2.2.2.1.4. При определении влажности ω в скважинах малого диаметра (до 100 мм) без промывочной жидкости в ННК используются доинверсионные зонды $l = 15 \div 20$ см, при которых скорость счета нейтронов $N_н$ прямо пропорциональна ω. В скважинах, заполненных промывочной жидкостью, применяются заинверсионные зонды ($l > 25$ см), при которых $N_н$ обратно пропорциональна $l^n\omega$

ННК-Т для определения ω используется при отсутствии в породах элементов, интенсивно поглощающих нейтроны, и при низкой минерализации подземных вод. При значительных содержаниях нейтронопоглощающих элементов в породах и $q_{NaCl} > 50$ г/л в воде применяется ННК-Н.

2.2.2.1.5. Содержания q элементов с аномально высокими сечениями захвата тепловых нейтронов определяются по показаниям ННК-Т, которые обратно пропорциональны q. Для уменьшения влияния изменений влажности ω при этом используют зонды, близкие к инверсионным: $l = 15$ см в скважинах диаметром до 100 – 150 мм и $l = 25$ см в скважинах большего диаметра.

2.2.2.1.6. Глубинность метода ННК растет с увеличением длины зонда и тем больше, чем меньше энергия регистрируемых нейтронов, диаметр скважины и влажность ω исследуемой среды. Например, при $l = 30 \div 40$ см и изменении влажности песчаника от 40% до 0, глубинность ННК-Н изменяется от 20 до 55 см, а глубинность ННК-Т – от 25 до 65 см.

2.2.2.2. *Аппаратура и метрологическое обеспечение ННК*

Серийная аппаратура для проведения ННК не выпускается, а средства метрологического обеспечения аппаратуры ННК применительно к рудным объектам не разработаны. Практически отсутствуют необходимые инструктивно-методические документы, что обусловлено как значительным количеством факторов, влияющих на результаты ННК, так и сложностью их учета. В связи с этим основные вопросы методики и техники ННК рассматриваются на отдельных примерах его применения на месторождениях твердых полезных ископаемых

2.2.2.3. *Особенности методики и техники ННК при решении некоторых геологических задач*

2.2.2.3.1. Месторождения бора.

Метод ННК используется для выявления в скважинах бороносных интервалов, отличающихся от вмещающих пород по нейтронным свойствам благодаря высокому сечению захвата тепловых нейтронов ядрами бора (табл. 2.14), и для оценки содержания бора в пластах

ННК на бор проводится при размерах зонда $l = 15 \div 30$ см. Активность нейтронных источников составляет 10^6 н/с при ННК-Т и 10^7 н/с при ННК-Н. В

скважинах без промывочной жидкости бор можно определять по ННК-Т до концентраций ~ 4 – 5% бора при пороге чувствительности в зависимости от типа месторождения от 0,003 до 0,03%. Концентрации свыше 4 – 5% определяются по методике ННК-Н. В скважинах, заполненных промывочной жидкостью по данным ННК-Н можно оценить концентрации бора до 1 – 1,5% при пороге чувствительности 0,03 – 0,1%.

По данным опытно-методических работ, выполненных на месторождениях бора в Приморье, установлено, что в качестве измеряемого параметра при проведении ННК-Т целесообразно использовать величину, обратно пропорциональную скорости счета $N_т$. Это позволяет получить практически линейный график зависимости измеряемого параметра от концентрации окиси бора во всем диапазоне ее содержаний. При этом в случае измерения отношения k плотности потока $N_н$ надтепловых нейтронов при $l = 15 \div 20$ см к плотности потока $N_т$ тепловых нейтронов при $l = 25 \div 30$ см (так называемое кадмиевое отношение) автоматически учитывается и влияние изменения нейтронозамедляющих свойств горных пород и руд на результаты ННК.

Мешающими факторами при определении бора по данным ННК являются также наличие в рудах хлора, железа и других элементов с относительно высокими сечениями захвата тепловых нейтронов, непостоянство диаметра скважин, наличие в них промывочной жидкости, степень ее минерализации и др. Влияние этих факторов зачастую весьма осложняет применение ННК не только для количественного определения содержания бора, но и для однозначного выявления бороносных интервалов.

2.2.2.3.2. Месторождения редкометалльных пегматитов.

На месторождениях редкометалльных пегматитов метод ННК применяется для выделения пегматитовых рудных тел, отличающихся от вмещающих пород (слюдистых и кристаллических сланцев, амфиболитов) пониженной плотностью и влажностью, и определения концентраций лития, обладающего аномально высоким сечением поглощения тепловых нейтронов (табл. 2.14). Для проведения каротажа использовалась аппаратура ДРСТ-2 со скважинным прибором РСКМ. В качестве источника применялся изотоп ^{252}Cf активностью $(1 \div 2) \cdot 10^7$ н/с, длина зонда при регистрации тепловых нейтронов $l = 45$ см, надтепловых – $l = 38$ см. В процессе каротажа производилась одновременная регистрация диаграмм ННК-Т и ННК-Н со скоростью $V = 300 \div 400$ м/ч ($\tau = 2$ с) в масштабе глубин 1:200. Детализационный каротаж в масштабе глубин 1:50 проводится дважды со скоростью 150 – 200 м/ч при постоянной времени $\tau = 2$ с.

Для контроля стабильности работы аппаратуры использовался рабочий образец, представляющий собой парафиновый бак диаметром 60 см и длиной 60 см с отверстием по оси цилиндра для размещения скважинного прибора. Расхождения результатов измерений на рабочем образце до и после каротажа не должно превышать 5%.

Пегматитовые рудные тела выделяются на диаграммах ННК-Н положительными аномалиями. Их границы определяются по способу $N_{max}/2$. Концентрация лития в рудах определяется по кадмиевому отношению $k = N_н/N_т$ с введением поправки, учитывающей разные длины зонда при измерении скоростей счета надтепловых $N_н$ и тепловых $N_т$ нейтронов.

Градуировочный график, представляющий собой зависимость кадмиевого отношения от концентрации лития в горной породе, строится по результатам сопоставления данных каротажа и геологического опробования керна.

Порог чувствительности определения содержания Li_2O, составляющий в скважинах без промывочной жидкости 0,1%, в заполненных водой скважинах – 0,2%, вполне достаточен для выделения в разрезах рудных тел с промышленным содержанием окиси лития.

2.2.2.3.3. Расчленение геологического разреза по общему водородосодержанию на месторождениях фторсодержащего сырья.

Используемый для дифференциации горных пород, в том числе осадочных, по общему водородосодержанию метод ННК-Н выполняется с Po–Be-источником нейтронов с выходом $(2 \div 3) \cdot 10^6$ н/с при длине зонда $l = 50$ см; скорость каротажа 200 м/ч, постоянная времени $\tau = 6$ с, масштаб записи 1:200. Запись диаграмм ННК-Н осуществляется при подъеме скважинного прибора, контрольная запись – в объеме 20 – 30 м. Регистрируемая скорость счета $N_н$ зависит кроме общего водородосодержания от диаметра заполненной промывочной жидкостью скважины. Для учета влияния изменений диаметра скважины на результаты ННК-Н использовались данные кавернометрии. В интервалах без промывочной жидкости изменения диаметра скважин в пределах 50 – 150 мм можно не учитывать.

Для стандартизации измерений показания ННК-Н, усредненные в пределах отдельных пластов, нормировались на показания прибора в градуировочном устройстве с постоянным составом и влажностью ($\overline{N}_н$). Устройство представляет собой металлический бак диаметром 65 мм и длиной 120 см, заполненный кварцевым песком, с отверстием, имитирующим скважину.

Опытные работы, проведенные на ряде месторождений фторсодержащего сырья, показали, что метод ННК-Н в комплексе с кавернометрией позволяет дифференцировать основные типы осадочных пород: известняки характеризуются в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, значениями нормированного параметра ($\overline{N}_н$) = 1,7 ÷ 2,0; доломиты 1,1 –1,4; группа аргиллитов и песчаников 0,5 – 0,7 усл. ед. Параметр $\overline{N}_н$ дает возможность в осадочных породах, не содержащих химически связанной воды, по водородосодержанию проводить оценку таких характеристик, как пористость и трещиноватость.

2.2.2.3.4. Метод ННК в опытном порядке ставился на месторождениях ртути, железа, марганца и других полезных ископаемых, но из-за низкой геологической эффективности не нашел на этих объектах применения.

2.2.3. Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК)

2.2.3.1. *Выбор условий измерений и основные принципы методики*

2.2.3.1.1. Регистрируемое при спектрометрическом нейтронном гамма-каротаже (СНГК) гамма-излучение, несущее основную информацию о вещественном составе горных пород и руд, обусловлено процессом радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами элементов.

Возможности элементного анализа горных пород и руд по гамма-излучению радиационного захвата, испускаемого ядрами практически мгновенно после поглощения нейтрона, определяются как индивидуальным характером спектра гамма-излучения образовавшегося изотопа, так и сечением (n,γ)-реакции (табл. 2.16).

У большинства рудообразующих элементов (Ti, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn), а также у алюминия и хлора наиболее интенсивные гамма-линии радиационного захвата находятся в жесткой части спектра (6,5 – 10 МэВ). В средней части спектра (3 – 6,5 МэВ) находятся наиболее интенсивные линии серы, ртути, вольфрама и основных породообразующих элементов (Mg, Si, Ca, K, Na, C). У водорода энергия основной гамма-линии равна 2,23 МэВ, у кислорода сечение (n,γ)-реакции практически равно нулю.

Для определения методом СНГК наиболее благоприятны элементы с аномальным сечением захвата нейтронов (Hg), с интенсивными гамма-линиями в жесткой части спектра (S, Cl, Al, Fe, Cr, Mn).

2.2.3.1.2. Размер зонда в спектрометрической модификации НГК зависит главным образом от определяемого элемента и изменяется в пределах 10–25 см. Глубинность метода составляет 15 см и практически не зависит от ядерно-физичесих свойств исследуемых пород и скважинных условий измерений (диаметра и заполнения скважины).

2.2.3.1.3. Из-за низкой контрастности отдельных гамма-линий на фоне интенсивного комптоновского распределения, резко возрастающего по мере уменьшения энергии регистрируемого гамма-излучения, измерения в методе СНГК осуществляются в энергетическом интервале 3 – 10 МэВ.

В этом диапазоне энергий детектор регистрирует также гамма- излучение, образующееся в результате различных процессов взаимодействия нейтронов (захвата, неупругого рассеяния, активации) с конструктивными элементами скважинного прибора, веществом детектора излучения, промывочной жидкостью.

Вклад этих составляющих фонового излучения уменьшается следующими техническими приемами:

- окружением кристалла фильтром из бора или карбида бора толщиной 0,2 – 0,3 г/см^2, что существенно уменьшает фон, обусловленный радиационным захватом тепловых нейтронов ядрами иода;

Таблица 2.16

Сечение реакции (n,γ) на тепловых нейтронах, энергия и выход основных гамма-линий

Z	Элемент	σ_γ, барн	E_γ, МэВ (выход γ-квантов)	Z	Элемент	σ_γ, барн	E_γ, МэВ (выход γ-квантов)
1	Водород	0,332	2,23(100)	24	Хром	2,9	7,93(11) 8,49 (9) 8,88(20) 9,72 (7)
12	Магний	0,063	2,82(24) 3,92(47)				
13	Алюминий	0,215	4,73 (8) 7,73(24)	25	Марганец	13,2	5,03 (9) 7,04 (9) 7,26(12)
14	Кремний	0,13	3,55(36) 4,93(37) 6,35 (9) 7,22 (6)	26	Железо	2,53	5,92 (9) 6,03 (8) 7,64(31) 9,30 (3)
16	Сера	0,49	2,41(30) 2,97(13) 3,27(19) 4,87(12) 5,44(48)	28	Никель	4,6	6,84(11) 7,82 (6) 8,51(12) 9,00(28)
17	Хлор	31,6	1,95(29) 2,88(10) 6,11(21) 6,64(14) 7,42(14) 7,79 (8)	29	Медь	3,62	7,29 (8) 7,63(11) 7,91(22)
				30	Цинк	1,06	7,87 (6)
				74	Вольфрам	19,2	5,25 (4) 5,33 (3) 6,15 (2) 6,19 (3)
20	Кальций	0,43	1,95(39) 4,42(15) 6,40(22)	80	Ртуть	380	4,69 (6) 4,82(10) 5,05 (6) 5,44 (5) 5,67 (7) 5,99(10) 6,44 (5)
22	Титан	56	1,39(85) 4,87 (5) 6,42(27) 6,77(38)				

Примечания. 1. σ_γ – полное сечение радиационного захвата тепловых нейтронов естественной смесью изотопов. 2. Выход основных γ-линий – число γ-квантов на 100 захваченных нейтронов.

- применением нейтронных источников с низкой средней энергией нейтронов, например Po-B, ^{252}Cf;

- в случае применения Po–Be-источника расположением между детектором и источником свинцового вкладыша длиной около 8 см для защиты детектора от прямого гамма-излучения с энергией 4,43 МэВ.

2.2.3.1.4. При изучении вещественного состава горных пород и руд в методе СНГК реализуются три способа измерений, позволяющих идентифицировать определяемый элемент и оценить его содержание: способ спектральных интенсивностей, способ спектральных коэффициентов и способ спектральных отношений.

В способе спектральной интенсивности осуществляется измерение скорости счета в одной энергетической области ΔE с максимальным вкладом захватного гамма-излучения определяемого элемента.

В способе спектральных коэффициентов осуществляется регистрация интенсивностей захватного гамма-излучения в нескольких (обычно в двух, реже в трех) участках спектра, соответствующих наибольшему вкладу излучения определяемых элементов, с последующим вычислением моноэлементных составляющих. Возможность реализации способа спектральных коэффициентов обусловлена устойчивостью формы спектров захватного гамма-излучения отдельных породообразующих элементов и относительно малым их вкладом в соответствующих участках спектра.

Если основной вклад в исследуемый участок спектра захватного гамма-излучения вносится двумя элементами, то система уравнений для определения величин двух моноэлементных составляющих $N_{\gamma 1}$ и $N_{\gamma 2}$ имеет вид

$$N_1 = N_{\gamma 1} + k_{12}N_{\gamma 2}; \quad N_2 = k_{21}N_{\gamma 1} + N_{\gamma 2},$$

где N_1, N_2 – измеренные значения скоростей счета в двух энергетических интервалах ΔE_1, ΔE_2, в которых вклад соответственно первого и второго элементов максимален; k_{ij} – вклад в i-область j-элемента, $i = 1(2), j = 2(1)$.

Из этих уравнений моноэлементные составляющие $N_{\gamma 1}$ и $N_{\gamma 2}$ находятся по формулам

$$N_{\gamma 1} = (N_1 - k_{12}N_2)/(1 - k_{12}k_{21}); \quad N_{\gamma 2} = (N_2 - k_{21}N_1)/(1 - k_{12}k_{21}).$$

Опыт применения способа спектральных коэффициентов показывает, что уже в случае трехкомпонентных спектров требования к точности измерений возрастают в 5 – 10 раз по сравнению с двухкомпонентными спектрами. Поэтому трех(и более)компонентные смеси целесообразно по возможности заменять двухкомпонентными путем:

- использования тесных корреляционных или функциональных связей между двумя и более мешающими элементами с целью их замены одним эквивалентным;
- выбора областей энергий таким образом, чтобы два и более мешающих элемента имели одинаковые коэффициенты и могли быть объединены в один эквивалентный элемент;
- введения эквивалентного элемента вместо вмещающей среды в целом, если анализ вариации ее химического состава покажет возможность такой замены.

Способ спектральных отношений основан на измерении отношения к скоростей счета импульсов, регистрируемых в двух энергетических интервалах ΔE_1 и ΔE_2, первый из которых соответствует максимальному вкладу захватного гамма-излучения определяемого элемента, а положение второго интервала зависит от особенностей элементного состава исследуемых пород и руд.

Преимуществом способа спектральных отношений наряду с простотой реализации является слабая зависимость параметра k от диаметра и заполнения скважины, плотности и влажности исследуемой среды. Основной недостаток способа – неконтролируемое влияние изменений содержания мешающих элементов.

2.2.3.2. *Аппаратура и оборудование*

2.2.3.2.1. Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж выполняется с каротажными гамма-спектрометрами СГСЛ-3-ПСК или РСК-101. Аппаратура включает скважинный прибор и наземную панель, соединенные каротажным кабелем. Рекомендуемые типы каротажных кабелей те же, что и в РРК (см. пункт 2.1.1.3.3).

При проведении СНГК могут использоваться и другие каротажные гамма-спектрометры, удовлетворяющие следующим общим требованиям:

- диапазон энергий регистрируемых излучений, МэВ – 0,1–10;
- энергетическое разрешение по гамма-линии 1,12 МэВ изотопа цинк-65, % – не хуже 15;
- нелинейность амплитудно-энергетической характеристики, % – не более 1,5;
- допустимая нестабильность энергетической шкалы за 8 ч непрерывной работы, % – не более ±1;
- возможность одновременной регистрации скоростей счета импульсов не менее чем на трех участках энергетического диапазона с установлением ширины окна в пределах 1 – 20% от максимального значения порога дискриминации.

В качестве регистрирующих приборов при выполнении СНГК можно применять любые аналоговые или цифровые регистраторы, используемые при каротаже скважин и обеспечивающие точность измерений, определяемую требованиями конкретной методики.

2.2.3.2.2. При проведении СНГК используются нейтронные источники Ро-Ве (или Ро-В) и ^{252}Cf с выходом не менее $(1 \div 2) \cdot 10^7$ н/с (табл. 2.15).

Предпочтение следует отдавать источнику ^{252}Cf, который по сравнению с другими источниками имеет достаточно большой период полураспада, отличается незначительным выходом жесткого гамма-излучения и высоким удельным потоком нейтронов.

Для функционирования системы АРУ, обеспечивающей необходимую стабильность энергетической шкалы (±1%), рекомендуется использовать радионуклид ^{65}Zn (гамма-линия 1,12 МэВ) активностью 10 – 15 МБк. Источники ^{65}Zn, Po-Be, а также перечисленные в табл. 2.17 излучатели, образующиеся в результате реакции радиационного захвата нейтронов, применяются для градуирования энергетической шкалы гамма-спектрометра.

При проведении работ методом СНГК и хранении нейтронных источников следует применять защитную технику, а также прилагаемые к аппаратуре (например, к РСК-101) манипуляторы и устройства для дистанционного размещения и извлечения источников, позволяющие снизить дозу облучения обслуживающего персонала до уровня, предусмотренного санитарными нормами и правилами (НРБ-99, ОСП-72/87). Транспортирование нейтронных источников от хранилища до места работ и обратно осуществляется в контейнерах типа КНК-Т, КНК-П для источника ^{252}Cf, и КН-2, КН-3, КН-4 для (Po–Be)-источника (ПБТРВ-73).

Таблица 2.17

Источники гамма-излучения для градуирования энергетической шкалы аппаратуры СНГК

Радионуклид	Реакция образования	Энергия, МэВ	
		основных линий	пиков за счет образования пар
^{65}Zn	–	1,12	–
^{1}H	(n,γ)	2,23	–
^{12}C	(α,n) в Po-Be-источнике	4,43	3,41; 3,92
^{56}Fe	(n,γ)	5,97	4,95; 5,46
		7,64	6,62; 7,13

2.2.3.2.3. Средства метрологического обеспечения и метрологическая аттестация аппаратуры СНГК

2.2.3.2.3.1. При метрологическом обеспечении аппаратуры СНГК осуществляется аттестация и стандартизация ее метрологических характеристик лишь как средства измерения гамма-излучения, поскольку стандартные образцы состава для градуирования и поверки аппаратуры СНГК не разработаны.

Основными нормируемыми метрологическими характеристиками аппаратуры СНГК как средства измерения являются диапазон энергий регистрируемого гамма-излучения, интегральная нелинейность энергетической шкалы гамма-спектрометра и его энергетическое разрешение. Методы измерения этих параметров, требования к которым приведены в п. 2.2.3.2.1, установлены ГОСТ 26874–86 «Спектрометры энергий ионизирующих излучений. Методы измерения основных параметров».

2.2.3.2.3.2. Для стандартизации результатов каротажа и оперативного контроля стабильности работы аппаратуры применяются полевые контрольно-измерительные устройства (ПКУ). Один из использовавшихся на практике вариантов ПКУ представляет собой изготовленный из алюминия полый цилиндр диаметром 200 мм и высотой 400 мм, заполненный парафином (или полиэтиленом), с расположенными по окружности каналами для размещения восьми стержней (например, из железа) и соосным центральным каналом для скважинного прибора. Изменяя количество вводимых стержней, можно имитировать условные значения содержания определяемого элемента.

В другом варианте ПКУ рекомендуется использовать три модели, представляющие собой цилиндрические емкости диаметром 300 мм и высотой 600 мм, в центре которых закрепляется труба из жести или стеклопластика. Одна емкость заполняется немагнитной железисто-кремниевой средой с содержанием железа не менее 25% (например, смесью окисленной железной руды с кварцевым песком), две другие содержат рудовмещающую породу с мини-мальным и руду с максимальным содержанием определяемого элемента. Для монолитности модели ее заливают парафином, что к тому же увеличивает интенсивность гамма-квантов радиационного захвата тепловых нейтронов.

2.2.3.2.3.3. Контрольно-измерительные устройства используются для приведения показаний рабочих экземпляров аппаратуры к показаниям образцового прибора. Для этого они должны быть паспортизованы по результатам измерений параметров P_1, P_2, P_3 (например, спектральных отношений при определении содержания железа общего в рудах) образцовым прибором в трех средах, создаваемых путем изменения количества стержней или путем использования трех различных имитаторов. Сопоставляя результаты измерений P_1, P_2, и P_3 с градуировочной зависимостью, полученной по данным каротажа контрольно-поверочных скважин, находят значения условной массы железа в каждом имитаторе.

Паспортизованные таким способом имитаторы используют для стандартизации рабочих приборов СНГК перед вводом их в эксплуатацию.

2.2.3.2.3.4. Градуирование аппаратуры СНГК и контроль ее работы на скважине. Градуировочный график, используемый при количественной интерпретации данных СНГК, получают путем сопоставления результатов каротажа контрольно-поверочных скважин с данными химического анализа керновых проб. К сопоставлению привлекаются рудные интервалы с выходом керна не менее 90%, причем для обеспечения надежной увязки сопоставляемых данных отбор керновых проб должен осуществляться с привлечением результатов СНГК. Границы сопоставляемых интервалов, количество

которых должно быть не менее 40, выбираются в пределах участков с относительно равномерным оруденением. Сопоставляемые интервалы по содержанию должны равномерно перекрывать весь диапазон возможных его концентраций в реальных рудах.

С целью постоянного контроля воспроизводимости градуировочного графика используют ПКУ, увязанные по значениям условного содержания определяемого элемента. Относительные расхождения между показаниями ПКУ до и после каротажа не должны превышать 5%. Для оценки сходимости результатов СНГК проводят повторный каротаж, объем которого должен составлять не менее 10% от общего объема скважинных исследований. Допустимые среднеквадратические расхождения между результатами основного и повторного каротажа на единичном интервале опробования определяются по данным опытно-методических работ.

2.2.3.2.4. Подготовка аппаратуры к работе и проведение исследований на скважине

2.2.3.2.4.1. Перед вводом спектрометра в эксплуатацию должны быть осуществлены все поверки, предусмотренные в технической документации на прибор, в том числе:

- снятие апмлитудно-энергетической характеристики спектрометра и оценка ее линейности;
- установление энергетической шкалы (калибровка) прибора;
- оценка энергетического разрешения и стабильности энергетической шкалы во времени;
- оценка идентичности каналов по счету импульсов;
- оценка линейности интенсиметров и аналоговых измерителей отношений.

Амплитудно-энергетическая характеристика строится на основе измерения аппаратурных спектров источников с известными и наиболее четко фиксируемыми гамма-линиями 1,12; 3,41; 3,92 и 6,62 МэВ (табл.2.17). Для получения амплитудно-энергетической характеристики на график наносятся точки, координатами которых являются энергия гамма-линии и положение ее аппаратурного максимума на шкале прибора (номер канала). Допустимое отклонение на амплитудно-энергетической характеристике точки, соответствующей пику гамма-линии 6,62 МэВ, от прямой, проходящей через точки, соответствующие гамма-линиям 1,12; 3,41; 3,92 МэВ не должно превышать 1% по оси каналов. В случае значительных отклонений от линейности следует снизить напряжение питания ФЭУ.

2.2.3.2.4.2. Перед производством работ непосредственно на скважине на базе определяются цена деления энергетической шкалы, энергетическое разрешение спектрометра и его счетные характеристики. Энергетическая шкала

прибора, уровни дискриминации и ширина спектральных окон устанавливаются для конкретного полезного ископаемого в соответствии с результатами опытно-методических работ. После того как по результатам градуирования энергетической шкалы прибора выбран коэффициент усиления, включают АРУ и измеряют спектр захватного гамма-излучения железа в ПКУ, где содержание железа должно быть не менее 25%. Наблюдаемое положение максимума пика при энергии 6,62 МэВ не должно отличаться от полученного при градуировании энергетической шкалы более чем на один уровень дискриминации. Участок спектра в области пика регистрируется на ленте каротажного регистратора или ЦПУ или наносится на миллиметровую бумагу.

Оценка энергетического разрешения выполняется по контрастности пика с энергией 6,62 МэВ. Превышение счета в максимуме пика над уровнем в «провале» слева от максимума на 25% и более свидетельствует о нормальном энергетическом разрешении аппаратуры.

После установки порогов дискриминации и окон проводится регистрация скоростей счета в рабочих окнах с ПКУ, фиксируемых в журнале

2.2.3.2.4.3 Операции, предшествующие измерениям в скважинах (разметка кабеля, проверка качества изоляции электрических цепей, подготовка спуско-подъемного оборудования к работе), а также установка автомобиля на скважине и его подготовка к проведению каротажа выполняются в соответствии с общими требованиями.

После включения аппаратуры и проверки питающих напряжений в скважинном приборе с помощью дистанционного инструмента устанавливают реперный и нейтронный источники, включают АРУ, проводят регистрацию участка спектра захватного гамма-излучения железа в ПКУ в окрестности парного пика железа 6,62 МэВ (не менее 10 точек на участок при наборе не менее 1200 импульсов в каждой точке спектра). После установки порогов дискриминации и окон в том же ПКУ регистрируют скорости счета в рабочих окнах. Время набора импульсов выбирается таким образом, чтобы обеспечить однопроцентную статистическую точность измерений. Уровни счета в ПКУ, положение парного пика железа и энергетическое разрешение аппаратуры не должны отличаться от измеряемых на базе более чем на 5%.

Перед началом каротажа органы управления наземным пультом переводят в режим каротажа. Скважинный прибор опускают на забой и при движении его к устью на ленте осциллографа записывают измеряемые параметры или гистограммы их средних интервальных значений, если используется цифровая аппаратура. В последнем случае значения измеряемых величин одновременно фиксируют на ленте ЦПУ, что облегчает их дальнейшую обработку.

На скважине сначала проводится обзорный (поисковый) каротаж в масштабе глубин 1:200, а затем все выявленные аномалии подлежат детализации в масштабе 1:50.

Выполняемая перед началом каротажа процедура поверки аппаратуры полностью повторяется по завершении каротажных работ.

Основные элементы методики СНГК – области энергий гамма-излучения, определяемые параметры и способы их регистрации (непрерывный, точечный), скорость каротажа и постоянная времени измерений скорости счета – определяются в зависимости от характера спектров захватного гамма-излучения руд и пород конкретных месторождений полезных ископаемых (пункт 2.2.3.4).

2.2.3.3. *Оформление, оценка качества и интерпретация результатов СНГК*

2.2.3.3.1. Исходным материалом для интерпретации результатов СНГК являются каротажные диаграммы, а в случае цифровой записи гистограммы непрерывные измерения дополняются в рудных интервалах дискретными. Шаг и время измерений на точке определяются по данным опытно-методических работ (пункт 2.2.3.4).

На подлинник каротажной диаграммы наносятся заголовок; масштабы измеряемых величин (их значения через 2 см); отметки целого числа десятка метров, ближайшие к меткам глубин; значения глубин, соответствующие началу записи; нулевая линия, проведенная по отметкам нуля, а также информация, необходимость использования которой в дальнейшем обусловлена спецификой методики СНГК на исследуемом объекте.

В заголовке кроме общих сведений указываются:

- тип, номер и активность нейтронного и реперного источника гамма-лучей в системе АРУ;
- длина зонда;
- показания в ПКУ до и после каротажа;
- скорость каротажа (м/ч);
- постоянная времени (с) при аналоговой записи или шаг квантования (см) при цифровой записи.

2.2.3.3.2. Качество результатов каротажа, определяемое главным образом стабильностью работы спектрометра в процессе измерений, оценивается по сходимости между показаниями в ПКУ до и после каротажа и по воспроизводимости каротажных диаграмм. Относительные расхождения между показаниями в ПКУ до и после каротажа не должны превышать 5%.

Качество результатов СНГК в скважинах контролируют путем повторного каротажа при неизменных условиях измерений. Объем повторного каротажа должен составлять не менее 10% от общего объема скважинных исследований. Среднеквадратическое расхождение между результатами основного и повторного каротажа не должно превышать 2% на единичный интервал геологического опробования. По данным опытных работ, например, на

железорудных месторождениях ошибка воспроизводимости, выраженная в весовых концентрациях общего железа, не должна превышать 1%.

2.2.3.3.3. При обработке и интерпретации результатов СНГК на первом этапе осуществляется качественное выделение рудных аномалий, включающее определение уровня фоновых значений измеряемого параметра и отбраковку ложных аномалий. На втором этапе по выявленным аномалиям определяются глубины залегания рудных тел, их мощность и содержание определяемого элемента. В аномалиях СНГК против рудных тел конечной мощности проявляются закономерности, характерные и для других методов радиоактивного каротажа: амплитуда аномалий против центра пластов насыщенной мощности достигает максимума, соответствующего амплитуде против рудного пласта бесконечной протяженности, а для пластов ненасыщенной мощности амплитуда аномалии уменьшается с уменьшением мощности

В условиях, например, железорудных месторождений в соответствии с требованиями кондиций приходится иметь дело с пластами насыщенной мощности, для определения которой используется способ $\frac{1}{2}N_{max}$. Содержание общего железа в однородных пластах оценивается путем сопоставления наблюденных значений N_{max} с градуировочным графиком. В случае аномалий сложной конфигурации содержание общего железа определяется по площади аномалии

На месторождениях других полезных ископаемых трудности в интерпретации результатов СНГК возникают уже при определении уровня фона и отбраковке ложных аномалий, что зачастую требует привлечения результатов других методов и данных о геологической обстановке. Приемы интерпретации данных СНГК с учетом специфики объектов и применяемых способов реализации метода отрабатываются на стадии опытных работ

2.2.3.4. *Особенности методик СНГК на месторождениях различных полезных ископаемых*

2.2.3.4.1. Месторождения ртути.

На месторождениях ртути, приуроченных в основном к породам силикатного состава типа джаспероидов, лиственитов и песчаников, основным рудным минералом является киноварь, распределение которой в рудах крайне неравномерно, а содержания ртути в рудных подсечениях колеблются от сотых долей до первых единиц процентов. В качестве породообразующего элемента в породах и рудах присутствует железо, среднее содержание которого составляет первые проценты, достигая в отдельных пробах 15 – 20%.

Породы ртутных месторождений характеризуются значительными колебаниями влажности (0,25 – 7,5 мас.%), слабо дифференцированы по объемной плотности (2,60 – 2,80 г/см³) и эффективному атомному номеру (11,2 – 12,3 ед.). Наряду с мономинеральными встречаются комплексные ртутные

месторождения, в рудах которых присутствуют флюорит (содержания до 40%), антимонит (содержания до 9%), барит (содержания до 5%).

СНГК является основным методом каротажа, используемым при разведке ртутных месторождений для выявления оруденения и оценки содержания полезного компонента.

В практике каротажных исследований наибольшее распространение получили Po–Be-источники с выходом $(1\div2)\cdot10^7$ н/с и сцинтилляционные детекторы NaI(Tl) размером ∅30×40 мм; длина зонда 20 – 22 см. Однако из-за малого периода полураспада Po–Be-источника предпочтение следует отдать калифорниевому излучателю нейтронов.

При определении ртути реализуется способ спектральных отношений, в котором в качестве первого энергетического интервала ΔE_1 выбирается область энергий 4 – 5 МэВ с максимальным вкладом захватного гамма-излучения ртути. Второй энергетический интервал ΔE_2 выбирается в области 6 – 8 МэВ, где отсутствует вклад излучения ртути и преобладает захватное гамма-излучение железа.

Фоновые значения параметра спектральных отношений k практически не зависят от того, являются ли основой рудовмещающих пород кальцит или алюмосиликаты. Для ослабления влияния изменчивости содержаний железа на параметр k вместо обычно применяемого алюминиевого корпуса используется стальной корпус скважинного прибора, захватное гамма-излучение которого существенно увеличивает уровень скорости счета в области ΔE_2.

Ослабление влияния влажности горных пород и диаметра скважины достигается использованием зонда, близкого по размерам к инверсионному (20 – 25 см).

В результате опытного применения СНГК на месторождениях Киргизии и Украины установлено, что нижний порог обнаружения ртути составляет 0,02 м·% (промышленный интерес представляют руды с содержанием не менее 0,05% Hg при мощности пласта более 2 м). Относительная точность определения промышленных концентраций ртути составляет 18 – 25% на метровый интервал опробования.

2.2.3.4.2. Месторождения никеля.

Метод СНГК для определения никеля и сопутствующих элементов применялся в опытном порядке на месторождениях двух генетических типов: сульфидных медно-никелевых руд, встречающихся среди основных и ультраосновных пород, и силикатных никель-кобальтовых руд, связанных с массивами серпентинизированных дунитов, перидотитов и образующихся в результате процессов выветривания ультраосновных пород. Для медно-никелевых руд характерны малая водонасыщенность (первые проценты) и высокая плотность, меняющаяся в пределах 3,5 – 4,5 г/см³. Руды силикатных никелевых месторождений отличаются высокой (до 20 – 30%) объемной влажностью и малой плотностью (1,5 – 2,2 г/см³).

Содержание никеля в рудах колеблется от десятых долей до 10 – 20%. Минимальные промышленные концентрации 0,4 – 0,6%. Основным мешающим элементом при определении никеля является железо, содержание которого достигает 40%.

Рабочей областью спектра гамма-излучения радиационного захвата является интервал энергий 6 – 10 МэВ, в пределах которого формируется спектр сульфидных медно-никелевых руд (преимущественно излучением никеля, меди и железа). Определение содержания трех элементов в этих рудах осуществляется на основе решения системы уравнений для трехкомпонентных сред. В табл. 2.18 для каждого типа руд указаны энергетические интервалы, в которых вклад захватного гамма-излучения определяемых элементов максимален.

Таблица 2.18

Оптимальные энергетические интервалы при СНГК силикатных никелевых и медно-никелевых руд

Энергетический интервал ΔE, МэВ	Элементы, вносящие максимальный вклад	
	Силикатные никелевые руды	Медно-никелевые руды
7,0 – 7,4	Fe	Cu
8,2 – 8,8	Ni	Ni
8,9 – 9,9	Cr	Fe

Если в силикатных никелевых и медно-никелевых рудах содержание соответственно хрома и меди менее 0,5%, то их можно считать существенно никелевыми, а спектры – двухкомпонентными.

Численные значения спектральных коэффициентов определяются экспериментально на моделях, заполненных смесью кварцевого песка и соответствующего элемента (его рудного концентрата) при содержании его не менее 30%.

Возможности СНГК оценивались на месторождениях силикатных никелевых руд Кимперсайского и Буруктальского полей, сульфидных медно-никелевых месторождениях Печенгской и Мончегорской групп и Норильского района. На этих объектах осуществлялись как точечные измерения по интервалам опробования, так и непрерывные цифровые измерения с усреднением результатов на интервалах длиной м. Погрешность воспроизводимости данных СНГК в классе бортовых содержаний составила 0,1 – 0,2% никеля. Пороговая чувствительность метода, определяемая как удвоенное значение среднеквадратического расхождения содержаний по данным опробования керна и СНГК, составила 0,3% Ni.

2.2.3.4.3. Месторождения меди.

Месторождения меди отличаются большим разнообразием типов руд и вмещающих пород, причем медным минералам повсеместно сопутствуют железосодержащие минералы. При этом содержание железа увеличивается от первых единиц до 40% при переходе от медистых песчаников и медно-порфировых руд к колчеданным, полиметаллическим и медно-никелевым рудам.

Наиболее благоприятным объектом для количественного определения меди методом СНГК являются медистые песчаники. В медно-колчеданных рудах возникают осложнения, связанные с влиянием на результаты СНГК больших концентраций железа. Захватное излучение железа вносит значимый вклад в канал меди, а вариации содержаний железа изменяют абсорбционные свойства руды по отношению к нейтронам и гамма-квантам.

При исследовании цинксодержащих медных колчеданов и полиметаллических руд, обычно содержащих кадмий в тысячных или сотых долях процента, существенно увеличивается поглощение нейтронов, а захватное гамма-излучение цинка накладывается на излучение меди.

Так же как и при изучении никелевых руд, рабочей областью спектра гамма-излучения радиационного захвата при исследовании медных руд различных типов является интервал вторичного гамма-спектра 6 – 10 МэВ, а основным способом измерений – способ спектральных коэффициентов.

Для медистых песчаников и медно-порфировых руд спектр вмещающих пород практически неизменен и сводится к двухкомпонентному с измерением скоростей счета импульсов в двух энергетических интервалах:

$$\Delta E_1 = 7{,}0 \div 7{,}4 \text{ МэВ}; \quad \Delta E_2 = 8{,}2 \div 8{,}8 \text{ МэВ}.$$

Для медноколчеданных руд, содержащих цинк и связанный с ним кадмий,

$$\Delta E_1 = 7{,}4 \div 7{,}8 \text{ МэВ}; \quad \Delta E_2 = 8{,}2 \div 8{,}8 \text{ МэВ}.$$

Для медно-никелевых месторождений оптимальные энергетические интервалы выбираются в соответствии с табл. 2.18.

Для всех типов медных руд учет влияния изменения замедляющих и поглощающих свойств горных пород и руд, диаметра и заполнения скважин водой осуществляется путем нормирования скорости счета выделенного многоэлементного захватного гамма-излучения на скорость счета в дополнительной области энергии:

$$\Delta E_{доп} = 3{,}0 \div 3{,}5 \text{ МэВ},$$

или нормированием на излучение титанового кожуха на сцинтилляторе:

$$E_{доп} = 5{,}6 \div 6{,}2 \text{ МэВ}$$

Регистрация захватного гамма-излучения проводится по точкам с интервалом 0,25 – 0,5 – 1,0 м в зависимости от мощности пласта и степени неравномерности оруденения. При мощности пластов, большей 8 – 10 м, допускается непрерывная цифровая регистрация с накоплением и усреднением данных на интервал глубин в 1,0 м и более.

Необходимая статистическая точность (1%) при применении источника ^{252}Cf с выходом $(1 \div 2) \cdot 10^7$ н/с, сцинтиллятора NaI(Tl) 30×70 мм и длины зонда $l = 20$ см обеспечивается в энергетическом интервале ΔE_1 за 1 – 2 мин, ΔE_2 – за 5 мин, ΔE_3 (медно-никелевые руды) – за 15 мин. Скорость непрерывной регистрации для количественных оценок составляет 30 м/ч.

Возможности СНГК оценивались на рудах медистых песчаников Джезказгана, медно-колчеданных месторождениях Южного Урала, медно-порфировом месторождении Актогай, медно-никелевых месторождениях Норильского района. Абсолютная среднеквадратическая погрешность воспроизводимости данных СНГК, рассчитанная на пласт мощностью 4,0 м, составила 0,15 – 0,20 абс.% меди при ее содержаниях 0,5 – 1,0%. Пороговая чувствительность, определяемая как удвоенное среднеквадратическое расхождение между данными каротажа и опробования керна, составила 0,4 – 0,5 абс.% меди.

2.2.3.4.4. Месторождения марганца.

Промышленные месторождения марганца стран СНГ представляют собой полого падающие залежи с одинаковым строением продуктивного пласта по вертикали: внизу – окисленные руды с четырехвалентным марганцем (псиломеланы, пиролюзиты); верхняя часть представлена карбонатными рудами с двухвалентным марганцем (манганит, мангакальцит); эти пачки разделены прослоем глауконитовых песков

Содержание марганца в окисных рудах колеблется от 10 до 45%, в карбонатных рудах – от 10 до 35%. Содержание железа в окисных рудах составляет 0,5 – 2,0%, в карбонатных – 2,0 – 4,0%. Руды обладают повышенной влажностью (4 – 11%). Плотность окисных руд 2,2 – 2,8 г/см^3, карбонатных – 2,0 – 2,5 г/см^3.

При определении марганца в рудах используется способ спектральных коэффициентов с регистрацией скорости счета в двух энергетических интервалах: $\Delta E_1 = 6{,}0 \div 7{,}4$ МэВ с максимальным вкладом захватного гамма-излучения марганца и $\Delta E_2 > 7{,}4$ МэВ, состоящем только из излучения железа. Для устранения концентрационного вырождения градуировочного графика при высоких содержаниях марганца в качестве интерпретационного параметра выбрано отношение

$$N_{1\gamma} / N_{ННК\text{-}Т},$$

где $N_{1\gamma}$ – скорость счета в области энергий ΔE_1, обусловленная моноэнергети ческой составляющей излучения марганца; $N_{ННК\text{-}Т}$ – показания нейтрон-нейт ронного каротажа по тепловым нейтронам при той же длине зонда ($l = 20$ см

Значение $N_{1\gamma}$ определяется по формуле

$$N_{1\gamma} = N_1(\Delta E_1) - q_{12}N_2(\Delta E_2$$

где q_{12} – спектральный коэффициент, определяемый в модели, заполненно железисто-кремнистой средой (пункт 2.2.3.2.3.2).

Рекомендуемая при непрерывной аналоговой записи данны СНГК на марганец скорость каротажа составляет 50 – 60 м/ч, постоянна времени 3 – 6 с, масштаб записи: обзорный каротаж 1:200, детализационный с конт- рольными измерениями по всем рудным интервалам – 1:50.

Выделение рудны интервалов в разрезах скважин осуществляется по отношению скорости счета $N_1(\Delta E_1)$ в первом энергетическом интервале к показанием $N_{ННК\text{-}Т}$. Превышение отношения $N_1(\Delta E_1)/N_{ННК\text{-}Т}$ н 8% над его значением против вмещающих пород гарантирует выделение всех интерва- лов с кондиционным содержанием марганца. В выделенных интервалах вы- числяются значения параметра $N_{1\gamma}/N_{ННК\text{-}Т}$ и по градуировочном графику, построенному на основе измерений в моделях или в скважинах выходом керна более 90%, определяются содержания марганца.

2.2.3.4.5. Месторождения хром

Месторождения хрома связаны с интрузивами ультраосновных пород, представленными в различной мере серпентинизированным дунитами, пироксеновыми дунитами, перидотитами и серпентинитам Основными минералами хромитовых руд являются хромит и хромшпинелиды, содержа- ния хрома в которых составляет 20 – 60%, FeO до 18%, MgO – 6 16%, Al_2O_3 до 33%, SiO_2 до 30%. Вмещающие породы содержат в среднем до 33 40% SiO_2 и 36 – 45% MgO, а также до 3% железа, алюминия кальция. Среди других пород в разрезах скважин встречаются сланцы, габбро, диабазы, габ- бро-диабазы, пироксенит

Хромитовые руды характеризуются высокими содержаниям окиси хрома Cr_2O_3: 55 – 63% в сплошных рудах, 45 55% в густовкрапленных и 5 15% в убоговкрапленных разностях. Плотность руд колеблется от 3,4 до 4,5 г/см^3, вмещающих пород – от 2,0 до 3,0 г/см^3, влажность меняетс от единиц до 10 – 15%.

В принципе, в методе СНГК на хром возможно применение способов спектральных коэффициентов или спектральных отношений с регистрацией скоростей счета в двух энергетических интервалах области преобладания моноэлементной составляющей хрома – $\Delta E_1 \geq 7{,}8$ МэВ в области сравне- ния – $\Delta E_2 = 4 \div 5$ МэВ или 6 – 7 МэВ.

Однако из-за значительного вырождения чувствительности градуиро- вочного графика при высоких содержаниях хрома, обусловленного его срав- нительно большим сечением захвата (табл. 2.14), метод СНГК реализуется на хромитовых месторождениях в интегральной модификации ($\Delta E_1 \geq 7{,}8$ МэВ), обеспечивая надежное выделение промышленных руд, определение границ и мощности рудных пластов.

При записи каротажных диаграмм скорость каротажа составляет 200 – 300 м/ч, постоянная времени – 3 ÷ 6 с, масштаб глубин – 1:500 или 1:200 (без детализации). Масштаб записи интегральной скорости счета выбирается так, чтобы вся диаграмма укладывалась на ленте самописца.

Количественные определения содержаний окиси хрома в выделенных методом СНГК рудных интервалах осуществляются по данным ГГК-С, по- скольку в рудах связь $Z_{эф}$ с содержанием Cr_2O_3 близка к функциональной.

2.2.3.4.6. Месторождения серы.

Основное промышленное значение имеют две генетические группы самородной серы – осадочные, в которых сера приурочена главным обра- зом к известнякам, и менее распространенные вулканогенные, где сера встре- чается в породах алюмосиликатного состава (кварциты, алунитовые и каоли- нитовые кварциты).

В осадочной группе месторождений среднее содержание серы в рудах составляет около 25%, кроме серы встречаются кальцит, гипс, ангидрит, целе- стин, кварц. Между содержаниями серы и CaO существует тесная обратная корреляционная связь вида

$$CaO = -0{,}57\,S + 52,$$

Осложняющим фактором является наличие в подстилающих породах гипса и ангидрита, содержащих химически связанную серу в тех же количе- ствах, что и руды.

Для серных руд вулканогенных месторождений характерны значитель- ные колебания содержаний железа (от долей процента до 5-6%) и наличие в рудах наряду с самородной серой серосодержащих минералов – пирита и алунита.

В рудах осадочных месторождений спектры гамма-излучения радиаци- онного захвата формируются в основном серой, кремнием и железом. Для руд обоих типов месторождений наибольший вклад серы наблюдается в об- ласти энергий 4,1 – 5,1 МэВ, кальция в рудах осадочных месторождений – свыше 5,1 МэВ, кремния и железа в вулканогенных рудах – в интервалах 3,5 – 4,5 МэВ и свыше 6,2 МэВ. Соответственно при проведении СНГК на месторождениях серы осадочного типа скорость счета измеряется в энерге- тических интервалах

$$\Delta E_1 = 4{,}1 \div 5{,}1 \text{ МэВ},\ \ \Delta E_2 > 5{,}1 \text{ МэВ}$$

на вулканогенных месторождениях серы – в интервала

$$\Delta E_1 = 4{,}1 \div 5{,}1 \text{ МэВ},\ \ \Delta E_3 > 6{,}2 \text{ МэВ}$$

Наряду с регистрацией диаграмм скорости счета осуществляется за пись параметров спектральных отношений

$$k_{12} = N_{1\gamma}(\Delta E_1)/N_{2\gamma}(\Delta E_2) \text{ и } \ k_{13} = N_{1\gamma}(\Delta E_1)/N_{3\gamma}(\Delta E_3)$$

обладающих достаточно высокой помехоустойчивостью при изменении влаж ности и плотности пород, диаметра и заполнения скважины жидкостью.

Скорость подъема скважинного прибора при записи каротажных диаг рамм составляет 100 – 120 м/ч, постоянная времени 3 – 6 с.

По значениям спектральных отношений серные руды и участки, обога щенные серой, а также подстилающие породы (гипс и ангидрит) в осадочны месторождениях отличаются от безрудных вмещающих пород в нескольк раз. Однако, для их однозначного разделения необходимы данные других гео физических и геологических методов. Кроме того, на вулканогенных место рождениях серы применение способа спектральных отношений осложняет ся из-за значительного содержания пирита. Для его учета используются дв параметра спектральных отношений k_{12} и k_{13}, что требует построения пале ток для определения содержания серы в породах, где присутствует железо, осложняет интерпретацию диаграмм СНГК.

В результате опытных работ, проводившихся на месторождениях серы различного типа, установлено, что для осадочного типа абсолютные средне квадратические расхождения между данными СНГК и кернового опробова ния по рудным подсечениям составляют 1,8% серы. Для месторождений вул каногенного типа абсолютные расхождения между результатами двух видо опробования составляют 3,5% серы для единичных пластов мощностью 3 – 6 м

2.2.3.4.7. Месторождения железа.

Железорудные месторождения являются весьма благоприятным объек том для исследований методом СНГК благодаря достаточно высокому сече нию захвата тепловых нейтронов ядрами железа, существенному различию спектров захватного гамма-излучения железа и основных нерудных компо нентов (кремнезема в силикатных разностях руд и кальцита – в карбонатных) и достаточно тесной во многих типах руд обратной корреляционной зависи мости между содержанием железа и этих компонентов. Кроме того, для же лезных руд характерны высокий уровень содержания полезного компонента – железа – 25 – 70% и отсутствие, за исключением титанисто-железных и

ванадисто-железных руд, значительных концентраций других элементов группы железа.

Из-за влияния скважинных условий измерений и значительных колебаний плотности и влажности горных пород и руд на железорудных месторождениях целесообразно применение способа спектральных отношений (стандарта-фона). В качестве энергетических областей для регистрации вторичного гамма-излучения выбираются: область энергий $\Delta E_1 > 6{,}2$ МэВ с максимальным вкладом захватного гамма-излучения железа; области стандарта-фона $\Delta E_2 = 3{,}0 \div 4{,}0$ МэВ для кремнисто-железных руд, в том числе для железистых кварцитов, и $\Delta E_3 = 4{,}0 \div 5{,}0$ МэВ для карбонатных разностей руд.

Наиболее прост в реализации вариант способа спектральных отношений, в котором измеряются величины N_1/N_2 и N_1/N_3, где N_1, N_2 N_3 – скорости счета в энергетических интервалах ΔE_1, ΔE_2, ΔE_3 соответственно. Однако, в диапазоне промышленных концентраций железа параметры N_1/N_2 и N_1/N_3 имеют существенно меньшую контрастность по сравнению со спектральной интенсивностью N_1, т. е. имеет место концентрационное вырождение чувствительности, что обусловлено значимым вкладом железа в энергетический интервал $3 \div 5$ МэВ

Наибольшую точность определения содержаний железа может обеспечить способ стандарта-фона, в котором находят отношения $k_2 = N_{\gamma 1}/N_{\gamma 2}$ при исследовании кремнистых и $k_3 = N_{\gamma 1}/N_{\gamma 3}$ для карбонатных разностей руд.

Значения моноэлементных составляющих $N_{\gamma 1}$ и $N_{\gamma 2}$ ($N_{\gamma 3}$) находятся из уравнений связи (см. пункт 2.2.2.1.4) по данным измерений скоростей счета в энергетических интервалах ΔE_1 и ΔE_2 (ΔE_3). Если коэффициенты K_{12} и K_{21} определены на моделях заранее, то спектральные отношения $k_2 = (N_1 - K_{12}N_2)/(N_2 - K_{21}N_1)$ или $k_3 = (N_1 - K_{13}N_3)/(N_3 - K_{31}N_1)$ можно измерять непосредственно в процессе каротажа

Повышение точности в определении содержания железа достигается также путем нормирования усредненного по пласту значения N_1 на усредненные в этом же интервале показания ННК-Т. При использовании параметра $k = N_1/N_{\text{ННК-Т}}$ градуировочный график, полученный с Ро–Ве-источником ($l = 41{,}5$ см) на моделях железных руд Кривбасса, линеен во всем диапазоне содержаний железа и чувствительность СНГК составляет 1,3% k на 1% Fe.

Рассмотренный способ может быть реализован и без дополнительного проведения ННК-Т. Для этого детектор окружается экраном из кадмия толщиной $0{,}5 \div 1{,}0$ мм, длина зонда устанавливается равной $12 \div 15$ см, и в качестве стандарта-фона используется суммарная скорость счета $N_{2\Sigma}$ гамма-излучения исследуемой среды и кадмия, измеряемая в окне E_2. При этом для повышения помехоустойчивости результатов НГК в качестве параметра используется спектральное отношение

$$P = N_1 / N_{2\Sigma}^m .$$

Значение показателя степени m для данных геологических условий оп-
ределяется экспериментально путем сопоставления результатов измерени
спектральных интенсивностей N_1 и $N_{2\Sigma}$ против рудных интервалов с одинако-
вым содержанием общего железа и разной влажностью руд. При этом дл
исключения значимого вклада захватного гамма-излучения кадмия поро
дискриминации устанавливается на уровне 6,5 МэВ, а область энергий дл
обеспечения максимального соотношения между излучением кадмия и ис-
следуемой среды выбирается в пределах $\Delta E_2 = 2{,}5 \div 3{,}5$ МэВ.

Зависимость между параметром P (показатель степени $m = 2{,}5$) и содер-
жанием общего железа, полученная по данным сопоставления данных НГК
и кернового опробования, имеет нелинейный характер. С достаточной точ-
ностью она аппроксимируется полиномом второго порядка. В диапазоне
концентраций железа 20 ÷ 40% параметры k и P характеризуются примерно
одинаковой чувствительностью.

Методика СНГК с интерпретационным параметром P широко испыты-
валась на месторождениях неокисленных (Костомукша и Комсомольское) и
окисленных (КМА и Криворожье) железистых кварцитов. В качестве источника
нейтронов применялся радиоизотоп ^{252}Cf с выходом $(1{,}0 \div 1{,}5)\cdot 10^7$ н/с, ско-
рость каротажа в зависимости от мощности источника нейтронов составляла
100 – 150 м/ч.

В процессе каротажа осуществлялась цифровая регистрация среднеин-
тервальных значений N_1 и $N_{2\Sigma}$ в областях энергий $\Delta E_1 = 6{,}5 \div 10{,}0$ МэВ и
$\Delta E_2 = 2{,}5 \div 3{,}5$ МэВ соответственно. Информация усреднялась в интервалах
глубин $\Delta h = 1$ м.

Сопоставление результатов геологического опробования и СНГК в клас-
сах промышленных содержаний железа показало, что систематические рас-
хождения между данными сравниваемых методов отсутствуют, а дисперсии
концентраций по единичным интервалам статистически одинаковы.

2.2.4. Нейтронно-активационный каротаж (НАК)

2.2.4.1. *Выбор параметров НАК и основные принципы методики*

2.2.4.1. При нейтронно-активационном каротаже (НАК) в скважине
измеряется гамма-излучение радиоактивных изотопов, образующихся в гор-
ных породах при их облучении нейтронами. В зависимости от энергии неит-
ронов, вызывающих ядерные реакции, различают НАК на быстрых и тепло-
вых нейтронах. Характеристики основных изотопов и ядерных реакции, ис-
пользуемых при НАК, приведены в табл. 2.19.

2.2.4.1.2. При НАК по изотопам, образующимся под действием тепло-
вых нейтронов (НАК-Т) в результате (n,γ)-реакции, следует применять источ-

Таблица 2.1

Характеристика основных изотопов и ядерных реакций, используемых при НАК

Исходный изотоп	Распространенность, %	Продукт реакции	Порог реакции, МэВ (эффективное сечение активации, усл.ед.)	Период полураспада	Энергия, МэВ (выход гамма-квантов,%
Быстрые нейтроны: (n,p)- и (n,α)-реакции					
^{16}O	99,76	^{16}N	10,0 (90)	7,35 с	7,12(4,90), 6,13(68)
^{19}F	100	^{16}N	3,2 (15)	7,35 с	7,12(4,90), 6,13(68)
^{28}Si	92,27	^{28}Al	3,9 (380)	2,31 мин	1,78 (100)
Тепловые нейтроны: (n,γ)-реакция					
^{23}Na	100	^{24}Na	534	15 ч	2,75(100),1,37(100), 3,85 (9)
^{27}Al	100	^{28}Al	210	2,31 мин	1,78 (100)
^{48}Ca	0,185	^{49}Ca	1100	8,75 мин	4,68 (3), 4,05 (8), 3,1 (8,9)
^{55}Mn	100	^{56}Mn	13170	2,59 ч	2,11(17,5) 1,81(33,3) 0,85 (98,6)
^{63}Cu	69	^{64}Cu	4500	12,88 ч	1,32 (0,53)
^{65}Cu	31	^{65}Cu	1800	5,1 мин	1,09 (9)

ни с нейтронов ^{252}Cf с относительно низкой средней энергией нейтрон
(табл.2.15). При НАК по изотопам, образующимся в результате пороговы
(n,p)- и (n,α)-реакций (НАК-Б), необходимо пользоваться источниками с вы
сокой средней энергией нейтронов – полоний-бериллиевыми (Po-Be) или
плутоний-бериллиевыми (Pu-Be) (табл. 2.15).

Нейтронно-активационный каротаж обычно выполняется в процессе
движения скважинного прибора с постоянной скоростью (непрерывный НАК
Дискретный НАК, при котором исследуемую породу последовательно обл
чают с помощью источника нейтронов, а затем в ту же точку помещают
детектор гамма-излучения и измеряют наведенную активность, не нашел
широкого применения в практике геологоразведочных работ в основном из-
за низкой производительности измерений.

2.2.4.1.3. Непрерывный НАК осуществляется при подъеме скважинного
прибора, в котором источник расположен выше детектора на расстоянии l о
него. Регистрируемая интенсивность гамма-излучения наведенной активно
сти N_a связана с параметрами исследуемой среды и скоростью каротажа V
следующим соотношением

$$N_a \sim KQ\rho\sigma_a\cdot\varphi(L,d)\cdot q\cdot(\Delta/V)\cdot e^{-\lambda l/v}$$

где $\lambda = \ln 2/T$ – постоянная распада изотопа-индикатора; T-период его полураспада; q- содержание определяемого компонента; K- эффективность детектора к регистрируемому гамма-излучению; Q – выход нейтронов источника, н/с; ρ – плотность исследуемой среды, г/см³; σ_a- макроскопическое сечение активации определяемого компонента, см²/г; $\varphi(L,d)$ – функция, определяемая ядерно-физическими свойствами (L) исследуемой среды и промывочной жидкости и геометрическими условиями измерений (d).

2.2.4.1.5. Оптимальные режимы измерений при проведении НАК выбирают экспериментально исходя из следующих практических соображений:

– снижения фона радиационного излучения;

–достижения минимального порога обнаружения определяемого элемента P и заданной мощности h_{min} при поисках руд по ореолам рассеяния;

–обеспечения наименьшей относительной среднеквадратичной погрешности δ определения бортовой концентрации q_{min} определяемого элемента в пределах выемочной или минимальной промышленной мощности при разведке месторождений.

Величины P и δ связаны с регистрируемыми скоростями счета от наведенной активности N_a и фона $N_ф$, а также с q_{min} и h_{min} следующими соотношениями:

$$P = \frac{m^2 V}{2Kh_{min}}\left(1+\sqrt{8\frac{N_ф h_{min}}{m^2 V}}\right), \qquad \delta = \frac{\sqrt{V(Kq_{min}+2N_ф)}}{Kq_{min}\sqrt{h_{min}}}$$

где m – число, характеризующее вероятность обнаружения содержания P определяемого элемента (обычно принимают $m = 3$, что соответствует вероятности обнаружения 0,977); K – пересчетный коэффициент, равный скорости счета импульсов, регистрируемой с заданным режимом каротажа от насыщенного по мощности рудного пласта с единичной концентрацией определяемого компонента.

Составляющая фона от естественной радиоактивности горных пород снижается оптимизацией энергетического режима регистрации гамма-излучения. Фон от собственного гамма-излучения источника и гамма-квантов, сопровождающих рассеяние и захват нейтронов горными породами, промывочной жидкостью и материалами скважинного прибора, уменьшается подбором оптимальной длины зонда l. Фон от наведенной радиоактивности изотопов-помех, не являющихся индикаторами полезного компонента, снижается путем выбора оптимальных параметров энергетического и временного (скорости каротажа V) режимов измерений.

2.2.4.1.6. НАК обычно проводят со спектрометрической аппаратурой в интегральном режиме измерений с порогом дискриминации E_n, зависящим в основном от энергии гамма-излучения изотопа-индикатора и уровня естественной радиоактивности. Если изотопом-индикатором является ^{16}N, то при разведке месторождений плавикового шпата и фосфоритов $E_n = 2.5$ МэВ, при

поисках рудных месторождений по ореолам рассеяния фтора и при разведке месторождений апатитов $E_n = 3,4$ МэВ. Если уровень естественной радиоактивности превышает 4000 мкР/ч, то $E_n = 4,0$ МэВ.

В случае использования в качестве изотопа-индикатора ^{28}Al при разведке месторождений плавикового шпата и бокситов $E_n = 1,1$ МэВ, при разведке фосфоритовых и апатитовых месторождений $E_n = 1,2$ МэВ, а на месторождениях нефелиновых сиенитов $E_n = 1,6$ МэВ. При этом, если интенсивность гамма-излучения естественной радиоактивности высока, то измерения наведенной активности целесообразно проводить в энергетическом окне, выбираемом экспериментально.

2.2.4.1.7. При непрерывном НАК по короткоживущим (с периодом полураспада T до 10 мин.) изотопам оптимальная длина зонда $l = 1,5 \div 2,0$ м, а скорость каротажа V выбирают по условию

$$V = \lambda l = 0,69l/T,$$

где λ – постоянная распада изотопа-индикатора.

При непрерывном НАК по долгоживущему изотопу-индикатору задают V, обеспечивающую требуемую производительность, а оптимальную длину зонда l определяют по соотношению

$$l \geq mT_n V,$$

где T_n – период полураспада основного изотопа-помехи, менее долгоживущего, чем изотоп-индикатор; $m = 4,5$.

Например, при НАК по ^{56}Mn ($T_n = 156$ мин) $l = 10$ м, если основной помехой является ^{28}Al ($T_n = 2,3$ мин), а принятая скорость каротажа $V = 60$ м/ч.

Запись фонового гамма-излучения $N_ф$, обусловленного в основном естественной радиоактивностью горных пород, осуществляется при спуске скважинного прибора

2.2.4.2. *Аппаратура и оборудование*

2.2.4.2.1. Для спектрометрического НАК каротажная станция должна быть оснащена скважинным гамма-спектрометром, зондовым устройством, регистрирующей и контрольно-измерительной аппаратурой, вспомогательным и защитным оборудованием и источниками нейтронов и гамма-квантов.

2.2.4.2.2. Общие требования, предъявляемые к спектрометрической аппаратуре при НАК:

-диапазон энергий регистрируемых гамма-квантов, МэВ – 0,1 – 10,0;

-энергетическое разрешение спектрометра по гамма-линии изотопа ^{137}Cs (0,662 МэВ), % – не хуже 15;

-нелинейность амплитудной энергетической характеристики, % – не более 1,5;

-допустимая нестабильность энергетической шкалы за 8 ч непрерывной работы, % – не более ±1;

-максимальная импульсная загрузка, имп./с – не менее $5 \cdot 10^3$;

-диапазон изменения ширины окна – 1 – 20 % от максимального значения порога дискриминации;

-наличие интегрального режима работы гамма-спектрометра.

2.2.4.2.3. Из выпускавшейся в последние годы аппаратуры для проведения НАК могут использоваться гамма-спектрометры СГСЛ-3, ПСК, РСК-101, РАГ-М-101 в комплекте со специализированными скважинными приборами СП НАК-38 и СП НАК-50, обладающими повышенной эффективностью регистрации гамма-квантов за счет применения детекторов CsI(Na) большого объема.

В комплект зондовых устройств СП для проведения НАК входят кассета для источников нейтронов, держатель кассеты с фиксаторами (активатор) и устройства крепления активатора на кабеле, кабельном наконечнике или головке СП.

2.2.4.2.4. В качестве регистрирующих приборов при выполнении НАК можно применять любые аналоговые или цифровые регистраторы, использующиеся при геофизических исследованиях скважин. Для ремонта, настройки и контроля основной аппаратуры используются стандартные контрольно-измерительные приборы.

Защитное оборудование при НАК, состоящее из контейнера для транспортировки и временного хранения кассеты с источниками нейтронов и штанги-манипулятора для выполнения операций по перемещению кассеты с источниками нейтронов из контейнера в активатор и обратно, детально описано в соответствующих инструктивно-методических документах.

Способы градуирования энергетической шкалы спектрометров с применением радиоизотопных источников при НАК те же, что и при СНГК.

2.2.4.3. *Метрологическое обеспечение НАК и градуирование аппаратуры*

2.2.4.3.1. При метрологическом обеспечении аппаратуры НАК, так же как и в СНГК, из-за отсутствия стандартных образцов состава осуществляется только стандартизация ее характеристик как средства измерения энергии гамма-излучения (ГОСТ 26874–86).

2.2.4.3.2. Для получения и периодической поверки градуировочных характеристик (чувствительности) аппаратуры следует использовать стационарные модели скважин с различными содержаниями элемента-индикатора (в пределах их изменений на изучаемом месторождении), а также контрольные

скважины, используемые главным образом для градуирования аппаратуры НАК.

Модели скважин, размещаемые на базе каротажного подразделения, создаются либо из бетонных блоков, либо из хранящихся в герметичных оболочках насыпных материалов, химически не реагирующих между собой и с материалом оболочек и не содержащих свободной влаги. Мощности слоев руды в моделях должны быть не менее 1,2 м при дискретном и 1,5 м при непрерывном НАК-Т или 0,8 – 1,2 м соответственно при НАК-Б, а толщина слоя руды вокруг скважины – не менее 0,6 м при НАК-Т и 0,3 м при НАК-Б.

Контрольно-градуировочные скважины необходимо задавать так, чтобы они подсекали типичные для месторождения по составу, плотности, пористости и радиоактивности промышленные руды с различными содержаниями определяемого компонента при мощности рудных тел не менее 1,5 – 2,0 м. Керн контрольных скважин, выход которого должен быть близок к 100%, опробуют с учетом результатов каротажа после увязки глубин залегания рудного тела по данным каротажа и бурения.

Параметры контрольных скважин и моделей (значения содержаний элемента-индикатора, плотности и влажности сред, диаметр необсаженной части скважины в пределах рудного тела) должны не реже одного раза в год контролироваться измерениями методами НАК, ГГКП, ННК и кавернометрии. Допустимые колебания приведенных измеренных значений интенсивностей не должны превышать при ГГКП и ННК ± 2%, при НАК – ± 3%, а диаметра скважины по показаниям кавернометрии – 3 мм.

Периодическая поверка проводится при эксплуатации и хранении аппаратуры НАК через определенные межповерочные интервалы, установленные при ее государственных испытаниях или при методической аттестации. При эксплуатации аппаратуры межповерочные интервалы могут быть скорректированы.

2.2.4.3.3. Для калибровки аппаратуры непосредственно на скважине до и после каротажа применяют цилиндрические тонкостенные (до 3 – 6 см) модели из радиоактивного либо активируемого рабочим источником нейтронов вещества или же сам рабочий источник нейтронов.

Полевой калибратор аттестуют путем сопоставления полученных с ним показаний аппаратуры с градуировочным графиком НАК. Результаты аттестации калибратора, выполняемой сразу же по окончании градуирования аппаратуры НАК, фиксируются в журнале градуирования.

В качестве полевого калибратора при НАК на быстрых нейтронах (особенно по ^{16}N) целесообразно использовать рабочий Ро–Ве-источник нейтронов, помещаемый на расстоянии 1,5 м от детектора скважинного прибора. При этом источник и детектор должны быть удалены на расстояние не менее 2 м от поверхности земли, стен зданий и других массивных предметов. Конструкция калибровочного устройства должна обеспечивать постоянство рас-

стояния между серединами источника и детектора с погрешностью 0,5%. Калибровка заключается в регистрации счетным прибором числа импульсов за время t, выбираемое таким образом, чтобы статистическая погрешность зарегистрированного числа импульсов не превышала 1%.

2.2.4.3.4. Для построения градуировочного графика $N_a = f(q)$ используют результаты НАК и опробования керна по скважинам с высоким (не менее 80%) выходом керна. Скважины должны быть расположены равномерно по площади разведуемого месторождения с охватом, по возможности, всего диапазона содержаний определяемого компонента. Количество сопоставлений для каждого типа руд должно быть не менее 30, а при больших мощностях интервалов (десятки метров) – не менее 20. Если градуировочный график линеен, то определяют пересчетный коэффициент K как коэффициент уравнения прямой $N_a = b + Kq$. В начальный период разведки месторождения, когда еще нет достаточного количества достоверных и представительных результатов опробования керна и НАК, используется приближенное значение пересчетного коэффициента для ориентировочной оценки содержаний определяемого компонента.

2.2.4.4. *Проведение работ на скважине*

2.2.4.4.1. Подготовительные работы на скважине.

Буровая бригада подготавливает скважину к проведению каротажа в соответствии с техническими условиями на подготовку скважины для проведения активационного каротажа, о чем геологом и буровым мастером составляется акт. Каротажный отряд должен прибыть на скважину перед завершением ее подготовки к процессу каротажа и после установки каротажной станции у устья скважины и размещения контейнера с нейтронным источником подготовить аппаратуру и оборудование к выполнению каротажа. Установку нейтронного источника производят непосредственно перед спуском скважинного прибора в скважину.

Буровая бригада должна присутствовать на скважине до окончания проведения каротажа. Каротаж ранее пройденных скважин, с которых уже снята буровая установка, производят только с разрешения руководства геологоразведочной экспедиции.

2.2.4.4.2. Проведение НАК.

Спуск скважинного прибора в скважину производится со скоростью не более 1000 м/ч. При подходе СП к забою, соприкосновение с которым определяется по провисанию кабеля, скорость спуска уменьшается до 50 м/ч.

После измерения расстояний от точки отбивки меток до ближайшей метки и до верхней границы кондуктора приподнимают скважинный прибор с забоя на 1 – 2 м и по счетчику глубин определяют глубину спуска скважинного прибора, на которую его опускают при повторном каротаже.

Проверив положение фотопика гамма-репера на энергетической шкале гамма-спектрометра, включают самописец и в масштабе глубин 1:200 при выбранной скорости каротажа проводят обзорный НАК по всему разрезу скважины или по предварительно намеченному интервалу. Скорость каротажа контролируют по отметкам времени на диаграммной ленте самописца.

После окончания записи через интервал времени, равный 4 – 5 периодам полураспада изотопа-индикатора на диаграммную ленту суммарного эффекта от наведенной активности и естественного фона записывают фон. Эта запись производится в том же масштабе глубин (1:200) и в том же диапазоне чувствительности интенсиметра при повторном спуске скважинного прибора со скоростью, которая может отличаться от скорости основного каротажа на подъеме, но должна выдерживаться постоянной с точностью 5%.

По полученным диаграммам намечают интервалы для детализационного каротажа, в которых скорости счета гамма-излучения наведенной активности превышают значения, соответствующие бортовым содержаниям забалансовых руд. В таких интервалах проводят детализационные измерения в масштабе 1:200 при мощности h рудных тел более 10 м, 1:100 при h от 5 до 9 м, 1:50 при h от 2 до 5 м и 1:20 при $h < 2$ м. Детальная запись НАК должна захватывать вмещающие породы или забалансовые руды не менее чем на 2 м с каждой стороны рудного интервала.

Обычно НАК по долгоживущим изотопам проводят только в виде детализационного каротажа в интервалах, выделенных другими методами (например, ГК, ГГК).

В процессе проведения НАК скорость каротажа V поддерживают постоянной с точностью до 3 – 5% при короткоживущем изотопе-индикаторе и до 1% при долгоживущем.

При детализационном каротаже с целью упрощения обработки и интерпретации результатов целесообразно наряду с аналоговой записью диаграмм регистрировать показания НАК при спуске и подъеме СП в цифровом виде.

Для повышения точности измерений непрерывный детализационный НАК по долгоживущим изотопам проводят дважды, а по короткоживущим – 2–4 раза.

2.2.4.5. *Обработка, оформление и оценка качества результатов НАК*

При первичной обработке диаграммных лент размечаются шкалы глубин и интенсивности, заполняется лицевой штамп, в котором кроме обычных при каротаже записей указываются тип детектора и ФЭУ, тип, номер и активность нейтронного источника, а также источника гамма-излучения, используемого в системе АРУ, конструкция активатора, длина зонда, порог

дискриминации, ширина спектрального окна, если измерения выполняются в дифференциальном режиме.

При обработке должно быть проверено соответствие фактической скорости каротажа требуемой. При этом фактическую скорость V (м/ч) рассчитывают по формуле

$$V = 3600\,\mu\, r / t_m$$

где μ – масштаб глубин, м/см; r – расстояние между метками на диаграмме, см; t_m – интервал времени между метками, с.

Ось глубин на диаграмме разбивают на интервалы, кратные 5 или 10 м, через точки, соответствующие границам этих интервалов, проводят перпендикулярные к оси глубин линии. На подлиннике диаграммы наносят шкалу интенсивностей, пользуясь градуировочными графиками для тех поддиапазонов, на которых проводится каротаж.

Диаграммы – суммарную ($N_{\text{НАК+фон}}$) фоновую ($N_{\text{фон}}$), построенные в одном масштабе интенсивности, копируют на один бланк так, чтобы глубины их совпали.

Качество диаграмм НАК оценивают их сходимостью в пределах рудной зоны по данным первичного и повторного каротажа. Сравнение результатов первичного и повторного (или, в случае необходимости, контрольного) каротажа проводится по площадям аномалий с использованием формулы

$$\Delta S = \frac{S_1 - S_2}{S_1 + S_2} \cdot 200\%,$$

где S_1 и S_2 – площади аномалий по данным первичного и повторного каротажа.

Среднее ΔS не должно превышать 5% для промышленных и 10% для забалансовых руд.

2.2.4.6. *Интерпретация результатов нейтронно-активационного каротажа*

Интерпретация диаграмм НАК основана на зависимости параметра N_a от содержания q активируемого элемента или площади S аномалии от его линейного запаса qh в рудном теле. Эти зависимости практически линейны при активации определяемого элемента быстрыми нейтронами или при малом сечении активации тепловыми нейтронами (например, ^{48}Ca). При связи определяемого элемента, активируемого тепловыми нейтронами, с водородосодержащими компонентами (например, в бокситах $Al_2O_3 \cdot mH_2O$, где m = 1 ÷ 3), зависимость $N_a = f(q)$ нелинейна. Ее график является вогнутым, поскольку с увеличением q выход гамма-квантов наведенной активности N_a

возрастает быстрее, чем в области малых содержаний. Если определяемый элемент обладает повышенным сечением поглощения нейтронов (например, Mn), то выход N_a с ростом q уменьшается и график $N_a = f(q)$ становится выпуклым, т. е. наблюдается концентрационное вырождение.

Если зависимость $N_a(q)$ линейна, то для определения содержания q при интерпретации используют формулы

$$q = \overline{N}_a / K; \quad q = S/(Kh),$$

где K – пересчетный коэффициент, имп./мин на 1% определяемого элемента; $\overline{N}_a$ – среднее значение в пределах аномалии скорости счета от излучения изотопа-индикатора, имп./мин, h – мощность, м; q – концентрация, %.

Если связь N_a и q нелинейна, то интерпретацию проводят с помощью градуировочной зависимости $N_a = f(q)$.

Определение границ и видимых мощностей рудных тел при интерпретации диаграмм НАК производится теми же способами, что и при гамма-каротаже (способом $1/2\,N_{max}$, способом заданной интенсивности).

Влияние мешающих факторов на показание НАК (изменение физических свойств горных пород и руд и геометрических условий измерений) учитывают с помощью экспериментально полученных палеток. Изменение физических свойств пород и геометрии измерений выявляют по результатам вспомогательных видов каротажа (ННК, ГГК, кавернометрии). При регистрации жесткого ($E_\gamma > 1$ МэВ) гамма-излучения изменения $Z_{эф}$ пород и руд не учитываются. При корреляции плотности ρ руды с содержанием q определяемого компонента изменения ρ учитываются градуировочной зависимостью $N_a = f(q)$. Если ρ не коррелирует с q, то поправки вводятся при изменении плотности более чем на 10%.

Точность установления глубин залегания, мощности рудных тел и концентрации в них основных компонентов методом НАК в большинстве случаев не уступает точности геологического опробования. Это позволило использовать результаты НАК по многим месторождениям для подсчета запасов, а также для контроля качества бурения и кернового опробования.

2.2.4.7. *Особенности методик НАК на месторождениях различных полезных ископаемых*

2.2.4.7.1. Нейтронно-активационный каротаж на фтор (НАК-F).

На месторождениях фторсодержащего сырья (плавиковый шпат, фосфориты, апатиты) применяется спектрометрический вариант НАК для выделения на фоне помех захватного гамма-излучения изотопа ^{19}N, образовавшегося в результате ядерной реакции ^{19}F (n,α) ^{16}N. Непрерывный НАК-^{16}N, обла-

дающий высокой производительностью, используется на месторождениях плавикового шпата (флюорита) и фосфатных руд не только как детализационный в пределах интервалов с рудными телами, но и как поисковый каротаж по всей длине скважины для выделения продуктивных горизонтов.

При проведении НАК-^{16}N используются Ро–Ве-источники нейтронов с выходом $(1\div2)\cdot10^7$ н/с на флюоритах и $(2\div3{,}5)\cdot10^7$ н/с на фосфоритах и апатитах. В качестве реперных источников целесообразно использовать ^{65}Zn (флюориты, апатиты) и ^{137}Cs (фосфориты). Применение ^{137}Cs обусловлено чисто практическими причинами: без замены реперного источника можно проводить НАК на алюминий и кремний. Длина зонда l и оптимальная скорость каротажа составляют на флюоритовых месторождениях 1,6 м и 540 м/ч, на фосфоритах – 1,7 м и 570 м/ч, на апатитах – 1,8 м и 640 м/ч. Постоянная времени интегратора при поисковом каротаже (в масштабе 1:200) 4 – 6 с (флюориты), 6 – 8 с (фосфориты) и 2 – 4 с (апатиты); при детализационном каротаже (в масштабах 1:50 или 1:100) соответственно 2 – 4 с, 4 – 6 с и 2 с.

Если на месторождении рудные тела в большинстве случаев находятся над уровнем жидкости в скважинах и поднять этот уровень не удается, то для всех интервалов выбирается один режим НАК-^{16}N, оптимальный для «сухих» скважин (с большей длиной зонда и скоростью каротажа, определяемых по результатам опытных работ).

Фон записывается в каждом рудном интервале один раз, если он не превышает 5% наведенной активности ^{16}N от интервала с бортовым содержанием полезного компонента, и вычитается из суммарного эффекта. Если фон составляет менее 1% от этой величины, то им можно пренебречь. В остальных случаях фон при детализации должен записываться каждый раз при регистрации диаграммы НАК-^{16}N и каждый раз вычитаться из суммарного эффекта.

2.2.4.7.2. Нейтронно-активационный каротаж на марганец (НАК-Mn).

Несмотря на большой период полураспада изотопа-индикатора ^{56}Mn (2,59 ч), образующегося в результате реакции ^{55}Mn (n,γ) ^{56}Mn, непрерывный НАК весьма эффективен как для выделения руд, так и для определения в них содержания марганца, благодаря аномально высокому сечению активации изотопа ^{55}Mn тепловыми нейтронами и большим содержаниям марганца.

НАК-^{56}Mn выполняется при подъеме скважинного прибора со скоростью $V \approx 50 \div 70$ м/ч. В качестве источника нейтронов используется ^{252}Cf с выходом нейтронов $(2{,}8\div9{,}0)\cdot10^7$ н/с. Длина зонда $l = 10$ м. Обычно в системе автостабилизации используется источник ^{57}Co (122 кэВ), при проведении каротажа применяют интегральный режим регистрации гамма-излучения наведенной активности при пороге дискриминации $U_д = 300$ кэВ. Во избежание значимой активации марганцевых руд скорость каротажа при спуске скважинного прибора должна быть не менее 2500 м/ч, а экспозиция перед повторным НАК-^{56}Mn – не менее 18 ч.

Гамма-каротаж для записи фона проводят при подъеме скважинного прибора со скоростью 60 – 90 м/ч с тем же энергетическим режимом регистрации, что и НАК-^{56}Mn. ГК выполняют либо перед первичным НАК, либо перед повторным НАК не менее чем через 18 ч после первичного НАК.

Из-за низкой производительности НАК-^{56}Mn обычно выполняют в пределах рудных интервалов, предварительно выделенных по данным ГГК-С.

2.2.4.7.3. Нейтронно-активационный каротаж на алюминий и кремний (НАК-Al, НАК-Si).

Алюминий и кремний определяются по наведенной активности изотопа ^{28}Al с $T = 2{,}3$ мин, который образуется по реакции ^{27}Al (n,γ) ^{28}Al и ^{28}Si (n,p) ^{28}Al (табл. 2.19).

Для раздельной оценки содержаний Al_2O_3 и SiO_2 на месторождениях полезных ископаемых проводят НАК поочередно с двумя различными источниками нейтронов – НАК-Si с Ро-Be (или Pu-Be) и НАК-Al с Ро-В или ^{252}Cf. При этом образуется один и тот же изотоп-индикатор ^{28}Al и раздельное определение содержаний q алюминия и кремния (или их окислов) производится по результатам решения системы уравнений

$$N_1 = aq_{Al} + b_1q_{Si}; \quad N_2 = b_2q_{Al},$$

где N_1 и N_2 – скорости счета от ^{28}Al соответственно при НАК-Si и НАК-Al.

Коэффициенты a, b_1, b_2 устанавливают при градуировании путем сопоставления данных НАК и опробования керна. На месторождениях фосфатных руд заметен вклад реакций ^{31}P (n,α) ^{28}Al в результаты НАК-Si, который учитывается по данным НАК-F. Решая эту систему уравнений, можно получить формулу для определения кремневого модуля $M = q_{Al} / q_{Si}$:

$$N_1/N_2 = A + B/M,$$

где $A = a/b_2$, $B = b_1/b_2$.

Длина зонда при проведении НАК с каждым из источников $l = 2{,}5$ м; скорость каротажа $V = 60 \div 80$ м/ч, порог дискриминации $U_д = 1$ МэВ. Пределы обнаружения Al и Si при непрерывном каротаже с (Ро-Be)-источником нейтронов активностью $\sim (2\div3)\cdot10^7$ н/с и (Ро–В)-источником активностью $\sim1\cdot10^7$ н/с составляют 0,2 – 0,5% Al_2O_3 и 4 – 6% SiO_2.

Особенности методики НАК-^{28}Al целесообразно рассмотреть на примере месторождений бокситов Северного Урала, где метод использовался с целью уточнения геологической документации, установления глубины и

мощности подсечений боксита, определения содержаний Al_2O_3 и исключения перебурок скважин при некондиционном выходе керна. На этих месторождениях для локализации бокситов можно ограничиться определением только содержания Al_2O_3, так как $q_{Al2O3min} = 35 \div 37\%$, $q_{SiO2max} = 15\%$.

При проведении НАК-^{28}Al использовался источник ^{252}Cf активностью $(0{,}8 \div 2{,}0) \cdot 10^7$ н/с; длина зонда $l = 1{,}5$ м; скорость каротажа $V = 27$ м/ч; порог дискриминации $U_д = 30$ кэB. Запись НАК-^{28}Al проводилась в масштабе 1:50 при постоянной времени $\tau = 6$ с. Масштаб диаграмм скорости счета при записи НАК-Al выбирался таким образом, чтобы кривая ГК в бокситах составляла не более 1/3 ширины диаграммной ленты.

Для градуирования аппаратуры НАК-^{28}Al использовалась модель, поскольку создать опорные скважины невозможно из-за большой глубины залегания бокситов (1000 – 2000 м) и неустойчивости стволов скважин.

Стационарная модель представляла собой цилиндрическую емкость диаметром 1,5 м и высотой $h = 2{,}0$ м, в которую засыпан боксит крупностью не более 5 мм с $q_{Al2O3} = 60\%$. По оси модели размещена винипластовая труба с внутренним диаметром 50 мм и толщиной 5 мм. Емкость зарыта в землю в теплом помещении. Стационарная модель использовалась для определения пересчетного коэффициента и контроля стабильности показаний аппаратуры. Последовательность выполняемых при этом операций состояла в 2–3-кратном измерении естественной гамма-активности; последующей активации среды источником ^{252}Cf, помещавшимся на месте детектора скважинного прибора, и измерении суммарной гамма-активности модели.

Время активации, измерения естественной гамма-активности и суммарной гамма-активности 5 мин, время паузы между этими операциями 1 мин. После «остывания» модели в течение часа эти операции вновь повторялись.

Для контроля стабильности работы аппаратуры на скважине используется стандартный образец предприятия (СОП), представляющий собой заполненную урановой рудой цилиндрическую герметичную емкость высотой 100 мм, внешним диаметром 100 мм, внутренним 50 мм. СОП аттестуется с выдачей паспорта. Активность такого образца 150 ± 10 мкР/ч. При измерениях с СОП скважинный прибор размещается в горизонтальном положении на высоте $\geq 0{,}5$ м от поверхности земли и 2-3 раза измеряется естественный гамма-фон при времени экспозиции 5 мин. Затем СОП надевается на скважинный прибор и двух-трехкратные измерения вновь повторяется с той же временной экспозицией.

По данным двукратных измерений на СОП и модели после вычета естественного гамма-фона определяются относительные погрешности δ градуирования для СОП и для модели, которые должны удовлетворять условиям:

$$\delta_{соп} = \frac{N_1 - N_2}{\overline{N}} \quad 100 \leq 0{,}5\ \%; \quad \delta_{моб} = \frac{N_1 - N_2}{\overline{N}} \quad 100 \leq 1\%$$

При интерпретации диаграмм НАК после вычитания гамма-фона выделяются бокситоносные зоны и определяется содержание глинозема (Al_2O_3). При определении содержания Al_2O_3 кривая НАК разбивается на интервалы с одинаковой интенсивностью (в которых колебания скорости счета $\leq 2\sigma$) и против каждого интервала проставляется $N_{ср}$ (имп./мин) и границы глубины. В каждом интервале определяется значение параметра $\eta = \overline{N}_{НАК} / \overline{N}_{мод}$. По кавернограмме выделяются участки, в которых необходимо ввести поправку K_d, учитывающую изменение диаметра скважины: $d_{скв} = 80$ мм, $K_d = 1$; $d_{скв} = 100$ мм, $K_d = 0{,}85$, $d_{скв} = 160$ мм, $K_d = 0{,}5$; $d_{скв} = 240$ мм, $K_d = 0{,}25$.

Содержание глинозема q_{Al2O3} определяется по формуле

$$q_{Al2O3} = K_n \eta / K_d + C,$$

где K_n и C определяются по результатам корреляционного анализа между q_{Al2O3} по данным геологического опробования керна и нормированными значениями η активационного эффекта.

В результате выполненных на одном из месторождений исследований по данным корреляционного анализа было установлено следующее уравнение корреляции между q_{Al2O3} и η при $r = 0{,}84$:

$$q_{Al2O3} = 37{,}04\eta / K_d + 0{,}63.$$

По данным оценки достоверности НАК порог чувствительности метода, составивший 1,04% абс. значительно меньше бортового содержания q_{Al2O3} (35%). Воспроизводимость НАК, при определении q_{Al2O3}, составляющая 2,17% отн. также удовлетворяет критериям достоверности. Однако расхождение между данными кернового опробования и НАК этим критериям не отвечают. Поэтому применение НАК рекомендовано наряду с данными геологического опробования для определения глубин и мощности подсечений боксита с оценкой содержания q_{Al2O3} и для исключения перебурок скважин при некондиционном (40 – 70%) выходе керна.

2.2.5. *Список утвержденных и действующих инструктивных и нормативных материалов по нейтронным методам каротажа*

2.2.5. Нейтронно-активационный каротаж на фтор с использованием гамма-спектрометрической аппаратуры: Методическое руководство / Р.Д. Беленко, Б.С. Камышев, И.П. Кошелев и др. – Алма-Ата, 1971. – 82 с.

2.2.5.2. Караниколо В.Ф., Фельдман И.И., Блюменцев А.М. Применение ядерно-геофизических методов исследования скважин на месторождениях хромитов: Методическое руководство. – М.: ВНИИЯГГ, ОНТИ, 1973. – 102 с.

2.2.5.3. Инструкция по нейтронно-активационному каротажу / Сост. А.П. Бурменский, Г.П. Головков, И.П. Кошелев и др. – Алма-Ата: КазВИРГ, 1980. – 178 с.

2.2.5.4. Кошелев И.П., Шишакин О.В., Камышев Б.С. Инструкция по опробованию флюоритовых руд ядерно-геофизическими методами каротажа. – Алма-Ата: КазВИРГ, 1981. – 62 с.

2.2.5.5. Инструкция по опробованию фосфатных руд ядерно-геофизическими методами каротажа / Сост. Р.Д. Беленко, А.П. Бурменский, Б.С. Камышев и др. – Алма-Ата: КазВИРГ, 1982. – 112 с.

2.2.5.6. Инструкция по нейтрон-нейтронному каротажу на литий при разведке месторождений редкометальных пегматитов / Сост. Е.И. Крапивский, Ю.А. Кайев, Ю.В. Вашестов и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1983. – 40 с.

2.2.5.7. Методическое руководство по применению комплекса ЯГМК на железо-марганцевом месторождении Ушкатын III / А.В. Макеев, А.П. Бурменский, О.В. Шишакин и др. // Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка и внедрение комплекса ядерно-геофизического опробования железо-марганцевых руд на примере месторождений Атасуйского типа». – Алма-Ата, 1983. – 86 с. Фонды ВИРГ-Рудгеофизики.

2.2.5.8. Методические указания по применению спектрометрического нейтронного гамма-каротажа на месторождениях твердых полезных ископаемых / А.М. Блюменцев, Г.С. Данилов, Э.В. Егоров и др. – М.–Л., 1986. – 102 с.

2.2.5.9. Дерюгин Н.В. Методические рекомендации по применению НАК для определения глубин, мощности и кондиционных подсечений бокситов при поисках и разведке месторождений Северного Урала. – Свердловск, 1987. (Фонды ПГО «Уралгеология», Уральская ГРЭ).

2.2.5.10. Соколов Е.А., Егоров Э.В., Соколов А.Н. Методические рекомендации по проведению спектрометрического нейтронного гамма-каротажа на общее железо при разведке месторождений железистых кварцитов. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1989. – 44 с.

Основная литература по радиоактивным методам каротажа

1. *Амосов Д.А.* Геофизические методы в системе контроля окружающей среды геотехнологических предприятий скважинной гидродобычи // Автореф. канд. дис. – СПб: ВИРГ-Рудгеофизика, 1997. – 38 с.

2. *Архипов О.А.*, Радиометрическая обогатимость руд при их разведке. – М.: Недра, 1985. – 144 с.

3. *Арцыбашев В.А.* Ядерногеофизическая разведка: Учебное пособие для вузов. Изд. 2-е. – М.: Атомиздат, 1980. – 328 с.

4. *Бахтиаров А.В.* Рентгеноспектральный флуоресцентный анализ в геологии и геохимии. – Л.: Недра, 1985. – 144 с.

5. *Блохин М.А., Швейцер И.Г.* Рентгеноспектральный справочник. – М.: Наука-физматгиз, 1982. – 376 с.

6. *Блюменцев А.М., Цирульников В.П., Вайнтруб А.А.* Оценка метрологических характеристик методики выполнения измерений при плотностном гамма-гамма-каротаже с аппаратурой СГП-2-АГАТ. – М.: ВНИИгеоинформсистем, 1989. – 15 с.

7. *Большаков А.Ю.* Рентгенорадиометрический метод исследования состава горных пород. – М.: Атомиздат, 1970. – 136 с.

8. *Большаков А.Ю.* Системы ядернофизического опробования для управления качеством руд. – Л.: Недра, 1979. – 188 с.

9. *Большаков А.Ю.* Управление качеством руд на основе ядернофизического опробования. – Л.: Недра, 1989. – 180 с.

10 *Боченин В.И.* Радиоизотопный контроль качества в металлургии. – М.: Металлургия, 1988. – 216 с.

11. *Бурмистенко Ю.Н.* Фотоядерный анализ состава вещества. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 200 с.

12. *Варварин Г.Б., Филиппов Е.М.* Плотностной гамма-гамма-метод в геофизике. – Новосибирск: Наука, 1972. – 242 с.

13. *Власов Н.А.* Нейтроны. – М.: Наука-Физматгиз, 1971. – 552 с.

14. Гамма-гамма-метод в рудничной геологии / Г.А. Пшеничный, А.П. Очкур и др. – М.: Атомиздат, 1971. – 104 с.

15. Гамма-методы в рудной геологии / Под ред. А.П. Очкура. – Л.: Недра, 1976. – 408 с.

16. Геофизические исследования подземных скважин / Б.П. Притчин, В.В. Денисенко, Н.А. Жуков и др. – М.: Недра, 1988. – 136 с.

17. *Давид М.* Геостатические методы при оценке запасов руд. – Л.: Недра, 1980. – 360 с.

18. *Давыдов Ю.Б., Кузин В.Ф.* Основы теории и методики опробования медных руд по данным радиоактивного каротажа скважин. – Иркутск: ИГУ, 1986. – 296 с.

19. *Дерюгин Н.В.* Применение ядерных методов для оценки качества руд медноколчеданных месторождений. – Свердловск, 1988, 96 с., (Свердл. отд. НИО СССР).

20. *Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С.*, Общий курс геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1977. – 432 с.

21. *Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П.* Геофизические методы разведки и исследования скважин: Учебник для техникумов. – М.: Недра, 1991. – 304 с.

22. *Изоитко В.М.* Технологическая минералогия и оценка руд. – СПб, Наука, 1997. – 584 с.

23. Изучение обогатимости баритовых руд рентгенорадиометрическим

методом / Е.П. Леман, Н.Г. Болотова и др. // Обогащение руд, 1997, № 5, с. 17 – 21.

24. *Камышев Б.С.* Ядерногеофизические методы при поисках, разведке и разработке фторсодержащего сырья. – М.: Недра, 1985. – 192 с.

25. *Карлье Э.*, Методика количественной оценки месторождений урана. – М.: Атомиздат, 1966. – 352 с.

26. *Красноперов В.А.* Гамма-гамма-каротаж с фотонными низкоэнергетическими радионуклидами (20 – 150 кэВ) для расчленения геологических разрезов. – Алма-Ата: КазВИРГ, 1989. – 160 с.

27. *Красноперов В.А.* Вопросы ядерногеофизического опробования фторсодержащих руд и пород в скважинах. –Алма-Ата: КазВИРГ, 1993. – 402с.

28. *Кучурин Е.С.* Новые технологии ядерногеофизического и радиоактивного каротажа для поисков и разведки месторождений твердых полезных ископаемых: Автореф. докт. дис. – Екатеринбург: УрО РАН, 1994. – 65 с.

29. *Кучурина О.Е.* Технология оценки состава магнезитовых руд в скважинах: Автореф. канд. дис. – Екатеринбург: УГГГА, 1997. – 20 с.

30. *Леман Е.П.* Рентгенорадиометрический метод опробования месторождений цветных и редких металлов. – Л.: Недра, 1-е изд., 1973. – 166 с.; 2-е изд., 1978. – 232 с.

31. *Макаров А.Н.* Геофизические исследования скважин (каротаж) и их применение на угольных месторождениях. – Л.: ЛГИ, 1981. – 68 с.

32. *Мамиконян С.В.* Аппаратура и методы флуоресцентного рентгенорадиометрического анализа. – М.: Атомиздат, 1976. – 280 с.

33. *Маренков О.С.* Парциальные коэффициенты ослабления K-серии характеристического рентгеновского излучения: Справочник. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1988. – 182 с.

34. *Маренков О.С.*, Парциальные коэффициенты ослабления L-серии характеристического рентгеновского излучения: Справочник. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1988. – 140 с.

35. *Матерон Ж.* Основы прикладной геостатистики. – М.: Мир, 1968. – 408 с

36. *Мац Н.А.*, Гамма-методы оценки качества комплексных радиоактивных руд и контроля объектов окружающей среды: Реф. докт. дис. – СПб: ВИРГ-Рудгеофизика, 1998. – 46с.

37. *Мац Н.А.* Методика и опыт применения рентгенорадиометрического каротажа с аппаратурой РАГ-М-101 на молибденовом месторождении // Российский геофизический журнал, 1999, №13-14, с.47 – 55.

38. *Мейер В.А.* Геофизические исследования скважин: Учебное пособие для вузов. – Л.: ЛГУ, 1981. – 464 с.

39. *Мейер В.А., Ваганов П.А.* Основы ядерной геофизики: Учебник для вузов. – Л.: ЛГУ, 1985. – 408 с.

40. *Мейер В.А., Ваганов П.А., Пшеничный Г.А.* Методы ядерной геофизики: Учебник для вузов. – Л.: ЛГУ, 1988. – 376 с.

41. *Мейер В.А., Иванюкович Г.А.* Рентгенорадиометрические методы управления качеством руд. – Л.: ЛГУ, 1989. – 292 с.

42. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников – М.: Недра, 1991. – 266 с.

43. *Мокроусов В.А., Гольбек Г.Р., Архипов О.А.* Теоретические основы радиометрического обогащения радиоактивных руд. – М.: Недра, 1968. – 168 с.

44. *Мокроусов В.А., Лилеев В.А.* Радиометрическое обогащение нерадиоактивных руд. – М.: Недра, 1979. – 192 с.

45. Нейтронные методы каротажа на ртутных месторождениях / Под ред. А.П. Очкура. – Л.: Недра, 1983. – 96 с.

46. Нейтронные методы поисков и анализа борного сырья / В.И. Баранов, В.Л. Барсуков и др. – М.: Наука, 1964. – 140 с.

47. Нейтронный активационный анализ в геологии / Е.Б. Бланков, Т.Н. Бланкова и др. – М.: Наука, 1972. – 328 с.

48. *Новиков Г.Ф.* Радиометрическая разведка: Учебник для вузов. – Л.: Недра, 1989. – 408 с.

49. *Плотников Р.И., Пшеничный Г.А.* Флюоресцентный рентгенорадиометрический анализ. – М.: Атомиздат, 1973. – 264 с.

50. Подготовка минерального сырья к обогащению и переработке / Под ред. В.И. Ревнивцева. – М.: Недра, 1987, с. 128 – 219, 287 – 303.

51. *Попов В.Е., Шевяков А.А.* Результаты применения ГГК-П с доинверсионным зондом на молибденовых месторождениях Карелии // Методы разведочной геофизики. Ядерногеофиз. методы при поисках, разведке и отработке рудных месторождений. – СПб: ВИРГ–Рудгеофизика, 1992, с. 41 – 47.

52. *Посик Л.Н., Кошелев И.В., Бовин В.П.* Радиометрический анализ добытых руд. – М.: Атомиздат, 1960. – 78 с.

53. *Пруткина М.И., Шашкин В.Л.* Справочник по радиометрической разведке и радиометрическому анализу. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 168 с.

54. *Пухальский Л.Ч.* Теория контрастности урановых руд. – М.: Атомиздат, 1963. – 176 с.

55. *Пухальский Л.Ч.* Рудничная геофизика. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 120 с.

56. Радиометрист: Учебник для профтехобразования / Под ред. В.А. Царицына. – М.: Недра, 1991. – 144 с.

57. Разведочная ядерная геофизика: Справочник / Под ред. О.Л. Кузнецова и А.Л. Поляченко. – М.: Недра, 1986. – 432 с.

58. Рациональная геолого-геофизическая технология опробования баритовых руд в скважинах / В.А. Красноперов, В.И. Кирдяшкин, Ю.А. Гринштейн и др. – Алма-Ата, 1994. – 158 с. (КазНИИгеофизика).

59. *Ревнивцев В.И., Рыбакова Т.Г., Леман Е.П.*, Рентгенорадиометрическое обогащение комплексных руд цветных и редких металлов. – М.: Недра, 1990. – 120 с.

60. Рентгенорадиометрический анализ руд черных металлов / Л.И. Вознесенский, А.П. Очкур, И.В. Томский и др. – Л.: Недра, 1978. – 116 с.

61. Рентгенорадиометрический каротаж / Ю.П. Яншевский, А.П. Очкур, П.М. Вольфштейн и др. – Л.: Недра, 1976. – 140 с.

62. Рентгенорадиометрический метод при поисках и разведке рудных месторождений / Под ред. А.П. Очкура. – Л.: Недра, 1985. – 256 с.

63. Рентгенофлюоресцетный анализ / В.П. Афонин, Н.И. Комяк, В.П. Николаев, Р.И. Плотников. – Новосибирск: Наука, 1991. – 176 с.

64. *Середин Ю.В., Хозяинов М.С., Авсеенко В.Ф.* Радиационная безопасность при ядернофизических исследованиях скважин. – М.: Недра, 1991. – 106 с.

65. *Синицын А.Я., Козында Ю.О.* Ядерногеохимические методы поисков месторождений твердых полезных ископаемых: Учебное пособие для вузов. – Л.: Недра, 1991. – 296 с.

66. Скважинная и шахтная рудная геофизика:Справочник в 2-х томах / Под ред. В.В. Бродового. – М.: Недра, 1989. – 320+440 с.

67. Скважинная ядерная геофизика: Справочник / Под ред. О.Л. Кузнецова и А.Л. Поляченко. – М.: Недра, 1990. – 320 с.

68. *Старчик Л.П., Пак Ю.Н.* Ядернофизические методы контроля качества твердого топлива. – М.: Недра, 1985. – 224 с.

69.*Сторм Э., Исраэль Х.* Сечения взаимодействия гамма-излучения: Справочник. Пер. с англ. – М.: Атомиздат, 1973. – 256 с.

70. *Тамразян А.А., Леман Е.П.* Рентгенорадиометрический метод опробования гетерогенных руд. – Ереван: АН АрмССР, 1986. – 122 с.

71. *Татарников А.П.* Ядернофизические методы обогащения полезных ископаемых. – М.: Атомиздат, 1974. – 144 с.

72. *Томский И.В., Леман Е.П.* Контрастность оруденения, распределенного по логнормальному закону // Обогащение руд, 1997, № 3, с. 23 – 26; № 5, с. 21.

73. *Уткин В.И.* Селективный гамма-гамма-каротаж на угольных месторождениях. – М.: Наука, 1975. – 128 с.

74. *Фельдман И.И.* К методике количественного определения содержания бора и марганца нейтронными методами в пластах горных пород // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М.: Гостоптехиздат, 1960, с. 181 – 205.

75. *Филиппов Е.М.* Прикладная ядерная геофизика. – М.: АН СССР, 1962. – 580 с.

76.*Филиппов Е.М.*, Курс ядерной геофизики: Учебное пособие для вузов. В 2-х томах. – Новосибирск: НГУ, 1972. – 290+316 с.

77. *Филиппов Е.М.* Ядерная геофизика. В 2-х томах. – Новосибирск: Н
ука, 1973. – 516+400 с.

78. *Филиппов Е.М.* Ядерная разведка полезных ископаемых: Справо
ник. – Киев: Наукова думка, 1978. – 588 с.

79. *Филиппов Е.М., Вахтин Б.С., Новоселов А.В.* Нейтрон-нейтронны
и нейтронный гамма-методы в рудной геофизике. – Новосибирск: Наук
1972. – 348 с.

80. *Фрейман Э.С., Щупановский В.Д., Калошин В.М.* Основы техник
безопасности перевозки радиоактивных веществ. – М.: Энергоатомиздат, 198
– 176 с.

81. *Хайкович И.М., Шашкин В.Л.* Опробование радиоактивных руд п
гамма-излучению. Теория и методика. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 160 с

82. Цифровая каротажная станция КАМК – «Алмаз-1» для исследова
ния скважин месторождений твердых полезных ископаемых / Е.С. Кучурин
В.Т. Перелыгин, В.М. Романов и др. // Междунар. геофиз. конференция «30
лет горно-геол. службе России». Тезисы докл. – СПб: ЕАГО – ВИРГ-Рудгео
физика, 2000, с. 266 – 267.

83. *Шестаков В.В.* Ядерногеофизический экспресс-анализ транспорти
руемых руд и ресурсосберегающие технологии. – Свердловск: УНЦ АН СССР
1987. – 112 с.

84. *Якубович А.Л.* Ускоренный анализ минерального сырья с примене
нием сцинтилляционной аппаратуры. – М.: Госатомиздат, 1963. – 132 с.

85. *Якубович А.Л., Зайцев Е.И., Пржиялговский С.М.* Ядернофизичес
кие методы анализа горных пород. Изд. 3-е. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264 с.

86. Ядерногеофизические методы опробования при добыче и перера
ботке минерального сырья / Под ред. Б.И.Нифонтова и Х.Б. Авсарагова. – Л.
Наука, 1972. – 150 с. (КолФАН СССР).

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА И СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКИ

Электрические и электромагнитные методы каротажа и скважинной геофизики предназначены для решения широкого круга геологических задач и служат информационной основой для построения геоэлектрических разрезов. Они основаны на наблюдении и изучении особенностей распределения характеристик электромагнитных полей естественного и искусственного происхождения, обусловленного дифференциацией горных пород и руд по электромагнитным свойствам (удельному электрическому сопротивлению, диэлектрической и магнитной проницаемости, поляризуемости и др.). В инструкции впервые совместно рассматриваются методы, изучающие дифференциацию пород, слагающих стенки скважин – методы электрического и электромагнитного каротажа и методы скважинной электроразведки (односкважинные и межскважинные), направленные на изучение околоскважинного пространства на возможно большем расстоянии от скважины, пространства между скважиной и дневной поверхностью, другой скважиной или горной выработкой. Методы скважинной электроразведки получили наибольшее распространение при поисках, оценке и разведке рудных месторождений.

Разнообразие используемых источников поля и регистрируемых характеристик, особенностей и размеров систем наблюдений предопределяет наличие большого числа методов и модификаций, реализованных при производственных и опытно-методических работах. Их описание приводится в ряде руководств, методических и инструктивных материалов, обширный перечень которых приведен ниже, в разделе 3.6.

В данной главе инструкции рассматриваются наиболее распространенные при работах на рудных месторождениях электрические методы и их модификации.

3.1. Назначение и физическая сущность методов

3.1.1. Стандартизированные термины, определения и буквенные обозначения методов геофизических исследований в скважинах приводятся согласно соответствующему ГОСТ 22609–77 «Геофизические исследования в скважинах» (см. [3.6.8]):

- каротаж сопротивлений КС;
- каротаж скользящими контактами СК;
- индукционный каротаж ИК.

Метод электромагнитного каротажа рассматривается в главе 4.

3.1.2. Термины, определения и аббревиатура методов скважинной электроразведки приводятся согласно авторским определениям и принятым в литературе обозначениям:

- метод естественного электрического поля ЕП;
- метод электрического заряда [электрической корреляции МЭК, дипольной электрической корреляции МДЭК, мелкомасштабного (глубинного) заряда ММЗ], скважинный вариант метода заряда с измерением магнитного поля МЗМПС;
- индукционный метод дипольного электромагнитного профилирования ДЭМПС и межскважинного дипольного электромагнитного профилирования МДЭМП;
- метод переходных процессов СМПП;
- метод радиоволнового просвечивания РВП;
- контактный способ поляризационных кривых КСПК.

3.1.3. Методы электрического каротажа применяются для решения следующих геологических задач:

- расчленение разреза по литологическому составу пород – КС, ПС, ИК;
- выяснение структурных особенностей разреза – КС, структуры рудной залежи – СК;
- выделение рудоперспективных интервалов – КС;
- выделение зон сульфидной минерализации и графитизации пород – ПС;
- обнаружение подсечений рудных интервалов скважин с высокой электропроводностью и определение их глубины залегания, мощности – СК;
- выделение и разделение вкрапленных и прожилковых руд, разделение зон пиритизации и рудных зон, количественные оценки содержания компонентов с высокой электропроводностью – ИК;
- выделение рудно-кварцевых жил – КС;
- определение положения водоупоров (глин) и водоносных горизонтов (песчаников) – КС, ПС;
- определение минерализации пластовых вод – ПС.

3.1.4. Метод естественного электрического поля ЕП предназначен для выявления сульфидных, магнетитовых, марганцевых, пирротиновых, пиритовых, графитовых, пегматитовых залежей, оценки распространения их на глубину, определения элементов залегания и морфологии залежей, выделения зон изменения пород (пиритизации, графитизации).

- Метод электрического заряда предназначен для поисково-разведочных работ на объектах, контрастных по электропроводности. В варианте электрической корреляции он используется для корреляции рудных подсечений, кварцевых жил, проводящих даек, уточнения их положения в пространстве, мест выклинивания, выявления рудных тел в около- и межскважинном пространстве и ниже забоя, оценки размеров пересеченных рудных объектов; в варианте мелкомасштабного (глубинного) заряда – для поисков крупных рудных скоплений на флангах и глубоких горизонтах месторождений, выделения, оконтуривания и определения морфологии крупных ветвей рудных полей; в варианте заряда с измерением магнитного поля – для определения простран-

ственного положения проводящего объекта относительно исследуемой скважины, а также корреляции рудных подсечений.

- Метод дипольного электромагнитного профилирования в односкважинном варианте ДЭМПС предназначен для обнаружения на различных расстояниях от ствола скважины объектов высокой проводимости (сульфидных и магнетитовых тел), оценки размеров, формы, положения объектов относительно скважин (расстояния до кромок, азимута, углов падения и простирания), разделения сплошных и прожилково-вкрапленных руд (по электропроводности); в межскважинном варианте МДЭМП – для обнаружения рудных тел в межскважинном и подзабойном пространстве, подтверждения их сплошности и выявления разрывов и пережимов.

- Метод переходных процессов СМПП предназначен для выявления в пространстве между скважиной и дневной поверхностью залежей массивных и прожилково-вкрапленных сульфидных руд, не вскрытых бурением, и оценки положения залежей относительно скважины (направление на них, расстояние до кромок).

- Метод радиоволнового просвечивания РВП предназначен для выявления и локализации рудных объектов (экранов) между скважинами; прослеживания пересеченных рудных объектов между скважинами, их оконтуривания и оценки формы: оценки мощности и сопротивления пластообразных экранирующих рудных тел; выделения рудоперспективных участков, зон тектонических нарушений, рассланцевания и гидротермального изменения.

- Контактный способ поляризационных кривых предназначен для оценки минерального состава рудных тел, пересеченных скважинами; установления соотношения главных рудных минералов; определения линейных размеров рудных тел и содержания полезных компонентов; увязки рудных подсечений в скважине; прослеживания пространственного положения рудных образований и зональности распределения минералов внутри рудных тел.

3.1.5. Физическая сущность методов каротажа.

Электрический каротаж (КС, СК) – геофизический метод исследования скважин, использующий дифференциацию горных пород по удельному электрическому сопротивлению (удельной электропроводности). Заключается в измерении характеризующих эти свойства – тока источника в цепи с включенным щеточным электродом (СК) или разности электрических потенциалов и силы тока в цепи электрического каротажного зонда (КС). Поля образуются контактным путем – пропусканием тока через электроды зонда. Определяемыми величинами являются значения силы тока (СК) или кажущегося удельного электрического сопротивления (КС). Каротаж ПС основан на дифференциации горных пород как по удельному электрическому сопротивлению, так и по электрохимическим свойствам и интенсивности протекающих в них электрохимических процессов: диффузии, фильтрации и окислительно-восстановительных химических реакций. В каротаже ПС изучаются естественные поля электрохимических явлений и процессов. Измеряются разность потенциалов или градиент потенциала в зависимости от решаемых задач. В индукционном каротаже ИК поля создаются бесконтактным (индукционным) путем. Определяется электропроводность горных пород по измерению полей вихревых токов, индуцируемых электромагнитным полем.

3.1.6. Физическая сущность методов скважинной электроразведки.

- В скважинном варианте метода естественного электрического поля исследуется разность потенциалов с помощью электродов, расположенных на земной поверхности и серии скважин, определяются структура и интенсивность поля, обусловленного возмущающим геологическим объектом, его размером, положением в пространстве и вероятным минеральным составом. Измеряются потенциал или градиент потенциала поля по скважинам.

- В методе электрического заряда – варианте электрической корреляции – в скважине изучается потенциал или градиент потенциала поля точечного или дипольного источника, помещенного в другую скважину. В варианте мелкомасштабного (глубинного) заряда ММЗ на поверхности исследуется электрическое поле неподвижного источника тока, расположенного в одной из скважин на максимально возможной глубине и вблизи прикорневой части рудного поля. В варианте метода заряда с измерением магнитного поля в одной из скважин токовые электроды заземляются непосредственно в рудном проводящем теле или около него и на обсадную трубу. В исследуемой скважине производится измерение трех взаимно перпендикулярных составляющих переменного магнитного низкочастотного поля. В методе электрического заряда – варианте электрической корреляции (МЭК) – измеряются потенциал или градиент потенциала поля точечного или дипольного заряда, помещенного в другую скважину; в варианте мелкомасштабного (глубинного) заряда ММЗ – потенциал или градиент потенциала на поверхности земли, в скважинах или горных выработках.

- Метод дипольного электромагнитного профилирования скважин основан на возбуждении поля магнитного диполя, направленного по оси скважины. Генераторный и приемный диполи располагаются либо в одной скважине и опускаются на одном кабеле (односкважинный вариант ДЭМПС) или в разных скважинах (межскважинный вариант МДЭМП). Измеряются вещественная и мнимая компоненты трех взаимно перпендикулярных составляющих переменного электромагнитного поля скважинной генераторной рамки.

- В скважинном варианте метода переходных процессов СМПП в скважине изучаются составляющие неустановившегося магнитного поля в паузе между импульсами тока, возбуждающими первичное поле в незаземленной петле, размещаемой на поверхности земли. Измеряются осевая или осевая и две поперечные взаимно ортогональные компоненты поля.

- Метод радиоволнового просвечивания основан на поглощении радиоволн горными породами и рудами, обусловленным их дифференциацией по

электромагнитным свойствам. При этом источник поля располагается в одной из скважин, а в этой или другой скважине выполняются измерения амплитуды осевой электрической, осевой и поперечной магнитной составляющих электромагнитного поля электрического или магнитного излучателей, разность фазы этих составляющих относительно опорного сигнала.

- Контактный способ поляризационных кривых основан на последовательном возбуждении электрохимических реакций на границе электронно-проводящих минералов с поровой влагой горных пород и изучении электрохимических процессов, регистрируемых в форме поляризационных кривых. Измеряемыми величинами являются ток, протекающий через минералы, и контактная разность потенциалов на границе минералов и поровой влаги.

3.1.7. Масштабы кривых измеряемых величин при аналоговой регистрации или шага квантования по глубине и измеряемой величины при цифровой регистрации должны соответствовать требованиям настоящей инструкции.

3.1.8. Точность измерений и качество диаграмм должны удовлетворять требованиям, указанным в настоящей инструкции (разделы 3.5.1 и 3.5.2).

3.1.9. Для проведения измерения может использоваться только аппаратура, удовлетворяющая требованиям настоящей инструкции и прошедшая метрологическую поверку в соответствии с разделами 3.4.1. и 3.4.5.

3.1.10. Методика проведения измерений должна обеспечивать выполнение требований настоящей инструкции, других нормативных документов, методических рекомендаций по соответствующему методу каротажа и скважинной электроразведки и документам по эксплуатации соответствующей аппаратуры (раздел 3.6).

3.1.11. Во всех случаях скважинных работ на диаграмму при аналоговой регистрации и в память при цифровой регистрации записываются градуировочные и контрольные измерения в соответствии с разделами 3.5.3 и 3.5.4 настоящей инструкции.

3.2. Методы каротажа

3.2.1. Каротаж сопротивлений КС[1] и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации ПС

3.2.1.1. Измерения по методу КС проводят с помощью четырехэлектродной установки *AMNB*. Два электрода *A* и *B* (токовые) подключаются к

[1]Описание метода КС приведено в предположении, что измерения проводятся на постоянном токе. Однако возможно использование низкочастотного переменного тока, что особенно важно в условиях высокого уровня промышленных помех.

источнику тока. Электроды *M* и *N* – измерительные. В скважину опускают три электрода, образующих обычный зонд, четвертый электрод устанавливают на поверхности.

3.2.1.2. В возможных двух схемах измерений по методу КС в скважинах находятся один токовый и два измерительных электрода – однополюсная схема либо два токовых и один измерительный – двухполюсная схема (рис. 3.1). Система скважинных электродов образует зонд метода сопротивлений, в котором электроды по своим размерам существенно малы по сравнению с расстояниями между ними и рассматриваются как точечные заземления, расположенные на одной прямой. Кажущееся удельное электрическое сопротивление (Ом·м) рассчитывается по формулам

$$\rho_k = k\frac{\Delta V}{I} = \frac{4\pi \cdot AM \cdot AN}{MN}\cdot\frac{\Delta V}{I}\ ;\quad \rho_k = k\frac{\Delta V}{I} = \frac{4\pi \cdot MA \cdot MB}{AB}\cdot\frac{\Delta V}{I}$$

для одно- и двухполюсных схем соответственно, где k – коэффициент установки; AM, AN, BM и BN – расстояния между электродами, м; ΔV – разность потенциалов, мВ; I – сила тока, мА.

3.2.1.3. В каротаже методом сопротивлений применяют два типа зондов. В потенциал-зонде расстояние между разноименными или непарными электродами *A* и *M* или *B* и *N* существенно меньше расстояния между одноименными парными электродами, входящими в одну цепь – токовую *A* и *B* или измерительную *M* и *N* (раздвинуты парные электроды, т.е. сближены непарные – *A* и *M*). В градиент-зонде сближены парные электроды, расстояние между которыми (*AB*, *MN*) существенно меньше расстояния между разноименными электродами (*MA*, *AM*).

3.2.1.4. Зонд с парными электродами, расположенными вверху, называется обращенным; с парными электродами внизу – последовательным. Обращенный градиент-зонд называется кровельным, последовательный градиент-зонд – подошвенным (рис. 3.1).

3.2.1.5. Результаты измерений кажущегося сопротивления относят к точке записи *x* – середине сближенных электродов. Длина зонда определяется: для потенциал-зонда как расстояние между сближенными непарными электродами; для градиент-зонда – расстояние от середины сближенных электродов до удаленного электрода.

3.2.1.6. Запись (шифр) зондов КС представляет собой наименование его электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, а между ними указывается соответствующее расстояние в метрах. Например, шифр *N*0,1*M*0,95*A* обозначает обращенный градиент-зонд (кровельный) длиной 1 м с расстоянием между измерительными электродами 0,1 м.

Схемы зондов	Обозначение зонда	Наименование зонда	
	NaM6A	Одно-полюсный	(Кровельный) обращенный
	BaA6M	Двух-полюсный	
	A6MaN	Одно-полюсный	(Подошвенный) последовательный
	M6AaB	Двух-полюсный	
	AaM6N	Одно-полюсный	Последовательный
	MaA6B	Двух-полюсный	Обращенный
	N6MaA	Одно-полюсный	Градиент-зонд
	B6AaM	Двух-полюсный	Потенциал-зонд

Обозначения:
M – положительный измерительный электрод;
N – отрицательный измерительный электрод;
B – отрицательный токовый электрод;
A – положительный токовый электрод;
O – точка записи ПС;
x – точка записи КС;
c – длина зонда, м;
a – расстояние между сближенными электродами, м
б – расстояние между удаленными электродами, м.

ндов и их обозначений в каротаже сопротивлений и ПС

3.2.1.7. Для облегчения сопоставления получаемых данных каротаж по методу КС проводится одним стандартным зондом, позволяющим четко выделять большинство пластов, представляющих практический интерес, поскольку показания КС зависят от соотношения между длиной зонда и мощностью пласта, расстояния между приемными электродами. Стандартный зонд для района работ выбирают с учетом данных бокового каротажного зондирования БКЗ по кривым зависимости значений кажущегося сопротивления от длины градиент(потенциал)-зондов по методике, изложенной в работе [6]. В скважинах рудных месторождений рекомендуемая длина зондов 1 – 2 м для градиент-зондов и 0,2 – 0,3 м для потенциал-зондов. В качестве дополнительных применяются зонды большего и меньшего размеров по сравнению со стандартным.

3.2.1.8. Измерения по методу ПС выполняются с помощью установок потенциала ПС и градиента ПС (рис. 3.1). При измерении потенциала ПС один из измерительных электродов (заземление) перемещается по скважине, а другой находится на поверхности. По схеме градиента ПС оба измерительных электрода находятся в скважине на небольшом расстоянии (0,1 – 1 м) друг от друга.

3.2.1.9. Электроды, служащие для измерения КС, рекомендуется изготовлять из стали или свинца (куски провода длиной 10 – 25 см) и прикреплять их к жиле зонда. Расстояние между электродами зонда должно быть выдержано с точностью до 2%, поэтому не рекомендуется изготовлять их чрезмерно длинными. Длина электрода не должна превышать 0,1 расстояния между ними.

3.2.1.10. Электроды для измерения ПС [13] во избежание искажений кривой ПС из-за непостоянства электродной разности потенциалов необходимо изготавливать свинцовыми. При слабых аномалиях ПС используют неполяризующиеся электроды, например из хлорированного свинца, помещенного в брезентовый чехол, наполненный кристаллической солью KCl. Дестабилизирующим фактором служит изменение температуры. Суммарный температурный коэффициент

достигает нескольких десятых единиц, что может служить причиной плавного изменения фона в глубоких скважинах. Электроды считаются качественными, если собственная разность их потенциалов составляет первые единицы и не превышает 10 мВ.

3.2.1.11. Во избежание влияния металлических частей скважинных приборов на результаты измерений КС электроды зонда должны быть удалены на достаточно большое расстояние от них (не менее 1,5 м), либо эти металлические части должны быть покрыты слоем изоляционного материала.

3.2.1.12. В районах с высоким уровнем блуждающих токов измерение ПС производят при помощи стабильного зонда, состоящего из обычного электрода *M* и расположенного в 3 – 6 м от него длинного (более 30 м) эквипотенциального электрода *N*. Последний выполняется в виде обычных свинцовых электродов, соединенных проводом низкого сопротивления. Длинный электрод может быть разделен на 2 одинаковые части, расположенные по обе стороны электрода *M*. Не допускается применение брони кабеля в качестве длинного электрода стабильного зонда. При очень сильных блуждающих токах измеряется градиент потенциала ПС по скважине. При этом используют зонд с двумя обычными электродами, расположенными на расстоянии 0,1 – 1 м друг от друга.

3.2.1.13. Для каждого района в зависимости от значений кажущегося сопротивления и амплитуд ПС должны быть установлены стандартные масштабы кривой регистрации, кривой сопротивления и кривой ПС при аналоговой и цифровой записи. Наименьшим значениям кажущихся сопротивлений должны соответствовать ординаты не менее 0,5 см. Масштаб аналоговых кривых КС должен быть не более $5X_0$ Ом·м/см, где X_0 – выраженная в омметрах нестабильность нулевого сигнала (порог реагирования) аппаратуры. Для расширения диапазона измерений КС применяется одновременная запись в двух – четырех масштабах, кратных пяти. Для аппаратуры цифрового типа цифровая регистрация должна дублироваться аналоговой кривой на дисплее: визуализация требуется для обеспечения контроля и возможности рассмотрения материалов непосредственно на скважине. Масштаб цифровой регистрации геофизических параметров $n_ц$ (цена младшего разряда цифрового кода в единицах измеряемого параметра) должен выбираться с учетом масштаба аналоговой записи, заданной детальности отображения кривой и возможности цифровой записи каротажа без перекрытия. Шаг квантования по глубине выбирается постоянным 2 – 5 см.

3.2.1.14. Допускается применение при записи кривых КС логарифмического масштаба.

3.2.1.15. Запись кривой ПС производится в линейном масштабе, который выбирается таким образом, чтобы амплитуды отклонения кривой находились в пределах 2 – 7 см. Применяются удовлетворяющие этому требованию масштабы 25; 12,5; 5 и 2,5 мВ/см.

3.2.1.16. Масштаб глубин при записи кривых КС и ПС определяется техническими условиями на геофизические исследования скважин. Как правило, стандартный каротаж выполняется в масштабе 1:200.

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

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

3.2.1.19. При измерении КС выполняются следующие основные операции:

- предварительная настройка аппаратуры после спуска скважинного прибора в верхний интервал скважины, т.е. проверяется нулевой сигнал и сигнал в колонне, устанавливается по стандарт-сигналу выбранный масштаб аналоговой записи и единица разряда цифрового кода для цифровой записи;

- спуск скважинного прибора в нижнюю часть интервала исследования и корректировка настройки аппаратуры – проверяются значения нулевого и стандартного сигналов, а при логарифмической записи – декадные линии, задаваемые калибратором;

- регистрация кривых КС при подъеме скважинного прибора с допустимой скоростью, которая выбирается для конкретного разреза и применяемого зонда путем сопоставления результатов регистрации на разных скоростях. В качестве рабочей применяется максимальная скорость, при которой изменение КС против тонких пластов меньше 5%. В начале и в конце интервала измерения на диаграмме записывают значения нулевых и стандартных сигналов;

- контрольная (повторная) запись КС в интервале не менее 50 м.

3.2.1.20. Интервал измерения должен перекрывать не менее 50 м интервала выполненного ранее электрического каротажа; в обсадной колонне на участке протяженностью не менее 20 м должна проводиться контрольная запись КС всеми применяемыми зондами.

3.2.1.21. В процессе записи контролируются получаемые значения КС и своевременно отмечаются появления искажений ввиду нарушения электрической изоляции, проявления индуктивных помех и неисправностей аппаратуры.

Основные признаки искажений следующие:

- отсутствие повторяемости кривых;

- незакономерные колебания и скачки измеряемого сигнала как во время перемещения кабеля, так и при остановках его;

- смещение нулевой линии кривой сопротивления;

- переход кривой через нулевую отметку;
- изрезанность кривых, записываемых зондами большого размера;
- отличие значений КС от обычно наблюдаемых против пластов с выдерживающимися по району свойствами.

3.2.1.22. При аналоговой записи ПС в измерительную цепь вводится разность потенциалов, чтобы пишущее устройство находилось приблизительно на середине шкалы. По градуировочному сигналу от градуированного компенсатора поляризации устанавливают масштаб записи. Используются следующие градуировочные сигналы: 20 мВ для масштаба 2,5 и 5 мВ/см; 50 мВ – 12,5 мВ/см; 100 мВ – 25 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 носитель цифровой информации.

3.2.1.23. В случае появления резких скачков при измерении ПС или постоянного смещения кривой на соответствующем интервале производится повторная запись кривой ПС для подтверждения правильности регистрации и отсутствия искажения из-за непостоянства электродной разности потенциалов (неустойчивость поляризации электродов).

Помехи из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов обнаруживаются по изменению показаний регистрирующего прибора при неподвижном зонде, изменению кривой ПС при повторном измерении, волнистой форме кривой ПС и наличию на ней показаний, не согласующихся с разрезом. Для устранения этих искажений применяются следующие меры:

- изменяется положение неподвижного электрода N погружением его в скважину или заменой его обсадной колонной;
- выбирается время измерения, когда помехи от блуждающих токов минимальны;
- приостанавливаются бурение или эксплуатация соседних скважин в случае помех от этих промышленных установок;
- применяется стабильный зонд.

3.2.1.24. В разрезах, представленных породами с высокими сопротивлениями, может наблюдаться искажение кривой ПС гальванокоррозией груза или кожуха скважинного прибора, признаками которой являются:

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

Влияние гальванокоррозии следует устранять удалением электрода M от металлических деталей (от 5 до 20 м при большом удельном электрическом сопротивлении пород), являющихся источником токов гальванокоррозии, или изоляцией этих деталей.

3.2.1.25. Кривая ПС может быть искажена ЭДС, индуцируемой в кабеле при вращении барабана лебедки с намагниченными стальными деталями. Эта ЭДС накладывается на кривую ПС в виде синусоиды с периодом, соответствующим 1 обороту барабана. Для устранения помех от влияния намагниченности лебедки необходимо заменить ее другой.

3.2.1.26. При оценке качества и при оформлении диаграмм КС и ПС необходимо руководствоваться указаниями раздела 3.5.3, а при оценке их качества – указаниями раздела 3.5.1 настоящей инструкции.

3.2.1.27. Суммарная погрешность измерения не должна превышать для КС $\pm 10\%$, а для ПС $\pm 5\%$ от регистрируемой амплитуды.

3.2.1.28. Погрешности измерения КС и ПС оцениваются:

- по градуировочным записям в начале и в конце измерений;
- сравнением результатов двукратных или многократных измерений в разное время при неизменных условиях измерения.

3.2.2. Каротаж скользящими контактами СК

3.2.2.1. Применяются зонды для СК с одним или с тремя электродами. 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.

3.2.2.2. Зонды СК могут содержать точечные или щеточные электроды. Обычно рекомендуется применять точечные электроды; щеточные используются для изучения пластов большой мощности и вкрапленных руд. Перед измерениями СК рекомендуется съемка диаграммы кавернометрии.

3.2.2.3. Зонд для наклонных скважин с точечными электродами состоит из цилиндра, изготовленного из изоляционного материала, часть которого срезана и заменена свинцовым вкладышем. Со стороны вкладыша на корпусе зонда расположен изолированный электрод, снабженный на конце металлическим (желательно победитовым) наконечником, который заменяется при износе.

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

Для исследования вертикальных скважин применяют зонд СК, 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.

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

3.2.2.5. Для исследования пластов высокого сопротивления следует применять зонды с электродами, максимально изолированными от бурового раствора.

3.2.2.6. Регистрация изменения сопротивления заземления ведется по схеме измерения тока в цепи из двух электродов – скважинного (точечного, щеточного) и заземления на поверхности. При движении щеточного (точечного) электрода по вмещающим породам ток в цепи мал. При соприкосновении электрода с хорошо проводящим рудным телом сопротивление заземления резко падает и ток увеличивается. Напряжение питания достаточно иметь равным 15 В.

3.2.2.7. При регистрации кривых СК необходимо, чтобы сопротивление цепи было как можно меньше для того, чтобы наиболее четко отмечалось изменение сопротивления скользящего по стенке скважины электрода. 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 поверхностного заземления рекомендуется использовать обсадные трубы соседних скважин, водопроводные магистрали, рудные тела, пересеченные другими скважинами или выходящие на поверхность (менее благоприятны как заземление обсадные трубы исследуемой скважины).

3.2.2.8. Чувствительность регистрирующего прибора при СК выбирается такой, чтобы максимальная амплитуда измеренного тока – кривой аналоговой записи была бы не менее 5 см. Разрядность АЦП должна обеспечивать корректное преобразование в цифровой код напряжения, соответствующего заданной амплитуде отклонения.

3.2.2.9. Измерения СК выполняют при подъеме. Скорость подъема при аналоговой и цифровой регистрации не должна превышать 600 м/ч. При детализационных работах значение допустимой скорости примерно в 2 раза меньше.

3.2.2.10. При повторной записи положение электродов может изменяться. Форма кривой СК полностью не повторяется.

3.2.3. Индукционный каротаж ИК

3.2.3.1. Индукционный каротаж проводится индукционным каротажным зондом, содержащим две или более катушки индуктивности, расположенные на оси скважины. В зависимости от числа катушек индукционные зонды могут быть двух-, трех-, многокатушечными.

3.2.3.2. Схема измерений содержит скважинный прибор ИК (включает электронную часть и индукционный зонд) и наземные приборы (блок питания и регистратор). В индукционном зонде плоскости витков катушек перпендикулярны к оси прибора, а размеры малы по сравнению с расстоянием между ними. Катушки соединены в две группы – генераторную и измерительную. Катушки индуктивности с наибольшим количеством витков из числа генераторных или измерительных катушек зонда называются главными. В процессе измерений регистрируется активная (в фазе с током) компонента наведенной в измерительных катушках ЭДС, пропорциональная кажущейся электропроводности горных пород. Расстояние между серединами главной генераторной и измерительной катушек определяет длину индукционного зонда.

3.2.3.3. Многокатушечный зонд состоит из серии измерительных и генераторных катушек. Подбором числа витков катушек и их расположением в зонде обеспечивается фокусировка – ослабление влияния на сигнал скважины (радиальная фокусировка) и вмещающих пород (вертикальная фокусировка).

3.2.3.4. В аппаратуре индукционного каротажа для рудных скважин используется простейший фокусированный зонд – трехкатушечный зонд с компенсацией первичного поля и радиальной фокусировкой. Для исследования глубоких скважин могут применяться 4-, 5-, 6- и 8-катушечные зонды.

3.2.3.5. Шифр обозначения зонда состоит из числа катушек, наличия фокусировки и длины главной двухкатушечной пары зонда в метрах, например 3Ф1 – трехкатушечный фокусированный зонд длиной 1 м.

3.2.3.6. Наиболее благоприятны для применения индукционного каротажа разрезы с невысоким удельным сопротивлением (до 100 – 150 Ом·м) и мощностью пластов от 0,5 м и выше. Измерения могут проводиться в сухих скважинах и в скважинах, обсаженных полиэтиленовыми трубами.

3.2.3.7. Индукционный каротаж применяют в комплексе с обычным электрическим каротажем (потенциал-зонд малой длины, градиент-зонд).

3.2.3.8. Аналоговые кривые кажущейся электропроводности и кажущегося сопротивления (кривые проводимости и сопротивления) записывают в двух или трех масштабах, кратных 5. Основной масштаб кривой проводимости выбирают равным 100, 200 или 500 См/м в 1 см, а кривой сопротивления – 1 и 5 Ом·м /см.

Цифровые данные должны записываться в формате, обеспечивающем их ввод в ПЭВМ. Масштаб цифровой регистрации не может быть меньше нестабильности нулевого сигнала (порога реагирования).

3.2.3.9. Масштаб глубин регламентируется техническими условиями на ГИС (см. пункт 3.2.1.16).

3.2.3.10. Перед спуском в скважину производят градуирование аппаратуры на поверхности:

- контроль и компенсацию нуль-сигнала аппаратуры с отключенным зондом;
- контроль сигнала в воздухе, соответствующего нулевой проводимости;
- компенсацию сигнала в воздухе;
- установку масштаба записи по сигналу от градуировочного кольца (теста), надеваемого на зонд;
- проверку и регулировку стандарт-сигнала аппаратуры по сигналу от градуировочного кольца.

Результаты перечисленных выше операций градуирования записывают на диаграмму и на магнитную ленту при цифровой регистрации или вводят в компьютер.

3.2.3.11. Запись кривых проводимости (сопротивления) производят при подъеме скважинного прибора со скоростью не более 600 м/ч.

3.2.3.12. Для контроля в начале и в конце измерения на диаграмме регистрируют нуль-сигнал и стандарт-сигнал.

3.2.3.13. В конце работ обязательно повторение измерений в интервале 50 м.

3.2.3.14. Допустимая относительная погрешность измерений δ_g (%):

$$\delta_g \leq (10/\sigma_к + 0{,}05)\cdot 100,$$

где $\sigma_к$ – кажущаяся проводимость, мСм/м.

Для ее обеспечения необходимо соблюдение следующих требований:

- сигнал в воздухе, компенсируемый при градуировании на поверхности, – не более 20 мСм/м;
- нестабильность нуль-сигнала в процессе измерения – не более $2 \pm 0{,}05(T_c - T_0)$ мСм/м, где T_c и T_0 – температура в скважине на данной глубине и на поверхности соответственно;

3.2.4. Полярографический каротаж ПК

Полярографический каротаж ПК относится к группе нелинейных геоэлектрохимических методов и предназначен для изучения состава вод в скважинах и акваториях с помощью погружаемого зонда.

Основные области применения ПК:

- контроль процессов подземного выщелачивания урановых, медных и других руд;
- гидрогеохимические исследования и решение геоэкологических задач;
- глубинные гидрогеохимические поиски рудных месторождений.

3.2.4.1. Установка ПК обеспечивает получение основной характеристики изучаемых вод – полярограммы, которая представляет зависимость силы

тока, текущего между электродами, от потенциала поляризуемого электрода (после компенсации начальной разности потенциалов между электродами).

3.2.4.2. Установка полярографического каротажа состоит из наземной панели, регистратора (двухкоординатного самописца или другого типа) и скважинного снаряда (погружаемого зонда), соединенного с наземной панелью каротажным кабелем.

Погружаемый зонд включает поляризуемый ртутный капающий электрод (РКЭ) и вспомогательный неполяризуемый свинцовый электрод.

Использование специального контейнера для сбора и повторного использования отработанной ртути полностью исключает загрязнение окружающей среды.

3.2.4.3. Полярограмма называется анодной, если потенциал поляризуемого электрода (РКЭ) положителен, а если отрицателен – катодной.

3.2.4.4. Применяются две модификации полярографического каротажа: постояннотоковый полярографический каротаж (ПТПК) и импульсный полярографический каротаж (ИПК).

В ПТПК потенциал поляризуемого ртутного капающего электрода является линейной функцией времени в диапазоне потенциалов 0 ÷ ~3 В при скорости развертки потенциала 5 и 10 мВ/с.

В ИПК на этот линейно изменяющийся со временем потенциал накладывают импульсную составляющую небольшой амплитуды (20 – 50 мВ) и длительности импульсов (20 – 40 мс). Период наложения импульсов синхронизируют с периодом капания ртути (2 – 3 с).

3.2.4.5. В модификации ПТПК полярограмма имеет ступенчатый вид. Значения потенциалов ступеней (полярографических волн) определяются типом происходящей на РКЭ электрохимической реакции и служат для качественного анализа вод. Приращения тока каждой ступени (предельные токи полярографической волны) пропорциональны концентрации соответствующего растворенного компонента и служат для выполнения количественного анализа вод.

3.2.4.6. На полярограммах ИПК при тех же потенциалах электрохимических реакций вместо ступеней тока фиксируются его максимумы. Максимальный ток ИПК пропорционален концентрации соответствующего растворенного компонента.

3.2.4.7. Основные параметры используемой аппаратуры следующие: диапазон линейной развертки потенциала РКЭ ± 3 В, скорость развертки потенциала 5 и 10 мВ/с, диапазон измерения токов 10^{-7} – 10^{-4} А/см, период капания РКЭ 2 – 3 с, время непрерывной работы РКЭ 30 ч, размеры погружаемого датчика – диаметр 42 мм, длина с полумуфтой 1300 мм, глубина исследований до1000 м.

Питание от аккумуляторов, $U = 12$ В, $I = 0{,}15$ А или от промышленной сети.

3.2.4.8. ПК выполняется при спуске скважинного снаряда для уменьш ния влияния перемешивания скважинных вод. Контроль чувствительнос измерительного канала осуществляется путем записи полярограмм в э лонном растворе постоянной концентрации и температуры (NaCl или MnC до начала рабочего дня и в конце его. При резком изменении чувствительн сти (более 15 – 20%) или при смене капилляра зонда производят внеочер ную эталонировку прибора.

3.2.4.9. Используются два основных режима выполнения ПК: точечн и непрерывный.

При точечном ПК зонд останавливают на выбранных глубинах и про водят запись катодной и анодной полярограмм, т.е. получают полную по рографическую информацию о составе вод на этих глубинах.

При непрерывном полярографическом каротаже устанавливают пост янный потенциал РКЭ в области предельного тока определенного раствор ного компонента и при спуске скважинного снаряда с постоянной скор тью (200 – 300 м/ч) записывают предельный ток этого компонента, т.е. е концентрацию как функцию глубины.

3.2.4.10. По данным точечного полярографического каротажа выпол ется качественный и количественный анализ вод по ряду компонентов, да щих полярографические волны.

3.2.4.11. При выполнении качественного анализа по полярограмм определяют кажущиеся потенциалы полярографических волн (ступеней) φ опустив перпендикуляры из точек перегиба ступеней на ось потенциал Значения кажущихся потенциалов волн φ_{ki} связаны со значениями истинн потенциалов φ_i соотношением

$$\varphi_{ki} = \varphi_i + \Delta U_{\text{р}}$$

где $\Delta U_{\text{р-ра}}$ – падение напряжения в растворе между РКЭ и вспомогательны электродом.

При достаточной минерализации вод (М > 3 – 5 г/л) можно положи $\Delta U_{\text{р-ра}} \approx 0$ и $\varphi_{ki} \approx \varphi_i$.

Значения потенциалов φ_i для вод примерно одинакового состава макрокомпонентам (вод одного типа) являются характеристическими, т. постоянными для каждого изучаемого компонента, и используются для кач ственного анализа вод.

При изучении хлоридных и хлоридно-гидрокарбонатных вод для кач ственной интерпретации данных ПК можно использовать следующие соо ношения потенциалов электрохимических реакций в природных водах:

Компонент	Cl^-	O_2	Cd^{2+}	S^{2-}	Zn^{2+}	Ni^{2+}	Fe^{2+}	Mn
Потенциал φ_i, В	0,1-0,2;	0,2-0,4 -0,1;	-1,0 -0,4	-0,6	-1,0	-1,0	-1,4	-1,(

При каротаже на объектах подземного выщелачивания урановых руд следующие соотношения между потенциалами электрохимических реакци в технологическом растворе с концентрацией 10 г/л H_2SO_4:

Компонент	C	Fe	O	UO_2^{2+}	VO_2^+	Fe^{2}
Потенциал φ_i,	0	0 ÷	-0	-(0,35÷0,45)	-(0,95÷1,10	-1,(

3.2.4.12. Для количественного определения концентрации растворенны компонентов используются полученные по полярограммам значения пре дельных для ПТПК (максимальных для ИПК) токов изучаемых компонентов предварительно полученные методом добавок эталонировочные графики отражающие зависимость указанных токов от концентрации соответствую щего компонента.

Порог чувствительности ПТПК: O_2 – 0,5 мг/л, Cl^- – 3 мг/л, Fe^{2+} – 5 мг/л Mn^{2+} – 1 мг/л; ИПК: UO_2^{2+} – 10 мг/л, Zn^{2+}, Ni^{2+}, Mn^{2+} – 0,1 мг/л [20, 21].

3.3. Методы скважинной электроразведки

3.3.1. Метод естественного электрического поля ЕПС

3.3.1.1. Наблюдения естественного электрического поля в скважинном варианте обычно ведутся по схеме измерения потенциала, при котором элек трод *M* (подвижный) перемещается по скважине, а электрод *N* (неподвиж ный) устанавливается на поверхности земли. Метод используется в дополне ние к наземным работам с целью повышения глубинности и информативно сти исследований.

3.3.1.2. Шаг измерений поточечно составляет 1 – 2 – 5 м в мелких карти ровочных и 5 – 10 м в глубоких скважинах. Может выполняться и непрерыв ная запись (см. пункт 3.3.1.6).

3.3.1.3. В скважине и на поверхности следует использовать однотипные электроды – медные неполяризующиеся. Размеры неподвижного наземного электрода *N* должны быть значительно больше скважинного. В качестве не подвижного наземного применяются электроды, используемые для назем ных работ методом ЕП и ВП. Медные неполяризующиеся электроды для сква жинных работ должны иметь небольшие значения ЭДС поляризации (1 – 2 мВ).

3.3.1.4. Спуско-подъемные операции при работах методом ЕПС осуще ствляются с помощью ручных переносных лебедок и обычных каротажных подъемников. Наиболее употребительны кабели КГЗ-3-70Ш (КТШ-0,3),

[1]Изложение раздела ведется в предположении использования для измерений аппаратуры, работающей на постоянном токе

КГ3- 10-70ВО (КТО-1), из современных марок кабелей – соответственно КГ3×0,75-60-150 и КГ3×1,5-70-90. Присоединение к бронированному кабелю допустимо только с использованием кабельных переходников.

3.3.1.5. Измерительная аппаратура (электроразведочные станции, измерители) должна быть рассчитана на возможность измерения разности потенциалов в диапазоне от первых единиц до тысячи милливольт. Входное сопротивление любой соответствующей аппаратуры, позволяющей измерять постоянные разности потенциалов, должно быть не ниже 2 МОм.

3.3.1.6. При проведении работ на участке вне аномалии в месте со спокойным электрическим полем (выбирается наземной съемкой естественного поля по редкой сети) располагается общая точка, относительно которой ведут все наблюдения в скважинах. На эту точку устанавливают один из неполяризующихся электродов, для чего выкапывают лунку ниже растительного слоя (по возможности ниже почвенного слоя). Лунка, из которой удаляются все растительные остатки, поливается водой. Неполяризующийся электрод ставят через промежуточную среду (например, увлажненный песок, насыпанный в матерчатый мешок, обеспечивающий контакт с землей на площадке не менее 10×10 см). Размер лунки выбирается таким, чтобы в ней разместилось несколько электродов со своими мешочками.

Перед началом работ между используемыми электродами измеряют разность потенциалов, которая не должна превышать ±(5 – 10) мВ. Затем из лунки берется один из электродов (без мешочка), присоединяется к кабелю (проводу), опускается в скважину, и между электродами измеряется разность потенциалов. Опуская подвижный электрод, поточечно или непрерывно измеряют потенциал естественного поля вдоль всего ствола скважины.

Непрерывная запись возможна в заполненных водой скважинах. В скважинах с промывочной жидкостью измерения ведутся поточечно с выдержкой изменений потенциала до выхода его на асимптотическое значение.

Наблюдения в скважинах выполняются при спуске и подъеме. Расхождение значений на одной и той же опорной точке не должны превышать 5 – 10 мВ. В противном случае вычисляется невязка, которая разбрасывается по всей скважине.

По завершении работ на одной скважине проверяется подвижный электрод: устанавливается в лунку и измеряется разность потенциалов с неподвижным электродом. При удовлетворительном состоянии электрода его помещают в следующую скважину.

3.3.1.7. Оценка точности наблюдений производится по средней разности между основными и повторными наблюдениями, которая по скважине не должна превышать 5 мВ. Расхождение значений на отдельных точках – не более 15 мВ, в аномальных точках ±15% от измеренного значения.

Объем контрольных измерений 5 – 10% от общего объема работ. Контрольные наблюдения выполняются по скважинам, когда по характеру кри-

вые существенно отличаются от соседних, или их поведение незакономерно, или наблюдаются большие (более 5 мВ) расхождения основных и повторных наблюдений, а также на аномальных участках.

3.3.1.8. При использовании одного и того же положения неподвижного электрода все наблюдения оказываются автоматически увязанными между собой. Если наблюдения с одним неподвижным электродом невозможны (скважины расположены далеко друг от друга), то выбирают несколько мест для неподвижного электрода, потенциалы которых увязываются между собой по окончании всех скважинных измерений. Увязка осуществляется как при обычных наземных увязочных наблюдениях.

Контроль качества увязки осуществляется с помощью дополнительных измерений по каждой скважине – дополнительные наблюдения естественного поля выполняются в 3 – 5 точках или на некотором небольшом интервале скважины. Полученные наблюдения позволяют независимо сверить результаты увязки и более надежно выявить особенности структуры изучаемого естественного поля в пространстве. Все увязочные работы необходимо проводить в относительно короткие сроки в периоды спокойного поведения наблюдаемого поля.

3.3.1.9. Применение метода целесообразно на стадиях поисков, оценки и разведки месторождений. При поисках с небольшими затратами времени и средств могут обнаруживаться глубинные объекты в окрестностях глубоких скважин на расстоянии до 200 – 300 м, а сеть поисковых скважин разрежается до 300 – 400 м. На разведочной стадии с помощью метода устанавливают наличие и положение корней оруденения, а также структуру месторождений и морфологию рудных тел. При этом повышается надежность и достоверность разведочных работ.

3.3.1.10. Глубина исследуемых скважин должна в 1,5 – 2 раза превышать мощность рыхлых отложений для рудных месторождений, располагающихся вблизи границы коренных и рыхлых пород. Глубина скважин должна не менее чем на 100 м превосходить ожидаемую глубину объекта с целью уверенной регистрации аномалии естественного поля.

3.3.1.11. Последовательность отработки скважин на этапе поисков и оценки особого значения не имеет и выбирается по геологическим соображениям.

3.3.1.12. На этапе разведки после увязки выполненных наблюдений по серии скважин и построения изолиний потенциала устанавливается положение отрицательных и положительных полюсов – источников поля. Соединением полюсов определяются нахождение и протяженность проводников, вызвавших аномалии.

Если наблюдениями выявлена только часть дипольной структуры поля, то прогнозируется положение недостающей части, соответственно протяжение рудных тел (проводников) на глубину, и оценивается требуемая глубина бурения последующих (дополнительных) скважин.

В соответствии с последовательностью бурения скважин будет определяться и последовательность наблюдений естественного электрического поля в них.

3.3.1.13. Возможные погрешности создают эффекты, зависящие от свойств пород, в контакт с которыми вступает каждый из электродов, а также различия в температуре, при которой могут оказаться электроды *M* и *N*.

Различие в температуре электродов *M* и *N* и изменение температуры в скважине проявляются в изменении поляризации электродов (нагретый электрод имеет более положительный потенциал). Изменение температуры в скважинах может изменить измеряемую разность потенциалов на несколько милливольт – значение, соизмеримое с потенциалом изучаемого поля.

Для оценки влияния температуры в процессе измерения естественного поля в отдельных скважинах (или во всех при таких гидрогеологических условиях, когда температура на одних и тех же глубинах может сильно различаться) проводятся одновременно измерения температуры и определяется соответствующая поправка (см. раздел 3.4.4.3 Инструкции по электроразведке [3.6.17]).

3.3.1.14. Мешающими факторами при проведении измерений является поле, возникающее вокруг обсадных труб у устья и по стволу скважины, и поле металлического груза, привязываемого к концу кабеля.

Для исключения влияния этих полей электрод *N* необходимо располагать не ближе 15 – 20 м от устья скважины, а измерения с электродом *M* начинать ниже конца обсадной трубы на 15 – 20 м. Металлический груз следует привязывать к кабелю не ближе 10 м от электрода *M*. Если груз изолировать от окружающей среды, то это расстояние уменьшается до 2 – 3 м.

3.3.1.15. Скважинные электроды в течение длительного времени находятся в водной среде, что приводит к вымыванию или разбавлению раствора электролитов водой. Для исключения этого явления применяются электроды с узким каналом, связывающим чувствительный элемент электрода (медный стержень) с внешней средой, а раствор электролита приготовляется на густо сваренном желатине.

3.3.1.16. Внешние стенки электрода делаются по возможности гладкими, чтобы исключить влияние глинистых частиц промывочной жидкости на потенциал электрода. С увеличением концентрации глинистых частиц в районе электрода понижается его потенциал. Непосредственное оседание глинистых частиц на электрод изменяет условия диффузии на границе раствора электрода с внешней средой, что вызывает изменение значения потенциала электрода.

3.3.1.17. Результаты наблюдений представляются в виде графиков потенциала естественного электрического поля по скважинам и увязочным профилям вместе со всеми наземными наблюдениями. График потенциала по скважине относительно точки стояния неподвижного электрода наблюдается

одновременно с измерениями. В процессе измерений визуально оценивается необходимость детализации отдельных интервалов и повторных измерений. После введения поправок, учитывающих изменения потенциала за счет глинистого раствора и температуры (при необходимости), по каждой скважине строится общая усредненная кривая.

3.3.1.18. Значения наблюденного потенциала *V* по разным скважинам, приведенные к одному уровню в соответствии с данными увязки (см. выше пункт 3.3.1.8), группируются по профилям (разрезам) в соответствии с выбранным масштабом разреза.

При близком расстоянии между скважинами, когда интерполяция значений потенциала между скважинами надежна, результаты измерений изображаются в форме изолиний потенциала, которые наносятся непосредственно на геологические разрезы.

3.3.1.19. Отчетными документами являются полевые журналы, цифровые носители, графики потенциала *V* по скважинам и увязочным профилям, бланки с профилями или планом профилей с нанесенными указанными кривыми потенциала по скважинам, геологические разрезы с изолиниями потенциала.

3.3.2. Методы скважинной электроразведки постоянным (низкочастотным) током – модификации метода заряда

3.3.2.1. *Метод электрической корреляции МЭК*

3.3.2.1.1. При выполнении работ МЭК, рассматриваемым как вариант метода электрического заряда с измерением соответствующих характеристик электрического поля, в одной (зарядной) скважине ЗС помещается токовый электрод *A*. По соседней (измерительной) скважине ИС снимаются корреляционные кривые потенциала или его градиента (рис. 3.2). Электрод *B* относится в «бесконечность» вкрест простирания пород и рудных тел, по падению на расстояние, не менее чем в 3 – 5 раз превышающее расстояние между ЗС и ИС. В однородно-изотропной среде при пренебрежимо малом влиянии границы земля-воздух точка максимума потенциала или точка перехода через ноль его градиента (характерная точка ХТ) будет совпадать с основанием перпендикуляра *ОП*, опущенного из точки *A* на ось ИС. При наличии в межскважинной, заскважинной или подзабойной областях крупных геоэлектрических неоднородностей или анизотропной среды, корреляционные кривые претерпевают соответствующие изменения. В частности, на кривых потенциала могут появляться точки и зоны минимума *ГМ*, дополнительные максимумы. Характерная точка смещается относительно точки *ОП* на расстояние, называемое аномалией положения характерной точки $\Delta_{хт}$. Смещение характерной точки с основания перпендикуляра на проводящее подсече-

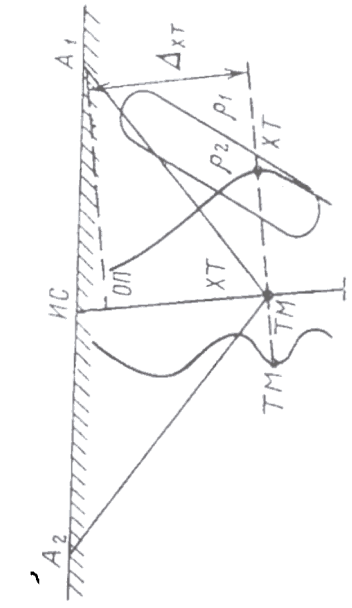
ние в измерительной скважине является признаком его коррелируемости заряженным подсечением в зарядной скважине. В этом случае в характер ной точке кривой определяется потенциал заряженного объекта, что позво ляет оценивать его размеры.

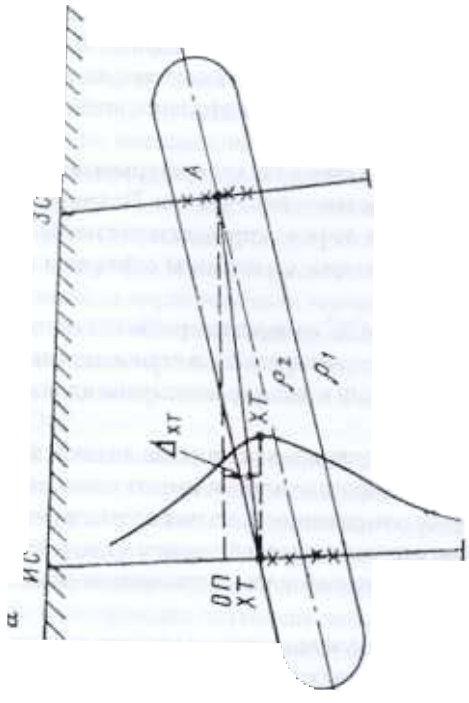
При поисково-картировочном варианте МЭК электрод *A* последователь но заземляется в точках дневной поверхности по системе профилей или ради альных лучей, проходящих через устье ИС, а по измерительной скважин снимаются кривые потенциала. При этом геоэлектрические неоднородност и анизотропные слои соответствующим образом отражаются на корреляци онных кривых (рис. 3.2).

3.3.2.1.2. В проекте работ по МЭК указывается положение, число и пос ледовательность использования точек заряда в скважинах, очередность съемк кривых, положение заземлений *B*. Для составления проекта используется пла расположения скважин, геологических профилей, крупномасштабные кар ты, погоризонтные планы, каротажные диаграммы и данные инклиномет рии. Допускается корректировка проекта по результатам предварительно интерпретации полученных материалов. В поисково-картировочном вари анте дополнительно намечаются число, положение и длина профилей (лу чей) и шаг заземления *A*.

3.3.2.1.3. Регистрация корреляционных кривых проводится с использо ванием аппаратуры постоянного или низкочастотного переменного тока Входное сопротивление измерительного канала должно быть не менее 2 МОм Измерения проводятся поточечно с шагом 2 – 10 м или непрерывно. Запис в движении наиболее целесообразна при работе на переменном токе. Пр проведении работ должна сохраняться полярность электродов токовой и из мерительной линий. Аппаратура переменного тока должна быть фазочув ствительной (с точностью до знака) с привязкой опорной фазы к току в пита ющей цепи. Как правило, при производстве работ используются стандарт ные каротажные станции. Возможно использование наземной электроразве дочной аппаратуры типа «Лазурит», ЗНАК, ЭРА-В-ЗНАК и др.

3.3.2.1.4. Для размещения точки заряда в ЗС в коррелируемом подсече нии электрод *A* опускается первоначально ниже подсечения на 3 – 5 м. Затем собирается токовая цепь установки и по принципу регистрации максималь ного тока при подъеме определяется точное местоположение электрода Электрод *A* может быть изготовлен из отрезка бурильной трубы длиной 0,5 - 1 м. Он опускается в скважину на каротажном кабеле. Для долговременны зарядов используются полевые электроразведочные провода. При работа по поисково-картировочному варианту МЭК для заземлений *A* использую штыревые электроды. Применяются радиальная сеть заземлений *A* – восьми лучевая с центром на устье измерительной скважины, либо квадратная сеть Шаг заземления *A* составляет 50 – 100 м. В качестве электрода *M* используется электрод каротажного зонда, поэтому электрод *N* должен быть свинцовым





ис.3.2. Основные варианты МЭК
— скважинный; *б* — [illegible]
ючный; *1* — [illegible]

Как правило, он устанавливается у устья измерительной скважины. В специальных случаях измерений (например, при оценке размеров рудных тел) электрод B относят от измерительной скважины на расстояние, в 10 – 20 раз превышающее расстояние между зарядной и измерительной скважинами, лучше всего в сторону падения пород.

3.3.2.1.5. Требования к изоляции цепей при производстве работ по МЭК аналогичны требованиям в каротаже методом сопротивлений. Особое внимание следует обращать на утечки из токовой линии в измерительную, приводящие к наложению на корреляционную кривую прямой или зеркальной кривой КС одноэлектродного зонда.

3.3.2.1.6. Корреляционные кривые записываются в масштабах глубины 1:500 или 1:1000 при скорости подъема, не превышающей 1500 – 2000 м/ч.

Масштаб кривых определяется делением масштаба регистрации на каротажной ленте потенциала или его градиента на ток питающей цепи. При поточечных измерениях допускается построение модуля напряженности электрического поля $|E| = (\Delta V/I)(1/l_{MN})$, где l_{MN} – разнос электродов M и N; ΔV – разность потенциалов, мВ; I – сила тока, А. Обычно масштабы кривых при измерении потенциала устанавливают в ом-метрах на сантиметр (Ом·м/см), а при измерении градиента потенциала – в ом-метрах на метр в одном сантиметре [(Ом·м/м)/см].

3.3.2.1.7. Объем контрольных измерений должен составлять 5 – 10%, расхождения по контрольным измерениям – не превышать ±5%.

Контрольные измерения обязательны в тех случаях, когда полученные корреляционные кривые имеют необычный вид (прямолинейная форма, ступени, растянутые экстремумы и т.д.).

Предварительно выполняется проверка аппаратуры и оборудования на исправность, а также всех линий установки на утечки. Положение характерных точек корреляционных кривых должно определяться с погрешностью, не превышающей 1 – 2 м, в зависимости от глубины скважины и масштаба записи.

3.3.2.1.8. При производстве МЭК измерения градиента потенциала проводятся в тех случаях, когда измерение потенциала становится невозможным из-за помех, а также при детализации с целью расчленения широких зон максимума потенциала.

3.3.2.1.9. Нормальные корреляционные кривые являются плавными, чаще всего вне зависимости от протяженности имеют один максимум потенциала; резкие экстремумы и изрезанность на них отсутствуют. Характерные осложнения кривых, не нарушающие их плавного вида, могут быть связаны с рудными телами, не подсеченными измерительными скважинами или выклинивающимися.

Результаты наблюдений бракуются, если не указана или неправильно определена полярность кривых, а также в случаях низкой точности измерений, недостаточного контроля, искажений за счет утечек, низкого входного сопротивления измерителя, различных помех, ошибок в привязке по глубине и на местности, низкой чувствительности приемной цепи, слишком мелкого масштаба регистрации.

3.3.2.1.10. Предварительная обработка материалов включает вычисление масштаба, разбивку глубин, выделение характерных точек, точек минимума, определение их глубин, оформление паспортов кривых.

3.3.2.1.11. Первичными материалами МЭК являются: носители цифровой информации, полевые журналы, планы размещения зарядов в скважинах, краткие сведения об условиях проведения работ и ленты с записями кривых МЭК.

3.3.2.2. *Метод дипольной электрической корреляции МДЭК*

3.3.2.2.1. В методе дипольной электрической корреляции (МДЭК) применяются установки, у которых расстояние между токовыми электродами много меньше или равно расстоянию от них до измерительных электродов. Различают две модификации МДЭК: с неподвижным расположением одного из токовых электродов (A) обязательно в изучаемом рудном подсечении и с регулярно перемещаемой по оси зарядной скважины токовой дипольной установкой.

3.3.2.2.2. В модификации МДЭК с неподвижным токовым электродом применяются односторонняя и двусторонняя дипольные установки. При односторонней – электрод A заземляется в изучаемое проводящее подсечение, а электрод B – во вмещающие породы выше (кровельная односторонняя установка) или ниже электрода A (подошвенная односторонняя установка). При двусторонней – электрод B располагается симметрично относительно электрода A. Измерительный электрод M перемещается по соседней скважине (ИС) или по профилю на поверхности земли аналогично тому, как это делается в поисково-картировочном варианте МЭК. Электрод N обычно заземляется у устья ИС. На скважинах производится регистрация кровельных и подошвенных (односторонних) корреляционных кривых, суммирование которых образует двустороннюю кривую. Тип электродов аналогичен используемым в МЭК.

3.3.2.2.3. Расположением электрода B поочередно с разных сторон от электрода A изменяет структуру нормального поля, что приводит к различному влиянию незаряженных проводников на результаты измерений. При обоих положениях электрода B аномальный эффект в результирующей кривой в значительной степени обусловлен влиянием заряженного проводника. Применение двусторонних установок значительно увеличивает аномалию от заряженных проводников по сравнению с одноэлектродной (МЭК) установкой.

3.3.2.2.4. Размер дипольных установок зависит от характера решаемых задач. Для корреляции хорошо проводящих рудных подсечений применяются дипольные установки с размером AB (MN) от 0,5 до 1 расстояния между ЗС и ИС. При определении угла падения и места выклинивания рудного тела между скважинами размеры дипольных установок уменьшаются до 0,3 – 0,5 расстояний между скважинами. Для корреляции подсечений, принадлежащих слабопроводящим телам, следует применять двусторонние дипольные установки с размерами, соизмеримыми с мощностью подсечений.

3.3.2.2.5. Процесс записи корреляционных кривых, а также сведения о помехах и погрешностях аналогичны таковым при работах МЭК (см. выше раздел 3.3.2.1).

3.3.2.2.6. При интерпретации полевых материалов МДЭК [3.6.9] основное внимание обращается на положение максимумов корреляционных кривых относительно проводящих подсечений. Условием для объединения хорошо проводящих рудных подсечений в ИС и ЗС в единое рудное тело является совпадение максимумов подошвенной и кровельной дипольных кривых с рудным подсечением. Расхождение максимумов указывает на выклинивание рудного тела в межскважинном пространстве. Если влияние других (незаряженных) рудных тел мало, то по кривым двусторонней дипольной установки может быть определено взаимное расположение рудных тел, их направление и угол падения, место выклинивания в межскважинном пространстве. Ряд специальных приемов интерпретации приведен в работах [3.6.9 и 3.6.10]. В сложных случаях (влияние соседних тел, сравнительно высокое сопротивление рудных тел) полезно применение методики взаимной корреляции, когда токовая и измерительная линии в двух скважинах соответственно меняются местами, т.е. ЗС становится измерительной, а ИС – зарядной (прямой и обратный заряды).

Условием для увязки слабопроводящих подсечений в двух скважинах является совпадение максимумов двусторонних кривых с этими подсечениями при прямых и обратных зарядах (взаимная корреляция). Дальнейшая интерпретация выполняется с целью определения места выклинивания рудного тела между скважинами, глубины залегания верхней кромки наклонного рудного тела, а также направления и угла падения рудного тела в плоскости изучаемых скважин с использованием специальных графиков и палеток по методике, приведенной в пособии [3.6.9].

3.3.2.2.7. В модификации МДЭК с регулярным перемещением дипольной токовой установки по оси ЗС используется схема измерений с фиксированным положением линии AB, т.е. при каждом ее положении по оси ИС записывается своя кривая. Шаг перемещения линии AB обычно равен длине ее и в зависимости от сложности изучаемого геоэлектрического разреза, расстояния между скважинами и решаемых задач может выбираться в пределах от 10 до 100 – 200 м. Оптимальным размером питающего диполя является его

длина, равная $0,2r$, а приемной линии – $0,1r$ (где r – расстояние между скважинами). Однако размеры диполей должны быть не меньше мощности изучаемых проводящих подсечений. Для рационального ведения работ следует ограничить интервал перемещения линии AB по оси ЗС размером, определяемым как $(0,6 \div 1)r$ выше самого верхнего подсечения и $(0,4 \div 0,6)\ r$ ниже самого нижнего подсечения в исследуемом рудоносном горизонте разреза. Вблизи изучаемого подсечения шаг перемещения AB рекомендуется сгущать до $(0,5 \div 0,1)\ AB$. При этом для сокращения объема наблюдений положение приемной линии MN фиксируют в эпицентре аномалии в районе изучаемого подсечения.

3.3.2.2.8. В качестве измерительного зонда в большинстве случаев применяется градиент-зонд размером 10 – 20 м, включающий пару неполяризующихся электродов M и N для измерений разности потенциалов по оси ИС. Применяется поточечная регистрация кривых разности потенциалов. При этом шаг перемещения приемного зонда обычно составляет $(0,1 \div 0,2)\ r$, со сгущением до $(0,05 \div 0,025)\ r$ в аномальных зонах.

3.3.2.2.9. Первичная обработка результатов наблюдений МДЭК включает приведение их к току в линии AB и построение корреляционных кривых значений $\Delta V_{пр}/I$ при каждом из фиксированных положений питающего диполя на оси ЗС, где $\Delta V_{пр}$ – разность потенциалов, измеренная при пропускании тока в питающей линии AB.

3.3.2.2.10. Интерпретация кривых МДЭК начинается с их общего просмотра с целью выявления на них точек с экстремальным значением сигналов. Амплитуда и форма корреляционных кривых МДЭК зависит от многих факторов, основными из которых являются соотношение сопротивлений вмещающих пород и рудного тела, а также сплошность последнего. Для сплошного хорошо проводящего рудного тела при переходе измерительной линии через него происходит смена знака кривой, в то время как при наличии разрыва в нем кривые не меняют знака по крайней мере в интервале $\pm 8d$ (где d – мощность рудного подсечения). Корреляционные графики при этом имеют четкие отрицательные экстремумы (локальные минимумы) шириной $2d$.

В случае, когда токовый и измерительный диполи находятся по разные стороны от рудного тела, при удалении линии AB от последнего наблюдается монотонное убывание уровня сигнала. Когда линии AB и MN находятся с одной и той же стороны от проводника, поведение кривых более сложное. Для сплошного тела амплитуда положительного экстремума может в 5 – 10 раз превышать уровень фона; при разрыве сплошности те же кривые имеют амплитуды сигнала, не превышающие нормальное поле более чем вдвое. С удалением линии AB от проводника амплитуда положительного экстремума убывает, постепенно переходя в кривую нормального поля.

В присутствии рудных тел, представленных пластами высокого сопротивления, форма корреляционных кривых изменяется.

Пласт высокого сопротивления, пересекаемый ИС и ЗС, отмечается аномалией, включающей положительный экстремум $\Delta V_{max}/I$ (против тела) с двумя симметрично расположенными краевыми экстремумами отрицательного знака. В соответствии с этим, для каждой пары ИС и ЗС строят графики зависимости $\Delta V_{пр.max}/I = f(H_r)$, где H_r – глубина расположения центра питающего диполя по оси ЗС при фиксированных положениях приемного диполя $H_п$. С помощью указанных графиков для каждой отметки $H_п$ находят соответствующую глубину H_r, при которой амплитуда $\Delta V_{пр.max}/I$ достигает максимального значения.

Определенные в результате таких построений пары значений $H_п - H_r$, нанесенные на соответствующие оси ИС и ЗС и соединенные прямыми, называемыми корреляционными осями, служат основанием для предварительной увязки данных интервалов (подсечений). Для окончательной (взаимной) увязки необходимо иметь корреляционные кривые с обратными зарядами, изменив назначение скважин. Та же операция с корреляционными графиками от обратных зарядов позволяет выделить очередные пары глубин, соединенных корреляционными осями. Дальнейшая интерпретация состоит в совместном рассмотрении положений и направлений полученных корреляционных осей.

3.3.2.2.11. Признаком взаимной увязки (идентификации) подсечений является полное совпадение прямой и обратной корреляционных осей или незначительное, в пределах точности измерений, их расхождение, а также интенсивность экстремумов на корреляционных кривых с учетом расстояний между скважинами.

Пересечение под большими углами, а также расхождение корреляционных осей свидетельствуют об отсутствии сплошности (разрыве) подсеченного тела в пространстве между скважинами или принадлежности выявленных подсечений разным телам (четкообразное или кулисное залегание).

3.3.2.2.12. Для случаев, когда исследуемые рудные тела мало либо вовсе не отличаются по сопротивлению от вмещающих пород, но выделяются по поляризуемости $\eta_к$ и другим свойствам, методические возможности МДЭК расширяются путем использования наряду со стационарным переходного (временного) режима измерений. При этом аналогично методу вызванной поляризации измерению подлежат $\Delta V_{пр}$ и $\Delta V(t)$ – разности потенциалов во время пропускания тока и в паузе между импульсами тока соответственно. Для возбуждения первичного поля передающий диполь питается разнополярными импульсами тока со скважностью 2.

Ввиду небольших размеров диполей длительность токовых импульсов составляет не более 100 мс. В остальном методика измерений и первичной обработки, основные приемы интерпретации материалов аналогичны описанным выше, однако используется при этом семейство трех корреляционных кривых ($\Delta V_{пр}/I$, $\Delta V(t)/I$ и $\eta_к$).

3.3.2.2.13. Сопоставление кривых МДЭК и МЭК для одних и тех же объектов свидетельствует о том, что кривые с одноэлектродной токовой установкой характеризуются более плавным изменением амплитуд аномалий при относительно более высоком уровне измеряемых фоновых сигналов. При этом маскируются особенности в поведении поля, которые содержат информацию об исследуемом теле. Кривые МДЭК более четко фиксируют неоднородности разреза ввиду отсутствия высокого уровня нормального поля, ограничивающего точность измерений, что проявляется при корреляции сложных электропроводных зон, представленных системой сближенных проводящих тел.

3.3.2.2.14. При проектировании работ следует учитывать, что применение установок МДЭК, особенно с регулярным перемещением питающего диполя, приводит к значительному увеличению объемов выполняемых работ по сравнению с традиционными исследованиями МЭК. Проведение работ МДЭК оправдано лишь в тех случаях, когда методика МЭК не позволяет полностью или частично решать поставленные задачи.

3.3.2.3. *Метод мелкомасштабного (глубинного) заряда ММЗ*

3.3.2.3.1. Площадь съемки на рудных полях должна составлять от 10 до100 км^2 и в 10 – 15 раз превышать максимально ожидаемый размер рудного поля. Расстояние между профилями (задаваемыми вкрест простирания) определяется требованием 5 – 10 пересечений рудного поля. Сеть исследуемых скважин определяется стадией геологоразведочных работ. На стадии разведки исследуются все бурящиеся скважины; на стадиях поисковых работ и оценки месторождений рекомендуемая сеть наблюдений составляет 400×400 - 200×200 м. Могут использоваться и отдельные скважины. Измерения целесообразно проводить на поверхности и по скважинам, что позволяет создавать объемную модель рудного поля.

3.3.2.3.2. Применяются два способа возбуждения поля: постоянным (импульсным) и переменным (гармоническим) токами.

Режим постоянного тока рекомендуется на площадях с низким удельным сопротивлением среды – 100 – 10 Ом·м. Гармонический (квазигармонический, или меандровый) режим возбуждения поля – на площадях с высоким сопротивлением в сотни – тысячи ом-метров и участках с интенсивными помехами. При этом для уменьшения влияния токовой линии на результаты измерений в ММЗ на переменном токе ее следует располагать перпендикулярно профилям или под углом, возможно более близким 90°. Частота измерений выбирается по номограммам, отражающим зависимость амплитуды электрического поля над однородным полупространством от сопротивления среды, длины кабеля, положения профиля измерений относительно центра кабеля [3.6.35].

3.3.2.3.3. Раскладка и устройство заземлений токовой линии AB включают правильное ее расположение, выбор места зарядного заземления, уменьшение ее сопротивления, сохранность и исключение утечек.

Переходное сопротивление зарядного заземления должно составлять десятые доли – единицы ом. Собственно зарядное заземление должно быть долговременным, располагаться в доступном месте и быть электрически связанным с большим числом рудных залежей. Оно должно располагаться возможно глубже и ближе к прикорневой части рудного поля.

Удаленное заземление B_∞ относится достаточно далеко за планшет съемки с учетом прокладки к нему проводов и отсутствия вытянутых в его сторону проводящих поверхностных образований, предпочтительно на пониженном обводненном участке за выходами пород высокого сопротивления.

Оптимальное расстояние между токовыми заземлениями должно в 4 – 5 раз превышать сторону квадрата площади съемки, минимальное – не менее диагонали планшета. Требуется точная привязка заземления B_∞ для последующего учета его влияния при интерпретации. Для удаленного заземления используется несколько десятков стержневых заземлителей. Сопротивление его оценивается по формуле

$$R_B = \frac{1}{n}\frac{\rho_{эф}}{2\pi a}\ln\frac{2a}{b},$$

где n – число заземлений; $2b$ – диаметр; a – глубина заземления; $\rho_{эф}$ – удельное сопротивление примыкающего участка земли.

Расстояние между заземлителями должно быть более $2a$.

3.3.2.3.4. Измерения электрического поля заряда в рудном поле ведутся на поверхности земли и в скважинах с установкой потенциала (с шагом 10 м между точками измерений). Обязательно выполнение инклинометрии для привязки точек измерений поля заряда.

3.3.2.3.5. Для обеспечения большей силы тока применяются мощные генераторные установки электроразведочных станций (например, ЭРС-67, ЭРС У-71, СВП-74, ЭВП-203). В качестве измерительной используется аппаратура с высокой чувствительностью, широким динамическим диапазоном измерений от первых единиц вольт до десятков микровольт (например, ЭРА-В-«Знак», ЭРА-П-«Знак», ЭСК-1, АНЧ-3, измерители ЭВП-203, СВП-74, «Знак»).

Используются металлические электроды (до 70 – 100 шт. для установки заземления B_∞), неполяризующиеся или обычные металлические для приемной линии (4 шт.) и прочее вспомогательное оборудование.

3.3.2.3.6. В подготовительные работы входит: разбивка сети, раскладка токовой линии и устройство заземлений, подготовка аппаратуры и оборудования.

3.3.2.3.7. Нумерация пикетов и профилей должна осуществляться таким образом, чтобы при необходимости наращивать площадь работ во все стороны без нарушения принятого порядка нумерации. На участке работ используется прямоугольная система координат.

3.3.2.3.8. При раскладке провода линии АВ на всем протяжении, особенно в местах возможных утечек, провода тщательно изолируются и подвешиваются на телефонных или электрических столбах либо на специальных шестах, деревьях.

3.3.2.3.9. Зарядные заземления в горных выработках (шурфах, канавах, штольнях) обеспечивают довольно просто хороший контакт с рудным объектом, соответственно низкое переходное сопротивление. Поиск и выбор мест заземлений в скважинах осуществляется каротажем скользящими контактами (см. выше раздел 3.2.2). Точка заземления выбирается из числа скважин, пересекающих рудные тела, с максимальной относительной электрической проводимостью и с учетом вышеприведенных требований (пункт 3.3.2.3.3). В случае единственного рудного подсечения на исследуемой площади заряд осуществляется в нем.

Рекомендуются следующие конструкции зарядного скважинного заземлителя.

В скважинах с высокими значениями удельного сопротивления промывочной жидкости и с небольшими рудными интервалами применяются заземлители в виде ершей. Они изготавливаются из отрезков (50 – 80 см) труб, шестигранных прутков и т.п., по длине которых через 20 – 30 мм в шахматном порядке сверлят сквозные отверстия диаметром 3 – 4 мм. В отверстия вставляются и заклиниваются отрезки зачищенного от изоляции провода КГЭП (аналог ГПСМП) длиной, равной диаметру скважины в районе рудного интервала. Ерши соединяют между собой в гирлянды, длина которых в 1,5 – 2 раза превышает мощность рудного интервала и составляет не менее 2 м. К гирлянде прикрепляется груз – цилиндрический с закругленными концами либо в виде свинцовых шаров. Масса груза определяется вязкостью промывочной жидкости, длиной ерша, состоянием скважины, разрывным усилием применяемого кабеля и другими факторами, но обычно не превышает 15 кг.

В скважинах с низкими значениями удельного сопротивления промывочной жидкости (единицы – десятки ом-метров) и большими интервалами рудных подсечений ерши не используются, и заземлителями служат отрезки труб, залитые свинцом, металлические прутки, гирлянды шаров общей длиной 5 – 10 м.

Спуск заземлителя осуществляется на геофизических кабелях или проводах. Подсоединение заземлителя (электрод A) к ним осуществляется с помощью 2 – 3 отрезков геофизического провода длиной 5 – 7 м. Соединение их с электродом A должно быть выполнено с возможно большей площадью соприкосновения (контакта). Место соединения проводов и кабеля тщательно изолируется. Электрод A опускают на 10 – 15 м глубже рудного подсече-

ния и при подъеме методом каротажа СК определяют его положение, как описано выше (раздел 3.2.2).

Переходное сопротивление электрода A оценивают, используя три заземления (заряд, обсадная труба и вспомогательное из 3 – 5 штыревых электродов на расстоянии 15 – 20 м от зарядной скважины). Поочередно подключают источник напряжением 50 – 100 В через пары заземлений, измеряют каждый раз ток и напряжение и определяют общее сопротивление. Зная длину кабеля в скважине, соответственно его сопротивление, и решая систему трех уравнений с тремя неизвестными (переходные сопротивления трех заземлений), определяют переходное сопротивление электрода A. В случае необходимости принимают меры по его уменьшению.

3.3.2.3.10. Для устройства удаленного заземления B_∞ применяется система электродов, расположенных в виде концентрических окружностей. Соединительный провод на конце очищается от изоляции, на расстоянии 6 – 7 м, расплетается и закрепляется за центральный электрод. Расплетенными концами по лучам путем притирки и обматывания вокруг электродов производят соединения (места контактов на электродах должны быть предварительно очищены от ржавчины). Затем медной или алюминиевой проволокой, также притирая, соединяют все электроды так, чтобы каждый был обязательно соединен с ближайшим. Изменением числа заземлителей (обычно железных шпилек длиной до 1 м и толщиной 2 см) и поливом участка земли вокруг заземлителей подсоленной водой, в довольно широких пределах можно регулировать переходное сопротивление удаленного токового заземления B_∞ и общее сопротивление токовой линии.

3.3.2.3.11. Электродами измерительной линии служат металлические электроды при использовании в качестве источника поля переменного тока.

Если возбуждение поля осуществляется постоянным током, то для уменьшения погрешности измерений за счет меняющихся во времени потенциалов собственной и вызванной поляризации измерительных электродов рекомендуется пользоваться стандартными неполяризующимися электродами. Подготовка неполяризующихся электродов к работе должна осуществляться согласно Инструкции по электроразведке [3.6.17].

3.3.2.3.12. Катушки измерительной линии должны легко вращаться (при необходимости оси вращения и шестерни смазываются графитной смазкой или техническим вазелином). Наматываемые на катушку провода длиной по 1,5–2 км должны быть цельными или с тщательно заизолированными соединениями во избежание утечек. Один конец припаивается к клемме и наматывается на барабан с равномерным заполнением до уровня ниже кромок щечек на 1–0,6 см. На втором конце крепится стандартная одноштырьковая вилка или изготавливается самодельная петля. Таким же способом заделываются концы отрезков соединительных проводов длиной 1,3–1,5 м между электродом M и прибором, катушкой и электродом или между прибором и катушкой.

Проверка катушек на утечки осуществляется с помощью мегомметра. Сопротивление изоляции намотанного на катушку провода при повышенной влажности должно быть не менее 5000 кОм; разложенного на земле провода – не менее 1000 кОм.

3.3.2.3.13. Измерения потенциала поля заряда по скважине ведутся с выполнением тех же инструктивных требований, как в МЭК (см. выше раздел 3.3.2.1). Отличие состоит в том, что по всем профилям и скважинам участка измеряется потенциал поля от одного и того же долговременного токового заземления.

3.3.2.3.14. Для контроля за работоспособностью всего применяемого оборудования в районе генераторной установки или в любом другом удобном месте на все время производства работ на планшете оборудуется контрольный профиль: прямолинейный участок длиной 200 м, размеченный на три равных интервала. Измерения выполняются на поверхности до начала и после окончания работ или чаще, в случае необходимости. Полученные при установленной одной и той же силе тока результаты измерений потенциала M не должны отличаться более чем на 5%, в противном случае необходимо найти и устранить причины, вызвавшие изменения. На контрольном профиле подбирается и режим работы генераторной установки. Рекомендуется длительность положительного и отрицательного импульсов тока в питающей линии по 3 – 4 с с последующей паузой между ними (отсутствие тока) в течение 6 – 8 с. По окончании проверки на контрольном профиле не допускаются изменение значений силы тока в токовой цепи, режима работы генератора, замена катушек, электродов, измерительного прибора, положения тумблера (полярности) M, режима питания приборов без последующего контроля.

3.3.2.3.15. Устанавливается следующий порядок перемещения измерителя по планшету.

Непосредственно с контрольного профиля измерительная установка перемещается в соответствующее место исследуемого планшета. Приемный электрод N обычно перемещается по магистрали, проходящей по простиранию рудного поля в центре площади съемки.

При большой площади съемки отработка ее с одного положения N затруднительна. Поэтому в ходе съемки электрод N располагается по магистрали на пересечении с профилем, после чего производится увязка с двукратным прохождением магистрали.

В процессе съемки оператор с измерительным прибором перемещается с точки на точку профиля, начиная с магистрали. Измерив поле по профилю в одном направлении, возвращаются к исходной точке наблюдения с выполнением повторных измерений в количестве до 10% от общего числа измеренных точек.

В случае нескольких зарядных точек при смотке измерительной линии производят измерения от другой точки заряда.

При наличии нескольких измерительных приборов действия операторов по приведенной методике должны быть строго согласованы.

3.3.2.3.16. Измерение разности потенциалов производится следующим образом. Во время выбранной паузы (6 – 8 с) с помощью ручек компенсации поляризации и аттенюатора подбирают самый чувствительный предел измерений. Отсчет показаний ведется во время пропускания тока.

В журнал или цифровой носитель заносится первым значение, следующее непосредственно после паузы – отсчет, снятый во время пропускания положительного импульса тока, а затем – при пропускании отрицательного импульса. На каждой точке измерений берется не менее трех пар таких отсчетов. Знак определяется путем вычитания из первого отсчета второго либо измеряется непосредственно измерителем (например, в аппаратуре ЗНАК, ЭРА-В-ЗНАК).

С целью уменьшения утечек и помех, наводимых на длинные приемные линии, наблюдения производят поинтервально с перекрытием между интервалами по 3 – 5 точкам. Длина интервалов должна быть не более 6 км.

3.3.2.3.17. Для увязки измерений исследуемая площадь разбивается на отдельные планшеты, удобные для производства измерений. В качестве увязочных для каждого планшета служат профили и магистрали, проходящие по периметру отдельного планшета; измерения по периметру планшетов производятся дважды. Измерения по рядовым профилям должны заканчиваться на увязочных магистралях 3 – 5 точками перекрытия. Концы профилей, упирающихся в препятствия (озера, болота, скалы, пашни) также должны быть увязаны дважды с соседними профилями и с обязательным перекрытием профильных точек наблюдения (3 – 5 точек). Увязка значений поля планшетов между собой производится путем добавления или уменьшения среднего значения, определенного по точкам их перекрытия.

3.3.2.3.18. Измерение потенциала поля заряда по скважинам выполняется относительно точки *N*, расположенной на поверхности земли у устья скважины. Координаты точек *N* строго фиксируются. При съемке в каждой такой точке измеряется потенциал поля заряда (от одного или каждого из источников поля). При обработке измерений поле в скважине складывается с полем электрода *N*.

3.3.2.3.19. Оценка погрешности наблюдения производится по средней относительной разности наблюденных значений на контрольных профилях путем контрольных измерений (в объеме 10%), которая по планшету не должна превышать 5%. На отдельных точках относительная разность измеряемых величин не должна превышать 15%.

3.3.2.3.20. Измеренные по профилям и по скважинам значения разности потенциалов приводятся к единице силы тока и пересчитываются к значению на какой-либо одной точке, выбранной за точку нахождения электрода *N*. По приведенным значениям потенциала электрического поля строятся графики,

с тем чтобы оперативно выявить точки с нехарактерным поведением поля на профилях.

3.3.2.3.21. В качестве первичных материалов служат полевые журналы, планы графиков градиента, потенциала и изолиний потенциала электрического поля по всей исследуемой площади, файлы на цифровых носителях.

3.3.3. Скважинный вариант метода заряда с измерением магнитного поля МЗМПС

3.3.3.1. Скважинный вариант метода заряда с измерением магнитного поля сочетается с наземным вариантом (см. Инструкцию по электроразведке [3.6.17]) с целью объемного изучения рудного поля. При скважинном варианте профиль наблюдений приближается к изучаемому объекту, детальность исследований определяется наличием и густотой сети скважин.

3.3.3.2. В качестве источника применяются следующие варианты установок.

Установка ВЭК (вертикальный электрический кабель) используется при решении задач пространственного положения рудного тела и корреляции. Один электрод устанавливается в скважине (по возможности в рудном подсечении), а другой заземляется на обсадную трубу (кондуктор) этой же скважины (при этом упрощается расчет поля подводящих проводов). Второй электрод может относиться и в бесконечность в створе с измерительной скважиной в сторону от зарядной скважины.

Установка МПТ-О (магнитное поле токов – однoскважинная модификация) используется в одиночных скважинах при решении задач обнаружения хорошо проводящих рудных тел и определения их пространственного положения. Один из питающих электродов закрепляется выше преобразователя (датчика) магнитного поля на расстоянии 25 – 100 м, другой – у устья исследуемой скважины.

3.3.3.3. Токовая линия раскладывается прямолинейными отрезками провода и должна быть топографически привязана к местности. Двухпроводная линия, соединяющая генератор с питающей линией, проводится бифилярно. Конфигурация наземных и скважинных участков питающей линии должна по возможности облегчить расчет и оценку нормального поля.

3.3.3.4. Обеспечивается максимальная сила тока в токовой цепи с целью повышения соотношения сигнал/помеха. Рекомендуется использование аппаратуры типа «Лазурит», АСМИ-40, СИНУС и т. п.

3.3.3.5. Диаметр скважины должен быть не менее 46 мм, наклон – не более 85 – 87° (см. пункт 3.4.1.14 и [3.6.17]).

3.3.3.6. Измеряются вещественные и мнимые компоненты трех взаимно перпендикулярных составляющих переменного магнитного низкочастотного поля – осевая, горизонтальная и вертикальная поперечная.

3.3.3.7. Измерения выполняются как при спуске, так и при подъеме скважинных приборов, размещенных на трехжильном кабеле, при остановках движения.

При подъеме производятся контрольные наблюдения и детализация выявленных при спуске аномальных зон.

3.3.3.8. Шаг измерений выбирается равным 10 – 20 м и уменьшается при необходимости детализации аномалий.

3.3.3.9. Проведению работ предшествует градуировка аппаратуры, которая включает:

- определение и контроль чувствительности аппаратуры к полю;
- компенсацию начальных фазовых сдвигов аппаратуры;
- выбор положительных направлений магнитных моментов датчиков поля и маркировку выходных клемм генератора переменного тока и цепей опорного напряжения.

3.3.3.10. Чувствительность аппаратуры к полю оценивается по отсчету наземного измерителя, определяемому магнитным полем любого источника известной интенсивности и направленным параллельно магнитному моменту градуируемой рамки.

3.3.3.11. Расчет чувствительности преобразователей производится согласно пункту 3.3.2.50 Инструкции по электроразведке [3.6.17].

3.3.3.12. Контроль чувствительности аппаратуры осуществляется с помощью плоской рамки площадью около 1 м² и содержащей несколько десятков витков провода с известным направлением намотки витков – источника поля для градуировки по скважине.

3.3.3.13. Определение направлений магнитных моментов преобразователей и маркировка выходных клемм генератора переменного тока производятся с помощью плоской рамки. При этом используется правовинтовая связь направления тока и направления магнитного поля с учетом направления витков градуировочной рамки.

3.3.3.14. Компенсация начальных фазовых сдвигов аппаратуры состоит в том, что при производстве градуировочных работ с помощью регулируемого фазовращателя устанавливается в нулевое положение одна из измеряемых квадратурных компонент магнитного поля рамки. В дальнейшем эта составляющая поля считается реактивной (мнимой) и при измерениях может служить оценкой уровня индукционных эффектов и уровня электростатических помех.

3.3.3.15. Для каждого преобразователя магнитного поля компенсация начальных фазовых сдвигов достигается при своем положении регулируемого фазовращателя, которое не меняется в процессе измерения с данным преобразователем.

3.3.3.16. Погрешность измерения осевой составляющей 3 – 5%, поперечной – по модулю 5 – 7% и по азимуту 3 – 5%. Объем контрольных и

повторных измерений до 30%. Средняя относительная погрешность рассчитывается по формуле (3) Инструкции [3.6.17].

3.3.3.17. Регистрация результатов определения чувствительности производится в журнале градуировки аппаратуры. При этом приводятся схемы взаимного расположения градуируемых преобразователей и питающей градуировочной установки, режимы измерителя и генератора.

Аномальное поле рассчитывается путем вычитания нормального поля из измеренного суммарного. Результаты расчетов записываются в специальном журнале обработки или на компьютере. Нормальное поле питающей установки вычисляется в соответствии с методическими рекомендациями [3.6.19]

К первичным материалам относятся также журналы полевых и контрольных наблюдений, графики компонент аномального магнитного поля, проекции полного вектора напряженности магнитного поля в плане и разрезе, файлы компьютера

3.3.4. Скважинные низкочастотные индукционные методы

Основными модификациями скважинной индукционной электроразведки являются односкважинное и межскважинное дипольное электромагнитное профилирование (соответственно ДЭМПС и МДЭМП). При ДЭМПС вдоль исследуемой скважины перемещается установка, состоящая из соосного со скважиной генераторного и трехкомпонентного приемного магнитных диполей (генераторной и приемной рамок), расстояние между которыми фиксировано и выбирается в пределах от 10 – 15 до 120 – 200 м. При МДЭМП в одной из скважин находится генераторная рамка, в другой – приемная. Расстояние между скважинами определяется геоэлектрическими условиями и параметрами аппаратуры и практически составляет 40 – 250 м. При работе с аппаратурой типа СИНУС расстояние может быть увеличено до 400 – 500 м за счет дополнительного подключения скважинных генераторных рамок, оптимальной методики измерений и статистической обработки результатов.

В обеих рассматриваемых модификациях источник первичного поля не заземлен, изучаются частотные зависимости и пространственное распределение полей вихревых токов, индуцированных в электропроводящих объектах полем рабочей частоты. На одной или нескольких частотах измеряются вещественная (синфазная с током в источнике поля) и мнимая (отстающая на 90° относительно тока в источнике поля) составляющие трех взаимно ортогональных компонент переменного поля, ориентированных относительно плоскости наклона скважины, – совпадающая с осью скважины (осевая составляющая H_z) и две взаимно ортогональные составляющие, перпендикулярные к

оси скважины (поперечные составляющие H_X и H_Y). Одна из поперечных составляющих (H_X) лежит в вертикальной плоскости ZX, касательной в данной точке скважины к ее оси, и называется вертикальной. Составляющая H_Y, перпендикулярная плоскости ZX, называется горизонтальной. Методы ДЭМПС и МДЭМП могут применяться при сравнительно небольшой контрастности по проводимости руд и вмещающих пород (до 0,5 – порядка).

Техническими условиями для скважинной индукционной электроразведки с учетом характеристик существующей аппаратуры являются: диаметр буровых скважин не менее 46 мм (диаметр скважинных приборов составляет 42 мм), отклонение скважины от вертикали на исследуемом участке скважины не менее 2,5° (максимальный угол отклонения механического устройства ориентировки поперечной рамки для ориентированного приема поперечных составляющих поля), глубина скважин до 1500 – 1800 м (толщина стенки скважинных приборов рассчитана на давление до 20 МПа).

3.3.4.1. *Метод односкважинного дипольного электромагнитного профилирования ДЭМПС*

3.3.4.1.1. При односкважинном дипольном электромагнитном профилировании взаимное положение источника и приемника поля при перемещении установки по скважине практически не изменяется и первичное (нормальное) поле в однородной среде или в неоднородной среде достаточно высокого сопротивления остается постоянным. Сигналы, пропорциональные первичному полю, могут быть скомпенсированы со значительной глубины, за счет чего удается измерять весьма слабые аномалии.

3.3.4.1.2. Выбором и изменением расстояния между источником и приемником поля осуществляется радиальное зондирование околоскважинного пространства, обеспечивается более детальная информация о морфологии и положении рудных тел.

3.3.4.1.3. Наличие перекрывающих структур (верхних этажей оруденения, наносов и т.п.) не сказывается на результатах ДЭМПС, что позволяет оконтуривать лежачий блок рудной залежи и пространство под ней.

3.3.4.1.4. Постоянство нормального поля при ДЭМПС обеспечивает возможность осуществления эффективных измерений в частотном режиме на плохо проводящих рудах с сопротивлением 1 – 100 Ом·м (за счет повышения рабочей частоты при сохранении требования дифференциации пород и руд по сопротивлению как минимум на 1 порядок). Частотный режим аппаратуры ДЭМПС обеспечивает также высокую устойчивость к промышленным помехам и позволяет использовать аппаратуру как вблизи действующих рудников и ЛЭП, так и на самом руднике.

3.3.4.1.5. Симметричность установки ДЭМПС позволяет получать дополнительную информацию о расположении и элементах залегания рудных тел.

3.3.4.1.6. Меньшая разрешающая способность метода проявляется при разделении близко расположенных объектов, а также при использовании измерительных установок в соизмеримых с ними по размерам неглубоких скважинах. Ограничены возможности метода и при исследовании по одиночной скважине крупного рудного тела как единого целого, если размеры его превышают максимальный разнос (100 – 150 м).

3.3.4.1.7. Средние арифметические погрешности определения с помощью ДЭМПС геометрических параметров массивных четко локализованных рудных тел высокой электропроводности (при простой их геометрии) составляют по статистическим данным

- для объектов, подсеченных исследуемой скважиной, при определении расстояний до границы рудного тела по падению (восстанию) и простиранию 10 – 15%, при определении мощности 2%, при определении углов «встречи» скважины и пластообразного проводника 2 – 5°, при определении азимута простирания 10 – 25° (в зависимости от угла наклона скважины);

- для объектов, не пересеченных исследуемой скважиной, при определении азимута на рудное тело 10–30°, угла падения 5–30° (в зависимости от угла падения рудного тела и расстояния до него), при определении расстояния до рудного тела 10 – 15%, размеров объекта по падению или мощности 10–20%.

3.3.4.1.8. Применительно к сульфидным месторождениям ДЭМПС может использоваться на разных стадиях геологоразведочного процесса. На стадиях поисковых работ и оценки месторождений применяется при оценке природы и перспективности геофизических аномалий, для определения размеров, простирания и падения рудных зон, выявления формы и строения рудных залежей. На стадии разведки определяются особенности строения рудных тел, их контуры и выявляются пропущенные рудные тела. Подтверждается сплошность отдельных участков оруденения, выявляются безрудные участки и зоны тектонических нарушений. Существенно повышается достоверность подсчета запасов месторождений, создается основа для перевода запасов в более высокие категории

3.3.4.1.9. Применяемая для производства работ методом ДЭМПС серийная индукционная скважинная аппаратура СИНУС или другая, аналогичная ей, должна включать комплект скважинных генераторных магнитных диполей (генераторных рамок), трехкомпонентный скважинный датчик магнитного поля с предусилителем, скважинный измерительный блок, наземные измерительный пульт и генератор.

Вывод измерительной информации на ПЭВМ может осуществляться в формате RS – 232. Для этого должен использоваться специальный двухканальный модуль ввода аналоговых сигналов (интерфейс), подключаемый к выходу блока фильтров аппаратуры. Функции измерительного пульта при этом должны выполняться по специальной программе ПЭВМ в сочетании с указанным модулем

3.3.4.1.10. Скважинные блоки аппаратуры опускаются в скважину на трехжильном небронированном или бронированном каротажном кабеле КГЗ-3-60-СВМ, КГЗ-6-60, КГЗ-10-70, КГЗ×0,75-60-90 или аналогичном им длиной до 1800 м с помощью стандартного каротажного оборудования. В случае, когда в качестве основного используется бронированный кабель, между ним и генераторной рамкой ставится переходный кабель длиной 1,5 – 2 м, изготавливаемый из небронированного кабеля КГЗ- 3-60-СВМ (КГЗ – 10 – 70 или аналогичный ему).

При проведении поверки в период эксплуатации аппаратуры (не реже 1 раза в году) осуществляются проверки частот и мощности наземного и скважинного генераторов, коэффициента взаимоиндукции приемных и генераторных рамок, коэффициентов усиления и линейности амплитудных характеристик предусилителей, а также определение метрологических параметров: основной погрешности аппаратуры и диапазона преобразуемых напряжений на входе предусилителя.

3.3.4.1.11. Основная относительная погрешность измерения сигналов, составляющих от 5 до 150% сигнала, пропорционального первичному полю, должна быть не более значения, определяемого по формуле

$$\gamma = \pm(0{,}075 + 2\cdot10^{-4}X_к/X_п + 0{,}04X_п/X_{изм})\cdot100\%,$$

где $X_к$ – предел измерения, усл. ед. ($X_к = 4{,}5\cdot10^4$ усл. ед.); $X_п$ – сигнал, соответствующий первичному полю, усл. ед.; $X_{изм}$ – измеряемый сигнал, усл.ед.

3.3.4.1.12. Подготовка аппаратуры и проведение с ней скважинных исследований осуществляется в соответствии с инструкциями, прилагаемыми к аппаратуре.

3.3.4.1.13. Проводится подготовка к работе оборудования и аппаратуры. Каротажный кабель (при отсутствии датчика глубин) должен быть размечен через 10 м. Начало разметки должно совпадать с серединой генераторной рамки. Проверяется сопротивление утечки кабеля. Для частот, при которых по кабелю передается ток рабочей частоты, оно должно быть не менее 20 МОм.

Непосредственно перед спуском аппаратуры в скважину она располагается на поверхности для проверки работоспособности, контроля направления момента приемных рамок, установления требуемого разноса (расстояние между серединами генераторной и приемной рамок). Корпуса наземного генератора, скважинных усилительного и измерительного блоков заземляются в точках их расположения.

3.3.4.1.14. При работе с аппаратурой необходимо соблюдать Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей [3.6.45], а также Правила безопасности при геологоразведочных работах [3.6.44]. Во

избежание поражения переменным током высокого напряжения запрещается производить осмотр и ремонт в находящихся под напряжением блоках генераторных рамок, извлеченных из защитных оболочек. Корпуса наземного генератора и переносной электростанции должны заземляться. Спуск измерительной установки в скважину и извлечение ее из скважины производится при выключенном наземном генераторе с участием двух-трех человек.

3.3.4.1.15. При ДЭМПС в скважине измеряются квадратурные компоненты непосредственно аномального поля. Для этого при измерениях осевой составляющей сигналы, пропорциональные первичному полю, компенсируются на одной из точек скважины, где поле условно принимается за нормальное. При наблюдении поперечных составляющих в скважине влияние первичного поля практически исключается за счет взаимной перпендикулярности осей генераторного и приемного диполей.

3.3.4. 16. Наблюдения в скважине проводятся при остановке скважинных приборов. Непрерывные измерения затруднены из-за помех, возникающих при резких перемещениях приемной рамки в поле Земли, и допустимы только при небольших разносах и скорости подъема не более 300 – 400 м/ч. Указанный режим измерений рекомендуется при исследованиях возмущений от сочетания мелких рудных пересечений, вызывающих значительные аномалии и при необходимости точной привязки по глубине характерных точек. Измерения обычно проводят с шагом 10 м.

Уменьшение шага наблюдений до 2 – 5 м целесообразно на отдельных участках профиля при определении деталей мелких или сближенных проводников, выявлений внутреннего строения рудных тел, уточнении мощности подсеченного рудного тела и т. п. При измерениях на заведомо безрудных горизонтах шаг измерений может быть увеличен до 20 – 30 м.

3.3.4.1.17. Повторные измерения проводятся в объеме не менее 10 – 15% На участках скважины, где выявлены слабые аномалии, связанные предположительно со сторонними рудными объектами, рекомендуются 100%-ные повторные измерения.

3.3.4.1.18. Оптимальным разносом между источником и приемником является расстояние, при котором искомые аномалии выделяются наиболее уверенно на фоне различных помех. Разнос установки должен быть по крайней мере в 1,2 – 2 раза больше предполагаемого расстояния до объекта. Первое значение относится к проводникам, достаточно мощным или протяженным в направлении исследуемой скважины, второе – маломощным проводникам, залегающим перпендикулярно к оси исследуемой скважины.

3.3.4.1.19. Первоначальные измерения рекомендуется проводить с разносом 90 – 120 м. Большие разносы необходимо использовать при оценке размеров подсеченных скважинами рудных тел по простиранию; величина разноса должна превышать мощность исследуемого объекта по подсечению (кажущуюся мощность).

Небольшие разносы (10 – 30 м) используются при разведке подсеченных или находящиеся вблизи от скважины мелких рудных тел, разделении влияния близко расположенных объектов, определении элементов залегания подошвы рудного тела, ограниченной длине участка скважины между проводниками и забоем, определении элементов залегания рудного тела в случаях, когда на больших разносах сказывается влияние его границ, а также в ограниченных по глубине скважинах: длина необсаженного участка скважины должна в 1,5 – 3 раза превышать размеры установки ДЭМПС (в отдельных случаях не исключаются измерения в более коротких скважинах). Для получения большей информации о геометрии объекта наблюдения следует проводить при двух и более разносах: изменение размера установки необходимо для определения по данным осевой компоненты формы проводника, пересеченного исследуемой скважиной, для определения размеров стороннего проводника по падению и простиранию и т. п.

3.3.4.1.20. Оптимальной считается частота, при которой аномалии от рудных тел проявляются в основном на вещественной составляющей, а аномалии от рудоконтролирующих объектов повышенной электропроводности – на мнимой.

Низкие частоты порядка 125 – 400 Гц применяются на месторождениях массивных халькопиритовых, серно- и медно-колчеданных и пирротиновых руд. Для выявления таких же руд прожилково-вкрапленной текстуры, а также колчеданно-полиметаллических, в частности медно-цинковых, руд рабочая частота должна быть в 2 – 4 раза выше.

Частоты порядка 1000 – 5000 Гц применяются при поисках и разведке полиметаллических скоплений с преобладанием галенита или пиритизации, а также мелких колчеданных рудных тел.

Рабочие частоты 5000 – 30 000 Гц – для выявления и картирования маломощных рудных жил, некрупных скарновых образований, мелкого пиритцинкового оруденения и рудоконтролирующих зон с удельным сопротивлением порядка десятков ом-метров и т. д. Рабочая частота выбирается на основании экспериментальных измерений, непосредственно на разведуемом участке или в аналогичных ему условиях.

3.3.4.1.21. Двух- или многочастотные измерения выполняются при решении отдельных геологических задач: определение характера выклинивания проводника, оконтуривание неоднородных по проводимости объектов (например, при изучении геометрических характеристик раздельно массивных и прожилковых руд), при разведке сложно построенных залежей и т.п. В определенной мере к двухчастотным измерениям относятся измерения квадратурных составляющих аномального поля.

3.3.4.1.22. При первичной обработке данных ДЭМПС проводится нормирование результатов в единицах первичного поля; они выражены в процентах от амплитуды сигнала, пропорционального вектору напряженности

первичного или условно-нормального поля (с учетом различий в чувствительности поперечной и осевой приемных рамок). Результаты наблюдений представляются в виде графиков квадратурных компонент отдельных пространственных составляющих поля. Значения измеряемых величин на графиках откладываются с учетом знаков по горизонтальной оси, а глубин скважины – по вертикальной. Результаты ДЭМПС обычно относятся к середине измерительной установки

3.3.4.1.23. Аномальные участки выделяются на графиках путем совместного анализа кривых разных составляющих, в сложных случаях – для нескольких частот или разносов. Для выделения слабых аномалий от предполагаемых удаленных объектов проводится статистическая обработка полученных кривых автокорреляционная обработка, взаимная корреляция кривых (кросс-корреляция), сглаживание и т. п.

3.3.4.1.24. Оценка качества результатов производится по средней квадратической погрешности повторных измерений, определяемой по формуле

$$\delta = \frac{1}{m}\sqrt{\sum_{j=1}^{m}\left(\frac{\left|U_j'' - U_j'\right|}{2U_H}\right)^2}\ 100\%,$$

где U_j'' и U_j' – отсчеты соответственно рядового и контрольного измерений на некоторой точке j; m – число точек наблюдений на данном интервале скважины; $U_н$ – отсчет, пропорциональный условно-нормальному полю [3.6.49].

Точность измерения квадратурных компонент каждой пространственной составляющей считается удовлетворительной, если средняя квадратическая погрешность не превышает 0,3% при наблюдениях с разносами до 60 м и 0,5% при наблюдениях с разносами 80 – 120 м.

Отсчеты на участках скважины, где наблюдаются большие (в десятки процентов) градиенты аномальных значений, при определении средней погрешности не учитываются.

3.3.4.1.25. Интерпретация результатов односкважинного дипольного электромагнитного профилирования производится путем совместного анализа кривых распределения аномального поля вдоль исследуемой скважины с результатами моделирования и расчета полей от проводников различной формы. Количественная оценка параметров, характеризующих электропроводность, морфологию и пространственное положение проводящих объектов, производится по расчетным зависимостям, палеткам и номограммам [3.6.50].

При интерпретации используются амплитуда и ширина характерных участков кривых, степень асимметрии кривых H_Z, соотношение амплитуд кривых поперечных и осевых составляющих H_Y/H_Z, различия в форме и амплитуде кривых мнимой и вещественной компонент, соотношение амплитуд

графиков в характерных точках и др. Первичная интерпретация проводится независимо по кривым осевой и поперечных составляющих аномального поля с последующей увязкой результатов. Интерпретация по амплитудам поперечных составляющих осуществляется по значениям, равным геометрической сумме вертикальной и горизонтальной составляющих аномалии, вызванной одной и той же причиной. В тех случаях, когда одна из квадратурных составляющих аномального поля заметно превышает другую (например, ReH >> ImH), для интерпретации следует использовать кривые именно этой составляющей.

Во избежание влияния на результаты интерпретации вмещающих сред сравнительно низкого сопротивления или для выделения наиболее проводящей части объекта основные оценки проводятся по результатам измерений вещественной компоненты на возможно более низких частотах.

Для уменьшения влияния неоднородности объекта по электропроводности используются результаты измерений мнимой компоненты на высоких частотах [3.6.50].

3.3.4.2. *Метод межскважинного дипольного электромагнитного профилирования МДЭМП*

3.3.4.2.1. Для производства работ методом МДЭМП используется индукционная аппаратура СИНУС или аналогичная ей. В состав аппаратуры включают: комплект многочастотных скважинных генераторных рамок, трехкомпонентный скважинный датчик магнитного поля с предусилителем, наземный измерительный блок, генератор и пульт, а также вспомогательное оборудование (соединительный кабель типа РПШ-3×0,35 или аналогичный ему с длиной, соответствующей расстоянию между скважинами, катушка для намотки указанного кабеля, источники питания и др.).

3.3.4.2.2. В качестве наземного измерительного блока применяется скважинный измерительный блок, используемый при ДЭМПС. Рабочий диапазон частот снижается для повышения дальности действия аппаратуры и составляет 125, 375, 1125 Гц. Возможности вывода информации на ПЭВМ при МДЭМП аналогичны указанным выше в разделе 3.3.4.1.9 применительно к ДЭМПС.

3.3.4.2.3. Для спуска в исследуемую пару скважин генераторной и приемной рамок используется бронированный или небронированный трехжильный каротажный кабель КГЗ-6-60, КГЗ-3-60СВМ (КГЗ-10-70, КГЗ-40-90 или аналогичные им) длиной до 1800 м (для допустимого гидростатического давления на оболочки скважинных приборов 20 МПа, например в аппаратуре СИНУС).

3.3.4.2.4. Методы и средства поверки аппаратуры, место и порядок проведения градуировочных (контрольных) измерений и компенсации начальных фазовых сдвигов для МДЭМП такие же, как для ДЭМПС (см. выше пункты 3.3.4.1.10 и 3.3.4.1.12).

3.3.4.2.5. При подготовке скважинных измерений в модификации МДЭМП генератор, пульт и измерительный блок располагаются в операторском отделении подъемника (лебедки), находящегося около скважины, в которой помещена приемная рамка. Генераторная рамка при этом подключается к кабелю на подъемнике, располагаемом у второй скважины. Передача тока рабочей частоты от генератора к генераторной рамке осуществляется по соединительному кабелю. (Принципиально измерения МДЭМП можно проводить также, поменяв местами генераторную и приемную рамки. В этом случае по соединительной линии передается измеряемое напряжение рабочей частоты, поступающее от погруженного в скважину приемно-усилительного блока.) Сопротивление утечки основного и соединительного кабелей должно быть не менее 10 – 15 МОм.

Генератор, пульт, измерительный блок заземляются.

3.3.4.2.6. Непосредственно перед началом скважинных измерений скважинные блоки располагаются на поверхности для проверки работоспособности аппаратуры и контроля положительного направления момента приемных рамок. Расположение и ориентация приемных и генераторных рамок при этом аналогичны указанным в разделе 3.3.4.1.13 при производстве работ методом ДЭМПС, а сигнал первичного поля считается равным половине сигнала, измеренного при соосном расположении генераторной рамки и соответствующей приемной катушки (исходя из диаграммы направленности генераторного диполя).

3.3.4.2.7. Для измерения используются интервалы скважин, свободные от обсадных труб и удаленные от них не менее чем на 2 – 4 м.

3.3.4.2.8. Наблюдения осуществляются при остановках скважинных приборов.

3.3.4.2.9. Рекомендуется проведение измерений при синхронном перемещении генераторной и приемной рамок для наглядности кривых и простоты интерпретации результатов. Выбор смещения при синхронной схеме определяется особенностями залегания объектов и решаемой задачей. Шаг перемещения установки в зависимости от размеров исследуемого объекта и необходимой детальности, а также расстояния между скважинами выбирается в пределах от 5 до 20 м. Точка записи относится к середине приемной рамки.

3.3.4.2.10. Веерная система измерений заключается в перемещении приемной рамки при фиксированном источнике поля или, наоборот, источника поля при фиксированном приемнике. Ввиду резкой зависимости поля магнитного диполя от расстояния использование веерной системы целесообразно в основном при томографической обработке результатов. Интервалы между стоянками неподвижного прибора могут составлять 10 – 30 м. Подвижный прибор перемещается с шагом – 10 м.

3.3.4.2.11. Принципы выбора рабочих частот аналогичны указанным в пункте 3.3.4.1.20.

3.3.4.2.12. Независимо от системы измерений генераторная и приемная рамки в исследуемых скважинах вначале устанавливаются (примерно) на одинаковом уровне с учетом превышения рельефа в интервале, по возможности, удаленном от других рудных тел. Геометрическая сумма сигналов трех взаимно ортогональных пространственных составляющих (с учетом различия в чувствительности осевой и поперечной приемных рамок) принимается пропорциональной модулю условно-нормального поля H_0.

3.3.4.2.13. При обработке результаты измерений мнимой и вещественной составляющих каждой пространственной компоненты нормируются – выражаются в процентах от амплитуды сигнала, пропорционального модулю первичного поля H_0.

Результаты измерений представляются в виде графиков. По вертикали откладываются значения глубин точек измерений, по горизонтали – значения квадратурных компонент измеренных сигналов в выбранном масштабе с учетом их знаков. Для поперечных составляющих указывается положительное направление момента приемной рамки.

В случаях, когда на графиках существенно проявляется влияние изменения расстояния между исследуемыми скважинами и азимута скважины, по которой перемещается приемная рамка, рекомендуется исключить нормальное поле графически или расчетным путем на основе данных инклинометрии по формулам расчета поля магнитного диполя (как правило, без учета влияния вмещающей среды).

Результаты физического и математического моделирования представляются в координатной системе, ориентированной обычно относительно оси установки (ось X). Поэтому в случаях, когда азимут скважины, по которой перемещается приемная рамка, существенно отличается от направления оси установки, вертикальная и горизонтальная составляющие аномального поля пересчитываются на составляющие H_X и H_Y.

3.3.4.2.14. Оценка качества результатов производится по средней квадратической погрешности повторных измерений, определяемой по формуле, приведенной выше в пункте 3.3.4.1.24.

3.3.4.2.15. Воспроизводимость результатов измерений осевой составляющей определяется случайными аппаратурными и методическими погрешностями и должна не превышать 2 – 2,5 %.

3.3.4.2.16. Для определения положения участков с нарушением сплошности (разрывов) рудных тел следует проводить измерения поперечной составляющей дважды с взаимной переменой местами в исследуемых скважинах генераторной и поперечной приемной рамок.

Если форма и амплитуда кривых в обоих случаях примерно одинаковы, следует полагать, что нарушение находится в средней трети межскважинного участка. Если нарушение находится со стороны скважины, по которой перемещается генераторная рамка, то на графиках H_X наблюдается локальное изменение знака аномалии на участке кривой, соответствующем непосредственному приближению установки к проводнику. Более точно положение разрыва может быть определено по величине экстремума на указанном локальном участке кривой H_X.

Для разделения случаев полного разрыва рудного тела и частичного пережима увеличивается рабочая частота примерно во столько же раз, во сколько мощность предполагаемого пережима меньше мощности рудного тела. При этом характер графиков должен измениться на соответствующий сплошному рудному телу.

Информация о разрыве или пережиме может быть получена путем сравнения результатов измерений мнимой и вещественной компонент аномалии. В случае неполного нарушения сплошности график мнимой компоненты в большей мере соответствует объекту без нарушения, чем полученный на той же частоте график вещественной компоненты.

3.3.4.2.17. Положение границы рудного тела, выклинивающегося в межскважинном пространстве при пологом залегании (при его положении, перпендикулярном скважинам), определяется по результатам измерений поперечной составляющей H_X при установке без смещения в том случае, когда граница находится со стороны скважины, по которой перемещается генераторная рамка. При определении положения кромки проводника наблюдения следует проводить с двумя установками: ГК (генераторная рамка в безрудной скважине, приемная – в рудной) и ПК (генераторная рамка – в рудной, приемная – в безрудной). Кромка расположена со стороны генераторной (ГК) или приемной (ПК) рамок. Наличие в одном из этих случаев дополнительной смены знака на кривых поперечной составляющей свидетельствует о том, что граница проводника находится ближе к скважине, по которой перемещается генераторная рамка.

При крутом падении исследуемого объекта информация о положении его границы в межскважинном пространстве может быть получена при использовании установок с разными смещениями по глубине генераторной и приемной рамок. При нулевом смещении наличие границы проводника проявляется в асимметрии кривой осевой компоненты: со стороны границы положительная часть кривой исчезает, и она выполаживается. Однако место выклинивания проводника более надежно определить по кривой H_Y, снятой при установке ГК. Критерием является относительная величина экстремума, соответствующего положению границы (нижнего – при границе по падению, верхнего – при границе по восстанию).

3.3.4.2.18. Обнаружение проводящих объектов ниже забоя исследуемых скважин обеспечивается по измерениям осевой или поперечной составляющих.

Глубинность исследований подзабойного пространства зависит от размеров и положения объектов, а также расстояния между исследуемыми скважинами R.

При минимальном измеряемом аномальном эффекте на уровне 5% нормального поля крупный по сравнению с R пологозалегающий проводник при несущественном влиянии вмещающей среды может быть обнаружен в подзабойном пространстве на глубине до $(0{,}8 \div 1)R$.

При нарушении сплошности пласта, уменьшении его размеров, нарушении симметрии его расположения в межскважинном пространстве наибольшая глубинность выявления объекта отмечается по данным поперечной составляющей, параллельной оси установки (X-составляющая).

При опоисковании подзабойного пространства рекомендуется:

- проводить наблюдения с измерением осевой и обеих поперечных составляющих;
- дважды повторять измерения поперечных составляющих при взаимной перемене местами генераторной и приемной рамок.

В случаях, когда на результатах измерений вещественной компоненты сказывается влияние сближения или расхождения скважин, вносятся поправки, а также учитываются результаты измерений мнимой компоненты, значительно слабее зависящей от взаимного положения исследуемых скважин. Рекомендуется при этом выполнять двухчастотные измерения.

3.3.4.2.19. Для обнаружения проводящих объектов в околоскважинном и межскважинном пространстве используются установки с нулевым смещением. При пологом залегании объектов наибольшая разрешающая способность достигается по результатам измерения осевой, при крутом падении рудных объектов – поперечной составляющей.

Для повышения надежности обнаружения крутопадающих объектов и оценки угла их падения величину смещения установки следует изменять до такого положения, при котором будет наблюдаться только положительная аномалия осевой составляющей. При этом ось установки оказывается примерно параллельной плоскости проводника и заметно возрастает поперечная составляющая аномального поля.

Положение выявленного рудного тела относительно исследуемых скважин оценивается по степени изменения поперечной составляющей H_X при взаимной перемене местами генераторной и приемной рамок. Большие значения аномалий наблюдаются в том случае, когда рудное тело оказывается вблизи от скважины, по которой перемещается приемная рамка. Значения осевой составляющей не зависят от такого изменения установки.

3.3.4.2.20. Интерпретация результатов выполняется по Методическим рекомендациям [3.6.50].

3.3.5. Скважинный вариант метода переходных процессов СМПП

3.3.5. В скважинном варианте МПП изучается неустановившееся электромагнитное поле вихревых токов вдоль скважины. Скважина произвольно располагается относительно возбуждающей поле наземной петли. При одном положении изучаются все доступные скважины, находящиеся внутри петли и вне ее на расстоянии до половины стороны петли.

3.3.5.2. Для возбуждения магнитного поля применяются квадратные и прямоугольные петли. Длина стороны петли должна быть в полтора раза больше предельной глубины обнаружения рудного тела.

Для наилучшего возбуждения вихревых токов в проводнике петля располагается непосредственно над проводником. В случае крутопадающих рудных тел одна из сторон петли направлена по простиранию рудного тела и располагается непосредственно над верхней его кромкой. Остальная часть петли раскладывается в сторону падения тела.

3.3.5.3. В скважине измеряются три пространственные ортогональные составляющие сигнала на двух-трех временах задержки, выбираемых так, чтобы влияние поверхностных отложений и вмещающих пород было минимальным.

Трехкомпонентные измерения обеспечивают получение векторной картины исследуемого поля, независимой от положения скважины в пространстве и степени ее искривления и определяемой в основном положением проводника в пространстве. В отдельных точках (а при заметном влиянии проводящих пород во всех точках) переходные характеристики снимают во всем временном диапазоне аппаратуры.

3.3.5.4. Шаг наблюдений составляет 20 – 40 м со сгущением на аномальных участках до расстояния, обеспечивающего однозначное определение точек с экстремальными значениями ЭДС и точек перехода графиков ЭДС через нуль.

Повторные наблюдения в скважинах проводятся в каждой пятой точке.

3.3.5.5. Непосредственно в скважинах измерения проводят поточечно на фиксированных глубинах. Все три составляющие сигнала измеряют при одной спуско-подъемной операции.

3.3.5.6. Для проведения скважинных работ используется аппаратура типа СТРОБ-М с подъемниками, оснащенными лебедкой с трехжильным бронированным кабелем.

3.3.5.7. В полевой журнал или компьютер заносят название участка, схему расположения скважины и генераторной петли, их абрис, дату, номер скважины, угол и азимут падения, сопротивление утечки элементов схемы, силу тока в генераторной петле, глубину скважинного прибора, время задержки, измеряемые значения ЭДС переходного процесса, уровень и характер помех, время начала и конца наблюдений на каждой глубине.

3.3.5.8. Результаты наблюдений представляются для каждой составляющей в виде графиков ЭДС, отнесенной к току в петле и $м^2$ эффективной площади приемной рамки. Кривые строятся вдоль оси скважины для каждой временной задержки. В отдельных точках аномального участка строятся переходные характеристики.

Результаты наблюдений представляются также в виде проекции векторов на определенные плоскости, связанные с ориентацией датчика, что позволяет определить направление на возмущающий объект.

Если аппаратура позволяет измерять только одну составляющую, наблюдения в скважине проводятся при двух-трех различных положениях генераторной петли.

3.3.6. Метод межскважинного радиоволнового просвечивания РВП

3.3.6. Метод межскважинного радиоволнового просвечивания РВП является наиболее широко используемой модификацией скважинных радиоволновых методов [3.6.17]. При этом массив пород между двумя скважинами изучается проходящими электромагнитными волнами радиоволнового диапазона. На практике при РВП обычно используются частоты от 0,156 до 10 МГц. В отдельных типах аппаратуры [14] имеются каналы и с более высокими частотами до 40 МГц, которые применяются при проведении работ в модификации РВП – высокочастотной электромагнитной корреляции ВЭМК [3.6.17].

3.3.6.2. Все существующие типы отечественной аппаратуры межскважинного радиопросвечивания обеспечивают задание поля с помощью погруженного в скважину и соосного ей электрического диполя и регистрируемого в другой скважине соосной ей напряженности электрического поля. Регистрируются как амплитуда сигнала, так и фазовая характеристика поля. В отдельных типах аппаратуры предусматривается возможность измерения магнитной составляющей электромагнитного поля с антеннами в виде магнитных диполей [14]. Тип и характеристика вспомогательного оборудования и кабеля определяется инструктивными материалами к используемой аппаратуре. Наиболее целесообразно применение бронированного кабеля (типа КГЗ×0,75-60-90) для ослабления антенного эффекта.

3.3.6.3 Измерения проводят в необсаженных интервалах скважин. Уровень сигнала, распространяющегося от передатчика к приемнику не по прямому лучу, а в обход его, по подводящим проводам и по воздуху (в наземных скважинах) должен быть пренебрежимо мал. Для снижения влияния распространения сигнала по воздуху передатчик и приемник следует размещать на достаточно больших глубинах. Эта глубина определяется экспериментально и зависит как от отношения расстояния между скважинами к глубинам антенн, так и от геоэлектрического строения верхней части изучаемого разреза.

Ослабление влияния подводящих проводов (кабелей) достигается различными способами. Наиболее эффективными из них являются размещение передатчика с автономным питанием на непроводящем кабеле и использование специальных фильтров в сочетании с преобразованием частоты в скважинном передатчике. Ослабление антенного эффекта кабеля при работе с аппаратурой, не оборудованной фильтрами, достигается размещением приемной антенны не ниже перпендикуляра, проведенного к центру антенны передатчика

Максимальное расстояние между передатчиком и приемником, достигаемое в процессе измерений, зависит от чувствительности используемой аппаратуры, решаемых поисковых или разведочных задач и геоэлектрических особенностей разреза. Оно определяется экспериментально.

3.3.6.4 Выбор диапазона рабочих частот определяется требуемым максимальным расстоянием между приемником и передатчиком, применяемой аппаратурой, методикой работ и решаемыми геологическими задачами. Как правило, выбирается наиболее высокая из возможных частот, обеспечивающих необходимое превышение сигнала над уровнем шумов для данных условий измерения. При измерении фазы сигнала съемка проводится минимум на двух частотах: первая – наиболее высокая из возможных, вторая – ниже первой в 2 – 4 раза. Двухчастотные измерения проводят также для оценки дифракционных искажений. При выборе нижней частоты диапазона желательно, чтобы основные измерения проводились в волновой зоне излучателя, т.е. выполнялось требование $K'R \geq 5 \div 6$, где $K' = 2\pi/\lambda$ – вещественная часть волнового числа, R – расстояние между передающей и приемной антеннами, λ – длина волны во вмещающей среде, определяемая по палетке из методического руководства [3.6.48] или аналитическим способом.

Разрешающая способность метода по определению границ пластов и рудных тел, а также по оценке их электромагнитных параметров зависит от рабочей частоты, геометрии установки, электромагнитных свойств вмещающих пород и исследуемых объектов и подробно рассмотрена в Руководстве [3.6.48].

3.3.6.5 Оптимальной установкой при межскважинных измерениях является E_zE_z-установка, реализованная во всех видах отечественной серийной аппаратуры. Реже используется установка H_zH_z и установки с излучением и приемом перпендикулярной скважине компоненты магнитного поля. Первая буква в обозначении установки относится к излучающей антенне, вторая – к приемной. Ось z совпадает с осью скважины. E означает электрическую антенну, H – магнитную.

3.3.6.6. При радиопросвечивании между скважинами применяются синхронная и веерная схемы наблюдений

Синхронная схема используется при рекогносцировочных измерениях, изучении анизотропии и поисках объектов пластообразной формы. Она состо-

ть в одновременном перемещении передатчика и приемника на одинаковые интервалы при одном или нескольких превышениях приемника над передатчиком. Угол между перпендикуляром к антенне передатчика и лучом не должен быть больше 60°. Система записи – только поточечная. Шаг наблюдений – не более четверти длины волны в изучаемой среде.

Веерная схема, как наиболее универсальная методика, заключается в перемещении приемника при неподвижном передатчике или передатчика при неподвижном приемнике.

Интервал между стоянками «неподвижного» прибора определяется требуемой детальностью изучения разреза и радиусом «мертвой зоны» вокруг соответствующей скважины – исключаемой из интерпретации части околоскважинного пространства с радиусом, примерно равным 1 – 2 интервалам между стоянками.

Ограничение на угол между перпендикуляром к антенне передатчика и лучом такое же, как и при синхронной схеме.

Система записи как поточечная, так и непрерывная. Шаг наблюдений – не более четверти длины волны в изучаемой среде, при фазовых измерениях может уменьшаться до 0,1λ.

Частным случаем веерной схемы является съемка для построения томографических разрезов. При ней измерительные лучи более или менее равномерно распределены в исследуемой области межскважинного пространства. Для этого «неподвижный» и «подвижный» приборы последовательно с постоянным шагом перемещаются вдоль интервалов скважин, ограничивающих исследуемую область. Шаг перемещения «подвижного» прибора не должен более чем в 2 – 4 раза превышать шаг «неподвижного» прибора. Равномерность распределения лучей в изучаемой области достигается проведением измерений так, чтобы с каждого положения «подвижного» прибора, на котором производится запись, проходило не менее 3 – 4 лучей на различные стоянки «неподвижного» прибора.

3.3.6.7. За точку записи принимается середина магнитной или симметричной электрической антенны. При использовании аппаратуры с несимметричной электрической антенной за точку записи принимается место соединения антенны со скважинным прибором.

3.3.6.8 Определение параметров E_0 и b_0 – начальной амплитуды и коэффициента поглощения вмещающих пород – можно производить как по результатам предварительных работ на заранее выбранном участке в однородной вмещающей среде, так и по результатам рядовой съемки в том случае, если несколько лучей проходят через вмещающие породы. Последний вариант, как правило, реализуется при томографической съемке. Предварительные измерения проводят между скважинами по синхронной и веерной схемам при нескольких стоянках «неподвижного» прибора. В этом случае также возможно определение анизотропии вмещающих пород.

3.3.6.9 Регистрация измеренного сигнала производится в полевом журнале при точечной записи, на ленте самописца при непрерывной записи, а также на цифровом носителе (дискете). Кроме результатов измерений должна быть записана служебная информация, включающая дату проведения работ, название участка работ, номера скважин, частоту, длину электрической антенны, ток в антенне, расстояние между скважинами, превышение устья одной скважины над другой, азимут линии, соединяющей устья скважин. По каждой рабочей скважине должны быть данные инклинометрии, геологическая документация скважин и, по возможности, данные каротажа сопротивлений.

Запись на цифровой носитель должна производиться в ASCII коде и содержать следующие данные

- служебную информацию (участок, дата, ток антенны и т.д.);
- номер скважины с «неподвижным» прибором;
- номер скважины с «подвижным» прибором;
- рабочую частоту;
- азимут направления от устья скважины с «неподвижным» прибором на устье скважины с «подвижным» прибором;
- расстояние между устьями скважин;
- превышение устья скважины с «подвижным» прибором над устьем скважины с «неподвижным» прибором.

Результаты измерений записываются в такой последовательности: глубина «неподвижного» прибора, глубина «подвижного» прибора, амплитуда, фаза (если она измеряется).

При наличии в аппаратуре каналов контроля за уровнем выходного сигнала и чувствительностью приемного тракта в процессе работы, они также должны быть внесены в полевой журнал и на цифровой носитель.

3.3.6.10 Основной схемой межскважинных измерений при проведении поисковых и разведочных работ является веерная схема.

Перед проведением работ необходимо изучить геологический разрез по скважинам и данные каротажа сопротивлений для исключения возможности установки «неподвижного» прибора в проводящем интервале (аномальной области).

3.3.6.11. Качество наблюдений контролируется путем систематических проверок режимов работы аппаратуры, которые должны соответствовать паспортным данным, а также по результатам сопоставления рядовых, повторных и контрольных наблюдений. Повторные наблюдения проводят в случае отклонения режима работы аппаратуры от номинальных параметров, при резких отклонениях измеренных значений на отдельных точках («выскоках»). В обоих случаях наблюдения повторяются после проверки работы аппаратуры.

Контрольные измерения производятся другим оператором. Объем контрольных наблюдений должен составлять не менее 5% от объема всех наблюдений.

Расхождение контрольных наблюдений с рядовыми оценивается:

- для измеренной амплитуды – по средней относительной погрешности, которая не должна превышать 20%,

- для измеренной фазы – по средней абсолютной погрешности, которая не должна превышать 15°.

При систематическом превышении данных пределов измерения производятся заново.

3.3.6.12. Первичная обработка результатов наблюдений включает следующие этапы:

- сопоставление контрольных и рядовых наблюдений по средней погрешности;

- нормирование измеренных значений амплитуды на ток антенны;

- сопоставление измеренных значений с уровнем шумов.

В случае регистрации на самописец производится разбивка глубин на диаграммных лентах, пересчет записанного отклонения пера самописца из миллиметров в милливольты и/или градусы, создание исходного массива для дальнейшей обработки.

3.3.6.13 Дальнейшая обработка может быть как полностью автоматизированной, так и ручной или смешанной. Она включает в себя вычисление интерпретационных параметров E_0, b_0, лучевого коэффициента экранирования, аномальной фазы, выделение аномальных участков интерпретационного параметра и локализацию аномалий в межскважинном пространстве.

При выделении аномальных участков основным критерием является отклонение значения интерпретационного параметра от фонового. Аномальные участки выделяются следующими способами: теневым, способом сравнения, лучевым и способом кажущихся коэффициентов поглощения. Локализация аномалий в межскважинном пространстве производится методом засечек или путем построения томографического разреза.

3.3.6.14. Результаты работ РВМ оформляются в виде акта передачи результатов и пояснительной записки.

Пояснительная записка по результатам скважинных работ должна содержать следующие сведения:

- название месторождения, участка, номера скважин;

- цель, объем работ и время их проведения;

- интервалы измерений, характеристика разреза по данным бурения и электрокаротажа в случае его проведения, уровень помех;

- методика и техника работ (применяемая аппаратура, тип и размер антенн, схема установки, рабочие частоты, оценка качества измерений) и обоснование их выбора;

- обоснование примененного способа интерпретации.

3.3.7. Контактный способ поляризационных кривых КСПК

3.3.7.1. При проведении работ один полюс источника подсоединяется к рудному подсечению в скважине, а второй – к вспомогательному токовому электроду, расположенному во вмещающей среде. Изменением пропускаемого тока последовательно возбуждается одна электрохимическая реакция за другой, характерные для разных минералов. Регистрация электрохимических процессов осуществляется в виде поляризационных кривых путем одновременной регистрации зависимости между протекающим током и разностью потенциалов на границе рудного объекта с вмещающей средой: измерительные электроды устанавливаются в любой точке рудного тела и в произвольном месте вмещающей среды.

Разность потенциалов компенсируется с помощью генератора компенсации, связанного с токовой линией. Подбором скорости изменения тока и компенсации падения напряжения во вмещающих породах создаются благоприятные условия раздельного возбуждения и регистрации процессов на каждом из минералов.

3.3.7.2. Применяются четыре модификации КСПК – основной, увязочный, поисковый и поисково-увязочный – с различными схемами установки для регистрации поляризационных кривых. Каждая схема состоит из токовой, приемной и компенсирующей цепей и присоединенной к ним станции.

3.3.7.3. Станция для наблюдений КСПК включает три функциональные группы – энергетическую, аппаратурную и лебедочную, размещенные в трех автомобилях.

3.3.7.4. В установке основного варианта токовая цепь включает источник постоянного тока с регулируемым внутренним сопротивлением, измеритель тока, сопротивление компенсации, скважинный токовый электрод, рудное тело и вспомогательный токовый заземлитель. Измерительная цепь – скважинный токовый электрод, неполяризующийся измерительный электрод (сравнения) и измеритель потенциалов. Цепь компенсации – сопротивление компенсации и измеритель потенциалов.

В увязочном варианте токовый электрод размещается в рудном подсечении одной скважины, а приемный электрод контактирует с рудным подсечением в другой скважине (узел гальванической развязки исключает ответвление тока из токовой в измерительную цепь). Съемка поляризационных кривых осуществляется дважды – в основном и увязочном вариантах – и по виду кривых судят об увязке рудных подсечений.

В поисковом варианте к входу измерителя потенциалов подключаются несколько измерительных электродов по одному или нескольким профилям.

В поисково-увязочной установке токовый и измерительный электроды внутри тела разобщены и наблюдения ведутся при нескольких измерительных электродах.

3.3.7.5. Рекомендуется следующая последовательность работ на скважине. В исследуемой скважине по кабелю опускается скважинный прибор КСПК на глубину, превышающую место контакта. Устанавливается и подсоединяется к станции вспомогательное токовое заземление. Соединяются между собой аппаратурная, энергетическая и лебедочная группы. Выбирается место для электрода сравнения, который устанавливается и присоединяется к измерительной аппаратуре.

Включаются агрегаты энергетической группы. Определяется место контакта с рудным подсечением, осуществляется контакт, и кабель закрепляется на лебедке для длительной работы.

3.3.7.6. Допускаются любые конструкции вспомогательного токового заземлителя, выполненного из обрезков буровых труб или в виде набора стальных штырей. Он располагается вдали от мест возможного оруденения вкрест простирания геологических структур на расстоянии до 300 – 500 м и более от рудной зоны в увлажненных местах. Сопротивление заземления не должно превышать 5 – 10 Ом. С помощью провода типа ГПМП в одну или несколько жил вспомогательный заземлитель присоединяется к аппаратурной группе станции.

3.3.7.7. Электроды сравнения – неполяризующиеся хлорсеребряные. Они погружаются в насыщенный раствор хлористого калия и хранятся в контейнере, где находятся несколько электродов. Два-три из них не устанавливаются в земле и являются эталонами для проверки качества рабочих электродов. Разность потенциалов между эталонными электродами не должна превышать 2 – 5 мВ, между эталонными и рабочими – 10 – 20 мВ.

Электрод сравнения располагается в удалении от мест возможного размещения оруденения вкрест простирания геологических структур в области нормального естественного электрического поля.

По окончании рабочего дня электроды сравнения промывают в обычной и дистиллированной воде и затем помещают в контейнер с раствором хлористого калия.

Электрод сравнения присоединяется к аппаратурной группе станции проводом типа ПВГ.

3.3.7.8. Место контакта с рудным объектом устанавливается с помощью каротажа скользящими контактами (раздел настоящей инструкции) и по показаниям измерителя разности потенциалов КСПК. Поддерживая постоянным напряжение в токовой цепи при движении скважинного прибора (электрода), определяют глубину, на которой достигаются максимум силы тока и минимум разности потенциалов КСПК. Затем отключают поляризующий ток и следят за изменениями электрохимического потенциала рудного тела, за исходное значение которого принимается установившееся его значение (изменение потенциала оценивается качественно – быстро или медленно). Затем повторно включают ток, и вновь снимается характеристика изменений.

Окончательный выбор места контакта производится с учетом наибольшего положительного значения исходного электрохимического потенциала рудного тела, наиболее быстрого достижения исходного электрохимического потенциала после отключения поляризующего тока и наиболее медленного изменения потенциала при включении тока.

В выбранной точке при включении тока следят за показаниями измерителя тока и потенциалов, передвигают скважинный прибор, повторяют операции первоначального поиска места контакта.

В точке контакта скважинный прибор прижимается к стенке скважины.

3.3.7.9. Сопротивление компенсации и скорость съемки подбираются по визуальным наблюдениям поляризационных кривых по методике, представленной в разделе 3.4.7.11 Инструкции по электроразведке [3.6.17].

Максимальные значения поляризующего тока составляют 150 – 250 А, максимальные напряжения – до 400 В.

3.3.7.10. Наблюдения начинаются с катодной поляризации. Снимается серия кривых при последовательном изменении сопротивления компенсации.

Аналогичная серия кривых снимается при анодной поляризации.

Во время измерений определяются потенциалы и значения тока для каждой реакции. По полученным данным устанавливаются минеральный состав, площадь поверхности и другие характеристики исследуемого рудного тела.

3.3.7.11. При съемке поляризационных кривых в увязочном варианте помимо перечисленных выше в пункте 3.3.7.8 операций определяются места контактов и опускаются дополнительные электроды в скважины с рудными подсечениями, которые увязываются с подсечением, в котором установлен основной контакт.

3.3.7.12. При съемке кривых в поисковом и поисково-увязочном вариантах КСПК в дополнение к основному варианту (см. выше пункт 3.3.7.8) устанавливаются несколько электродов сравнения по заранее проложенным профилям или вдоль стволов соседних скважин.

3.3.7.13. Проводятся повторные наблюдения в случае нечеткой регистрации реакций. Они выполняются при увеличении или уменьшении скорости съемки. Число повторных измерений должно быть не менее трех для регистрации катодных, а затем и анодных процессов.

Воспроизводимость значений потенциалов составляет ±(0,05 – 0,1 В), предельной силы тока реакций – не хуже 20 %.

3.3.7.14. Качество поляризационных наблюдений определяется независимым контролем по идентичности минерального состава и соответствию предельных токов для отдельных минералов, установленных в процессе регистрации катодных и анодных реакций.

3.3.7.15. Первичными документами при работах КСПК являются: журналы регистрации поляризационных кривых и первичные бланки с поляриза-

ционными кривыми, журналы и графики естественного электрического поля; журнал регистрации и диаграммы каротажа СЭ и КСПК при поисках места контакта и других операциях согласно разделу 3.4.7.18 инструкции по электроразведке [3.6.17], а также носители цифровой информации.

3.3.7.10. Методика обработки и интерпретации состоит в определении минерального состава рудных тел путем сравнения потенциалов реакций (по поляризационным кривым) с табличными значениями для отдельных минералов.

Характеристики рудного поля рассчитываются по специальным формулам таблицы II.4 [13] или разделов 3.4.7.23 – 3.4.7.29 [15

3.4. Общие сведения об аппаратур

3.4.1. Требования к аппаратур

В связи с техническим прогрессом параметры используемой аппаратуры должны быть не хуже приводимых ниже и их следует рассматривать как справочные, отражающие уровень существующих аппаратурных разработок. Допускается отклонение от указанных технических параметров в разрабатываемой или применяемой аппаратуре в ту или иную сторону, при этом должны решаться поставленные геологические задачи и обеспечиваться требуемые точности к измеряемым величинам и интерпретационным параметрам.

3.4.1.2. Скважинная геофизическая аппаратура состоит из наземных и скважинных приборов согласно ГОСТ 26116–84. Наземные приборы являются переносными или устанавливаются на транспортных средствах.

3.4.1.2. Каротажная станция представляет собой установку, предназначенную для проведения геофизических исследований совместно со скважинными приборами и зондами. Она включает контрольно-измерительную и регистрирующую аппаратуру, источник питания (представляющиеся в виде каротажной лаборатории) и спуско-подъемное оборудование (смонтированное на каротажном подъемнике.

На самоходной каротажной станции приборы и оборудование установлены на транспортном средстве. Несамоходная каротажная лаборатория (подъемник) выполняется в виде отдельных блоков, пригодных для перемещения транспортом любого вида и стационарно устанавливаемых при эксплуатации. Переносная каротажная станция выполняется в виде отдельных блоков, приспособленных для переноски вручную или перевозки.

В зависимости от системы регистрации и управления каротажные станции подразделяются на следующие типы – аналоговые, цифровые, программно-управляемые.

3.4.1.3. Лаборатории каротажных станций должны обеспечивать проведение полного комплекса каротажа и скважинной электроразведки с помощью постоянных или сменных пультов совместно с каротажными подъемниками, соответствующими каротажными кабелями и скважинными приборами.

Лаборатории должны обеспечивать питание всех скважинных приборов постоянным и переменным током, аналоговую запись и возможность цифровой регистрации, программно-управляемую регистрацию первичных и вычисленных данных на цифровом носителе.

3.4.1.4. Системой коммутации каротажной станции осуществляется подключение каротажных пультов к источникам питания, скважинным приборам и регистраторам по схемам, необходимым для проведения работ.

3.4.1.5. Аппаратура каротажных станций, подъемников и лаборатории должна обеспечивать работоспособность в диапазоне температур 10 – 40°С и относительной влажности не более 90% при температуре 30°С и должна сохранять работоспособность после пребывания в климатических условиях при температуре от минус 50°С до плюс 50°С и относительной влажности воздуха не более 95% при температуре 30°С.

Должна обеспечиваться работоспособность при воздействии вибрации частотой 10 – 60 Гц и максимальных виброускорений 10 м/с² в течение 1ч при предельных условиях транспортировки (максимальное ускорение 30 м/с², продолжительность воздействия 2ч.

3.4.1.6. Питание аппаратуры каротажных станций, лабораторий и подъемников должно осуществляться переменным током частотой 50 ± 1 Гц при напряжениях 220^{+22}_{-33} В (380^{+38}_{-57} В).

В комплекте переносных станций предусматривается автономный источник электрического питания аппаратуры.

3.4.1.7. Сопротивление изоляции между корпусом и изолированными по постоянному току электрическими цепями должно быть не менее 20 МОм при нормальных условиях.

3.4.1.8. Конструкцией лебедки каротажных станций и подъемников предусматривается возможность спуска кабеля в скважину как принудительно, так и под действием собственного веса. Тормозная система должна обеспечивать плавное торможение при спуске геофизического кабеля в скважину его остановке, при этом усилие на ручке ручного тормоза должно быть не более 0,2 кг.

Обеспечивается автоматическое укладывание кабеля с возможностью механической корректировки. Для переносных станций допускается неавтоматическое укладывание кабеля.

Индикация натяжения, скорости движения кабеля и достигнутой им глубины осуществляется на пульте контроля каротажа. Обеспечивается аварийная сигнализация при превышении допустимых норм технологии проведения каротажа.

3.4.1.9. Конструкция аппаратуры должна обеспечивать безопасность обслуживающего персонала в процессе эксплуатации и ремонта при условии выполнения требований технических условий на конкретную аппаратуру. Предусматриваются защита безопасности оператора от нарушений последовательности операций при включении органов управления, световая индикация сетевого напряжения и предохранитель в его цепи, защитные заземления. Исключается возможность прикасания к токоопасным элементам.

3.4.1.10. Конструкция скважинных приборов должна предусматривать фиксацию и крепление подвижных элементов при ремонте, в нерабочем состоянии, при транспортировке.

3.4.1.11. Аппаратура лабораторий и скважинные приборы должны обеспечивать подачу контрольных сигналов для градуировки измерительных каналов, установки и контроля масштаба регистрации геофизических параметров. Погрешность контрольных сигналов не должна превышать 1%

3.4.1.12. 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.

3.4.1.13. Аппаратура аналоговой регистрации должна обеспечивать запись результатов измерений в одном или двух масштабах глубин, выбираемых из следующего ряда: 1:20, 1:50, 1:100, 1:200, 1:500, 1:1000.

Аппаратура цифровой регистрации должна обеспечивать запись данных с шагом квантования по глубине 0,1 и 0,2 м

3.4.1.14. К измерению допускаются каротажные лаборатории и скважинная аппаратура, рекомендованные в установленном порядке к применению по результатам государственных или ведомственных приемочных испытаний с участием государственной или ведомственной метрологической службы. Внесение каких-либо изменений в эксплуатируемую аппаратуру и оборудование допускается лишь при согласовании этих изменений с организацией-разработчиком аппаратуры и ведомственной метрологической службой.

Возможное оборудование – каротажные станции, обеспечивающие каротаж скважин глубиной до 2000 м:

- МПЗ-21-С13 с механическим приводом на ЗИЛ-131;
- МПЗ-22-С60 с механическим приводом на «Урал-4320»;
- МПЗ-21-С61 с гидравлическим приводом на ЗИЛ-131;
- МПЗ-22-С62 с гидравлическим приводом на «Урал-4320», глубиной до 1000 м;
- МПЗ-22-С03 с электроприводом на ЗИЛ-131.

3.4.1.15. Аппаратура электрического каротажа должна обеспечивать автоматическую регистрацию кажущегося сопротивления и потенциалов ПС. Динамический диапазон измерительного канала КС аппаратуры, определяемый как отношение верхнего предела измерения к нестабильности нулевого

сигнала, должен быть не менее 1000, а основная погрешность измерения без учета нестабильности нуля – не более 5%.

3.4.1.16. Для обеспечения необходимой точности определения удельного сопротивления пород аппаратура 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 более 0,2 Ом·м и диаметре скважины не менее 300 мм

3.4.1.17. Основными требованиями к измерительной аппаратуре метода естественного электрического поля являются: диапазон измерений – от первых единиц милливольт до 1000 мВ; входное сопротивление измерителя – не ниже 2 МОм; погрешность измерения – не более 5%. Возможная измерительная аппаратура: станции ВП, АЭ-72, каротажные станции.

3.4.1.18. Аппаратура метода заряда (МЭК, МДЭК) должна удовлетворять следующим требованиям: диапазон выходного тока генератора – от 1 до 100 мА (стабилизированный ток), от 100 мА до 10 А (нестабилизированный ток), выходное напряжение генератора – 20 – 400 В; диапазон измерений 0,1 мкВ – 2 В; погрешность измерений ± 5%; входное сопротивление измерителя – не менее 1 МОм; питание генератора осуществляется как от автономного блока питания, так и от внешнего стационарного источника постоянного тока

Возможная аппаратура: ВПС-63, СВП-74, СГЭ-72, АНЧ-3, АЭ-72, ИКС-50,600, «Лазурит», «Знак».

Аппаратура метода мелкомасштабного глубинного заряда должна удовлетворять следующим требованиям: максимальное выходное напряжение генератора – не менее 400 В; максимальная сила тока – 50 А; стабилизация тока – не хуже 5%; диапазон измеряемых напряжений – от десятков микровольт до первых единиц вольт; погрешность измерений напряжения – 5%. Род тока постоянный или импульсный.

Возможная аппаратура: ЭРА-В-«Знак», ЭРА-П, «Знак», аппаратура на основе ИВП-01.

3.4.1.19. Аппаратура для индукционного дипольного электромагнитного профилирования должна удовлетворять следующим требованиям: измерение квадратурных компонент; частотный диапазон 125 – 22000 Гц; измеряемая напряженность магнитного поля 0,1 – 25000 мкА/м; средняя квадратическая погрешность измерений не более 1,5%; минимальный угол отклонения скважины от вертикали (при измерении поперечных составляющих) 2,5°.

Возможная аппаратура: СИНУС, АСМИ-40М

мой аппаратуры не предусматриваются более жесткие требования. Нестабильность стандарт-сигналов – не более 3%. Относительная погрешность оценивается по повторным измерениям против пластов высокой проводимости.

3.5.2. Технический контроль и оценка качества материалов методов скважинной электроразведки

3.5.2.1. Все наблюдения должны быть проведены с достаточной точностью в соответствии с требованиями настоящей инструкции. Правильность наблюдений и их точность обеспечиваются надлежащей подготовкой оператора, хорошим качеством и исправным состоянием аппаратуры, выбором рациональной методики работ, строгим соблюдением правил техники полевых измерений, требований по борьбе с помехами и систематическим контролем за работой персонала партии со стороны начальника (старшего геофизика) партии, отряда.

В зависимости от характера работ и сложности наблюдений в качестве операторов (наблюдателей) используются лица различной квалификации и опыта. При наиболее сложных работах по методам заряда, РВП и т. д. наблюдения производятся опытными техниками-геофизиками и инженерами.

3.5.2.2. Для уменьшения погрешности наблюдений оператор должен постоянно следить за исправностью аппаратуры, соблюдением правил ее эксплуатации, правильностью соединений схем, постоянством разносов, контролировать отсчеты измеряемых значений и пределы измерений, следить за правильностью записей и внесением их в соответствующие графы, а также визуально за характером кривых, наблюдаемых на дисплее или записываемых регистраторами.

Работа на точке и профиле должна быть четко организована, и все операции, связанные с наблюдениями, должны вестись в строго установленном порядке.

3.5.2.3. Оператор, проводящий наблюдения, должен полностью овладеть используемой в данном методе аппаратурой, хорошо знать ее, уметь регулировать, эталонировать и настраивать для данного вида работ. Оператор должен уметь оценивать погрешность отсчета (наблюдения) с учетом влияния помех разного рода.

3.5.2.4. Работа с электронными компенсаторами, электроразведочными станциями и другой электроразведочной аппаратурой должна вестись строго в соответствии с требованиями настоящей инструкции и с указаниями, изложенными в заводских инструкциях и руководствах.

3.5.2.5. Оценка точности проверяется путем повторных измерений, которые в зависимости от условий и методов могут выполняться с изменением или без изменения режима тока в питающих цепях.

Повторные измерения проводятся систематически через определенное число скважин и при незакономерных и не согласующихся с другими данными изменениях кривой. Оператор обязан на месте выяснить причину указанных изменений кривой и при их отсутствии подтвердить повторными измерениями. Повторные измерения проводятся также в процессе основных измерений (например, при перекрытии интервалов предыдущих измерений).

3.5.2.6. Кроме повторных измерений по скважинам, которые являются внутренним контролем, необходимо производить контрольные наблюдения по отдельным скважинам, выбираемым начальником партии. Результаты последних являются объективным материалом, по которому оценивается качество и точность работ партии. Объем контрольных наблюдений может меняться в зависимости от характера и условий работ, опытности оператора и качества полевого материала, но не может быть меньше 5 % объема всех наблюдений (не менее 10 % в случае опытно-методических работ).

Они выполняются как при одной, так и при разных спуско-подъемных операциях, с одним и тем же или с другим прибором.

3.5.2.7. В тех случаях, когда работы производятся различными приборами, необходимо систематически (примерно раз в месяц) сверять их показания на контрольных скважинных или специализированных электроразведочных полигонах. В случае сложных приборов допускаются систематические проверки одного прибора на контрольной скважине.

3.5.3 Оформление и предварительная обработка материалов методов каротажа и скважинной электроразведки

3.5.3.1. Каротажные диаграммы должны включать: заголовок, нулевую линию каротажной кривой, масштаб записи измеряемой величины, оцифровку меток.

3.5.3.2. Заголовок каротажных диаграмм и цифровых записей должен содержать следующие сведения: наименование вышестоящей геофизической (геологической) организации; наименование предприятия, выполняющего буровые работы; название исследуемой площади бурения и номер скважины; вид исследования; сведения о скважине (альтитуда, м; глубина забоя, м; диаметр долота, см; глубина бурения, м; диаметр колонны, см; глубина башмака, м); данные о промывочной жидкости: тип, плотность, вязкость, водоотдача и удельное сопротивление с указанием температуры, при которой выполнены измерения этих параметров; данные о наземном и скважинном оборудовании: тип каротажной станции или подъемника и их номер, тип скважинных приборов, кабеля; цена первой метки, м; скорость и масштаб регистрации кривых и масштаб глубин; дата измерений и подпись оператора; примечание с указанием (если наблюдались) прихватов, рывков, остановок скважинного прибора (зонда).

3.5.3.3. В зависимости от вида электрического каротажа в заголовках диаграмм и цифровых записей указываются следующие дополнительные сведения: обозначение и коэффициент зонда, пределы измерения наземной и скважинной аппаратуры, сопротивление контрольного шунта, эквивалентная проводимость градуировочных колец, используемых для установки масштаба диаграмм индукционного каротажа, дата начала и окончания разбуривания интервала исследования

3.5.3.4. Рекомендуется пользоваться штампом при нанесении заголовка на диаграмме.

3.5.3.5. Нулевую линию каротажной кривой для КС наносят по отметкам нуля, записям в колонне и записям нуль-сигнала.

3.5.3.6. На масштабной шкале наносятся значения измеряемой величины через каждые 2 см. Для кривых каротажа ПС и градиента ПС масштаб дается отрезком длиной 2 см, против которого указываются число соответствующих этому отрезку милливольт и направление увеличения силы тока.

3.5.3.7. Глубины отмечаются более или зафиксированных на ленте меток и соответствуют целому числу десятков метров. Нанесенные таким образом глубины используются при копировке диаграммы.

3.5.3.8. Получаемые в одном и том же интервале различные кривые не должны расходиться между собой по глубине.

3.5.3.9. Контрольные измерения и записи на диаграмме (нуль-сигнал, установка тока и т.д.) должны быть расшифрованы перед сдачей диаграмм в обработку.

3.5.3.10. В случае смещения диаграмм ПС при помощи компенсатора поляризации необходимо четко отметить размер смещения и для каждого смещенного участка указать масштаб кривой.

3.5.3.11. Все подписи и кривые на подлинниках не должны иметь подчисток и неоговоренных исправлений. Нечеткие кривые и кривые, записанные карандашом, обводятся тушью.

3.5.3.12. Получаемые диаграммы рассматриваются как подлинник, с которого вычерчивается первая копия, являющаяся основой для последующего копирования.

3.5.3.13. 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 кривой ПС;
- при применении двух стандартных зондов соответствующие им кривые

КС могут быть нанесены на одну ленту со смещением их нулевых значений на 2 см.

3.5.3.14. Вертикальный масштаб измеряемых величин по конкретному методу выбирают по возможности стандартным для всех работ в исследуемом районе при условии соблюдения требований наглядного представления результатов. Если выбранный масштаб является слишком мелким для малых значений или слишком крупным для больших, отдельные части кривой переводят в дополнительные масштабы.

Дополнительные масштабы рекомендуется выбирать такими, чтобы они относились к основным, как 1:5 или 1:10 для больших значений и 5:1 или 10:1 – для малых.

При вычерчивании части кривой в другом масштабе необходимо делать перекрытия кривых по нескольким точкам в месте перехода от одного масштаба к другому (аналогично тому, как это делается при каротаже).

Так, в качестве стандартных масштабов рекомендуются: для $\rho_к$ в 1 см – 5000, 2000, 500, 100, 20 Ом·м, для естественного электрического поля в 1 см – 100, 20 мВ.

3.5.3.15. Документация, оформление и полевая обработка материалов по методам скважинной электроразведки производятся в соответствии с требованиями, изложенными в Инструкции по электроразведке [3.6.17].

3.5.4. Методика обработки и интерпретации материалов электрокаротажа

Прямой результат геофизических исследований скважин – сведения о физических или физико-химических параметрах, характерных для некоторого объема горных пород, окружающих скважину. Общей задачей обработки и интерпретации данных электрокаротажа является приведение их к виду, удобному для практического использования, в частности для построения геоэлектрических разрезов, увязки этих разрезов литологии и стратиграфии, построения петрофизических моделей рудных объектов в комплексе с данными других методов каротажа.

Результаты измерений при электрокаротаже получают в виде каротажной диаграммы в аналоговой или цифровой формах. Каротажная диаграмма должна иметь высокое качество, т. е. не содержать ошибок измерений, характеризоваться низким уровнем помех и обеспечивать получение всей совокупности информативных характеристик измеряемых величин. Высокое качество обеспечивается эталонированием и метрологической поверкой аппаратуры, контролем и установкой масштабов регистрации, благоприятными условиями измерений.

3.5.4.1. На первом этапе обработки данных электрокаротажа проводится контроль точности измерений с целью выявления не удовлетворяющих техническим условиям материалов. Проверяется разметка глубин на диаграмме по соответствию расстояний между метками требуемому значению,

правильность расчета цены первой метки, совпадение глубин башмака направляющей колонны и забоя с данными бурения. На диаграммах должны быть градуировочные записи, правильно проведены нулевые линии и сделаны переносы кривых, указаны сведения о сопротивлении изоляции жил кабеля, измерительной и силовой цепей скважинных приборов и наземной аппаратуры. Подлежат проверке режим работы аппаратуры, правильность выбора пределов измерений, отсутствие помех, соответствие результатов повторных измерений.

3.5.4.2. В процессе второго этапа обработки – геофизической интерпретации – переходят от результатов регистрации в виде каротажной диаграммы к геофизическим параметрам пластов, пересеченных скважиной, строится физико-геологическая модель разреза по изучаемому параметру.

3.5.4.3. Расчленение разреза скважины по результатам проведенных в ней работ заключается в выделении пластов, вскрытых скважиной, и определении их литологического характера.

Путем корреляции каротажных диаграмм изучаемый разрез привязывается к типовому геолого-геофизическому разрезу района, по которому устанавливают последовательность и литологический характер пластов. Используя связь между литологией пород и показаниями электрокаротажа, производится расчленение разреза непосредственно по результатам геофизических исследований. При этом необходимо учитывать, что пластам с одной и той же каротажной характеристикой могут соответствовать различные по литологии породы. Литологический характер пластов определяется с максимальным использованием данных керна, анализов шлама и других геологических материалов, привязанных по глубинам к каротажным диаграммам. Привлекаются материалы других геофизических методов (например, ядерно-физических), петрофизические модели типичных разрезов для осадочно-терригенных, карбонатных, изверженных, осадочно-метаморфических и других пород.

3.5.4.4. По характеру решаемых задач корреляция подразделяется на:

- внутрирайонную, когда проводят сопоставление разрезов скважин, расположенных в пределах данной площади или структуры;

- детальную, заключающуюся в сопоставлении разрезов продуктивной толщи или залежи в пределах данного месторождения или отдельного участка структуры.

3.5.4.5. Задачами внутрирайонной корреляции являются: прослеживание изменений литологического состава и мощности отдельных стратиграфических горизонтов; выявление различного рода нарушений; выделение отдельных пластов, в том числе продуктивных, и определение их границ и мощностей для составления сводного геолого-каротажного разреза месторождений; определение структурных элементов месторождения. Внутрирайонная корреляция обычно проводится в масштабах глубин 1:500.

Для проведения внутрирайонной корреляции используются диаграммы стандартного электрического каротажа (КС и ПС); данные других методов используются в качестве вспомогательных.

3.5.4.6. Задачами детальной корреляции являются: прослеживание в пределах продуктивной толщи или залежи отдельных пластов или прослоев и выявление изменения их мощности и литологического состава в пределах изучаемой площади; выявление характера изменения продуктивных пластов и прослоев в пределах рассматриваемого месторождения или структуры; определение строения продуктивных пластов и т. п. Детальная корреляция проводится в масштабе глубин 1:500 или 1:200.

Для проведения детальной корреляции используются диаграммы стандартного электрического каротажа (КС и ПС).

3.5.4.7. При проведении корреляции на диаграммах предварительно выделяются каротажные реперы – характерные участки кривых, соответствующие горизонтам, прослеживающимся в разрезах сопоставляемых скважин.

Рекомендуется в качестве каротажных реперов использовать участки кривых против:

- толщи песчано-глинистых пород в карбонатных отложениях; такие реперы характеризуются минимумами КС и высокими показаниями ПС;

- мощных толщ однородных глин, отмечаемых обычно низкими значениями КС и высокими показаниями на диаграммах ПС;

- пластов известняков и мергелей в терригенных породах, прослеживающихся на больших расстояниях и отмечаемых высокими кажущимися сопротивлениями;

- карбонатных пород с повышенной глинистостью или радиоактивностью, отличаемых повышенными показаниями ПС;

- границ перехода пород различного литологического состава, отличаемых по характерному отклонению кривой ПС

Каротажным реперам дают соответствующие названия (обозначения).

3.5.5. Камеральная обработка и интерпретация материалов скважинной электроразведки

3.5.5. Камеральная обработка материалов производится камеральной группой (бюро) партии (отряда), которой сдаются полевые журналы, осциллограммы, магнитные ленты, дискеты, диаграммы и журналы их обработки, полевая графика (графики наблюденных величин, предварительные карты, разрезы, схемы) и другие материалы.

3.5.5.2. В камеральной группе или в камеральном бюро проверяют на выборку вычисления (5 – 10%), полностью производят повторную обработку осциллограмм, диаграмм, магнитных лент по методам, использующим осциллографическую запись, уточняют или вычерчивают заново карты

графиков, кривые измерений и другие графики, составляют сводные карты графиков, изолиний и т. д., осуществляют их анализ и геологическую интерпретацию.

3.5.5.3. Во всех случаях, когда это возможно, производится количественная оценка глубины, элементов залегания и размеров изучаемых объектов.

Количественную интерпретацию выполняют при помощи теоретических и экспериментальных палеток или упрощенных способов с использованием данных по электрическим и магнитным свойствам горных пород и руд, получаемых на основании специальных параметрических измерений и анализа полевого материала, геологических данных (колонки буровых скважин, разрезы и др.), результатов анализа электрокаротажа скважин. Целесообразно использовать данные математического и физического моделирования.

При всех количественных оценках необходимо учитывать влияние таких осложняющих факторов, как неоднородность и анизотропия пород, рельеф и др.

Для обработки и интерпретации электроразведочных данных широко используют разработанные для ЭВМ программы.

3.5.5.4. Обработке результатов измерений по радиоволновому просвечиванию и методу электрической корреляции предшествует обработка данных инклинометрии:

- производится оценка качества наблюдений и оценка совпадения зенитных и азимутальных углов;
- вычисляются координаты точек инклинометрических измерений;
- выполняется построение проекций ствола скважины (или скважин) в горизонтальной плоскости и в вертикальном сечении с заданным азимутом в требуемом масштабе.

Автоматизация обработки и интерпретации данных радиопросвечивания, полученных с любым типом аппаратуры включает:

- вычисление нормального поля применительно к нескольким моделям сред (изотропной, анизотропной, с приповерхностным слоем, со слоем-экраном, слоем-волноводом);
- преобразование измеренных значений напряженности электромагнитного поля и фазы в интерпретационные параметры (коэффициенты поглощения, экранирования и волноводности; аномальный сдвиг фазы; длина волны);
- оценку геометрических параметров (расстояния между излучателем и приемником, углов между лучом просвечивания и антеннами передатчика и приемника, угла наклона луча просвечивания к антеннам передатчика и приемника, угла наклона луча просвечивания к горизонту и его азимута);
- построение зависимостей для определения начального поля излучателя, параметров анизотропии изучаемых сред, коэффициента поглощения и длины волны в изотропной среде;

- решение прямой задачи для среды с объектом сферической, пластовой формы.

Результаты обработки и интерпретации выводятся в графическом и табличном виде.

Графическими документами являются графики (в линейном и логарифмическом масштабах) вдоль спрямленных осей, разрезы с графиками, разрезы с изолиниями обобщенной плоскости.

3.5.5.5. Графики сопоставляют с геологическими разрезами и данными других геофизических методов. На основании совместного рассмотрения всех материалов производят корреляцию кривых по разрезам и строят структурно-корреляционные карты. Данные полевых наблюдений увязывают с результатами параметрических наблюдений, каротажа, материалами изучения физических свойств и сопоставляют с геологическим разрезом. Выявляют аномальные зоны и устанавливают их геологическую природу.

Результаты камеральной обработки представляют в виде соответствующих геофизических карт и разрезов, разрезов опорных горизонтов, карт основных результатов работ (перспективных аномалий, структур), уточненных геологических карт и т. д.

3.5.5.6. В результате камеральной обработки по каждому участку (району) должны быть представлены следующие материалы:

- схема участка работ на геологической карте с положением разведочных линий (профилей);
- геологические разрезы по разведочным линиям с расстоянием между ними в масштабе съемки или на разряд крупнее с диаграммными кривыми одного или нескольких методов скважинной электроразведки;
- графики результатов измерений методами скважинной электроразведки по скважинам (скважинные диаграммы);
- карты изолиний в методе заряда или геологические разрезы с представлением изолиний в методах ЕП, РВП и других в случае их целесообразности;
- геологические разрезы с результатами работ в соответствующем масштабе, на которые наносят аномальные зоны, оси, границы, выделяемые по геофизическим данным;
- графики или кривые контрольных наблюдений.

Все документы подписываются исполнителями и начальником партии.

3.6. *Список основных действующих нормативных документов, инструкций, методических рекомендаций, руководств и указаний по проведению электрокаротажа и скважинной электроразведки*

3.6.1. Авдевич М.М., Фокин А.Ф. Методика электромоделирования потенциальных геофизических полей при оперативной интерпретации дан-

ных скважинной геофизики (Методическое руководство), – Л.: ОНТИ ВИТР, 1976. – 63 с.

3.6.2. Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия. ГОСТ 26116–84. – М.: Издательство стандартов,1976. – 31 с

3.6.3. Аппаратура скважинной геофизики. Общие требования к разработке ведомственных поверочных схем и ведомственных методических указаний по поверке: Методические указания. Руководящий нормативный документ Мингео СССР РД 41-01-02–80. – Л.,1980. – 24 с.

3.6.4. Борисов Б.Ф., Гуревич Г.Ф., Чигирина И.И. Методические указания по обработке и интерпретации результатов радиопросвечивания в анизотропных средах при редкой сети скважин. – М.: ЦНИГРИ, 1984. – 50 с

3.6.5. Временное методическое руководство по методу электрической корреляции (МЭК) / А.К. Козырин и др. – Свердловск, 1964. – 125 с

3.6.6. Временные методические указания по оценке достоверности геометризации рудных тел и зон, выполняемой при помощи методов шахтно-скважинной геофизики при разведке месторождений железа, меди и никеля, свинца и цинка / Науч. ред. М.В. Семенов, В.А. Коткин. – СПб: ВИРГ, 199[illegible] – 48 с.

3.6.7. Временные требования к конечным результатам и качеству геофизических работ при разведке месторождений железа, меди и никеля, свинца и цинка / Сост. М.В.Семенов, А.С. Тясто, Л.Т. Исаев. – СПб: ВИРГ, 199[illegible] – 66 с.

3.6.8. Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения. ГОСТ 22609–77. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 32 с.

3.6.9. Гуревич Ю.М. Дипольная электрическая корреляция на рудных месторождениях (Методическое пособие). – Свердловск: УНЦ АН СССР 1972. – 75 с.

3.6.10. Гуревич Ю.М. Методика работ и интерпретации результатов дипольной электрокорреляции (МДЭК) // Электрометрия при поисках сульфидных месторождений. Геофиз. сб., №8. – Свердловск: УФАН СССР, Ин-т геофизики, 1968, с. 111 – 120.

3.6.11. Инструкция о государственной регистрации работ по геологическому изучению недр. – Мингео СССР, 1986. – 50 с. (Приказ Мингео СССР № 28 от 15.01.1986).

3.6.12. Инструкция по интерпретации индукционного каротажа / Ч.Н. Зефиров и др. – М.: ВНИИГеофизика, 1977. – 58 с.

3.6.13. Инструкция по применению каротажных методов при инженерных изысканиях для строительства / Сост. В.В. Лисицын и др. – Б.м., 1979. – 130 с.

3.6.14. Инструкция по технике безопасности при производстве каротажных работ. – М.: Недра, 1970. – 16 с

3.6.15. Инструкция по учету геологической, гидрологической, гидрогеологической, инженерно-геологической, геофизической и геохимической изученности территории Российской Федерации. – М.: Росгеолфонд, 1995. – 94 с. с дополнениями и изменениями от 4.11.1996. [illegible] с.

3.6.16. Инструкция по эксплуатации кабелей для геофизических работ в скважинах. – М.: ВНИИГеофизика, 1978.

3.6.17. Инструкция по электроразведке. – Л.: М-во геологии СССР, 1984. – 352 с.

3.6.18. Инструкция. Разработка, оформление, содержание и аттестация методик выполнения измерений. Руководящий документ по стандартизации РД 4[illegible]-21-11-88. Утв. Мингео СССР 11.10.1988. – 15 с.

3.6.19. Метод заряда с измерением магнитного поля при поисках и разведке рудных месторождений. Методическое пособие / М.Н. Егоров, Ю.М. Гуревич, В.Д. Семенов и др. – Л.: Недра, 1983. – 200 с.

3.6.20. Методика выполнения измерений. ГОСТ Р.8.563–96. ГСИ. – М.: ТОО «ТОТ», 1996.

3.6.21. Методика выполнения измерений. Методический материал в помощь метрологам. – М.: ТОО «ТОТ», 1996. – 35 с.

3.6.22. Методика выполнения измерений при геофизических исследованиях скважин. Основные требования к построению, содержанию и утверждению. Руководящий документ РД 41-06-119–90. – М.: МНТК «Геос», ВНИИГеоинформсистем, 1990. – 8 с.

3.6.23. Методические рекомендации по автоматизированной обработке данных радиопросвечивания / Л.Е. Подгорная и др. – Алма-Ата : НПО «Геофизика», 1978. – 216 с.

3.6.24. Методические рекомендации по геологической интерпретации материалов метода мелкомасштабного заряда с использованием ЭВМ / Сост. М.В. Семенов и И.М. Литвина. – Л.: НПО «Геофизика», 1980. – 40 с.

3.6.25. Методические рекомендации по детальным исследованиям МПП с незаземленным и заземленным источником поля / Под ред. В.Ф. Сарбаша. – Алма-Ата: Изд. КазВИРГ, 1985. – 123 с.

3.6.26. Методические рекомендации по измерению методами каротажа технологических свойств горных пород и руд / Сост. П.И. Кириллов и др. – Л.:НПО «Геофизика», 1980. – 60 с.

3.6.27. Методические рекомендации по определению оптимальной сети для предварительной разведки месторождений линзообразной формы (на примере медноколчеданных месторождений). – М.: ВИЭМС, 1978. – 32 с.

3.6.28. Методические рекомендации по применению геофизических исследований в скважинах при проведении гидрогеологических и инженерно-геологических работ / Научн. ред. И.М. Гершанович. – М.: ВСЕГИНГЕО, 198[illegible]. – 87 с.

3.6.29. Методические рекомендации по применению метода вызванной поляризации при поисках и разведке полиметаллических месторождений / Научн. ред. Г.Г. Ремпель. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1986. – 84 с.

3.6.30. Методические рекомендации по применению метода заряда в условиях подземных горных выработок / Сост. Г.В. Редько и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1985. – 56 с.

3.6.31. Методические рекомендации по электрическим методам каротажа скважин подземного бурения с аппаратурой «Галенит». – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1980. – 61 с.

3.6.32. Методические указания о порядке проведения геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые по стадиям. – Мингео СССР, 1984. – 252 с.

3.6.33. Методические указания по геофизическим методам исследования скважин на изысканиях железных дорог / Отв. ред. О.Н. Добровольский. – М.: Оргтрансстрой, 1962. – 167 с.

3.6.34. Методические указания по комплексированию геофизических и геологических методов на ранних стадиях разведки угольных месторождений. – Ростов-на-Дону: ДонбассНИЛ, 1977. – 50 с.

3.6.35. Методические указания по проведению, проектированию и организации работ методом мелкомасштабного (глубинного) заряда при изучении флангов и глубоких горизонтов рудных полей / Сост. М.В. Семенов и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1985. – 30 с.

3.6.36. Методическое руководство по интерпретации данных электрического каротажа с целью определения удельного сопротивления пластов / Сост. М.Т. Бондаренко, В.Т. Чукин. – М.: ВНИИГеофизика, 1980. – 45 с.

3.6.37. Методическое руководство по интерпретации диаграмм индукционного бокового каротажа / Н.Н. Зефиров и др. – М.: ВНИИГеофизика, 1989. – 30 с.

3.6.38. Методическое руководство по скважинному радиоволновому просвечиванию / Под ред. А.А. Попова. – Л.: ОНТИ ВИТР, 1965. – 55 с.

3.6.39. Метрологическая аттестация средств измерений. ГОСТ 8.326–89. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 12 с.

3.6.40. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А.М. Блюменцев и др. – М.: Недра, 1991. – 266 с.

3.6.41. Наконечники кабельные, каротажные, головки зондов и головки скважинных приборов. Типы, основные параметры, размеры и технические требования. ГОСТ 14213–89. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 14 с.

3.6.42. Положение о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. Утверждено Президиумом ВЦСПС, 1966.

3.6.43. Поляков А.С. Руководство по методу заряда.–М.:Недра,1969.–262 с.

3.6.44. Правила безопасности при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

3.6.45. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с.

3.6.46. Руководство по подземной электроразведке / С.В. Бадалян и др., Отв. ред. В.М. Бондаренко.– Ереван: Изд-во АН АрмССР, 1987. – 95 с. (АН АрмССР, Ин-т геофизики и инж. сейсмологии).

3.6.47. Руководство по применению метода переходных процессов в рудной геофизике / Под ред. Ф.М. Каменецкого. – Л.: Недра, 1976. – 128 с.

3.6.48. Руководство по радиоволновым методам скважинной и шахтной геофизики / Ред. А.Д. Петровский, А.А. Попов. – М.: Недра, 1977. – 334 с.

3.6.49. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих, занятых на геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1980.

3.6.50. Скважинная индукционная электроразведка с аппаратурой СИНУС (Методические рекомендации) / Л.В. Лебедкин и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1990 (1991). – 224 с.

3.6.51. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. ГОСТ 22261–94. – М.: ИПК Изд. стандартов, 1995. – 54 с.

3.6.52. Станции, лаборатории и подъемники каротажные. Типы, основные параметры и технические требования. ГОСТ 25785–83. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 7 с.

3.6.53. Технические требования на подготовку и оборудование скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений. РД 39-4-273–79 Миннефтепрома.

3.6.54. Технические требования на подготовку скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений. РД 39-4-220–79 Миннефтепрома.

3.6.55. Условия использования данных геофизических исследований в скважинах при разведке и подсчете запасов месторождений железных руд. (Утв. ГКЗ СССР 6.03.84). – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 12 с.

3.6.56. Установка разметочная стационарная УРС-1010. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. АЯП. 2.787.002ТО.

3.6.57. Франтов Г.С. Методические рекомендации по аттестации электроразведочных полигонов. – СПб: ВИРГ, 1992. – 71 с.

Основная литература по электрическим и электромагнитным методам каротажа и по скважинной электроразведке

1. *Бискалиев Ю.Д.* Устройство для освобождения прихваченных геофизических приборов и каротажных кабелей / Безопасность труда в промышленности, 1986, № 8.– С. 35 – 36.

2. Геофизические исследования подземных скважин / Б.П. Притчин и др. – М.: Недра, 1988. – 133 с.

3. *Иванов В.Т., Масютина М.С.* Методы решения прямых и обратных задач электрокаротажа / Отв. ред. А.К. Козырин. – М.: Наука, 1983. – 143 с.

4. Инструкция по каротажным и прострелочным работам. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – 251 с.

5. *Лебедкин Л.В.* Скважинная индукционная электроразведка. – Л.: ЛГИ, 1983. – 135 с.

6. *Лебедкин Л.В., Попов Н.И., Максимова Т.М.* Межскважинное дипольное электромагнитное профилирование. – Л.: Изд. ОНТИ ВИТР, 1978. – 72 с.

7. *Мейер В.А.* Геофизические исследования скважин. Учебное пособие. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1984. – 464 с.

8. Методика и интерпретация результатов однoскважинных радиоволновых измерений. – М.: ЦНИГРИ, 1968. – 24 с.

9. Методика однoскважинного радиопросвечивания. – М.: ЦНИГРИ, 1968. – 24 с.

10. Новые и модернизированные геофизические кабели / Российский геофизический журнал, 1995, № 5-6, с. 14.

11. Результаты применения скважинных и шахтно-рудничных вариантов метода ВП в рудных районах СССР / В.А. Комаров и др. // Скважинные и шахтно-рудничные геофизические методы изучения минерального сырья. – М.: Недра, 1979. – С. 53-59.

12. Сборник руководящих материалов по геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. Том 1. – М.: ГКЗ СССР, 1985. – 376 с.

13. *Семенов В.Д., Гаррис Ю.В.* О методике полевых работ и интерпретации метода мелкомасштабного заряда. –Октябрьский: ВНИИГИС, 1986. – 42 с.

14. Скважинная и шахтная рудная геофизика. Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.В. Бродового. – М.: Недра, 1989. – Кн. I – 320 с. Кн. II – 440 с.

15. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 299 с.

16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985. – 216 с.

17. *Унгерман М.Н., Левицкий А.П., Шерешевский С.Н.* Оператор-электроразведчик: Справочник. – М.: Недра, 1989. – 220 с.

18. Электроразведка. Справочник геофизика. – М.: Недра, 1979. – 518 с.

19. Электроразведка рудных полей методом заряда / М.В. Семенов и др. – Л.: Недра, 1984 – 216 с.

20. *Рысс Ю.С.* Геоэлектрохимические методы разведки (Введение в геоэлектрохимию). – Л., Недра, 1983. – 254 с.

21. *Путиков О.Ф.* Основы теории геоэлектрохимических методов разведки. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1987. – 176 с.

22. *Петровский А.Д.* Радиоволновые методы в подземной геофизике. – М.: Недра, 1971. – 224 с.

4. МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ И СКВАЖИННАЯ МАГНИТОРАЗВЕДКА

4.1. Общие сведения физико-геологического характера

4. Магнитный каротаж – магнитометрические (магниторазведочные) измерения в скважинах.

Магнитный каротаж включает каротаж магнитной восприимчивости и скважинную магниторазведку.

Каротаж магнитной восприимчивости основан на измерении магнитной индукции электромагнитного поля, возбужденного в околоскважинном пространстве с помощью индукционного источника, и ее связи с магнитной восприимчивостью горных пород и руд и предназначен для определения параметра кажущейся магнитной восприимчивости $æ'$ горных пород и руд, пересеченных скважиной (слагающих стенки скважин).

Скважинная магниторазведка основана на измерении элементов магнитного поля: модуля полного вектора геомагнитной индукции T (его приращения ΔT), на измерении трех взаимно перпендикулярных составляющих (X, Y, Z) вектора T. По измеренным значениям вычисляют компоненты вектора аномальной магнитной индукции и определяют ориентацию вектора аномальной геомагнитной индукции в пространстве.

По результатам измерений магнитной восприимчивости и геомагнитной индукции вычисляются индуцированная I_i и остаточная I_n намагниченности или их составляющие для горных пород и руд, пересекаемых скважинами.

Процесс бурения приводит к образованию техногенной намагниченности пород стенок скважины. Для исключения ее влияния на результаты измерения геомагнитной индукции в измерительный комплекс включена операция магнитной обработки стенок скважины (МОСС).

Разновидностью магнитного каротажа является каротаж наведенной изотермической намагниченности, основанный на искусственном изотермическом намагничивании пород и руд стенок скважины и измерении параметра изотермической намагниченности частичного цикла петли гистерезиса.

4.1.2. Существуют две модификации магнитного каротажа, отличающиеся условиями применения:

- магнитный каротаж скважин наземного бурения;
- магнитный каротаж скважин подземного бурения.

4.1.3. Магнитный каротаж может применяться для решения следующих геологических задач:

- литологическое расчленение и корреляция геологических разрезов;
- выделение и корреляция подсеченных скважиной зон оруденения, опре-

деление глубины их залегания, мощности, а также оценки качества руд;

- определение элементов залегания, морфологии вскрытых скважиной пород при наличии в них дифференциации по магнитным свойствам;

- выявление тел с повышенной магнитной намагниченностью в околоскважинном и призабойном пространстве, определение их местоположения в пространстве, оценка размеров и морфологии;

- параметрические измерения в скважинах (определение магнитной восприимчивости и намагниченности пород и руд).

Указанные задачи могут решаться при поисках, разведке и эксплуатации месторождений черных, цветных и благородных металлов (железорудных, марганца, хромитов, бокситов, меди, никеля, золота и др.) и неметаллических полезных ископаемых (алмазов и др.). Данные магнитного каротажа используются также при интерпретации результатов наземных магниторазведочных работ для решения задач геологического картирования, определения природы наземных магнитных аномалий.

4.1.4. Особой областью применения магнитного каротажа является магнитный метод опробования (магнитное опробование) – использование результатов магнитных измерений для определения положения рудных залежей и оценки содержания в рудах железа, связанного с магнетитом, и общего железа вместо традиционного геологического опробования на основе химических анализов. Его применение может быть рекомендовано прежде всего при опробовании магнетитовых и титаномагнетитовых руд, железистых кварцитов, сидеритовых руд. Применительно к указанным рудам точность опробования методом магнитного каротажа, технология которого изложена в пунктах 4.7.6 – 4.7.17, сопоставима с точностью геологического опробования с использованием химическогшо анализа.

При этом индукционные измерительные преобразователи (подобные каротажным) используются для магнитных измерений по стенкам горных выработок, отбитой горной массы, в добычных забоях, в транспортных емкостях (вагонетках, самосвалах и др.), в порошковых пробах с целью контроля качества рудного сырья на различных этапах технологического цикла горнодобывающих (горно-обогатительных) предприятий.

На месторождениях руд других типов (хромитов, бокситов, марганца) магнитное опробование для оценки их качества применяется менее широко и ограничивается выделением в разрезе рудных интервалов с предварительной оценкой их качества. Детально технология магнитного опробования, применяемая на горнодобывающих предприятиях на стадиях эксплуатационной разведки, рудоподготовки и отработки блоков, регламентируется требованиями специальных руководств [см. пункты 4.10.1; 4.10.11; 4.10.12; 4.10.15; 4.10.16; 4.10.18].

4.1.5. Целесообразность применения магнитного каротажа для решения геолого-геофизических задач того или другого месторождения устанавливается по данным предварительных геофизических и петрофизических исследований. Основанием для проведения работ методом магнитного каротажа служат различия пород и руд разреза по магнитным свойствам.

4.2. Требования к измерительной аппаратуре

4.2.1. Для проведения магнитного каротажа выбирается аппаратура, имеющая сертификат качества, выданный органом метрологической службы, уполномоченным Госстандартом России, характеристики которой соответствуют диапазону изменения магнитных свойств на исследуемом месторождении.

4.2.2. Индукция электромагнитного поля в среде физически зависит не только от магнитных, но и от электрических свойств пород и руд разреза. Вследствие этого выбор аппаратуры каротажа магнитной восприимчивости должен осуществляться не только с учетом градации магнитных свойств, но и с учетом их электропроводности. Для измерения магнитной восприимчивости непроводящих сред допускается применение аппаратуры КМВ, предназначенной для измерения одной (реактивной) составляющей индукции. Для измерения магнитной восприимчивости комплексных сред (магнитных и проводящих) необходимо применение аппаратуры электромагнитного каротажа (ЭМК), обеспечивающей измерение двух составляющих (реактивной и активной) электромагнитного поля в среде, чтобы исключить влияние электропроводности на результаты измерений магнитной восприимчивости (табл. 4.1).

4.2.3. Для исследования месторождений сильномагнитных пород и руд с магнитной восприимчивостью более 0,1 ед. СИ и аномалиями магнитного поля более 5000 нТл (магнетитовые, титаномагнетитовые месторождения, железистые кварциты) применяется аппаратура каротажа магнитной восприимчивости (æ) или электромагнитного каротажа, обеспечивающая:

- диапазон измерения æ 0,01– 10 ед. СИ;

- основную относительную погрешность измерений $\pm(0{,}05æ \pm 10^{-2})$ ед.СИ, и трехкомпонентные скважинные магнитометры, предназначенные для относительных измерений трех взаимно перпендикулярных составляющих полного вектора геомагнитной индукции, обеспечивающие:

- диапазон измерений ± 200, мкТл;

- основную относительную погрешность измерений компонент и модуля полного вектора геомагнитной индукции X $\pm(0{,}05X \pm 100)$ нТл;

- основную относительную погрешность измерений вертикальной компоненты вектора полного магнитного поля $Z_в$ $\pm(0{,}05Z_в \pm 100)$ нТл.

Рекомендуемые типы серийно выпускаемых приборов даны в табл. 4.2.

Условные обозначения здесь и далее: æ – магнитная восприимчивость; σ – кажущаяся удельная электрическая проводимость; f – частота электро-

Таблица 4.1

Требования к основным параметрам аппаратуры электромагнитного каротажа

Исследуемая среда		Диапазон параметров		Измеряемая компонента сигнала	Диапазон параметров аппаратуры ЭМК	
Группа	Подгруппа	æ, ед.СИ	σ, См/м		L, м	f, Гц
1. Магнитная, непроводящая	Слабомагнитная	≤ 0,1	$< 10^{-2}$	ΔE_p	0,2–0,4	Одна из ряда частот от 10^3 до 10^5
	Среднемагнитная	0,1< æ ≤ 1,0		$E_p(\Delta E_p)$		
	Сильномагнитная	> 1		E_p		
2. Комплексная (магнитная, проводящая)	Магнитная, слабопроводящая	0,1 < æ ≤ 10	≤ 10	ΔE_p, E_a	0,2–0,6	Одна из ряда частот от 10^3 до 10^4
	Магнитная, сильнопроводящая		≤ 10^4	E_p, E_a	0,2–0,4	Одна из ряда частот от 20 до 10^3

магнитного поля, на которой осуществляется измерение; L – длина зонда; E_a – отношение мнимой составляющей комплексной амплитуды магнитной индукции электромагнитного поля, возбуждаемого аппаратурой в исследуемой среде, к действительной составляющей индукции этого поля в воздухе (несет основную информацию о σ пород); E_p – отношение действительной составляющей комплексной амплитуды магнитной индукции электромагнитного поля, возбуждаемого аппаратурой в исследуемой среде, к действительной составляющей индукции этого поля в воздухе (несет основную информацию о æ пород); ΔE_p – отношение приращения действительной составляющей комплексной амплитуды магнитной индукции электромагнитного поля, возбуждаемого аппаратурой в исследуемой среде, к действительной составляющей индукции этого поля в воздухе.

Конструктивные параметры приборов (диаметр скважинного прибора, максимальные рабочие температура и давление) определяются условиями применения приборов (скважины подземного, поискового и разведочного бурения, глубокого и сверхглубокого бурения) и выбираются в соответствии с табл. 4.2 и 4.3.

Точность определения составляющих аномального магнитного поля определяется также точностью инклинометрии. Инклинометрические измерения (азимута и угла наклона скважины) могут быть обеспечены автономными инклинометрами или инклинометрическими системами, встроенными в магнитометр. Точность измерения угла наклона должна быть не ниже 30 мин, а точность определения азимута – не ниже 5°.

4.2.4. Для исследования среднемагнитных объектов используется аппаратура каротажа магнитной восприимчивости:

- диапазон измерения æ $(5 \cdot 10^{-5} - 1)$ ед.СИ;
- основная относительная погрешность измерений æ $\pm(0{,}05æ \pm 5 \cdot 10^{-5})$ ед.СИ.

Для измерения геомагнитной индукции необходимо обеспечить измерение составляющих полного вектора с точностью 10 – 20 нТл при точности измерений азимута не ниже 0,5° и угла наклона 15″.

В целях исключения влияния инклинометрии и достижения точности определения компонент аномального поля 10 нТл возможно применение трехкомпонентного скважинного феррозондового магнитометра в модульном варианте [$T = (X^2 + Y^2 + Z^2)^{1/2}$, $\Delta T = T - T_0$, где T – модуль полного вектора геомагнитной индукции; ΔT– его приращение] и ΔZ-магнитометра ($\Delta Z = Z - Z_0$, где ΔZ– приращение вертикальной составляющей вектора T). Комплекс измерений ($\Delta T - \Delta Z$) обеспечивает выполнение двухкомпонентной съемки.

4.2.5. Для исследования слабомагнитных объектов используется аппаратура каротажа магнитной восприимчивости:

- диапазон измерения æ $(10^{-6} \div 0{,}1)$ ед.СИ;
- основная относительная погрешность измерений æ $\pm(0{,}05æ \pm 10^{-6})$ ед.СИ.

Для измерения геомагнитной индукции может быть рекомендован скважинный протонный магнитометр, обеспечивающий измерение модуля полного вектора T в диапазоне 30 000 – 70 000 нТл с отсчетной точностью 0,1 нТл и погрешностью не более 1 нТл.

4.2.6. Система магнитной обработки пород стенок скважины должна обеспечивать создание в области стенок скважины переменного магнитного поля частотой 50 Гц и напряженностью не менее $5 \cdot 10^3$ А/м.

Измерения магнитной восприимчивости однокатушечными зондами длиной 0,2 м должны сопровождаться измерением диаметра скважины с точностью ±2 мм.

4.2.7. Радиус исследования R при измерении магнитной восприимчивости составляет 0,5 – 0,7 длины зонда (первичного преобразователя). В отечественных приборах КМВ и ЭМК длина зонда составляет 20 – 40 см, 100 см (РИМВ-3).

Для скважинных магнитометров радиус R находится в пределах от нескольких метров до 100 – 150 м в зависимости от магнитных свойств исследуемых объектов, их формы и размеров, а также от магнитных свойств вмещающих пород, слагающих стенки скважины, неоднородности которых проявляются в виде высокочастотной составляющей аномалии магнитного поля.

4.2.8. Теоретические основы выбора измерительных преобразователей, способов интерпретации, обеспечивающие применение метода, изложены в руководствах и справочниках [4.10.4; 4.10.6; 4.10.13], ознакомление с которыми является обязательным на подготовительном этапе работ.

4.2.9. Метрологическое обеспечение аппаратуры КМВ и ЭМК включает метрологическую аттестацию аппаратуры при выпуске и периодическую калибровку не менее 1 раза в месяц.

Рекомендуемые приборы каротажа магнитной

№	Название, обозначение	Назначение	Область применения	Измеряемые параметры	Диапазон измерений æ, ед. СИ, σ, См/м
1	Трехкомпонентный скважинный магнитометр комплексный ТСМК-30 (æ-канал)	Изучение магнитных свойств пород Магнитное опробование	Скважины наземного бурения	æ	10^{-3} – 10
2	Аппаратура электромагнитного каротажа ЭМК-2	Изучение магнитных свойств пород Магнитное опробование	Скважины наземного бурения	æ σ	$3\cdot10^{-5}$ – 10 $3\cdot10^{-4}$ – 0,5
3	Аппаратура каротажа магнитной восприимчивости и индукционного каротажа КМВ-ИК-36	Изучение магнитных свойств пород разреза	Скважины наземного бурения	æ σ	$5\cdot10^{-6}$–10 10^{-1}–10
4	Каротажная аппаратура магнитной восприимчивости Эра-зонд	Изучение магнитных свойств пород	Скважины наземного бурения	æ	$5\cdot10^{-5}$ –1
5	Комплексный шахтно-скважинный магнитометр КШСМ-38	Изучение магнитных свойств пород разреза Магнитное опробование	Скважины наземного и подземного бурения	æ	10^{-3}–10
6	Магнитный феррометр МФ-3	Магнитное опробование	Скважины подземного бурения	æ *m*Fe, %	10^{-3}–10 2 – 70
7	Рудничный измеритель магнитной восприимчивости РИМВ-3	Магнитное опробование	Скважины подземного бурения	*m*Fe, %	2 – 70

4.2.9.1. Аппаратура КМВ и ЭМК однокатушечного типа с длиной зонда не более 0,2 м поверяется и калибруется рабочими мерами магнитной восприимчивости на основе ферроэласта. Методика перехода от магнитной восприимчивости вещества, из которого изготовлена рабочая мера, к эффективным значениям $æ_{эф}$ регламентируется в техническом описании (ТО) и инструкции по эксплуатации (ИЭ) аппаратуры.

Таблица 4.2

восприимчивости и электромагнитного каротажа

Технические характеристики и эксплуатационные качества						
Погрешность измерений æ, ед.СИ σ, См/м	Диапазон рабочих температур, °С	Тип зонда	Частота измерений, Гц	Длина зонда, м	Диаметр скважинного прибора, мм	Допустимое давление, МПа
$0{,}2æ \pm 10^{-3}$	–10 ÷ +45	Однокатушечный	2600	0,2	30	22
$0{,}05æ\pm3\cdot10^{-5}$ $0{,}05σ\pm3\cdot10^{-4}$	+5 ÷ +50	Двухкатушечный	1000 1000;50000	0,2 0,4	48	30
$0{,}05æ\pm5\cdot10^{-6}$ $0{,}05σ\pm10^{-1}$	+5 ÷ +50	Двухкатушечный	1030	0,1	36	20
–	–10 ÷ +45	Двухкатушечный	625	0,2	38	30
$0{,}05æ\pm10^{-3}$	–20 ÷ +50	Однокатушечный	450	0,156	38	20
$0{,}03æ\pm10^{-3}$ 2*m*Fe, %	–40 ÷ +50	Однокатушечный	500	0,3	40	20
0,05*m*Fe, %	–20 ÷ +40	Двухкатушечный	1000	0,5 1,0	36	5

Таблица 4.3

Рекомендуемые скважинные магнитометры

№	Название, обозначение	Назначение	Область применения	Технические характеристики и эксплуатационные качества						
				Тип магнитометра	Измеряемые параметры	Диапазон измерений магн. индукции, мкТл	Погрешн. измерений магн. инд., %	Диапазон рабочих температур, °С	Диаметр скваж. прибора, мм	Допустимое давление, МПа
1	Трехкомпонентный скважинный магнитометр, комплексный ТСМК-30	Железорудные месторождения	Скважины наземного бурения	Феррозондовый	æ , $Z_{верт}$ $X, Y, Z_{ос}$	±150	20	–10 ÷ +45	40	30
2	Магнитометр скважинный комплексный, цифровой МСКЦ-1	Железорудные, медно-никелевые м-ния	Скважины наземного бурения	Феррозондовый	$X, Y, Z_{ос}$ $\Delta T=T-T_0$, МОСС	±200	5	–10 ÷ +45	40	20
3	Комплексный шахтно-скважинный магнитометр КШСМ-38	Железорудные месторождения	**Скважины наземного и подземного бурения**	Феррозондовый	æ , $Z_{верт}$ X, Y	±200	5	–20 ÷ +50	38	20
4	Высокочувствительный ΔZ-магнитометр СМ-ΔZ	**Среднемагнитные объекты**	**Скважины наземного бурения**	Феррозондовый	ΔZ	±1 (с.компенсацией)	5	–10 ÷ +50	64	20
5	Скважинный протонный магнитометр МСПК	**Слабомагнитные объекты**	**Скважины наземного бурения**	Протонный	T	30–70	±1 нТл	–10 ÷ +50	60, 42	25

4.2.9.2. Аппаратура КМВ и ЭМК двухкатушечного типа поверяется и калибруется с использованием имитаторов воздействия окружающей среды, позволяющих осуществлять проверку метрологических характеристик по всему диапазону. Метрологическая калибровка и аттестация проводятся на основе требований соответствующих методических указаний (МУ).

4.2.9.3. В комплект аппаратуры КМВ и ЭМК, предназначенной для магнитного опробования (особенно подземных скважин), входят имитаторы.

4.2.9.4. Метрологическое обеспечение измерений геомагнитной индукции включает меры магнитной индукции различных разрядов.

Метрологическая поверка скважинных протонных магнитометров должна выполняться с периодичностью один раз в год или шесть месяцев в установках типа УПТМ-1,2 I разряда.

Поверка ΔZ-магнитометров и трехкомпонентных феррозондовых магнитометров осуществляется в мере магнитной индукции ММИ-1 II разряда на месте проведения полевых исследований.

4.2.9.5. Результаты измерений каротажа магнитной восприимчивости выражаются в единицах СИ. При использовании архивных и банковских материалов, диаграммы КМВ которых представлены в единицах СГС, следует учесть их соотношение:

$$æ\,(\text{СИ}) = 4\pi æ\,(\text{СГС}).$$

При определении намагниченности I переход от результатов, вычисленных в единицах СИ (А/м), к результатам в системе СГС осуществляется по формуле

$$I\,(\text{СИ}) = 10^3 \cdot I\,(\text{СГС}).$$

Технические характеристики магнитометров выражаются в значениях магнитной индукции теслах (Тл) – микротеслах (мкТл), нанотеслах (нТл) в системе СИ. Единица напряженности магнитного поля в системе СГС – эрстед (Э) соответствует значению магнитной индукции, выраженной в СИ, как 10^{-4} Тл, а внесистемная единица – гамма (1 гамма = 10^{-5} Э) соответствует 1 нТл.

4.3. Подготовительные работы и техника проведения измерений на скважинах

4.3.1. Подготовку аппаратуры и оборудования для градуирования и измерений в скважинах необходимо выполнять на основе требований технического описания (ТО) и инструкций по эксплуатации (ИЭ) с учетом правил техники безопасности.

Сопротивление изоляции жил кабеля между собой и оплеткой должно быть не менее 5 МОм при каротаже магнитной восприимчивости и ЭМК,

10 МОм при измерении скважинными магнитометрами и не менее 30 МОм при работе с установкой МОСС.

4.3.2. Градуирование аппаратуры каротажа магнитной восприимчивости на месте полевых работ и на скважине осуществляется с применением поверочных установок, а также тестами. Градуирование аппаратуры в скважине осуществляется с использованием электрических стандарт-сигналов в относительных единицах.

4.3.2.1. При проверке приборов КМВ (ЭМК) у устья скважины перед проведением каротажа скважинный прибор должен быть установлен на расстоянии не менее 3 м от металлических предметов и источников электромагнитных сигналов. Перевод результатов измерений, выраженных в относительных единицах или в милливольтах, в значения магнитной восприимчивости осуществляется по методике, изложенной в соответствующих руководствах [4.10.4; 4.10.7; 4.10.13; 4; 6]. Лучшим вариантом является использование результатов измерений с аппаратурой в контрольно-проверочной (контрольно-градуировочной) скважине – КПС. КПС должна характеризоваться не менее чем 95%-ным выходом керна. Технология бурения КПС должна соответствовать технологии бурения, принятой на месторождении, а диаметр КПС должен соответствовать диаметру бурения на месторождении. Диапазон измерений æ по скважине должен соответствовать диапазону изменения магнитной восприимчивости пород и руд на участке работ. Магнитная восприимчивость пород стенок скважины должна быть детально изучена. Измерения æ керна по КПС проводятся с шагом 5–10 см индукционными полевыми каппаметрами (измерителями магнитной восприимчивости образцов керна типа КТ-5, ПИМВ), градуированными рабочими мерами магнитной восприимчивости. Обязательным условием является введение поправок за неровность поверхности и ограниченные размеры керна. На аномальном по КМВ интервале проводят более 30 измерений на образцах керна, равномерно распределенных по всей длине аномального участка. 20% из них подлежат контрольному измерению на приборах, аттестованных как средство измерения (Чешский лабораторный индукционный каппаметр ИМВ-3, астатический магнитометр типа МА-21).

4.3.2.2. По результатам градуировки аппаратуры КМВ (ЭМК) строят график зависимости показаний аппаратуры от магнитной восприимчивости среды $n_{эт} = f(æ)$. При этом по вертикальной оси откладывают отсчеты в делениях шкалы регистрирующего прибора (или диаграммной ленты при аналоговой регистрации) – $n_{эт}$, по горизонтальной оси – значения $æ_{эт}$. При $æ < 10^{-4}$ ед.СИ градуировочный график представляет собой прямую линию (рис.4.1), что обеспечивает линейность преобразований прибора в $æ_{эф}$, в сильномагнитных средах ($æ > 10^{-4}$ ед.СИ) градуировочный график представляет собой кривую, которая приближается к асимптоте в области высоких значений æ (рис.4.2).

Для удобства интерпретации данных КМВ в сильномагнитных средах используют график в виде прямой кажущихся значений магнитной восприимчивости æ′, проходящей через начало координат и совпадающей в диапазоне æ до 10^{-4} ед.СИ с градуировочной кривой $n_{эт} = f(æ_{эт})$ (см. рис.4.2). Для каждого значения $æ_{эт}$ графически определяют соответствующее значение $æ'_{эт}$ (при $n = \text{const}$). На основе зависимости $n = f(æ_{эт})$ интерпретацию данных КМВ в сильномагнитных средах производят по аналогии со слабомагнитными и в дальнейшем учитывают нелинейность зависимости показаний прибора от æ по формуле (в системе СИ)

$$æ = æ'/(1 - N \cdot æ'),$$

где N – коэффициент размагничивания в системе СИ, изменяющийся от 0 до 1.

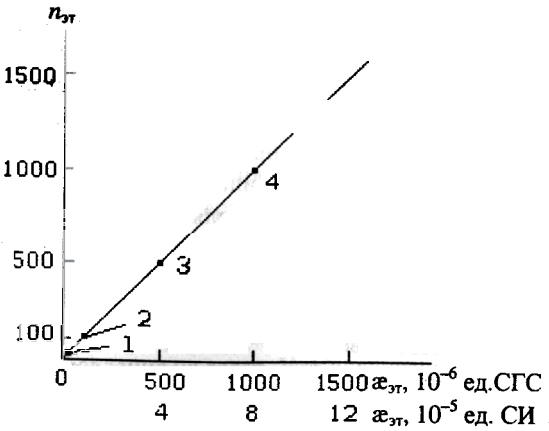


Рис. 4.1. Зависимость $n_{эт}$ от значения $æ_{эт}$ для слабомагнитных сред.
1 – 4 – эталонные точки.

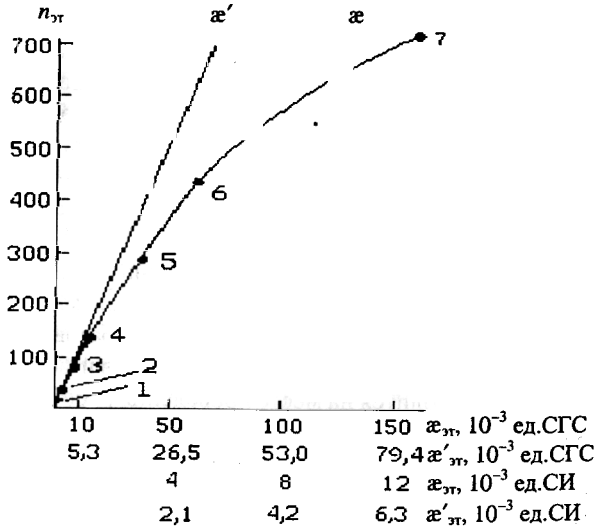


Рис. 4.2. Зависимость $n_{эт}$ от $æ_{эт}$ и $æ'_{эт}$ для сильномагнитных сред.
1 – 7 – эталонные точки.

4.3.3. Скважинные магнитометры (ТСМК-30, МСКЦ-1, ΔZ-магнитометр) градуируют при помощи меры магнитной индукции ММИ-1, в состав которой входят кольца Гельмгольца. Скважинный прибор закрепляют в инклино-

метрическом столе таким образом, чтобы градуируемый датчик находился в центре колец Гельмгольца и был ориентирован по направлению поля колец. Градуирование производится для каждого датчика на всех пределах измерения магнитометра. Цена деления при аналоговой системе регистрации определяется как отношение приращения индукции к приращению сигнала. Для цифровых магнитометров или для магнитометров, регистрация результатов измерений которых осуществляется на цифровом регистраторе с применением системы аналого-цифрового преобразователя, приращения индукции в системе ММИ-1 в нанотеслах (или микротеслах) должно соответствовать приращению показаний цифрового регистратора в нанотеслах (или микротеслах) соответственно.

Скважинные протонные магнитометры не требуют градуирования на скважине.

4.3.3.1. Градуирование, юстировка скважинных феррозондовых магнитометров и снятие кривых нормального магнитного поля трехкомпонентных скважинных феррозондовых магнитометров (ТСМК-30, МСКЦ-1, КШСМ-38) производится на контрольном пункте района – КПр, расположенном в нормальном магнитном поле на необходимом удалении от источников электромагнитных помех.

КПр должен быть удобен для подъезда на автомобиле и иметь площадку для проведения измерений с репером для установки скважинного прибора. В пределах площадки должна быть разбита прямоугольная сеть 1×1 м, в узлах которой должны быть выполнены измерения магнитного поля с точностью ±1 нТл протонным (ММП-203) или квантовым (ММП-303) пешеходными магнитометрами. Градиент магнитного поля в пределах КПр не должен превышать 100 нТл/м.

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

4.3.3.2. Юстировка первичных преобразователей трехкомпонентных феррозондовых скважинных магнитометров и феррозондовых ΔZ-магнитометров производится на месте проведения работ в соответствии с инструкциями по эксплуатации аппаратуры.

Элементы нормального магнитного поля (вертикальная составляющая Z_0, горизонтальные составляющие X_0, Y_0 и три составляющие при ориентации первичных преобразователей в системе апсидальной плоскости), необходимые для обработки данных трехкомпонентных измерений, определяются путем снятия кривых нормального поля на КПр при всех возможных ориентировках скважинного прибора в пространстве. Значения геомагнитной индукции 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 составляющих Z_0, X_0, Y_0, Z_{0Co} и принимаются постоянными для района работ.

4.3.3.3. Угол наклона вектора нормального поля Земли T_0 определяют по максимальному значению составляющей Z при изменении наклона скважинного прибора трехкомпонентного магнитометра с осевой Z-системой ориентации или ΔZ-магнитометра с арретированным датчиком ΔZ в плоскости магнитного меридиана. Для исключения несоосности магнитной оси датчика ΔZ и корпуса скважинного прибора измерения производятся в двух положениях скважинного прибора, получаемых вращением скважинного прибора на 180°. Истинное значение искомого угла определяется полусуммой углов наклона, определенных в указанных положениях. Для исключения погрешности в установке скважинного прибора по азимуту на север сначала устанавливают скважинный прибор в горизонтальной плоскости на север и юг и определяют истинное направление на север. Устанавливают скважинной прибор по направлению на север и, изменяя ориентировку скважинного прибора в плоскости магнитного меридиана, определяют угол наклона вектора геомагнитной индукции нормального магнитного поля в плоскости магнитного меридиана.

4.3.3.4. Все измерения на контрольном пункте района (КПр) должны выполняться с аппаратурой и оборудованием (каротажный кабель, регистратор), которые используются при проведении скважинных исследований.

По воспроизводимости результатов измерений на КПр устанавливают основную погрешность измерений на основе рекомендаций по методам и средствам поверки, прилагаемым к каждому комплексу аппаратуры.

4.3.4. Привязку результатов измерений в скважине к уровню магнитного поля, наблюдаемому на поверхности, для феррозондовых магнитометров производят на контрольном пункте скважины (КПс). Выбирают КПс в соответствии с картой изодинам наземного поля в области, где градиент не превышает среднего квадратического отклонения основной погрешности на 1 м на удалении 40 – 50 м от металлических предметов (буровая установка, каротажная станция, буровые трубы в скважине или складируемые у ее устья). Азимут направления от устья скважины на КПс и расстояние от устья скважины до КПс записывают в журнале рабочих записей на скважине. При измерении на КПс кабель максимально удаляют от скважинного прибора.

При работе со скважинным протонным магнитометром должно быть определено время (месяц, число, часы, минуты) измерений на КПс, обеспечивающее в дальнейшем учет вариаций магнитного поля.

Градуирование аппаратуры КМВ можно выполнять вблизи устья скважины при соблюдении требований настоящей инструкции (см. пункты 4.3.1, 4.3.2). При высокоточных измерениях методом КМВ (10^{-5} ед.СИ) и скважинной магниторазведки относительными магнитометрами (10 нТл) контрольные наблюдения на КПс после окончания скважинных измерений следует выполнять не позднее 2–3 мин после извлечения прибора из скважины с отметкой

в бортовом журнале времени окончания каротажа и времени контрольных измерений на КПс. Вначале должны быть записаны уровень сигнала в воздухе на наиболее чувствительном пределе, использованном в скважинных наблюдениях.

4.3.5. Магнитовариационная служба организуется при выполнении измерений магнитного поля высокой и средней точности (± 5 нТл).

4.3.5.1. Магнитовариационная станция (МВС), обслуживаемая оператором, должна устанавливаться либо на едином постоянном контрольном пункте на базе партии (отряда), либо на контрольном пункте участка работ (скважины). Связь станции с каротажной бригадой в первом случае осуществляется по рации, а во втором – с помощью местных переговорных устройств. Задача оператора: организация службы точного времени, запуск и остановка МВС, контроль работы МВС, обработка магнитограмм, связь по рации с оператором каротажной бригады.

4.3.5.2. Место для установки базовой МВС должно выбираться в спокойном магнитном поле с градиентом не более 5 нТл/м на удалении не менее 100 м от линий движения и стоянок автотранспорта, крупных металлических конструкций, агрегатов, линий электропередач, подземных коммуникаций и т.п.

В качестве МВС обычно используются квантовые магнитометры М-33 и ММП-203. Измерительно-регистрирующий блок магнитометра должен размещаться в отапливаемом доме или деревянном вагончике. Для удобства эксплуатации и во избежание перегрева при длительной (свыше 10 ч) непрерывной работе измерительно-регистрирующий блок извлекают из защитного корпуса. В помещении, где размещен измерительно-регистрирующий блок, необходимо поддерживать постоянную температуру 20 ± 3°С и регулярно два раза в сутки проводить влажную уборку помещения.

Магниточувствительный элемент (МЧЭ) должен быть вынесен из помещения, ориентирован по максимальному сигналу. Под магниточувствительный элемент выкапывают неглубокую канаву. МЧЭ устанавливают в канаве по максимуму сигнала и закрепляют в таком положении с помощью деревянных распорок без металлических креплений. Над МЧЭ разбивают защитную палатку. В течение всего периода работ по скважинной магниторазведке не следует без надобности трогать МЧЭ, тем более менять место его установки.

Расстояние между МЧЭ и измерительно-регистрирующим блоком должно составлять не менее 5 м и не более 10 м. Для удлинения линии соединения до 10 м может быть использован шестнадцатижильный кабель в бронированной оплетке.

М-33 (ММП-203) в качестве МВС работают в автоматическом режиме с дискретностью одно измерение в 30 с (20 с для ММП-203) на чувствительности 0,1 нТл. Решение об изменении режима работы принимается оператором МВС на основе анализа поведения магнитных вариаций.

4.3.6. Перед началом работы необходимо проверить идентичность хода вариаций на участке работ и в районе базовой МВС, а также в скважинах на участке работ. С этой целью проводится сеанс синхронной записи вариаций двумя станциями: базовой – в лагере партии, полевой – на участке работ, а также записи вариаций магнитометром МСП-2 в скважине при неподвижном скважинном приборе на глубине не менее 100 м. Полученные записи сравниваются. Если среднеквадратическая погрешность разности результатов измерений любой пары приборов не превышает ±3 нТл, то ход вариаций признается идентичным. В этом случае учет поправок за вариации может быть выполнен по базовой МВС. По существующим оценкам в средних широтах идентичность хода вариаций с точностью ±2 ÷ 3 нТл сохраняется на расстоянии 70 – 100 км. По опыту скважинных исследований идентичность хода вариации на поверхности и в скважине сохраняется, если магнитная восприимчивость æ пород стенок скважины составляет $(1 \div 10\,000) \cdot 10^{-5}$ ед.СИ. Однако известны примеры, когда идентичность вариаций нарушалась уже на расстоянии первых километров, что связывается с наличием помех.

Надежность учета геомагнитных вариаций во многом зависит от уровня организации службы времени. В идеале каждое измерение скважинным протонным магнитометром (цикл 3 с) должно сопровождаться измерением на МВС. Опытом работ принимаются к использованию вариограммы МВС, если изменение геомагнитных вариаций не превышает ±(1÷2) нТл за 30 с.

Порядок работы оператора на МВС: включить за час до наблюдений на скважине (для выхода МВС в режим) станцию, синхронизировать работу станции по сигналам точного времени (с помощью кнопки «Синхронизация»), по сигналу по рации оператора со скважины включить автоматическую регистрацию геомагнитных вариаций, вести периодический контроль за работой станции и режимом питания, вести журнал регистрации вариограмм, выключить станцию и оформить вариограммы.

Полевая МВС (ПМВС) должна быть оборудована непосредственно на участке работ вблизи скважины. Использование ее допустимо при проведении измерений в отдельных глубоких структурных скважинах, пробуренных по редкой сети, когда требуется увязка результатов измерений магнитного поля по системе скважин по абсолютному уровню. Применение ПМВС допустимо также при условии выполнения специальных работ по увязке всех ПМВС между собой по абсолютному уровню.

Полевая МВС должна быть оборудована так же, как БМВС, только измерительно-регистрирующий блок необходимо разместить в переносном деревянном ящике, защищающем его от пыли, осадков и прогрева солнцем.

Применение магнитометра М-33 и ММП-203 в качестве МВС ограничено температурой окружающей среды (от –10 до + 40°С). Вместе с тем большой объем геофизических исследований в скважинах в труднодоступных заболоченных районах Севера, Сибири выполняется в зимнее время.

Работоспособность магнитометров М-33 и ММП-203 при температуре окружающего воздуха до –30°С должна быть обеспечена немагнитным термостатом.

4.3.7. Выбор и оборудование контрольно-поверочной скважины для проверки магнитометров.

Контрольно-поверочная скважина (КПС) служит для периодического и оперативного контроля за работой магнитометра в процессе съемок.

В качестве КПС выбирается вертикальная скважина диаметром 76 – 112 мм, пробуренная алмазными или победитовыми коронками в слабомагнитных породах (æ до $50 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ). Место расположения КПС должно быть выбрано на удалении не менее 100 м от линии движения и стоянок автотранспорта, крупных металлических конструкций, линий электропередач. На участке расположения КПС в земле должны отсутствовать блуждающие промышленные токи, интенсивные естественные поля.

Часть ствола скважины, пересекающая рыхлые и сыпучие отложения, должна быть обсажена, чтобы предотвратить стенки скважины от обрушения. Наиболее оптимальна обсадка всего ствола скважины полиэтиленовыми трубами, обеспечивающими сохранность скважины на долгий срок. При использовании для обсадки металлических труб интервал открытого ствола ниже обсадки должен быть не менее 70 м. Скважина должна быть промыта водой и закрыта пробкой.

На контрольно-поверочной скважине производятся следующие работы:

- периодическая проверка работы магнитометров;
- увязка скважинных протонных магнитометров по систематической погрешности;
- определение систематической погрешности, вносимой бронированным кабелем, и ее постоянства. В случае если последняя меняется во времени, при измерении в скважинах должен использоваться переходник, изготовленный из кабеля в немагнитной оплетке длиной 15 м.

Работы по контролю и проверке работы магнитометра должны выполняться в начале сезона, в дни профилактики, после ремонтных работ, а также в случае появления сомнений в нормальной работе магнитометра. Все измерения на КПС должны сопровождаться регистрацией вариаций геомагнитного поля на базовой магнитовариационной станции. Результаты измерений на КПС хранятся в специальных архивах.

4.3.8. Дополнительные требования к подготовке скважины для проведения работ по магнитному каротажу включают:

- очистку скважины от смазки, содержащей магнитные компоненты;
- промывку скважин, бурящихся с применением бурового раствора, содержащего в качестве утяжелителя магнетит;
- скважины, пробуренные дробью, непригодны в качестве КПС для магнитных исследований.

4.4. Порядок работы на скважине

4.4.1. Магнитный каротаж проводят в необсаженной части скважины.

4.4.2. Во время спуска скважинного прибора (скорость спуска не должна превышать 2000 м/ч) производят рекогносцировочную оценку изменения свойств по разрезу для выбора поддиапазона измерений, масштаба записи и положения нулевой линии (при аналоговой записи и при визуализации результатов измерений в процессе каротажа на бумажном носителе, при цифровых системах регистрации на магнитный носитель).

4.4.3. После спуска скважинного прибора на забой производят его адаптацию до установления стабильного температурного режима. При перепаде температуры между поверхностью и скважиной более 10°С скважинный прибор адаптируется 15 – 30 мин. Во избежание прихвата скважинный прибор должен быть поднят на 2–3 м над забоем скважины.

По истечении времени адаптации скважинный прибор опускают на забой. Регистрация диаграмм производится при подъеме скважинного прибора.

4.4.4. Исследования по магнитному каротажу выполняются за несколько спуско-подъемов в такой последовательности:

- магнитная обработка пород стенок скважины (выполняется только при проведении высокоточных измерений магнитного поля, при параметрических измерениях намагниченности пород стенок скважины и при использовании измерений внутреннего магнитного поля для оценки элементов залегания рудных подсечений);
- измерения магнитной восприимчивости æ (или комплексных измерений æ и ΔZ);
- измерения магнитного поля (модуля T или трех компонент X, Y, Z).

Регистрация трех компонент осуществляется только при наличии на кривой Z заметных аномалий (в 10 – 20 раз превышающих чувствительность использованной аппаратуры).

4.4.5. Масштаб глубин при аналоговой системе записи 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, 1:1000.

При детализации геологических разрезов, включающей выделение рудных горизонтов (тел), уточнение их местоположения и строения, масштаб глубин должен выбираться в зависимости от предполагаемой мощности пластов (объектов). Для КМВ при мощности пластов $m \geq 10$ м рекомендуется масштаб 1:200, при $m = 2 \div 10$ м – масштаб 1:50 с укрупнением до 1:20 при исследовании прослоев мощностью $m = 0{,}5 \div 1$ м.

Требования настоящего пункта должны быть обеспечены при визуализации на бумажном носителе результатов цифровой регистрации на магнитном носителе. При этом шаг измерений не должен превышать соответственно 5 см реального расстояния по стволу скважины в масштабе 1:200 и 0,5 – 1 см в масштабах 1:20 и 1:50.

4.4.6. Масштаб регистрации измеряемых параметров при использовании аналоговых регистраторов выбирается так, чтобы при максимальной чувствительности прибора запись не выходила за пределы 0,7 – 0,8 ширины диаграммной ленты.

При резком изменении параметров æ и T по разрезу скважины могут использоваться два-три масштаба регистрации. Запись в различных масштабах выполняется с перекрытием по глубине.

Масштаб визуализации результатов на бумажном носителе при цифровой регистрации выбирается автоматически.

При больших объемах измерений по скважинам в одном районе для каждого параметра устанавливаются единые стандартные масштабы.

4.4.7. Скорость подъема скважинного прибора определяется требованиями Инструкций по эксплуатации аппаратуры.

4.4.8. Контроль точности измерений по скважине осуществляется путем повторной регистрации в объеме не менее 10% от объема основных наблюдений.

На участках наиболее важных для геолого-геофизической интерпретации данных магнитного каротажа (рудные интервалы, сложные аномалии магнитного поля и др.) проводят повторные наблюдения с сохранением условий измерений (скорость каротажа, масштаб записи диаграмм и пр.).

Расхождение между основными и повторными измерениями не должно превышать ±(5÷10)% .

4.4.9. При КМВ однокатушечными зондами обязательно производить измерения диаметра скважины для количественной интерпретации данных каротажа.

Для вычисления по результатам измерений составляющих вектора аномального магнитного поля самого вектора, азимута и угла наклона этого вектора, проекций его в произвольной плоскости необходимо проведение инклинометрических измерений.

Зарубежные скважинные магнитометры имеют встроенные инклинометры.

4.4.10. При исследовании слабых магнитных полей в скважинах необходимы наблюдения за вариациями магнитного поля. Если амплитуды вариаций превосходят погрешности измерений, необходимо вносить поправки за вариации в данные измерения по скважине. Наблюдения вариаций на контрольном пункте скважины выполняются пешеходным квантовым магнитометром с автоматической регистрацией результатов измерений с циклом 30 с.

4.5. Требования к регистрации данных магнитного каротажа

4.5.1. Регистрация данных магнитного каротажа может осуществляться в аналоговом и цифровом виде.

4.5.2. Регистрация в аналоговом виде осуществляется в процессе каротажа в определенном масштабе, записи параметра и глубин на бумажный носитель с использованием многоканальных каротажных регистраторов типа НО-15, НО-16.

4.5.3. Регистрация в аналоговом виде при динамическом диапазоне сигнала 120 дБ требует записи одновременно на трех каналах различной чувствительности с соотношением уровней загрубления 1:5:25 и применения, как минимум, трех диапазонов измерений.

4.5.4. На диаграмме должны быть указаны метки глубин по сигналу счетчика глубин. Истинная глубина (расстояние от центра первичного преобразователя до уровня земной поверхности) $h_{ист}$ определяется по формуле

$$h_{ист} = M_г + Ц_{п.м} - T_{о.м},$$

где $M_г$ – значение метки глубин на кабеле; $Ц_{п.м}$ – цена первой метки (расстояние от первой метки глубин на кабеле до центра первичного преобразователя); $T_{о.м}$ – точка отбивки меток (расстояние по кабелю от точки отбивки метки до уровня земной поверхности).

4.5.5. На диаграмме должны быть указаны метки времени для оценки скорости каротажа.

4.5.6. В заголовке диаграммы должны быть указаны следующие данные:

- наименование организации-исполнителя работ;
- район, участок работ;
- номер скважины;
- вид каротажа;
- тип аппаратуры;
- номер аппаратуры;
- номер диаграммы;
- измеряемые параметры;

- предел измерения, масштаб записи параметра;
- масштаб глубин;
- ток питания скважинного прибора;
- тип стандарт-сигналов, тестов и их значения;
- тип и длина кабеля;
- сопротивление изоляции кабеля;
- тип каротажной станции;
- время начала и окончания каротажа;
- значения $U_{п.м}$ и $T_{о.м}$;
- дата проведения измерений;
- ссылки на диаграммы вспомогательных методов (записи вариаций геомагнитной индукции, кавернометрии, инклинометрии).

4.5.7. Для аппаратуры цифрового типа с визуализацией сигнала на многоразрядном цифровом табло (число разрядов до 6) регистрация результатов измерений в аналоговом виде может быть осуществлена путем регистрации любых двух соседних разрядов табло на стандартном аналоговом регистраторе.

Указанная система регистрации допустима только для случая, когда диапазон изменения измеряемой величины находится в пределах 99 условных единиц. Если диапазон измерений превышает 99 условных единиц и имеет место изменение следующего по старшинству разряда, аналоговая запись двух разрядов становится нечитаемой.

В качестве примера рассмотрим медленно меняющуюся функцию, представленную рядом числовых значений: 420, 460, 499, 498, 500, 501, 502, 499, 500, 496, 500, 498, 500, 505, 501, 500, 496, 497, 498, 450, 430, 410. Отображение ее в стандартном виде представлено на рис. 4.3.

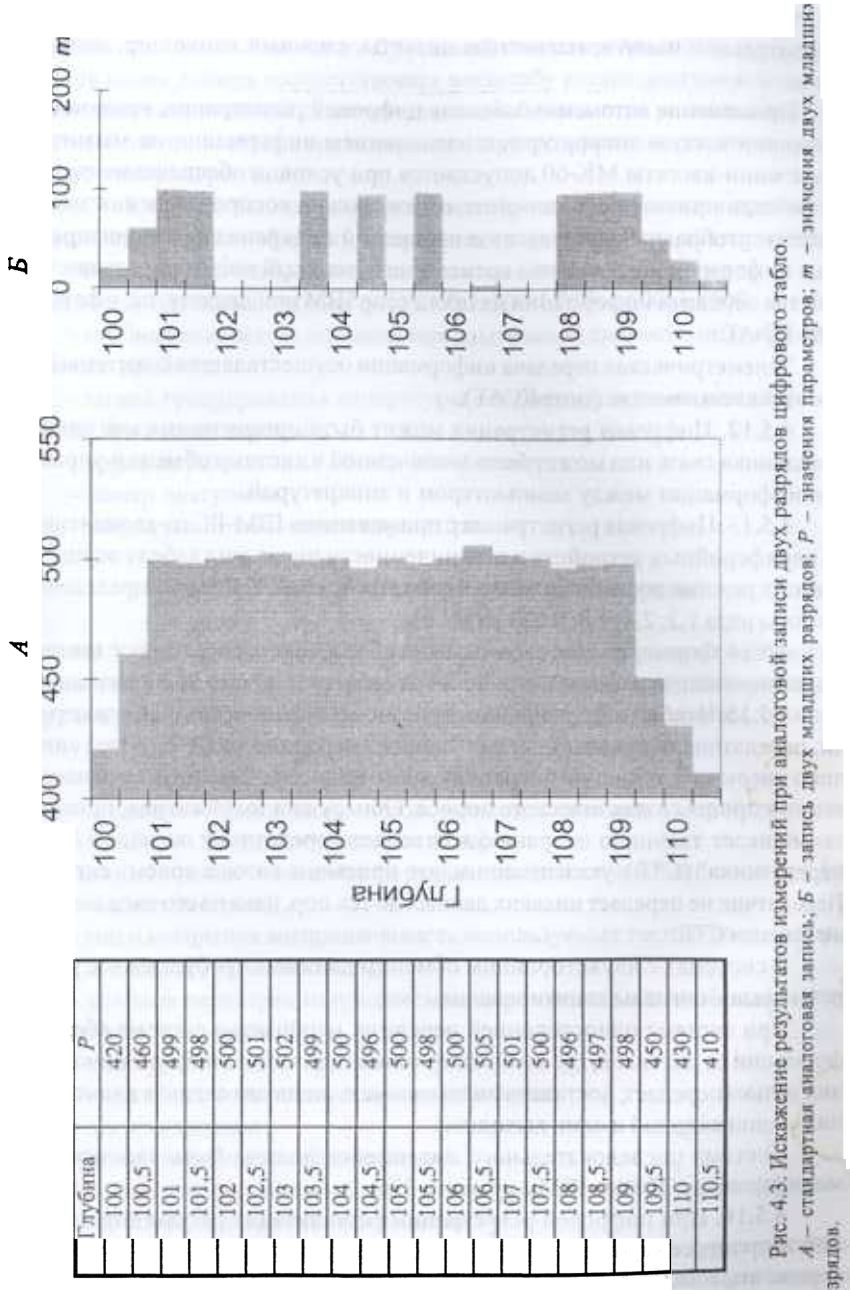
При записи на аналоговом регистраторе двух младших разрядов вид функции искажается.

Вывод третьего разряда на дополнительный канал аналогового регистратора может исключить ошибки регистрации, но приводит к необходимости ручной трудоемкой перестройки диаграмм. При неоднородности измеряемого параметра и шаге измерений менее 1 мм диаграммной ленты задача становится невыполнимой.

4.5.8. Цифровая регистрация данных магнитного каротажа обеспечивается использованием аналого-цифрового преобразователя (АЦП) в скважинном приборе или наземном блоке преобразования сигнала.

4.5.9. Регистрация и обработка цифровой информации должна осуществляться с использованием индустриальных компьютеров типа IBM-PC цифровых каротажных станций либо с выводом информации на ПЭВМ типа Notebook.

4.5.10. В процессе скважинных исследований результаты измерений в реальном времени должны быть выведены на бумажный носитель.



Глубина	P
100	420
100,5	460
101	499
101,5	498
102	500
102,5	501
103	502
103,5	499
104	500
104,5	496
105	500
105,5	498
106	500
106,5	505
107	501
107,5	500
108	496
108,5	497
109	498
109,5	450
110	430
110,5	410

Рис. 4.3. Искажение результатов измерений при аналоговой записи двух разрядов цифрового табло.
А – стандартная аналоговая запись; *Б* – запись двух младших разрядов; *P* – значения параметров; *m* – значения двух младших разрядов.

4.5.11. В качестве накопителя информации могут использоваться блоки твердотельной памяти, магнитные дискеты, сменный винчестер, компакт-диски.

Применение автономных блоков цифровой регистрации, являющихся составной частью аппаратуры, с накоплением информации на магнитной ленте мини-кассеты МК-60 допускается при условии обеспечения сигнала готовности приема, наличия системы контроля и воспроизведения записи, системы отображения результатов измерений на экране видеомонитора, записи информации в реальном времени на бумажный носитель, а также устройства передачи информации на процессор IBM или дискету, т.е. в формате IBM-PC-AT.

Телеметрическая передача информации осуществляется с системы IBM в установленном виде (типа КСАТ).

4.5.12. Цифровая регистрация может быть организована как однонаправленная связь или может быть включенной в систему обмена и управления информации между компьютером и аппаратурой.

4.5.13. Цифровая регистрация с применением IBM-PC из-за удаленности периферийных устройств и ограниченности числа жил кабеля осуществляется в режиме последовательного интерфейса RS232 строго определенной частоты ряда 1,2; 2,4; 4,8; 9,6 кГц (МГц).

4.5.14. Формирование слова должно обеспечивать оперативное введение и однозначное считывание независимо от себя при записи и воспроизведении.

4.5.15. Чтобы информировать приемник о наличии данных для передачи, передатчик направляет сигнал "запрос" передатчика (RTS). Этот сигнал либо прерывает текущую операцию, либо приемник фиксирует его поступление в процессе циклического опроса. Обнаружив такой сигнал, приемник заканчивает текущую операцию и отвечает передатчику сигналом "сброс передатчика" (CTS), указывающим, что приемник готов к приему сигналов. Передатчик не передает никаких данных до тех пор, пока на его вход не поступит сигнал CTS.

В системах с двухсторонним обменом данными требуются все упомянутые выше сигналы квинтирования.

При системе односторонней передачи, например в системе сбора информации от датчиков, где компьютер только принимает информацию, а датчик только передает, достаточно использовать лишь два сигнала квинтирования – один входной и один выходной.

Система последовательного интерфейса должна быть рассчитана на модификацию ПЭВМ–IBM с уровнем 286.

4.5.16. При цифровой регистрации визуализация результатов измерений в процессе каротажа в виде столбцов цифр или графическом виде на экране видеомонитора осуществляется только на стадии просмотра рекогносцировочных диаграмм.

4.5.17. В процессе основного каротажа результаты измерений должны быть обязательно выведены на бумажный носитель. Масштаб глубин бумажной копии должен соответствовать масштабу записи диаграмм основного комплекса каротажа по скважине, а масштаб параметра устанавливается в зависимости от диапазона его изменения, зарегистрированного по рекогносцировочной диаграмме.

4.5.18. Состав записи результатов измерений на дискете и программа изготовления бумажной копии в реальном времени должна обеспечивать:

- возможность отображения результатов магнитных измерений по скважине в любом масштабе глубин ряда 1:50, 1:100, 1:200, 1:500, 1:1000;
- отображение меток времени или диаграммы скорости подъема скважинного прибора;
- запись градуирования аппаратуры стандарт-сигналами или тестами с учетом предела измерений;
- время начала и конца записи диаграммы;
- номер диаграммы;
- запись масштаба записи параметра.

4.6. Обработка и интерпретация диаграмм

4.6.1. При первичной обработке диаграмм каротажа магнитной восприимчивости в них указываются сведения общего характера (район работ, номер скважины, глубина обсадки, номинальный диаметр скважины, технология бурения), а также указывается:

- тип и номер аппаратуры, тип зонда;
- геометрические размеры зонда, диаметр скважинного прибора (только для приборов æ однокатушечного типа);
- наименование изменяемого параметра (составляющие поля при работе с магнитометром);
- тип и магнитная восприимчивость используемых тестов (поле для приборов æ однокатушечного типа);
- условия регистрации изменяемых параметров (масштаб записи глубин, диапазон измерений);
- тип бурового раствора;
- тип кабеля и сопротивления его изоляции;
- время каротажа;
- номер вариационной диаграммы.

На диаграммах должны быть записи уровня сигнала æ в воздухе до и после каротажа, значение стандарт-сигналов.

4.6.2. Нулевые линии на диаграммах КМВ проводятся по уровню сигнала в воздухе до начала и по окончании измерений по скважине и уточняются по уровню сигнала в скважине в интервале пород с магнитной восприимчи-

востью менее $3 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ (разновидности доломитов, известняков), после дняя определяется по измерениям æ образцов керна.

Уровень нормального поля на диаграмме магнитного поля T, ΔZ уста навливается по его уровню на контрольном пункте скважины с привязкой к уровню нормального поля района работ по карте магнитного поля. При оп ределении уровня нормального поля компонент X, Y, Z_{oc} должны учитывать ся азимут и угол наклона скважины точки измерения по методике, определя емой инструктивными материалами по методу [4.10.5; 4.10.14; 8;9;19].

4.6.3. На основе градуировочных сигналов КМВ устанавливают масш таб кривой КМВ в единицах ε (или прямого поля для зависимости на рис.4.1 и ε′ (для зависимости на рис.4.2), вычисляемых по формулам

$$\varepsilon = æ_{эт} / n_{эт}; \quad \varepsilon' = æ'_{эт} / n_{эт},$$

и значения эффективной магнитной восприимчивости

$$æ_{эф} = (æ_{эт}/n_{эт}) \cdot n; \quad æ'_{эф} = (æ'_{эт}/n_{эт}) \cdot n,$$

где n – отсчет по кривой КМВ.

Масштабы кривых КМВ показывают в верхней части каждого интерва ла глубин, в пределах которого они остаются постоянными.

Проградуированные кривые КМВ используют для сравнительной оценки и расчленения пород разреза по магнитным свойствам.

Границы пластов определяют по точкам перегиба кривой при мощнос ти пласта $h \geq 3L$ или на расстоянии $0{,}5L$ выше (подошва) и ниже (кровля перехода кривой КМВ через нулевую линию.

4.6.4. Количественную интерпретацию кривых КМВ с однокатушечны ми зондами приводят только при наличии данных о диаметре скважины, оп ределенном с точностью ± 2 мм, что обеспечивает возможность определе ния магнитной восприимчивости пород с погрешностью не более 5% в сква жинах диаметром от 46 мм и более.

Данные КМВ, полученные двухкатушечными зондами при соблюде нии условий $d_c \leq 0{,}4L$ (d_c – диаметр скважины) интерпретируют без учет данных о диаметре скважины. При $d_c \geq 0{,}4L$ интерпретацию кривых КМ двухкатушечными зондами производят с учетом поправки на влияние гео метрического фактора. Значения поправок определяют по соотношению $d_c/$ из представленных ИЭ теоретических кривых $q_c = f(d_c, L)$.

Исправления (корректировка) значений $æ_{эф}$ с учетом диаметра скважи ны вносят для слабомагнитных разрезов по формуле

$$æ = æ_{эф}/q_c = \varepsilon n/q_c$$

и для сильномагнитных разрезов по формуле

$$æ' = æ'_{эф}/q_c = \varepsilon' n/q_c.$$

4.6.5. Представление результатов КМВ значениями кажущейся магнитной восприимчивости æ′ является достаточным для решения большинства практических задач, в том числе и при оценке в рудах содержания железа, связанного с магнетитом.

Переход от æ′ к æ в сильномагнитных средах осуществляется по графику $n = f(æ)$ (см. рис. 4.2) с учетом диаметра скважины.

Зависимости $n = f(æ)$ для разных диаметров скважин приводится в технической документации на аппаратуру. В первом приближении представление о характере нелинейности может быть получено из сопоставления кривых $æ_{эт}$ и $æ'_{эт}$ (см. рис. 4.2).

Результаты КМВ, проводимого в целях магнитного опробования и подсчета запасов руд железа, должны обрабатываться в соответствии с утвержденными инструкциями и методическими указаниями [4.10.1; 4.10.4; 4.10.6; 4.10.12].

4.6.6. Для работы в проводящих средах (при электропроводности $\geq 10^4$ См/м) некоторые модификации аппаратуры магнитного каротажа имеют канал активной составляющей сигнала, обеспечивающей оценку и измерение электропроводности одновременно с магнитной восприимчивостью. Градуирование канала электропроводности и оцифровка шкалы в абсолютных значениях электропроводности выполняется с использованием системы градуировочных колец.

Измеренные значения электропроводности могут использоваться как самостоятельный параметр или для введения поправок за влияние электропроводности в измеряемое значение магнитной восприимчивости. Измерение двух составляющих сигнала необходимо при магнитном опробовании комплексных магнетито-сульфидных руд [4.10.4; 4.10.7; 4.10.13].

4.6.7. Методика обработки диаграмм магнитного поля включает операцию приведения результатов измерений к уровню нормального магнитного поля (T_0), введение поправок за вариации геомагнитной индукции, поправок за влияние скважины, построение векторной картины проекций векторов аномального магнитного поля на плоскость разреза, горизонтальную плоскость.

4.6.7.1. При обработке диаграмм измерения магнитного поля, полученных с трехкомпонентными скважинными магнитометрами, переход от составляющих вектора полного магнитного поля к составляющим вектора аномального магнитного поля в случае аналоговой записи осуществляется путем проведения на диаграммах уровней нормального поля, определенных на КПо с учетом азимута и угла наклона скважины по методике, изложенной в соответствующих методических руководствах [9; 12; 18; 19; 4.10.14].

4.6.7.2. При измерении приращения вертикальной составляющей вектора геомагнитной индукции ΔZ или приращения модуля вектора геомагнитной индукции ΔT ($\Delta T = T - T_0$), выполняемом феррозондовыми первичными

преобразователями с точностью ± 20 нТл, на диаграммах проводятся нулевые линии по уровням поля, определенным на КПо или в интервалах немагнитных пород ($æ \le 10 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ) при отсутствии влияния намагниченных объектов. При использовании осевой системы ориентации первичных преобразователей для управления дальнейшей обработки целесообразно с учетом наклона скважины α перейти от измеренных составляющих X_c, Y_c, Z_c, связанных с ориентацией скважины, к горизонтальным и вертикальным составляющим X, Y, Z (рис. 4.4).

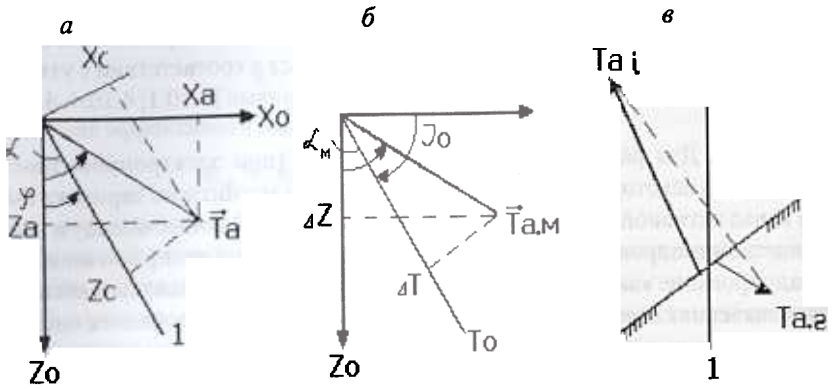


Рис. 4.4. Схемы построения векторов $\mathbf{T}_a$ (*а*) и $\mathbf{T}_{a.м}$ (*б*) и определения наклона границы раздела по скачку векторов магнитного поля (*в*).

1– ось скважины.

4.6.7.3. При измерении модуля полного вектора геомагнитной индукции скважинным протонным магнитометром с точностью 0,1 – 1 нТл диаграмма градуируется в абсолютных значениях геомагнитной индукции. В диаграмму магнитного поля T прежде всего должны быть введены поправки на вариации геомагнитной индукции. Поправки на вариации вводятся как относительное смещение уровня записи с обратным знаком по временным интервалам регистрации вариаций и синхронизированным с ними интервалам времени записи диаграммы по скважине. При обработке диаграмм, записанных в аналоговом виде, поправки вводятся графически по интервальным смещениям уровня записи диаграммы относительно уровня поля в начале записи. При цифровой системе регистрации поправки за вариации вводятся автоматически по временным синхронизированным интервалам на этапе составления интерпретационной матрицы.

Уровень нормального поля вводится по значениям T_0 на нулевом контрольном пункте района или по нулевой изодинаме карты ΔT_a с учетом вариаций геомагнитной индукции.

4.6.7.4. В случае если магнитная восприимчивость пород, слагающих стенки скважины, превышает $10000 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ, в результаты измерений радиальной составляющей магнитной индукции в скважине ($H_{изм.рад}$), направленной перпендикулярно ее стенке, следует ввести поправку на размагничивающее влияние пород стенок скважины [30]. Поправка вводится либо аналитически на основе соотношения

$$H_{ист.рад} = [(1 + 2\pi æ)/(1 + 4\pi æ)]H_{изм.рад}$$

или по графику, приведенному на рис. 4.5 .

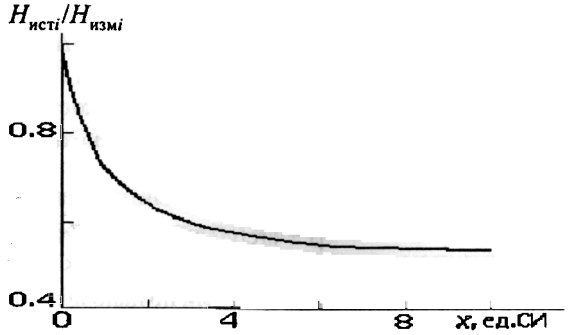


Рис. 4.5. График влияния скважины на внутреннее поле магнитных тел.

4.6.7.5. Положение проекции вектора аномального магнитного поля на азимутальную плоскость или плоскость разреза по заданному азимуту находят в первом случае путем графических построений по измеренным значениям составляющих в абсидальной плоскости или путем расчетов амплитуды и углов наклона проекций векторов аномального магнитного поля T_a в плоскости разреза по значениям его модуля, азимута и угла наклона от горизонтали по способам, приведенным в соответствующих методических руководствах [6; 10; 16; 17; 4.10.12; 4.10.15].

Для визуализации картины проекций векторов аномального магнитного поля, когда азимут бурения скважины отличен от азимута плоскости разреза, скважина последовательно кусочно проектируется на плоскость разреза по формуле:

$$Пр\vartheta AB = AB\cos\alpha/\cos\beta; \quad \beta = \operatorname{arctg}(\operatorname{tg}\alpha\cos\gamma), \qquad (4.1)$$

где $Пр\vartheta AB$ – длина интервала скважины в плоскости разреза; AB – истинная длина интервала скважины; α – угол наклона скважины в абсидальной плоскости (истинный); ϑ – плоскость разреза; P – абсидальная плоскость бурения скважины; γ – угол (азимут) между плоскостями P и ϑ; β – угол отклонения от вертикали проекции скважины на меридиональной плоскости, в плоскости разреза.

4.6.7.6. В случае обработки результатов двухкомпонентных измерений $\Delta T - \Delta Z$ векторная картина распределения проекций векторов аномального

магнитного поля может быть получена только в плоскости магнитного меридиана [15].

В аномальных полях до 10 000 нТл приращение модуля вектора аномального магнитного поля ΔT численно равно проекции вектора аномального поля на направление вектора нормального магнитного поля T_0. Вектор T_0 и вертикаль Z определяют собой плоскость магнитного меридиана. Определение положения проекций векторов аномального магнитного поля на плоскость магнитного меридиана производится графически в соответствии с рис. 4.4 или аналитически по формуле (4.2) [15]

$$Пр\mathbf{T}_{а.м} = [(\Delta T)^2 + (\Delta Z)^2 - 2\Delta T \cdot \Delta Z \sin I_0]^{1/2} / \cos I_0, \qquad (4.2)$$

где $Пр\mathbf{T}_{а.м}$ – проекция вектора $T_а$ на плоскость магнитного меридиана; I – угол наклонения вектора нормального магнитного поля; β – угол отклонения $Пр T_{а.м}$ от вертикали:

$$\beta = \operatorname{arctg}[(\Delta T/\cos I_0 - Z \operatorname{tg} I_0)/ \Delta Z; \qquad (4.3)$$

угол β отсчитывается от вертикали по направлению к северному концу горизонтали С-Ю.

Формула (4.3) определяет угол β с точностью до 180°. Исключить неоднозначность можно, принимая во внимание следующее: при $\Delta Z > 0$ угол β лежит в I и IV квадрантах плоскости С-Ю, при $\Delta Z < 0$ – во II и III квадрантах.

4.6.7.7. При ручной обработке данных измерений трех составляющих магнитного поля диаграммы векторов аномального поля $T_а$ находят путем геометрического построения в трех взаимно перпендикулярных плоскостях: плоскости наклона скважины (абсидальной плоскости) XZ, перпендикулярной ей плоскости YZ и в горизонтальной плоскости XY. Как правило, скважины задаются вкрест ожидаемого простирания исследуемых объектов и векторные диаграммы по данным трехкомпонентных измерений должны строиться в плоскости наклона скважины и горизонтальной плоскости. При этом построения выполняются на линию проекции скважины на указанные плоскости.

Определение проекций векторов аномального поля производится графически или путем вычисления модулей их проекций и углов наклона от вертикали (для XZ, YZ) и от направления на магнитный север (XY). При графическом определении проекций первоначально на плоскость наносится ось скважины, как проекция скважины на плоскость с разбивкой по глубинам. От точки измерения с учетом знака откладывается: по оси Z_0 – значения $Z_а = \Delta Z$, по оси X_0 – значения $X_а$. Обычно за положительные принимается направление оси Z_0 – вниз, X_0 – в сторону забоя скважины в плане (при построении в абсидальной плоскости) или X_0 – на магнитный север, Y_0 – на восток (при

построении в горизонтальной плоскости). Точка пересечения перпендикуляров к осям Z_0, X_0 в точках $Z = Z_а$ и $X = X_а$ в абсидальной плоскости и к осям X_0, Y_0 в точках $X = X_а$ и $Y = Y_а$ в горизонтальной плоскости, как радиус-вектор с началом в точке измерения по скважине, определяет положение проекции вектора $T_а$ на плоскость. В случае трехмерной задачи аналогичные построения выполняются в плоскости XY.

Вычисление угла наклона α и модуля проекции вектора аномального поля $T_а$ для плоскости наклона скважины по данным трехкомпонентных измерений производится по формулам

$$\begin{aligned} \alpha &= \operatorname{arctg}(X/Y); \\ T_{а.аб} &= (X_а^2 + Z_а^2)^{1/2}, \end{aligned} \qquad (4.4)$$

где α отсчитывается от положительного направления оси Z_0 в сторону забоя скважины в плане.

4.6.7.8. В случае двухкомпонентных измерений ΔT и ΔZ проекции вектора аномального магнитного поля в плоскости магнитного меридиана определяют графически. Скважина проектируется на плоскость магнитного меридиана. От точки измерения по направлениям Z_0 и T_0 (направление нормального магнитного поля) откладываются отрезки, соответствующие $Z = Z_а$ и $T = \Delta T_а$, за положительное направление T_0 принимается направление, определяемое углом, соответствующим углу наклона вектора T_0 в сторону магнитного севера от вертикали вниз. Точка пересечения перпендикуляров к осям Z_0, T_0 в точке измерений с учетом знаков как радиус-вектор с началом в точке измерения определяет положение проекции вектора аномального магнитного поля на плоскость магнитного меридиана.

Методика определения пространственного положения источника аномального поля по данным двухкомпонентных измерений $\Delta T - \Delta Z$ изложена в статье [11].

4.6.7.9. При решении геологических задач скважинная магниторазведка используется в комплексе с методами скважинной геофизики (РВП, МЗТ и др.), поэтому целесообразны их обработка и интерпретация в комплексных системах, например СМАГ-ЕС [4.10.8; 4.10.9]. Система обеспечивает ввод, хранение, выдачу, обработку и интерпретацию данных каротажа, гироскопической инклинометрии, скважинной магниторазведки, моделирование объектов по скважинной и наземной магнито- и гравиразведке.

Система позволяет создавать модели тел в виде тригональных многогранников по сечениям любой сложности, вычислять магнитное и гравитационное поле вне тел и внутри их. Графические функции СМАГ-ЕС обеспечивают вычерчивание стволов скважин, диаграмм векторов и графиков наблюденного и вычисленного полей по ним, геологических колонок, разрезов, карт изолиний.

Система СМАГ-ЕС реализована на ЭВМ серии ЕС и персональном компьютере типа IBM серии 486, Pentium [4.10.8]. Для решения прямых и обратных задач магниторазведки могут быть рекомендованы такие системы, как СИГМА-3 В.Т.Белоногова, программы А.Н.Бахвалова, Г.Н.Константинова, В.Н.Страхова и М.А. Лапиной [16; 19; 4.10.17].

4.7. Магнитный каротаж скважин подземного бурения

4.7.1. Применение магнитного каротажа в скважинах подземного бурения помимо решения основной задачи – подсчет запасов при эксплуатационной разведке – нацелено на решение специальных задач, как то:

- охрана недр путем контроля содержания полезного компонента при отработке и добыче руд с целью сокращения потерь и засорения полезного ископаемого;
- планирование, регулирование в процессе добычи и контроль качества сырья с целью повышения выхода и качества конечного продукта – концентрата.

4.7.2. На этапе эксплуатационной разведки данные магнитного опробования используются для определения в разрезе местоположения, мощности рудных интервалов и содержания полезного компонента. Это позволяет уточнить контуры рудных тел и запасы в геологических блоках, выявить характер сплошности руды (наличие или отсутствие включений некондиционных руд и вмещающих пород), оценить степень неоднородности и выделить сорта руд, определить характер контактов и т.п.

На этапе рудоподготовки магнитное опробование взрывных скважин используется с целью уточнения запасов и содержания полезного компонента в эксплуатационных блоках; эти данные используются также для планирования горных работ.

На этапе отработки блоков магнитное опробование применяется для оценки содержания полезного компонента с целью контроля за соблюдением планограмм выпуска, качества сырой руды по установленному браковочному пределу, для решения вопросов усреднения руд и плана добычных работ по качеству и т.д.

4.7.3. Специфика применения магнитного опробования на этапах эксплуатационной разведки, рудоподготовки и отработки месторождений состоит в более высокой, чем при поисково-разведочных работах, пространственной плотности сети наблюдений в пределах блоков месторождений. Благодаря этому зависимость $æ = f(Fe)$ отличается большей устойчивостью и теснотой связи, что повышает достоверность магнитного опробования и обуславливает достаточную для практики точность не только на магнетитовых месторождениях и объектах железистых кварцитов, но и на месторождениях сидеритовых руд.

4.7.4. На магнетитовых месторождениях метасоматического, гидротермального, магматического типов, а также ряде объектов железистых кварцитов наблюдается тесная природная связь между содержанием общего и магнетитового железа, устойчивая в пределах конкретного месторождения по простиранию и на глубину. Используя эту зависимость можно по измерениям магнитной восприимчивости определять два показателя качества руд – содержание общего и магнетитового железа.

4.7.5. На месторождениях марганцевых руд положительный опыт применения каротажа магнитной восприимчивости при эксплуатационной разведке касается только карбонатных руд, где содержание марганца и магнитная восприимчивость руд однозначно связаны с содержанием родохрозита.

4.7.6. Каротаж магнитной восприимчивости – магнитное опробование.

Определение процентного содержания железа (в массовых долях), выполняемое методом химического опробования, имеет для магнитного опробования первостепенное значение.

Случайная погрешность химического метода определяется путем сопоставления результатов основного и контрольного опробования одним и тем же способом отбора, обработки и анализа проб; она зависит от неравномерности оруденения и других факторов.

Случайная погрешность химического опробования оказывает непосредственное влияние на расхождение между данными химического и магнитного метода при всех видах геологического и геофизического опробования.

Систематическая погрешность химического опробования чаще всего связана с наличием избирательного истирания (выкрашивания) рудных и нерудных компонентов, а также может быть обусловлена методом обработки проб и химического анализа на магнетитовое железо.

Каротаж в разведочных скважинах выполняется для получения сведений о мощности рудных подсечений и содержании полезного компонента в них. Каротаж взрывных (минных) скважин проводится для определения положения рудных тел в разрезе скважины и определения среднего содержания полезного компонента на высоту уступа или блока.

4.7.7. При проведении работ по магнитному опробованию должны выполняться «Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений подземным способом» или «Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом», а также правила техники безопасности, действующие на каждом конкретном горнодобывающем предприятии.

4.7.8. Подготовительные работы перед проведением скважинных исследований должны выполняться в соответствии с техническими инструкциями на аппаратуру и методическими руководствами (см. раздел 4.10).

4.7.9. Выбор измерительных устройств должен производиться в зависимости от объекта работ и технологии бурения. Для скважин диаметром 150 –

300 мм должны использоваться скважинные приборы, оснащенные измерительными устройствами длиной 1 м, для скважин 46 – 150 мм допустимо использование измерительных устройств длиной от 200 до 500 мм.

4.7.10. Для получения достоверных данных магнитного опробования необходимо обеспечить надежность и стабильность работы геофизической аппаратуры.

На месте геофизических работ подготовка аппаратуры (подключение измерительных устройств к пульту управления и блоку питания, проверка работоспособности, контрольные измерения режима работы и т. д.) выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Контрольные измерения режима работы аппаратуры по всем видам магнитного опробования производятся не менее трех раз за смену с использованием поверочных тестов, входящих в состав аппаратуры, по методике, изложенной в инструкции по эксплуатации аппаратуры.

Ведомственная периодическая поверка аппаратуры производится не реже 1 раза в год органами метрологического контроля.

4.7.11. При каротаже скважин показания прибора в воздухе проверяют до и после каротажа каждой скважины; при этом измерительное устройство должно быть удалено от стенок выработок и металлических предметов не менее чем на 1,5 м.

4.7.12. Рекомендуется вести журнал для регистрации данных систематического контроля за состоянием аппаратуры, где фиксируются сведения о дате поверки, номере блока измерительного, номере скважинного прибора, результатах измерений с тестами, замеченных неисправностях и выполненном виде ремонта. В этот же журнал следует заносить данные о проверке прибора на контрольной скважине или на соответствующих рабочих мерах – стандартных образцах предприятия.

4.7.13. В зависимости от характера исследований и глубины скважин в аппаратуре предусмотрена возможность выбора различных режимов работы: единичные, поточечные измерения; измерения с вычислением среднего значения по выборке, содержащей до 4000 единичных измерений, запись измерений в блок памяти.

4.7.14. Каротаж нисходящих скважин следует проводить при передвижении скважинного прибора от забоя к устью; в восстающих скважинах – при движении скважинного прибора к забою. Скважинный прибор опускается в скважины под собственным весом на каротажном кабеле, на котором нанесены метки глубин. При измерениях в подземных горизонтальных и восстающих скважинах используются штанги, имеющие метки в виде отверстий.

Расстояние между точками измерений (шаг) определяется на каждом месторождении исходя из степени неравномерности оруденения, минимальных мощностей рудных и безрудных интервалов, которые требуется выделять, заданной точности опробования, длины измерительного устройства и т. п.

4.7.15. Методика измерений (работ) и представление первичных результатов

4.7.15.1. Для геолого-геофизического обоснования методики работ необходимо изучить геологические особенности месторождения для чего проводится конкретный анализ химического, фазового, минералогического состава, текстурно-структурного строения, физических свойств и других данных, влияющих на результаты магнитного опробования.

На основе проведенного анализа выделяются основные типы руд и их минералогические разновидности, оценивается изменчивость химического, минералогического, петрографического состава выделенных типов руд по простиранию, вкрест простирания и на глубину. По выделенным типам руд изучаются корреляционные зависимости магнитной восприимчивости (по данным измерений с конкретным типом аппаратуры) от содержания полезного компонента, определяются основные факторы, влияющие на результаты магнитного метода опробования.

4.7.15.2. Основные требования к исходным данным для изучения корреляционной зависимости сводятся к следующим.

Химическое опробование должно выполняться в полном соответствии с принятой на конкретном месторождении методикой отбора, обработки и анализа проб.

Результаты геологической документации керна должны увязываться с результатами геофизических измерений по выделению контактов и мощности рудного тела. Только после этого выполняется отбор проб на химический анализ.

Геологические особенности месторождений влияют на размеры исследуемых интервалов по длине и представительности, которые должны соответствовать длине интервалов геофизического опробования (например, 0,5; 1,0 или 2,0 м).

При изучении корреляционных зависимостей (а также при выполнении внешнего контроля магнитного опробования) необходимо систематически контролировать качество химического опробования – оценивать точность и достоверность результатов, сопоставлять в пределах одних и тех же участков месторождения данные, полученные по горным выработкам, колонковому бурению т. д.

При бурении по рудным интервалам, представляющим интерес для изучения корреляционных зависимостей, должны быть приняты меры по обеспечению процента выхода керна (не менее 90%). Дополнительные мероприятия должны быть предусмотрены при отборе проб и на других видах опробования.

Точность и достоверность химического анализа на железо (общее и магнетитовое) или на другие полезные ископаемые должны удовлетворять

требованиям инструкций ГКЗ по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов.

Для химического метода опробования должен быть выполнен основной и контрольный отбор проб (одним и тем же способом) в скважинах, причем по каждому классу содержаний необходимо опробовать не менее 20 интервалов.

Средняя арифметическая погрешность (случайное отклонение) и среднее квадратичное отклонение от нее (с учетом класса содержания полезного компонента), принимаются в качестве базы для оценки расхождения между магнитным и химическими методами.

Точность и достоверность геофизических измерений должна обеспечиваться высокой стабильностью работы аппаратуры (с соблюдением требований по настройке в соответствии с инструкцией по эксплуатации).

Оценка точности измерений производится путем сопоставления результатов измерений на контрольной скважине.

Местоположение контрольной скважины должно выбираться с учетом удобства подхода (подъезда) к ней, на участках, не входящих в план ближайшей отработки.

Контрольная скважина должна быть пробурена укороченными рейсами. В подземных условиях наиболее удобной является горизонтальная скважина длиной 20 – 30 м.

В разрезе контрольной скважины должны быть представлены наиболее типичные для данного месторождения руды, по возможности с разным содержанием полезного компонента, а также типичные вмещающие породы.

Все измерения по интервалам химического опробования, используемые для изучения корреляционных зависимостей, должны быть проведены тщательно и детально со 100%-ным контролем.

Исходными данными для построения графика корреляционной зависимости являются результаты химического опробования на конкретный вид полезного ископаемого и геофизические измерения по одним и тем же интервалам скважин.

График корреляционной зависимости устанавливается на основе достаточно большого и представительного фактического материала – не менее 150 точек (проб) для основного типа руд и не менее 60 точек для разновидностей типов.

Выборки должны объективно характеризовать основные рудные тела по простиранию и падению в пределах отрабатываемых и подготавливаемых к отработке горизонтов месторождения.

Корреляционные зависимости устанавливаются в соответствии с выделенным основным (основными) типом руд и его разновидностями.

При установлении корреляционных зависимостей между результатами измерений и содержанием полезного компонента необходимо учитывать характерные особенности, присущие конкретному полезному ископаемому.

При каротаже магнитной восприимчивости подземных скважин на месторождениях железистых кварцитов для исключения влияния магнитной анизотропии необходимо использовать способ приведения данных по скважинам, пробуренным под разными углами к слоистости, к «средней» скважине под углом около 45°, для которой устанавливается график зависимости результатов измерений от содержания железа.

На месторождениях магнетитовых руд на основании графика корреляционной зависимости между содержанием железа и результатами, полученными по измерениям на стенках горных выработок, можно путем пересчета получать корреляционный график для каротажа магнитной восприимчивости и проверить график, построенный по данным опробования керна или шлама.

4.7.15.3. Поле корреляции для магнитного опробования строится в системе прямоугольных координат в линейном масштабе.

Первоначально поле корреляции строится отдельно для основного типа руд и его разновидностей по всем видам опробования. Каждый график корреляционной зависимости содержания полезного компонента от данных измерений для магнитного опробования рассчитывается по методу выборочных условных средних.

В основе построения эмпирического графика лежит расчет среднего значения содержания полезного компонента из суммы экспериментальных данных по каждому интервалу группирования, количество которых обычно должно составлять 6 – 8.

Эмпирический график позволяет установить форму зависимости и объективно выбрать способ математической обработки, например по способу наименьших квадратов.

Установленный корреляционный график должен быть проверен – по новой выборке сопоставляются результаты опробования (содержания полезного компонента) по одним и тем же интервалам магнитного и химического опробования. Количество интервалов опробования должно быть не менее 50.

Для решения вопросов об использовании одного или нескольких корреляционных графиков необходимо последовательно провести статистическую оценку значимости расхождений между основным и всеми графиками, полученными на других участках месторождения.

На месторождениях магнетитовых руд необходимо оценить возможности по измерениям магнитной восприимчивости определять содержание не только железа магнетитового, но и железа общего с помощью изучения фазового состава руд и корреляционной зависимости между содержаниями железа общего и магнетитового.

4.7.16. Обработка результатов измерений, оформление и контроль качества материалов

4.7.16.1. Магнитный метод оценки качества руд должен обеспечить получение объективной и экспрессной информации о содержании полезного компонента в руде.

4.7.16.2. Обработка и интерпретация каротажных данных по разведочным и взрывным скважинам отличаются как на этапе изучения корреляционной зависимости измерений от содержания полезного компонента, так и на стадии производственных работ по магнитному опробованию.

При изучении корреляционных зависимостей результаты измерений по разведочным скважинам представляются в виде каротажных диаграмм. На них выделяют границы раздела руда-порода по методике, определенной для соответствующего типа (вида) применяемой аппаратуры. Внутри выделенного рудного интервала вычисляют среднее показание прибора. Полученную таким образом гистограмму средних показаний сопоставляют с данными буровой колонки: мощностью рудных и нерудных интервалов, результатами химического анализа проб по соответствующим выделенным интервалам.

В подземных взрывных (минных) скважинах изучение корреляционной зависимости производится согласно вышесказанному. При открытой добыче (карьеры) вычисляются средние показания прибора по всей скважине, длина которой обычно соответствует высоте уступа (12-15 м) и по которой отбирается одна проба шлама на химический анализ.

При производственных работах по КМВ в разведочных и взрывных (минных) скважинах, а также во взрывных скважинах на карьерах, отрабатывающих месторождения с неравномерным оруденением, первоначально выделяют границы рудных интервалов, определяют средние показания по ним и с помощью корреляционного графика определяют содержание полезного компонента по каждому интервалу.

Во взрывных скважинах на карьерах, отрабатывающих месторождения с равномерным оруденением, вычисляют среднее показание по всей скважине и по графику корреляционной зависимости определяют содержание полезного компонента.

4.7.16.3. Оценка достоверности данных магнитного опробования должна производиться разными способами.

Погрешностью магнитного опробования можно считать расхождение между его результатами и данными традиционного химического опробования. Оценкой является отсутствие статистически значимых систематических расхождений между ними.

Погрешность самих геофизических измерений обусловлена техническим состоянием аппаратуры, привязкой и погрешностью выбора сети наблюдений. По всем видам опробования она оценивается путем проведения

основных и контрольных геофизических измерений. Объем контроля должен составлять 5% от общего объема работ. Допустимая случайная погрешность геофизических измерений при магнитном опробовании не должна превышать 5% относительных.

Оценку погрешности магнитного опробования необходимо выполнять путем сопоставления с результатами химического опробования, которое в данном случае выступает в качестве внешнего контрольного метода. Объем контроля химическим методом должен составлять 5 – 10% от объема работ по магнитному опробованию

Среднее случайное расхождение и его квадратичное отклонение по единичным пробам и классам содержаний полезного компонента не должны превышать погрешности магнитного опробования, установленной при обосновании применимости магнитного метода на конкретном месторождении.

Достоверность и представительность химического и магнитного опробования скважин могут оцениваться также по результатам заверочных работ в подземных условиях – бурение опережающей горизонтальной скважины и проходка вдоль оси горной выработки (в соответствии с принятой на данном руднике системой отработки); на карьерах – заложение скважины кернового бурения небольшой глубины (30 – 50 м) и «обуривание» ее шарошечным долотом и проведением поинтервального отбора шлама. Все работы сопровождаются выполнением химического и магнитного опробования скважин и стенок горных выработок

4.7.17. Для обработки данных магнитного опробования подземных скважин, полученных с аппаратурой цифрового типа, снабженных интерфейсом обеспечивающим вывод информации на любые ПЭВМ, рекомендуется использовать пакет программ для автоматизированной обработки данных магнитного опробования разведочных скважин (типа АСОД МОРС).

Вариант пакета, разработанный в ВИРГ–Рудгеофизике (авторы А.К. Вейнберг и Д.И. Бузас), может быть затребован по адресу 193019, Санкт-Петербург, ул. Фаянсовая, д. 20; разработанный на Костомукшском ГОКе может быть затребован в Управлении Костомукшского ГОКа.

Рекомендуемый состав пакета программ обработки данных магнитного опробования дан в табл. 4.4.

4.8. Скважинная магниторазведка подземных скважин

Магниторазведка подземных скважин выполняется с целью:

- уточнения строения рудных тел и обнаружения новых залежей в околоскважинном пространстве (на расстоянии до 500 м);
- определения элементов залегания и контуров рудных зон, вскрытых скважиной;

Таблица 4.4

Рекомендуемый состав пакета программ обработки данных магнитного опробования

№	Наименование программ и подпрограмм	Требования к программам
1.	«Обработка»	
1.1.	Вычисление среднеинтервальных показаний и содержаний железа в интервалах опробования	1.1.1. Разбивка наблюденных кривых по интервалам опробования должна производиться в соответствии с требованиями указаний. 1.1.2. При обработке результатов опробования разведочных скважин, порошковых проб, опробования стенок должен быть реализован алгоритм Поточечное определение Fe по корреляц. зависимости $n=f(\mathrm{Fe})$ ⇒ Поинтервальное осреднение Fe При обработке результатов опробования буровзрывных скважин должен быть реализован алгоритм Поинтервальное осреднение n ⇒ Поинтервальное определение содержания Fe
2.	«Качество»	
2.1.	Оценка качества каротажных диаграмм и других массивов измерений по сопоставлению основных и повторных (контрольных) измерений	2.1.1. За параметр сопоставления может быть принято среднее значение n на интервале опробования, или содержание железа (магнетитового, общего), или данные единичных измерений проб. 2.1.2. Определение среднеинтервального значения n (или Fe) на интервале опробования производится по программе «Обработка». 2.1.3. Оценка качества диаграмм или измерений выполняется с определением среднего квадратического отклонения, вычисляемого на основании двойных равноточных измерений по формуле $$y = \pm\sqrt{\left(\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - y_i)^2}{2(n-1)}\right)},$$ где x_i и y_i – основной и повторный ряды измерений.

Продолжение табл. 4

№	Наименование программ и подпрограмм	Требования к программам
3.	«Связь»	
3.1.	Увязка глубин интервалов измерений РИМВ-3 и химического опробования.	При корректировке глубин интервалов химического опробования за основу должны быть приняты глубины по каротажу.
3.2.	Расчет и исследование точности уравнений связи между содержанием железа и показаниями аппаратуры	Алгоритм расчета и построения графиков корреляционной зависимости. Расчет уравнений регрессии.
4.	“Статистика”	
4.1.	Оценка достоверности магнитного опробования	Объем сопоставительной выборки должен быть не менее 50 пар по любым видам работ. Систематическая погрешность и ее значимость по критерию d . Средняя случайная погрешность магнитного опробования в сравнении со средней случайной погрешностью химического опробования.
4.2.	Оценка точности магнитного и химического опробования по основным и повторным (контрольным) измерениям.	Допустимая случайная погрешность геофизических измерений при магнитном опробовании не должна превышать 5 отн.%. Систематическая погрешность и ее значимость по критерию d
5.	«Графическая поддержка»	
5.1.	Построение геологических колонок скважин по данным каротажа и бурения	
6.	«Руда»	
6.1.	Выделение рудных интервалов по заданным кондициям и определение среднего содержания в них магнетитового и общего железа	Расчет метропроцентов, коэффициентов рудоносности

- на месторождениях железистых кварцитов – для подтверждения и уточнения контуров залежей неокисленных и слабоокисленных магнетитовых руд; выделения неокисленных разностей в залежах окисленных, слабомагнитных руд.

4.8.1. Малая протяженность подземных скважин (не более 100 – 150 м) и большой диапазон углов наклона линий наблюдений (осей скважин) от ± 5 до ± 175° вызывают необходимость выполнения непрерывных измерений магнитного поля и все измерения магнитного поля должны быть выполнены без дополнительных настроек и регулировки скважинного прибора.

4.8.2. Особенности методики измерений:

- небольшая глубина и расположение скважин веером, от вертикально восходящих до вертикально нисходящих с переходом через горизонтальное положение;

- для передвижения скважинного прибора в скважине необходимо использовать специальное оборудование (толкатели, пакерующие устройства и т.п.), обеспечивающие его движение «спуск–подъем»;

- измерения магнитного поля могут осуществляться при передвижении скважинного прибора как от забоя, так и от устья скважины;

- в подземных условиях результаты магнитных измерений в значительной степени осложняются влиянием стационарных помех, обусловленных полями различного рода технологического оборудования (рельсы, контактная электрическая сеть, трубопроводы и т. д., размещаемые в горных выработках), и нестационарных помех (взрывы, движение электровозов);

- влияние полей-помех необходимо учитывать при измерениях и интерпретации результатов.

4.8.3. Особенности методики интерпретации:

- линии наблюдений в подземных скважинах весьма ограничены по длине и поэтому часто аномалии не имеют выхода в нормальное магнитное поле;

- сеть линий наблюдений и направление этих линий часто заданы произвольно с точки зрения магниторазведки и обусловлены системой разведки и отработки, принятыми на конкретном месторождении;

- возмущающий объект может находиться с любой стороны от линии наблюдений, в любом октанте пространства, причем если таких объектов несколько, то они могут быть с разных сторон от линии наблюдений;

- оценка интервала возможных расстояний до руды (при небольших расстояниях до поверхности рудного тела) может быть основана на определении статистически закономерных связей искомого расстояния с параметрами наблюдаемой аномалии (например, эмпирические зависимости интенсивности вектора аномального магнитного поля от расстояния до рудного тела при определенной ширине аномалии Z_a на половине ее максимума);

- определение пространственного положения рудных тел с учетом линии наблюдений для кривых Z_a и вектора T_a может осуществляться по типам

аномалий: для субгоризонтальных линий наблюдения – боковые аномалии и аномалии пересечения; для субвертикальных линий наблюдений – внешние аномалии центрального сечения, внешние аномалии краевого сечения и аномалии пересечения.

4.9. Магнитные измерения для решения технологических задач при бурении скважин

4.9.1. Магнитные измерения в скважинах могут применяться для решения следующих технологических задач:

- контроль азимута и зенитного угла скважины;
- контроль сплошности обсадной колонны;
- выявления наличия металла в стенках скважины и околоскважинном пространстве, присутствия буровых компоновок;
- определение местоположения аварийного ствола в окрестности основного ствола;
- выявление зон активного поглощения бурового раствора в кавернах;
- выявление зон проникновения бурового раствора в каверны и во вмещающие породы.

4.9.2. Магнитные измерения для контроля азимута и зенитного угла на базе магнитометров-инклинометров включают непрерывные измерения магнитной восприимчивости пород, вертикальной составляющей и модуля горизонтальной составляющей (или трех компонент геомагнитной индукции) и могут применяться только в немагнитных или слабомагнитных разрезах. В табл. 4.5. приведены погрешности определения азимута магнитометрами-инклинометрами в зависимости от значений магнитной восприимчивости пород стенок скважины (без учета остаточной намагниченности). При системе непрерывных измерений по скважине разработаны методические приемы, позволяющие уменьшить погрешности, обусловленные влиянием магнитных свойств пород стенок скважины [4.10.8; 4.10.9; 4].

Таблица 4.5

Погрешности определения азимута скважины магнитометрами-инклинометрами в зависимости от магнитных свойств среды

Магнитная восприимчивость пород стенок скважины, 10^{-5} ед.СИ	Погрешность измерения азимута скважины
1000	± 5°
220	±1°
4	± 1′
2	± 30″

Корректируя результаты измерений на участках нормального поля Z и H и коррелируя их для промежуточных интервалов, практически удается уменьшить погрешности определений азимута за счет повышенной намагниченности пород стенок скважины до 1°. Особенно важны непрерывные измерения азимута скважины, где ствол скважины винтообразный.

Технология применения скважинных магнитных инклинометров и оценки погрешностей измерения азимута скважинными феррозондовыми магнитометрами-инклинометрами в зависимости от величины и направления вектора аномального магнитного поля изложены в разделе 6.2.

4.9.3. Контроль сплошности обсадных труб выполняется измерением магнитной восприимчивости или вертикальной составляющей магнитного поля Z. Участки нарушения сплошности фиксируются резким изменением характера и уменьшения амплитуд кривых магнитной восприимчивости и геомагнитной индукции.

4.9.4. Выявление металла в стенках скважины и околоскважинном пространстве позволяет при расширении ствола скважины или изменении ее направления избежать аварийной ситуации. При этом рекомендуется использовать весь комплекс магнитных измерений (магнитная восприимчивость, три компоненты вектора геомагнитной индукции). Диагностика их необходима прежде всего для того, чтобы разделить объекты техногенной и геологической природы. Критерием диагностики при этом является форма аномалий, их интенсивность и соотношение интенсивности аномалий и расстояния до аномального объекта.

4.9.5. Выявление местоположения аварийного ствола в околоскважинном пространстве возможно в случае, если в стволе остались обсадные трубы или буровые компоновки (буровой снаряд и др.). Определение местоположения аварийного ствола в пространстве выполняется по общим методам количественной интерпретации данных скважинной магниторазведки [6; 4.10.12.].

4.9.6. Выявление зон активного поглощения бурового раствора в кавернах осадочных разрезов (на месторождениях бокситов, марганца и других рыхлых руд) по данным магнитного каротажа возможно в случае, когда применяется утяжеление бурового раствора железорудным концентратом. Диагностика зон поглощения требует измерений магнитной восприимчивости и компонент геомагнитной индукции с учетом измерений магнитной восприимчивости бурового раствора и шлама. Диагностика выполняется по плавному виду кривых æ и геомагнитной индукции, отсутствию дисперсии магнитных параметров в аномальных зонах при условии, что аномальный объект находится на расстоянии, не превышающем радиуса скважины и каверны.

В качестве аппаратуры магнитного каротажа для решения технологических задач могут быть использованы любые трехкомпонентные скважинные магнитометры с æ-каналом или магнитометры-инклинометры типа МИ6404, МИ6405 (Институт геофизики УрОРАН), предназначенные для проведения непрерывных измерений магнитной восприимчивости горных пород, вертикальной составляющей и модуля горизонтальной составляющей геомагнитного поля, магнитного азимута и зенитного угла скважины.

4.9.7. По КМВ на месторождениях железистых кварцитов возможно определение компонентов тензора магнитной восприимчивости (параметров) анизотропной слоистой среды с целью выделения типов руд по текстурно-структурным признакам (тонко- и резкополосчатые, грубополосчатые и другие разности), что важно при выборе способов и технологии дробления в процессе переработки рудной массы на дробильно-обогатительных фабриках.

На многих месторождениях железистых кварцитов (особенно в зонах окисления) не наблюдается тесной природной связи между содержанием общего и магнитного железа. Для оценки качества руд, выделения их типов (видов, сортов) используются каротажные комплексы, состоящие из КМВ, ГГК-С, НГК (СНГК) и др.

По результатам комплексного анализа полученных каротажных данных на железорудных месторождениях выделяются основные типы руд и их минералогические разновидности, оценивается изменчивость минералогического, петрографического состава выделенных типов руд по простиранию, вкрест простирания и на глубину, определяется возможность их обогащения с помощью магнитной сепарации и пр.

4.9.8. По комплексному каротажу выделяются технологические разновидности и оцениваются качественные характеристики железных руд путем определения соотношения между содержанием железа общего (по данным ГГК-С, НГК или СНГК) и магнетитового (по данным КМВ).

4.10. *Список действующих инструкций, методических рекомендаций и руководств по магнитному каротажу и скважинной магниторазведке*

4.10.1. Временные методические рекомендации по магнитному опробованию железистых кварцитов амфиболитовой фации / Н.К. Сибирская, Л.М. Подклетнов, М.В. Никифорова, Р.В. Дубровская. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1989. – 44 с.

4.10.2. Временные методические рекомендации по применению скважинной магниторазведки при поисках и разведке кимберлитов / Сост. А.К. Сараев, Е.С. Екимов, А.В. Терехов; науч. руководитель В.П. Кальварская. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1983, с. 86.

4.10.3. Геофизическое опробование с геофизической аппаратурой РИМВ-1 (Временное методическое руководство) / Б.Н. Тихонов, Н.К. Сибирская, О.А. Квачевский, Г.С. Дозмарова. – Белгород: ВИОГЕМ, 1975. – 88 с.

4.10.4. Инструкция по каротажу магнитной восприимчивости и электромагнитному каротажу / Е.С. Екимов, В.П. Кальварская, А.Н. Туаев и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1987. – 78 с.

4.10.5. Инструкция по магниторазведке. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.

4.10.6. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям железных руд. – М., 1983. – 40 с.

4.10.7. Кальварская В.П., Штольцер Г.Э., Екимов Е.С. Методические рекомендации по применению электромагнитного каротажа с аппаратурой ЭМК-1. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1977. – 65 с.

4.10.8. Методические рекомендации по применению автоматизированной системы обработки и интерпретации геофизических данных на железорудных месторождениях на ЭВМ-ЕС (СМАГ-ЕС) / Л.Н. Морозов, Г.М. Коровкина, В.С. Моренко и др. – Алма-Ата, 1987. – 154 с.

4.10.9. Методические рекомендации по использованию автоматизированной системы СМАГ-ЕС при моделировании магнетитовых объектов / Л.Н. Морозов, В.П. Морозова. – Алма-Ата, 1989. – 71 с.

4.10.10. Методические рекомендации по электрическим методам каротажа скважин подземного бурения с аппаратурой «Галенит» / А.П. Савицкий, В.С.Соловьев, В.Р.Шефер, В.Ф.Лебедев.–Л.: НПО «Рудгеофизика», 1980. – 60 с.

4.10.11. Методические указания по магнитному опробованию при разведке и подсчете запасов железных руд преимущественно магнетитового состава / Сост. Т.А. Яговкина, В.П. Кальварская, А.К. Вейнберг и др. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1987, с.130.

4.10.12. Методические указания по применению каротажа магнитной восприимчивости для определения содержания железа магнетитового при разведке и оценке запасов на месторождениях железистых кварцитов / В.П. Кальварская, Л.Г. Филиппычева, И.И. Зальцманович, Л.И. Лидовский. – Л.: НПО «Геофизика», 1978. – 112 с.

4.10.13. Методические указания по применению электромагнитного каротажа с аппаратурой ЭМК-2 / А.К. Сараев, Ю.Ф. Бертяев, Н.Л. Попов, А.В. Терехов. – СПб: ВИРГ-Рудгеофизика, 1993. – 120 с.

4.10.14. Пономарев В.Н., Авдонин А.Н. Руководство по скважинной магниторазведке и магнитному каротажу. – Свердловск, 1966. – 187с.

4.10.15. Сибирская Н.К., Гутнер А.Б., Лотов Д.Н. Методические указания по магнитному методу опробования с аппаратурой РИМВ-2. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1985. – 102 с.

4.10.16. Сибирская Н.К., Никифорова М.В., Гутнер А.Б. Методические указания по магнитному методу опробования магнетитовых руд с аппаратурой РИМВ-3. – СПб: ВИРГ-Рудгеофизика, 1993. – 83 с.

4.10.17. Скважинная магниторазведка: Методические рекомендации. В двух частях. – Свердловск: ПГО «Уралгеология», 1984. – 128 с.

4.10.18. Тихонов Б.Н., Сибирская Н.К., Квачевский О.А. Методические указания по магнитному опробованию магнетитовых руд с аппаратурой РИМВ-1 при эксплуатационной разведке и отработке месторождений. – Л.: НПО «Геофизика», 1978. – 56 с.

Основная литература по магнитному каротажу и скважинной магниторазведке

1. Аппаратура «Галенит» для каротажа скважин подземного бурения электрическими методами / В.С.Соловьев, А.П.Савицкий, В.Р.Шефер, В.Ф.Лебедев // Геофиз. аппаратура, 1978, вып. 63, с. 114 – 119.

2. *Брызгалов Е.А., Попов А.А., Тенишев В.Ш., Филиппычева Л.Г.* Скважинный протонный магнитометр МСП-2 // Геофиз. аппаратура, 1987, вып. 86, с. 28 – 33.

3. *Гутнер А.Б., Тихонов Б.Н., Леонтьева Н.А.* Рудничная аппаратура РИМВ-2 для магнитного опробования железных руд // Геофиз. аппаратура, 1984, вып. 79, с. 18 – 23.

4. *Иголкина Г.В.* Роль скважинной магниторазведки для решения технологическтх задач при проходке глубоких и сверхглубоких скважин // Сборник тезисов международной конференции и выставки «Москва-97». – М.: Совинцентр, 1997, с. 2, 3.

5. *Кальварская В.П.* Системно-структурный подход в геолого-геофизической технологии опробования (на примере магнитного опробования) // Российский геофизический журнал, 1993, вып.1, с. 30 – 35.

6. *Кальварская В.П., Филиппычева Л.Г.* Скважинная магниторазведка на месторождениях слабомагнитных руд // Методы разведочной геофизики, 1972, вып.19, с.71 – 75.

7. *Кудрявцев Ю.И.* Индукционные методы измерения магнитной восприимчивости горных пород и руд в естественных условиях.–Л.:Недра,1978.–240 с.

8. *Лотов Д.Н.* Магнитное опробование сидеритовых руд при подземной отработке месторождений Байкальской группы // Геофизические методы на стадии отработки месторождений. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1983, с. 44 – 52.

9. Магниторазведка: Справочник геофизика / Под ред. В.Е.Никитского и Ю.С.Глебовского. – М.: Недра, 1980. – 367 с.

10. *Назаров И.А., Сергеев И.В.* Опыт применения геофизических методов опробования железных руд на горнодобывающих предприятиях КМА // Горный журнал, 1975, № 6, с.54 – 57.

11. *Петухов И.А., Бураков А.И., Филиппычева Л.Г.* Скважинный протонный магнитометр с динамической поляризацией ядер МСП-А // Геофизическая аппаратура, вып.100, 1995, с. 10 – 15.

12. *Пономарев В.Н., Бахвалов А.Н., Мухаметшин А.А.* Опыт применения комплексных магнитных измерений при эксплуатационной разведке железорудных месторождений // Экспресс-информация ОНТИ ВИЭМС. Региональная разведка и промысловая геофизика, 1973, вып.9, с. 1 – 14.

13. *Пономарев В.Н., Нехорошков В.Л., Мухаметшин А.А.* Шахтно-скважинный магнитометр КШСМ-38 // Свердловский межотрасл.терр.центр НТИ. Информ. листок № 318-76. – Свердловск, 1976.

14. *Попов С.В.* Параметры технологического опробования магнетит вых руд. – Магнитогорск: МГГМА, 1996. – 176с.

15. *Савицкий А.П., Филиппычева Л.Г.* О возможности комплексных и мерений ΔT и ΔZ в условиях скважин // Методы разведочной геофизики, 1973, вып.17, с. 72 – 76. (ВИРГ).

16. *Сибирская Н.К., Подклетнов Л.М., Шерстнев А.В.* Особенности методики магнитного опробования применительно к гидротермальноме соматическому типу месторождений // Геофизические методы на стадии отработки месторождений. – Л.: НПО «Рудгеофизика», 1983, с.44 – 5

17. *Сибирская Н.К., Тихонов Б.Н.* Об определении содержания общего железа по измерениям магнитной восприимчивости // Методы разведочной геофизики. Шахтно-рудничная геофизика. – Л.: НПО «Геофизика», 1978, с. 96 – 98.

18. Скважинная и шахтная рудная геофизика: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.В. Бродового. – М.: Недра, 1989. Кн. 1 – 320 с.

19. Скважинная и шахтная рудная геофизика: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.В. Бродового. – М.: Недра, 1989. Кн. 2 – 440 с.

20. *Тимофеев Е.В.* Геофизическое опробование магнетитовых руд Кр..вбасса по короткометражным взрывным скважинам большого диаметра. // Методы развед. геофизики, вып.21. – ЛГУ, 1976, с. 44 – 50.

21. *Тимофеев Е.В., Колесник А.В.* Опыт применения двухкатушечной аппаратуры КМВ для опробования магнетитовых кварцитов Кривбасса по взрывным скважинам большого диаметра // Методы разведочной геофизики. Электромагнитные и магнитные методы исследования скважин, 1973, вып. 17, с. 105 – 109. (ВИРГ).

22. Условия использования данных геофизических исследований в скважинах при разведке и подсчете запасов месторождений железных руд / А.М. Быбочкин, В.М. Борзунов, А.З. Быховский и др. – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 12 с.

23. *Филиппычева Л.Г., Кальварская В.П., Преображенский А.А.* Применение скважинного ΔT-магнитометра на месторождениях бокситов тургайского прогиба // Разведочная геофизика, 1981, вып.92, с. 170 – 183. (М.: Недра).

5. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИ

5.1. Физико-геологические основы акустических методо

5.1.1. Назначение геоакустических методов.

Скважинные геоакустические методы предназначены для решения гео лого-геофизических и геолого-технических задач на основе изучения и ис пользования акустических свойств горных пор

К скважинным акустическим методам относятся: акустический каро таж (АК), межскважинное акустическое прозвучивание (МАП), акустичес кая профилеметрия и кавернометрия, скважинное акустическое телевидени (САТ). Акустические скважинные методы различаются между собой часто той возбуждаемых упругих колебаний, типом используемых волн, техноло гией проведения работ, используемыми техническими средствами. Во вс скважинных акустических методах возбуждаются, принимаются и регистр руются импульсные акустические сигналы. Возбуждение и прием акусти ческих сигналов, как правило, осуществляется в скважинах, заполненны жидкостью, которая обеспечивает необходимый акустический контакт ме ду исследуемыми горными породами и помещенными в скважину излуча телями и приемниками упругих колебани

Принимаемые в процессе измерений акустические сигналы, распрост раняющиеся по горным породам и скважинной жидкости, представляют с бой суперпозицию ряда волн упругих колебаний различного типа: продоль ных, поперечных, поверхностных, обменных, отраженных, дифрагированны каналовых и других, каждая из которых характеризуется своей скоростью р пространения, амплитудой, частотным спектром и показателями затухани во времени и с расстояни

5.1.2. Акустические параметры горных пород.

К основным акустическим параметрам горных пород, определяемы при геофизических исследованиях, относятся скорости распространения Эффективные коэффициенты затухания продольных и поперечных упруги колебани

5.1.2.1. Скорости распространения упругих колебаний в горны породах.

Для определения скорости распространения упругих колебаний изме ряется время их распространения на известном фиксированном расстояни между излучателем и приемником. Скорость распространения каждой во ны является абсолютным параметром, т.е. не зависит от способа и условий возбуждения колебаний, и может быть вычислена с высокой степенью точ ности и достоверност

Скорости упругих колебаний в массиве однородных горных пород прак тически не зависят от частоты колебаний. В неоднородных тонкослоисты средах проявляется дисперсия скоростей, при которой высокочастотные ко лебания с длиной волны меньше толщины слоев опережают низкочастотны колебания с длиной волны больше толщины слоя.

Анизотропия скоростей не наблюдается в спокойно залегающих масси вах квазиоднородных горных пород. В условиях неоднородных геосинкли нальных структур под действием направленного напряжения в горных поро дах возникает анизотропия скоростей, которая в зависимости от акустичес ких свойств пород может достигать 10 – 20 % и более.

В осадочных разрезах скорости упругих колебаний зависят от литологи ческого состава горных пород и растут с увеличением их возраста и глубины залегания. Диапазоны изменения скоростей в различных осадочных порода перекрываются, однако в конкретных геологических условиях скорости в оса дочных породах, как правило, возрастают при переходе от глин к песчаника и карбонатным породам. Скорости продольных упругих колебаний в осадоч ных породах изменяются в широких пределах, от сотен метров в секунду д 6000 м/с и более. Наиболее устойчивые значения скорости в осадочных по родах присущи галитам – 4500 – 4600 м/с, гипсам – 5000 – 5700 м/с и ангидри там – 5900 – 6300 м/с. Скорости упругих колебаний уменьшаются с ростом пористости и трещиноватости осадочных горных пород. Для большинств осадочных пород скорости поперечных колебаний в 1,6 – 1,8 раза меньш скорости продольных; для карбонатных пород отношение скоростей продоль ных и поперечных колебаний составляет 1,9 – 2,0.

В кристаллических породах скорости упругих колебаний зависят от со держания в них кремнезема и увеличиваются при переходе от кислых к сред ним, основным и ультраосновным. Зависимость скорости от возраста и глу бины залегания кристаллических пород проявляется значительно слабее, чем для осадочных пород. Скорости продольных упругих колебаний лежат в пре делах от 5000 до 6500 м/с для кислых пород, от 6300 до 6700 м/с для основны пород и более 6700 м/с для ультраосновных пород. Существенно понижен ными значениями скорости характеризуются трещиноватые и раздроблен ные кристаллические породы в зонах тектонических нарушений. Скорост поперечных колебаний в кристаллических породах в 1,65 – 1,80 раз меньш скоростей продольных колебаний. Отношение скоростей понижается с уве личением содержания кремнезема в горных породах.

В водонасыщенных породах скорость выше, чем в сухих.

Процессы метаморфизма оказывают существенное влияние на скорос ти распространения упругих колебаний в горных породах. В результате реги онального метаморфизма под воздействием гидростатического давления ско рости упругих колебаний возрастают. При динамометаморфизме под воз действием тектонических сил, когда нарушается сплошность пород (увеличи

ваются трещиноватость, дробление) и образуются катаклазиты и милониты происходит понижение скоростей. При гидротермальном метаморфизме, если образование новых минералов сопровождается разуплотнением, увеличе нием пористости и трещиноватости горных пород, отмечается уменьшени скоростей упругих колебаний. Сильно уменьшается скорость упругих коле баний в зонах серпентинизации ультраосновных пород. В измененных по действием процессов динамометаморфизма и гидротермального метамор физма горных породах скорость продольных колебаний может понизится д 4000 – 5000 м/с. Отношение скоростей продольных и поперечных колебани в метаморфизованных породах в основном лежит в пределах 1,7 – 1,8.

Скорость упругих колебаний в буровой и пластовой жидкостях зависи от гидростатического и пластового давления, а также от их физико-химичес ких свойств и температуры. Диапазон изменения скорости в скважинно жидкости составляет 1450 – 1800 м/с.

5.1.2.2. Затухание упругих колебаний в горных породах.

Для определения эффективного коэффициента затухания упругой волны измеряется амплитуда колебаний одного из полупериодов или размах колебаний в пределах одного периода. Амплитуда колебаний A является относительным параметром, так как она зависит от условий возбуждения колебаний, контрастности промежуточных границ, находящихся на пути пробега колебаний от излучателя до приемника, и других внешних факторов.

Эффективный коэффициент затухания упругих колебаний с расстоянием [$\alpha_э = (20/\Delta L)\lg(A_1/A_2)$, где ΔL – база взятия отсчетов] измеряется в децибеллах на метр и зависит от структурно-текстурных особенностей горных пород, степени их сцементированности и характера порозаполнителя. Затухание колебаний растет с увеличением пористости и трещиноватости горных пород и максимально в зонах тектонических нарушений. В газозаполненных пористых породах оно существенно выше, чем в водозаполненных.

Для однородных горных пород, как правило, имеет место прямая линейная зависимость эффективного коэффициента затухания от частоты упругих колебаний. При этом безразмерный параметр – эффективный декремент затухания $\vartheta_э$, равный произведению эффективного коэффициента затухания на длину волны колебаний ($\vartheta_э = \alpha\lambda$), не зависит от частоты.

Отношение эффективных коэффициентов затухания поперечных $\alpha_{эS}$ и продольных $\alpha_{эP}$ колебаний зависит от литолого-петрологических особенностей горных пород. В песчано-глинистых отложениях это отношение велико и может достигать 10 и более. При этом из-за различия длин волн продольных и поперечных колебаний отношение декрементов колебаний в тех же породах составляет 3 – 5. В плотных карбонатных породах и в массивах кристаллических пород $\alpha_{эS}/\alpha_{эP}$ близко к 1, а $\vartheta_{эS}/\vartheta_{эP} < 1$. В галитах $\alpha_{эS}/\alpha_{эP}$ близко к 3, а $\vartheta_{эS}/\vartheta_{эP}$ к 2. В массивах кристаллических пород коэффициенты $\alpha_{эS}$ и $\alpha_{эP}$ близки друг к другу, при этом отношение $\vartheta_{эS}/\vartheta_{эP}$ составляет 0,6 – 0,5.

5.1.2.3. Частота упругих колебаний.

Частотный спектр регистрируемых колебаний зависит от условий возбуждения и степени затухания колебаний различной частоты в горных породах и в скважине на пути их распространения. Нелинейные эффекты, вызывающие повышение частоты регистрируемых колебаний, в сигналах АК практически не проявляются. Наивысшей частотой, практически соответствующей частоте источника, характеризуются прямые продольные волны по скважинной жидкости P_0. Наименьшей частотой обладают, как правило, поверхностные каналовые волны Лэмба.

5.2. Акустический каротаж рудных скважин

5.2.1. Основные условия применения акустического каротажа

Акустический каротаж (АК) выполняется с целью изучения акустических свойств горных пород, пересеченных скважиной. При АК возбуждение и прием упругих колебаний осуществляется в одной скважине. Частота возбуждаемых колебаний лежит в пределах от 5 до 100 кГц. Акустические сигналы принимаются на расстояниях от 0,5 до 2 м, в некоторых случаях до 5 – 6 м от излучателя вдоль оси скважины.Свойства и состав заполняющей скважину жидкости мало сказываются на результатах АК. Для проведения АК в сухих скважинах необходимо применять специальные устройства для достижения акустического контакта излучателей и приемников с горными породами.

5.2.1.1. Волновой состав сигналов АК.

Поступающие на приемник скважинного зонда акустические сигналы представляют собой суперпозицию волн различного типа.

Возбуждаемые излучателем в скважинной жидкости продольные упругие колебания P_0 достигают поверхности скважины и возбуждают в горных породах преломленные продольные P_0P_1 и поперечные P_0S_1 волны. Эти волны, при распространении вдоль образующей поверхности скважины, возбуждают в скважинной жидкости головные продольные $P_0P_1P_0$ и обменные $P_0S_1P_0$ волны, которые поступают через скважинную жидкость на приемники зонда.

Головные волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ образуются при условии, что скорость распространения волн P_1и S_1 по породе больше скорости распространения продольных волн P_0в жидкости. В этих случаях волна $P_0P_1P_0$ обладает наименьшим временем распространения и регистрируется в первых вступлениях принимаемых сигналов. Ослабление за счет геометрического расхождения фронта головной волны $P_0P_1P_0$ с расстоянием вдоль оси скважины z происходит как $(1/z)^{2/3}$, однако ниже определенной частоты, называемой частотой среза, интенсивность продольной головной волны уменьшается на порядок и более. Значение частоты среза зависит от скорости распространения головной волны и радиуса скважины R: $f_{ср} = V_{P1}/(\pi R)$. Ослабление обменной головной волны $P_0S_1P_0$ происходит как $(1/z)^2$; у этой волны частота среза не наблюдается.

В ряде случаев (проникновение скважинной жидкости в окружающие горные породы, набухание глин и глинистых пород и т. п.) вокруг скважины может иметь место общий положительный радиальный градиент скорости. При этом головные преломленные волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ превращаются в преломленно-рефрагированные. Время распространения рефрагированных волн оказывается завышенным по сравнению со временем аналогичных головных, а вычисленные для них значения скорости – заниженными. Кроме того, в этом случае в регистрируемом волновом поле могут наблюдаться повторные вступления кратно-рефрагированных волн типа $P_0P_1P_1P_0$.

Непосредственно по скважинной жидкости распространяется прямая гидроволна P_0.

В скважине регистрируется также поверхностная L-волна Лэмба–Стоунли (называемая в литературе также трубной волной и гидроволной), длина волны которой больше диаметра скважины. Это условие определяет относительно низкую, по сравнению с другими волнами, частоту колебания L-волны. Скорость L-волны меньше скорости продольной волны в жидкости P_0, в силу чего в подавляющем числе случаев L-волна ведет себя как каналовая. В непосредственной близости от стенки скважины распространяется поверхностная S_t-волна Стоунли, имеющая ту же природу, что и L-волна, но длина волны которой существенно меньше диаметра скважины, а частота много выше частот L-волны. S_t-волна наблюдается только в непосредственной близости к стенке скважины. По стенке скважины распространяется также поверхностная R-волна Рэлея, скорость которой лишь на 2 – 5 % меньше скорости поперечной S_1-волны. R-волна также наблюдается лишь в непосредственной близости к стенке скважины.

В случае эксцентриситета скважинного прибора относительно оси скважины регистрируемая волновая картина сильно усложняется. Амплитуды регистрируемых головных волн резко уменьшаются, наблюдаются повторные приходы головных волн одного и того же типа, возникают так называемые винтовые преломленные волны P_0P_1 и P_0S_1, скорость распространения которых тем ниже, чем меньше радиус кривизны их спиральных траекторий на стенке скважины.

Кроме указанных основных типов волн в сигналах АК регистрируются отраженные и обменные волны, возникающие на пересеченных скважиной границах раздела пород и трещинах, а также рассеянные вторичные волны, образующиеся на случайных локальных неоднородностях среды. При большом числе таких неоднородностей, например, в брекчиях, рассеянные вторичные волны могут создавать интенсивные реверберационные колебания,

регистрируемые после прихода головной продольной волны $P_0P_1P_0$ и затрудняющие выделение обменной головной волны $P_0S_1P_0$. Интенсивность реверберации (суммы колебаний рассеянных волн) возрастает к концевой части сигналов и определяет его общую длительность.

На подсеченных скважиной контрастных скоростных границах и на краях каверн возникают интенсивные отраженные L-волны, которые в силу их каналового характера прослеживаются на очень больших временах и на значительном удалении вдоль оси скважины от места их возникновения

5.2.1.2. Волновое поле в обсаженных скважинах.

При проведении АК в обсаженных скважинах скорости упругих колебаний в горных породах удается измерить, если они выше, чем скорость распространения колебаний в материале обсадной колонны (5200 – 5500 м/с для стальной колонны и 2400 – 2600 м/с для полиэтиленовой колонны). Акустические колебания в свободно висящей незацементированной обсадной колонне очень интенсивны, они в значительной степени подавляют и экранируют волны, распространяющиеся с меньшими скоростями по горным породам.

В интервалах хорошего сцепления обсадной колонны и горной породы с находящимся между ними цементным камнем амплитуда упругих колебаний в колонне сильно уменьшается и сигналы, распространяющиеся по породе, могут быть выделены.

5.2.2. Геолого-геофизические задачи, решаемые методом акустического каротажа

Метод акустического каротажа применяется для решения следующих геолого-геофизических задач:

- литолого-петрологического расчленения геологического разреза, включая выделение зон оруденения, околорудного изменения горных пород и отдельных рудных тел;
- выделения в разрезе зон тектонических нарушений и повышенной трещиноватости горных пород;
- определения пористости и проницаемости пород-коллекторов;
- определения модулей упругости горных пород;
- выделения в разрезе зон напряженного состояния горных пород;
- определения прочностных характеристик горных пород в исследуемом разрезе;
- построения детальных и осредненных скоростных моделей геологических разрезов скважин, расчета по ним синтетических сейсмограмм, выделения и привязки к геологическому разрезу сейсмических отражающих границ;
- оценки технического состояния ствола скважины;
- оценки технического состояния обсадной колонны и качества цементирования.

5.2.3. Аппаратура акустического каротажа

5.2.3.1. Агрегатированный аппаратурный комплекс АК.

Аппаратура, используемая для проведения акустического каротажа, представляет собой агрегатированный комплекс, в который входят: скважинный прибор, соединенный каротажным кабелем с наземными устройствами управления работой комплекса, измерения параметров акустических сигналов и записи получаемой информации. В состав комплекса входят также вспомогательные устройства для определения и фиксации текущего значения глубины нахождения скважинного прибора, устройства электропитания агрегатов комплекса, лебедка с геофизическим каротажным кабелем для осуществления спуско-подъемных операций при проведении каротажа.

5.2.3.2. Акустический каротажный зонд.

Расположенные в одном скважинном приборе АК излучатели и приемники упругих колебаний образуют акустический каротажный зонд. По числу излучателей и приемников различают двух-, трех- и многоэлементные акустические каротажные зонды.

В двухэлементном зонде используется один излучатель (И) и один приемник (П), размещенные на некотором расстоянии, называемом длиной зонда L. Поскольку при работе с двухэлементным зондом И-L-П трудно учесть систематическую погрешность, вызванную временем пробега колебаний по скважинной жидкости, которое изменяется пропорционально диаметру скважины и скорости распространения колебаний в горных породах и в жидкости, то достоверность определения акустических характеристик горных пород при использовании двухэлементного зонда низка.

Трехэлементный акустический каротажный зонд содержит один излучатель и два приемника или два излучателя и один приемник (И-L-$П_1$-ΔL-$П_2$ или $И_1$-ΔL-$И_2$-L-П); такие зонды эквивалентны один другому и их выбор определяется в каждом случае удобствами технической реализации. Расстояние между парными элементами трехэлементного зонда называется измерительной базой акустического зонда (ΔL). При использовании трехэлементного зонда в значительной степени исключается систематическая погрешность, связанная с распространением волн по скважинной жидкости и акустические свойства горных пород определяются для интервала разреза, равного измерительной базе зонда, в большинстве случаев с достаточной достоверностью.

Многоэлементные акустические каротажные зонды содержат четыре или более акустических элемента. Многоэлементные зонды с двумя излучателями, расположенными на равных расстояниях по разные стороны от измерительной базы, составленной из приемников ($И_1$ L $П_1$ ΔL $П_2$ L $И_2$), позволяют осуществлять встречные измерения

Большинство скважинных приборов АК снабжены монопольными кольцевыми излучателями упругих колебаний с равномерной характеристикой направленности в плоскости диаметрального сечения прибора, которые позволяют получить наибольшую интенсивность продольных головных волн $P_0P_1P_0$.

Для возбуждения в горных породах вокруг скважины интенсивных поперечных колебаний в акустическом зонде могут использоваться низкочастотные дипольные излучатели, характеристика направленности которых в плоскости диаметрального сечения напоминает цифру 8.

Для возбуждения преобладающих колебаний *L*-волны Лэмба–Стоунли применяются стержневые излучатели, ориентированные вдоль продольной оси скважинного прибора. Колебательная энергия такого излучателя выводится из внутренней полости скважинного прибора через специальные окна в корпусе прибора, против которых устанавливается отражатель акустической энергии.

В качестве активного элемента в излучателях используются магнитострикционные вибраторы, выполненные из никеля или пермендюра, или пьезокерамические вибраторы из цирконата-титаната свинца (ЦТС). Основное требование, предъявляемое к излучателю акустического каротажного зонда, – большая амплитуда колебаний при минимальной длительности колебательного импульса, что достигается малой механической добротностью колебательной системы излучателя. Эти требования обусловлены необходимостью получения хорошего разрешения по времени различных волн в принимаемом суммарном акустическом сигнале.

Приемники акустического зонда должны обладать чувствительностью, достаточной для обеспечения уверенного приема акустических сигналов на всех заданных расстояниях зонда при максимальном значении затухания полезных волн, а также обеспечивать неискаженное преобразование акустических колебательных сигналов в электрические в пределах заданной полосы частот. Последнее требование обеспечивается тем, что все механические и электрические резонансы приемной системы акустического зонда находятся вне рабочей полосы частот. В качестве приемных преобразователей используется пьезокерамика ЦТС различных составов в виде сфер, цилиндров или дисков.

5.2.3.3. Скважинный прибор АК.

Скважинный прибор содержит акустический зонд и устройства управления работой зонда, возбуждения акустических импульсов излучателем и усиления принятых сигналов перед трансляцией по каротажному кабелю на поверхность к наземным устройствам.

Излучатели и приемники каротажного зонда разделяются акустическими изоляторами, ослабляющими и замедляющими упругие колебания, распространяющиеся по конструктивным элементам акустического зонда, так чтобы они не мешали выделению и определению параметров полезных волн в принятых сигналах.

Скважинные приборы АК, как правило, снабжаются двумя – тремя центрирующими устройствами, использование которых существенно уменьшает уровень акустических шумов, возникающих от трения его конструкций о стенки скважины при движении скважинного прибора, а также увеличивает интенсивность регистрируемых полезных сигналов за счет синфазного сложения сигналов, приходящих по разным азимутам.

От скважинного прибора по каротажному кабелю к наземной аппаратуре наряду с электрическими эквивалентами принятых акустических сигналов транслируются импульсы отметок моментов излучения упругих импульсов, которые служат для фиксации начала отсчета времени при определении времени распространения волн от излучателя до приемника. При использовании многоэлементных акустических зондов передача принятых сигналов осуществляется поочередно, последовательно для каждой используемой пары излучатель – приемник. Интервал времени между двумя посылками упругих импульсов, в течение которого осуществляется прием и передача на поверхность одного акустического сигнала, называется измерительным тактом. Полная последовательность тактов, в течение которых принимаются акустические сигналы всех используемых комбинаций пар излучателей и приемников, называется измерительным циклом. Число тактов в одном измерительном цикле соответствует числу независимых информационных каналов аппаратуры АК, по которым осуществляется прием сигналов, их регистрация и измерение параметров. Так, двухэлементный акустический зонд является одноканальным, трехэлементный – двухканальным, четырехэлементный – трех- или четырехканальным, в зависимости от комбинации элементов.

5.2.3.4. Наземная аппаратура АК.

Наземная аппаратура АК может быть подразделена на два основных вида: параметрическая аппаратура (ПАК) и аппаратура с регистрацией полного волнового сигнала (ВАК).

5.2.3.4.1. Параметрическая аппаратура позволяет определять в режиме реального времени, т.е. непосредственно в процессе проведения каротажа, значения некоторого числа заранее заданных параметров волн определенного типа.

В состав параметрической аппаратуры входит наземный измерительный блок, который может быть аналоговым или аналого-цифровым. Выходная информация измерительного блока представляет собой количественные значения измеренных параметров. Как правило, измеряются время пробега волн на двух расстояниях (T_1 и T_2, мкс), интервальное время [$T_{инт} = (T_2 - T_1)/\Delta L$, мкс/м], амплитуды ($A_1$ и A_2, В) и эффективное затухание

$= (20/\Delta L)\lg(A_1/A_2)$, дБ/м]. В большинстве случаев измеряются временные
мплитудные параметры головной продольной волны $P_0P_1P_0$, приходящей
ервых вступлениях сигналов и не осложненной наложением других волн.
агоприятных условиях, когда амплитуда обменной головной волны $P_0S_1P_0$
гойчиво превосходит амплитуду продольной головной волны $P_0P_1P_0$, мо-
быть непосредственно измерены параметры волны $P_0S_1P_0$. Значения каж-
го параметра на выходе измерительного блока могут быть зарегистриро-
ны как в аналоговой форме – в виде непрерывных графиков (диаграмм)
менения измеряемых параметров с глубиной, так и в цифровой – в виде
оследовательности числовых значений измеряемого параметра с неко-
ым постоянным шагом по глубине скважины.

5.2.3.4.2. Поскольку с помощью параметрической аппаратуры может
ть измерена лишь незначительная часть информации, содержащейся в
принятых акустических сигналах, в дополнение к ней используются специ-
льные аналоговые регистрирующие устройства, позволяющие записывать
а фотобумаге двухканальные фазокорреляционные диаграммы (ФКД), на
оторых регистрируются времена прихода каждого периода колебаний при-
ятых сигналов – так называемых фазовых линий. ФКД представляет собой
один из вариантов сокращенной (урезанной) записи волнового АК в образ-
ной форме, на которой в системе координат глубина – время фиксируется
инематическая информация всех типов волн, присутствующих в сигналах
АК. При записи ФКД с помощью указанных специальных регистраторов
происходит синхронное накопление преобразованного полезного сигнала
на фотослое, что обеспечивает высокую помехоустойчивость этого вида
записи.

5.2.3.4.3. Наиболее полно вся информация, содержащаяся в сигналах
АК, может быть сохранена, воспроизведена и выделена при использовании
цифровых систем регистрации волновых сигналов. В таких системах посту-
пающие от скважинного прибора сигналы в пределах длительности выборок
измерительных циклов, привязанных с шагом 2 – 10 см к глубине скважины,
преобразуются в цифровую форму с помощью быстродействующих АЦП
во входном устройстве с шагом опроса 1 – 2 мкс в пределах длительности 4 –
8 мс для каждого сигнала и заносятся на долговременный носитель.

В компьютеризированных каротажных измерительно-регистрирующих
комплексах запись сигналов осуществляется непосредственно на жесткий диск
(HD) высокопроизводительного компьютера, с возможностью оперативного
контроля за процессом записи, широкого варьирования режимами записи,
отображения в процессе каротажа принимаемых сигналов в виде волновых
картин, ФКД и графиков, выполнения экспресс обработки непосредственно
после завершения каротажа с целью оперативного контроля за качеством
полученного материала.

см. пункт 5.5.1.

5.2.4.1. Параметры сигналов, измеряемые аппаратурой АК.

Аппаратура акустического каротажа является средством измерения по параметрам интервального времени $T_{инт}$ и коэффициенту эффективного затухания $\alpha_э$ заданных целевых волн и должна проходить соответствующую метрологическую поверку и калибровку в процессе эксплуатации (см. раздел 5.4).

Диапазон измеряемых значений интервального времени для аппаратуры АК, предназначенной для проведения исследований в рудных скважинах составляет:

- не менее 120 – 650 мкс/м для преломленных продольных волн ($P_0P_1P_0$);
- не менее 200 – 650 мкс/м для преломленных обменных волн ($P_0S_1P_0$);
- не менее 300 – 1500 мкс/м для поверхностных волн Лэмба–Стоунли (L-волны);

диапазон измеряемых значений коэффициента эффективного затухания не менее 2 – 36 дБ/м.

5.2.4.2. Оценки погрешностей измеряемых параметров.

Поверка осуществляется с помощью образцовых средств измерения (образцовых мер, см. пункт 5.5.1.3.8), которые должны воспроизводить значения измеряемых параметров в нижней, средней и верхней части заданного диапазона значений с погрешностью на порядок меньшей, чем погрешность, задаваемая для измерения той же величины поверяемой аппаратурой АК. Если методикой применения аппаратуры АК для решения какой-либо конкретной геолого-геофизической задачи предусматривается измерение дополнительных параметров (например, частоты колебаний целевой волны), то должны быть разработаны и аттестованы соответствующие методики поверки аппаратуры по этим параметрам и соответствующие образцовые меры.

В качестве оценки каждого параметра в образцовой мере принимается среднее арифметическое значение $M(X)$ многократных (не менее 25) измерений, выполненных с помощью образцовых средств измерений. В качестве оценки воспроизводимости $e(X)$ значения параметра образцовой мерой принимается доверительный интервал для среднего арифметического значения параметра $M(X)$ в образцовой мере, определяемый как

$$e(X) = k_c D(X)/N^{1/2}, \qquad (5.1)$$

где k_c – коэффициент Стьюдента, зависящий от числа измерений N и принятого значения доверительной вероятности (при $N = 25$ и доверительной вероятности 0,95 $k_c = 2{,}06$), $D(X)$ – оценка среднеквадратического отклонения измеряемого параметра X от его среднего значения $M(X)$.

В качестве параметра X могут выступать разностное время $\Delta T = T_2 - T_1$, интервальное время $T_{инт}$, эффективное затухание $\alpha_э$ и другие измеряемые

[$\alpha_э = (20/\Delta L)\lg(A_1/A_2)$, дБ/м]. В большинстве случаев измеряются временные и амплитудные параметры головной продольной волны $P_0P_1P_0$, приходящей в первых вступлениях сигналов и не осложненной наложением других волн. В благоприятных условиях, когда амплитуда обменной головной волны $P_0S_1P_0$ устойчиво превосходит амплитуду продольной головной волны $P_0P_1P_0$, могут быть непосредственно измерены параметры волны $P_0S_1P_0$. Значения каждого параметра на выходе измерительного блока могут быть зарегистрированы как в аналоговой форме – в виде непрерывных графиков (диаграмм) изменения измеряемых параметров с глубиной, так и в цифровой – в виде последовательности числовых значений измеряемого параметра с некоторым постоянным шагом по глубине скважины.

5.2.3.4.2. Поскольку с помощью параметрической аппаратуры может быть измерена лишь незначительная часть информации, содержащейся в принятых акустических сигналах, в дополнение к ней используются специальные аналоговые регистрирующие устройства, позволяющие записывать на фотобумаге двухканальные фазокорреляционные диаграммы (ФКД), на которых регистрируются времена прихода каждого периода колебаний принятых сигналов – так называемых фазовых линий. ФКД представляет собой один из вариантов сокращенной (урезанной) записи волнового АК в образной форме, на которой в системе координат глубина – время фиксируется кинематическая информация всех типов волн, присутствующих в сигналах АК. При записи ФКД с помощью указанных специальных регистраторов происходит синхронное накопление преобразованного полезного сигнала на фотослое, что обеспечивает высокую помехоустойчивость этого вида записи.

5.2.3.4.3. Наиболее полно вся информация, содержащаяся в сигналах АК, может быть сохранена, воспроизведена и выделена при использовании цифровых систем регистрации волновых сигналов. В таких системах поступающие от скважинного прибора сигналы в пределах длительности выборок измерительных циклов, привязанных с шагом 2 – 10 см к глубине скважины, преобразуются в цифровую форму с помощью быстродействующих АЦП во входном устройстве с шагом опроса 1 – 2 мкс в пределах длительности 4 – 8 мс для каждого сигнала и заносятся на долговременный носитель.

В компьютеризированных каротажных измерительно-регистрирующих комплексах запись сигналов осуществляется непосредственно на жесткий диск (HD) высокопроизводительного компьютера, с возможностью оперативного контроля за процессом записи, широкого варьирования режимами записи, отображения в процессе каротажа принимаемых сигналов в виде волновых картин, ФКД и графиков, выполнения экспресс обработки непосредственно после завершения каротажа с целью оперативного контроля за качеством полученного материала.

Перечень аппаратуры АК для рудных скважин – см. пункт 5.5.1.

5.2.4. Метрологическое обеспечение

5.2.4.1. Параметры сигналов, измеряемые аппаратурой АК.

Аппаратура акустического каротажа является средством измерения по параметрам интервального времени $T_{инт}$ и коэффициенту эффективного затухания $\alpha_э$ заданных целевых волн и должна проходить соответствующую метрологическую поверку и калибровку в процессе эксплуатации (см. раздел 5.4).

Диапазон измеряемых значений интервального времени для аппаратуры АК, предназначенной для проведения исследований в рудных скважинах составляет:

- не менее 120 – 650 мкс/м для преломленных продольных волн ($P_0P_1P_0$);
- не менее 200 – 650 мкс/м для преломленных обменных волн ($P_0S_1P_0$);
- не менее 300 – 1500 мкс/м для поверхностных волн Лэмба–Стоунли (*L*-волн);
- диапазон измеряемых значений коэффициента эффективного затухания не менее 2 – 36 дБ/м.

5.2.4.2. Оценки погрешностей измеряемых параметров.

Поверка осуществляется с помощью образцовых средств измерения (образцовых мер, см. пункт 5.5.1.3.8), которые должны воспроизводить значения измеряемых параметров в нижней, средней и верхней части заданного диапазона значений с погрешностью на порядок меньшей, чем погрешность, задаваемая для измерения той же величины поверяемой аппаратурой АК. Если методикой применения аппаратуры АК для решения какой-либо конкретной геолого-геофизической задачи предусматривается измерение дополнительных параметров (например, частоты колебаний целевой волны), то должны быть разработаны и аттестованы соответствующие методики поверки аппаратуры по этим параметрам и соответствующие образцовые меры.

В качестве оценки каждого параметра в образцовой мере принимается среднее арифметическое значение $M(X)$ многократных (не менее 25) измерений, выполненных с помощью образцовых средств измерений. В качестве оценки воспроизводимости $e(X)$ значения параметра образцовой мерой принимается доверительный интервал для среднего арифметического значения параметра $M(X)$ в образцовой мере, определяемый как

$$e(X) = k_c D(X)/N^{1/2}, \qquad (5.1)$$

где k_c – коэффициент Стьюдента, зависящий от числа измерений N и принятого значения доверительной вероятности (при $N = 25$ и доверительной вероятности 0,95 $k_c = 2{,}06$), $D(X)$ – оценка среднеквадратического отклонения измеряемого параметра X от его среднего значения $M(X)$.

В качестве параметра X могут выступать разностное время $\Delta T = T_2 - T_1$, интервальное время $T_{инт}$, эффективное затухание $\alpha_э$ и другие измеряемые

параметры акустических сигналов. Так, например, для интервального времени $e(T_{инт}) = k_c D(T_{инт})/N^{1/2}$.

Образцовые меры должны быть однородными. Требование однородности состоит в том, что максимальная разность средних значений параметра, измеренного в различных частях образцовой меры, должна быть меньше значения доверительного интервала среднего значения, т. е.

$$e(X) > M(X)_{max} - M(X)_{min}. \qquad (5.1.1)$$

В результате поверки аппаратуры должны быть определены:

- основная погрешность измерения интервального времени распространения целевой волны;
- систематическая и случайная составляющие основной абсолютной погрешности измерения интервального времени;
- основная погрешность измерения эффективного коэффициента затухания целевой волны;
- функции влияния и дополнительные погрешности за влияние температуры и давления в пределах допустимого диапазона их значений;
- погрешности измерения, вносимые первичным преобразователем – скважинным прибором с каротажным кабелем, раздельно систематические и случайные, и динамический диапазон приемно-усилительного тракта (без наземных блоков управления и измерения).

Пределы допустимых значений погрешностей измеряемых параметров должны задаваться раздельно для каждой из целевых волн с учетом технических характеристик конкретной аппаратуры АК, особенностей регистрации информации и методики измерения параметров целевых волн в сигнале.

5.2.4.3. Оценка погрешностей, вносимых скважинным прибором АК.

Поверке с помощью образцовых мер подлежит скважинный прибор АК со скважинным акустическим зондом, подключенный к блоку управления или к специальному метрологическому блоку согласования или иным наземным устройствам, предусмотренным нормативными документами по поверке, через каротажный кабель максимальной длины, предусмотренный для использования с данным скважинным прибором.

В процессе проведения поверки скважинного прибора по результатам измерений, выполненных не менее чем в трех частях диапазона измерений, должны быть определены:

- среднее значение каждого параметра $M(X)$, измеренного с помощью поверяемого скважинного прибора в каждой образцовой мере;
- аддитивная $A(X)$ и мультипликативная $B(X)$ составляющие систематической погрешности $Q(X)$ измерений параметра X. Систематическая погрешность $Q(X)$ определяется как

$$Q(X_i) = M(X_i) \quad X_i \quad \text{const}. \qquad (5.2)$$

где X_i – значение параметра X, присвоенное i-й образцовой мере при ее аттестации.

При наличии этих двух составляющих систематической погрешности зависимость между искомыми значениями измеряемого параметра X_i в образцовых мерах и результатами определения средних значений $M(X_i)$ записывается в виде:

$$M(X_i) = A(X) + B(X)\,X_i; \qquad (5.2.1)$$

$$Q(X_i) = A(X) - X_i\,[1 - B(X)]. \qquad (5.2.2)$$

Значения $A(X)$ и $B(X)$ могут быть определены в результате проведения поверки при условии определения значений $M(X_i)$ не менее чем для трех значений X_i в трех различных частях заданного диапазона значений измеряемого параметра X. При этом в качестве значений X_i принимаются значения параметра X в каждой из используемых образцовых мер.

Значения $A(X)$ и $B(X)$ являются постоянными для каждого конкретного экземпляра скважинного прибора и не зависят от значений X_i параметра X. Значение аддитивной составляющей систематической погрешности $A(X)$ зависит от длины используемого каротажного кабеля. Значение коэффициента мультипликативной составляющей систематической погрешности $B(X)$ зависит от точности установки геометрических размеров акустического каротажного зонда.

Определение в процессе поверки значений аддитивной составляющей $A(X)$ и коэффициента мультипликативной составляющей $B(X)$ систематической погрешности позволяет исключить впоследствии эти погрешности из данных АК, полученных в результате проведения измерений в скважине с помощью данного скважинного прибора.

Если мультипликативная погрешность пренебрежимо мала, т. е. $B(X) \sim 1$, то $Q(X) = A(X)$ и не зависит от конкретных значений X_i параметра X.

Среднеквадратичное значение случайной составляющей погрешности измерений параметра X вычисляется по формуле

$$D(X)_{скв} \left[\frac{\sum_{j=1}^{N} \left(M(X_i) - X_{ij}\right)^2}{N_{ij} - 1} \right]^{1/2}, \qquad (5.3)$$

где $M(X_i)$ – среднее значение измеряемого параметра в i-й образцовой мере; X_{ij} – результат каждого j-го многократного измерения этого параметра в i-й образцовой мере; N_{ij} – общее число измерений во всех образцовых мерах.

Максимальное возможное значение абсолютной погрешности измер
ний с данным скважинным прибором при не исключенных систематически
погрешностях определяется с доверительной вероятностью 0,95 как

$$\delta(X)_{скв} = Q(X)_{max} + k_c D(X)_{скв} + e(X \qquad (5.$$

где $Q(X)_{max}$ – максимальное значение систематической погрешности измере
ний параметра X в пределах заданного диапазона измеряемых значений.

Значения абсолютных погрешностей для разностного времени ΔT бе
рутся в микросекундах, для эффективного затухания $\alpha_э$ на базе измерений Δ
в децибеллах; для интервальных значений $T_{инт}$ и $\alpha_{э.инт}$ приведенных к 1 м –
микросекундах на метр и децибеллах на метр. Значения абсолютных погреш
ностей измеряемых параметров X для их интервальных значений могут быт
получены путем деления первичных значений абсолютных погрешностей н
размер измерительной базы ΔT в метрах; например $\delta(T_{инт}) = \delta(\Delta T)/\Delta L$, мкс/м
Значения относительных погрешностей $\delta(X_i)/X_i$ указываются в процентах.

Если в процессе поверки раздельно определены значения $A(X)$ и $B(X$
для систематической погрешности, то систематическая погрешность може
быть исключена как из результатов поверки, так и из данных последующи
измерений. Тогда выражение для основной погрешности измерений прини
мает вид

$$\delta(X)_{скв} = a(X) + k_c D(X)_{скв} + e(X$$

где $a(X)$ – не исключенная часть систематической погрешности.

Полученные значения аддитивной компоненты $A(X)$ систематическо
погрешности и мультипликативного коэффициента $B(X)$ должны быть ото
бражены в протоколе поверки и в паспорте скважинного прибора и аппара
туры в целом.

5.2.4.4. Оценка погрешностей параметрической аппаратуры АК.

Параметрическая аппаратура АК подлежит поверке с помощью тех ж
образцовых мер, что и скважинный прибор АК, в пределах всего диапазон
заданных значений измеряемых параметров в составе полного измерител
ного комплекса, включающего: скважинный прибор, каротажный кабел
максимальной длины, предусмотренный для данного скважинного прибор
наземный блок управления, измерительный блок и каротажный регистрато
значений измеряемых параметров.

Для полного комплекса параметрической аппаратуры АК определяют
ся значения всех погрешностей, указанные в пункте 5.2.4.3.

Полученная по результатам поверки относительная инструментальна
погрешность параметрической аппаратуры АК по параметру интервальн

го времени $T_{инт}$ при исключенной инструментальной систематической по
грешности не должна превосходить 3%, по параметру эффективного затуха
ния $\alpha_э$ – 15%.

5.2.4.5. Полевая калибровка аппаратуры АК.

Скважинные приборы и аппаратура АК должны быть снабжены поле
выми калибровочными устройствами для контроля стабильности работ
аппаратуры в процессе ее эксплуатации (см. пункт 5.4.10). Регламент исполь
зования калибровочных устройств определяется инструкцией по эксплуата
ции аппаратуры. Предпочтение должно отдаваться калибровочным устрой
ствам, воспроизводящим не менее двух значений измеряемого параметра
пределах заданного диапазона значений, которые должны различаться н
менее чем на 20%. Для калибровочных устройств должны быть указаны зна
чения параметра измеряемой величины и ее воспроизводимость (довери
тельный интервал), которая должна быть не более 0,3 от допустимого предел
погрешности измеряемого параметра для данной аппаратуры.

5.2.4.6. Поверка аппаратуры АК с цифровой записью волновых сигналов.

Для проведения поверки аппаратуры АК с цифровой регистрацией под
ного волнового сигнала необходимо предварительно выполнить поверку сква
жинного прибора и осуществить запись реальных сигналов в контрольной
скважине. Измерение параметров волн осуществляется в процессе последу
ющей компьютерной обработки зарегистрированных сигналов, причем про
цессу измерений предшествует процесс выделения из суммарного зарегис
трированного сигнала заданных целевых волн. Для осуществления операций
выделения волн и измерения их параметров привлекается программно-мате
матическое обеспечение (ПМО), которое, как правило, позволяет варьиро
вать граф обработки и методику выполнения измерений. В силу этого повер
ке должен подвергаться весь аппаратурно-программный комплекс средств АК.

Сигналы, регистрируемые в образцовых мерах, не вполне адекватны по
составу волн и их параметрам сигналам, регистрируемым в условиях реаль
ных скважин, поэтому записи сигналов, выполненные в образцовых мерах,
должны быть дополнены записями сигналов, сделанными в специальных кон
трольных скважинах (см. 5.4.12) . Для аттестации контрольных скважин по
акустическим параметрам следует использовать специальные скважинные
приборы АК с многоэлементными приемными антеннами и излучателями
различного типа (см. пункт 5.2.3.3), позволяющие получать высокие досто
верность и точность измерений параметров основных типов целевых волн в
реальных условиях.

В результате обработки сигналов, зарегистрированных в контрольных
скважинах аппаратурой ВАК с цифровой регистрацией сигналов, должны
быть получены оценки значений всех видов погрешностей, указанных в пун-

кте 5.2.4.3 для всех измеряемых параметров основных типов целевых волн: преломленных продольных $P_0P_1P_0$, обменных поперечных $P_0S_1P_0$, поверхностных L-волн Лэмба–Стоунли и др.

5.2.5. Выполнение работ на скважине

Акустический каротаж выполняется соответствующим комплексом каротажной аппаратуры, каждый агрегат которой прошел необходимую сертификацию и метрологическую поверку (см. пункты 5.2.4 и 5.4).

Выбор аппаратуры АК определяется решаемыми геолого-геофизическими задачами и геолого-техническими скважинными условиями проведения каротажа. Диаметр кольцевого монопольного излучателя скважинного акустического зонда (см. пункт 5.2.3.2) не должен существенно – более чем в 2 – 2,5 раза – отличаться от диаметра скважины. Размер измерительной базы ΔL акустического каротажного зонда должен соответствовать требуемой разрешающей способности метода. В скважинах, строение ствола которых осложнено кавернами, для повышения достоверности получаемых данных следует применять симметричные скважинные акустические зонды, позволяющие производить встречные измерения (см. пункт 5.2.3.2).

Перечень измеряемых параметров определяется в каждом конкретном случае решаемой задачей (см. пункты 5.2.7.2 – 5.2.7.12). Аппаратура должна позволять измерять заданные параметры акустических сигналов с требуемой точностью (см. пункт 5.2.4). Наиболее полно сохранить всю первичную информацию, получаемую в процессе проведения АК, позволяет аппаратура с цифровой записью волновых сигналов (см. пункты 5.2.3.4 и 5.2.5.2).

Подготовка аппаратуры к работе, ее калибровка и настройка перед началом работ проводятся в соответствии с пунктами 5.4.5, 5.4.10 и 5.4.13 и инструкциями по ее эксплуатации.

Организация работ на буровой и предотвращение аварий в процессе проведения АК осуществляются в соответствии с требованиями раздела 7.

5.2.5.1. Работы с аппаратурой параметрического АК (ПАК).

Перед началом записи диаграмм (графиков изменения с глубиной измеряемых параметров) выбранных целевых волн производится градуировка диаграммы в пределах ожидаемого диапазона изменений измеряемого параметра в исследуемом интервале разреза. Градуировка измерительных каналов аппаратуры ПАК осуществляется с помощью градуировочных сигналов наземного измерительного пульта. На каждой регистрируемой диаграмме фиксируются градуировочные записи, которые должны наноситься в начале и в конце диаграммы.

На каждой диаграмме должна быть записана линия начала отсчета измеряемого параметра. Если значение начала отсчета на диаграмме отлично

от нуля, в паспорте диаграммы должно быть зафиксировано значение задержки начала отсчета.

Выбор режимов измерения и записи (уровень усиления или ослабления сигнала, порог срабатывания систем измерения времени, включения АРУ и систем блокировки и слежения и др.) осуществляется при спуске скважинного прибора по наблюдению на экране контрольного осциллографа за волновой картиной акустических сигналов с наносимыми на них отметками срабатывания систем измерения. Усиление (ослабление) сигнала устанавливается так, чтобы амплитуды колебаний целевых волн не были ограничены. Установка порога срабатывания дискриминатора параметрической аппаратуры должна обеспечивать устойчивое одинаковое выделение выбранного полупериода (первого, второго или третьего) колебаний целевой волны, приходящей по обоим каналам.

Регистрация первичной информации осуществляется при подъеме скважинного прибора. Скорость подъема устанавливается в пределах от 400 до 1500 м/ч в зависимости от степени дифференцированности исследуемого геологического разреза и от уровня акустических шумов, возникающих при движении прибора в скважине. Скорость каротажа должна быть выбрана такой, чтобы амплитуды выбранного выделяемого периода колебаний целевой волны устойчиво превышали уровень внешнего акустического шума.

При записи детализирующих диаграмм скорость каротажа снижается до 300 – 600 м/ч. Для оценки методических погрешностей проводится повторная, без изменений режимов работы аппаратуры, запись в интервале, составляющем не менее 20% исследуемой части разреза, включая пласты и интервалы с повышенным затуханием акустических сигналов.

При наличии в разрезе интервалов с повышенным затуханием сигналов при работе с аппаратурой ПАК допускается повторная запись диаграмм в этих интервалах при повышенном усилении сигналов, сниженном пороге срабатывания дискриминатора и уменьшении скорости каротажа в 1,5 – 2,0 раза. В таких интервалах не рекомендуется использование скважинных приборов без центрирующих устройств.

Основные диаграммы ПАК в рудных скважинах записываются в масштабе глубины 1:200. При слабой дифференциации разреза по акустическим параметрам допускается запись в масштабе глубин 1:500. Детализирующие диаграммы в рудных интервалах разреза записываются в масштабе 1:50.

Запись измеренных значений временных параметров ΔT, T_1 и T_2 должна выполняться одновременно, на одной диаграмме. Основной является запись параметра разностного времени ΔT; запись параметров T_1 и T_2 является вспомогательной, позволяющей выявить ошибки при сбоях дискриминаторов на шумы или на последующие за выбранным периоды колебаний в сигнале, а также восстановить информацию о значениях ΔT при сбоях дискриминатора на одном из двух каналов.

Масштаб записи временных параметров зависит от скорости распространения упругих колебаний целевой волны в исследуемом разрезе и используемых размеров акустического скважинного зонда. При использовании аппаратуры ПАК с аналоговой записью значений измеренных параметров в виде непрерывных графиков для обеспечения необходимой точности снятия отсчетов с этих графиков при изменении интервальной скорости в диапазоне от 2500 до 5000 м/с (диапазон значений интервального времени от 200 до 400 мкс/м) устанавливается масштаб записи значений ΔT не более 10 мкс на 1 см шкалы. При скорости распространения волн в разрезе менее 2500 м/с (интервальное время более 400 мкс/м) устанавливается масштаб записи ΔT 20 мкс/см. Если скорости в разрезе превышают 5000 м/с (интервальное время менее 200 мкс/м) масштаб записи устанавливается 5 мкс/см.

Записи значений параметров T_1 и T_2 выполняются в одном масштабе в пределах от 20 мкс/см (для высокоскоростного разреза) до 50 мкс/см (для низкоскоростного разреза).

Запись диаграмм изменения динамических (амплитудных) параметров акустических сигналов аппаратурой ПАК следует производить только при условии получения качественных записей временных параметров. Запись результатов измерения амплитудных параметров должна выполняться одновременно с записью по меньшей мере одного из временных параметров, например ΔT. Рекомендуется сохранять неизменным режимы работы аппаратуры при записи временных и амплитудных параметров.

Выбранное усиление (ослабление) сигнала при измерении амплитудных параметров должно обеспечивать отсутствие ограничений и искажений амплитуд в пределах интервала времени существования целевой волны.

Записи значений амплитуд акустических сигналов осуществляются в таком масштабе, чтобы максимальная неискаженная амплитуда целевой волны соответствовала 4/5 полной шкалы регистрируемых амплитуд.

Амплитуды поперечных волн в значительном числе случаев на порядок (18 – 24 дБ) превышают амплитуды продольных волн.

Записи диаграмм коэффициентов эффективного затухания колебаний $\alpha_э$ выполняются в масштабе 10 дБ/м в 1 см шкалы.

В пределах одного участка работ записи диаграмм ПАК выполняются по возможности при одинаковых режимах измерений для лучшего сопоставления между собой получаемых материалов по различным скважинам.

На регистрируемых диаграммах должны быть нанесены метки глубины от датчика магнитных меток каротажного кабеля или иным способом, если метки на кабеле нанесены иначе.

5.2.5.2. Работа с аппаратурой цифровой записи полных волновых сигналов (ВАК).

Аппаратура ВАК с цифровой записью акустических сигналов имеет более широкие возможности управления работой регистрирующего комплекса в процессе записи по сравнению с аппаратурой ПАК.

Перед началом работы на скважине выбираются и фиксируются в заголовке файла режимы работы аппаратуры ВАК, которые при необходимости корректируются в процессе спуска скважинного прибора:

- шаг записи волновых картин по глубине скважины в пределах от 2 до 20 см в зависимости от требуемой детальности обработки и степени дифференцированности разреза;

- кратность накопления сигналов в каждой точке записи в зависимости от уровня амплитуд целевых волн и уровня акустических шумов;

- интервалы времени между посылками упругих импульсов излучателем задаются такими, чтобы колебания предшествующих сигналов не накладывались на вступления последующих сигналов;

- шаг дискретизации сигналов по времени выбирается в зависимости от частоты излучаемых колебаний так, чтобы на каждый период колебаний приходилось не менее 10 отсчетов. Так, например, при частоте излучаемых колебаний 25 кГц шаг дискретизации должен быть не более 4 мкс. Вместе с тем следует иметь в виду, что шаг дискретизации определяет минимальную погрешность измерения времени, которая не должна быть велика; поэтому следует использовать минимальный шаг дискретизации в пределах технических возможностей аппаратуры – порядка 1 – 2 мкс;

- длительность записи сигналов устанавливается такой, чтобы обеспечить запись всех возможных целевых волн в пределах всего возможного диапазона времен их прихода и существования; обычно цифровые записи одного сигнала составляют 4 – 8 мс;

- уровень усиления (ослабления) сигналов устанавливается таким, чтобы не имели места ограничения динамического диапазона амплитуд всех целевых волн. Если такой режим установить не удается из-за ограниченности динамического диапазона приемного канала или записывающего устройства, следует выполнять раздельные записи различных целевых волн;

- цифровая запись сигналов осуществляется при подъеме скважинного прибора;

- скорость каротажа задается такой, чтобы за полное время записи сигналов на одной точке глубины смещение скважинного каротажного зонда по глубине не превышало 5% от минимального размера измерительной базы зонда. Так, при использовании трехэлементного двухканального зонда с длительностью одного измерительного такта 40 мс длительность полного измерительного цикла составит 80 мс. При размере измерительной базы 0,2 м и записи без накопления акустических сигналов скорость каротажа не должна превышать 450 м/ч. При увеличении размера измерительной базы допусти-

мая скорость каротажа пропорционально повышается, накопление сигналов соответственно понижает допустимую скорость каротажа.

При цифровой записи наряду с записью волновых сигналов, выполняемых с заданным шагом по глубине скважины, независимо фиксируются метки глубины, считываемые с каротажного кабеля, с учетом поправок за смешение точки записи и точки снятия отсчета.

В процессе выполнения цифровой записи рекомендуется установить режим текущего отображения сигналов на дисплее в виде зарегистрированных волновых картин или ФКД не менее чем по 30 – 50 последовательным точкам записи по ближнему и дальнему из задействованных приемных каналов.

Непосредственно после окончания цифровой записи акустических сигналов компьютеризированной аппаратурой рекомендуется выполнить экспресс-обработку полученных записей с выделением целевых волн и отображением результатов экспресс-обработки на дисплее в виде ФКД с цветовым различением фактически выделенных волн. При неудовлетворительном результате выделения волн следует повторить запись, изменив ее режимы, например повысив усиление сигналов или увеличив кратность их накопления и снизив скорость каротажа

5.2.6. Оценка качества получаемых материалов

5.2.6.1 Форма представления первичных материалов АК.

Первичные материалы АК могут быть представлены в виде цифровых записей волновых картин принятых акустических сигналов, в параметрической – цифровой и (или) аналоговой форме.

В цифровой форме измеренные акустические параметры представляются в виде последовательности значений, записанных (измеренных) с некоторым достаточно малым (обычно не более 0,1 м) постоянным шагом по глубине скважины. Эта последовательность записывается на соответствующий носитель, позволяющий вводить эти данные в ЭВМ для их последующей обработки.

В аналоговой форме измеренные акустические параметры представляют собой графики изменения измеренных параметров в функции глубины прокаротированного интервала скважины. Такое представление материалов является наглядным, но малоудобным для последующей количественной обработки, поскольку, если оно не дублируется цифровой записью измеренных параметров, требуется выполнение трудоемкой и вносящей дополнительные погрешности операции снятия количественных отсчетов с аналогового графика.

Волновые картины импульсных акустических сигналов (ВАК), записанные в цифровой форме на соответствующем носителе (магнитной ленте, магнитном или оптическом диске и т. п.), сохраняют практически всю первичную информацию, но они не могут быть непосредственно представлены в полном объеме в обозримом виде с целью оценки их качества. Возможен только их последовательный просмотр на дисплее ПЭВМ. Поэтому материалы ВАК подвергают обработке на ЭВМ, после чего полученная информация может быть представлена в параметрической и образной форме.

В образной форме первичные материалы АК могут быть представлены в виде фазокорреляционных диаграмм (ФКД, см. пункт 5.2.3.4.2), на которых отображается кинематическая информация всех существующих в акустическом сигнале волн, а также в виде амплитудных образов, записываемых в такой же системе координат, на которых уровнем интенсивности записи или цветом отображается текущий уровень огибающей принятых акустических сигналов. Образное отображение первичных данных АК наглядно позволяет выделять и отслеживать изменения как всего сигнала в целом, так и отдельных волн, выявлять образование вторичных волн различного типа – обменных, отраженных, дифрагированных – и по их появлению на ФКД отмечать наличие мелкомасштабных неоднородностей, например отдельных трещин, выявлять зоны неоднородных пород, зоны брекчирования, использовать при литологическом расчленении разрезов скважин обобщенные акустические образы, отражающие отличия акустических свойств пород, которые могут не проявляться на графиках отдельных акустических параметров.

5.2.6.2. Общие требования к качеству первичных материалов АК.

Качество получаемых первичных материалов АК должно обеспечивать высокую точность и достоверность измерений в первую очередь абсолютных параметров АК: интервального времени (скорости) распространения продольных и поперечных колебаний в горных породах. Текущие относительные погрешности измерения интервального времени $T_{инт}$ при исключенных систематических инструментальных погрешностях не должны быть больше 5%. Текущие относительные погрешности измерения коэффициента эффективного затухания $\alpha_э$ и амплитуд A_1 и A_2 не должны быть более 30%.

5.2.6.3. Требования к качеству аналоговых диаграмм АК.

При представлении результатов АК в виде аналоговых диаграмм каждая диаграмма интервального времени должна содержать градуировочные линии и линию начала отсчета с указанием их цены (присвоенных им значений), которые не должны смещаться в начале и в конце диаграммы относительно друг друга более чем на 2% верхнего предела шкалы диаграммы. Точность полученных графиков интервального времени оценивается по повторяемости результатов при повторных измерениях, которые должны составлять не менее 20% исследуемых интервалов по глубине скважины.

Правильность записи значений интервального времени ΔT контролируется путем сопоставления одновременно записанных значений времени про-

бега колебаний T_1 и T_2 по двум каналам. При правильном определении значений T_1 и T_2 их изменения по разрезу имеют согласованный характер, пропорциональный расстояниям между используемыми излучателями и приемниками. Ошибки измерения времени по каналам независимы. Систематические ошибки определения интервального времени, связанные с процессом измерения в скважине, по большей части кратны продолжительности периода колебаний и могут иметь как положительный, так и отрицательный знак. Такие ошибки вызваны неверным срабатыванием дискриминатора на один из более поздних, чем это задано (см. пункт 5.2.5.1), периодов колебаний. Систематические ошибки выявляются по значительному несогласованному изменению значений T_1 и T_2 на границах интервала, в пределах которого они имеют место.

Дополнительный независимый контроль правильности определения интервального времени может быть осуществлен по результатам измерений в обсадных трубах и в однородных пластах горных пород мощностью более максимального размера используемого акустического зонда. Интервальное время распространения продольных колебаний в стальных трубах составляет 185 ± 5 мкс/м. Интервальное время продольных колебаний в галите 220 ± 5 мкс/м, в ангидрите 165 ± 5 мкс/м.

Случайные ошибки могут быть как единичными так и многократными (хаотическими); последние появляются, как правило, под воздействием внешних акустических шумов. Такие ошибки также легко выявляются при сопоставлении записей значений T_1 и T_2.

Ошибочные значения должны быть исключены из массива измеренных значений интервального времени. Систематические ошибки и единичные сбои могут быть впоследствии скомпенсированы в процессе обработки за счет избыточности первичных данных, и правильная информация может быть восстановлена с достаточной точностью.

Результаты ПАК по интервальному времени могут быть признаны удовлетворительными, если суммарная длина записи диаграмм со случайными некомпенсируемыми ошибочными значениями не превышает 5% общей длины прокаротированного интервала скважины.

Погрешности измерения в скважинах относительных (динамических) параметров акустических сигналов: амплитуды колебаний различных волн и их эффективного коэффициента затухания – существенно зависят от используемой методики и алгоритма измерений. Достоверная запись амплитудных параметров аппаратурой ПАК может быть получена только при условии достоверной записи временных параметров. Оценка точности записи амплитудных параметров при заданном алгоритме их определения контролируется путем сопоставления повторных записей, выполненных в одном и том же интервале глубин при неизменных режимах работы аппаратуры. Ограничение амплитуды сигнала на одном из каналов (как правило, ближнем) выделяется на амплитудных диаграммах ПАК по неизменным максимальным значениям амплитуды на этом канале при изменениях значений амплитуды на другом канале. Значения эффективного коэффициента затухания для этих интервалов неверны и должны быть исключены из рассмотрения.

Результаты амплитудных измерений могут быть признаны удовлетворительными, если интервалы записи с неверными значениями не превышают 20 – 25 % общей длины прокаротированного интервала скважины.

В ряде случаев, главным образом в сильно неоднородных или трещиноватых средах, для параметра эффективного коэффициента затухания могут иметь место интервалы со значениями $\alpha_э = 0$. По результатам измерений в таких интервалах $A_2 > A_1$. Такие интервалы нередко отмечаются на записях ПАК даже для продольных волн, приходящих в первых вступлениях. Это может быть вызвано разбалансом чувствительности приемных каналов, а также несовершенством алгоритма измерения амплитудных параметров, не учитывающего случайные флюктуации амплитуд сигнала под влиянием неидеальной формы сечения скважины, локального воздействия внешних шумов, наложения на сигнал вторичных волн, рассеянных на неоднородностях среды в ближайшей окрестности скважины, отраженных и обменных волн, возникающих на границах разделов и трещинах.

Интервалы со значениями $\alpha_э = 0$ должны быть исключены из рассмотрения.

При регистрации первичных данных ПАК в цифровой форме эти данные должны быть преобразованы в наглядную форму в виде графиков (диаграмм) изменения зарегистрированных параметров с глубиной, выведенных на дисплей или на бумажный носитель, после чего оценка качества полученных материалов выполняется в соответствии с изложенными выше требованиями пунктов 5.2.6.2 – 5.2.6.3.

5.2.6.4. Требования к первичным материалам волнового АК.

Оценка качества первичных данных каротажа при цифровой регистрации волновых сигналов (ВАК) выполняется в соответствии с пунктами 5.2.6.2 – 5.2.6.3 путем экспресс-обработки полученных записей и просмотра полученных результатов на дисплее или их вывода на бумажный носитель. При неудовлетворительных результатах экспресс-обработки следует провести повторную регистрацию сигналов в интервале глубин, для которых получены ошибочные значения результатов обработки, изменив соответственно режимы регистрации: увеличив усиление сигнала, уменьшив скорость каротажа и т. п.

В отличие от ПАК, результаты ВАК с цифровой регистрацией могут быть в ряде случаев вовлечены в последующую углубленную камеральную обработку и при неудовлетворительном качестве экспресс-обработки, так как при последующей камеральной обработке могут использоваться проце-

дуры и алгоритмы, позволяющие исключить или скомпенсировать ошибки, возникающие при экспресс-обработке с жестким алгоритмом. В этом случае оценка качества полученных материалов должна быть повторно выполнена в соответствии с пунктами 5.2.6.2 – 5.2.6.3 после указанной углубленной обработки.

5.2.7. Обработка и интерпретация материалов

5.2.7.1. Обработка первичных данных.

Оформление первичных материалов АК осуществляется в соответствии с общими требованиями раздела 8.

5.2.7.1.1. В заголовки диаграмм АК заносятся номер скважины и название участка работ, обозначения и размеры использовавшихся акустических зондов, количество центраторов, усиление сигнала.

На диаграммах ПАК указывается относительный уровень порога срабатывания дискриминатора времени, значение задержки начала отсчета на графиках времени, значение времени постоянной блокировки по каждому каналу, значения длительности градуировочных импульсов времени (в микросекундах), значение уровней градуировки амплитудных графиков (в вольтах) и графиков эффективного коэффициента затухания (в децибеллах), отмечается использование в процессе записи систем следящей блокировки и АРУ, режим работы амплитудного детектора (постоянное или переменное окно детектирования), масштаб глубины, использованный при записи диаграмм, скорость проведения каротажа.

5.2.7.1.2. Режимы цифровой записи ВАК (см. пункт 5.2.5.2) должны быть зафиксированы в заголовке файла записи.

Обработка цифровых записей ВАК выполняется на ПЭВМ с использованием специального ПМО. Как правило, такая обработка ведется в диалоговом режиме, с широким варьированием графа обработки, применяемых процедур и их параметров. В процессе обработки производится выделение целевых волн и повышение отношения уровня полезных сигналов к уровню помех и шумов с использованием частотной фильтрации, временного стробирования и фазовой корреляции целевых волн. Затем производится измерение заданных параметров целевых волн: времени их прихода, амплитудных и частотных характеристик, длительности волновых пакетов и всего сигнала в целом.

5.2.7.1.3. Точки записи параметров акустического сигнала относятся для графиков ΔT и $\alpha_э$ к середине измерительной базы скважинного акустического зонда, а для графиков T_1, T_2, A_1 и A_2 – к середине соответствующих расстояний между излучателями и приемниками в скважинном зонде.

5.2.7.1.4. На аналоговых диаграммах ПАК шкалы графиков параметров ΔT и $\alpha_э$ перед их разметкой приводятся к значениям в микросекундах на метр и децибеллах на метр путем деления первичных значений градуировочных линий на размер измерительной базы зонда в метрах.

На каротажных диаграммах производится разметка шкалы глубин с учетом цены первой метки кабеля и положения относительно нее точек записи каждого параметра. При записи на одну диаграмму графиков значений параметров ΔT, T_1 и T_2, шкалу глубин размечают по точке записи параметра ΔT. Разбивка шкалы глубин для диаграммы с записью $\alpha_э$, A_1 и A_2 выполняется по точке записи $\alpha_э$.

5.2.7.1.5. Если первичные данные ПАК зарегистрированы только в аналоговом виде, то для дальнейшей обработки и интерпретации полученную первичную информацию необходимо преобразовать в числовой массив. Такое преобразование осуществляется путем снятия отсчетов с графиков изменения параметров с глубиной, в первую очередь ΔT и $\alpha_э$.

Порядок снятия отсчетов с графиков определяется поставленными задачами и характером записанных диаграмм.

При изучении акустических характеристик исследуемой среды для целей сейсморазведки необходимо равномерное снятие отсчетов по всему исследуемому разрезу.

При изучении физико-механических свойств отдельных участков разреза снятие отсчетов выполняется с необходимой детальностью с учетом слоистости разреза и степени изменчивости зарегистрированных параметров с глубиной.

Снятие отсчетов может осуществляться вручную или с помощью специальных устройств; в последнем случае отсчеты следует брать с постоянным шагом по глубине, близким к размерам измерительной базы акустического каротажного зонда.

При ручном снятии отсчетов в тонкослоистых участках разреза с большой изменчивостью кривой ΔT следует брать средние значения этого параметра для интервала в 1 м. Для толстослоистого разреза с относительно стабильными значениями пластовых скоростей значения интервального времени могут браться с более редким шагом, но не реже чем через 5 м.

Для тонкого пласта, толщина которого меньше размера измерительной базы акустического скважинного зонда, снятие отсчета выполняется обычно в одной точке в середине пласта.

5.2.7.1.6. Вычисление интервальной скорости распространения колебаний в горных породах осуществляется по данным интервального времени $T_{инт}$, мкс/м. Значения T_1 и T_2 используются для сопоставления и контроля значений $\Delta T = T_2 - T_1$ и $T_{инт} = (T_2 - T_1)/\Delta L$. Интервальная скорость является величиной, обратной интервальному времени:

$$V_{инт} = 1/T_{инт}. \qquad (5.5)$$

Перед вычислением значений $V_{инт}$ значения $T_{инт}$ должны быть скорректированы за значения систематических погрешностей, установленных при проведении поверки аппаратуры (см. пункт 5.2.4.3).

В тех случаях, когда время прихода акустического сигнала к дальнему приемнику T_2 не может быть правильно измерено из-за сильного затухания сигнала или по другой причине, интервальная скорость может быть вычислена по зарегистрированным значениям T_1. Для этого должна быть определена дополнительная систематическая поправка (задержка сигнала на первом канале) θ в некотором ближайшем интервале глубин с тем же диаметром скважины, где могут быть правильно измерены значения T_1 и T_2:

$$\theta = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left(T_{1i} - \Delta T_i L_1 / \Delta L\right), \qquad (5.6)$$

где $N > 5$.

Тогда интервальная скорость вычисляется как

$$V_{инт\,i} = L_1/(T_{1i} - \theta). \qquad (5.5.1)$$

Аналогичная формула может быть использована для вычисления значений $V_{инт}$ по значениям времени T_2 и размеру L_2, если неверны значения T_1.

Значения $V_{инт}$, вычисленные по формуле (5.5.1), могут содержать погрешности из-за локальных изменений диаметра скважины (каверны) или других причин изменения значения задержки акустического сигнала, вычисляемой по формуле (5.6).

5.2.7.1.7. Для тонких пластов с мощностью менее измерительной базы акустического каротажного зонда зарегистрированные значения параметров искажены влиянием вмещающей среды. Полученные значения должны быть скорректированы в процессе последующей обработки, если акустические параметры тонкого пласта представляют самостоятельный интерес.

Для вычисления интервальной скорости в тонком пласте $T_{инт.т}$ должны быть предварительно определены: мощность тонкого пласта $h_т$, интервальное время в прилегающем пласте большой толщины $T_{инт.б}$ и значение изменения интервального времени на границе раздела тонкого и толстого пластов $\pm\Delta t_т$. Тогда значение интервального времени для тонкого пласта

$$T_{инт.т} = T_{инт.б} \pm \Delta t_т / h_т \qquad (5.7)$$

Интервальная (пластовая) скорость для тонкого пласта определяется как величина $V_{инт.т} = 1/T_{инт.т}$.

5.2.7.1.8. Для толстых однородных пластов, характеризующихся устойчивыми (с малой вариацией) значениями акустических параметров, вычисление пластовой скорости выполняется путем взятия по всему пласту с равномерным шагом по глубине Δh последовательности N отсчетов значений интервального времени $T_{инт\,i}$ и вычисления их среднего арифметического значения $\overline{T}_{инт}$ для всего пласта

$$\overline{T}_{инт} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} T_{инт\,i}\,. \qquad (5.8)$$

Пластовая скорость $V_{пл}$ определяется как величина, обратная $\overline{T}_{инт}$, т. е. $V_{пл} = 1/\overline{T}_{инт}$.

Степень неоднородности мощного пласта может быть охарактеризована среднеквадратическим отклонением массива значений $T_{инт\,i}$ от их среднего арифметического $\overline{T}_{инт}$ путем подстановки соответствующих значений в выражение (5.3).

Коэффициент вариации интервального времени определяется как

$$W(T_{инт}) = [D(T_{инт})/\overline{T}_{инт}]\cdot 100\%\,. \qquad (5.9)$$

5.2.7.1.9. Погрешности определения $\overline{V}_{инт}$ зависят от погрешностей измерения параметров времени ($T_{инт}$ или T_i) и расстояния (ΔL или L_i). При постоянной абсолютной погрешности измерений значений интервального времени абсолютная погрешность вычисленных значений интервальной скорости не остается постоянной и увеличивается с ростом значений интервальной скорости (уменьшением значений интервального времени), тогда как относительные погрешности определения интервального времени и интервальной скорости равны между собой. Так, например, при абсолютной погрешности измерения интервального времени ± 5 мкс/м, погрешность вычисления интервальной скорости составит ± 180 м/с при $V_{инт}$ = 6000 м/с; ± 80 м/с при $V_{инт}$ = 4000 м/с и ± 20 м/с при $V_{инт}$ = 2000 м/с. При этом относительные погрешности определения этих параметров соответственно равны +3%, +2% и +1%.

Полученные в результате вычислений значения $V_{инт}$ должны округляться и записываться с учетом погрешности их определения.

5.2.7.1.10. Изложенная в пунктах 5.2.7.1.6 – 5.2.7.1.9 методика определения значений скоростей распространения упругих волн в горных породах по данным АК применима ко всем типам регистрируемых целевых волн. Однако в низкоскоростных породах, в которых скорость поперечных волн меньше скорости продольных волн в жидкости ($V_S < V_{Po}$), распространяющаяся по горным породам преломленная поперечная волна P_0S_1 не наблюдается в сигналах АК, поскольку в этом случае головные волны в скважинной жидкости не образуются. Значения скорости распространения поперечных волн в низкоскоростных породах могут быть приближенно определены по данным АК по измеренным значениям скорости V_L волны Лэмба–Стоунли (см. пункт 5.2.1.1), которая устойчиво прослеживается в сигналах АК в низкоскоростных породах, на основе приближенной зависимости

$$V_S = \rho_0 V_{Po}/\{\rho_1[(V_{Po}/V_L)^2 - 1]\} \quad (5.10)$$

где V_L – скорость волны Лэмба–Стоунли; V_{Po} – скорость продольной волны в скважинной жидкости; ρ_0 – плотность скважинной жидкости; ρ_1 – плотность горной породы, окружающей скважину.

5.2.7.1.11. Амплитуды колебаний акустических сигналов являются относительным параметром (см. пункт 5.1.2.2). Поэтому определение амплитудных характеристик сигналов может выполняться по различным алгоритмам: измерение максимальной амплитуды или максимума огибающей амплитуд выделенной волны, измерение размаха амплитуд заданного периода колебаний в волне, измерение амплитуды в пределах заданного временного окна и др. Результаты измерений, выполненных по разным алгоритмам, могут существенно разниться между собой, поэтому в сопроводительной документации к аппаратуре АК необходимо указывать алгоритм, по которому производились измерения при поверке аппаратуры и который соответственно должен использоваться в процессе проведения измерений. Основным критерием при выборе алгоритма обработки с измерением амплитудных характеристик следует считать минимизацию погрешности измерений и хорошую воспроизводимость полученных данных.

Для приходящей в первых вступлениях продольной волны $P_0P_1P_0$ наименьшая погрешность, в том числе ее систематической составляющей, может быть получена при измерении размаха амплитуд второго и третьего полупериодов колебаний. Для других типов волн выбор алгоритма измерений по критерию минимума погрешности определяется влиянием волн-помех, накладывающихся в сигнале на целевую волну. Влияние волн-помех в свою очередь зависит от размеров акустического зонда, частоты регистрируемых колебаний и скоростей распространения целевой волны и волн-помех в горных породах. В силу этого рекомендуется сопоставлять эффективность различных алгоритмов применительно к конкретным условиям измерений и использовать алгоритм с устойчиво минимальными значениями погрешности измерений амплитудных параметров.

После обработки данных ВАК результаты обработки с измерением амплитудных параметров могут быть отображены на дисплее ПЭВМ или выведены на бумажный носитель в виде графиков изменения этих параметров с глубиной или в образной форме с использованием цветовой дифференциации уровня амплитуд.

При обработке данных ВАК, полученных со встречным симметричным зондом, в процессе обработки можно компенсировать:

- неидентичность чувствительности различных приемных каналов аппаратуры исходя из равенства отношения амплитуд сигналов на ближнем и дальнем каналах для встречных зондов;

- различия в интенсивности импульсов от разных излучателей исходя из

равенства средних значений амплитуд на одноименных каналах для встречных зондов.

В интервалах глубин, где после корректировки чувствительности значения $\alpha = 0$, необходимо определять значения коэффициента эффективного затухания не по текущему отношению измеренных амплитуд A_2/A_1, а по средним значениям амплитуд в более широких интервалах разреза, границы которых следует установить по записям временных параметров с привлечением данных других видов каротажа. Более детальное определение амплитудных характеристик для таких участков разреза необоснованно, а полученные для них детальные характеристики амплитуд и эффективного затухания непредставительны.

Для определения средних амплитудных характеристик толстых пластов и толщ следует использовать для амплитудных параметров выражения, аналогичные (5.3), (5.8), (5.9), предложенные для определения средних временных параметров.

Так как амплитудные параметры акустических сигналов сильно искажаются вблизи границ раздела пород с различными акустическими свойствами из-за образования отраженных и обменных волн, то для тонких пластов, мощность которых меньше измерительной базы зонда, и тонкослоистых пачек горных пород, амплитудные параметры не определяются в силу их неинформативности из-за больших погрешностей измерений.

5.2.7.2. Литолого-петрологическое расчленение разреза.

Литолого-петрологическое расчленение исследуемого разреза и выделение зон тектонических нарушений и повышенной трещиноватости горных пород осуществляется с использованием графиков изменения интервального времени или скорости распространения и затухания продольных и поперечных колебаний в горных породах. Наглядное представление о положении в разрезе тектонических зон и границ раздела горных пород, а также о характере таких границ дают фазокорреляционные диаграммы (ФКД). Решение этих задач производится, как правило, с использованием данных АК и комплекса других методов каротажа.

При решении задач расчленения разреза в первую очередь производится определение положения границ в исследованном интервале разреза скважины.

При прохождении границы раздела толстых однородных пластов, мощность которых ΔH больше максимального размера скважинного зонда L_{max}, положению границы раздела пластов соответствуют середины участков изменения времени распространения сигналов между двумя устойчивыми его значениями. По глубине эти участки равны размерам зонда L и измерительной базы ΔL на соответствующих графиках.

Для тонкого пласта ($\Delta H < \Delta L$) границы раздела пластов определяются по участкам быстрого изменения времени распространения сигнала путем от-

счета от внешних начальных точек переходных участков значения интервала глубин $0{,}5\Delta L$ для графика $T_{инт}$ и $0{,}5L$ ля графиков T_i.

Разрешающая способность данных АК по глубине не более $0{,}2\Delta L$.

Если интервалы глубин с постепенным изменением значений T_i и $T_{инт}$ существенно больше, чем размеры зонда и его измерительная база, то это означает отсутствие резкой границы раздела горных пород с различными акустическими свойствами. В этом случае может быть выделен промежуточный пласт с изменяющимися с глубиной акустическими свойствами.

При чередовании в геологическом разрезе тонких пластов и пропластков, различающихся по акустическим свойствам, размер каждого из которых по глубине менее $0{,}5\Delta L$, границы пластов не могут быть точно определены. Такие интервалы разреза характеризуются значительным разбросом значений акустических параметров. Внешние границы тонкослоистых пачек устанавливаются обычным образом, а сами пачки характеризуются средними значениями акустических параметров.

Амплитудные параметры также используются для литолого-петрографической дифференциации разреза, при этом основным динамическим (амплитудным) параметром является коэффициент эффективного затухания $\alpha_э$, характеризующий ослабление акустического сигнала с расстоянием, зависящий от структурно-текстурных особенностей пород. Разрез можно также дифференцировать по изменению амплитуды упругих колебаний, особенно амплитуды обменной поперечной волны $P_0S_1P_0$, которая сильно зависит от структурно-текстурных особенностей горных пород, в первую очередь от их трещиноватости и раздробленности.

Очень наглядны для литолого-петрографического расчленения разрезов образные диаграммы ВАК, поскольку они позволяют одновременно оценить изменения кинематических и динамических параметров всей совокупности волн в принятых сигналах. Так на ФКД хорошо отмечаются границы раздела горных пород. Этому может также способствовать цветовая дифференциация уровня амплитуд на ФКД.

5.2.7.3. Определение пористости горных пород.

Метод АК применяется для определения общей пористости монominеральных горных пород при хорошем акустическом контакте между элементами твердого скелета породы, в первую очередь для пород с межзерновой или кавернозно-межзерновой пористостью и микротрещиноватостью, когда значения пористости находятся в диапазоне от 0,05 до 0,45, а твердый скелет хорошо сцементирован. Для определения пористости слабосцементированных или глинистых пород реальная оценка пористости может быть получена только при использовании данных АК в комплексе с другими методами ГИС.

Использование временных параметров акустических сигналов для определения общей пористости $K_п$ базируется на использовании уравнения

среднего времени, которое пропорционально учитывает время распространения упругих колебаний по твердому скелету породы и порозаполняющей жидкости

$$T_{инт} = (1 - K_п)T_{инт.ск} + K_п T_{инт.ж},$$

где $T_{инт.ск}$ и $T_{инт.ж}$ – интервальное время распространения колебаний в твердом скелете и внутрипоровой жидкости

Тогда выражение для определения общей пористости по измеренному при АК значению $T_{инт}$ имеет вид:

$$K_п = T_{инт}/(T_{инт.ж} - T_{инт.ск}) - T_{инт.ск}/(T_{инт.ж} - T_{инт.ск}) \qquad (5.11)$$

Выражение (5.11) используется для определения пористости монominеральных пород, если известны минерализация и термобарические условия пластовой жидкости, с использованием табличных значений $T_{инт.ск}$ и установленной зависимостью $T_{инт.ж}$ от пластового давления ($P_{пл}$, Па), температура (t °С) и минерализация (m, г/л). Значения $T_{инт.ск}$ для некоторых пород даны в приложении 5.5.2 Для определения $T_{инт.ж}$ можно использовать выражение

$$T_{инт.ж} = 10^6/[1557 - 0{,}0245\cdot(74 - t^0)^2 + 0{,}8m + 0{,}19P_{пл}].$$

Для определения эффективной пористости песчано-глинистых пород, в которых глинистые частицы заполняют только часть пор и каверн, необходимо другим независимым способом (по данным ГИС или анализу образцов) определить глинистость породы $C_{гл}$, соответствующую объемному содержанию глин, и значение $K_п$, вычисленное по выражению (5.11), уменьшить на значение $C_{гл}$.

Для полиминеральных пород, когда неизвестны $T_{инт.ск}$ и $T_{инт.ж}$, определение пористости по данным АК выполняется путем использования линейных уравнений корреляционной связи $K_п$ и $T_{инт}$ вида

$$K_п = aT_{инт} - b. \qquad (5.12)$$

Коэффициент a и свободный член уравнения b определяются для данной породы в конкретных геологических условиях путем построения уравнений регрессии на основе множества независимых определений $K_п$ и $T_{инт}$. При этом $K_п$ определяется либо по данным других методов ГИС, либо путем лабораторных измерений по образцам пород из керна скважин.

Примеры уравнений регрессии вида (5.12) для некоторых осадочных пород приведены в приложении 5.5.3

5.2.7.4. Оценка фильтрационных свойств горных пород.

Определение фильтрационных свойств горных пород на рудных месторождениях необходимо, например, при применении метода подземного выщелачивания рудных полезных компонентов или решении гидрогеологических задач.

Фильтрационные свойства (коэффициент фильтрации $K_ф$) песчано-глинистых отложений определяются пористостью $K_п$ и глинистостью $C_{гл}$ пород.

Для морских осадков, равномерно и на больших площадях перекрывающих породы кристаллического фундамента на глубинах до 300 м, по результатам лабораторных определений $K_п$, $C_{гл}$ и $K_ф$ установлено следующее уравнение множественной регрессии для $K_ф$, м/сут:

$$\lg K_ф = 0{,}106\, K_п - 0{,}072\, C_{гл} - 3{,}33 \qquad (5.13)$$

при общем коэффициенте корреляции 0,73 и частных коэффициентах 0,57 на $K_п$ и 0,78 на $C_{гл}$ ($K_п$ и $C_{гл}$ берутся в процентах).

Для морских осадков с малым диапазоном изменения пористости коэффициент фильтрации определяется главным образом глинистостью пород, которая достаточно надежно в этом случае определяется методами электрокаротажа (КС или ПС). Пористость морских отложений с высокой степенью надежности определяется методом АК. Для тех же осадков установлена возможность определения глинистости по относительному уровню реверберации $R < 1$ (или относительной длительности сигналов АК в их оконечной части), который определяется как отношение уровня реверберации сигнала в исследуемом пласте к уровню реверберации сигнала в пласте чистых глин с $C_{гл} > 90$ %. Для диапазона изменения глинистости от 10 % до 90 % получено уравнение регрессии

$$C_{гл} = 131R - 23{,}1 \qquad (5.13.1)$$

В условиях мелкообломочных пород пойменных и пойменно-болотистых фаций часто невозможно использовать традиционные методы ГИС (КС, ПС) для определения коэффициента фильтрации. Сопоставление данных АК с результатами расходометрии позволило построить линейное уравнение множественной регрессии, связывающее $K_ф$ (м/сут) с $T_{инт}$ продольной волны и относительным уровнем реверберации сигнала R:

$$K_ф = 0{,}07T_{инт} - 4{,}55R - 27{,}1 \qquad (5.13.2)$$

Коэффициент общей корреляции 0,85 и коэффициенты парной корреляции 0,79 на $T_{инт}$ (мкс/м) и -0,51 на R при диапазоне изменения глинистости от 20 до 70%.

Для выделения проницаемых интервалов разреза и оценки степени проницаемости могут быть использованы затухание и скорость распространения низкочастотной поверхностной волны Лэмба–Стоунли, для которой установлено, что ее затухание и дисперсия тем выше, чем выше проницаемость пересеченной скважиной породы.

5.2.7.5. Определение трещиноватости горных пород.

Повышенная трещиноватость и раздробленность горных пород приводит к изменению всех параметров акустических сигналов. С увеличением трещиноватости увеличиваются время распространения и затухание продольных и поперечных колебаний, существенно уменьшаются амплитуды, в особенности поперечных колебаний. В трещиноватых и раздробленных породах быстро уменьшается энергия всего акустического сигнала, что приводит к сокращению его длительности. Совместное использование временных и амплитудных параметров различных волн в сигналах АК позволяет осуществить количественную оценку трещиноватости пород и получить представление о степени открытости трещин и каверн (см. 5.5.4).

Прямым указателем присутствия трещин в исследуемом интервале разреза служит появление в сигналах АК обменных *PS*- или *SP*-волн во временном интервале между приходом волн $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$ при устойчивом сохранении значений времен прихода и интервального времени для этих волн. Обменные волны, образующиеся на открытых и закрытых трещинах, хорошо выделяются на ФКД.

5.2.7.6. Определение модулей упругости горных пород.

Вычисление динамических модулей упругости горных пород по данным АК выполняется с использованием известных из теории упругости аналитических зависимостей.

Безразмерный коэффициент Пуассона ν зависит только от отношения скоростей продольных и поперечных колебаний:

$$\nu = (\gamma^2 - 2)/[2(\gamma - 1)], \qquad (5.14)$$

где $\gamma = V_P/V_S$.

Значения модулей упругости: Юнга E, сдвига G всестороннего сжатия $K_{сж}$ зависят от скорости распространения упругих колебаний и плотности горных пород:

$$E = \rho V^2_P (1 + \nu)(1 - 2\nu)/[g(1 - \nu)]; \qquad (5.15)$$

$$G = \rho V^2_S/g; \qquad (5.16)$$

$$K_{сж} = \rho[V^2_P - (4/3)V^2_S]/g, \qquad (5.17)$$

где g – ускорение свободного падения.

ния плотности при вычислениях по формулам (5.15) – (5.17) берут по результатам плотностного каротажа, либо по данным лабораторных определений по керну скважин.

5.2.7.7. Выделение зон напряженного состояния горных пород.

Для решения различных горно-технических задач при проектировании и выполнении инженерно-геологических работ, связанных со строительством и эксплуатацией разнообразных технических объектов, необходимо знать распределение напряжений в массивах горных пород в пределах объекта и его окрестностей. Напряжения в массивах могут быть распределены неравномерно, в зависимости от геостатической нагрузки, интенсивности и направленности тектонических напряжений, влияния процессов метаморфизма, а также от физико-механических свойств горных пород.

По данным АК зоны повышенного напряженного состояния горных пород отмечаются значениями скоростей распространения упругих колебаний близкими к предельным для пород данного типа, а также повышенными значениями амплитуд колебаний, в особенности для поперечных волн, и пониженными значениями затухания упругих колебаний. В зонах повышенного напряжения отмечаются максимальные значения уровня реверберации акустического сигнала. Предельные максимальные значения скорости распространения упругих колебаний в породах конкретного петрофизического типа имеют место при полном закрытии пор и трещин, т. е. при $K_п = 0$.

В соответствии с направлением суммарного вектора напряжений наблюдается анизотропия упругих свойств горных пород, проявляющаяся в анизотропии скоростей упругих колебаний.

Образцы пород, извлеченные из зон с повышенным напряжением, характеризуются аномально-пониженными по сравнению с данными АК значениями скоростей упругих колебаний. Расхождения осредненных в пределах некоторого интервала глубин (10 – 100 м) значений скоростей упругих колебаний по результатам АК и измерениям, выполненным на образцах из керна скважин, тем больше, чем выше напряженное состояние пород в массиве.

Зоны повышенного напряжения горных пород обычно чередуются в разрезе с зонами разгрузки, в которых породы не подвержены воздействию дополнительных напряжений. К зонам разгрузки относятся тектонические нарушения, обладающие высокой трещиноватостью и раздробленностью горных пород. Во всех случаях вблизи границ зон разломов отмечается локальное увеличение напряжений в породах.

Снятие напряжений обычно приводит к увеличению объема породы (дезинтеграции), которое сопровождается раскрытием и образованием новых микротрещин. Поэтому зоны разгрузки на геоакустических разрезах отмечаются пониженными значениями скоростей и амплитуд упругих колебаний и повышением их затухания с расстоянием. Зоны разгрузки и дезинтеграции пород проявляются также в образовании каверн на стенках скважин.

5.2.7.8. Определение прочностных характеристик горных пород.

Возможность использовать данные АК для изучения прочностных характеристик горных пород при проведении инженерно-геологических изысканий основана на том, что прочностные и упругие свойства определяются одними и теми же геологическими особенностями пород: их минералогическим и фациальным составом, степенью метаморфизма, пористостью и трещиноватостью. Это позволяет устанавливать корреляционные связи между пределами прочности пород и параметрами акустических сигналов.

Зависимость между пределом прочности на сжатие $\sigma_{сж}$ и скоростью распространения продольных упругих колебаний V_P носит нелинейный характер и может быть представлена уравнением логарифмически-линейной регрессии вида

$$\lg\sigma_{сж} = J_1 V_P + J_2, \qquad (5.18)$$

где J_i – параметры уравнения регрессии, определяемые по результатам обработки экспериментальных данных.

Зависимости $\sigma_{сж}$ от V_P для различных пород из различных геологических районов приведены в приложении 5.5.5.

Предел прочности на растяжение горных пород $\sigma_{рт}$, как правило, связан с пределом прочности на сжатие. Отношение $\sigma_{рт}/\sigma_{сж}$, как правило, не выходит за пределы неравенства $0{,}02 < \sigma_{рт}/\sigma_{сж} < 0{,}11$. Отмечается зависимость $\sigma_{рт}$ от анизотропии скорости в слоисто-трещиноватой среде.

Установлено, что для горных пород в зонах напряженного состояния (пункт 5.2.7.7) зависимость между измеренным на образцах пределом прочности на сжатие и результатами измерений скорости продольных упругих колебаний усложняется и может быть представлена уравнением регрессии вида

$$\lg\sigma_{сж} = J_3 V_P + J_4 \Delta V_P + J_5, \qquad (5.18.1)$$

где $\Delta V_P = V_1 - V_2$ – разность значений скорости V_P, осредненных для интервала глубин 10 – 100 м, по результатам измерений на образцах из керна скважин (V_2) и по данным АК (V_1).

Примеры зависимостей вида (5.18.1) для некоторых кристаллических пород приведены в пункте 5.5.5.

5.2.7.9. Использование данных АК в сейсморазведке.

При решении интерпретационных задач сейсморазведки материалы АК используются в виде геоакустических моделей геологического разреза от-

Значения плотности при вычислениях по формулам (5.15) – (5.17) берутся либо по результатам плотностного каротажа, либо по данным лабораторных определений по керну скважин.

5.2.7.7. Выделение зон напряженного состояния горных пород.

Для решения различных горно-технических задач при проектировании и выполнении инженерно-геологических работ, связанных со строительством и эксплуатацией разнообразных технических объектов, необходимо знать распределение напряжений в массивах горных пород в пределах объекта и его окрестностей. Напряжения в массивах могут быть распределены неравномерно, в зависимости от геостатической нагрузки, интенсивности и направленности тектонических напряжений, влияния процессов метаморфизма, а также от физико-механических свойств горных пород.

По данным АК зоны повышенного напряженного состояния горных пород отмечаются значениями скоростей распространения упругих колебаний близкими к предельным для пород данного типа, а также повышенными значениями амплитуд колебаний, в особенности для поперечных волн, и пониженными значениями затухания упругих колебаний. В зонах повышенного напряжения отмечаются максимальные значения уровня реверберации акустического сигнала. Предельные максимальные значения скорости распространения упругих колебаний в породах конкретного петрофизического типа имеют место при полном закрытии пор и трещин, т. е. при $K_п = 0$.

В соответствии с направлением суммарного вектора напряжений наблюдается анизотропия упругих свойств горных пород, проявляющаяся в анизотропии скоростей упругих колебаний.

Образцы пород, извлеченные из зон с повышенным напряжением, характеризуются аномально-пониженными по сравнению с данными АК значениями скоростей упругих колебаний. Расхождения осредненных в пределах некоторого интервала глубин (10 – 100 м) значений скоростей упругих колебаний по результатам АК и измерениям, выполненным на образцах из керна скважин, тем больше, чем выше напряженное состояние пород в массиве.

Зоны повышенного напряжения горных пород обычно чередуются в разрезе с зонами разгрузки, в которых породы не подвержены воздействию дополнительных напряжений. К зонам разгрузки относятся тектонические нарушения, обладающие высокой трещиноватостью и раздробленностью горных пород. Во всех случаях вблизи границ зон разломов отмечается локальное увеличение напряжений в породах.

Снятие напряжений обычно приводит к увеличению объема породы (дезинтеграции), которое сопровождается раскрытием и образованием новых микротрещин. Поэтому зоны разгрузки на геоакустических разрезах отмечаются пониженными значениями скоростей и амплитуд упругих колебаний и повышением их затухания с расстоянием. Зоны разгрузки и дезинтеграции пород проявляются также в образовании каверн на стенках скважин.

5.2.7.8. Определение прочностных характеристик горных пород.

Возможность использовать данные АК для изучения прочностных характеристик горных пород при проведении инженерно-геологических изысканий основана на том, что прочностные и упругие свойства определяются одними и теми же геологическими особенностями пород: их минералогическим и фациальным составом, степенью метаморфизма, пористостью и трещиноватостью. Это позволяет устанавливать корреляционные связи между пределами прочности пород и параметрами акустических сигналов.

Зависимость между пределом прочности на сжатие $\sigma_{сж}$ и скоростью распространения продольных упругих колебаний V_P носит нелинейный характер и может быть представлена уравнением логарифмически-линейной регрессии вида

$$\lg\sigma_{сж} = J_1 V_P + J_2, \qquad (5.18)$$

где J_i – параметры уравнения регрессии, определяемые по результатам обработки экспериментальных данных.

Зависимости $\sigma_{сж}$ от V_P для различных пород из различных геологических районов приведены в приложении 5.5.5.

Предел прочности на растяжение горных пород $\sigma_{рт}$, как правило, связан с пределом прочности на сжатие. Отношение $\sigma_{рт}/\sigma_{сж}$, как правило, не выходит за пределы неравенства $0{,}02 < \sigma_{рт}/\sigma_{сж} < 0{,}11$. Отмечается зависимость $\sigma_{рт}$ от анизотропии скорости в слоисто-трещиноватой среде.

Установлено, что для горных пород в зонах напряженного состояния (пункт 5.2.7.7) зависимость между измеренным на образцах пределом прочности на сжатие и результатами измерений скорости продольных упругих колебаний усложняется и может быть представлена уравнением регрессии вида

$$\lg\sigma_{сж} = J_3 V_P + J_4 \Delta V_P + J_5, \qquad (5.18.1)$$

где $\Delta V_P = V_1 - V_2$ – разность значений скорости V_P, осредненных для интервала глубин 10 – 100 м, по результатам измерений на образцах из керна скважин (V_2) и по данным АК (V_1).

Примеры зависимостей вида (5.18.1) для некоторых кристаллических пород приведены в пункте 5.5.5.

5.2.7.9. Использование данных АК в сейсморазведке.

При решении интерпретационных задач сейсморазведки материалы АК используются в виде геоакустических моделей геологического разреза от-

дельных скважин, или геоакустических моделей геологического объекта по профилю скважин, или объемной модели при достаточном числе исследованных скважин на площади проведения сейсморазведочных работ. Геоакустические модели геологического разреза отдельных скважин строятся на основе детальных скоростных разрезов, полученных в результате пересчета значений интервального времени в значения интервальной скорости по выражению (5.5). Детальный скоростной разрез представляется в виде графика значений $V_{инт}$ в зависимости от глубины скважины, взятых с постоянным шагом по глубине. Обычно шаг Δh взятия отсчетов $V_{инт}$ принимается равным 1 м.

В связи с возможным влиянием прискважинных неоднородностей (например, кавернозности ствола скважины) на результаты АК детальный скоростной разрез сопоставляется с результатами скважинных сейсмических исследований – сейсмокаротажа (СК), вертикального сейсмического профилирования (ВСП), которые позволяют при необходимости откорректировать скоростные разрезы и геоакустические модели, построенные по данным АК.

Сопоставление данных АК и сейсмических данных выполняется в форме вертикальных годографов. Вертикальный годограф для исследованного методом АК интервала глубин рассчитывается по значениям интервального времени путем суммирования этих значений, взятых с шагом Δh (м) по всему интервалу проведения каротажа. Текущее время вертикального годографа T_{ci} на глубине h_i определяется как

$$T_{ci} = T_0 + \sum_{h_H}^{h_i} T_{инт}(h_i)\Delta h, \qquad (5.19)$$

где T_0 – время распространения колебаний от дневной поверхности до верхней границы ($h_н$) интервала проведения АК, взятое по данным СК или ВСП.

При построении по данным АК вертикального годографа наклонных скважин с углом отклонения ствола от вертикали более 10 – 15° для приведения годографа к вертикали необходимо, используя данные инклинометрии, разбить первоначально полученный по формуле (5.19) годограф на интервалы, в пределах которых угол наклона скважины изменяется не более чем на ± 5°, и умножить соответствующие этим интервалам значения глубин $\Delta h_{инк}$ и сумму значений интервальных времен на значение косинуса угла наклона скважины.

Откорректированные таким образом вертикальные годографы, построенные по данным АК и СК, как правило, совпадают, за исключением интервалов высокой кавернозности стенок скважины и интервалов разреза, где горные породы (например, глины) вступают в активное взаимодействие с буровой жидкостью. Такие интервалы проявляются непараллельностью годографов АК и СК. Обычно, время T_{ci} по годографам АК завышено по сравнению со временем СК. После сопоставления совмещенных годографов с литологопетрографическим разрезом скважины, данными кавернометрии и инклинометрии и установления причин расхождения годографов при необходимости вносятся исправления в вертикальные годографы АК в интервалах наблюдаемых расхождений. Для этого максимальное значение расхождения годографов в пределах интервала глубин ΔH, равное

$$\delta_{t\max} = \Delta T_{с.АК} - \Delta T_{с.СК},$$

равномерно (линейно) распределяется по всему интервалу ΔH. При этом значения $\delta_{t\max}/\Delta H$ используются в качестве поправки к значениям $T_{инт}$ в пределах данного интервала.

Текущее значение средней скорости распространения сейсмических колебаний до глубины H_i определяется после внесения всех исправлений как:

$$\bar{V}_i = H_i / T_{ci}. \qquad (5.20)$$

Детальная характеристика скоростного разреза по данным АК обладает некоторой избыточностью для построения геоакустической модели среды, поэтому необходимо выполнить осреднение скоростного разреза АК. Наиболее распространенным является способ скользящего осреднения скоростного разреза в пределах интервала глубин порядка четверти длины волны используемых сейсмических колебаний, в результате которого устраняются мелкомасштабные скоростные неоднородности, а контрастные скоростные границы сглаживаются. Способ скользящего осреднения позволяет получить представление о положении в разрезе мощных однородных толщ горных пород и разделяющих их интервалов с существенно различными скоростными характеристиками. При выполнении скользящего осреднения наряду со сглаженным скоростным разрезом рассчитываются значения дисперсии (среднеквадратического отклонения) скорости по отношению к среднему значению, полученному для скользящего интервала осреднения, и строится график зависимости среднеквадратического отклонения от глубины, по которому могут быть выделены наиболее неоднородные в скоростном отношении интервалы разреза. В случае корреляции неоднородных скоростных интервалов по латерали они могут формировать в разрезе сейсмические отражающие границы.

Среднеквадратическое отклонение D_V от среднего значения скорости вычисляется по выражению (5.3), а дисперсия определяется как квадрат среднеквадратических значений.

Для подчеркивания и выделения отражающих сейсмических границ при осреднении скоростных разрезов АК используется специальная нелинейная обработка детального скоростного разреза, при которой в разрезе сохраняются контрастные скоростные границы с перепадом скоростей не менее некоторой заданной величины (например, 0,5 км/с или более) и пласты, время

распространения колебаний в которых не менее точности отсчета времени на сейсмограммах. В этом случае в скоростном разрезе сохраняются наиболее контрастные скоростные границы, в том числе отвечающие первому из указанных условий тонкослоистые пачки, а интервал разреза между ними характеризуется либо постоянными, либо плавно меняющимися значениями скорости. Контрастные скоростные границы и тонкослоистые пачки с переменными значениями скорости образуют основные сейсмические отражающие элементы геологического разреза. Мощности пластов в тонкослоистых пачках составляют не менее 2 м в низкоскоростном разрезе и более 5 м в высокоскоростном разрезе.

Построенные геоакустические модели геологических разрезов используются для прогноза и анализа сейсмических волновых полей путем построения импульсной сейсмограммы разреза. Для этого с помощью независимо полученных данных о плотности пород (ρ) строится модель акустического импеданса исследуемого разреза ($V_{пл}\rho$), по значениям которого на границах пластов вычисляются значения коэффициентов отражения для каждой границы:

$$K_{отр} = (V_{пл1}\rho_1 - V_{пл2}\rho_2)/(V_{пл1}\rho_1 + V_{пл2}\rho_2). \quad (5.21)$$

Значения $K_{отр}$ могут быть как положительными, так и отрицательными. Отрицательные значения коэффициента отражения означают изменения знака текущих значений сейсмического сигнала при его отражении (изменение фазы сигнала на π).

Последовательность значений $K_{отр}$ с глубиной представляет собой импульсную сейсмограмму, по которой путем свертки с функцией, описывающей форму сейсмического импульса, могут быть рассчитаны синтетические сейсмограммы для данного разреза.

Сопоставление сводных сейсмограмм ВСП со скоростной моделью, моделью акустического импеданса, импульсной и синтетической сейсмограммами, а также с геологическим разрезом скважины позволяет наиболее надежно привязать наблюдаемые отраженные сейсмические волны к геологическим границам, установить физико-геологическую природу отражающих границ в исследуемом разрезе.

При наличии на геологическом объекте нескольких скважин, исследованных методом АК, строится геоакустическая модель объекта в целом или какого-либо его пересечения. Для этого с учетом геологических разрезов по скважинам производится корреляция скоростных границ и изучается выдержанность скоростных характеристик однотипных пород в пределах объекта.

5.2.7.10. Оценка состояния открытого ствола скважины.

Акустические методы могут применяться для изучения состояния ствола скважин: определения фактического диаметра открытого ствола бурящихся

и эксплуатационных скважин (например, при скважинной гидродобыче полезных ископаемых), определения кавернозности скважин, выделения и прослеживания по стволу отдельных трещин с раскрытостью не менее 5 мм. Для этого используются специальные скважинные акустические приборы: акустические каверномеры, профилемеры и скважинные акустические телевизоры (см. раздел 6.1.6 и приложение 5.5.1). Такая специализированная аппаратура работает на отраженных акустических сигналах, частота колебаний которых лежит в пределах 0,25 – 1,0 МГц, что существенно (на порядок и более) выше частот, используемых при АК. Расстояния от скважинного прибора до стенки скважины могут достигать при этом нескольких десятков метров. Точность выполняемых такой аппаратурой измерений зависит от отражательной способности стенок скважины и свойств заполняющей скважину жидкости.

5.2.7.11. Оценка технического состояния и качества цементирования обсадной колонны.

Скважинная акустическая аппаратура позволяет выполнять детальную оценку технического состояния обсадных колонн и качества их цементирования.

Свободно висящая в скважине обсадная колонна является хорошим проводником звука. Акустические сигналы, распространяющиеся в обсадных колоннах, характеризуются высокой частотой колебаний, определяющейся средним диаметром колонны, большими амплитудами и слабым затуханием волн с расстоянием, постоянством скорости распространения колебаний в материале колонны. Скорость продольных колебаний в стальных колоннах лежит в пределах 5200 – 5500 м/с и зависит от марки стали и толщины стенок колонны, а в полиэтиленовых обсадных трубах – в пределах 2400 – 2600 м/с. Наличие какого-либо нарушения сплошности колонны – отверстия, трещины и т. п. – уменьшает амплитуду и увеличивает затухание акустического сигнала. При значительных нарушениях заметно уменьшается и скорость распространения упругих колебаний в колонне.

Муфтовые соединения обсадных труб четко отмечаются на записях акустических сигналов локальным увеличением времени прихода и затухания колебаний. Как правило, наблюдается образование отраженных акустических сигналов от муфтовых соединений в колоннах. Разрывы обсадных колонн отмечаются локальным отсутствием акустических сигналов, распространяющихся по колонне и появлением сигналов по породе с характерной для них дифференциацией по различным типам волн.

При цементировании обсадных колонн появление цемента в затрубном пространстве и схватывание его с обсадной колонной и горной породой оказывают существенное влияние на регистрируемые акустические сигналы. Кинематические и динамические характеристики сигналов АК в обсаженных

скважинах могут меняться в широких пределах в зависимости от материала, диаметра и толщины обсадных колонн, свойств и толщины цементного камня, а также характера контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой.

В случае жесткого сцепления цемента с колонной происходит демпфирование упругих колебаний в колонне за счет ее сжатия цементным камнем, а затухание сигналов, распространяющихся по колонне, дополнительно возрастает из-за перехода части энергии колебаний из колонны в цемент. При этом снижается скорость распространения суммарных колебаний в системе цементный камень – колонна.

В случае сцепления цементного камня не только с обсадной колонной, но и с горной породой происходит еще более сильное ослабление упругих колебаний в колонне и цементе и параметры регистрируемых акустических сигналов определяются главным образом упругими свойствами горных пород, окружающих скважину. Частичный (неполный) контакт цемента с обсадной колонной или породой приводит лишь к частичному ослаблению акустических колебаний в колонне или цементе.

При планировании акустической цементометрии необходимо предварительно выполнить АК открытого ствола скважины до ее обсадки. Целесообразно также провести АК после постановки обсадной колонны, до начала цементации, для определения точного значения глубины нахождения башмака колонны и отсутствия разрывов сплошности колонны.

Время проведения АК для оценки качества цементажа после его завершения выбирается исходя из предполагаемого времени формирования цементного камня в конкретных условиях, но не ранее, чем через 12 ч после окончания всех операций цементирования. Проведение АК через 24 ч и более может существенно повысить достоверность получаемых результатов по контролю качества цементирования.

Материалы акустической цементометрии обсаженных скважин дают детальное представление о состоянии и герметичности цементного кольца вокруг обсадной колонны, которое может быть охарактеризовано сплошным или частичным контактом цементного камня с обсадной колонной и породой или полным отсутствием контакта.

Качество цементирования может оцениваться по данным параметрического АК: наличию продольной волны по колонне с постоянным временем распространения на фиксированном расстоянии от излучателя и относительному уровню ее амплитуд, а также по наличию или отсутствию регистрации отличных от значений в колонне времен прихода и амплитуд волн, распространяющихся по породе.

Наглядное представление о качестве цементирования обсадной колонны может быть получено по результатам волнового АК, в том числе по записи ФКД.

Для выполнения оценки качества цементирования скважин разработана и применяется специализированная аппаратура АК – так называемые акустические цементомеры (см. приложение 5.5.1), или аппаратура волнового АК.

5.2.7.12. Изучение акустических свойств горных пород сквозь обсадную колонну.

Наличие в скважине обсадной колонны может в значительном числе случаев воспрепятствовать получению по данным АК сведений об акустических параметрах горных пород.

Если скорость продольных волн в горных породах больше скорости их распространения в материале обсадной колонны, то при хорошем качестве цементирования головная волна от продольных колебаний в породе может опередить волну, распространяющуюся по колонне и цементному камню. В этом случае появляется возможность определить по данным АК скорость распространения продольных упругих колебаний в породе. Однако скорость поперечных колебаний в породе и динамические характеристики поперечной волны не могут быть определены, так как скорость поперечной волны и в этом случае остается меньше скорости волны по колонне. Могут быть определены параметры низкоскоростной низкочастотной поверхностной *L*-волны Лэмба, которую, как правило, удается выделить в суммарном волновом сигнале, однако и ее характеристики в этом случае существенно искажены влиянием обсадной колонны.

Свободная обсадная колонна экранирует горную породу от скважинной жидкости, уменьшая энергию проходящих через нее колебаний как из скважинной жидкости в горную породу, так и в обратном направлении. Параметры волн, распространяющихся по горным породам, возможно в этом случае определить только при использовании в акустическом скважинном зонде специальных излучателей дипольного или продольного типа (см. раздел 5.2.3.2), частота излучаемых колебаний которых примерно на порядок ниже собственной частоты сигналов, распространяющихся по обсадной колонне. Принятые акустические сигналы должны быть зарегистрированы в цифровом виде и подвергнуты последующей специальной обработке на ПЭВМ с использованием операций частотной фильтрации, вычитания, временного стробирования и т. п.

5.3. Межскважинное акустическое прозвучивание (МАП)

5.3.1. Условия применения метода МАП.

Изучение геологической среды в межскважинном пространстве при акустическом прозвучивании производится с помощью проходящих волн, распространяющихся от расположенного в скважине источника к пунктам приема, размещенным в наблюдательной скважине. Расстояние между пун-

ктами возбуждения волн и пунктами их приема составляет от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Размеры неоднородностей, которые могут быть выявлены в межскважинном пространстве, составляют соответственно от нескольких метров до нескольких десятков метров, реже – первых сотен метров.

Источник сейсмических волн, расположенный в скважине, возбуждает в окружающей среде расходящиеся продольные *P*-волны и поперечные *S*-волны. Кроме расходящихся волн источник создает внутри скважины интенсивную трубную волну, которая распространяется вдоль скважины в обе стороны от источника. По своей физической природе трубная волна – это поверхностная *L*-волна Лэмба–Стоунли (см. раздел 5.2.1.1). Излучение упругой энергии в окружающую среду может происходить не только в месте расположения самого источника, но и в местах переизлучения (дифракции) трубных волн, в которых образуются дифрагированные трубно-продольные и трубно-поперечные волны. Такие области дифракции имеют место на забое скважины, на поверхности скважинной жидкости, на кавернах или при изменениях бурового диаметра скважины или диаметра обсадных колонн, при контрастных изменениях акустической жесткости окружающих скважину горных пород, например на границе зоны сильно трещиноватых пород, зоны тектонических нарушений или на границах пород разного литологического состава.

Наличие обсадной колонны уменьшает амплитуду продольных расходящихся волн в 2 – 2,5 раза, соответственно уменьшается и отношение энергии продольных расходящихся волн к энергии трубных волн. В открытых скважинах интенсивность излучения расходящихся волн уменьшается с ростом акустической жесткости горных пород. Наличие или отсутствие цемента в затрубном пространстве, так же как и диаметр скважины, мало влияют на уровень излучения расходящихся волн.

Волновое поле, формируемое в пространстве между скважинами, определяется сейсмогеологическим строением этого пространства. Основную информацию о распределении скоростей распространения упругих волн в межскважинном пространстве несут прямые проходящие волны, распространяющиеся от пунктов возбуждения колебаний к пунктам их приема. В большинстве случаев в наблюдательной скважине в первых вступлениях регистрируются прямые продольные проходящие волны. Однако в некоторых случаях в первых вступлениях могут быть зафиксированы головные или отраженные волны от контрастных скоростных границ.

Волновое поле, регистрируемое при межскважинном прозвучивании имеет, как правило, сложный характер.

При прохождении прямых волн через границы неоднородностей, расположенных в межскважинном пространстве, если они достаточно контрастны по отношению к вмещающей среде, возникают вторичные волны: проходящие обменные (продольно-поперечные типа *PS* и *SP*), отраженные продольные (*PP*) и поперечные (*SS*) волны, рассеянные на мелкомасштабных неоднородностях. Все они, как правило, приходят к пунктам приема в наблюдательной скважине позже прямых продольных волн. Если образовавшаяся на достаточно крупной неоднородности вторичная волна может быть уверенно выделена в зарегистрированном суммарном волновом поле и прокоррелирована на записях так, что ее параметры, тип колебаний и область возникновения могут быть надежно определены, то эти данные позволяют получить дополнительную информацию о строении межскважинного пространства.

Регистрируемое в наблюдательной скважине волновое поле отличается от волнового поля в окружающей среде из-за влияния самой наблюдательной скважины. Это влияние тем больше, чем меньше отношение длины проходящей волны к диаметру скважины. Искажения волнового поля особенно велики в скважинах, пробуренных в пластичных горных породах, в которых отношение скоростей $V_P/V_S > 1{,}8$.

Влияние обсадных колонн на регистрируемое поле проходящих волн может практически проявляться в виде уменьшения амплитуды и искажения формы регистрируемых колебаний на частотах, превышающих 500 Гц, а в ослабленных породах – 300 Гц.

Выбор целевых волн, вовлекаемых в каждом конкретном случае в обработку, определяется надежностью их выделения из суммарного волнового поля и правильностью определения их типа. При этом надежность выделения целевых волн, точность и достоверность определения их параметров зависят от отношения амплитуды сигнала полезных целевых волн к общему уровню волн-помех. Характеристики полезных волн и волн-помех зависят от конкретных условий возбуждения и приема волн в скважинах, а также от сейсмогеологического строения среды в межскважинном пространстве.

При выполнении межскважинных акустических исследований наибольшую интенсивность среди различных волн-помех имеют вторичные трубные волны, образующиеся в наблюдательной скважине. Вторичные трубные волны формируются в наблюдательной скважине в пределах некоторой зоны вокруг точки прихода к наблюдательной скважине луча минимального времени от каждого источника. По мере удаления от этой точки амплитуда трубной волны в пределах зоны нарастает, а за пределами зоны амплитуда и форма волнового пакета трубной волны сохраняются постоянными, поскольку трубная волна распространяется в скважине как каналовая. Вторичные трубные волны возникают не только вблизи точки прихода лучей минимального времени прямой волны, но и на неоднородностях конструкции скважины при падении на них проходящих волн: на забое, на поверхности скважинной жидкости, на изменениях диаметра скважины и изменениях конструкции обсадных труб.

Частотный спектр наблюдаемых при МАП полезных волн лежит в пределах от 50 до 1000 Гц. Частотный спектр трубных волн определяется диаметром скважин и упругими параметрами среды в приповерхностной части скважины; как правило, колебания трубных волн лежат в нижней части указанного диапазона частот.

5.3.2. Геолого-геофизические задачи.

Метод межскважинного акустического прозвучивания применяется для решения следующих геолого-геофизических и горно-технологических задач:

- литолого-петрографического расчленения и межскважинной корреляции геологического разреза;
- обнаружения и локализации геологических неоднородностей, включая рудные тела, в межскважинном пространстве;
- оконтуривания и определения элементов залегания рудных тел и других геологических объектов, вскрытых одной скважиной;
- обнаружения и трассирования тектонических нарушений в межскважинном пространстве;
- изучения в межскважинном пространстве акустических свойств целевых геологических объектов и вмещающей среды;
- инженерно-геологического изучения горных пород в межскважинном пространстве при проектировании и строительстве горнодобывающих предприятий и других крупных инженерных объектов и контроля за изменениями состояния геологической среды в процессе эксплуатации этих объектов.
- проведения акустического мониторинга геологической среды, подвергающейся воздействию естественных или техногенных процессов, влияющих на ее физическое состояние, в том числе в процессе эксплуатации месторождений полезных ископаемых, включая подземную гидродобычу, с целью контроля за ходом извлечения полезных ископаемых и изучения сопутствующих изменений напряженного состояния горных пород.

5.3.3. Технические средства МАП.

Для проведения межскважинного акустического прозвучивания используется агрегатированный комплекс технических средств, который должен обеспечивать эффективное возбуждение упругих волн в скважине, прием сигналов в одной или одновременно в нескольких наблюдательных скважинах, регистрацию принятых сигналов и их ввод в ЭВМ для последующей обработки

При выборе технических средств для проведения МАП следует иметь в виду, что их характеристики существенным образом сказываются на выборе методики проведения работ, в первую очередь систем наблюдения, и способов обработки первичной информации.

В составе агрегатированных комплексов, используемых для проведения МАП, могут применяться как серийно выпускаемые технические средства, так и специально разработанные и изготовленные для этих целей единичные экземпляры различных устройств.

Все используемые в агрегатированных комплексах технические средства должны пройти метрологическую поверку либо, если они не являются средствами измерений, должны быть аттестованы или пройти ведомственные приемочные испытания.

5.3.3.1. Скважинные источники упругих колебаний.

При проведении межскважинного прозвучивания используются как взрывные, так и невзрывные источники колебаний.

В аппаратурных комплексах, формируемых для проведения межскважинного прозвучивания, следует применять скважинные источники упругих колебаний с достаточно большой мгновенной мощностью в диапазоне частот 200 – 1000 Гц, обеспечивающих преобладание энергии расходящихся продольных и поперечных волн над энергией внутрискважинных трубных волн и необходимую разрешенность волн в регистрируемом волновом поле. Этим требованиям удовлетворяют электрогидравлические (искровые) источники с энергией в несколько килоджоулей, воздушные пушки с объемом не менее 0,5 – 1,0 л при избыточном давлении порядка 10 – 15 МПа, электродетонаторы.

Для подавления трубных волн полезно применять в скважине с источником демпфирующие устройства.

Эффективная мощность скважинного источника, определяющая амплитуду и форму излучаемого импульса, существенно зависит от гидростатического давления скважинной жидкости. По мере увеличения давления значительно уменьшается амплитуда излучаемых колебаний и соответственно сокращается расстояние между скважинами, на котором могут быть уверенно выделены сигналы прямых волн.

Взрывные источники, в том числе и электродетонаторы, обеспечивают необходимую для МАП мгновенную мощность, но их существенным недостатком, значительно снижающим производительность работ, является необходимость проведения многократных спуско-подъемных операций для перезарядки источника. Кроме того, при большой мощности они создают опасность разрушения скважины.

Этих недостатков лишены невзрывные, электрогидравлические и пневматические источники. Они обеспечивают необходимые безопасность и производительность работ МАП и полосу частот возбуждаемых колебаний, однако далеко не все типы таких источников обладают необходимой мгновенной мощностью в пределах требуемого диапазона глубин проведения МАП.



мные устройства.

Частотный ... для проведения ... делах от 50 до ... ... ром скважин ... ... скважины; ... ... занного ди... ... ...

...риемные устройства должны обеспечивать ...е целевых волн с минимальными искаже- ...о, достаточной для уверенного приема ...х сотен метров от источника и, вместе ...ошению к внутрискважинным труб-

...риемным устройством является обыч- ...ный сейсмоприемник, помещенный в гер- ...ый устройством для прижима корпуса к стенке ...вляется оптимальным средством для приема коле- ... МАП, поскольку может сильно исказить поле прохо- ...присущей ему вытянутой вдоль оси скважины характерис- ...енности. Кроме того сейсмоприемники имеют неравномерную ...но-частотную характеристику с верхней граничной частотой не более ...000 Гц.

Скважинные гидрофоны являются приемниками акустического давления в скважинной жидкости, в силу чего они не требуют применения прижимных устройств. Они позволяют реализовать равномерную амплитудно-частотную характеристику вплоть до 2 кГц. Однако отношение уровня полезных волн к внутрискважинным волнам-помехам на выходе гидрофона значительно хуже, чем у сейсмоприемника. Из-за влияния скважины гидрофон также не обеспечивает неискаженной регистрации проходящих волн и, будучи приемником давления, не позволяет использовать поляризацию принятых колебаний для анализа зарегистрированного волнового поля.

Наилучшим скважинным приемным устройством для проведения МАП с точки зрения неискаженного приема суммарного волнового поля проходящих волн и последующей обработки зарегистрированных сигналов можно считать трехкомпонентный скважинный геофон, используемый при проведении ВСП по поляризационной методике (ПМ ВСП). В герметичном корпусе такого скважинного приемного устройства, снабженном механизмом прижима к стенке скважины, располагают взаимно ортогонально три обычных сейсмоприемника, подключенных раздельно к трем входам регистрирующей аппаратуры. Такое устройство в совокупности является практически ненаправленным по отношению к углам подхода и ориентации поляризации всех типов волн, обладает хорошей чувствительностью, обеспечивает хорошее отношение уровня полезных волн к внутрискважинным волнам-помехам. Особенно эффективно применение многоточечных трехкомпонентных приемных устройств с использованием телеметрических систем передачи сигналов от скважинных приемных зондов к наземной аппаратуре, позволяющих одновременно принимать сигналы от одного пункта излучения в нескольких пунктах приема в одной наблюдательной скважине.

Использование однокомпонентных сейсмоприемников и скважинных гидрофонов может быть оправданным лишь в ограниченном числе случаев, при проведении МАП в относительно однородных средах на малых расстояниях, когда амплитуды основных прямых проходящих волн велики, а уровень внутрискважинных волн-помех мал.

5.3.3.3. Регистрирующая аппаратура.

Для регистрации сигналов при проведении работ МАП целесообразно использовать серийные портативные высокочастотные сейсмостанции с числом приемных каналов от 6 до 24 (в зависимости от числа используемых приемников), с верхней границей частотного диапазона не менее 2000 Гц (в некоторых случаях до 1000 Гц). Запись сигналов должна осуществляться в цифровом виде с возможностью накопления не менее нескольких десятков воздействий. Следует отдавать предпочтение аппаратуре, позволяющей вводить зарегистрированную первичную информацию в ПЭВМ типа IBM PC (PS) без промежуточных преобразований.

Перечень аппаратуры, пригодной для проведения МАП, см. приложение 5.5.6.

5.3.4. Методика проведения работ методом МАП.

Методика МАП должна обеспечивать необходимое качество первичного материала, т.е. надежную корреляцию в зарегистрированных волновых полях целевых волн, параметры которых будут использованы при дальнейшей обработке материалов МАП, и измерение этих параметров с достаточно малыми погрешностями.

5.3.4.1. Планирование работ методом МАП.

При планировании работ методом акустического прозвучивания предусматривается бурение необходимого количества скважин с учетом геологической обстановки и поставленных задач. Возможен выбор скважин из числа уже пробуренных. Количество и местоположение скважин, в которых будут проводится работы методом МАП, определяется необходимой степенью детальности изучения внутреннего строения среды и методикой межскважинного прозвучивания. Для обеспечения достоверности результатов МАП глубина скважин должна превышать нижнюю границу изучаемой области на величину расстояния между скважинами, в которых осуществляются наблюдения. На начальном этапе достаточно бурения 1 – 2 пар скважин, что позволит оценить возможности метода, представительность и достоверность результатов просвечивания в конкретных геологических условиях.

При планировании работ методом МАП необходим сбор и анализ всех геолого-геофизических материалов, а на уже разбуренном участке – сбор данных о расположении и конструкции скважин и их геологических разрезах, а также об их техническом состоянии.

5.3.3.2. Скважинные приемные устройства.

Используемые при МАП приемные устройства должны обеспечивать прием в наблюдательной скважине целевых волн с минимальными искажениями, обладать чувствительностью, достаточной для уверенного приема этих волн на расстояниях до нескольких сотен метров от источника и, вместе с тем, малой чувствительностью по отношению к внутрискважинным трубным волнам – помехам.

Самым простым скважинным приемным устройством является обычный однокомпонентный вертикальный сейсмоприемник, помещенный в герметичный корпус и снабженный устройством для прижима корпуса к стенке скважины, однако он не является оптимальным средством для приема колебаний при проведении МАП, поскольку может сильно исказить поле проходящих волн из-за присущей ему вытянутой вдоль оси скважины характеристики направленности. Кроме того сейсмоприемники имеют неравномерную амплитудно-частотную характеристику с верхней граничной частотой не более 400 – 600 Гц.

Скважинные гидрофоны являются приемниками акустического давления в скважинной жидкости, в силу чего они не требуют применения прижимных устройств. Они позволяют реализовать равномерную амплитудно-частотную характеристику вплоть до 2 кГц. Однако отношение уровня полезных волн к внутрискважинным волнам-помехам на выходе гидрофона значительно хуже, чем у сейсмоприемника. Из-за влияния скважины гидрофон также не обеспечивает неискаженной регистрации проходящих волн и, будучи приемником давления, не позволяет использовать поляризацию принятых колебаний для анализа зарегистрированного волнового поля.

Наилучшим скважинным приемным устройством для проведения МАП с точки зрения неискаженного приема суммарного волнового поля проходящих волн и последующей обработки зарегистрированных сигналов можно считать трехкомпонентный скважинный геофон, используемый при проведении ВСП по поляризационной методике (ПМ ВСП). В герметичном корпусе такого скважинного приемного устройства, снабженном механизмом прижима к стенке скважины, располагают взаимно ортогонально три обычных сейсмоприемника, подключенных раздельно к трем входам регистрирующей аппаратуры. Такое устройство в совокупности является практически ненаправленным по отношению к углам подхода и ориентации поляризации всех типов волн, обладает хорошей чувствительностью, обеспечивает хорошее отношение уровня полезных волн к внутрискважинным волнам-помехам. Особенно эффективно применение многоточечных трехкомпонентных приемных устройств с использованием телеметрических систем передачи сигналов от скважинных приемных зондов к наземной аппаратуре, позволяющих одновременно принимать сигналы от одного пункта излучения в нескольких пунктах приема в одной наблюдательной скважине.

Использование однокомпонентных сейсмоприемников и скважинных гидрофонов может быть оправданным лишь в ограниченном числе случаев, при проведении МАП в относительно однородных средах на малых расстояниях, когда амплитуды основных прямых проходящих волн велики, а уровень внутрискважинных волн-помех мал.

5.3.3.3. Регистрирующая аппаратура.

Для регистрации сигналов при проведении работ МАП целесообразно использовать серийные портативные высокочастотные сейсмостанции с числом приемных каналов от 6 до 24 (в зависимости от числа используемых приемников), с верхней границей частотного диапазона не менее 2000 Гц (в некоторых случаях до 1000 Гц). Запись сигналов должна осуществляться в цифровом виде с возможностью накопления не менее нескольких десятков воздействий. Следует отдавать предпочтение аппаратуре, позволяющей вводить зарегистрированную первичную информацию в ПЭВМ типа IBM PC (PS) без промежуточных преобразований.

Перечень аппаратуры, пригодной для проведения МАП, см. приложение 5.5.6.

5.3.4. Методика проведения работ методом МАП.

Методика МАП должна обеспечивать необходимое качество первичного материала, т.е. надежную корреляцию в зарегистрированных волновых полях целевых волн, параметры которых будут использованы при дальнейшей обработке материалов МАП, и измерение этих параметров с достаточно малыми погрешностями.

5.3.4.1. Планирование работ методом МАП.

При планировании работ методом акустического прозвучивания предусматривается бурение необходимого количества скважин с учетом геологической обстановки и поставленных задач. Возможен выбор скважин из числа уже пробуренных. Количество и местоположение скважин, в которых будут проводится работы методом МАП, определяется необходимой степенью детальности изучения внутреннего строения среды и методикой межскважинного прозвучивания. Для обеспечения достоверности результатов МАП глубина скважин должна превышать нижнюю границу изучаемой области на величину расстояния между скважинами, в которых осуществляются наблюдения. На начальном этапе достаточно бурения 1 – 2 пар скважин, что позволит оценить возможности метода, представительность и достоверность результатов просвечивания в конкретных геологических условиях.

При планировании работ методом МАП необходим сбор и анализ всех геолого-геофизических материалов, а на уже разбуренном участке – сбор данных о расположении и конструкции скважин и их геологических разрезах, а также об их техническом состоянии.

Целесообразно предусмотреть проведение опережающего акустического каротажа (АК) и инклинометрию скважин. Акустический каротаж позволит получить представление о детальных скоростных параметрах изучаемой среды. По данным АК с привлечением геологических данных и других скважинных геофизических методов составляется первичная (априорная) геоакустическая модель изучаемого объекта, задается схема наблюдений в плане и производится выбор интервалов наблюдений по глубине.

Данные АК наряду с данными о конструкции скважин позволяют также выявить возможные области дифракции трубных волн (контрастные скоростные границы, смена диаметров бурения, положение башмака обсадных труб, забой скважин и т. д.), на которых могут образоваться трубные волны-помехи в наблюдательной скважине, и оценить их влияние на структуру наблюдаемого волнового поля. Это позволит внести необходимые коррективы в методику и систему наблюдений МАП.

Должна быть выполнена топографическая привязка, собраны сведения об относительных превышениях устьев скважин (абсолютные высоты) и данные об искривлении скважин (инклинометрия), обеспечивающие высокую точность определения координат точек приема и возбуждения. Отсутствие этих данных приводит к ошибкам при определении средних скоростей по лучам и распределения параметров полученного скоростного поля.

Рекомендуется перед началом проведения полевых работ методом МАП выполнить компьютерное, а при необходимости и физическое моделирование на основе априорной геоакустической модели объекта. Результаты моделирования используются для выбора наиболее информативных схемы и системы наблюдений.

5.3.4.2. Мониторинг методом МАП.

Для слежения за изменениями состояния геологической среды под воздействием внешних факторов, в первую очередь техногенных процессов (например, гидродобыча железных руд и других полезных ископаемых), необходимо проведение систематических повторных наблюдений (мониторинг). С этой целью выбирается определенное количество скважин, взаимное положение которых (схема наблюдений) определяется по результатам первоначальных межскважинных исследований, и в них через определенное время по одной и той же схеме проводятся многократные наблюдения методом МАП. Временной интервал между повторными наблюдениями задается с учетом интенсивности воздействующих на среду процессов.

При сохранении на участке работ необсаженных скважин в комплексе с МАП следует предусмотреть проведение АК как на начальном этапе работ (нулевой цикл), так и в процессе мониторинга, что позволит получить детальную информацию об изменении скоростных параметров по скважинам и учесть ее при обработке данных.

Сопоставление всех данных мониторинга скважин позволяет оценить динамику изменения состояния геологической среды или формы подвергающихся внешнему воздействию объектов.

5.3.4.3. Выбор схемы наблюдений.

В зависимости от поставленной задачи, числа скважин, задействованных в исследованиях методом МАП, их взаимного расположения могут применяться двумерная или трехмерная (объемная) схемы наблюдений.

Наблюдения по двумерной схеме в одной паре скважин проводятся на начальном этапе работ, что позволяет оценить возможности метода и внести уточнения в методику работ. Иногда, при решении относительно простых геологических задач, таких как прослеживание водоупорных горизонтов, проницаемых или угольных пластов в осадочном разрезе, обнаружение нарушений пластов и т. п., такая схема достаточна и результаты обработки вполне адекватно отображают распределение сейсмических скоростей в изучаемой среде и позволяют решить поставленную задачу. В некоторых случаях достаточен сам факт выявления в межскважинном пространстве скоростных неоднородностей.

Объемная (трехмерная, пространственная) схема наблюдений предусматривает наблюдения в нескольких взаимно пересекающихся или взаимно увязывающихся на общей скважине плоскостях (парах скважин), что позволяет проводить изучение среды в некотором трехмерном объеме.

Если изучаемая методом МАП среда характеризуется сложной внутренней структурой исследуемых объектов, то целесообразно предусмотреть поэтапное проведение наблюдений МАП:

- на начальном этапе изучения объекта, в особенности на новых участках, применять двумерные схемы наблюдений;
- по мере расширения сети разведочных скважин переходить к объемной схеме, параметры которой предварительно оцениваются путем моделирования;
- по мере накопления и обработки первичных геолого-геофизических материалов схемы и системы наблюдений уточняются и корректируются.

5.3.4.4. Выбор системы наблюдений.

Система наблюдений МАП – расположение пунктов излучения и приема в скважинах – выбирается исходя из имеющегося опыта и результатов компьютерного и физического моделирования с учетом решаемой задачи и геолого-технических условий изучаемого объекта.

Выбор систем наблюдений в скважинах должен быть увязан с конкретной схемой наблюдений в плане.

Существуют две основные системы наблюдений: система параллельного переноса и веерная система.

При использовании системы параллельного переноса пункт излучения и пункт приема сигналов располагаются на одной глубине или с постоянным по глубине смещением и перемещаются в процессе наблюдений одновременно, с одинаковым шагом по глубинам скважин. Такая система наблюдений является наиболее простой и экономичной, так как число физических наблюдений (лучей между пунктами излучения и приема) в этом случае невелико. Недостаток этой системы наблюдений состоит в невозможности получить и использовать в процессе обработки первичных материалов годографы регистрируемых волн и их фазовую корреляцию, в силу чего отсутствует контроль надежности идентификации выделения целевой волны в регистрируемом волновом поле и значительно возрастает вероятность ошибок при определении момента прихода целевых волн, в особенности в случае их малой интенсивности на фоне волн-помех. Кроме того, даже при однозначном выделении целевой волны и точном определении момента ее вступления по полученным данным могут быть определены только средние значения изучаемого параметра вдоль луча. Ход луча при этом предполагается строго прямолинейным, тогда как на самом деле в реальной неоднородной среде луч искривляется. Поэтому полученные средние значения параметров скорости по лучу могут быть определены со значительными погрешностями. В силу этого перечень задач, для решения которых целесообразно использовать данную систему наблюдений, крайне ограничен: увязка данных АК между скважинами при литологическом расчленении толстослоистого разреза, уточнение расположения известного объекта в чисто однородной среде.

Повышение надежности результатов с использованием систем параллельного переноса возможно путем проведения многократных наблюдений по данной методике с различным относительным смещением пунктов излучения и приема по глубине, что позволяет получать некоторое число пересечений лучей и тем самым осуществлять их взаимную увязку. При малом числе пересечений трудности выделения целевых волн и правильного определения их параметров сохраняются. Дополнительные неувязки данных могут возникнуть от неповторяемости условий возбуждения и приема колебаний.

Веерная перекрестная система наблюдений обеспечивает пересечение межскважинного пространства большим числом лучей в различных направлениях. Эта система наблюдений свободна от недостатков, присущих системе параллельного переноса, поскольку при веерной системе каждый пункт приема отрабатывается из большого числа пунктов излучения. Она позволяет получать для каждого пункта приема или пункта излучения годографы для всех типов выделенных волн, что в свою очередь позволяет уверенно определять природу и тип волны, проводить их фазовую корреляцию. При этом значительно повышается точность определения моментов прихода волн различного типа.

При веерной системе наблюдений объем первичной информации существенно больше, а ее достоверность выше, чем при системе параллельного переноса. Веерная система наблюдений позволяет учитывать искривления сейсмических лучей в пространстве при томографической обработке первичных данных и повышать надежность оценки распределения измеряемого параметра в межскважинном пространстве по сравнению с результатами, получаемыми при использовании системы параллельного переноса.

Объем первичной информации и ее достоверность при веерной системе наблюдений значительно выше, чем при системе параллельного переноса. Веерная система наблюдений позволяет использовать томографическую обработку полученных первичных данных с учетом искривления сейсмических лучей в пространстве и изучать распределение измеряемого параметра в межскважинном пространстве.

Необходимо иметь в виду, что преобладание густоты лучей в какомлибо одном направлении (субгоризонтальном, субвертикальном или диагональном) приводит к искажению распределения изучаемого параметра, построенного по результатам скважинных наблюдений: контрастные неоднородности «вытягиваются» вдоль преобладающих направлений хода лучей.

Если интервал наблюдений по глубине существенно превышает расстояние между скважинами, в которых осуществляются работы МАП с использованием веерной системы, то преобладают лучи субвертикального направления. Чтобы избежать этого, веер лучей, отрабатываемых из каждой точки излучения или приема, должен быть ограничен крайними лучами, составляющими с горизонтальным лучом угол не более 50 – 55°.

Если интервал наблюдений по глубине, наоборот, существенно меньше расстояния между скважинами, то будет иметь место преобладание лучей в субгоризонтальном направлении. В этом случае локальные неоднородности, вертикальный размер которых меньше интервала наблюдений, будут излишне вытянуты в горизонтальном направлении. Чтобы избежать этого, необходимо увеличивать интервал наблюдений по глубине скважин, захватывая прилегающие к объекту области вмещающей среды.

Недостаток веерной системы наблюдений заключается в том, что для ее реализации необходимо выполнить большое число физических наблюдений в пересчете на один метр скважины, поскольку веерная система представляет собой одну из разновидностей системы с многократным перекрытием; соответственно стоимость работ по этой системе существенно выше по сравнению со стоимостью работ по однократной системе с параллельным переносом.

Наибольшей информативностью из всех возможных схем и систем наблюдений, реализуемых при проведении МАП, обладают пространственная схема и веерная система с отработкой в каждой паре скважин каждого пункта приема из многих пунктов излучения.

При задании в соответствии с выбранной системой наблюдений конкретного положения пунктов излучения и приема сигналов по глубине скважин необходимо учитывать поправки на рельеф и поправки, получаемые по данным инклинометрии по каждой из используемых скважин (см. раздел 5.2.7.9). Поправки на глубину следует рассчитать и ввести в расположение пунктов излучения и приема при планировании системы наблюдений. Пренебречь указанными поправками можно в том случае, если их значение составляет менее 0,1 м абсолютной глубины для каждого пункта и менее 1% от длины каждого луча.

5.3.4.5. Выбор шага наблюдений.

Шаг наблюдений – расстояние между точками излучения и точками наблюдений вдоль осей скважин – существенно влияет на разрешающую способность метода МАП в межскважинном пространстве. Шаг наблюдений должен составлять не более 0,05 – 0,10 расстояния между задействованными скважинами. При большем шаге разрешающая способность метода резко ухудшается.

При выборе шага наблюдений следует прежде всего исходить из возможных минимальных размеров неоднородностей, подлежащих выявлению в межскважинном пространстве. Исходя из этих размеров определяется необходимая густота лучей, пересекающих межскважинное пространство. Каждая область пространства, размеры которой соответствуют размерам минимальной неоднородности, должна пересекаться при заданной системе наблюдений не менее чем двумя лучами, желательно под углом не менее 30°. При этом следует также учитывать отношение скоростей распространения упругих колебаний в искомой неоднородности и во вмещающей среде. Малые неоднородности с повышенными значениями скорости выделяются по данным МАП более уверенно, чем неоднородности того же размера с пониженными значениями скорости, поскольку сейсмические лучи огибают неоднородности малого размера с пониженным значением скорости, а не проходят через нее. Для учета этих факторов при составлении системы наблюдений и выбора шага по глубине рекомендуется выполнить предварительное компьютерное моделирование на основе априорной геоакустической модели изучаемого объекта.

5.3.4.6. Определение режима выполнения скважинных исследований.

На начальном этапе выполнения скважинных исследований на каждом конкретном объекте:

- определяются характеристики условий излучения и приема сигналов – необходимое количество накоплений сигнала от невзрывного источника или количество электродетонаторов на один пункт излучения для надежного выделения целевых, в первую очередь прямых проходящих волн;

- уточняются параметры регистрирующего тракта – уровень усиления, шаг дискретизации при цифровой записи, длительность записи;

- проводится анализ зарегистрированных волновых полей, определяется возможность и надежность выделения целевых волн различного типа – прямых продольных и поперечных, отраженных, обменных; делается оценка погрешностей определения их основных параметров – времени прихода и амплитуды;

- уточняются по результатам анализа волновых полей системы наблюдений по скважинам – углы раскрытия веерной системы наблюдений, шаги между смежными пунктами излучения и приема по глубине скважин;

- в ходе последующих работ принятые режимы излучения и приема могут уточняться и корректироваться с учетом конкретных расстояний между скважинами, конструкцией каждой скважины, наличия сильно ослабленных или экранирующих зон в интервалах просвечивания и т. п.;

- если решаемые задачи и условия проведения работ позволяют ограничиться выделением только прямых продольных волн, интенсивность которых при этом достаточно велика по отношению к фону волн-помех, то возможно использование однокомпонентных многоточечных приемных устройств, что дает возможность значительно ускорить и удешевить проведение работ. Рекомендуется сопоставить в нескольких контрольных точках волновые поля, полученные при использовании однокомпонентных и трехкомпонентных приемных устройств.

5.3.5. Обработка и интерпретация материалов МАП

5.3.5.1. Первичная обработка.

Первичную обработку полученных при выполнении МАП данных следует выполнять с использованием ПЭВМ в такой последовательности:

- выделить на полученных записях (с использованием программ частотной фильтрации и поляризационного анализа, с определением направления подхода волн к пунктам приема и поляризации принятых колебаний) сигналы целевых волн, в первую очередь проходящих прямых продольных волн, прямых поперечных и , если они имеют место, обменных и отраженных волн;

- выполнить фазовую корреляцию целевых волн и определить времена их прихода к каждому пункту приема;

- уточнить взаимное расположение пунктов излучения и приема сигналов с учетом данных инклинометрии и абсолютных высот устьев скважин.

5.3.5.2. Оценка качества полученного материала.

Оценка качества полученных материалов МАП производится после выполнения первичной обработки этих материалов согласно пункту 5.3.5.1. Полученные при проведении МАП первичные материалы должны позволять:

- проводить выделение и однозначную идентификацию целевых волн;

- выполнять надежную корреляцию целевых волн по всему интервалу наблюдений;

- определять времена прихода целевых волн к каждому пункту наблюдений с относительной погрешностью не более 2%;

- определять пространственное положение (координаты) точек возбуждения и приема сигналов по данным геодезической привязки и инклинометрии с относительной погрешностью не более 1%.

5.3.5.3. Совокупная обработка материалов.

В совокупную обработку материалов вовлекаются:

- данные МАП, полученные в результате первичной обработки исходных материалов (см. пункт 5.3.5.1), в виде данных о временах прихода сигналов, координат точек излучения и приема;

- данные акустического каротажа (АК) в виде скоростных моделей разрезов скважин, использовавшихся для излучения и приема колебаний, а также скважин, находящихся в плоскостях проведения МАП, с предварительным сглаживанием (текущим осреднением) этих данных в масштабе длин волн зарегистрированных колебаний (см. раздел 5.2.7.9);

- данные инклинометрии по этим скважинам, а также данные топографической привязки устьев скважин.

Наиболее эффективным способом обработки данных МАП для получения информации о распределении значений упругих параметров (скоростей распространения упругих волн) среды в межскважинном пространстве является совокупная цифровая томографическая обработка данных МАП. Необходимым условием такой обработки является наличие достаточного числа взаимно пересекающихся лучей, по возможности равномерно распределенных по направлениям (углам) пересечения каждой области изучаемого пространства.

Данные топографической привязки и инклинометрии позволяют уточнить пространственное положение пунктов возбуждения и приема колебаний и тем самым скомпенсировать искажающие влияния наземного рельефа и искривления ствола скважин.

По данным АК составляется априорная геоакустическая модель изучаемого объекта, которая используется в качестве исходной при выполнении первого этапа томографической обработки данных МАП. Результаты, полученные после первого этапа обработки используются в качестве исходных при втором этапе обработки.

В процессе томографической обработки проводится, как правило, не менее трех таких итераций.

Существенно повышает достоверность получаемых результатов совокупная обработка данных МАП по нескольким пересекающимся или сопряженным плоскостям в случае использования пространственной схемы наблюдений.

В результате такой обработки получается объемная скоростная модель исследуемого объекта.

При последующей геологической интерпретации полученной скоростной модели межскважинного пространства, в особенности в случае сложнопостроенных сред, необходимо учитывать, что даже при высоком качестве первичных данных полученное после их обработки распределение скоростей может в некоторой степени отличаться от действительного скоростного строения среды. Эти отличия зависят от геолого-геофизического строения среды, схемы и системы наблюдений, контраста скоростей между отдельными неоднородностями и вмещающей средой, расположения и ориентации неоднородностей в межскважинном пространстве, густоты и степени равномерности распределения лучей в исследуемом пространстве и равномерности распределения углов их пересечения в конкретных областях этого пространства.

Большая неравномерность густоты лучей может иметь место не только вблизи скважин, в которых расположены пункты излучения и приема колебаний, но и в межскважинном пространстве при больших контрастах скоростей между различными неоднородностями и вмещающей средой. В областях с более высокими значениями скорости густота лучей, как правило, больше, чем в областях с более низкими значениями скорости. Соответственно в области с малой густотой лучей или с малым числом их пересечений полученные результаты менее достоверны, чем в областях с большим числом лучей, пересекающихся в широком диапазоне значений углов. При преобладании лучей какого-либо одного направления возникают локальные искажения скоростных неоднородностей с растягиванием их вдоль этого направления. Указанные искажения и недостоверные значения скоростей на полученных в результате обработки данных МАП томограммах почти всегда имеют место из-за неравномерной густоты лучей на краях, в верхней и нижней части томограммы и в областях вблизи скважин (так называемые «краевые искажения»).

Вовлечение данных АК в общую систему обработки позволяет уменьшить на томограммах краевые искажения, а также повысить достоверность получаемого поля скоростей в пределах всей томограммы.

Границы с большим контрастом значений скорости, имеющие место в реальной среде, сглаживаются на результирующих томограммах скоростей и отображаются в виде локальных зон градиента скорости. Степень этих искажений, связанных с процессом восстановления поля скоростей по данным измеренных временных параметров проходящих волн, существенно зависит от качества первичных данных: правильности идентификации волн и фаз колебаний принятых сигналов и общей точности выполнения измерений времени прихода целевых волн к пунктам приема, а также от конкретного алгоритма обработки и его программной реализации.

5.4.13. СТ ЕАГО 008-01. Геофизическая аппаратура и оборудование. Методы калибровки и калибровочные схемы.

5.4.14. СТ ЕАГО 010-01. Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия.

5.4.15. СТ ЕАГО 013-01. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований в скважинах. Методы и средства испытаний.

5.4.16. СТ ЕАГО 015-01. Геофизическая аппаратура и оборудование. Сейсмоприемники электродинамические. Параметры и характеристики.

5.4.17. СТ ЕАГО 019-01. Геофизическая аппаратура и оборудование. Станции сейсмические цифровые. Параметры и характеристики.

5.4.18. СТ ЕАГО 028-01. Геофизическая аппаратура и оборудование. Аппаратура акустического каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.

5.4.19. СТ ЕАГО 037-01. Геофизическая аппаратура и оборудование. Подъемники каротажные. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний.

5.4.20. СТ ЕАГО 046-01. Геофизические исследования скважин. Каротаж. Термины, определения и буквенные обозначения.

5.4.21. СТ ЕАГО 045-01. Геофизические исследования скважин. Контроль технического состояния скважин. Термины, определения и буквенные обозначения.

5.4.22. СТ ЕАГО 047-01. Единицы физических величин, применяемые при геофизических исследованиях. Инструктивные и методические материалы.

5.4.23. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985. – 215 с.

5.4.24. Инструкция по сейсморазведке. – М.: Недра, 1986. – 80с.

5.4.25. Инструкция по использованию аппаратуры ПАРУС-4 в рудных и угольных скважинах. – Л.: НПО Рудгеофизика, 1983. – 94с.

5.4.26. Методические указания по проведению межскважинного прозвучивания и интерпретация его результатов при решении инженерно-геологических задач. – М.: ВНИИЯГГ, 1980. – 58с.

5.4.27. Инструкция по регистрации и обработке полного сигнала акустического каротажа. – М.: ВНИИГеофизика, 1977. – 57с.

5.5. Приложения

5.5.1. Перечень аппаратуры АК, пригодной для использования в скважинах на рудных объектах

5.5.1.1.В течение ряда лет в СССР выпускалась следующая аппаратура.

5.5.1.1.1. Параметрическая аппаратура АК типа СПАК (СПАК-6, СПАК-8), ПАРУС (ПАРУС-4, ПАРУС-8), АК-РС1 различных модификаций со скважинными приборами диаметром от 36 до 90 мм, в состав которой входит наземный аналоговый измерительный блок типа АНК (АНК-А, АНК-М, АНК-МН). Получаемые на выходе этого блока значения ΔT, T_1, T_2, α_3, A_1 и A_2 могут быть зарегистрированы с помощью аналоговых каротажных регистраторов НО28А, НО65, Н3010 или цифровых каротажных регистраторов типа НО78, ТРИАСС, ПВК и др.

5.5.1.1.2. Параметрические акустические цементомеры: одночастотный АКЦ-А и двухчастотный АКЦ-НВ-48, работающие с измерительным пультом типа АНК; двухчастотный АКИ-36-7, работающий со специальным собственным измерительным пультом, позволяющим одновременно измерять и регистрировать 7 акустических параметров, в том числе амплитуду и средний период акустических шумов.

5.5.1.1.3. Рядом организаций изготавливались специальные аналоговые регистрирующие устройства (ЛАК, АКИУС, ИФКД, ФР-200), позволявшие записывать на фотобумаге двухканальные фазокорреляционные диаграммы (ФКД). Регистраторы АКИУС и ФР-200 позволяли также осуществлять фоторегистрацию изображений волновых картин принятых акустических сигналов, однако шаг этих записей по глубине скважины довольно велик – 1 м и более. Запись ФКД может быть также выполнена на обычных аналоговых каротажных фоторегистраторах НО28А, НО65 с высокочастотными гальванометрами при подключении к их входам специальной цифро-аналоговой платы ЛУЧ, устанавливаемой в измерительные блоки АНК-М или АНК-МН.

5.5.1.2. В последнее время в Российской Федерации организован выпуск каротажных цифровых регистрирующих комплексов, которые позволяют осуществлять цифровую регистрацию волновых сигналов АК. В таких системах принятые волновые сигналы АК, поступающие от скважинного прибора в пределах заданного числа полных измерительных циклов с шагом по глубине скважины 2 – 10 см, преобразуются во входном устройстве в цифровую форму с помощью быстродействующих АЦП с шагом опроса 0,5 – 2 мкс в пределах длительности 4 – 8 мс для каждого сигнала и записываются на долговременный носитель.

При использовании в качестве долговременного носителя магнитной ленты (цифровые регистрирующие комплексы типа НО90, ПЛАСТ, ПВК, МИФК, СИБИРЬ) необходимость использовать НМЛ в старт-стопном режиме при регистрации каждого фиксируемого измерительного цикла ограничивает скорость каротажа и шаг опроса по глубине.

Эти ограничения отсутствуют в компьютеризированных каротажных измерительно-регистрирующих комплексах (типа КАРАТ, КЕДР, TLS-19, СКС-5КК, СКАТ и др.), в которых регистрация сигналов осуществляется непосредственно на жесткий диск (HD) высокопроизводительного компьютера, что позволяет осуществлять оперативный контроль за процессом записи, в ши-

роких пределах варьировать режимы записи, отображать в процессе регистрации принимаемые сигналы в виде волновых картин, ФКД и графиков, выполнять экспресс обработку непосредственно после завершения каротажа с целью оперативного контроля за качеством полученного материала.

5.5.1.3. По состоянию на 1999 г. выпускаются следующие виды аппаратуры АК и скважинные приборы АК, пригодные по своим параметрам и габаритам для использования в скважинах на рудных месторождениях.

5.5.1.3.1. Аппаратура АК ПАРУС-4 (изготовитель – АО Киевский завод Геофизприбор). Аппаратура предназначена для использования совместно с серийными аналоговыми каротажными станциями. В комплект аппаратуры входят:

- скважинные приборы ПАРУС-4 диаметром 48 мм с пятиэлементным трехканальным акустическим зондом, с возможностью последовательной встречной записи. Излучатели кольцевые, монопольные. Частота излучаемых сигналов 36 кГц. Основная база измерения 0,2 м, дополнительные базы 0,3 и 0,5 м;
- блок управления скважинным прибором;
- наземный измерительный аналоговый пульт АНК-МН;
- плата ЛУЧ для записи в процессе каротажа ФКД на аналоговых каротажных фоторегистраторах.

5.5.1.3.2.Скважинный прибор АКШ-42м (изготовитель – АО ВНИИЯГГ, г. Раменское, Московской обл.) диаметром 42 мм с трехэлементным двухканальным акустическим зондом. Излучатель продольный, широкополосный. Частота излучаемых колебаний 2,5 кГц. База измерения 0,4 м. В комплект прибора входит блок управления. Прибор предназначен для использования с цифровыми каротажными комплексами.

5.5.1.3.3.Скважинные приборы диаметром 60 мм (изготовитель АО НПФ «Геофизика», г. УФА):

- МАК-4 с трехэлементным двухканальным акустическим зондом;
- МАК-5 с четырехэлементным четырехканальным встречным акустическим зондом.

Излучатели кольцевые монопольные. Частота излучаемых колебаний 23 кГц. Измерительная база 0,5 м.

5.5.1.3.4.Опытные образцы скважинного прибора АВАК-7 диаметром 73 мм (разработчик и изготовитель АО НПЦ «Тверьгеофизика») с шестиканальным зондом, состоящим из трех трехэлементных зондов с излучателями разного типа: кольцевого монопольного с частотой 20 кГц, продольного стержневого с частотой 2,5 кГц и дипольного с частотой 3,5 кГц. Измерительная база у всех зондов 0,5 м. Сигналы от всех трех акустических зондов поступают в пределах одного измерительного цикла. Каждый из зондов обеспечивает преобладающую интенсивность одной из трех основных информационных

волн в акустических сигналах:

- монопольный излучатель – продольной преломленной волны $P_0P_1P_0$;
- дипольный – поперечной обменной волны $P_0S_1P_0$;
- продольный – L-волны Лэмба–Стоунли.

Это обеспечивает наилучшие условия для выделения из суммарного сигнала каждой целевой волны и наиболее точного и достоверного измерения их параметров.

5.5.1.3.5.Аппаратура АК с многоэлементными приемными антеннами.

Скважинный прибор АКШ-75 (изготовитель ООО «РИАЛОГ», г. Краснодар) диаметром 75 мм имеет многоэлементную приемную антенну, состоящую из четырех приемников, размещенных с шагом 0,2 м вдоль оси прибора. Ближний приемник расположен в трех метрах от излучателя, работающего на частоте 10 кГц. Длина скважинного прибора 6 м.

Экспериментальная аппаратура АКД-8 (ОАО «Нефтегеофизприбор», г. Краснодар) с многоэлементной приемной антенной, содержащей 8 приемных элементов, размещенных с шагом 0,1 м. Ближний из них расположен в 2,4 м от излучателя, работающего на частоте 12 кГц. В скважинном приборе осуществляется оцифровка всех сигналов, принятых от каждой посылки, затем они транслируются на поверхность в цифровом виде со скоростью 100 Кбит/с. Полная длительность одного измерительного цикла 5120 мкс. Динамический диапазон приемно-передающего тракта 102 дБ. Диаметр скважинного прибора 76 мм, длина 4,7 м. Существенными недостатками аппаратуры АКД-8 являются: большой шаг дискретизации принятых сигналов – 10 мкс, что не обеспечивает необходимой точности отсчета времени, и весьма ограниченный ресурс безотказной работы излучателя.

За рубежом изготавливается многоэлементная аппаратура EVA (фирма Elf Aquitane, Франция) со скважинным прибором диаметром 102 мм общей длиной 18 м. Акустический зонд имеет излучающую антенну из четырех излучателей, расположенных с шагом 0,25 м по глубине скважины, и приемную антенну из 12 приемников, расположенных с шагом 1,0 м. Скважинный прибор предназначен для работы с аппаратурой с цифровой записью акустических сигналов.

5.5.1.3.6. Акустические телевизоры САТ-2, САТ-3, САТ-4 (изготовитель – АО НПФ «Геофизика», г. Уфа) отличаются друг от друга наличием или отсутствием измерителя скорости упругих волн в скважинной жидкости и магнитного датчика азимута. Все они имеют диаметр 100 мм, работают на частоте 1,0 МГц, снабжены вращающейся системой для излучения и приема отраженных от стенки скважины сигналов. Диаметр исследуемых скважин 125 – 300 мм. Огибающая принятых сигналов может записываться на фотобумагу в виде изображения развертки стенки скважины с помощью специальных фоторегистраторов или регистрироваться цифровым компьютеризированным каротажным комплексом с последующим выводом развертки изобра-

жения на дисплей ПЭВМ и на бумагу с помощью струйного или лазерного принтера. Скорость проведения каротажа при записи в масштабе 1:200 – 280 м/ч.

За рубежом акустические телевизоры изготавливаются:

- фирмой Geo-Sys GmbH (Германия, г. Лейпциг) ABF-14 – скважинный прибор диаметром 84 мм снабжен магнитным датчиком азимута и вращающейся пьезоголовкой, делающей 6 оборотов в минуту. Работает на частоте 600 кГц при частоте посылок 685 Гц. Разрешающая способность – трещины с раскрытием > 5 мм и отверстия с диаметром > 8 мм. Используется с семижильным бронированным кабелем. Может работать в режиме акустического каверномера. Запись первичной информации на HD компьютера; на 100 м глубины скважины требуется 8,3 Мбайт памяти.

- корпорацией Schlumberger «Formation MicroScanner», скважинный прибор диаметром 127 мм длиной 9,45 м снабжен инклинометром, максимальный диаметр исследуемых скважин 533 мм.

5.5.1.3.7. Акустические каверномеры и профилемеры в России и странах СНГ серийно не выпускаются.

Экспериментальный образец каверномера для обследования больших каверн и полостей, образующихся при скважинной гидродобыче, разработан и применяется при опытных работах ВНИИГеосистем (г. Москва).

Экспериментальный образец профилемера с регистрацией отраженных сигналов по 6 азимутам разработан и опробован АО ВНИИЯГГ (г. Раменское, Московской обл.).

За рубежом акустические каверномеры-профилемеры «Echo-Log» изготавливаются и применяются фирмой «PRAKLA-Seismos» (ФРГ). Диаметры скважинных приборов 88 и 65 мм. Рабочие частоты 200 кГц, 600 кГц и 1,0 МГц. Отличительная особенность приборов «Echo-Log» состоит в возможности поворота в вертикальной плоскости в пределах угла 90° вращающейся в горизонтальной плоскости измерительной головки. При диаметре скважины менее 80 см аппаратура может работать в режиме профилемера. Скважинный прибор «Echo-Log» снабжен измерителем скорости упругих колебаний в жидкости, инклинометром, компасом, гамма-детектором.

5.5.1.3.8. Для проведения поверки параметрической аппаратуры АК по значениям параметров T, ΔT, и $\alpha_э$ для продольных волн имеются следующие стационарные поверочные установки:

- УП-1 (ВНИИГИС, г. Октябрьский, Республика Башкортостан); погрешность воспроизведения параметра T < 1%, диапазон воспроизводимых значений параметра T – 50 – 2000 мкс, погрешность воспроизведения ΔT < 0,4%, диапазон значений $\alpha_э$ – 0 – 50 дБ, погрешность – 5%;

- УПГ-1 (ВНИИЯГГ, г. Раменское, Московской обл.); диапазон ΔT – 30 – 600 мкс, погрешность воспроизведения < 1%, диапазон значений эффективного затухания – 1 – 36 дБ/м, погрешность < 2 дБ/м;

- УПАК-1 (ВНИИНефтепромгеофизика, г. Уфа, Башкортостан); диапазон значений $T_{инт}$ – 20 – 370 мкс/м, погрешность <1%, погрешность воспроизведения эффективного коэффициента затухания – 15%.

Все эти установки имеют в своем составе образцовые меры – имитаторы физических величин скорости распространения продольных преломленных волн $P_0P_1P_0$ и эффективного затухания этих волн в виде труб или полутруб, наполняемых жидкостью, с ослабляющими амплитуду волны экранами.

5.5.1.3.9. Для аппаратуры АК, используемой в рудных скважинах, разработаны следующие калибровочные устройства.

Для полевой калибровки аппаратуры АК ПАРУС-4 в ее комплект входит транспортировочно-калибровочное устройство в виде стальной трубы с заглушками для заполнения ее жидкостью, со значением $T_{инт}$ 184 ± 3 мкс/м с погрешностью воспроизведения < 1 % и погрешностью амплитуд до 30%.

Для полевой калибровки аппаратуры АК типа СПАК, МАК разработано специальное устройство ПАУК со звукопроводами в виде стальной ленты переменной длины; погрешность воспроизведения параметра $T_{инт} \leq 1\%$ в пределах 200 – 300 мкс/м.

5.5.2. Значения интервального времени в скелете ($T_{инт.ск}$) для различных пород

Порода	$T_{инт.ск}$, мкс/м	Порода	$T_{инт.ск}$, мкс/м
Галиты	210	Граниты	151 – 157
Песчаники и алевролиты	160 – 240	Известняки	145 – 160
		Габбро	138 – 157
Гипсы	172	Доломиты	130 – 145
Ангидриты	164	Дуниты	122

5.5.3. Примеры уравнений регрессии для определения коэффициента пористости $K_п$ по значениям интервального времени $T_{инт}$ для различных пород

Для пойменно-болотных отложений неогенового возраста, заполняющих палеодолины и мульды озерного происхождения в Северо-Восточном Забайкалье на глубине 100 – 200 м, в которых глинисто-алевролитистые частицы составляют значительную часть объема пород, при пористости от 20% до 40%

$$K_п = 0{,}127T_{инт} - 29{,}7$$

при коэффициенте корреляции 0,90.

Для песчано-глинистых пород третичного возраста в Юго-Восточном Приаралье, залегающих на глубинах менее 300 м, при значениях пористости от 15% до 47%

$$K_{\text{п}} = 0{,}118T_{\text{инт}} - 24{,}1$$

при коэффициенте корреляции 0,89.

Для песчано-алевролитистых отложений мелового возраста в Центральном Казахстане, залегающих на глубинах от 200 до 500 м, при значениях пористости от 25% до 45%

$$K_{\text{п}} = 0{,}117T_{\text{инт}} - 19{,}7$$

при коэффициенте корреляции 0,79.

Для песчаников среднего карбона в Донецком бассейне при глубине залегания от 500 до 1200 м и пористости от 5% до 35%

$$K_{\text{п}} = 0{,}109T_{\text{инт}} - 18{,}1$$

при коэффициенте корреляции 0,93.

5.5.4. Пример разделения гранитоидов Украинского щита по степени их трещиноватости по данным АК

Монолиты – значения V_P составляют 6,3 – 6,6 км/с, A_S на порядок больше A_P, полная длительность сигнала максимальна в исследуемом разрезе.

Очень слабо трещиноватые – $V_P = 6{,}0 - 6{,}3$ км/с, A_S в 5 – 8 раз больше A_P, полная длительность сигналов составляет порядка 0,8 от максимальной.

Слабо трещиноватые – $V_P = 5{,}7 - 6{,}0$ км/с, A_S в 3 – 5 раз больше A_P, полная длительность сигнала составляет порядка 0,5 от максимальной.

Трещиноватые – $V_P = 4{,}8 - 5{,}7$ км/с, A_S близка к A_P, длительность сигналов порядка 0,2 – 0,3 от максимальной.

Сильно трещиноватые – $V_P = 4{,}0 - 4{,}8$ км/с, A_S меньше A_P, что затрудняет выделение обменной волны $P_0S_1P_0$ в сигнале, длительность сигнала уменьшается до 0,1 от максимальной.

Очень трещиноватые и раздробленные – $V_P < 4{,}0$ км/с, $A_S << A_P$ и обменная волна $P_0S_1P_0$ не может быть выделена в сигнале, длительность сигнала минимальна, менее 0,1 от максимальной.

Для гранитоидов Украинского щита при глубине залегания до 300 м получены корреляционные зависимости коэффициента трещиноватости породы (количество трещин на единицу длины) B_1, B_2 от значения интервального времени продольных колебаний ($T_{P\text{инт}}$, мкс/м) и коэффициента эффективного затухания поперечных колебаний ($\alpha_{эS}$, дБ/м):

$$B_1 = 0{,}53T_{P\text{инт}} - 80{,}3;$$

$$B_2 = 2{,}46\alpha_{эS} - 12{,}8.$$

Если $B_1 = 0$, то $T_{P\text{ск}} = 151{,}5$ мкс/м и $V_{P\text{ск}} = 6{,}6$ км/с.

Если $B_2 = 0$, то $\alpha_{эSск} = 5$ дБ/м, что соответствует минимальному затуханию поперечных колебаний в нетрещиноватых гранитах.

Путем сопоставления полученных значений B_1 и B_2, можно установить присутствие открытых трещин в исследуемом интервале разреза. При близких значениях B_1 и B_2, когда $B_2/B_1 < 2$, трещины в гранитах преимущественно закрытые и коэффициент трещиноватости определяется значением B_1. Если $B_2/B_1 > 2$, то в гранитах присутствуют открытые трещины и каверны, раскрытость которых тем больше, чем выше отношение B_2/B_1.

5.5.5. Примеры уравнений регрессии для определения значений предела прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, МПа) по значениям скорости продольных волн (V_P, км/с)

1. Для песчано-глинистых отложений Донбасса: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}301V_P + 0{,}549$ с коэффициентом корреляции 0,94 при $2{,}0 < V_P < 4{,}5$ км/с.

2. Для известняков Урала: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}212V_P + 0{,}866$ с коэффициентом корреляции 0,80 при $4{,}5 < V_P < 6{,}5$ км/с.

3. Для гранитоидов Украинского щита: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}214V_P + 0{,}840$ с коэффициентом корреляции 0,90 при $5{,}0 < V_P < 6{,}3$ км/с.

4. Для нефелиновых сиенитов Хибинского массива: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}238V_P + 0{,}880$ с коэффициентом корреляции 0,68 при $5{,}5 < V_P < 6{,}7$ км/с.

5. Для липаритовых и дацитовых порфиров, миндалекаменных порфиритов Урала: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}247V_P + 0{,}704$ с коэффициентом корреляции 0,76 при $5{,}0 < V_P < 6{,}7$ км/с.

6. Для габброидов, пироксенитов и перидотитов на Балтийском щите: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}208V_P + 0{,}541$ с коэффициентом корреляции 0,86 при $6{,}0 < V_P < 7{,}2$ км/с.

7. Для железистых кварцитов.

7.1. На Балтийском щите: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}320V_P + 0{,}212$ с коэффициентом корреляции 0,70 при $5{,}4 < V_P < 6{,}4$ км/с.

7.2. На Украинском щите: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}410V_P + 0{,}009$ с коэффициентом корреляции 0,75 при $3{,}8 < V_P < 6{,}4$ км/с.

7.3. На Русской платформе (КМА): $\lg\sigma_{сж} = 0{,}460V_P + 0{,}082$ с коэффициентом корреляции 0,82 при $3{,}0 < V_P < 5{,}5$ км/с.

8. Для богатых железных руд на Русской платформе (КМА): $\lg\sigma_{сж} = 1{,}09V_P + 2{,}039$ с коэффициентом корреляции 0,9 при $1{,}8 < V_P < 3{,}3$ км/с.

9. Для горных пород Урала в зонах напряженного состояния.

9.1. Для туфов трахиандезитовых порфиритов: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}323V_P - 0{,}104\Delta V_P + 0{,}663$ при $4{,}6 < V_P < 5{,}8$ км/с и $95 < \sigma_{сж} < 340$ МПа.

9.2. Для пироксен-полевошпат-скаполитовых пород: $\lg\sigma_{сж} = 0{,}311V_P - 0{,}088\Delta V_P + 0{,}613$ при $4{,}6 < V_P < 6{,}7$ км/с и $85 < \sigma_{сж} < 400$ МПа.

ΔV_P – разность значений скорости V_P, по результатам измерений на

образцах из керна скважин и по данным АК, усредненных по интервалам глубин 10 – 20 м.

5.5.6. Перечень технических средств, пригодных для применения в составе агрегатированных комплексов, используемых для выполнения МАП

Скважинные импульсные источники упругих колебаний, пригодные для применения при межскважинном прозвучивании, в Российской Федерации и странах СНГ серийно не выпускаются.

ВНИИГеосистем (Москва, Россия) разработаны и опробованы электрогидравлические излучатели малого диаметра с энергией порядка 500 Дж для работы в скважинах диаметром 50 мм на глубинах до 200 м при расстоянии между скважинами 50 м и больших размеров с энергией до 10 кДж для глубин до 1 км.

ТОО «Геокарт» (г. Саров, Нижегородской области, Россия) разработан электрогидравлический скважинный источник диаметром 102 мм с энергией 5 кДж, работающий с кабелем КГ3-67-180 до глубины 5 км.

В институте разведочной геофизики и геохимии (Лангфанг, Китай) разработаны аппаратурные комплексы DST-3 и DST-4, предназначенные для проведения МАП в нефтяных и газовых скважинах. В состав аппаратуры DST-3 входит электрогидравлический излучатель с энергией 5 кДж диаметром 80 мм, который может использоваться на глубинах до 2000 м. Аппаратура DST-4 с электрогидравлическим излучателем диаметром 100 мм с энергией 10 кДж позволяет проводить исследования на глубинах до 3000 м.

В аппаратуре WELLSEIS (Bolt Technologi Corp., США) для возбуждения сигналов используется гирлянда из трех воздушных пушек диаметром 101,6 мм, расположенных с шагом 0,705 м, спускаемых в скважину на специальном кабеле-шланге диаметром 28,6 мм, в котором имеются электрические жилы для управления работой и передачи на поверхность контрольных сигналов и центральный воздушный шланг, рассчитанный на давление до 34,5 МПа. Мощность источников может регулироваться путем изменения рабочего объема пушки в пределах от 0,33 до 2,0 литров. Пушки могут работать при избыточном давлении до 20,7 МПа. В состав наземного оборудования входит воздушный компрессор, развивающий давление до 34,5 МПа. Таким образом, данная система позволяет полностью компенсировать гидростатическое давление до 14,5 МПа, т. е. до глубины порядка 1,5 км. В нижней части излучающего устройства имеется приспособление для ослабления трубной волны.

Приемные трехкомпонентные скважинные геофоны выпускаются в Российской Федерации малыми сериями несколькими организациями.

В ВИРГ-Рудгеофизике (Санкт-Петербург, Россия) разработан и используется простой многокомпонентный скважинный приемный зонд диаметром 45 мм (частотный диапазон 30 – 600 Гц), пригодный для проведения работ в скважинах с диаметрами от 59 до 102 мм. В зонде установлены взаимно ортогонально под углом 36° к вертикальной оси прибора три сейсмоприемника. Дополнительный четвертый сейсмоприемник установлен вертикально и служит для нормировки чувствительности (выравнивания усиления) трех основных каналов при первичной обработке сигналов. Зонд используется с семижильным каротажным кабелем типа КГ7-68-90 и снабжен неуправляемым прижимным устройством, срабатывающим при начале подъема зонда и обеспечивающим надежный прижим и перемещение зонда вверх по скважине.

Опытным заводом АО НПП ВНИИГИС (г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Россия) выпускаются трехкомпонентные одноточечные приемные скважинные зонды АСПУ-ТС1-36 (диаметр 36 мм, диапазон частот 20 – 400 Гц) и АСПУ-ТС1-48 (48 мм, диапазон частот 5 – 300 Гц), оснащенные управляемыми прижимными устройствами, а также вертикальные однокомпонентные трехточечные зонды АСПУ-3-36 диаметром 36 мм и АСПУ-3-48 диаметром 48 мм.

АО НПП ВНИИГИС разработан и опробован скважинный многоточечный зонд, который позволяет использовать со стандартным трехжильным каротажным кабелем до 20 трехкомпонентных приемных модулей диаметром 48 мм с управляемыми электромеханическими прижимными устройствами. Первичные преобразователи имеют низкий уровень собственных шумов – порядка 40 – 100 нВ. Предусмотрена калибровка приемных каналов перед каждым измерением с определением коэффициента преобразования и фактического уровня входных шумов. В каждом модуле производится цифровое преобразование, запоминание и накопление входных сигналов и последующая поочередная передача их на поверхность с помощью цифровой телеметрической системы. Скорость передачи составляет от 40 до 300 Кбайт, в зависимости от типа и длины используемого каротажного кабеля.

В скважинах с большими диаметрами – 127 мм и более – могут использоваться трехкомпонентные скважинные зонды, предназначенные для нефтяных и газовых скважин:

- ПСС1-3 диаметром 73 мм (ВНИИГеофизика, Москва, Россия);
- ССК-1 диаметром 73 мм (СКТБ СЭТ, Краснодар, Россия);
- ВСПУ-3-12к диаметром 90 мм (Крымгеология, Симферополь, Украина).

В составе аппаратуры WELLSEIS фирмы Bolt Technology Corp. (США) применяются различные варианты скважинных приемных систем – трехкомпонентные одноточечная или пятиточечная. Диаметр приемных устройств 108 мм. Общая длина пятиточечного зонда 24,4 м с расстоянием между приемными системами 305 см (10 футов). Для каждого сейсмоприемника в зонде имеется встроенный усилитель. Каждый приемный модуль снабжен гидравлически управляемым прижимным устройством и магнитным локато-

ром муфт. Для работы с приемным зондом используется многожильный кабель диаметром 20,32 мм, предназначенный для передачи аналоговых сигналов. Может быть также использован шеститочечный гидрофонный зонд с шагом 7,62 м (25 футов).

В качестве регистрирующих устройств могут быть использованы следующие портативные высокочастотные сейсмостанции.

- АО «Диоген» (Москва, Россия) изготавливает портативную сейсмостанцию со встроенными микропроцесором и HDD на 130 Мбайт. Вывод информации производится на дискете 3,5″ в формате MS-DOS. Некоторые конкретные параметры аппаратуры «Диоген» могут быть уточнены и изменены при заказе.

- Высокочастотную (шаг дискретизации сигнала 125 мкс и более) портативную сейсмостанцию ФРОМИС аналогичного типа изготавливает АО «Фром» (Москва, Россия).

- Заводом КазГеофизприбор (г. Алма-Ата, Казахстан) выпускаются два варианта портативной сейсморегистрирующей аппаратуры: ТАЛГАР-6 и АМЕТИСТ-М. Запись информации осуществляется на дискете размером 5,25″ в формате, используемом в ПЭВМ ДВК. Перевод в формат IBM PC может осуществляться с помощью специальной программы адаптации при перезаписи на ПЭВМ IBM. Применение аппаратуры АМЕТИСТ наиболее целесообразно при использовании скважинных гидрофонов, поскольку ее входное сопротивление составляет 1 МОм, что существенно больше, чем у обычных сейсмостанций, однако за счет этого может увеличиться чувствительность к внешним электрическим помехам.

- Ряд зарубежных фирм выпускает портативные высокочастотные сейсморегистрирующие станции: Bison-9000 (BISON Instr. Inc., США); TERRALOG Marc-6 (ABEM AB, Швеция); ESS-02-24, ESS-03-24 (ELGI, Венгрия) и др., параметры которых удовлетворяют необходимым требованиям для их использования при проведении работ методом МАП.

- В странах СНГ разработаны специализированные аппаратурные комплексы для проведения МАП: МСП-4 (КазНИИГеофизика, Алма-Ата, Казахстан, совместно с ОКБ ГП г. Киев, Украина); «Тритон» (АО «Диоген», Москва, Россия). Использовать аппаратуру этого типа для проведения МСП в скважинах на рудных объектах не рекомендуется, поскольку она не обеспечивает необходимой точности и достоверности результатов измерений первичных данных из-за малой мощности излучающих устройств и неудачной системы регистрации данных в МСП-4.

Основная литература по акустическому каротажу и межскважинному прозвучиванию

1. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А.М. Блюменцев, Г.Я. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников. – М.: Недра, 1991. – 266 с.

2. *Дембицкий С.И.* Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах. – М.: Недра, 1991. – 204 с.

3. *Кривко Н.Н.* Аппаратура геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 384 с.

4. Скважинная и шахтная рудная геофизика. Справочник геофизика.В двух томах / Под ред. В.В. Бродового. – М.: Недра, 1989. Т. 1. – 320 с.

5. *Карус Е.В., Кузнецов О.Л., Файзуллин И.С.* Межскважинное прозвучивание. – М.: Недра, 1986. – 149 с.

6. Решение прямых и обратных задач акустического каротажа / Л.Е. Кнеллер, М.А. Замалетдинов, М.Г. Марков, А.Ю. Юматов // Обзор, сер. Разведочная геофизика. – М.: Геоинформмарк, 1991. – 43с.

7. *Ржевский В.В., Новик Г.Я.* Основы физики горных пород. – М.: Недра, 1984. – 359 с.

8. *Ямщиков В.С.* Волновые процессы в массиве горных пород. – М.: Недра, 1984. – 231 с.

9. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1984. – 359 с.

6. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

6.1. Кавернометрия и профилеметрия стволов скважин

6.1.1. Методами кавернометрии и профилеметрии измеряется фактическое сечение стволов скважин, которое в плоскости, перпендикулярной оси скважины, может существенно отличаться от окружности. Форма и размеры фактического сечения зависят от литолого-петрографического состава вскрытых скважинами горных пород, напряженного состояния горных пород под действием горного давления и тектонических напряжений, аномально высокого давления жидкостей и газов в проницаемых пластах, а также от применяемой технологии бурения.

Кавернометрия дает представление об изменении усредненного диаметра скважин относительно его номинального значения, определяемого диаметром бурового долота.

Профилеметрия представляет результаты независимых измерений диаметра (или радиуса) ствола скважины в нескольких осевых плоскостях, как правило, в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, а также в виде поперечных сечений ствола скважины.

6.1.2. В осадочном разрезе происходит уменьшение диаметра скважин в пластах проницаемых пород за счет образования на стенках скважины глинистой «корки». Увеличение диаметра обычно происходит в пластах глин и аргиллитов.

В плотных слабопроницаемых кристаллических породах каверны образуются в зонах повышенной трещиноватости и тектонического напряжения горных пород.

В наклонных скважинах за счет многократных спуско-подъемных операций бурового инструмента ствол скважины приобретает эллиптическую или более сложную форму из-за бокового желоба, формирующегося вдоль нижней образующей ствола.

6.1.3. Изменение конфигурации ствола скважины важно знать при ее дальнейшей эксплуатации для снижения аварийности. Результаты кавернометрии и профилеметрии учитываются при проведении геофизических исследований в скважинах (ГИС), при интерпретации результатов ГИС, при выполнении работ по постановке обсадных колонн, фильтров и цементировании затрубного пространства для расчета необходимого количества цемента.

Зависимость кавернозности ствола от литолого-петрографического состава пород позволяет использовать кавернограммы для уточнения положения геологических границ в разрезе.

6.1.4. В большинстве скважинных приборов – каверномеров и профилемеров используются измерительные системы рычажного (циркульного)

фонарного или ромбического типа, которые в процессе каротажа прижимаются к стенкам исследуемой скважины. С помощью специальных механических устройств изменение положения (раскрытия) измерительных систем передается на переменное сопротивление электрической измерительной цепи. При установленной в измерительной цепи силе тока I и выбранном масштабе регистрации результатов измерений разность потенциалов ΔU в электрической цепи пропорциональна диаметру скважины:

$$d_c = d_0 + C\Delta U/I,$$

где C – постоянная каверномера, см/Ом; d_0 – так называемый нулевой диаметр, который соответствует нулевому напряжению в измерительной цепи.

Постоянная C определяется при градуировке каверномера, выполняемой с помощью градуировочных колец разного диаметра, когда при постоянной силе тока I в электрической цепи измеряют разность потенциалов ΔU при разных диаметрах d_c градуировочных колец.

Нелинейность градуировочного графика каверномера не должна быть больше 5%.

6.1.5. Каверномеры фонарного и ромбического типа позволяют производить неоднократный спуск и подъем скважинного прибора. Каверномеры рычажного типа работают только при подъеме скважинного прибора.

Все измерения каверномерами и профилемерами выполняются преимущественно при подъеме скважинного прибора. Скорость подъема прибора до 1500 – 2000 м/ч.

6.1.6. Измерения фактического сечения стволов рудных скважин можно выполнять любым каверномером или профилемером с габаритами скважинных приборов, соответствующими конструкции исследуемой скважины (например, КМЗ, КСУ-2, К31, СКПД-3, акустические сканеры САТ-2, САТ-4, АВК-42 и др.)

6.1.7. Наиболее детальное представление о фактическом сечении ствола скважины дают акустические каверномеры и профилемеры (см. пункт 5.5.1.3.7). В акустических каверномерах приемно-излучающее устройство вращается вокруг оси скважинного прибора и выполняет сканирование стенок заполненной жидкостью скважины импульсами упругих колебаний в мегагерцевом диапазоне частот. В акустических профилемерах устанавливаются несколько приемно-излучающих устройств, которые выполняют измерения по нескольким образующим стенок скважины. В акустических приборах регистрируется время прихода отраженных от стенок упругих колебаний в заполняющей скважину жидкости. При известной скорости распространения упругих колебаний в скважинной жидкости время регистрации отраженных волн пропорционально расстоянию от излучающей (приемной) поверхности до стенки скважины.

Результаты акустической кавернометрии представляются в виде планов-сечений в плоскости, перпендикулярной оси скважины, с заданным шагом по глубине. Результаты акустической профилеметрии представляются в виде непрерывных графиков изменения радиуса скважины по нескольким образующим. Графики профилемера увязывают планы-сечения каверномера.

Ориентация каждого сечения скважины в пространстве осуществляется по положению магнитной стрелки, а в наклонных скважинах – по положению вертикального отвеса , которые входят в состав акустического каверномера.

6.1.8. Кавернограммы и профилеграммы регистрируются в масштабе 1:500 и 1:200, в интервалах детализации – в масштабе 1:50.

Поперечные сечения ствола скважины при профилеметрии строят, как правило, в масштабе 1:5.

6.1.9. В начале и в конце каждой кавернограммы при извлеченном из скважины приборе регистрируются положение нулевых линий и отклонения от них при положениях измерительной системы прибора в сжатом состоянии и в градуировочном устройстве при заданных диаметрах градуировочных колец.

При наличии обсадной колонны выполняется запись каверномера в колонне в интервале не менее 20 м. При работе с профилемером в колонне выполняется запись не менее 5 поперечных сечений.

Рекомендуемые масштабы записи, устанавливаемые по отклонениям в градуировочном устройстве – 2 и 5 см/см.

Если аппаратура позволяет проводить повторный спуск скважинного прибора, то выполняются контрольные записи диаграмм в объеме 10% исследуемого интервала, желательно в наиболее дифференцированной его части.

6.1.10. Поверка профилемеров выполняется в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и в установленные сроки.

6.1.11. Погрешности измерения каверномерами и профилемерами различного типа не должны превышать 0,5 – 1,0 см при фактическом диаметре скважины до 30 см.

6.2. Инклинометрия

6.2.1. При инклинометрии измеряют искривление ствола скважины в пространстве, которое определяется двумя углами: зенитным углом (углом искривления) φ -отклонения оси скважины от вертикали и азимутом (дирекционным углом) α – углом между горизонтальной проекцией оси скважины и географическим или магнитным меридианом. Азимут α принято измерять по ходу часовой стрелки.

Переход от магнитного азимута $\alpha_м$ к географическому $\alpha_г$ осуществляется с учетом координат точки измерения и таблиц ежегодных наблюдений магнитных склонений Δ по формуле

$$\alpha_м \pm \Delta$$

при этом Δ принимается со знаком + в случае западного склонения и со знаком – в случае восточного.

Инклинометрия предназначена для контроля соблюдения заданного направления оси скважины при бурении. Искривление ствола скважины происходит в зависимости от наклона пластов, напряженного состояния пород в массиве, категории буримости пород. Во всех случаях перед инклинометрией ставится задача определения истинного положения ствола скважины в пространстве для глубинной привязки геологических границ, установления истинных углов наклона геологических границ и мощности пластов. Результаты инклинометрии позволяют выявить участки резкого отклонения ствола скважины, затрудняющие проведение спуско-подъемных операций бурового инструмента, обсадных труб, и проведение геофизических работ в скважине.

6.2.2. Измерение углов искривления ствола скважины выполняют с помощью инклинометров. Датчиком зенитного угла в инклинометрах обычно служит отвес, связанный с ползунком дугового реохорда. Датчиком азимута служат магнитная стрелка (буссоль) или гироскоп, сохраняющий при вращении заданное положение оси в пространстве. Магнитная стрелка или гироскоп связаны с измерительным устройством, в котором показания датчиков с помощью градуированных потенциометров преобразуются в электрические сигналы и передаются по каротажному кабелю на поверхность.

Инклинометры, использующие буссоль, не могут применяться в скважинах, обсаженных металлическими трубами, и в условиях сильных естественных магнитных полей. Гироскопические инклинометры не имеют указанных ограничений, но их диаметр, определяемый диаметром гироскопа, как правило, весьма значителен, что ограничивает возможность их использования в скважинах малого диаметра.

6.2.3. Измерения в скважинах с помощью инклинометров, использующих подвижные механические системы, выполняются по точкам с остановками. Измерения на каждой точке выполняются после успокоения чувствительных элементов прибора. Шаг измерений по стволу скважины, как правило, составляет 20-25 м. В наклонно направленных скважинах шаг измерений сокращают до 5-10 м и менее. Измерения производят при подъеме инклинометра.

6.2.4. Погрешности измерения инклинометрами, использующими подвижные механические системы, не должны превышать: для зенитного угла $\pm 0{,}5°$, для азимута (при угле наклона скважины более 3°) $\pm 5°$.

6.2.5. Выбор инклинометра для проведения измерений в рудных скважинах зависит от конструкции скважины, ее диаметра и магнитных свойств вскрытых скважиной горных пород. Инклинометры, использующие датчики

магнитного поля, не работают в скважинах, обсаженных стальными трубами, и в условиях сильно магнитных пород в исследуемом геологическом разрезе, когда интенсивность горизонтальной составляющей аномального магнитного поля в скважине составляет более 2000 нТл.

Для работы в необсаженных скважинах в слабомагнитных средах могут использоваться инклинометры: КИТ, КИТА, МИ-30,ИЭМ и др. Диаметры скважинных приборов: 30 (МИ-30), 60 (КИТ, ИЭМ) и 74 мм (КИТА). Приборы работают с остановкой на точке измерения. Время успокоения чувствительных элементов после установки прибора на точке измерения 10-15 с, необходимое время измерения – 25 с.

Для работы в магнитных средах используются гироскопические инклинометры: ИГ-50 (производство Чехии), ИГМ-73-120/60 (производство ГП «Ижевский механический завод»), ИГН-73-100/80 (производство АО НПФ «Геофизика»), ИГН-42 (производство ВИТР). Приборы имеют диаметры: 42 (ИГН-42), 50 (ИГ-50) и 73 мм (ИГМ-73). Приборы ИГН-42 и ИГМ-73 позволяют вести запись результатов измерений в цифровой форме. Время измерения на точке порядка 60 с.

Цифровой инклинометр «Вектор-1» (разработчик – фирма «РИЦА») позволяет проводить непрерывную запись результатов измерений. Прибор работает в открытом стволе скважины или при ее обсадке немагнитными трубами. Прибор не имеет подвижных механических узлов и позволяет также измерять вращение вокруг своей оси. Датчиками зенитного угла и вращения прибора являются три взаимно перпендикулярных акселеметра. Датчик азимута выполнен на трех взаимно перпендикулярных феррозондах. Сигналы датчиков обрабатываются цифровыми схемами скважинного прибора и передаются на поверхность по одножильному каротажному кабелю. Вычислительно-обрабатывающая система наземного блока прибора, реализованная на основе микропроцессоров Z-80, обрабатывает поступающие от скважинного прибора сигналы и выводит результаты измерений на три четырехразрядных цифровых индикатора. Результаты измерений выводятся также на ЭСПУ в режиме непрерывной записи в выбранном масштабе глубин с шагом квантования по глубине 0,1 м или 0,2 м. Алгоритм программы обработки сигналов инклинометра «Вектор-1» является интеллектуальной собственностью фирмы-разработчика.

Скважинный прибор «Вектор-1» имеет также канал гамма-каротажа.

6.2.6. При использовании инклинометра с буссолью или на основе феррозондов в скважинах при наличии аномального магнитного поля погрешность определения магнитного азимута зависит от напряженности аномального магнитного поля в точке измерения. Аномальные магнитные поля в скважинах обусловлены магнитными свойствами (магнитной восприимчивостью и остаточной намагниченностью) вскрытых скважиной пород или магнитных объектов в околоскважинном или призабойном пространстве. Основное

влияние на точность определения азимута оказывает величина и направление горизонтальной составляющей аномального магнитного поля по отношению к горизонтальной составляющей нормального магнитного поля.

На рис. 6.1 приведены графики зависимости погрешности определения магнитного азимута $\delta\alpha$ от интенсивности горизонтальной составляющей аномального магнитного поля в точке измерений при интенсивности горизонтальной составляющей нормального магнитного поля $X_0 = 20\,000$ нТл. В соответствии с приведенными графиками допустимая погрешность определения азимута ±5° может быть реализована в магнитных средах при $X_0 \leq 1000$ нТл, что соответствует горным породам с магнитной восприимчивостью $æ \leq 1600 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ. Приведенное условие определяет границу применимости подобных инклинометров в рудных скважинах.

В тех случаях, когда исследуемая скважина пересекает разрез, в котором аномальное магнитное поле в отдельных ограниченных интервалах превышает 1000 нТл, допускается интерполяция значений магнитного азимута в этих интервалах на основании измерений в интервалах разреза выше и ниже аномального участка.

6.2.7. По данным инклинометрии строят инклинограмму, т. е. ориентированную относительно географического меридиана проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость и проекцию оси скважины на плоскость геологического разреза заданного азимута. На инклинограмме углы φ и α принимаются постоянными для всего участка ствола скважины между соседними точками измерений. Расстояние между начальной точкой (устьем скважины) и проекцией забоя на горизонтальную плоскость называется смещением забоя.

Инклинограмма строится в масштабе 1:200. При выполнении инклинограмм условно принимают, что измеренные значения углов φ и α постоянны в интервале глубин между двумя точками измерений и относятся к нижней точке. Горизонтальная проекция Δl_i оси скважины между двумя последовательными точками измерений определяется как

$$\Delta l_i = \Delta h_i \cdot \sin\varphi_i,$$

где Δh_i – расстояние между двумя точками измерений вдоль ствола скважины; φ_i – зенитный угол в нижней точке измерений.

Компьютеризированная визуализация данных инклинометрии обеспечивает представление ствола скважины в объемном изображении.

6.3. Термометрия

6.3.1. При скважинной термометрии изучается распределение температуры по стволу скважины. Измерения температуры производят при неустановившемся и установившемся тепловых режимах. Результаты термометрии

отражают как естественное тепловое поле, т. е. температуру горных пород в естественных условиях, так и локальные тепловые поля, возникшие в результате различных физико-химических и термодинамических процессов взаимодействия горных пород и скважины.

Термометрия естественного теплового поля проводится не ранее, чем через 10 суток пребывания скважины в покое. Термометрия локальных тепловых полей проводится непосредственно после завершения бурения скважины и выполняется путем нескольких повторных измерений через определенный интервал времени (от 6 до 24 ч).

При выполнении на скважине исследований комплексом методов ГИС термометрические измерения, как правило, проводятся первыми.

6.3.2. Суточные колебания температуры отмечаются в скважинах на глубинах до двух метров, а годовые – на глубинах не более 20 – 40 м. Глубже 40 м температура определяется внутренним теплом Земли, основными источниками которого являются распад радиоактивных элементов и вулканическая активность.

Скорость роста температуры с глубиной называется геотермическим градиентом. Значение геотермического градиента минимально на древних платформах (порядка $1 \cdot 10^{-2}$ градус/м) и имеет повышенные значения в геосинклинальных, особенно вулканически активных зонах (до $3 \div 7 \cdot 10^{-2}$ градус/м).

В связи с различной теплопроводностью горных пород в них устанавливается различный геотермический градиент, значение которого обратно пропорционально коэффициенту их теплопроводности.

На естественное тепловое поле оказывает влияние также движение пластовых вод, которые активно участвуют в теплопереносе.

Результаты скважинной термометрии дают независимую информацию для дифференциации исследуемого геологического разреза по теплопроводности горных пород. Совместное использование данных о естественном поле Земли по термометрии группы скважин на исследуемой площади позволяет судить о строении глубинных геологических структур. При построении карт геоизотерм (линий равных температур) на заданной глубине отмечается рост температур над антиклиналями, над соляными куполами и другими геологическими массивами и телами, обладающими повышенной теплопроводностью. В районах современной вулканической деятельности термометрические исследования способствуют поискам и изучению источников глубинного тепла (горячих вод).

6.3.3. Локальные тепловые поля формируются в результате реакций вскрытых скважинами химически активных горных пород с заполняющими скважины жидкостями. Подъемом температуры сопровождаются реакции окисления сульфидных руд и некоторых сортов углей. Падение температуры происходит при растворении солей. Такие температурные аномалии не постоянны во времени и, как правило, постепенно затухают.

Температурные аномалии возникают против проницаемых пластов-коллекторов при различной температуре бурового раствора и пластовой жидкости. Температурные аномалии против поглощающих пластов постепенно затухают во времени.

6.3.4. Скважинная термометрия применяется для контроля технического состояния обсаженных скважин, в частности для определения высоты подъема цемента в затрубном пространстве, зон притока и затрубной циркуляции жидкости.

Установление наличия цемента в затрубном пространстве основано на экзотермической реакции процесса затвердевания цемента. На фоне общего повышения температуры с глубиной зацементированный участок скважины выделяется положительной температурной аномалией, которая после завершения процесса затвердевания цемента зависит от его марки и количества. Термометрию выполняют через 6 – 12 ч после закачивания цемента в затрубное пространство скважины.

Установление мест притока пластовой жидкости выполняется путем заполнения скважины буровым раствором с температурой более низкой, чем температура пластовой жидкости. Изменяя давление скважинной жидкости путем оттартывания (снижения уровня) или продавливания (повышения уровня), через определенное время проводят скважинную термометрию и устанавливают места притока по положению температурной аномалии.

В случае затрубной циркуляции жидкости после закачивания в скважину бурового раствора с температурой ниже, чем у пластовой жидкости, через некоторый промежуток времени (несколько часов) на термограммах выделяется интервал с постоянной температурой, который соответствует интервалу затрубной циркуляции. Выше и ниже этого интервала сохраняется рост температуры с глубиной.

6.3.5. При скважинной термометрии применяют электрические термометры, чувствительные элементы которых изготавливаются из материалов с сильно меняющимся электрическим сопротивлением в зависимости от температуры окружающей среды. Обычно чувствительный элемент изготавливают из медной проволоки с высоким термоэлектрическим коэффициентом, обеспечивающим линейную зависимость электрического сопротивления от температуры в диапазоне от 4 до 200°С. Конструкция скважинных термометров обеспечивает свободный доступ скважинной жидкости к чувствительному элементу. Измерения в электрическом термометре основаны на мостиковой схеме.

Температура в скважине определяется как

$$T \quad T_0 + \Delta U / C_t$$

где T температура равновесия мостиковой схемы; ΔU – разность потенци-

алов в измерительной цепи; C_t – постоянная термометрии, зависящая от термоэлектрического коэффициента чувствительного элемента и силы тока в измерительной цепи.

Получили распространение также скважинные термометры с полупроводниковыми чувствительными элементами (термисторами) с высоким термоэлектрическим коэффициентом.

При работе с одножильным бронированным кабелем в скважинных термометрах применяется электрическая измерительная схема, содержащая *RC*-генератор, частота колебаний которого зависит от сопротивления чувствительного элемента. Изменяющаяся частота сигнала измеряется частотомером. Вырабатываемое на выходе частотомера постоянное напряжение подается на регистрирующий прибор.

6.3.6. Для выполнения термометрии рудных скважин могут использоваться любые скважинные термометры (например, ТЭГ-36, ТР-7 и др.), обеспечивающие решение поставленных задач.

6.3.7. Масштаб глубин при записи термограмм в рудных и гидрогеологических скважинах обычно равен 1:200. Масштаб шкалы температуры выбирают 0,25°С в 1 см или 0,5°С в 1 см.

Скорость записи термограмм зависит от тепловой инерции скважинного термометра. При допустимой погрешности измерения температуры до 0,2°С и тепловой инерции до 1 с скорость перемещения скважинного термометра составляет 800 – 1000 м/ч, при тепловой инерции 3 с скорость должна быть снижена до 500 м/ч, и при тепловой инерции более 4 с скорость перемещения термометра в скважине не должна превышать 300 м/ч. В аномальных зонах для повышения точности определения интервалов притока жидкости в скважину скорость перемещения термометра должна быть снижена до 100 – 200 м/ч .

6.4. Резистивиметрия

6.4.1. Резистивиметрия предназначена для определения удельного электрического сопротивления ρ_0 промывочной жидкости, заполняющей скважину. Измерение ρ_0 проводится лабораторными и скважинными резистивиметрами.

Данные о ρ_0 используются для количественной интерпретации материалов БКЗ, кривых индукционного и бокового каротажа, микрокаротажа, для определения минерализации пластовых вод по кривым ПС.

Резистивиметрию применяют для установления мест притока жидкости в скважину, скорости фильтрации подземных вод, мест поглощения промывочной жидкости и нарушения целостности обсадных колонн. Места притока подземных вод определяются в необсаженных и оборудованных фильтрами скважинах сразу после окончания бурения до образования на стенках скважины глинистой корки, препятствующей притоку воды. При этом сопротивление поступающей жидкости должно отличаться от сопротивления промывочной жидкости.

6.4.2. Измерение резистивиметром производится так же, как и обычным зондом КС.

Удельное сопротивление бурового раствора (в ом-метрах) определяется по формуле $\rho_0 = K\Delta U/I$, где ΔU – разность потенциалов между измерительными электродами резистивиметра, мВ; I – ток питания, мА; K – коэффициент резистивиметра, зависящий от расстояния между его электродами, их формы и взаимного расположения, м. Обычно регистрируют изменение разности потенциалов ΔU по стволу скважины, поддерживая ток питания неизменным. Коэффициенты резистивиметров определяются экспериментально по результатам измерения в электролитических ваннах, заполненных растворами с известным удельным электрическим сопротивлением. Размеры ванны по оси резистивиметра должны превышать длину последнего в 1,5 раза.

Эталонирование резистивиметра, т. е. определение его коэффициента, выполняется один раз в месяц.

При эталонировании резистивиметра необходимо пользоваться несколькими растворами с различными удельными сопротивлениями (например, от 0,1 до 5 Ом·м). Если коэффициент резистивиметра изменяется для различных значений удельного сопротивления раствора, то результаты эталонирования представляют в виде таблицы значений коэффициента для разных удельных сопротивлений, которой и пользуются при установлении масштаба записи сопротивлений.

6.4.3. Скважинный резистивиметр представляет собой трехэлектродную установку *AMN* малого размера. Для снижения влияния стенок скважины на результаты измерений ρ_0 резистивиметр снабжен металлическим экраном. Термостойкий скважинный резистивиметр состоит из кольцевых измерительных электродов M и N, имеющих общий центр и расположенных в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, и шарового токового электрода A, находящегося в центре измерительных электродов. Пространство между электродами заполнено герметизирующим диэлектриком.

В скважинах малого диаметра удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости может быть измерено бесконтактным способом с помощью индукционных резистивиметров. В них используется индукционный метод измерения электропроводности жидкости. Зонд состоит из двух соосных тороидальных катушек. Цилиндрический канал внутри катушек через окна в кожухе прибора свободно заполняется скважинной жидкостью. Генераторная катушка зонда питается переменным синусоидальным током частотой 100 кГц. Переменное электромагнитное поле этого тока возбуждает в проводящей жидкости вихревые токи, замыкающиеся через цилиндрический канал внутри катушек. Магнитное поле вихревых токов индуцирует в

приемной катушке сигнал, пропорциональный электропроводности жидкости. Этот сигнал усиливается, выпрямляется и преобразуется в последовательность импульсов, частота следования которых пропорциональна величине сигнала. Скважинный прибор и панель питаются от стабилизированного источника тока.

6.4.4. Лабораторные резистивиметры представляют собой емкости из изоляционного материала, на стенках которых размещены четыре электрода: *A*, *M*, *N* и *B*. Измерительные схемы таких резистивиметров аналогичны схемам, применяемым при проведении каротажа КС.

Переносные резистивиметры предназначены для определения удельного электрического сопротивления проб промывочной жидкости, пластовой жидкости, полученных при опробовании скважин, и электролитов при градуировке микрозондов и скважинных резистивиметров в электролитических ваннах. В переносном электродном резистивиметре измерительная емкость резистивиметра представляется в виде стакана, собранного из эбонитовых втулок и кольцевых хромированных латунных электродов, склеенных между собой эпоксидным клеем. Через питающие электроды *A* и *B* пропускается переменный ток частотой 400 кГц от электронного генератора. Измеряется падение напряжения на столбе жидкости между измерительными электродами *M* и *N*. При постоянстве тока питания *I* разность потенциалов ΔU между измерительными электродами прямо пропорциональна удельному электрическому сопротивлению пробы жидкости:

$$\Delta U = K\rho_0,$$

где $K = Il/S$; l – расстояние между электродами *M* и *N*, м; S – поперечное сечение измерительного сосуда, м^2.

Для измерения разности потенциалов ΔU и контроля постоянства тока *I* путем определения падения напряжения на контрольном шунте служит измерительный усилитель. Стрелочный прибор на выходе усилителя проградуирован непосредственно в ом-метрах. Измерительный тракт резистивиметра калибруется путем измерения падения напряжения на калиброванном сопротивлении.

6.4.5. Основные требования, предъявляемые к скважинному резистивиметру:

- отсутствие деформации электродов и кожуха, вызывающей изменение коэффициента;
- свободный обмен жидкости в полости резистивиметра;
- отсутствие влияния внешней среды – показания вблизи металлической массы и у экрана из изоляционного материала (при прилегании их вплотную к кожуху прибора) не должно отличаться более чем на 5% от показаний, наблюдаемых при отсутствии металлического тела или экрана;

- сопротивление изоляции скважинного резистивиметра должно быть не менее 2 МОм.

6.4.6. Основные технические характеристики резистивиметров:

- диапазон измерений удельного электрического сопротивления 0,03 – 50 Ом·м;
- диапазон измерений удельной электрической проводимости 0,1 –30 См/м;
- пределы измерений 0,1; 0,5; 2; 10; 50 Ом·м;
- основная погрешность измерений ±5%;
- рабочий диапазон температур скважинного прибора –10+100°С;
- максимальное гидростатическое давление 25 МПа;
- диаметр скважинного прибора 30 – 60 мм, рабочая длина прибора 290 – 1270 мм;
- питание от стабилизированного источника постоянного тока 100±10 мА;
- потребляемая мощность до 0,5 Вт;
- масса скважинного прибора до 5 кг.

6.4.7. При измерении скважинным резистивиметром в условиях помех от ПС перед началом измерений постоянную составляющую ПС компенсируют при помощи компенсатора поляризации.

6.4.8. Измерения скважинным резистивиметром рекомендуется производить при спуске прибора и скорости регистрации до 4000 м/ч. Запись диаграмм индукционным резистивиметром производят дважды: при спуске и при подъеме прибора. Скорость регистрации диаграммы индукционного резистивиметра не должна превышать 3000 м/ч.

Чтобы исключить возможность засорения резистивиметра глиной, что обнаруживается по отсутствию изменений сопротивления при перемещении прибора, необходимо повторить измерения при подъеме и осмотреть поднятый прибор.

При исследовании скважин с неустойчивым режимом работы или большим содержанием застойной воды в колонне и при проведении резистивиметрии для определения мест притока и скорости фильтрации подземных вод кривые ρ_0 регистрируют при спуске резистивиметра во избежание размывания контакта между растворами различной концентрации при их перемешивании. Скорость записи при этих работах не должна превышать 500 м/ч.

6.4.9. Масштаб записи кривой удельного сопротивления жидкости выбирают исходя из предполагаемых значений сопротивления и по результатам начала измерений так, чтобы кривая достаточно отходила от нулевой линии, позволяла легко отмечать изменения сопротивления и не выходила за пределы дорожки записи.

Запись кривых сопротивления выполняется в масштабах: 0,05; 0,1; 0,25; 0,5; 1; 2,5; 5; 10 Ом·м/см, по выбору.

Масштаб регистрации кривых по глубине составляет 1:200 или 1:500.

6.4.10. При работе с индукционным резистивиметром масштаб регистрации кривой удельной проводимости выбирается в зависимости от проводимости воды, поступающей из перфорированных пластов. Для скважин с пресной водой (удельная проводимость не более 5 См/м) масштаб регистрации устанавливается в пределах 0,05 – 0,2 См/м в 1 см. При удельной проводимости воды больше 5 См/м рекомендуемый масштаб измерений 0,5 – 2,5 См/м в 1 см.

6.4.11. Погрешность измерения удельного сопротивления скважинным резистивиметром не должна превышать ± 5%, а лабораторным резистивиметром ± 2%.

Стабильность и работоспособность индукционного резиствиметра контролируются по воспроизведению показаний в воде, заполняющей зумпф скважины. Расхождение основной и повторной записей в данном интервале не должно превышать ± 5% от регистрируемой величины.

Исследования индукционным резистивиметром признаются качественными, если:

- значения основной и дополнительной погрешности измерений стандарт-сигнала, зарегистрированные на поверхности и в скважинных условиях, расходятся не более чем на 12%;

- основная и дублирующая записи в интервалах со стабильными во времени характеристиками среды расходятся не более чем на ± 5%;

- расхождение в показаниях двух замеров не превышают двойной допустимой погрешности измерений, т. е. не более 24% при максимальных условиях эксплуатации аппаратуры.

6.4.12. В благоприятных условиях для выделения места поступления в скважину жидкости, сопротивление которой отличается от сопротивления жидкости, заполняющей ствол скважины, применяются одноэлектродные резистивиметры, и регистрируется кривая ПС, которая обычно также отмечает приток.

Для определения места притока пресных вод производится промывка скважины, и после установления в ней статического уровня жидкости ее засолоняют. Затем записывают 5-6 кривых ρ_0 через определенные промежутки времени (от 15 мин до 1 ч). На кривых ρ_0 зоны притока пресных вод отличаются увеличением сопротивления. Если требуется определить места притока минерализованных вод, то скважина заполняется пресной водой и повторяют те же операции.

6.4.13. Место притока можно определить и способом оттартывания. Для этого понижают уровень жидкости в скважине, затем регистрируют кривую ρ_0 по всей скважине и повторяют измерения через определенные промежутки времени до получения 3-4 кривых, на которых интервал притока отмечается достаточно четко.

6.4.14. Для послойного определения скоростей фильтрации подземных вод в скважину наливают пресную воду со скоростью до 2 л/с. Одновременно проводят резистивиметрию, через определенные промежутки времени регистрируя кривые ρ_0, на которых отмечаются перемещения границы раздела между двумя растворами различной концентрации (скважинной жидкости и пресной воды). По скорости смещения этой границы к забою скважины находят скорости фильтрации подземных вод на разных горизонтах. Место повреждения обсадной трубы устанавливается по прекращению перемещения контакта двух жидкостей, несмотря на продолжающуюся закачку жидкости в скважину.

6.4.15. Кривые изменения сопротивления бурового раствора оформляются по правилам, установленным для оформления каротажных диаграмм (см. пункт 8.1).

Дополнительно указываются:

- состояние скважины перед измерением и во время него (перелив, газирования);

- местоположение поглощающих и отдающих пластов;

- работа в скважине перед измерениями (оттартывание, продавливание, промывка, простой);

- количество оттартанной из скважины или закачанной в нее жидкости, $м^3$;

- уровень раствора в начале измерений (в метрах от точки отсчета глубин скважины);

- то же в конце измерений;

- удельный вес и вязкость промывочной жидкости;

- тип и номер резистивиметра;

- коэффициент резистивиметра;

- сила тока;

- чувствительность прибора – число делений шкалы, на которое отклоняется стрелка гальванометра потенциометра при включении в измерительную цепь напряжения в 1 мВ (при автоматической записи кривых вместо указанных сведений приводятся данные, необходимые для проверки правильности установки масштаба кривых);

- масштаб сопротивлений, Ом·м в 1 см;

- направление перемещения кабеля при измерениях;

- скорость перемещения кабеля при измерениях, м/ч;

- сопротивление изоляции кабеля перед измерениями и после них, МОм;

- порядковый номер измерений;

- результат измерений (место притока или поглощения и т. д.).

6.4.16. При измерениях сопротивления промывочной жидкости необходимо измерение ее температуры ртутным термометром.

На каротажных диаграммах проставляется сопротивление промывочной жидкости, приведенное к температуре +20° С:

$$\rho_{20} = \rho[\,1 + 0{,}021(T - 20)],$$

где ρ_{20} - сопротивление при температуре +20°С; ρ – измеренное сопротивление, Ом·м; *Т* – температура в момент измерения его сопротивления, °С.

По значениям ρ_{20} приближенно определяется сопротивление промывочной жидкости на глубине пласта:

$$\rho_{п} = \rho_{20}[1 + 0{,}021(20 - T_{п})],$$

где $\rho_{П}$ – сопротивление раствора на глубине пласта, Ом·м; $T_{п}$ – температура раствора на глубине пласта (если последняя не измерена при каротаже скважины, то может быть приближенно определена по средним данным термозамеров в районе).

6.5. Утвержденные и действующие инструкции по методам изучения технического состояния скважин

6.5.1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах / Под ред. Н.Н.Сохранова. – М.: Недра, 1985. – 216 с.

6.5.2.Инструкция по каротажным и прострелочным работам. – М. : Госгеолиздат, 1952. – 251с.

6.5.3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 299 с.

Основная литература по аппаратуре и методам изучения технического состояния скважин

1. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М.Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.

2. Кривко Н.Н., Шароварин В.Д., Широков В.Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование. – М.: Недра, 1981. –280 с.

3. Промысловая геофизика / В.М.Добрынин, Б.Ю.Вендельштейн, Р.А.Резванов, А.Н.Африкян. – М.: Недра, 1986. –342 с.

7. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ОБОРУДОВАНИЕ, ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

7.1. Спуско-подъемное оборудование

7.1.1. Спуско-подъемные операции осуществляются с помощью спуско-подъемного оборудования каротажной станции или отдельного каротажного подъемника.

Каротажные станции и самоходные подъемники выполнены на базе автомобилей или других транспортных средств. Несамоходные подъемники устанавливаются стационарно на буровой на все время бурения или транспортируются на буровую различными видами транспорта.

7.1.2. Выбор подъемного оборудования для проведения ГИС производится в зависимости от: глубины исследования, максимального диаметра геофизического кабеля, наибольшего тягового усилия при максимальной скорости движения кабеля.

7.1.3. В состав спуско-подъемного оборудования входят: спуско-подъемный агрегат и пульт управления спуско-подъемными операциями. Спуско-подъемный агрегат состоит из барабана, привода барабана, тормозной системы и кабелеукладчика, закрепленных на общей раме.

Привод барабана (механический, гидравлический или электрический) со ступенчатым или плавным регулированием скорости обеспечивает движение кабеля со скоростями от 50 до 8000 м/ч.

7.1.4. В состав спуско-подъемного оборудования входят: подвесной и направляющий блоки, датчики глубины и натяжения кабеля, устройство метко уловителя.

Подвесной и направляющий блоки предназначены для направления кабеля при спуско-подъемных операциях.

Диаметр роликов направляющих блоков (блок-баланса) должен быть больше диаметра бронированного кабеля, на который он рассчитан, не менее чем в 50 раз. Профиль канавки ролика должен соответствовать диаметру кабеля (радиус канавки должен быть на 5% больше радиуса кабеля).

При наличии над устьем скважины буровой вышки подвесной блок подвешивается к вертлюгу через стропы и элеватор или непосредственно на крюк через накидное кольцо на высоте не менее 15 м. На подвесном блоке устанавливается датчик натяжения, обеспечивающий измерение силы натяжения, в два раза большей номинальной грузоподъемности подъемного оборудования.

Направляющий блок крепится на основании буровой над устьем скважины так, чтобы средняя плоскость ролика проходила через середину барабана лебедки подъемника. При отсутствии на скважинах бурового оборудования каротажная станция (подъемник) должны быть снабжены приспособ-

лениями для надежного закрепления направляющего ролика над устьем скважины. Узел крепления направляющего блока должен быть испытан на нагрузку, в 2,5 раза превышающую массу каротажного кабеля длиной, равной проектной глубине скважины. При отсутствии узла крепления направляющего блока на основании буровой скважина считается неподготовленной для проведения геофизических работ.

7.1.5. На направляющем блоке устанавливается датчик глубины, который вращается при движении кабеля по мерному ролику блока.

7.1.6. Устройство меткоуловителя устанавливается на устье скважины и служит для нанесения на кабель магнитных меток, считывания магнитных меток при подъеме кабеля из скважины и передачи сигнала метки каротажной аппаратуре с целью привязки регистрируемой информации по глубине.

7.2. Геофизические кабели

7.2.1. Геофизический кабель применяется для спуска и подъема скважинных приборов и служит каналом связи между скважинными и наземными приборами геофизической аппаратуры.

7.2.2. Бронированные кабели рекомендуются при геофизических исследованиях в глубоких скважинах, особенно заполненных промывочной жидкостью большого удельного веса и большой вязкости. Небронированные – в скважинах глубиной в первые сотни метров. Кроме того, при проведении исследований магнитными или электромагнитными методами в ряде случаев между скважинным прибором и бронированным кабелем устанавливается вставка из небронированного (шлангового) кабеля необходимой по условиям применения метода длины.

Основные технические характеристики современных кабелей приведены в табл. 7.1.

7.2.3. Присоединение скважинных приборов к бронированному кабелю производится с помощью соединительной муфты (ГОСТ 14213–89), кабельный наконечник которой крепится к кабелю. Крепление кабельного наконечника к бронированному кабелю производят проволоками внешнего повива брони в соответствии с «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации грузонесущих геофизических бронированных кабелей».

7.2.4. Перед подсоединением скважинной аппаратуры необходимо проверить сопротивление изоляции жил кабеля и отсутствие обрывов жил. Сопротивление изоляции должно быть не менее 2,0 МОм.

Конец кабеля пропускается через отверстие в обечайке барабана и подсоединяется к коллектору. Токопроводящие детали коллектора должны быть хорошо изолированы от корпуса и друг от друга (сопротивление изоляции не менее 20 МОм), щетки коллектора должны давать надежный контакт с кольцами коллектора.

Таблица 7.1

Геофизические кабели и провода

Наименование	Основные технические характеристики						
	Кол-во жил	Грузонесущий элемент	Вес, кг/км	Разрывное усилие, кН	Сопротивление жилы, Ом/км	Наружный диаметр, мм	Строительная длина, м
1. Каротажные грузонесущие малогабаритные кабели							
КГК1-2-60 СВМ	Коакс. пара	СВМ-нить	35	2	75	4,5	300
КГ3-3-60 СВМ	3	То же	40	3	80	5,1	500
КГ1-6-60	1	Броня (оплетка)	55	6	100	4,0	1200
КГ3-6-60	3	То же	60	6	100	5,0	1200
2. Полевые электроразведочные провода							
КГЭП (аналог ГПСМП)	Сечение 2,5 мм	СВМ-нить	12	1,5	7,7	4,8	Любая
3.Полевые электрохимические провода							
КГЭХП-10	10	СВМ-нить	50	0,5	20	6,0	Кратн. 252 м
КГЭХП-20	20	То же	90	0,5	20	8,5	То же

7.2.5. При работе с бронированным кабелем пользуются одним куском кабеля соответствующей строительной длины. Сращивание бронированных кабелей допускается только в случае крайней необходимости и при расположении места сращивания на участке с легким режимом работы: место сращивания имеет меньшую прочность и не выдерживает длительного срока эксплуатации.

Кабель наматывается на барабан под натяжением, которое должно соответствовать его натяжению в скважине, но не менее чем 5 кН.

7.2.6. Основными неисправностями кабеля являются нарушения его конструкции и нарушения изоляции жил кабеля. Устранение этих дефектов, а также сращивание производится согласно технической инструкции по его эксплуатации.

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 скважинной жидкости. Не допускается сбрасывать витки кабеля через щеки барабана. Намотка

кабеля на барабан должна производиться плотной рядовой укладкой с возможно меньшим числом перехлестов и западаний витков.

Во время эксплуатации бронированных кабелей необходимо следить за коррозией проволок брони, особенно внутреннего повива.

7.2.7. Разметку кабеля производят на базе (стационарная разметка) или на скважине.

7.2.7.1. Стационарную разметку производят с помощью специальной разметочной установки, позволяющей имитировать натяжение кабеля на устье скважины [3.6.56]. Имитация натяжения кабеля производится ступенчато изменяющейся нагрузкой, соответствующей изменению глубины в скважине, заполненной промывочной жидкостью со средними для исследуемой площади параметрами [3.6.55].

Во время проведения стационарной разметки рекомендуется использовать магнитные метки.

На скважине разметку кабеля производят в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации кабелей.

При установке меток на кабеле (разметке кабеля) его длину измеряют при помощи стальной мерной ленты с погрешностью 0,02%. Ленту необходимо периодически поверять.

7.2.7.2. Перед разметкой новый кабель не менее 2 раз подвергается обтяжке при наибольших ожидаемых в скважине нагрузках путем перемотки кабеля с лебедки подъемника на лебедку разметочной установки и обратно.

При разметке нового кабеля на скважине обтяжка производится путем его спуска и подъема в скважину с грузом или прибором на максимально допустимой скорости подъема.

7.2.7.3. В процессе разметки необходимо соблюдать меры по устранению раскачки подъемника (станции) и возникновению динамических нагрузок на кабель. Допускается проведение разметки кабеля при постоянной нагрузке, достаточной для плотной укладки кабеля на барабане лебедки. В этом случае разницу удлинений кабеля в скважине и на стационарной установке следует учитывать соответствующим изменением базы измерения согласно инструкции по эксплуатации УРС-1010 [3.6.56].

7.2.7.4. Выбор начальной точки для разметки кабеля – произвольный, изменение начальной точки разметки меняет лишь цену метки.

7.2.7.5. При разметке кабеля применяются визуальные (в виде утолщения на кабеле) и магнитные метки.

Визуальную метку на кабеле наносят, наматывая на него слой шпагата и сверху несколько слоев изоляционной ленты. На бронированном кабеле метку получают, нанося несколько слоев изоляционной ленты.

Магнитную метку наносят при помощи намагничивающего устройства.

Магнитные метки могут быть сняты с кабеля (стерты) при помощи размагничивающей катушки, на которую подается напряжение переменного тока.

7.2.7.6. При разметке кабеля на буровой скважина должна быть заполнена той же жидкостью (глинистым раствором, водой), какой будут заполнены скважины при дальнейших работах кабеля.

При глубинах свыше 1000 м для оплеточного и шлангового кабеля 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: при подъеме кабеля – при той же скорости перемещения кабеля, при которой производится запись, при остановках после подъема кабеля – на небольшой скорости.

Закрепление меток на разметочной установке производится на кабеле, предварительно натянутом вращением барабана одной из лебедок до натяжения, равного натяжению, которое имеет данный участок кабеля при работе в скважине. В процессе разметки или сразу после нее необходимо контролировать нанесение (наличие) меток, в особенности магнитных.

7.2.7.7. Новый бронированный кабель в течение первого месяца эксплуатации рекомендуется размечать после каждого выезда на скважину. В дальнейшем для скважин глубиной до 3000 м наибольший интервал времени между разметками при втором и третьем месяцах работы составляет 22 дня, в четвертом и последующих месяцах – 70 дней. Наибольшее число отработанных скважин между разметками составляет 11 (второй и третий месяцы) и 35 дней (четвертый и последующие месяцы).

Разметка производится также после прихвата прибора или кабеля, если при этом зарегистрирована дополнительная нагрузка свыше 10 и 5 кН для кабелей диаметром более 8 и менее 8 мм соответственно. В этом случае рекомендуется также в процессе разметки определять остаточное удлинение кабеля и по результатам измерений корректировать глубины на сделанных после прихвата записях.

7.2.7.8. Повторная разметка кабеля перед выездом на скважину производится для неиспользованных подъемников с ранее размеченными кабелями, если с момента предшествующей разметки прошли следующие сроки: свыше 1 недели для нового кабеля; свыше 3 недель для кабеля, бывшего в эксплуатации 1 – 3 месяца; свыше 2 месяцев для кабелей, бывших в эксплуатации более 3 месяцев. Разметка производится и после ослабления магнитных меток.

7.2.7.9. Калибровка динамометра и других систем, регистрирующих натяжение кабеля во время разметки, выполняется не реже 1 раза в месяц.

7.2.8. Для обеспечения надежности спуска кабеля при электрокаротаже и при применении легких скважинных приборов к зонду или скважинному

прибору подвешивается груз. Применяются свинцовые или чугунные грузы (табл. 7.2).

Присоединение грузов к зонду или скважинному прибору производится при помощи металлического троса, который закрепляется на зонде путем заправки расплетенных проволок троса в конусную втулку (выточку) подвеса. Вследствие изгибов и ржавления проволок место присоединения подвеса к зонду с течением времени ослабляется. Во избежание обрыва груза крепление подвеса к зонду необходимо периодически осматривать и, если жилы ослаблены, переставлять подвес.

7.2.9. Если в разрезе имеются породы очень большого сопротивления, возможно влияние гальванокоррозии на кривую ПС. Для уменьшения токов гальванокоррозии применяемые в этом случае грузы и подвесы должны содержать только стальные и свинцовые детали, либо следует пользоваться изолированными грузами.

Таблица 7.2

Рекомендуемые типы, размеры и вес каротажных грузов

Условия применения	Груз	Диаметр груза, мм	Вес груза, кг
В скважинах малого диаметра (до 125 мм); при каротаже через бурильные трубы малого диаметра	Цилиндрический	24	5
То же, но при необходимости применить усиленный груз	То же	40	20
В скважинах диаметром 125-250 мм при хорошей проходимости кабеля; при каротаже через 6″ бурильные трубы	-″-	70	20-40
В скважинах диаметром 200 мм и более при буровом растворе нормального удельного веса и большой вязкости	-″-	70-100	40-60
В глубоких скважинах, заполненных раствором повышенного удельного веса и большой вязкости	-″-	100	80-120
В скважинах с удельным весом раствора от 1,6 и выше и большой вязкости	-″-	100-120	100-180
При затруднениях в спуске обычного груза, особенно при наличии уступов	Набор цилиндрических грузов 1. Гирлянда (3-5 шт.) из свинцовых шаров, соединенных цепью 2. Груз с фонарем	100	–

7.3. Проведение геофизических исследований в скважинах

7.3.1. Изоляция кабеля и электрических цепей измерительных схем

7.3.1.1. При геофизических работах в скважинах необходимо исключить возможность утечек тока из токовой (питающей) и измерительной цепей или уменьшить их влияние настолько, чтобы наличие утечек не отражалось на результатах измерений. Для этого необходимо иметь высокую изоляцию электрических цепей и жил кабеля относительно земли (корпуса приборов) и между собой. Качество изоляции характеризуется ее электрическим сопротивлением. Сопротивление изоляции обычно выражается в мегомах (МОм).

Наименьшие допустимые сопротивления изоляции жил кабеля – 2 МОм; измерительной схемы лаборатории относительно корпуса и приборного заземления (экрана между измерительной цепью и другими цепями) – 10 МОм; силовой цепи – 2 МОм; приборного заземления относительно корпуса – 1 МОм. Сопротивление заземления корпусов каротажной станции и подъемника должно быть небольшим (не более 0,1 Ом).

7.3.1.2. Сопротивление изоляции определяют при помощи мегомметра; который развивает напряжение до 500 В; поэтому перед применением мегомметра необходимо установить, не может ли развиваемое им напряжение вызвать пробои изоляции проверяемой цепи. Изоляцию цепей с малым нормальным сопротивлением следует проверять омметром или иным прибором с низким рабочим напряжением.

7.3.1.3. Ряд узлов измерительной цепи может быть отделен от других цепей металлическими деталями – экранами, изолированными как от корпуса, так и от токоведущих частей измерительной цепи и подключенными к отдельному выводу.

Во всех случаях, когда заземление вывода, к которому подключены экраны, улучшает результаты измерений, необходимо его заземлять.

Наиболее опасны одновременные нарушения изоляции питающей (токовой) и измерительной цепей, так как при таких утечках могут возникать наибольшие ошибки в результатах измерений.

7.3.1.4. В процессе эксплуатации каротажной станции (лаборатории) необходимо следить за исправностью ее изоляции; предотвращать сближение токопроводящих узлов различных цепей и соблюдать принятые меры по экранировке одних цепей от других.

Для предотвращения электрических 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 изоляционной лентой с массой (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 и тем самым добиться улучшения изоляции.

7.3.1.5. Допускается использование результатов измерений с кабелем и аппаратурой, изоляция которых снизилась в процессе измерений ниже допустимой, при условии, когда имеются материалы (перекрытие, сопоставление с материалами соседних скважин и др.), подтверждающие правильность данных, полученных в этих условиях.

7.3.2. Определение глубин.

7.3.2.1. Определение глубины является одной из важнейших операций при скважинных геофизических работах.

Приближенное определение глубин производят по показаниям счетчика подъемника или каротажной станции, более точно – по меткам, устанавливаемым на кабеле через 10 или 20 м.

При работе на бронированном кабеле используются магнитные метки (см. пункт 7.2.7.5).

7.3.2.2. При записи каротажной кривой на ленте аналогового регистратора, а также при других способах записи каротажной информации отмечается момент прохождения метки глубины на кабеле через меткоуловитель.

7.3.2.3. Исходной величиной при определении истинных глубин является цена первой метки, определяемая как расстояние от нее до точки записи измеряемой величины. В зондах и скважинных приборах, предназначенных для выполнения нескольких различных измерений, точки записи и соответственно цена первых меток будут разными.

При записи каротажной информации отмечается момент прохождения меткой точки отсчета глубин скважины. Если фиксировать прохождение меткой непосредственно точки отсчета глубин скважины затруднительно, то на некотором расстоянии от этой точки устанавливают какой-либо репер и отмечают момент прохождения меткой этого репера. Расстояние от репера до точки отсчета глубин скважины учитывается при разметке – цена метки уменьшается на это расстояние.

Рекомендуется репер устанавливать так, чтобы цена метки с учетом указанного расстояния равнялась целому числу.

7.3.2.4. Глубина Z_n, соответствующая той или иной метке, определяется по формуле

$$Z_n = Z_н + \Delta Z_м(n\text{-}1) - Z_м$$

где n – порядковый номер метки на кабеле; $Z_н$ – цена первой метки; $\Delta Z_м$ – расстояние между метками; $Z_{му}$ – расстояние между ротором и меткоуловителем.

7.3.2.5. Разметку истинных глубин на диаграмме производят по отметкам на диаграмме момента прохождения метками точки отсчета глубины скважины.

Можно также по меткам (сигналам меткоуловителя) корректировать показания счетчика, устанавливать их так, чтобы счетчик давал истинные глубины, а глубины на диаграмме определять по показаниям счетчика.

7.3.2.6. При каротаже скважин заранее размеченным кабелем рекомендуется пользоваться грузом, исходя из веса которого произведена разметка кабеля.

7.3.2.7. Если условия работы (скорость записи, порядок записи, заполнение скважины, вес груза или скважинного прибора и т.д.) значительно отличаются от тех, при которых происходила разметка, необходимо либо сделать повторную разметку, либо учесть изменение длины кабеля в результате изменения условий каротажа (например, путем расчета удлинения кабеля).

7.3.2.8. Не рекомендуется применять в одной и той же скважине кабели, размеченные различными способами, так как расхождение в определении глубин в этом случае может достигать нескольких метров.

7.3.3. Работа на буровой.

7.3.3.1. Состав и последовательность работ партий (отряда) определяются этапами общего цикла всех видов геофизических работ в скважинах: подготовительные работы к выезду на скважину, переезд на скважину, работы на скважине, переезд со скважины на базу, завершающие работы на базе.

7.3.3.2. Подготовка партии (отряда) к выезду на скважину включает: получение наряда на геофизические работы, ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой скважине, проверка исправности механизмов, приборов и инструмента в каротажной станции (подъемника и лаборатории), получение скважинных приборов и материалов в соответствии с заданием в наряде.

7.3.3.3. На скважине партия (отряд) проверяет подготовленность буровой скважины согласно «Техническим условиям на подготовку скважины к геофизическим работам», проверяет правильность полученного в наряде

задания и при необходимости уточняет его, устанавливает и подготавливает станцию (подъемник и лабораторию) к работе, присоединяет к кабелю приборы или аппараты, спускает их в скважину и производит измерения. На выполненные партией работы заполняется «Акт о выполнении геофизических работ» (см. Техническую инструкцию по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985, с.190 и 198).

7.3.3.4. В бурящейся скважине геофизические работы должны быть начаты сразу после подъема бурильных труб. При простое скважины перед геофизическими работами часто возникают затруднения при спуске зонда или скважинного прибора на забой.

7.3.3.5. По прибытии каротажной партии (отряда) на буровую, производят следующие подготовительные работы:

- проверяют исправность каротажной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования;
- устанавливают подъемник на расстоянии 20 – 40 м от устья скважины так, чтобы был обеспечен хороший обзор устья скважины механику каротажной лебедки, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье скважины; после установки автомобиль затормаживают и надежно закрепляют, подкладывая клинья под его колеса;
- устанавливают и надежно закрепляют блок-балане на устье скважины; при этом средняя плоскость ролика должна проходить через середину барабана лебедки, а кабель должен спускаться в скважину по ее оси;
- 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 автономному питающему агрегату; подключение питающей сети и отключение от нее лаборатории и подъемника следует делать с соблюдением необходимых мер предосторожности, при снятом напряжении или в резиновых рукавицах;
- устанавливают на блок-балансе датчик глубин, датчик натяжения, магнитный меткоуловитель;
- производят внешние соединения каротажной станции (лаборатории и подъемника);
- спускают в устье скважины прибор или зонд с грузом.

7.3.3.9. Скважинные приборы и грузы спускают в скважину при помощи имеющейся на буровой легости (якоря). Для захвата зонда или скважинного прибора пользуются штопором, закрепляемым на вилке, вставляемой в отверстия кабельной головки (груза), или на каком-либо утолщении на зонде (например, большой метке). Если на скважине отсутствует буровая вышка, для спуска прибора с массой более 40 кг должно применяться специальное спуско-подъемное оборудование (тренога, тали, лебедка), рассчитанное на

подъем груза массой в 1,5 раза больше максимальной массы используемых приборов.

После спуска зонда или скважинного прибора в устье скважины устанавливают на счетчиках показания, равные расстоянию от точки записи кривой до точки отсчета глубин скважины.

7.3.3.10. Регулирование скорости спуска осуществляется тормозом барабана лебедки.

Спуск и подъем скважинных приборов на кабеле осуществляется в соответствии с «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации грузонесущих геофизических бронированных кабелей» (ТК-293, Тверь, 1998).

При спуске кабеля необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- не допускать слишком больших скоростей спуска; даже в колонне не следует допускать скорость спуска выше 5000 м/ч; при больших скоростях спуска во время случайных остановок груза (скважинного прибора) или замедления его движения возможны захлестывание и образование узлов;
- плавно тормозить;
- своевременно прекращать спуск кабеля при остановке груза (скважинного прибора) на забое или у какого-либо препятствия во избежание перепуска кабеля, что может привести к его прихвату или образованию узлов.

7.3.3.11. При спуске кабеля необходимо контролировать движение зонда или скважинного прибора. Контроль осуществляется:

- по натяжению кабеля; при большой скорости спуска, вязкой промывочной жидкости и бронированном кабеле контроль по натяжению недостаточно надежен;
- если в процессе спуска допускается включение питания используемого скважинного прибора, то – по изменению показаний наземной контрольной или регистрирующей аппаратуры (по изменению положения блика гальванометров аналогового регистратора, по изменению показаний цифрового индикатора измеряемых величин, по изменению импульсных сигналов АК на экране контрольного электронного осциллографа или дисплее компьютера).

7.3.3.12. При затруднении в спуске из-за наличия в скважине пробок, сальников, уступов и других неполадок принимают следующие меры:

- преодолевают препятствие, несколько раз поднимая груз на 20 – 40 м выше места остановки и спуская вниз со значительной скоростью;
- увеличивают вес груза или пользуются специальными грузами (гирлянда шаров, груз с центрирующим фонарем).

Обеспечение геофизических работ в скважинах с особыми условиями проводится по проектам, составленным совместно с геофизическим предприятием и организацией, проводящей буровые работы.

7.3.3.13. Если запись производится только во время подъема, а во время спуска допускается включение питания скважинного прибора, то в процессе спуска скважинного прибора осуществляется контроль за работой аппаратуры, отмечаются пределы изменения измеряемых величин, проверяется правильность выбора режима работы аппаратуры.

7.3.3.14. Во время подъема скважинного прибора необходимо контролировать натяжение кабеля 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.

7.3.3.15. До отрыва груза или скважинного прибора от забоя подъем производится с небольшой (до 300 м/ч) скоростью; после отрыва груза скорость подъема кабеля определяется условиями проведения работ. После окончания этих работ кабель поднимают со скоростью до 3000 м/ч. Во избежание очень больших натяжений в кабеле не следует допускать слишком больших скоростей подъема.

7.3.3.16. При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков скважины, а также при каротаже через бурильные трубы кабель следует поднимать медленно и все время следить за его натяжением.

7.3.3.17. Для своевременного предупреждения о приближении груза к устью 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.

7.3.3.18. Перед началом измерения при каротаже на забой спускается некоторый излишек кабеля; нижняя точка кривой определяется по переходу от постоянных значений измеряемых параметров, получаемых при наматывании на лебедку излишка кабеля, к интервалам с изменением показаний, соответствующим перемещению зонда (скважинного прибора).

7.3.3.19. В качестве специальной операции, если скважинный зонд (прибор) снабжен грузом, проводят определение глубины забоя скважины.

Для этого груз опускают на забой, перепускают некоторое количество кабеля и затем, медленно поднимая кабель, наблюдают за его натяжением. Отрыв груза от забоя отмечается увеличением натяжения кабеля (при больших глубинах и бронированном кабеле оно невелико и не всегда может быть отмечено). Для контроля операцию определения глубины забоя повторяют несколько раз.

По полученной отметке положения забоя при помощи меток определяют глубину забоя.

При работе в необсаженных скважинах вместо глубины забоя определяют глубину, до которой дошел зонд или скважинный прибор. Эта глубина может существенно отличаться от глубины забоя из-за осадка и других причин.

7.3.3.20. При аналоговой записи каротажной кривой необходимо в начале и в конце записи отмечать нулевое (начальное) положение пишущего устройства.

При измерительных схемах с питающей цепью (запись кривой КС, термограммы, кавернограммы и др.) отметку нулевого положения пишущего устройства следует делать, выключая питающую цепь. В остальных случаях для этого замыкают вход регистрирующего прибора.

При необходимости допускается делать отметку нулевого уровня в процессе записи без перерыва в записи, выбрав для этого участок с малым изменением показаний с глубиной. При обработке диаграмм кривая на этом участке восстанавливается.

7.3.3.21. По прибытии на базу окончательно заполняют наряд-путевку, акт о выполнении работ и другие документы и сдают их в соответствующие службы предприятия; оформляют первичные материалы и сдают их в службу обработки и интерпретации; проверяют состояние станции (подъемника и лаборатории), скважинных приборов; аппаратуру и оборудование, требующие ремонта или эталонирования, сдают в соответствующую службу.

8. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ КАРОТАЖА И ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

8.1. Оформление первичных каротажных материалов

Все первичные каротажные материалы (диаграммы при аналоговой записи, файлы при цифровой записи) и сопроводительные журналы (рапорты) операторов должны содержать полную информацию об объекте (месте) и условиях проведения каротажа, т.е.:

- название участка работ;
- тип и номер скважины, глубину забоя, диаметры долота, диаметры обсадных труб и соответствующие им интервалы глубин, абсолютную отметку высоты устья скважины, глубину башмака обсадной колонны;
- номер каротажной партии (отряда);
- название метода ГИС, вид каротажа;
- дату и время начала и окончания каротажа, дату и время окончания бурения;
- тип и номер каротажной станции (лаборатории);
- тип и номер измерительной панели и другого применяемого измерительного и записывающего оборудования;
- тип и номер каротажного подъемника;
- тип и общую длину каротажного кабеля;
- тип и номер скважинного прибора, наличие центраторов, их количество и максимальный диаметр;
- условное обозначение и размеры каротажного зонда;
- положение точки записи по отношению к первой метке каротажного кабеля, цену первой метки с учетом точки фиксации метки;
- измеряемые параметры и их размерности;
- режимы записи в соответствии со спецификой каждого метода и особенностями применяемой измерительной и записывающей каротажной аппаратуры;
- масштабы записи измеряемых величин, значения калибровочных сигналов;
- значение уровня (линии) начала отсчета на записи;
- начальную и конечную глубину интервала каротажа, масштаб глубины на записи или шаг взятия отсчетов по глубине. Для межскважинных методов – положение источника и приемной системы по глубине на каждой точке измерений;
- скорость подъема (спуска) в процессе каротажа.

8.2. Контроль качества материалов ГИС

8.2.1. Контроль качества выполняется с целью выявления ошибочных и некачественных (не удовлетворяющих техническим условиям) материалов при приемке первичных материалов партий или отрядов ГИС.

8.2.2. Качество материалов оценивается 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 производится согласно требованиям, приведенным в настоящей инструкции для каждого вида каротажа.

8.2.3. При контрольных измерениях и при выполнении последующего каротажа выполняется перекрытие не менее 50 м ранее исследованного интервала, при этом в интервале перекрытия необходимо наличие не менее двух меток.

8.2.4. Погрешность регистрации кривых, отклонение градуировочных записей от номинальных значений и расхождения контрольных измерений должны находиться в пределах, указанных в данной инструкции для каждого вида измерений.

При одинаковых условиях измерений абсолютная погрешность принимается равной среднеквадратическому отклонению значения параметра против пласта от среднего его значения по данным повторных измерений. Относительная погрешность определяется как отношение абсолютной погрешности к среднему значению измеряемого параметра.

8.2.5. Расхождение в определении глубин при повторных исследованиях скважин допускается в следующих размерах.

Интервалы глубин, км	<0,5	0,5-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	>6
Расхождение, %	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	>5,0

8.2.6. Стабильность измерений определяется сравнением повторных записей нуль- и стандарт-сигналов, а также анализом записей в колонне при неподвижном скважинном приборе.

8.2.7. Расстояние между метками на диаграмме при аналоговой записи или количество чисел между ними при цифровой регистрации не должны отличаться от их номинальных значений более чем на 1%.

8.2.8. Глубины, указанные против нанесенных меток, должны соответствовать точкам записи используемых измерительных зондов.

8.2.9. Скорость регистрации не должна превышать максимально допустимую, указанную в настоящей инструкции или установленную посредством опытных измерений в нескольких скважинах района или площади.

8.2.10. Результаты каротажа должны соответствовать требованиям настоящей инструкции, а результаты измерений должны находиться в пределах допустимых погрешностей. Наиболее существенными дефектами, не исключающими возможность использования полученных материалов для решения задач, поставленных перед данным видом исследования, являются следующие: отсутствие до 20% меток в интервале каждых 200 м; некоторых сведений в заголовке подлинников диаграмм, указанных в пункте 8.1, контрольных записей измерений в обсадной колонне, предусмотренных для данного вида исследований; градуировочных записей в начале или в конце диаграмм; 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), а также небольшие разрывы на диаграммах или размывы записи, не исключающие возможности восстановления конфигурации кривой и интенсивности аномалий; отличие фактического масштаба регистрации от заданного; большое количество переносов, неудачное взаимное расположение кривых.

Первичные материалы, записанные с погрешностями, превышающими допустимые, с упущениями и помехами, неисправимыми при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным видом каротажа, являются браком.

Специфика оценки качества материалов волнового акустического каротажа и межскважинного акустического прозвучивания изложена в пунктах 5.2.6.4 и 5.3.5.2.

Бракованный материал к обработке не допускается и требует повторной записи.

8.2.11. Для аппаратуры всех видов каротажа должны соблюдаться установленные сроки ее поверки, в противном случае полученный материал должен быть забракован.

8.3. Оформление геолого-геофизических разрезов

Типовые геолого-геофизические разрезы составляют в масштабах глубин, установленных для данного объекта (района).

Типовые геолого-геофизические разрезы содержат:

- стратиграфическую колонку;
- описание литологического состава пород и литологическую колонку;
- диаграмму стандартного электрического каротажа (кривую сопротивления, снятую стандартным зондом, и кривую ПС).

Каротажные диаграммы типового разреза должны содержать основные сведения, характеризующие применяемые установки и условия измерения.

На каротажных диаграммах типовых геолого-геофизических разрезов должны быть выделены опорные горизонты (реперы), используемые при корреляции, с указанием их наименования (обозначения).

На этапе комплексной геологической интерпретации, по совокупности данных о геофизических параметрах пластов и по имеющимся геологическим и петрофизическим данным делается заключение о наличии полезных ископаемых, обобщается комплекс всех геолого-геофизических материалов по месторождению с целью подсчета запасов полезного ископаемого, проектирования разработки или доразведки, а также для установления региональных закономерностей геологического строения, получения новых сведений о геологических процессах по региону и т.д.

8.4. Интерпретация данных каротажа

Интерпретация данных каротажа выполняется по схеме, приведенной на рис. 8.1. Исходный материал - каротажные диаграммы, прошедшие предварительную обработку - контроль качества. Выбор физических моделей определяется характером геологического разреза и имеющимися данными теоретических расчетов связей регистрируемого сигнала с параметрами модели среды и измерительной установки. Обычно используются модели в виде пласта ограниченной мощности со скважиной или пласта неограниченной мощности со скважиной. Для выбранных моделей привлекают имеющиеся материалы решения прямых задач, данные теоретических расчетов или физического моделирования.

Переход от измеряемых геофизических параметров к геологическим осуществляется на основе материалов изучения физических свойств горных пород и геологического опробования руд на месторождениях.

Для определения литологического состава, содержания полезных компонентов и других свойств пород используется широкий комплекс сведений, рассматриваются результаты геофизической интерпретации диаграмм разных методов каротажа, материалы изучения физических свойств горных пород и результаты геологического опробования, полученные при изучении образцов керна. Рассматриваются петрофизические связи, т. е. количественные соотношения между изучаемым геофизическим параметром и геологическими свойствами породы.

При геологической интерпретации все рассматриваемые материалы увязываются между собой и образуют обобщенные геолого-геофизические сведения по изучаемой скважине, включающие геолого-геофизический разрез по скважине, характеристику полезных ископаемых, расчетные параметры пластов. По этим материалам составляют геофизическое заключение по скважине.

Материалы комплексирования методов каротажа по отдельным сква-

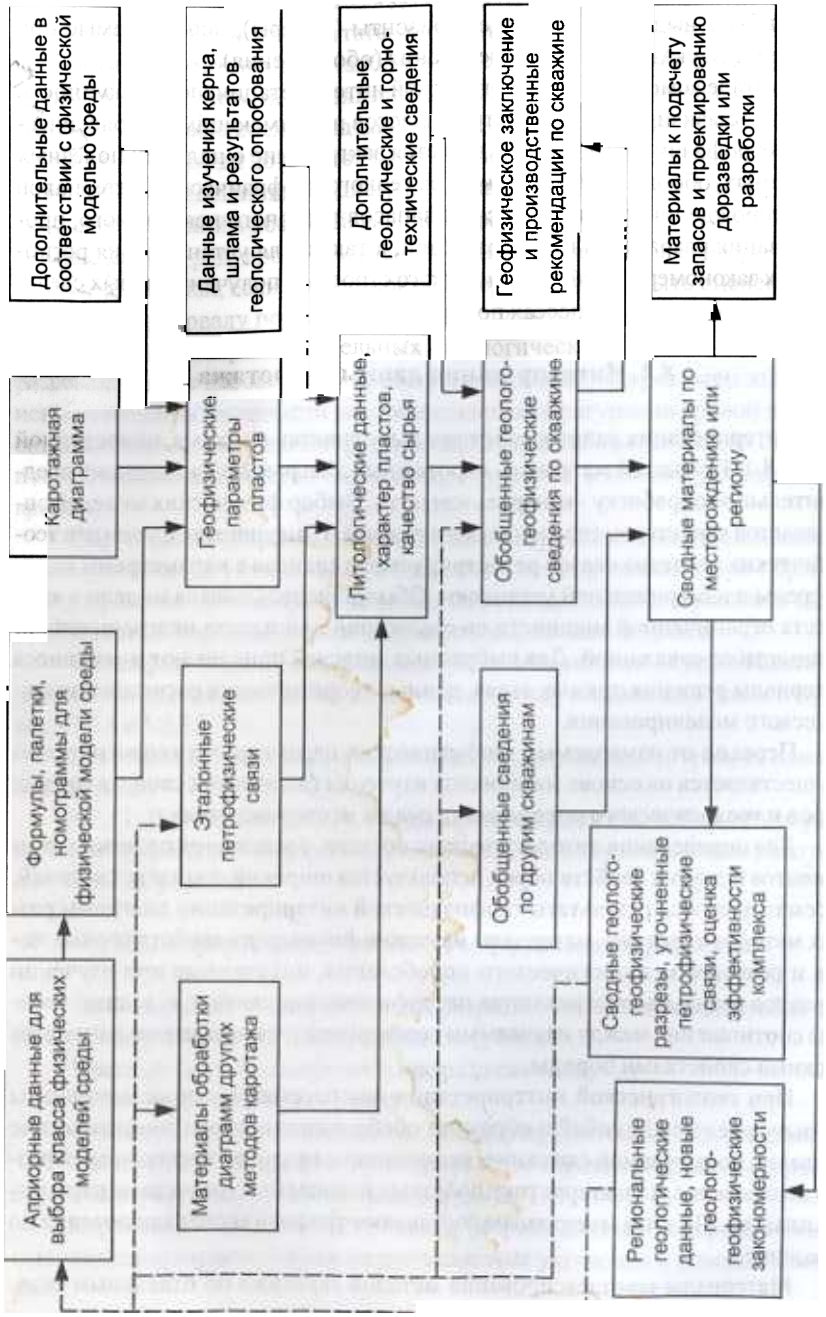


Рис. 8.1. Схема процесса интерпретации материалов каротажа

жинам сопоставляются между собой, обобщаются и группируются в сводные геолого-геофизические материалы по месторождению, району или региону. На основе сводных материалов подсчитываются запасы полезного ископаемого, проектируется разработка или доразведка месторождения, составляется заключение по объекту.

Результаты сводной интерпретации используются при совершенствовании методики обработки данных каротажа, уточнении исходных петрофизических зависимостей, оценке информативности применяемых методов и уточнении комплекса геофизических исследований. Сводная интерпретация позволяет осуществить обратную связь в ходе обработки данных каротажа. Обратная связь существенно повышает точность, помехоустойчивость системы обработки, т. е. позволяет получить окончательные выводы, в большей степени отражающие действительное геологическое строение месторождения, более точные оценки запасов полезных ископаемых. Ранее полученные данные используются при интерпретации новых материалов. Если уточнение зависимостей существенно, то данные переинтерпретируют. На рис. 8.1 обратные связи отмечены штриховыми линиями.

Дальнейшее обобщение геолого-геофизических материалов по группе месторождений, крупным регионам, кроме изучения особенностей геологического строения в ряде случаев позволяет открыть новые геолого-геофизические закономерности, оценить эффективность применяемых комплексов, определить направления развития методов каротажа.

8.5. Оформление заключительной отчетности

Заключительная отчетность оформляется в соответствии с требованиями, указанными в геологическом задании.

Результаты каротажных исследований на том или ином геологическом объекте представляются в Российский федеральный геологический фонд (Росгеолфонд) и территориальные геологические фонды, а также в Государственный банк цифровой геологической информации (ГБЦГИ) в соответствии со следующими документами:

- ГОСТ 7.63–90. Отчет о геологическом изучении недр;
- Временные методические указания по подготовке, оформлению и сдаче в федеральный и территориальные геологические фонды отчетных материалов, выполненных с использованием компьютерных технологий. – М.: МПР России, 1998;
- Временная инструкция о порядке, составе и формах представления информации каротажа скважин в Государственный банк цифровой геологической информации. – М.: ГлавНИВЦ, МПР России, 1997.

9. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

9.1. Общие положения

До начала работ весь персонал должен быть ознакомлен с основными правилами охраны труда и техники безопасности при каротаже, о чем в журнале инструктажа должна быть произведена соответствующая запись.

При проведении каротажных работ необходимо строго соблюдать требования следующих нормативных документов: Правила безопасности при геологоразведочных работах (см. 9.7.3); Нормы радиационной безопасности НРБ-99 (см. 9.7.1); Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности – ОСПОРБ-99 (см. 9.7.2); Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий (см. 9.7.5).

Ответственность за соблюдение правил техники безопасности, а также за принятие мер по охране труда несут начальник, главный инженер, главный геофизик и руководитель каротажной службы предприятия (экспедиции, партии, отряда). Должностные лица и инженерно-технические работники, допустившие проведение каротажных работ с нарушением правил охраны труда и техники безопасности, привлекаются к дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в порядке, установленном законами Российской Федерации.

Для предупреждения несчастных случаев необходимо:

- организовать каротажные работы в соответствии с требованиями настоящей Инструкции;
- ознакомить и обучить работающих с правилами безопасного проведения каротажных работ и обеспечить строгое их выполнение;
- установить ограждения вдоль движущихся частей и механизмов;
- содержать оборудование, механизмы и инструменты в исправном состоянии;
- содержать в чистоте и порядке помещения и рабочие места;
- снабдить работников спецодеждой, спецобувью, защитными средствами и предохранительными устройствами в соответствии с действующими правилами и нормами;
- строго соблюдать правила охраны труда и техники безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

Каждый исполнитель до начала работ обязан проверить состояние рабочего места, исправность механизмов, оборудования и инструментов. Категорически запрещается проводить работы с неисправными механизмами, оборудованием и инструментами.

В рабочих помещениях, на буровой и в каротажной станции должно быть обеспечено нормальное освещение рабочих мест.

При каротажной станции должна быть аптечка с набором медикаментов и перевязочных материалов для оказания первой помощи и огнетушитель.

При каждом несчастном случае следует:

- немедленно оказать пострадавшему медицинскую помощь;
- прекратить работы до устранения неисправности или причин, вызвавших несчастный случай.

Расследование и учет всех несчастных случаев должны проводиться в строгом соответствии с «Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве», утвержденным постановлением Правительства РФ № 279 от 11.03.1999 г.

9.2. Основные правила техники безопасности при каротаже

При работе на буровой скважине необходимо:

- установить каротажную станцию таким образом, чтобы была обеспечена хорошая видимость между станцией и устьем скважины, а ось барабана подъемника была горизонтальна и перпендикулярна к оси скважины, при этом расстояние между каротажной станцией и скважиной должно быть больше высоты буровой вышки;
- надежно укрепить блок-баланс над устьем скважины таким образом, чтобы плоскость ролика проходила через середину барабана подъемника перпендикулярно к его оси, а геофизический кабель опускался по оси скважины;
- закрепить станцию ручным тормозом и подложить под колеса автомобиля специальные упоры;
- проверить исправность тормозных механизмов подъемника, качество ограждений и надежность механического крепления муфты и скважинного прибора;
- проверить действие подъемника бурового станка;
- удалить с буровой посторонних лиц.

Запрещается проводить каротажные работы на буровой:

- если подготовка скважины не соответствует предъявляемым геологической службой требованиям;
- при сильном газировании скважины, аномальном поглощении промывочной жидкости и при наличии препятствий для прохождения скважинного прибора в скважине;
- во время грозы.

В отдельных случаях при наличии препятствий для прохождения скважинного прибора и при угрозе прихвата геофизического кабеля или скважинного прибора по решению начальника партии (отряда) каротаж скважины проводят принудительным способом с помощью буровых штанг, внутрь которых помещают кабель. При этом спуск буровых штанг производят без вращения.

Между каротажной станцией и устьем скважины не должно находиться предметов, препятствующих движению кабеля.

Перед включением подъемника машинист обязан установленным сигналом предупредить окружающих о начале подъема или спуска скважинного прибора. При спуске или подъеме скважинного прибора у подъемника должен находиться машинист.

При неисправности кабелеукладчика направлять наматываемый на барабан кабель можно только с помощью специального рычага.

Спуск геофизического кабеля с ручного подъемника разрешается только при снятых ручках и при наличии надежно действующего тормоза.

При длительных остановках подъемника необходимо пользоваться храповиком. Собачку храповика можно опускать только при заторможенном барабане подъемника.

По окончании спуска геофизического кабеля в скважину на барабане подъемника должно оставаться не менее половины ряда витков кабеля.

Во время работы подъемника запрещается:

- смазывать движущиеся части механизмов;
- регулировать приводные цепи и ремни;
- тормозить движущиеся части при помощи каких-либо предметов, не предназначенных для этой цели, а также непосредственно руками или ногами;
- переступать через движущийся кабель, браться за него руками, касаться, наклоняться и поправлять на нем метки.

Во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок-баланса в 25-30 м от скважинного прибора на кабеле должна быть установлена хорошо различимая предупредительная метка.

Скорость подъема скважинного прибора при подходе к устью скважины после появления предупредительной метки должна быть не более 150 м/ч.

При сильном натяжении кабеля в случае его прихвата персоналу запрещается находиться между устьем скважины и подъемником.

9.3. Обращение с электрооборудованием

Перед проведением каротажа корпус каротажной станции, рамы подъемника и другие устройства должны быть надежно заземлены. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 400 Ом, а в грунтах с высоким удельным сопротивлением и в многолетней мерзлоте 10 Ом. Для заземления агрегатов следует использовать контур заземления буровой.

Каротажное оборудование должно подключаться к электрической сети напряжением не более 380 В. Подключение каротажной станции к электрической сети буровой установки производится специальным персоналом после окончания сборки электрической схемы станции.

Кабель, соединяющий электрооборудование с электрической сетью, должен быть подвешен на высоте не менее 2 м и располагаться в местах, где нет проходов и где исключена возможность его повреждения.

Разборка и сборка электрических схем разрешается только при выключенных источниках питания. Запрещается пользоваться соединительными проводами, кабелями, выключателями и т. д. с оголенными и незащищенными выводами.

Зарядку и ремонт аккумуляторов должны выполнять лица, знакомые с соответствующими инструкциями и знающие способы безопасного выполнения этих работ.

9.4. Правила пожарной безопасности

При выполнении каротажных работ персонал должен руководствоваться «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» [9.7.5]. При возникновении пожара каждый работник должен занять свое место согласно предписанию и четко выполнять обязанности по ликвидации пожара. Ответственность за соблюдение правил противопожарной безопасности возлагается на начальника партии (отряда).

Производственные помещения и автомобили каротажной партии (отряда) должны быть снабжены противопожарным инвентарем: на каждом автомобиле каротажной станции должны быть огнетушитель, топор, лопата, ведро, кошма.

Запрещается пользоваться открытым огнем на расстоянии до 15 м от буровой и 10 м от каротажной станции.

Ветошь и другие обтирочные материалы должны храниться в плотно закрытых железных ящиках. Использованный обтирочный материал запрещается хранить в помещениях и на каротажной станции.

9.5. Меры радиационной безопасности

При проведении работ по ГК необходимо соблюдать Правила безопасности при геологоразведочных работах (см. 9.7.3), Нормы радиационной безопасности (НРБ-99) (см. 9.7.1) и Основные санитарные правила обеспечения радиоционной безопасности – ОСПОРБ-99 (см. 9.7.2).

Работы с закрытыми источниками гамма-излучения, их хранение, транспортирование могут производиться только после получения подразделением, использующим эти источники, санитарного паспорта, который выдают местные органы санитарно-эпидемиологической службы (СЭС).

К работе с источниками, а также к проведению каротажа допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, проинструктированные и сдавшие экзамен по общей и радиационной технике безопасности.

Учет и хранение источников ведет специально выделенное лицо из числа персонала подразделения, проводящего каротаж, и назначенное приказом по подразделению.

Источники должны храниться в хранилищах (шкаф, контейнер, сейф и т. п.), оборудованных защитными средствами в условиях, исключающих доступ к ним посторонних лиц.

Выдача источников для проведения работ производится ответственным лицом после письменного разрешения начальника подразделения или специально уполномоченного лица - с обязательной регистрацией выдачи и возврата в приходно-расходном журнале учета движения источников в подразделении.

При транспортировании источников должны выполняться Правила безопасности при транспортировании радиоактивных веществ (ПБТРВ-73) (см. 9.7.4).

При обнаружении хищения или утери источников начальник подразделения должен немедленно информировать об этом вышестоящую организацию, местные органы СЭС и внутренних дел и действовать по их указанию.

Дозы облучения, получаемые персоналом при работе с источниками, определяются расчетом и по данным проводимых в установленном порядке дозиметрических измерений, в том числе путем проведения индивидуального дозиметрического контроля.

Во избежание превышения предельно допустимой дозы облучения, установленной НРБ, необходимо:

- использовать экраны, контейнеры, щипцы или захваты и другие защитные и дистанционные приспособления для экранирования источников и удаления их от исполнителей;
- сокращать по мере возможности время работы с источниками;
- максимально удалять источники от работающих.

9.6. Предотвращение и ликвидация аварий на скважине

9.6.1. При неисправном оборудовании, неправильном проведении работ или неудовлетворительном техническом состоянии скважин при геофизических работах возможны аварии: прихват кабеля или скважинного прибора, оставление в скважине груза или скважинного прибора, выброс приборов с кабелем и т.п.

9.6.2. Во избежание аварий следует:

- избегать каких бы то ни было длительных остановок кабеля в некрепленной части скважины (вне колонны); в случае задержки в измерении следует непрерывно перемещать кабель, опуская или поднимая его, или вывести кабель из необсаженной части скважины в обсаженную; особенно опасны остановки на забое;

- своевременно, до начала спуска прибора и кабеля в скважину, проверить исправность привода лебедки и запустить двигатель подъемного механизма. При отказе двигателя или поломке агрегатов спуско-подъемного механизма во время нахождения прибора в скважине при наличии на скважине бурового оборудования с вышки поднять кабель при помощи буровой лебедки, зацепляя его за подъемный крюк. При отсутствии на скважине бурового оборудования следует, если позволяют условия, поднять и извлечь из скважины кабель и скважинный прибор руками, используя барабан лебедки. Если поднять прибор не представляется возможным, следует закрепить кабель на устье скважины и осуществить необходимый ремонт вышедших из строя агрегатов.

9.6.3. Место крепления груза или скважинного прибора к кабелю делают ослабленным (до 0,5 номинального разрывного усилия кабеля), чтобы при прихвате обрыв происходил в этом месте (см. пункт 3.6.55).

9.6.4. В случае прихвата кабеля глубину места прихвата ориентировочно оценивают по удлинению кабеля, а именно $H = U/(cT)$, где U – удлинение кабеля в скважине от дополнительной нагрузки; c – коэффициент упругого удлинения; T – дополнительная нагрузка после прихвата (создается с целью определить U). Коэффициент желательно брать для случая свободного растяжения кабеля. При отсутствии справочного материала коэффициент c можно ориентировочно определять по формуле $c = 8{,}7 \cdot 10^{-3}/F$, кН$^{-1}$, где F – площадь нормального сечения проволок брони кабеля, мм^2.

9.6.5. При прихвате необходимо попытаться как можно скорее освободить кабель, дав ему при помощи каротажной лебедки большее натяжение (до 0,5 его номинального разрывного усилия), а затем «расхаживая» кабель, т.е. давая ему многократные натяжения и слабину.

При расхаживании в случае прихвата прибора необходимо, чтобы дополнительная нагрузка на кабель не превосходила прочность крепления кабеля к кабельному наконечнику.

Если принятые 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.

При прихвате кабеля при электрическом каротаже, когда на конце кабеля подвешен лишь груз, вместо овершота можно пользоваться отрезком трубы с окном. 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 окно, соединяют жилы кабеля с коллектором и опять наматывают кабель на барабан лебедки; для ускорения работ можно также, размотав несколько витков кабеля, обрубить (в случае оплеточных и шланговых кабелей) его и после этого продеть обрубленный конец через окно овершота;

- дав кабелю натяжение до 0,5 от его номинального разрывного усилия, спускают овершот в скважину, сохраняя заданное натяжение кабеля;

- за 5 – 10 м до груза или скважинного прибора буровой инструмент опускают медленнее и одновременно промывают скважину; момент освобождения кабеля отмечается по снижению его натяжения;

- после ликвидации прихвата трубы кабель поднимают, одновременно наблюдая, чтобы количество выбираемого из скважины кабеля соответствовало длине поднятых бурильных труб. При спуске и подъеме труб их нельзя поворачивать;

- в скважинах с небольшой кривизной и глубиной до 400 м рекомендуется кабель пропускать через бурильные трубы.

9.6.6. Если освободить кабель в месте прихвата не удается, его обрывают. Для этой цели кабель сильно натягивают 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.

9.6.7. Для облегчения ловильных работ по извлечению оставленных в скважине приборов кабельные головки и головки скважинных приборов имеют установленные размеры и формы согласно ГОСТ 14213–89, выбранные так, чтобы обеспечить их подъем при ловильных работах. Геофизическое предприятие должно иметь соответствующий ловильный инструмент для применяемой скважинной аппаратуры.

9.6.8. Для ловли оставленных в скважине скважинных приборов, снабженных ловильной головкой, применяют обычный овершот. Извлечение оставленных в скважине приборов может быть произведено также при помощи паука-трубы, на нижнем конце которой сделаны вырезы (зубья) треугольной формы.

9.6.9. Кабель, оставленный в скважине, не рекомендуется разбуривать долотом, так как, наматываясь на долото, он может создать большие затруднения при подъеме инструмента. Оставленный в 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 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 скважинах в верхней части крюка делается утолщение (ограничитель) такого размера, чтобы зазор между ним и стенкой скважины был меньше диаметра кабеля. Если это нельзя обеспечить, то утолщение делать не следует.

В необсаженных скважинах пользоваться крюком с утолщением нельзя.

9.6.10. Если при подъеме груз или скважинный прибор цепляет за башмак обсадной колонны и не может войти в обсадные трубы, то, не давая кабелю большого натяжения, необходимо освободить его при помощи овершота.

9.6.11. В случае прихвата скважинного прибора в скважине или при обрыве кабеля необходимо провести ловильные работы и принять все возможные меры по извлечению прибора из скважины. Разбуривать скважину, если в ней оставлен скважинный прибор с источником, категорически запрещается.

9.6.12. Если принятыми мерами не удалось извлечь скважинный прибор с источником, то необходимо:

- известить местные органы Госсаннадзора, внутренних дел и районную администрацию и по прибытии их представителей провести измерения уровней радиоактивности на участке вокруг устья скважины;

- протолкнуть скважинный прибор на забой и залить скважину с помощью насоса бурового станка цементным раствором слоем не менее 2 м.

9.6.13. При обнаружении радиоактивного загрязнения участка возле устья скважины загрязненный грунт следует собрать и захоронить. Работа по очистке и захоронению загрязненного грунта проводится специализированными организациями под наблюдением органов Госсанэпиднадзора.

9.6.14. При радиоактивном загрязнении инструмента, приборов и оборудования на скважине должны быть приняты меры по их дезактивации в соответствии с требованиями НРБ и ОСПОРБ.

9.7. Список основных утвержденных и действующих инструкций и нормативных документов по технике безопасности.

9.7.1. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99). – М.: Минздрав России, 1999. – 116 с.

9.7.2. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности – ОСПОРБ-99. – М.: Минздрав России, 2000. – 100 с.

9.7.3. Правила безопасности при геологоразведочных работах / Сост. О.А.Бурдин, В.Г.Климин. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

9.7.4. Правила безопасности при транспортировке радиоактивных веществ (ПБТРВ-73). – М.: Атомиздат, 1974. – 104с.

9.7.5. Типовые привила пожарной безопасности для промышленных предприятий. – М.: ВИЭМС, 1975.