

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

В.Г. Язиков, А.В. Легавко

**ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ
И ОСВОЕНИИ ИНФИЛЬТРАЦИОННЫХ (ГИДРОГЕННЫХ)
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2012

УДК 553.495:550.83(075.8)

ББК 26.341:26.2я73

Я40

Языков В.Г.

Я40 Особенности проведения геофизических исследований в скважинах при изучении и освоении инфильтрационных (водородных) месторождений урана: учебное пособие / В.Г. Языков, А.В. Легавко; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 95 с.

В пособии изложены основные понятия, термины, этапы и методы геофизических исследований скважин при изучении и освоении инфильтрационных (водородных) месторождений урана. Отражены принципы проведения исследований в скважинах, показывается современная основная аппаратная база для проведения геофизических работ, а также нормативная документация для проведения работ на месторождениях с отработкой способом подземного скважинного выщелачивания.

Предназначено для студентов бакалавриата и магистрантов, обучающихся по направлению 020700 «Геология», профиль «Геология месторождений радиоактивного сырья», а также для круга читателей, занимающихся изучением месторождений урана.

УДК 553.495:550.83 (075.8)

ББК 26.341:26.2я73

Рецензенты

Доктор геолого-минералогических наук, профессор ТГУ

В.П. Парначев

Кандидат геолого-минералогических наук
заместитель начальника экспедиции геолого-технологических
исследований и газового каротажа
ООО «ВОСТОКГАЗПРОМгеофизика»

О.А. Миков

ё

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2012

© Языков В.Г., Легавко А.В., 2012

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ.....	8
1.1. Термины и определения, применяемые при геофизических исследованиях в скважинах (ГИС).....	8
1.2. Термины и определения, применяемые при обработке и интерпретации ГИС.....	10
1.3. Термины и определения, применяемые при характеристике физических свойств и параметров объектов интерпретации результатов ГИС.....	11
2. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ (ГИС).....	12
3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ.....	14
3.1. Гамма-каротаж (интегральный).....	14
3.2. Электрокаротаж (КС, ПС).....	34
3.3. Резистеметрия.....	42
3.4. Индукционный каротаж (ик).....	44
3.5. Инклинометрия.....	44
3.6. Нейтрон-нейтронный каротаж.....	45
3.7. Каротаж по мгновенным нейтронам деления (КНД-М).....	46
3.8. Гамма-гамма плотностной каротаж.....	49
3.9. КАВЕРНОМЕТРИЯ (КМ).....	50
3.10. Токовый каротаж (ТК).....	51
3.11. Термометрия (ТМ).....	51
3.12. Расходомерия (РХ).....	51
3.13. Гидрогеохимический каротаж (ГХК).....	54
3.14. Радиоволновая геоинтроскопия (РВГИ).....	54

4. КОМПЛЕКСЫ ГИС НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ РАБОТ	56
4.1. Эксплуатационная разведка.....	56
4.2. Подготовка участка к эксплуатации	58
4.3. Эксплуатация участка	60
4.4. Ликвидация участка.....	62
5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ВЕДЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ	64
5.1. Организация работ.....	64
5.2. Основные требования к проведению каротажных работ в скважинах.....	64
5.3. Ведение документации.....	65
6. РАДИОМЕТРИЧЕСКИЙ ПРОМЕР КЕРНА	67
7. ЛАБОРАТОРНЫЕ АНАЛИЗЫ ПРОБ.....	68
7.1. Химический состав руд.....	68
7.2. Минеральный состав руд.....	70
7.3. Лабораторные анализы определения основных элементов	71
7.3.1. Лабораторные анализы определения урана.....	71
7.3.2. Лабораторные анализы определения тория.....	71
7.3.3. Лабораторные анализы определения радия	72
8. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС) ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА, ОТРАБАТЫВАЕМЫХ МЕТОДОМ ПСВ	73
8.1. Каротажные станции.....	73
8.2. Каротажные регистраторы.....	76
8.3. Скважинные приборы.....	77
8.3.1. Радиометры и комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротажа.....	77

8.3.2. Скважинные электрзонды	79
8.3.3. Скважинные приборы индукционного каротажа	79
8.3.4. Инклинометры скважинные	80
8.3.5. Аппаратура нейтрон-нейтронного каротажа	81
8.3.6. Аппаратура каротажа по мгновенным нейтронам деления	82
8.3.7. Скважинные приборы гамма-гамма плотностного каротажа	84
8.3.8. Каверномеры скважинные	84
8.3.9. Термометры скважинные	85
8.3.10. Расходомеры скважинные.....	86
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Бурение является главным техническим средством при поисках и разведке урановых месторождений, для скважинного подземного выщелачивания, а также при эксплуатационной разведке и отработке этого типа месторождений. Поскольку разрез изучаемых пород, как правило, бывает представлен рыхлыми или слабосцементированными породами, одной из важнейших практических проблем оказывается получение полноценной информации по скважинам в условиях, когда высокий выход керна труднодостижим.

Следует заметить, что в принципе добиться достаточно высокого выхода керна можно почти всегда. Однако соответствующие мероприятия существенно удорожают стоимость бурения и снижают производительность буровых агрегатов, что ведет к удорожанию работ. Кроме того, подбор оптимальных режимов и технологий бурения для достижения максимального выхода керна, требует определенного объема опытных работ, а эти режимы и технологии могут сказаться достаточно эффективно только в условиях данного разреза.

Потери информации, обусловленные недостаточным выходом керна, могут быть восполнены проведением комплекса геофизических исследований в скважинах. Такие исследования, естественно, также сопряжены с дополнительными затратами. Однако, как показывает опыт республик СНГ, затраты на геофизические исследования в общем компенсируются увеличением технических скоростей и удешевлением погонного метра бурения. Вместе с тем комплекс этих исследований всегда гарантирует получение необходимого минимума информации, позволяющего почти во всех случаях считать поставленную геологическую задачу решенной.

Этот комплекс дает также возможность выбирать оптимальное сочетание кернового и более дешевого бескернового бурения при выполнении больших объемов буровых работ в условиях однородного разреза.

В практике геологоразведочных работ, выполнявшихся и выполняющихся в настоящее время при поисках и разведке месторождений урана, а также при их разработке, комплекс геофизических исследований в скважинах является обязательным.

Этот комплекс включает:

- гамма-каротаж скважин для выявления интервалов с урановой минерализацией и определения параметров уранового оруденения, а также литологического расчленения разреза;
- электрокаротаж (КС, ПС) скважин для литологического расчленения разреза и послойного изучения фильтрационных свойств;

- инклинометрию для оценки истинного положения стволов скважин и установления координат рудных пересечений в пространстве;
- кавернометрию для контроля за величиной диаметров скважин, что необходимо для расчета поправок на поглощение гамма-излучения в буровом растворе при интерпретации данных гамма-карстажа; результаты кавернометрии дают также дополнительный материал для литологического расчленения разреза и расчета необходимого количества тампонажной смеси при цементации затрубного пространства при сооружении технологических скважин;
- термометрию для определения температуры рудовмещающих горизонтов и геотермического градиента;
- другие специальные виды каротажа: нейтрон-нейтронный, гамма-гамма плотностной каротажа, токовый каротажа, расходомерию и др.

Необходимость специальных видов каротажа определяется проектом работ. Здесь следует особо подчеркнуть значение каротажа нейтронов деления, позволяющего оценивать содержание урана непосредственно, а не через гамма-активные продукты распада, что иногда оказывается необходимым при сильном смещении радиоактивного равновесия, в частности для контроля за извлечением урана при выщелачивании.

Автор благодарен сотрудникам компании НАК «Казатомпром», ОАО «Волковгеология»: Забазнову В.Л., Бармасову В.А., Матунову А.И., Дуйсенбаеву Б.О., Патрину А.П., Хасанову.Э.Г., Абрамову Е.К., Морозко В.Б., Бегуну А.Д. и многим другим за оказанную поддержку в подготовке настоящего пособия, предоставленные исследовательские материалы, а также за содействие в издании совместной работы: «Инструкции по подземному скважинному выщелачиванию урана».

Отдельно слова благодарности Бухарской Т.Ю. за оказанную помощь в оформлении настоящей работы.

1. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ

1.1. Термины и определения, применяемые при геофизических исследованиях в скважинах (ГИС)

➤ **Геофизические исследования в скважинах (ГИС)** – исследования различными методами каротажа с целью измерения геофизических параметров в скважинах, проводящиеся с целью изучения геологического разреза и массива горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах и выявления полезных ископаемых, контроля технического состояния скважин при разработке месторождений, опробования пластов и т.д., основанные на особенностях физических свойств горных пород, водоносных, нефте- и газоносных пластов, углей и руд.

➤ **Каротаж** – геофизические исследования в скважинах с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза и выявления полезных ископаемых.

➤ **Околоскважинные исследования** – геофизические исследования в скважинах с целью изучения массива горных пород в околоскважинном пространстве, поиска и разведки месторождений полезных ископаемых и решения инженерно-геологических задач.

➤ **Межскважинные исследования** – геофизические исследования в скважинах с целью изучения массива горных пород в межскважинном пространстве, поиска и разведки месторождений полезных ископаемых и решения инженерно-геологических задач.

➤ **Электрический каротаж** – каротаж, основанный на измерении характеристик электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно.

➤ **Каротаж сопротивления (КС)** – электрический каротаж, основанный на измерении кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород.

➤ **Боковое каротажное зондирование** – каротаж сопротивления с использованием нескольких однотипных зондов разной длины. Зонды прижаты к стенке скважины.

➤ **Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)** – электрический каротаж, основанный на измерении потенциалов самопроизвольной поляризации.

➤ **Стандартный электрический каротаж** – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации и каротаж сопротивления потенциал-зондом и (или) градиент-зондом, длину которых устанавливают в соответствии с геолого-геофизическими условиями района.

➤ **Токовый каротаж (ТК)** – электрический каротаж, основанный на измерении электрического сопротивления между заземленными электродами зонда.

➤ **Индукционный каротаж (ИК)** – электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород.

➤ **Радиоактивный каротаж** – каротаж, основанный на измерении характеристик полей ионизирующих излучений.

➤ **Гамма-каротаж (ГК)** – радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород.

➤ **Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКП)** – гамма-гамма-каротаж, основанный на измерении жесткой составляющей рассеянного гамма-излучения.

➤ **Нейтронный каротаж (НК)** – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения, сопровождающего распад естественных радиоактивных элементов в горных породах.

➤ **Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)** – радиоактивный каротаж, основанный на измерении характеристик нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешним источником нейтронов. В зависимости от энергии регистрируемых нейтронов различают ННК с измерением характеристик тепловых, надтепловых или быстрых нейтронов.

➤ **Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)** – нейтрон-нейтронный каротаж, основанный на измерении нестационарных нейтронных полей, возникающих в рудах и горных породах при облучении их внешним импульсным источником нейтронов.

➤ **Инклинометрия скважины** – определение угла и азимута падения пластов по данным геофизических измерений в одной скважине. При контроле технического состояния скважин – измерение зенитного угла и азимута скважины.

➤ **Кавернометрия скважины** – измерение среднего диаметра скважины.

➤ **Расходометрия скважины** – измерение скорости перемещения жидкости по скважине.

➤ **Резистивиметрия скважины** – измерение удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину.

➤ **Термометрия скважины** – измерение температуры по стволу скважины.

➤ **Контроль обсадных колонн** – измерение толщины и выявление дефектов обсадных колонн.

- **Контроль цементирования** – определение высоты подъема цемента.
- **Каротажная станция** – установка, состоящая из каротажной лаборатории и каротажного подъемника.
- **Каротажная лаборатория** – установка, предназначенная для проведения геофизических исследований в скважинах, включающая измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.
- **Каротажный подъемник** – оборудование для спуска и подъема на кабеле каротажных зондов, скважинных приборов, прострелочных и взрывных аппаратов.
- **Скважинная геофизическая аппаратура** – аппаратура, включающая наземные приборы, скважинный прибор или каротажный зонд.
- **Скважинный прибор** – прибор, предназначенный для проведения геофизических исследований в скважине.

1.2. Термины и определения, применяемые при обработке и интерпретации ГИС

- **Каротажный пласт** – прослой или несколько смежных прослоев, объединенных по близким каротажным значениям в соответствии с заданными критериями.
- **Прослой** – геологическое тело, однородное по изучаемому физическому свойству, ограниченное двумя поверхностями раздела, которые в пределах рассматриваемой области можно считать параллельными.
- **Опорный пласт** – каротажный пласт с известной физической характеристикой.
- **Пласт бесконечной мощности** – каротажный пласт, при дальнейшем увеличении мощности которого значения на каротажной кривой не изменяются.
- **Мощный пласт** – каротажный пласт, каротажные значения против которого близки к значениям против пласта бесконечной мощности.
- **Тонкий пласт** – каротажный пласт, на каротажные значения которого влияют физические свойства соседних пластов.
- **Пласт высокого сопротивления** – каротажный пласт, удельное электрическое сопротивление которого больше удельного электрического сопротивления вмещающей среды.
- **Пласт низкого сопротивления** – каротажный пласт, удельное электрическое сопротивление которого меньше удельного электрического сопротивления вмещающей среды.

- **Рудное тело** – естественное скопление руды произвольной формы в земной коре, по своим физическим характеристикам отличающееся от вмещающих пород.
- **Вмещающие породы** – породы, контактирующие с каротажным пластом или рудным телом.
- **Зона проникновения фильтрата промывочной жидкости** – часть пласта, в которую проник фильтрат промывочной жидкости.
- **Интерпретация данных каротажа** – обработка результатов геофизических исследований в скважинах с целью изучения геологического разреза, выделения и оценки полезных ископаемых.
- **Расчленение разреза скважин** – установление последовательности залегания пластов и определение их границ по данным каротажа.
- **Каротажная кривая** – график изменения каротажных значений вдоль скважины.

1.3. Термины и определения, применяемые при характеристике физических свойств и параметров объектов интерпретации результатов ГИС

- **Удельное электрическое сопротивление горной породы** – сопротивление горной породы проходящему через нее электрическому току, отнесенное к единице поперечного сечения и длины образца породы, [Омм].
- **Удельное электрическое сопротивление пласта**– удельное электрическое сопротивление части пласта, не затронутой проникновением промывочной жидкости, [Омм].
- **Удельное электрическое сопротивление зоны проникновения**– удельное электрическое сопротивление однородного concentрического слоя, эквивалентного по влиянию на величину кажущегося сопротивления зоны проникновения, [Омм].
- **Эффективная плотность каротажного пласта** – разность плотностей каротажного пласта и вмещающих пород.
- **Самопроизвольная поляризация в скважине** – самопроизвольное образование электрического поля в скважине и вблизи нее.
- **Потенциал самопроизвольной поляризации в скважине** – потенциал электрического поля, возникающего при самопроизвольной поляризации. Включает в себя диффузионный, диффузионно-абсорбционный и фильтрационный потенциал.

2. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ (ГИС)

Виды и периодичность геофизических исследований скважин зависят от задач, которые необходимо решать на каждом этапе работ на месторождении, и от условий, в которых их нужно проводить.

При отработке месторождений способом ПСВ выделяют следующие этапы работ:

1. Эксплуатационная разведка;
2. Подготовка участка к эксплуатации;
3. Эксплуатация участка;
4. Ликвидация участка.

Геофизические исследования скважин выполняются для решения следующих задач:

1. Геотехнологические:

- определение параметров рудных пересечений (мощность, содержание);
- определение глубины залегания рудных тел;
- литолого-фациальное расчленение разреза;
- определение эффективной мощности проницаемых пород продуктивного горизонта;
- определение коэффициентов фильтрации рудовмещающего горизонта;
- изучение распространения технологических растворов в разрезе скважины и в плане блока;
- изучение динамики выщелачивания урана в процессе отработки;

2. Технические:

- определение азимутальных отклонений и углов наклона скважины;
- определение истинного диаметра скважины;
- определение целостности обсадных колонн из полиэтиленовых труб;
- определение интервала размещения фильтров и контроль правильности их установки;
- изучение приемистости фильтров;
- контроль цементации и качества гидроизоляции рудовмещающего горизонта;
- определение границ и качества гравийной обсыпки фильтровой зоны;

- оценка расхода технологических растворов в местах нарушения обсадной колонны.

3. Экологические:

- контроль за растеканием растворов в вышележащие водоносные горизонты;

- изучение динамики восстановления среды после завершения процесса отработки.

Для решения геотехнологических, технических и экологических задач на различных этапах проведения работ применяются следующие геофизические методы исследования скважин:

- гамма-каротаж (ГК);
- каротаж методом мгновенных нейтронов деления (КНД-м);
- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК);
- гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П);
- электрокаротаж методами кажущегося сопротивления (КС) и самопроизвольной поляризации (ПС):
 - индукционный каротаж (ИК);
 - токовый каротаж (ТК);
 - инклинометрия (ИНК);
 - кавернометрия (КМ);
 - термометрия (ТМ);
 - расходометрия (РХ);
 - гидрогеохимический каротаж (ГХК).

3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ

3.1. Гамма-каротаж (интегральный)

Гамма-каротаж является основным видом геофизических исследований в скважинах при поисках, разведке и отработке урановых месторождений.

Как известно [2], природный уран представляет собой смесь трех изотопов (таблице 3.1.)

Таблица 3.1.

Изотопы природного урана

Изотоп	Содержание в природном уране, %	Период полураспада, лет
^{238}U	99,2739	$4,47 \times 10^9$
^{235}U	0,7204	$7,04 \times 10^8$
^{234}U	0,0057	$2,04 \times 10^5$

Все изотопы урана являются альфа-излучателями. Изотопы ^{238}U и ^{235}U образуют ряды распада и через последовательность промежуточных продуктов превращаются в стабильные изотопы свинца ^{206}Pb и ^{207}Pb . Изотоп ^{234}U – один из промежуточных продуктов распада ^{238}U .

Среди продуктов распада ^{238}U и ^{235}U имеются гамма – излучающие изотопы, причем, поскольку в природном уране преобладает ^{238}U , его гамма – радиоактивность в основном определяется продуктами этого ряда распада. Характеристики излучения наиболее важных промежуточных продуктов распада ^{238}U приводятся на рис. 3.1.

В длительно существующих замкнутых природных системах между содержаниями урана, радия и гамма-активных продуктов распада устанавливается равновесие, позволяющее по интенсивности гамма-излучения определять содержание урана. Такое равновесие устанавливается через $2,5 \times 10^6$ лет, что соответствует десятикратному времени полураспада наиболее долгоживущего промежуточного продукта ^{234}U . Однако природные системы всегда в какой-то степени незамкнуты, и в них могут происходить потеря части промежуточных продуктов и нарушение радиоактивного равновесия. Чаще всего такое нарушение бывает связано с разной геохимической подвижностью двух элементов – самого урана и радия. Радий, являясь гомологом щелочноземельных металлов (кальция, бария), практически неподвижен в сульфатной среде и безразличен к величине окислительно-восстановительного потенциала. Уран, будучи поливалентным металлом, чувствителен к изменению окислительно-восстановительного потенциала среды и в шестивалентном состоянии легко подвижен в сульфатной и карбонатной обстановках.

**Радионуклиды уранового ряда,
спектры их гамма - излучения и вклад каждого
элемента в данные гамма-каротажа**

Элемент	Нуклид	Принятый символ	Период полураспада	Энергия гамма - излучения					E _γ кэВ	Вклад в ГИ %
				500	1000	1500	2000	2500		
⁹² U	²³⁸ U	UI	4,47*10 ⁹ лет							
	²³⁴ U	UII	2,44*10 ⁵ лет							
⁹¹ Pa	²³⁴ Pa	UX2	1,17 мин							
⁹⁰ Th	²³⁴ Th	UX1	24,1 сут.	63-151						6,05
	²³⁰ Th	I ₀	7,7*10 ⁴ лет	68-253						0,29
⁸⁸ Ra	²²⁶ Ra	R ₀	1602 лет							
⁸⁶ Rn	²²² Rn	Rn	3,82 сут							
⁸⁴ Po	²¹³ Po	RaA	3,05 мин							
	²¹⁴ Po	RaC'	1,64*10 ⁻⁴ с							
	²¹⁰ Po	RaF	138,4 сут							
⁸³ Bi	²¹⁴ Bi	RaC	19,7 мин					448-2435		62,56
	²¹⁰ Bi	RaE	5,01 сут							
⁸² Pb	²¹⁴ Pb	RaB	26,8 мин			53-833				29,4
	²¹⁰ Pb	RaD	20,4 лет	46						1,7
⁸¹ Tl	²¹⁰ Tl	RaC''	1,32 мин							

Основными гамма-излучателями в ураново-радиевом ряду являются короткоживущие продукты распада Радона-222 - Висмут-214 (RaC) и Свинец-214 (RaB). На их долю приходится почти 92% гамма-излучения ряда, поэтому гамма-аномалии, регистрируемые при проведении гамма-каротажа, отражают содержания в горных породах именно этих элементов

Рис. 3.1. Характеристики излучения наиболее важных промежуточных продуктов распада ²³⁸U

Соотношение между радием и ураном принято выражать коэффициентом радиоактивного равновесия:

$$K_{p.p} = C_{Ra} / C_U, \quad (3.1)$$

где C_{Ra} и C_U – соответственно массовые доли радия в единицах равновесного урана (1 г U ~ 3,4*10⁻⁷ г Ra) и урана.

Для равновесных руд $K_{p.p} = 1$, при избытке радия $K_{p.p} > 1$, при его недостатке – $K_{p.p} < 1$.

Кроме радиоактивного равновесия между радием и ураном некоторое практическое значение может иметь также равновесие между ураном и промежуточным, относительно долгоживущим изотопом ²³⁰Th – часто называемым «ионием» (I₀). Являясь изотопом тория, ионий практически не мигрирует в водной среде. Равновесие между ураном и ионием устанавливается примерно через 500 тыс. лет. В окисленных породах со стороны движущегося фронта пластового окисления содержания урана и иония постепенно убывают, но приближаются к равновесным.

Установив положение зоны равновесия уран – ионий и, измерив расстояние между этой зоной и современным положением фронта пластового окисления, можно вычислить скорость «разбегания» этих когда-то совмещенных фронтов. Для месторождения Карамурун, например [1], такие вычисления дали значение скорости перемещения фронта пластового окисления около 5×10^{-4} м/год, или 1 м за 2000 лет.

Соотношение между концентрацией урана и интенсивностью гамма-излучения зависит от состояния радиоактивного равновесия системы, химического состава среды (величины эффективного атомного номера), плотности и влажности руд, наличия других радиоактивных элементов (тория, калия), технических характеристик измерительной аппаратуры и стабильности ее работы. Поэтому, строго говоря, зависимость концентрации и интенсивности излучения имеет статистический, а не функциональный характер. Однако количество влияющих факторов не столь уж велико, и все они в принципе поддаются учету и контролю. Возможны два подхода к интерпретации результатов гамма-каротажа. При статистическом подходе по некоторому количеству реперных керновых проб определяется уравнение (график) регрессии величин интенсивности излучения и концентрации урана, используемое в дальнейшем как расчетная формула (номограмма). При детерминистском подходе концентрацию урана все-таки определяют как функцию интенсивности излучения, вводя в выражение этой функции различные поправки.

Общая формула расчета средних содержаний выглядит при этом следующим образом:

$$C = \frac{S \cdot P_1 \cdot P_2}{K_o \cdot K_{p,p} \cdot M \cdot 100^{-\gamma}} \times \frac{P_2}{K_{p,p}} \quad (3.2),$$

где C – содержание урана, %; S – площадь гамма-аномалии, пА/кг-см; P_1 – поправка на поглощение излучения в обсадке и буровом растворе; P_2 – поправка на эманирование; K_o – пересчетный коэффициент, пА/кг/ %; $K_{p,p}$ – коэффициент радиоактивного равновесия; M – мощность рудного интервала, см; γ – урановый эквивалент излучения Th и K40.

Длительный опыт успешной эксплуатации урановых месторождений, оценка которых выполнялась на основе интерпретации каротажных измерений, показывает достаточную надежность применяемой методики.

Особенности производства гамма-каротажа на гидрогенных урановых месторождениях, намечаемых для отработки подземным выщелачиванием, определяются двумя основными факторами:

- относительно низкими содержаниями урана и соответственно малыми величинами интенсивности гамма-излучения, которые прихо-

дится измерять и интерпретировать, что повышает требования к точности и воспроизводимости измерений;

- невыдержанностью, изменчивостью радиоактивного равновесия в рудах таких месторождений, вследствие чего необходимы специальные методы определения и учета соответствующих поправок.

Стабильность работы радиометров в процессе каротажа контролируется измерением специальных цилиндрических эталонов, надеваемых на скважинный датчик, до и после проведения каротажа каждой скважины на всех рабочих диапазонах прибора. Расхождение измерений не должно превышать 10 %. Среднее из измерений в начале и конце каротажа сравнивается с результатами измерения этого же эталона при градуировке прибора. Расхождение не должно быть более 7 %. Цилиндрические эталоны изготавливают из равновесной урановой руды с содержанием 0,2–0,5 % урана.

При разведке месторождений рекомендуется также создавать контрольно-проверочные скважины. С этой целью одна из разведочных скважин, вскрывающая типичное рудное тело, обсаживается трубами на всю глубину и сохраняется в течение всего периода разведки. Работа каротажных приборов периодически проверяется каротажом такой контрольной скважины. Расхождение результатов повторных измерений по метропроценту (площади кривой каротажной диаграммы) не должно превышать 5 %.

Результаты каротажа, выполненного с соблюдением установленных требований, подлежат количественной интерпретации.

Пересчетный коэффициент, связывающий интенсивность излучения с концентрацией урана (K_0) для равновесных руд зависит от электронной плотности среды, определяемой величиной эффективного атомного номера руды, плотности и влажности руды и содержания тория и калия.

Кроме того, при интерпретации необходимо корректировать значения измеряемой интенсивности гамма-излучения с учетом поглощения обсадными трубами и буровым раствором в кольцевом зазоре между стенками датчика и скважины. Величина этого зазора принимается по фактическим диаметрам датчика и скважины с учетом данных кавернометрии. Плотность бурового раствора обычно колеблется в пределах 1,1–1,3 г/см³.

Эффективный атомный номер среды определяется по результатам полных химических анализов 8–10 групповых проб для каждого месторождения.

Среднее значение величины Z рассчитывается по следующей формуле:

$$Z = \sqrt[m]{\frac{\sum P_i \frac{Z_i}{A_i} \cdot Z_i^m}{\sum P_i \frac{Z_i}{A_i}}}, \quad (3.3)$$

где P_i , Z_i , A_i – соответственно концентрация, атомный номер и атомная масса каждого слагающего руду элемента; m – показатель степени, равный 3,1.

Кроме того, рассчитываются коэффициенты приведения к нормальной среде:

$$N = \frac{1}{Z} \sum P_i \frac{Z_i}{A_i} \quad (3.4)$$

где P_i , Z_i , A_i – соответственно концентрация, атомный номер и атомная масса каждого слагающего руду элемента; m – показатель степени, равный 3,1.

Для применяемых в странах СНГ стандартных каротажных радиометров и детекторов пересчетные коэффициенты для перевода значений интенсивности гамма-излучения в массовые доли равновесного урана для основных типов руд приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Пересчетные коэффициенты для перевода значений интенсивности гамма-излучения в массовые доли равновесного урана для основных типов руд

Показатели	Урановые угли	Силикатные и карбонатные породы
Эффективный атомный номер	<10	10–18
Коэффициент приведения к нормальной среде, N	$1 \pm 0,003$	$1 \pm 0,03$
Пересчетный коэффициент, пА/кг на 0,01 % равновесного урана	8,6	8,2

Для руд со значением N , более чем на 0,061 отличающимся от 1, величина пересчетного коэффициента находится делением приведенных значений на N .

Для силикатных или силикатно-карбонатных по составу руд гидротермальных урановых месторождений величина Z обычно находится в пределах 11,4–13,8, а $N = 1 \pm 0,02$. Соответственно величина пересчетного коэффициента принимается 8,2 пА/кг равновесного урана.

Поправка на поглощение гамма-излучения буровым раствором и обсадными трубами (P_i) определяется с учетом фактических диаметров скважин, уточненных по данным кавернометрии, толщины и материала применяемых труб и замеров плотности бурового раствора.

Поправки на плотность и влажность руд для пересчета содержаний в массовых долях на сухое вещество вводятся с учетом определений этих характеристик специальным опробованием керна. Как показывает опыт, плотность руд обычно колеблется в пределах 1,8–2,3 г/см³, причем различие в плотности водопроницаемых и непроницаемых пород невелико. Это позволяет использовать при расчетах единую величину средней плотности по месторождению.

Влажность руд меняется от 11 до 20 %, причем влажность водонепроницаемых пород всегда ниже. Однако, поскольку в качестве промышленных руд рассматриваются только водопроницаемые образования, размах колебаний влажности для них обычно не превышает 5 %, что позволяет использовать в расчетах единую среднюю величину влажности (рис. 3.2).

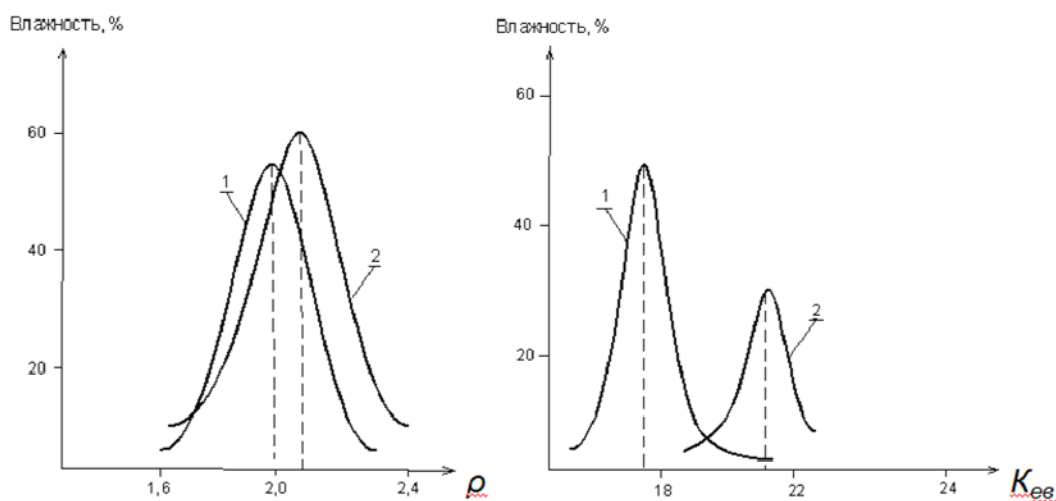


Рис.3.2. Графики распределения величин плотности (ρ) (объемной массы) слева и коэффициента естественной влажности руд (K_{ee}) месторождения – справа. Кривые: 1 – для проницаемых пород; 2 – для непроницаемых пород

Поправки на смещение радиоактивного равновесия между ураном и радием вводятся по результатам специального опробования керна, с анализом проб на содержание урана и радия. При этом в расчетную формулу вводится значение коэффициента радиоактивного равновесия, рассчитанное по результатам анализов.

Остаточные радиевые ореолы являются одной из основных форм проявления зональности в распределении радиоактивных элементов в объеме рудовмещающих пород инфильтрационных (водородных) месторождений урана. Обобщенная принципиальная схема радиологической зональности урановых рудных тел приведена на рис. 3.3 и обу-

словлена, прежде всего, различной миграционной способностью радионуклидов уранового ряда в различной геохимической обстановке.

В канонизированном виде она находит свое выражение в виде отдельных зон: зоны радиевых оторочек, окаймляющей рудное тело со стороны серых пород; зоны урановых руд; зоны выноса урана; зоны остаточных радиевых ореолов.

Все эти зоны имеют важное практическое значение, поскольку числовые значения параметров, количественно характеризующие те или иные зоны, используются при интерпретации данных гамма-каротажа. Так, параметры, характеризующие радиевые оторочки, используются при определении границ рудных тел, а параметры, характеризующие зону урановых руд – при определении средних содержаний урана в рудных пересечениях и т. д.

Особая роль при этом отводится остаточным радиевым ореолам, т.е. рудным интервалам, сформированным в замковых (тыльных) частях роллов, в которых при содержаниях урана менее бортового (как правило, 0,01 %), содержания радия и стволовые запасы его равны или больше значений, установленных промышленными кондициями.

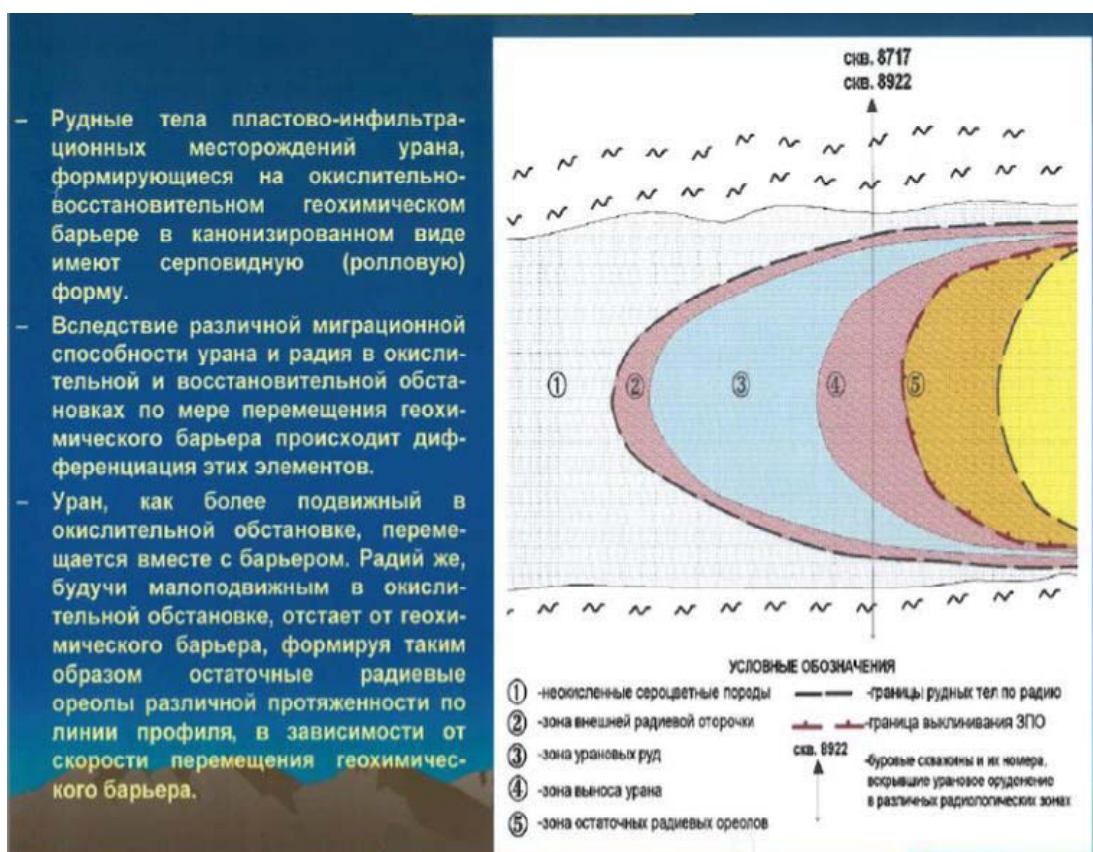


Рис. 3.3. Обобщенная принципиальная схема радиологической зональности урановорудных тел

Хотя инфильтрационным (гидрогенным) месторождениям свойственна большая изменчивость состояния радиоактивного равновесия, в распределении руд с различным равновесием обычно наблюдаются определенные закономерности. Так, для мешковых частей рудных роллов коэффициент радиоактивного равновесия составляет 0,9–1,0, а для крыльевых частей характерны более низкие его значения: 0,8–0,7 для нижнего и 0,7–0,4 для верхнего крыльев. С внешней и внутренней сторон урановорудный ролл бывает окружен радиевыми ореолами, в которых коэффициент радиоактивного равновесия колеблется от 1,1–1,4 до ∞ (полное отсутствие урана) (рис. 3.4).

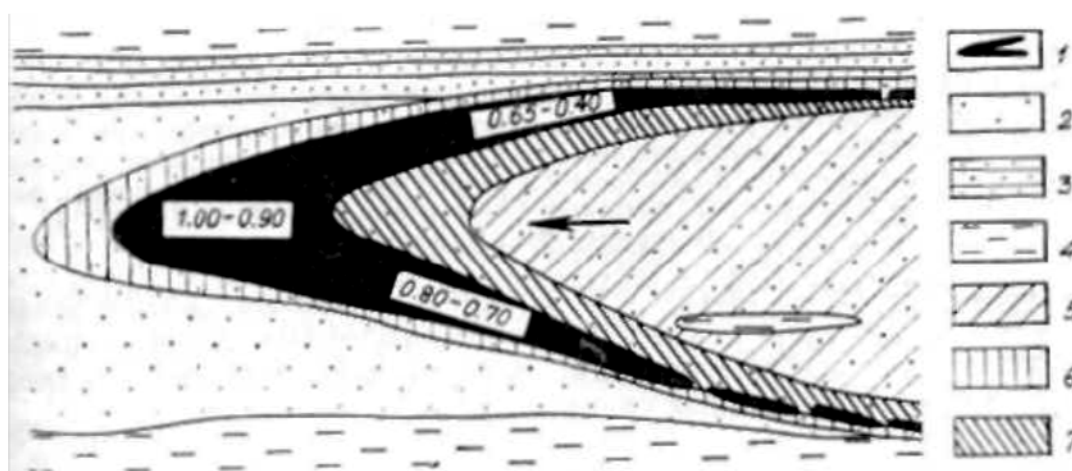


Рис.3.4 Схема радиологической зональности ролловой урановорудной залежи в разрезе: 1 – урановые руды; 2 – пески; 3 – песчаники; 4 – глины, алевролиты; 5 – зона окисленных пород; 6 – диффузионный ореол радия; 7 – остаточный ореол радия. Стрелкой показано направление движения пластовых вод. Цифры на черном поле – значения коэффициента радиоактивного равновесия в различных частях урановорудной залежи

Наличие таких закономерностей позволяет разделять рудные залежи по величине коэффициента радиоактивного равновесия на геологически мотивированные зоны (блоки), в которых смещение равновесия можно с приемлемой для практических целей точностью считать одинаковым и использовать при интерпретации данных гамма-каротажа постоянную величину поправки. Такое районирование выполняется по результатам анализа керновых проб на уран и радий. При этом принимается, что стандартное отклонение величины коэффициента радиоактивного равновесия для зон, выделяемых как однородные, не должно превышать 0,25. Пример такого районирования по одной из рудных залежей месторождения Буденновское приведен на рис. 3.5.

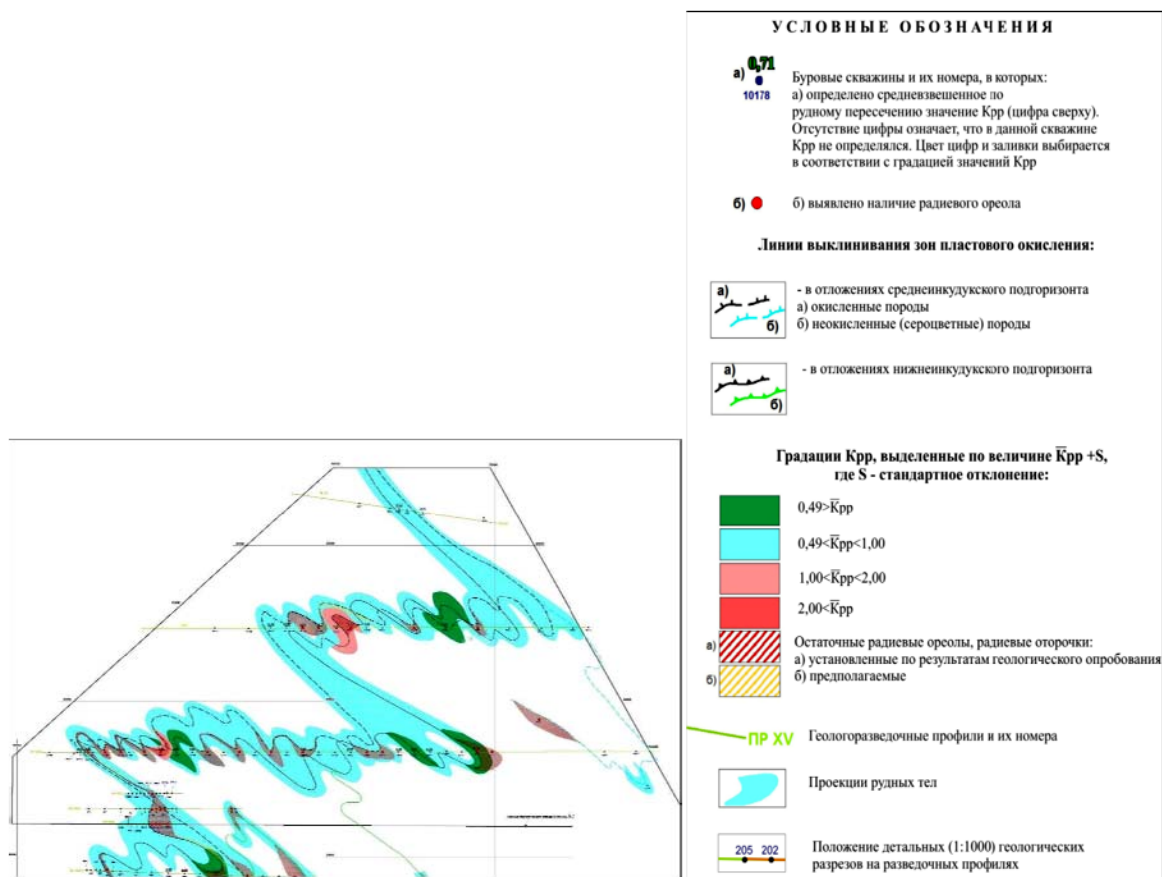


Рис. 3.5. Месторождение Буденовское. Распределение $K_{р-р}$ на плане проекций рудных тел (по Э.Г. Хасанову)

Следует иметь в виду, что среднее значение коэффициента радиоактивного равновесия по зонам (блокам) должно рассчитываться не арифметическим осреднением частных значений $K_{р-р}$, а через содержания урана и радия:

$$K_{р-р} = \frac{\sum t \cdot C_{Ra}}{\sum t \cdot C_U}, \quad (3.5)$$

где t – мощность (длина) проб; C_{Ra} и C_U – содержания урана и радия в пробах.

Районирование месторождений только по площади в некоторых случаях оказывается недостаточным, поскольку отдельные залежи или их элементы в разрезе характеризуются неоднородным состоянием равновесия, что можно наблюдать на ряде разрезов (рис. 3.6–3.9) по месторождению Буденовское.

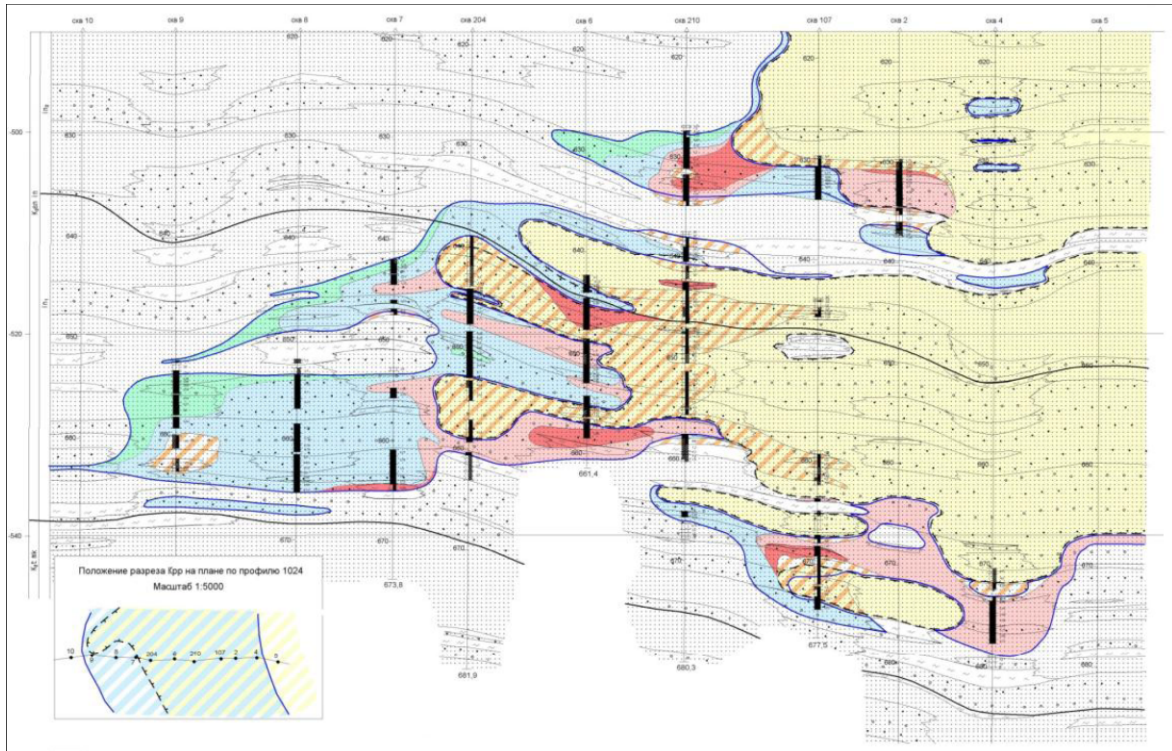


Рис. 3.6 Месторождение Буденовское. Распределение K_{p-r} в разрезе рудных залежей по профилю 1024 (по Э.Г. Хасанову)

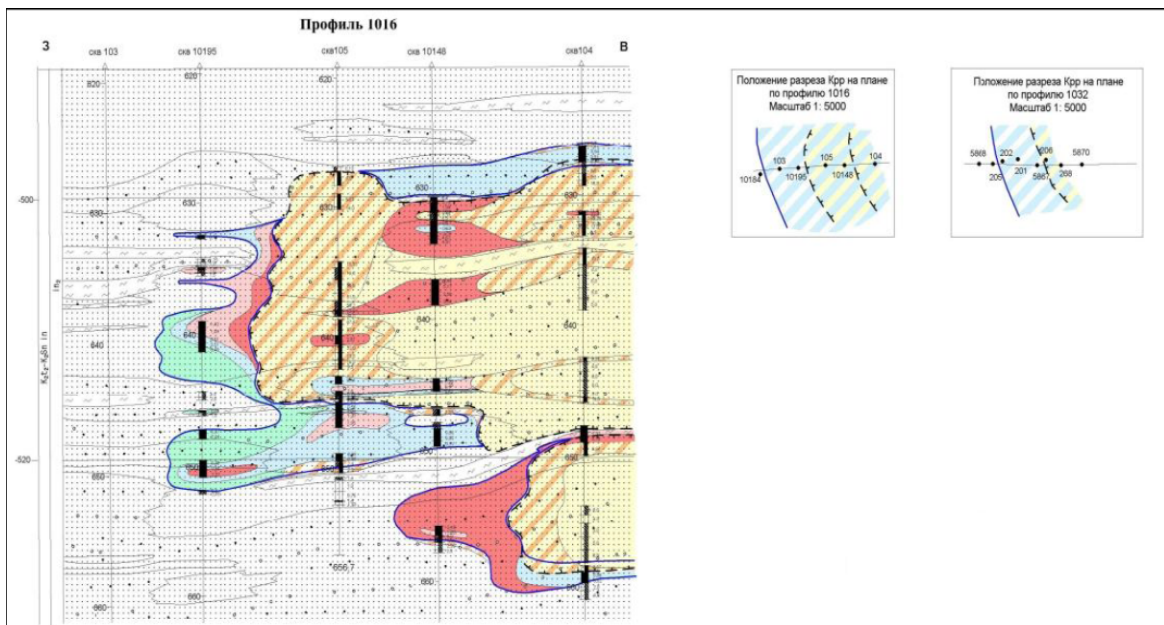


Рис. 3.7. Месторождение Буденовское. Распределение K_{p-r} в разрезе рудных залежей по профилю 1016 (по Э.Г. Хасанову)

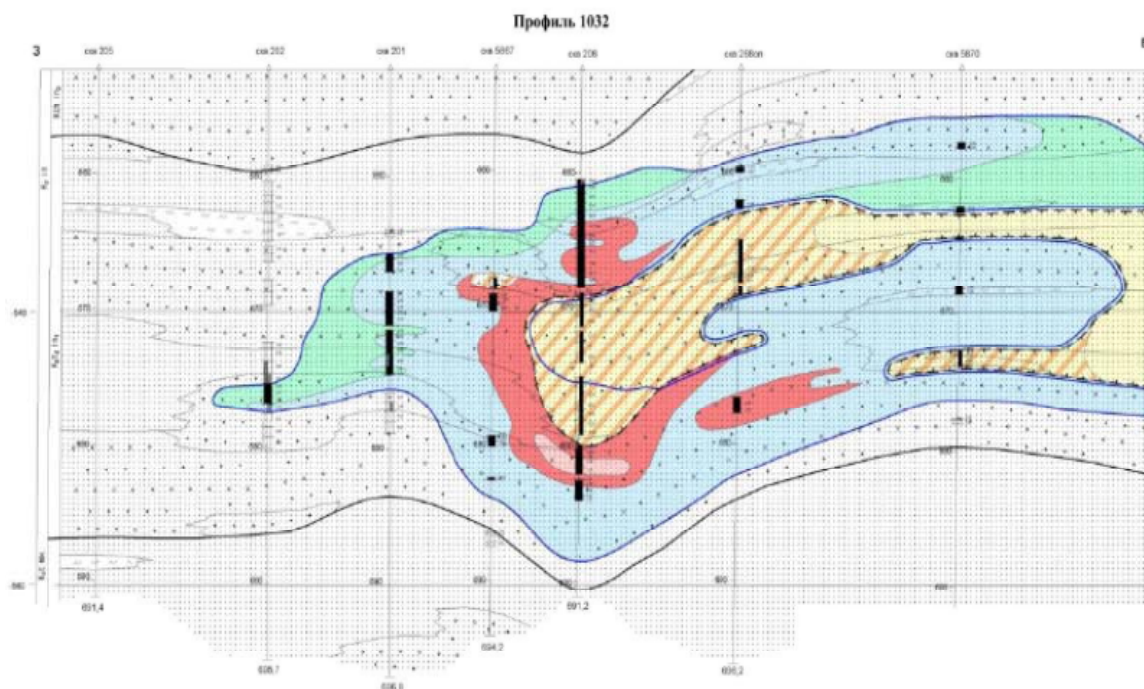


Рис. 3.8 Месторождение Буденовское. Распределение K_{p-p} в разрезах рудных залежей по профилям 1016 и 1032 (по Э.Г. Хасанову)



Рис. 3.9. Условные обозначения к рис. 3.6; 3.7 и 3.8

В целом, если на месторождении по условиям разведанности возможна обоснованная геологическая увязка морфологических элементов рудных залежей, то обычно реальным является также выделение соответствующих радиологических зон с практически единым значением коэффициента радиоактивного равновесия. Радиевые ореолы, расположенные в «тылу» (со стороны пластовой зоны окисления) урановорудных залежей, носят название «остаточных» и обусловлены сохранением продукта распада (радия) в участках, откуда уран уже вынесен. Радий легко сорбируется гидроокислами железа, марганца и глинистыми ми-

нералами. В остаточных ореолах он содержится главным образом в сорбированном виде. Остаточные ореолы радия достигают мощности 1–2 м (в среднем 1,2 м). Содержание в них радия может достигать нескольких десятых процента равновесного урана. В большинстве случаев это содержание находится на уровне 0,02–0,03 % равновесного урана.

Радиевые ореолы, расположенные на фронте урановорудных залежей, образованы преимущественно за счет диффузии радия в околорудные породы. Диффузионные ореолы имеют мощность первые десятки сантиметров, редко превышая 0,5 м. Содержание гамма-активных продуктов в них также невелико, в среднем 0,009–0,012 % равновесного урана.

Наличие радиевых ореолов определяет возможность завышения истинной мощности промышленного уранового оруденения в скважинах. Для учета этой погрешности находят уточненные значения бортовых содержаний радия, соответствующих заданному кондиционному лимиту урана:

$$C_{Ra}^0 = \frac{C'_{Ra}(C_U - C''_U) + C_{Ra}(C'_U - C''_U)}{C_U - C''_U} \quad (3.6),$$

где C_{Ra}^0 – бортовое содержание радия, соответствующее кондиционному лимиту по урану, %; C_U, C_{Ra} – содержание урана и радия в крайней рудной пробе, %; C'_{Ra}, C'_U – то же, в смежной забортной пробе, %; C''_U – содержание урана, соответствующее заданному бортовому лимиту, %.

По данным опробованных по керну граничных зон с известными содержаниями урана и радия на границах руды отдельно для диффузионных и остаточных радиевых ореолов рассчитывают значения C_{Ra}^0 . Затем каждую совокупность (отдельно для диффузионных и остаточных ореолов) разбивают на классы и строят графики зависимости C_{Ra}^0 от содержания радия в руде. Примеры таких графиков для одного из месторождений даны на рис. 3.10.

Полученные графики или их аналитическое выражение используются затем для определения поправок при интерпретации каротажа. Важно подчеркнуть, что при используемой методике ограничение рудных интервалов со стороны окисленных и неокисленных пород проводится по различной величине бортового содержания радия, которая соответствует одному и тому же бортовому содержанию урана, чем достигается правильный учет разной морфологии и интенсивности радиевых ореолов на «фронте» и в «тылу» рудной залежи.

Изложенная методика может быть упрощена, если руды характеризуются в целом равномерно низким содержанием урана, что на гидрогенных месторождениях наблюдается довольно часто. В этом случае ве-

личина $C_{Ra}^{борт}$ практически оказывается постоянной и для интерпретации достаточно построить зависимость $K_{р,р}$ в граничных пробах от содержания в них урана. Полученный график (рис. 3.10) служит номограммой для вычисления $K_{р,р}$, применяемого для определения границ оруденения. Подобные графики и поправки для окисленных (тыловых) и неокисленных (фронтальных) границ строят отдельно, и они получаются разными.

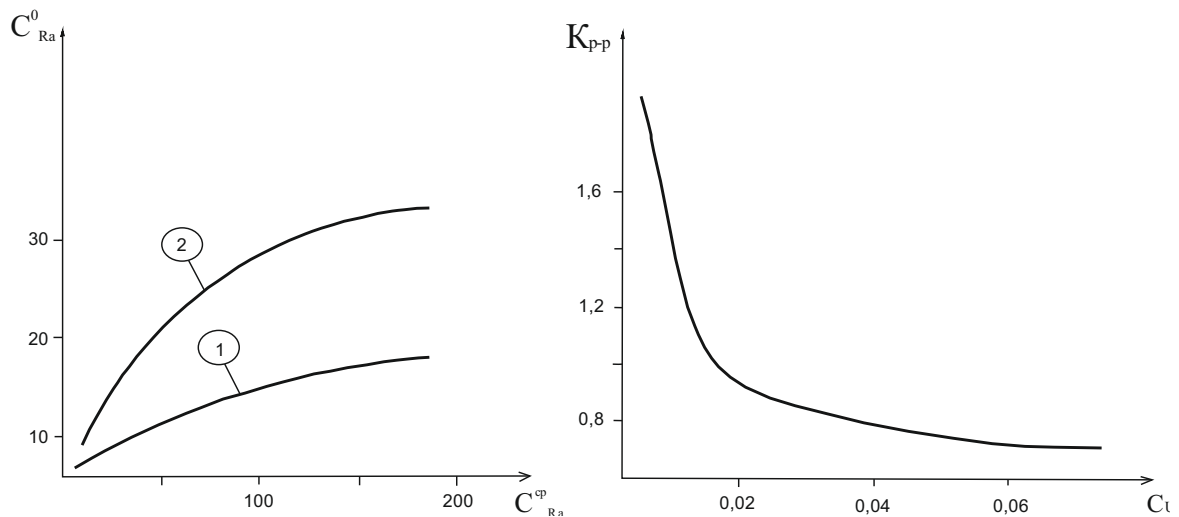


Рис. 3.10. Слева – Графики зависимости бортовых содержаний радия (ордината) от среднего содержания радия в рудном интервале (абсцисса):

1 – со стороны диффузионного радиевого ореола; 2 – со стороны остаточного радиевого ореола. Содержание радия, $n \cdot 10 - 3$ %.

Справа – График зависимости коэффициента радиоактивного равновесия на границе рудного тела (ордината) от содержания урана в краевой пробе, % (абсцисса)

Поправка на эманирование руд обычно связывается с наличием в пластовых водах растворенного радона.

Поправка на эманирование руд обычно связывается с наличием в пластовых водах растворенного радона.

В процессе бурения разведочных скважин под воздействием избыточного давления, превышающего величину гидростатического напора пластовых вод, происходит отжатие радонсодержащих вод от ствола скважины фильтратом бурового раствора. Причинами создания избыточного давления могут быть масса столба промывочной жидкости, находящейся выше статического уровня подземных вод; разность плотностей промывочной жидкости ($\rho_p = 1,2 \text{ г/см}^3$) и пластовых вод ($\rho_{в.в} = 1,0 \text{ г/см}^3$); давление, создаваемое буровым насосом для подачи промывочной жидкости на забой скважин. Диаметр зоны проникнове-

ния фильтрата бурового раствора в околоскважинное пространство в существенной мере зависит от пористости и проницаемости урановой руды. Очевидно, что при большей водопроницаемости (большей открытой пористости) диаметр зоны проникновения будет больше и эффект отжатия радона сильнее скажется на результатах гамма-каротажа. Как показывает опыт разведки гидрогенных месторождений урана, проникновение фильтрата бурового раствора в пласт составляет 15–40 см, что вполне достаточно для существенного снижения величины интенсивности гамма-излучения при каротаже.

Эффект отжатия радонсодержащих вод от ствола скважины можно установить путем проведения режимных наблюдений в гидрогеологических скважинах, оборудованных фильтрами в рудоносном горизонте. Для этой цели выбирают скважины, по которым в течение длительного времени (не менее месяца) не проводилось никаких работ (откачек, наливов, углубки и пр.), проводят в них гамма-каротаж и сравнивают его результаты с данными первичного каротажа. Если содержание радия, определенное по первичному каротажу, меньше такового, определенного по повторному каротажу, то это может свидетельствовать о возможности отжатия радона при бурении данной скважины. Далее проводят налив в скважину, создавая избыточное гидростатическое давление. Сразу после налива осуществляют гамма-каротаж рудного интервала, который повторяют в течение 4–5 ч через каждые 0,5–1 ч. Уменьшение интенсивности гамма-излучения против зафиксированного до налива свидетельствует о наличии эффекта отжатия (рис. 3.11), о котором можно судить также по сопоставлению определений содержаний радия, полученных интерпретацией гамма-каротажа и анализом керна. Если содержание радия по каротажу (с учетом естественной влажности руд) ниже, чем содержание в пробах, то возможно отжатие радона при бурении.

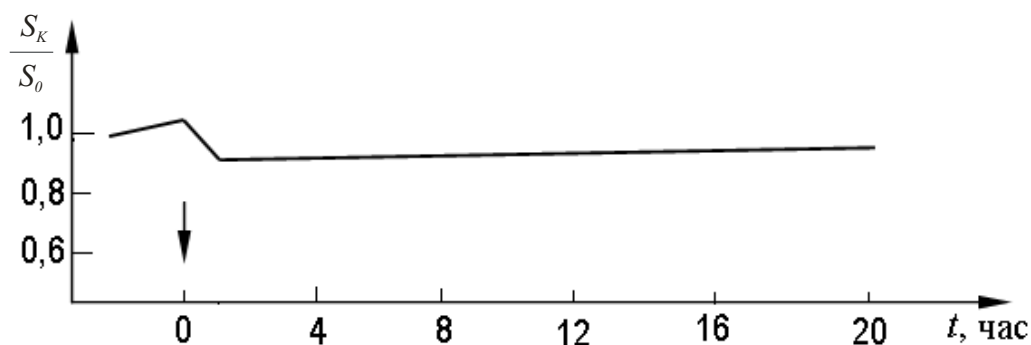


Рис. 3.11. График изменения площади аномалии гамма-каротажа при опытном наливе в скважину. Ордината – отношение площади аномалии в условиях равновесия радия и радона (S_K) к измеряемой (S_0). Абсцисса(t) – периодичность измерений, час. Стрелкой показано начало налива.

Для количественного определения величины поправки на отжиге проводят режимные наблюдения (многократные каротажи) в специально оборудованных (обсаженных глухими трубами) скважинах. Если в процессе бурения равновесие между радоном и радием было нарушено, то в течение времени, равного 6–8 периодам полураспада радона (через 20–25 сут), это равновесие и, следовательно, первоначальная интенсивность гамма-излучения, соответствующая содержанию радия в урановой руде, должны восстановиться.

После проведения стандартного комплекса геофизических исследований – гамма-каротажа и электрокаротажа, инклино-, кавернометрии, но до обсадки проводят боковое каротажное зондирование (БКЗ) для выявления зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и определение ее размеров. Для надежного решения этой задачи удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости должно в 2–3 раза отличаться от электрического сопротивления пластовых вод.

Проводят также опробование керна, поднятого из рудного интервала, и определение по нему урана, радия и коэффициента эманирования. Режимные наблюдения (многократные каротажи) осуществляют в течение месяца. При этом в первые сутки после обсадки каротаж выполняют дважды, затем в течение 6–8 дней через сутки, далее через 3–4 суток.

Результаты измерений представляют в виде графиков изменения со временем площадей гамма-аномалий в пределах рудных аномалий (рис. 3.12). Все измерения (первичный каротаж до обсадки и последующие каротажи в обсаженной скважине) приводят к одним условиям. Поправку на отжиге радона находят как величину отношения между площадями аномалии в условиях установившегося равновесия между радоном и радием (S_K) и при первоначальном (производственном) каротаже (S_0).

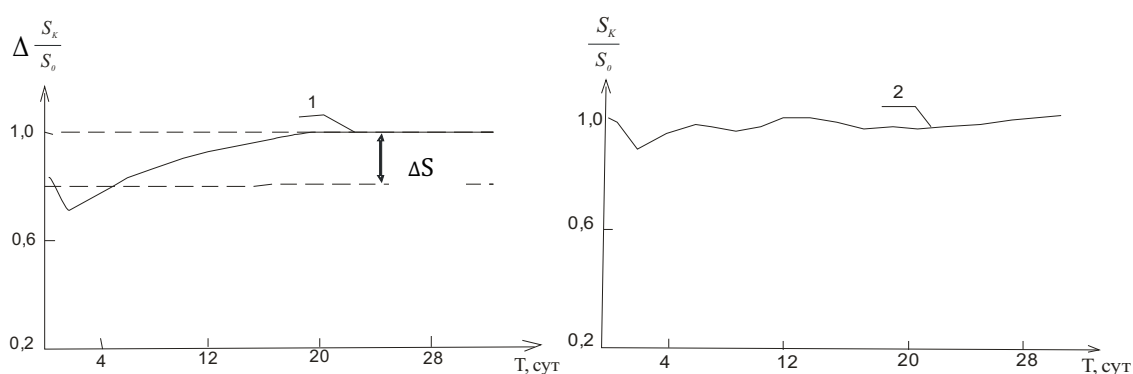


Рис. 3.12. Графики изменения отношения площадей аномалии гамма-каротажа в условиях равновесия (S_K) к измеряемым (S_0) при режимных наблюдениях на параметрической скважине: абсцисса (T) – периодичность измерений, сут.; слева график (1) – для аномалии в проницаемых породах; справа график (2) – для аномалии в непроницаемых породах; ΔS – прирост площади аномалии за период восстановления равновесия

Таковыми исследованиями необходимо охватить как проницаемые, так и непроницаемые рудные интервалы. Разница в изменении площади аномалии в их пределах будет служить дополнительным подтверждением предположения о том, что рост площади аномалии обязан накоплению радона. Как видно из рис. 3.12, на участках непроницаемых руд накопление радона и увеличение интенсивности со временем не происходит, т.е. отжатие радона в этих интервалах отсутствует. Об этом же свидетельствуют результаты БКЗ, не фиксирующие зоны проникновения фильтрата бурового раствора в этих интервалах.

Для надежного определения поправки на отжатие радона необходимо выполнить режимные наблюдения в 10–15 скважинах (25–30 рудных интервалов), равномерно расположенных по площади месторождения и характеризующих основные типы руд.

Значения содержания урана и мощности рудного интервала в скважине в настоящее время получают путем интерпретации результатов гамма-каротажа на ЭВМ, с расчетом точечных значений содержания для каждого дифференциального интервала длиной 0,1 м. При этом процесс вычислений делится на два этапа.

Массовая доля радия (Q_{x_n}) в единицах равновесного урана в точках x_n вдоль оси скважины вычисляется по формуле:

$$\text{-----} \tag{3.2},$$

где Q_{x_n} – концентрация радия в единицах равновесного урана в точке с координатой x_n по оси скважины; P – поправка на отжатие радона; P_o – поправка на поглощение обсадными трубами; K_o – пересчетный коэффициент, мкр/час на 0,01 % равновесного урана; $P_{бр}$ – поправка на поглощение промывочной жидкостью; B – влажность руды; B_K – пересчетный коэффициент, зависящий от плотности руды, конструкции скважины и скважинного прибора; $I(x_n + K\Delta)$ – результат измерения интенсивности гамма-излучения в точках с координатами _____, мкр/час; Δ – интервал между соседними точками по оси скважины (шаг квантования); Q_o – поправка на наличие в рудах тория и калия.

Окончательные результаты интерпретации выносятся на геологические колонки рудных интервалов и записываются в журнал интерпретации.

Воспроизводимость результатов интерпретации гамма-каротажа на ЭВМ оценивается по данным сравнения мощности и линейных запасов урана, определенных при повторной и первичной (основной) интерпретации 30–50 рудных интервалов, причем, оцифровка этих интервалов выполняется заново, другим исполнителем. Сопоставление проводится отдельно для маломощных интервалов (до 0,50 м) и для интервалов

большей мощности. Оценку погрешности интерпретации проводят по величине случайной средней квадратической погрешности, которую рассчитывают по следующим формулам:

$$S_m = \sqrt{\frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N (m_o^i - m_n^i)^2} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

$$S_{me} = \sqrt{\frac{2}{N} \sum_{i=1}^N \left[\frac{(mc)_o^i - (mc)_n^i}{(mc)_o^i + (mc)_n^i} \right]^2} \cdot 100\%$$

где S_m , S_{me} – соответственно средние квадратические погрешности мощности и метро-процента; N – число интервалов, участвующих в сопоставлении; m_o^i , $(mc)_o^i$ и m_n^i , $(mc)_n^i$ – мощность (метро-процент) соответственно по основной и повторной интерпретациям.

Допускается расхождение до 10 % для маломощных интервалов и до 5 % для интервалов мощностью более 0,5 м. Практически погрешность определения мощности редко превышает 5 см, метро-процента – не более 5 %.

Причинами расхождений результатов основной и повторной интерпретаций могут быть как ошибки, допущенные при оцифровке (которые обычно легко выявляются как грубые промахи), так и погрешности, возможные при интерпретации маломощных интервалов с контрастным (по отношению к вмещающим породам) оруденением.

Подтверждение достоверности конечных результатов количественной интерпретации гамма-каротажа проводится на основе сопоставления с данными кернового опробования по рудным интервалам с выходом керна более 75 %.

На достоверность существенно влияют как качество первичных каротажных материалов, так и надежное определение исходных параметров (плотности и влажности руд, пересчетного коэффициента K_o и др.) и поправочных коэффициентов, учитывающих смещение радиоактивного равновесия и его зональность, дезманирование руд, поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью и обсадными трубами. Сопоставление проводится отдельно по рудным интервалам мощностью до 0,5 и более 0,5 м. Для сопоставления по группе рудных интервалов с малой мощностью (менее 0,5 м) целесообразно использовать только скважины с выходом керна по рудной зоне более 90 %, так как при небольшой мощности рудных тел возможны ошибки при определении мощности при опробовании за счет большой длины секционных проб, а также «растяжки» проб при неполном выходе керна.

Подсчетные параметры – мощность, содержание урана и метро-процент (стволовые запасы урана) – сопоставляются отдельно для разных литологических и технологических типов руд. Выборки для сопоставления составляются для каждой радиологической (или геохимической) зоны, для которой рассчитывается средний коэффициент радиоактивного равновесия $K_{p,p}$, используемый при интерпретации. Кроме того, в пределах этих зон отдельно сопоставляются рудные интервалы в контуре балансовых блоков, т. е. участвующие в подсчете запасов урана. При достаточном для статистической оценки количестве рудных интервалов (20–30) проводится сопоставление данных гамма-каротажа и опробования по наиболее крупным, представительно опробованным рудным блокам категории C_1 . Хотя обычно принимается, что для надежной оценки достоверности гамма-каротажа необходимо наличие в сопоставительной выборке не менее 30 рудных интервалов из 20 или более скважин, на практике в сопоставлении участвуют обычно все кондиционно опробованные рудные интервалы. Как правило, при разведке число таких рудных интервалов составляет 25–30 % от числа рудных интервалов, участвующих в подсчете. Во всяком случае, в каждой выборке (радиологическая зона, морфологический элемент рудной залежи, рудный блок, технологический или литологический тип руд и т. п.) для надежной оценки достоверности результатов количественной интерпретации гамма-каротажа должно участвовать не менее 20–30 рудных интервалов.

Расхождения параметров, определяемых по каротажу и опробованию, оцениваются по известным методикам. Допустимыми считаются расхождения между каротажем и опробованием в пределах 10 %.

Следует отметить, что метод гамма-каротажа дает надежные средние параметры урановых рудных тел (по блоку, рудной залежи, участку, месторождению) при достаточном числе рудных интервалов (20–30 интервалов). Отдельные рудные интервалы находятся с погрешностью, определяемой вариациями в основном коэффициентов радиоактивного равновесия, так как вариации других исходных параметров и поправочных коэффициентов существенно ниже. Оценивать достоверность интерпретации гамма-каротажа сопоставлением с керновым опробованием по отдельным интервалам нельзя, потому что представительность керновых проб и данных гамма-каротажа различна. Объемы рудной массы, в которой определяются содержания урана по керну и гамма-каротажу, различаются во много раз (не менее чем в 100 раз при равной длине интервала опробования).

Очевидно, что совпадение результатов в этом случае может получиться только при очень равномерном характере оруденения, что наблюдается в природных образованиях редко.

Гамма-каротаж является одним из основных методов работ, проводимых на радиоактивные руды.

Принцип действия скважинных радиометров, используемых при проведении геофизических исследований скважин на урановых месторождениях основан на измерении интенсивности свечения, возникающего вдоль траектории движения гамма-квантов сквозь специальные материалы (люминофоры, сцинтилляторы). В современных радиометрах наиболее широко используются сцинтилляторы, выращиваемые в виде монокристаллов йодистого натрия, активированного таллием, NaI(Tl). Тормозное излучение, возникающее при прохождении гамма-квантов сквозь сцинтиллятор, преобразуется в электрические импульсы, которые многократно умножаются с помощью фотоэлектронного умножителя (ФЭУ), на выходе которого последующими каскадами скважинного прибора (СП) формируются электрические сигналы. Они по каротажному кабелю передаются на наземную регистрирующую аппаратуру. Частота следования импульсов (скорость счета – N) пропорциональна плотности потока гамма-квантов (F), а их амплитуда (A) пропорциональна энергии гамма-квантов (E).

Таким образом, в общем виде $X(N, A) = f(F, E)$, где X – параметр, регистрируемый электронно-измерительной аппаратурой.

Гамма-кванты малых энергий (до 100 кэВ), проходя сквозь сцинтиллятор, преобразуются полностью в световые импульсы, а средних и высоких энергий – частично, т.к. успевают проскочить его, не растратив свою энергию на тормозное излучение. Однако именно они являются первичными и плотность их потока пропорциональна содержанию радионуклидов в руде. Гамма-кванты малых энергий образуются в результате многократного рассеивания первичного излучения и создают «шумовое» излучение, величина которого зависит от вещественного и гранулометрического состава породной матрицы опробуемых руд. Для избирательного повышения чувствительности радиометров к первичному излучению сцинтиллятор и ФЭУ помещают в свинцовый экран (фильтр) определенной (стандартной) толщины, который играет двоякую роль.

Во-первых, он поглощает мягкое излучение, препятствуя его прохождению сквозь детектор. Во-вторых, энергия первичного излучения радионуклидов, проходя сквозь фильтр, частично им гасится с выбиванием из него дополнительных (вторичных) гамма-квантов, которые полностью преобразуются в тормозное излучение. Благодаря такому конструктивному решению повышается избирательность и чувстви-

тельность детектора, состоящего из сцинтиллятора, ФЭУ и фильтра, к тормозному излучению первичных гамма-квантов. Регистрируемая скорость счета импульсов становится пропорциональной содержанию природных радионуклидов в широком диапазоне его изменения.

Чувствительность детектора пропорциональна объему сцинтиллятора, но может различаться даже для однотипных радиометров из-за некоторого различия в оптических характеристиках детекторов и в электрических параметрах комплектующих радиодеталей электронных схем. Поэтому для масштабирования и согласования показаний разных радиометров между собой, а также для контроля стабильности их работы во времени, выполняется целая серия настроечных, метрологических и контрольно-профилактических операций.

При проведении гамма-каротажа на урановых месторождениях используются скважинные приборы с кристаллическими детекторами NaJ(Tl) серии СДН.17 размерами 30×70, 18×40, окруженные свинцовыми экранами 0,9–1,1 мм и 1,3–1,5 мм соответственно. Использование приборов с «большими» монокристаллами предпочтительно на гидротермальных месторождениях с относительно невысокими содержаниями урана в руде, поскольку они имеют более высокую чувствительность, что позволяет проводить каротаж с достаточно высокой скоростью без снижения точности измерений. Однако следует учитывать, что приборы с монокристаллами NaJ(Tl) размерами 30×70 имеют диапазон измерения от 0 до 10000 мкР/час, а приборы с монокристаллами NaJ(Tl) размерами 18×40 – от 0 до 20000 мкР/час. Соответственно, если при проведении каротажа прибором с «большим» монокристаллом зарегистрирована аномалия с интенсивностью гамма-излучения, превышающей верхнюю границу диапазона измерения, следует повторить каротаж с использованием прибора с монокристаллом меньшего объема.

Минимальные требования к методическому обеспечению заключаются в наличии зависимостей:

- градуировочных, позволяющих перейти от скорости счета (в имп/мин) к мощности экспозиционной дозы, выраженной в микроРентгенах в час, или к эквивалентной массовой доле урана, выраженной в промилле урана (ppmU);

$$1 \text{ ppmU} = 1 \text{ г/т уран} = 1 \times 10^{-4} \% \text{ урана);}$$

- поправочных, учитывающих влияние на МЭД бурового раствора, влажности руд, обсадной колонны;

- сдвига радиоактивного равновесия между ураном, радием и радонном.

Система метрологического обеспечения метода включает:

- установку нижнего энергетического порога регистрации гамма-излучения – 20 ± 5 кэВ;
- определение цены деления и нелинейности;
- определение пересчетного коэффициента K_0 .

Для проведения гамма-каротажа используется комплексный скважинный прибор, позволяющий одновременно выполнять электрокаротаж в модификациях кажущихся сопротивлений и естественного электрического поля.

Основным документом, регламентирующим методику, технику проведения гамма-каротажных работ и интерпретацию полученных результатов, в условиях отработки гидrogenных месторождений урана в Казахстане, является «Инструкция по гамма-каротажу при подготовке и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана» [4].

3.2. Электрокаротаж (КС, ПС)

Электрический каротаж – это метод исследования горных пород, основанный на регистрации параметров естественного или искусственного электрических полей.

Электрический каротаж, основанный на регистрации параметров естественного электрического поля, представляет собой каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Измеряемой величиной является разность электрического потенциала ПС ($\Delta U_{ПС}$). Единица измерения – милливольт (мВ).

Электрический каротаж, основанный на регистрации параметров искусственно создаваемого электрического поля, включает:

- боковое каротажное зондирование, (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- боковой микрокаротаж (БМК);
- стандартный каротаж (СК).

Все они объединяются под общим названием «метод кажущихся сопротивлений» (КС).

Измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_K) среды. Единица измерения – [Ом-метр]. При отработке месторождений урана выполняется стандартный электрокаротаж подошвенными или кровельными градиент-зондами, длины которых выбраны постоянными для данного района (месторождения) работ.

В скважинах, заполненных промывочной жидкостью на непроводящей основе, а также обсаженных полиэтиленовыми, поливинилхлоридными (ПВХ) непроводящими трубами, электрокаротаж с целью литолого-стратиграфического расчленения разреза скважин не выполняется.

Для послойной оценки фильтрационных свойств пород и руд применяются оба названных вида геофизических каротажных исследований, т.е. метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и метод кажущегося сопротивления (КС). Фильтрационные свойства отдельных горизонтов могут быть также определены методами расходомерии.

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) используется в условиях высокой обводненности разреза, когда дифференциация пород по величине электрического сопротивления невелика. Амплитуда потенциалов собственной поляризации и зависит в основном от диффузионно-абсорбционной активности горной породы, которая связана с ее дисперсностью. В осадочных песчано-глинистых породах это свойство во многом зависит от глинистости пород, т. е. содержания глинисто-алевритпетых частиц ($C_{ГЛ}$). Между диффузионно-абсорбционной активностью и глинистостью пород, а также между глинистостью и проницаемостью пород существуют определенные корреляционные связи (рис. 3.13).

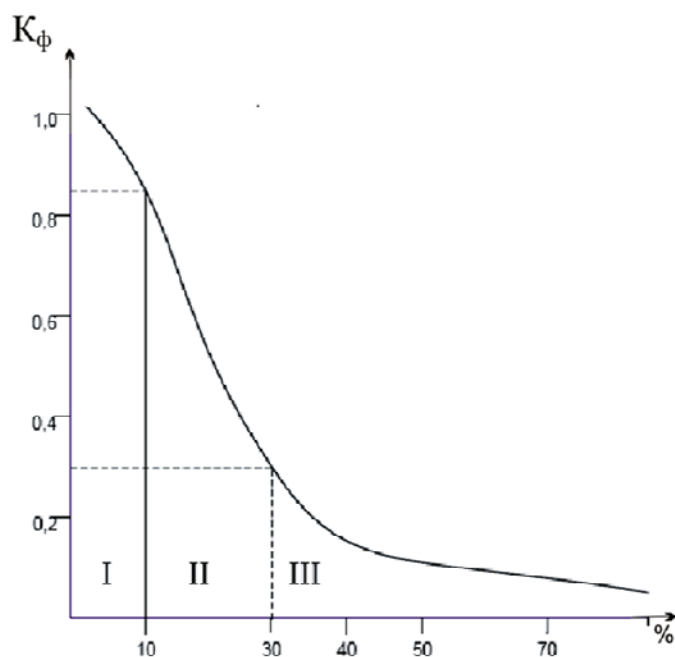


Рис. 3.13. График корреляционной зависимости величины коэффициента фильтрации (K_{ϕ}) пород, м/сут (ордината) и содержания глинистой фракции, % (абсцисса): I – пески; II – песчаники глинистые; III – глины, алевриты

Изучение корреляционных связей между относительной амплитудой ПС и глинистостью проводится по сопоставлению результатов гранулометрических анализов керновых проб в пределах некоторого слоя пород со средней величиной α_0 . По результатам сопоставления строятся корреляционные графики $\alpha_{\text{пс}} = f(C_{\text{ГЛ}})$. По этим графикам находят граничное значение $\alpha_{\text{пс}}$, соответствующее определенной величине глинистости.

За граничное принимается значение, соответствующее переходу между проницаемыми и слабопроницаемыми, и между последними и непроницаемыми породами. Для надежного установления корреляционной зависимости и граничных значений $\alpha_{\text{пс}}$ общее число сопоставляемых интервалов должно быть не меньше 50 в диапазоне глинистости 0–50 % и 30 в диапазоне 50–100 %.

После выявления и оценки корреляционных связей между глинистостью (проницаемостью) и относительной амплитудой потенциала собственной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ осуществляется количественная интерпретация графиков ПС, которая заключается в следующем. Диаграмма каротажа ПС копируется на геологическую колонку масштаба 1:50 или 1:200, и на ней проводятся линии максимального и минимального значений $\alpha_{\text{пс}}$, соответствующих глинам и чистым пескам. Линию глин проводят так, чтобы она соответствовала наиболее мощным пластам глин, выделенных по геологической документации в кровле и подошве водоносного горизонта. Затем в области, ограниченной указанными линиями, используя установленные зависимости, проводят дополнительные граничные линии величины $\alpha_{\text{пс}}$, соответствующие предельному содержанию глинистой фракции в характерных для данного разреза разностях пород. Проектируя точки пересечения граничных линий с графиком ПС на геологическую колонку, выделяют слои различной проницаемости (рис. 3.14).

Для повышения надежности получаемых результатов при регистрации диаграмм ПС должны соблюдаться определенные требования к их качеству. Все диаграммы ПС, подлежащие интерпретации, должны быть записаны с соблюдением требований действующих инструкций. Расхождения амплитуд ПС основной в повторной записей не должны различаться более чем на 10 %.

При одновременной записи ПС и КС необходимо убедиться в отсутствии наводок канала КС и ПС. При высокоомных разрезах и больших точках в канале КС следует проводить отдельную запись диаграмм КС и ПС.

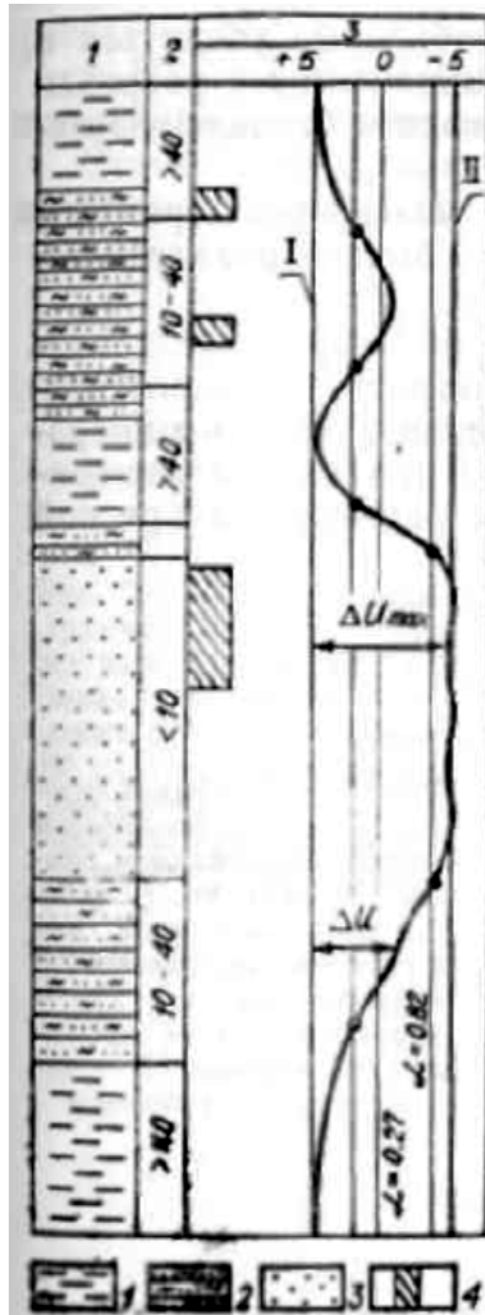


Рис. 3.14. Фрагмент геологической колонки по скважине с примером интерпретации степени глинистости разреза по данным электрокаротажа.

Графы: 1 – литологическая колонка; 2 – содержание глинистой фракции, %; 3 – величина относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации (α), мВ;

I – линия величины (α) для глин; II – линия величины (α) для песков.

Условные обозначения: 1 – глины и алевролиты; 2 – песчаники на глинистом цементе; 3 – пески; 4 – рудные интервалы

При мощности изучаемого горизонта менее учетверенного диаметра скважины амплитуда ПС должна быть исправлена на влияние скважины [12].

Необходимо постоянно контролировать разницу в электрических сопротивлениях пластовых вод и фильтрата бурового раствора. При необходимости следует искусственно изменять минерализацию промысловой жидкости (подсолкой при низкой минерализации пластовых вод или приготовлением раствора на пресной воде при высокой их минерализации).

Метод кажущихся сопротивлений (КС) применяется для исследования фильтрационных свойств рудовмещающих отложений и руд в условиях повышенной карбонатности разреза (но не более 3–4 % по CO_2) и более высокоомных пород вследствие пропитки слабоминерализованными водами (4–5 г/л при $\rho_k > 1$ Ом-м). При этом так же, как и при методе ПС, изучаются корреляционные связи между глинистостью и кажущимся электрическим сопротивлением пород. Установленная зависимость представляется в виде корреляционного графика (рис. 3.15).

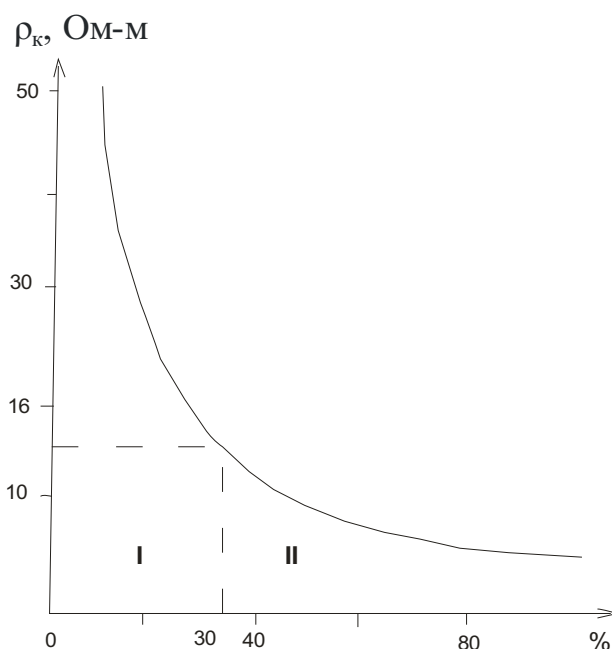


Рис. 3.15. График корреляционной зависимости между содержанием глинистой фракции, % (абсцисса) и величиной кажущегося электрического сопротивления, Ом-м (ордината). I – проницаемые породы; II – непроницаемые породы

При использовании каротажа сопротивления для изучения проницаемости последовательность интерпретации графиков КС по продуктивным горизонтам следующая:

1. Проводится логическая интерпретация графиков с выделением пластов по методике, принятой для применяемого типа каротажного зонда.

2. Определяется электрическое сопротивление пластов ρ_n в соответствии с «Методическими рекомендациями по измерению методами каротажа технологических свойств горных пород и руд» [28].

3. Пласты, в которых $\rho_n \geq \rho_{гр}$ относятся к проницаемым, а при $\rho_n < \rho_{гр}$ – к непроницаемым.

Схема определения ρ_k и выделения проницаемых пластов приведена на рис. 3.16

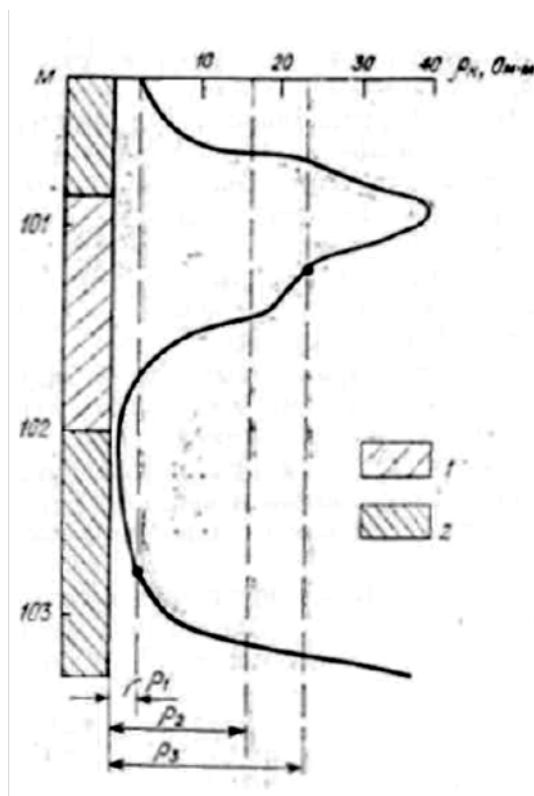


Рис. 3.16. Фрагмент диаграммы электрокаротажа кажущегося сопротивления кровельным, градиент-зондом длиной 50 см (граничное значение $\rho_k=17 \text{ Ом-м}$): 1 – проницаемые породы; 2 – непроницаемые породы

Методами электрокаротажа по различным причинам (погрешности аппаратуры, отсутствие различия в минерализации пластовых вод и фильтрата бурового раствора, повышенная карбонатность и др.) на практике удается провести уверенное разделение Разреза рудовмещающих отложений только на 50–80 % скважин. В других случаях оценка проницаемости выполняется по керну или электрокаротажу совместно с керном.

Оценка достоверности послойного изучения фильтрационных свойств рудовмещающих отложений и руд методами электрокаротажа осуществляется путем сопоставления с данными изучения керна.

Допустимыми обычно считаются расхождения не более 10 %. На практике при хорошем выходе керна расхождения редко превышают 5 %.

С уменьшением выхода керна величина расхождения возрастает, что свидетельствует о большей достоверности и надежности оценки фильтрационных свойств рудовмещающих отложений по геофизическим данным.

Для измерения КС и ПС могут применяться только электродонды или комплексные скважинные приборы с кольцевыми электродами. Electroды зонда, во избежание искажений кривой ПС из-за непостоянства электродной разности потенциалов, обычно изготавливают из свинца. Ширина электрода не должна превышать 1 см. Расстояние между электродами устанавливают с погрешностью не более 2 %. Во избежание влияния металлических частей скважинных приборов на результаты измерений КС и ПС, металлические части должны быть покрыты слоем изоляционного материала или отнесены от электродов на максимально возможное расстояние.

При выборе длины зонда следует руководствоваться требованиями детальности литологического расчленения разреза, точностью отбивки границ и достоверностью определения УЭС пластов. Необходимо также учитывать, что расчленение пород продуктивного горизонта по проницаемости можно уверенно проводить, если мощность проницаемых и непроницаемых пропластков больше удвоенной длины зонда. Для выбора оптимального размера зонда привлекают результаты бокового каротажного зондирования (БКЗ) градиент-зондами кровельного типа В0,05А0,25М; В0,05А0,50М; В0,10А1,00М; В0,10А1,50М; В0,20А2,00М; В0,40А4,00М; В0,80А8,00М или зондами подошвенного типа таких же размеров. В качестве оптимального электрического зонда принимают такой зонд, при котором для проницаемых пород продуктивного горизонта мощностью более, чем в два раза превышающей размер зонда, удельное электрическое сопротивление пород ρ_n , отличается от кажущегося электрического сопротивления ρ_k , не более, чем на 10 %.

Опыт работ на гидрогенных месторождениях показывает, что наилучшие результаты получаются при использовании кровельных градиент-зондов В0,10А1,0М и В0,05А0,50М или подошвенных градиент-зонд М0,5А0,1В или М1,0А0,1В. При каротаже скважин большого диаметра (более 350 мм) с целью уменьшения влияния скважинных условий рекомендуется использовать зонды большего размера. Коэффициент зонда K определяют по формуле:

$$K = 4\pi \frac{MA \cdot MB}{AB} \quad (3.9)$$

где MA , MB и AB – расстояния между соответствующими электродами зонда в метрах (A и B – питающие электроды зонда, M – измерительный электрод зонда).

Для стандартизации результатов измерений рекомендуется уточнить коэффициент зонда методом сличения с зондом, для которого коэффициент K известен.

Минимальные требования к методическому обеспечению заключаются в наличии корреляционных зависимостей, связывающих геоэлектрические, гранулометрические параметры с фильтрационными свойствами пород.

Метрологическое обеспечение стандартного каротажа заключается в оценке постоянства кажущихся сопротивлений (ρ_K), полученных над опорным геоэлектрическим горизонтом. Сравниваются значения, полученные в идентичных условиях измерений с учетом данных о диаметре скважин и плотности бурового раствора.

В некоторых случаях КС-каротаж на гидрогенных месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, применяется также для уточнения конструкции и оценки технического состояния скважины, обсаженной трубами из непроводящего материала (полиэтилен, ПВХ и т. п.) вместо токового каротажа, характеристика которого приведена в разделе 3.10 настоящей работы. КС-каротаж в обсадке проводят с использованием малого зонда N0,1M0,1A. Полученные с помощью такого зонда диаграммы КС, отражают все характерные конструктивные особенности скважины: резьбовые соединения, переходы диаметров, секции фильтра и отстойник, а также позволяют определять нарушения целостности колонны, обрывы секций фильтра и отстойника. Интерпретация результатов для указанного выше зонда проводится по схеме кровельного градиент-зонда. На рис. 3.17 приведен пример интерпретации диаграммы КС-каротажа в обсадке для откачной технологической скважины, обсаженной ПВХ трубами двух диаметров, с тремя секциями фильтра КДФ-110.

Основана на измерении кажущейся удельной электрической проводимости заполняющей скважины жидкости. Единица измерения – си-менс на метр (См/м), дробная – миллисименс на метр (мСм/м).

Резистивиметрия на гидрогенных месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, может проводиться для определения удельного сопротивления жидкости, заполняющей ствол скважины, определения минерализации и удельного сопротивления пластовых вод при совместной интерпретации кривых ПС и КС, определения мест притока жидкости в скважину и поглощения промывочной жидкости скважиной, а также для определения нарушения целостности обсадных колонн (определение низкодебитных перетоков по стволу обсаженной скважины, заполненной электроконтрастным раствором).

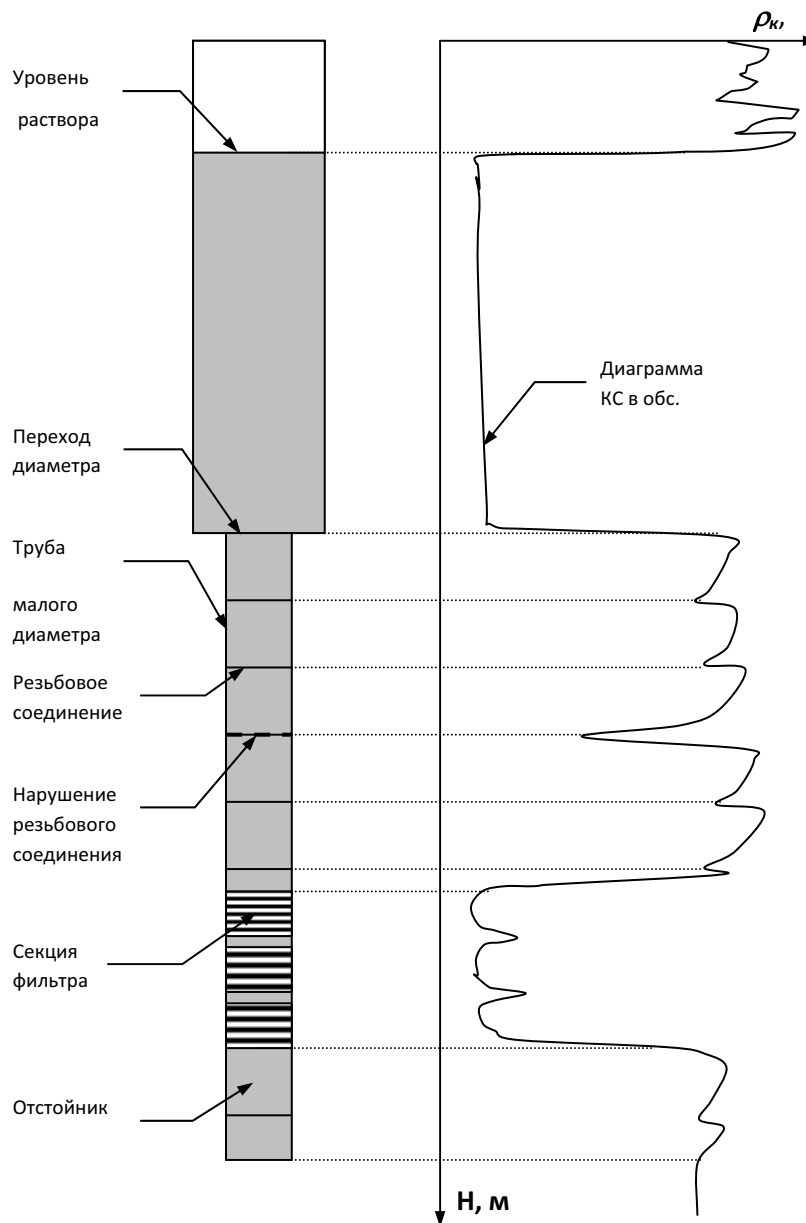


Рис. 3.17. Пример интерпретации диаграммы КС-каротажа в стволе откачной технологической скважины, обсаженной трубами ПВХ двух диаметров и тремя секциями фильтра КДФ-110

3.3. Резистеметрия

Существует два типа скважинных резистивиметров:

- трехэлектродный зонд с concentрично расположенными кольцевыми свинцовыми электродами, разделенными слоями изоляционного материала;
- индукционный резистивиметр с двумя электродами, встроенными в корпус скважинного прибора на одной оси перпендикулярно корпусу прибора.

Резистивиметрию рекомендуется проводить при спуске скважинного прибора с целью снижения влияния эффекта перемешивания сква-

жинной жидкости. Так как УЭС жидкости сильно зависит от ее температуры, то результаты измерений УЭС в скважине с применением скважинного резистивиметра, выполняемые с целью установления сравнительных данных по минерализации жидкости на различных глубинах необходимо привести к стандартным условиям измерения (соответствующим температуре 20°C) по формуле:

$$\rho_{20^\circ} = \rho_{t^\circ} (1 + \alpha_{t^\circ} (t^\circ - 20^\circ)) \quad (3.10)$$

где ρ_{20° и ρ_{t° – УЭС жидкости при температуре 20 °С и t °С соответственно; α_{t° – температурный коэффициент теплопроводности, значение которого зависят от химического состава жидкости. Для большинства природных вод значение α_{t° близко к 0,02. Грубую оценку минерализации скважинной жидкости можно получить по графику зависимости удельного электрического сопротивления водного раствора поваренной соли ρ_B от ее концентрации (q) при температуре 20 °С.

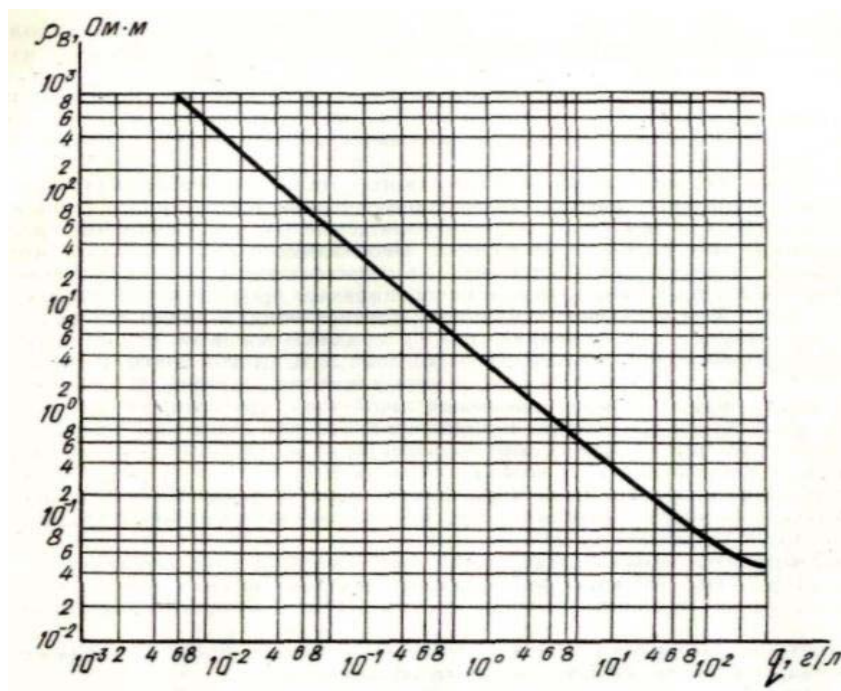


Рис. 3.18. Зависимость удельного электрического сопротивления водного раствора поваренной соли (ρ_B) от ее концентрации (q) при температуре 20°C

Метрологическое обеспечение – ежемесячное градуирование по растворам с известным удельным электрическим сопротивлением (УЭС). Градуировку резистивиметра осуществляют с использованием емкости из непроводящего материала. Размеры емкости по оси резистивиметра должны превышать его длину в 1,5 раза.

3.4. Индукционный каротаж (ик)

Основан на измерении кажущейся удельной электрической проводимости пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц. В методе реализованы варианты измерения как активной компоненты кажущейся удельной электрической проводимости $\delta_{\text{а}}$, которая пропорциональна ЭДС, так и реактивной компоненты $\delta_{\text{р}}$ пропорциональной ЭДС, сдвинутой по фазе относительно тока генераторной цепи зонда. Единица измерения – сименс на метр (См/м), дробная – миллисименс на метр (мСм/м).

Наилучшие результаты дает ИК при исследовании скважин, заполненных слабоминерализованной или плохопроводящей жидкостью. При растворе с сопротивлением менее 0,1 Ом и высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС) пород применение ИК ограничено. С помощью ИК достаточно точно разделяются породы с УЭС до 50 Ом·м, хуже – с сопротивлением 50–200 Ом·м. Породы более высокого сопротивления на кривых ИК практически не разделяются.

Применение ИК эффективно в разрезах, где кривые КС зондов электрического каротажа искажаются вследствие экранирования прослоями высокого УЭС. Преимущество индукционного каротажа перед КС заключается также в возможности исследования электропроводности пород в сухих скважинах и скважинах, обсаженных трубами из непроводящих материалов (полиэтилен, ПВХ и т.п.).

Является основным методом при определении мест перетоков технологических растворов изпродуктивных в вышележащие горизонты и оценке их растекания в процессе ПСВ.

Минимальные требования к методическому обеспечению заключаются в наличии зависимостей, отражающих влияние на показание зонда диаметра скважины и удельного сопротивления промывочной жидкости.

Метрологическое обеспечение работ – аналогично стандартному электрокаротажу.

3.5. Инклинометрия

Инклинометрия – это измерения зенитного угла и азимута скважины в зависимости от ее глубины, с целью определения траектории ствола скважины.

Единица измерения – градус. Измерения выполняются магнитными инклинометрами при подъеме скважинного прибора в не обсаженных скважинах или в скважинах с обсадкой из немагнитных материалов.

Шаг измерения – кратный 10 м. Как правило, равен 20 м.

Требования к методическому обеспечению заключаются в наличии программ расчета координат точек пересечения ствола скважины с кровлей (подошвой) рудовмещающего горизонта.

Метрологическое обеспечение – ежемесячное градуирование с использованием градуировочного устройства УСИ-2 или аналогичного.

3.6. Нейтрон-нейтронный каротаж

Нейтронный каротаж основан на облучении горной породы и скважины потоком быстрых нейтронов и измерении плотностей потоков вторичного излучения надтепловых и тепловых нейтронов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту [имп/мин]; расчетная величина – водородсодержание пород в стандартных условиях в процентах (%).

В зависимости от регистрируемого излучения различают: нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННК-НТ; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ННК-Т; нейтронный гамма-каротаж НГК.

При отработке месторождений урановых руд методом ПСВ используется ННК-Т с целью литологического расчленения пород в условиях насыщения рудовмещающего горизонта продуктивными растворами. Существует два типа приборов ННК-Т, отличающихся типом используемого источника быстрых нейтронов. В приборах первого типа используется ампульный плутоний-бериллиевый источник ($\text{Pu}^{238}\text{-Be}$) быстрых нейтронов и один детектор тепловых нейтронов. В приборах второго типа используется импульсный генератор нейтронов и два детектора тепловых нейтронов, установленных на разных расстояниях от мишени генератора нейтронов. Использование двух детекторов нейтронов обусловлено необходимостью учета высокой нестабильности (с точки зрения выхода быстрых нейтронов в импульсе) работы генератора нейтронов.

ННК-Т может быть выполнен как в обсаженных, так и в не обсаженных скважинах.

Минимальные требования к методическому обеспечению заключаются в наличии визуально устанавливаемых корреляционных полуколичественных соотношений между скоростью счета ННК и литологическим составом пород рудовмещающего горизонта. Эта связь обусловлена различием коэффициента пористости пород различного литологического состава.

Метрологическое обеспечение работ – поверочная установка УП-НК, содержащая три имитатора пористого пласта (ИПП) и емкость с пресной водой.

3.7. Каротаж по мгновенным нейтронам деления (КНД-М)

Каротаж по мгновенным нейтронам деления ядер урана (КНД-М) относится к прямым методам определения содержания урана.

Метод КНД-М применяют для определения в скважинах мощности рудных интервалов и содержания в них урана, для определения поправочных коэффициентов в данные гамма-каротажа на нарушение радиоактивного равновесия, для оценки достоверности результатов интерпретации материалов гамма-каротажа и для контроля за ходом процесса подземного выщелачивания.

Метод КНД-М основан на регистрации мгновенных нейтронов деления ядер урана, образующихся при облучении урановых руд потоком быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ от импульсного нейтронного генератора. После инжектирования быстрых нейтронов генератором в исследуемую среду происходит их замедление и термализация.

Природный уран на 98,741 % состоит из изотопа уран-238, на 0,7204 % из урана-235 и на 0,0055 % из урана-234. Кроме этих изотопов в урановых рудах может присутствовать в некоторых количествах и торий-232. Так как урановые руды относятся к замедлителям со слабым поглощением нейтронов, то через время, соответствующее полной термализации, в среде будут присутствовать только тепловые нейтроны, вызывающие деление ядер урана-235 и тория-232 с испусканием мгновенных нейтронов. Мгновенные нейтроны деления урана и тория имеют в среднем энергию 2 МэВ и мало различающиеся энергетические спектры, однако физико-математический анализ поля мгновенных нейтронов деления показывает, что практически весь эффект создают мгновенные нейтроны деления урана-235.

Для выделения мгновенных нейтронов деления на фоне теплового нейтронного поля используются детекторы медленных нейтронов, экранированные кадмием, обладающим аномально высоким поглощением тепловых нейтронов, но прозрачным для нейтронов более высоких энергий.

Отсечка быстрых нейтронов осуществляется временной задержкой (равной времени полной термализации) между импульсом быстрых нейтронов, инжектируемых генератором нейтронов, и моментом регистрации потока вторичных нейтронов

Практически на всех урановых месторождениях соотношение изотопов урана-235 и урана-238 в рудах строго постоянное, поэтому величина сигнала, создаваемого потоком мгновенных нейтронов деления ядер изотопа уран-235, может служить мерой концентрации природного урана.

Плотность потока мгновенных нейтронов деления (вторичных нейтронов) зависит от плотности потока генерируемых (первичных) нейтронов, скважинных условий (конструкции скважины, ее диаметра, состава бурового или технологического раствора), физических свойств (влажности и плотности) рудовмещающих пород и содержания в них аномальных поглотителей тепловых нейтронов. Например, лития, бора, хлора, кадмия, ртути и редкоземельных элементов. Все эти зависимости должны учитываться при определении по методу КНД-М подсчетных параметров ураново-рудных пересечений.

Поток мгновенных нейтронов деления в исследуемой среде спадает со временем по экспоненциальному закону с декрементом затухания $\lambda = 1/\tau$. Параметр τ (время жизни нейтронов) характеризует убывание потока нейтронов со временем (t), после окончания импульса генерированного потока быстрых нейтронов, вследствие поглощения и тех и других исследуемой средой. Для определения содержания урана однозондовым прибором осуществляется регистрация двух сигналов N_1 и N_2 , поступающих с детектора нейтронов, расположенного на расстоянии L от генератора (источника) нейтронов, причем N_1 – во временном интервале относительно нейтронного импульса, равном $t_1 \div t_1 + \Delta t$, а N_2 , – в интервале $t_2 \div t_1 + \Delta t$ ($t_2 > t_1$). Временная граница t_1 соответствует полному времени термализации t_{th} , начиная с которого скорость счета затухает приблизительно по экспоненциальному закону с декрементом затухания плотности тепловых нейтронов, а Δt – временном интервалу полного поглощения тепловых нейтронов ($\sim 5\tau$). Таким образом интервал Δt является оптимальным для выделения полезного сигнала на фоне мешающих нейтронных полей. Граница t_2 выбрана из расчета минимальной погрешности в определении величины τ .

Определение параметра τ зависит от нейтронозамедляющих свойств руды и осуществляется по отношению сигналов N_1/N_2 и интервалом $(t_2 - t_1)$ между временными задержками сигналов N_1 и N_2 . Величина L определяется минимально возможным конструкционным расстоянием между центром детектора нейтронов и мишенью генератора нейтронов.

Величина плотности потока быстрых нейтронов, создаваемых импульсным генератором нейтронов, может быть во времени не постоянной по причинам аппаратного характера и старения трубки. Эта не-

стабильность потока первичных нейтронов генератора при каротаже контролируется по монитору, показания которого используются для нормирования сигналов N_1 и N_2 к потоку 1×10^8 нейтр/с. Реализованный принцип мониторинга основан на следующем физическом эффекте.

При активации кислорода потоком быстрых нейтронов по реакции $^{16}\text{O}(n, p)^{16}\text{N}$ образуется нестабильный изотоп азот-16, который имеет период полураспада 7,35 сек. Распад азота-16 сопровождается бета- и гамма-излучением, которое может быть измерено счетчиками Гейгера.

Система мониторинга на базе счетчиков Гейгера включает в себя два счетных канала (M_1 и M_2). В одном канале счетчики заключены в свинцовые экраны (M_2), в другом они не экранированы (M_1). Поскольку во время работы импульсного генератора нейтронов (ИГН) активируются породы в некотором объеме около скважинного пространства, переменные по элементному составу и гамма-излучению, то мерой величины потока нейтронов, генерируемых ИГН, может служить скорость счета импульсов, вызванных бета-излучением азота-16, регистрируемая как разность отсчетов по M_1 и M_2 . Эта разность пропорциональна потоку нейтронов.

Градуирование монитора осуществляют с помощью специального выносного блока градуирования (БГ), показания которого обусловлены $\beta + \gamma$ – излучением азота-16, накапливающегося в теле этого блока при активации его быстрыми нейтронами генератора.

Вклад мешающего излучения долгоживущих изотопов, возникающих в конструкционных материалах БГ, учитывается измерениями после выключения генератора и распада азота-16.

Максимальные требования к методическому и программному обеспечению заключаются в наличии алгоритмов и зависимостей:

- поправочных, учитывающих отклонение условий измерений от стандартных; программного обеспечения, которое должно сопровождать регистрацию и обработку данных до получения конечных характеристик (массовая доля урана в рудных интервалах).

Метрологическое обеспечение – наличие двух моделей типа СОСВУРТ (фоновая и рудная) и контрольно-поверочной скважины.

Основным документом, регламентирующим методику, технику проведения каротажа методом мгновенных нейтронов деления и интерпретацию полученных результатов, является «Инструкция по каротажу методом мгновенных нейтронов деления при подготовке и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана» [5].

3.8. Гамма-гамма плотностной каротаж

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п) – исследования, основанные на регистрации плотности потока гамма-излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным ампульным источником гамма-квантов.

В качестве источников гамма-квантов используются изотопы с энергией гамма-квантов от десятков до сотен килоэлектронвольт. В этом диапазоне энергий происходит два основных процесса взаимодействия гамма-квантов с веществом:

- комптоновское рассеяние в результате неупругого (с потерей энергии) столкновения с оболочками ядер веществ, сопровождающееся образованием электронов отдачи и увеличением длины волны;
- фотоэлектрический эффект, представляющий собой процесс полного поглощения гамма-квантов внутренними оболочками атома с освобождением электронов.

По мере того как длина волны γ -лучей уменьшается, всё большую роль по сравнению с фотоэлектрическим поглощением начинает играть рассеяние без изменения длины волны. В области энергий гамма-квантов от 150 кэВ до 1 МэВ основную роль играет процесс комптоновского рассеяния, вероятность которого прямо пропорциональна объёмной плотности вещества.

В области энергий гамма-квантов меньших 150 кэВ основную роль в их ослаблении играет фотоэффект.

Зависимость плотности потока N_s рассеянного гамма-излучения, представляющей собой число квантов, проходящих в единицу времени через единицу площади от объёмной плотности ρ имеет инверсионный характер: с увеличением объёмной плотности исследуемой среды N_s вначале возрастает, при определённом значении ρ достигает максимума, а затем убывает. Зонд ГГК, при длине которого N_s слабо зависит от плотности пород в определённом диапазоне её изменений, называется инверсионным. Зонды ГГК, при которых для заданного диапазона изменения плотностей горных пород N_s возрастает и убывает с увеличением ρ называются соответственно доинверсионным и заинверсионным. С ростом эффективного атомного номера $Z_{эф}$ исследуемой среды плотность потока N_s рассеянного гамма – излучения монотонно убывает независимо от размеров зонда.

Спектральный состав рассеянного гамма-излучения зависит от длины зонда, состава среды и энергии первичного гамма-излучения. На

гидрогенных месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, при проведении ГГК-п применяется инверсионный зонд. Размер зонда – 400 мм. При выбранном размере зонда в низкоэнергетической области (≈ 100 кэВ), благодаря конкуренции фото-эффекта и комптон-эффекта, формируется максимум многократно рассеянного гамма - излучения. Регистрация измерений проводится в режиме интегрального счёта с энергетической отсечкой шумовых импульсов < 50 кэВ.

В качестве источников первичного гамма – излучения используется радиоактивный изотоп Cs^{137} активностью от 0,5 до 3,0 ГБк.

Значительные трудности при использовании гамма-гамма плотностного каротажа связаны с его сравнительно небольшой глубиной исследования (около 10 см). Кроме того, на месторождениях урана накладываются дополнительные трудности, связанные с наличием гамма-излучения рудных минералов в их естественном залегании, что не позволяет проводить исследования плотности пород в рудных интервалах.

Измеряемая величина – скорость счета [имп/с⁻¹]. Основные расчетные величины – объемная плотность ρ пород, [г/см³], поправка D_p на влияние промежуточной среды между прибором и породой, [г/см³].

Благоприятные условия применения метода – вертикальные и наклонные скважины; незначительная кавернозность ствола скважины; тонкие глинистые корки или их отсутствие. Минимальные требования к методическому обеспечению заключаются в наличии зависимостей:

- калибровочных – устанавливающих связь между объемной плотностью и показаниями (скоростями счета) короткого и длинного зондов в стандартных условиях измерений;
- поправочных – учитывающих отклонение условий измерения от стандартных и влияние фона естественного гамма-излучения.

Метрологическое обеспечение – наличие стандартных образцов плотности и от одного до трех имитаторов глинистой корки, аттестованные в установленном порядке.

3.9 КАВЕРНОМЕТРИЯ (КМ)

Кавернометрия – метод ГИС, позволяющий определять среднее значение диаметра скважины и его изменения по стволу скважины.

Измеряемая величина – диаметр скважины в миллиметрах [мм].

Метрологическое обеспечение – первичные периодические и полевые калибровки. Основное средство периодических калибровок – набор (не менее 2-х) образцовых колец с погрешностью определения диаметров не более $\pm 1,0$ мм.

3.10. Токовый каротаж (ТК)

Токовый каротаж – вид исследований, основанный на измерении силы тока в цепи между двумя электродами, один из которых «А» движется по стволу скважины, а второй «В» расположен на поверхности земли. Измеряемая величина – сила тока [мА]. Метод применяется для определения мест нарушения гидроизоляции обсадной колонны в случае использования для этих целей труб, изготовленных из непроводящего материала (полиэтилена, ПВХ и т.д.). Места нарушения гидроизоляции во всех случаях соответствуют местам нарушения электроизоляции, фиксируемым поданным токового каротажа, четко выраженным аномальным увеличением силы тока в цепи АВ в интервалах нарушения целостности обсадных труб. Метод относится к качественным, индикаторным.

3.11. Термометрия (ТМ)

Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустойчивом режимах. Измеряемая величина – температура (разность температур) в градусах Цельсия [°С].

Метрологическое обеспечение – периодические калибровки, выполняемые в баках с водой, имеющей различные температуры, устанавливаемые с помощью образцовых ртутных термометров.

3.12. Расходомерия (РХ)

Метод расходомерии – прямой метод послойного определения фильтрационных свойств пород и руд, основанный на измерении скорости потока (расхода) жидкости по стволу скважины.

Перемещение жидкости по стволу скважины вызывает вращение крыльчатки расходомера со скоростью вращения, пропорциональной скорости потока. Измеряемая величина – обороты в минуту [об/мин]. Расчетная величина – расход жидкости по стволу скважины в [м³/час].

Сущность расходомерии заключается в том, что расход осевого потока воды, измеряемый с помощью глубинного расходомера в фиксированных точках по стволу скважины в режимах фонтанирования, налива или откачки, изменяется лишь в интервалах проницаемых пород, а в пределах водоупоров остается постоянным. Вследствие этого расходометрические графики (расходограммы), построенные по результатам замеров расхода осевого потока воды в опытной скважине, оборудованной фильтрами (из-за неустойчивости стволов в рыхлом разрезе расходомерия может проводиться только в обсаженных трубами скважинах),

содержат важную информацию о глубине залегания, мощности, структуре и гидродинамических параметрах проницаемых горизонтов и пластов.

Глубина, мощность и структура проницаемых горизонтов устанавливаются непосредственно по форме расходограммы (рис. 3.19). В частности, структура проницаемого пласта фиксируется по характерным изменениям наклона расходограмм, причем точки излома фиксируют границы слоев, отличающихся по коэффициенту фильтрации.

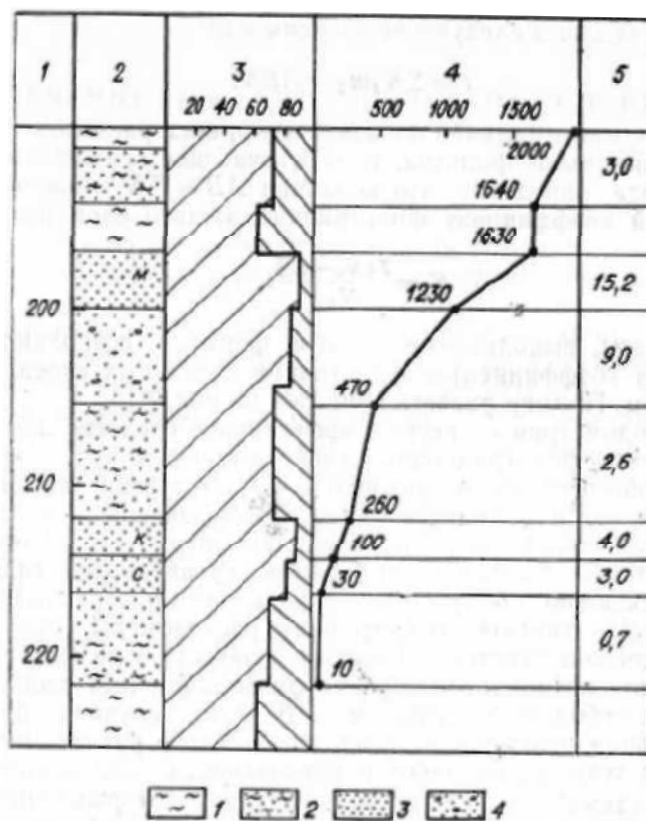


Рис. 3.19. Результаты расходомерии по гидрогеологической скважине:
 1 – глины, алевролиты (водоупоры); 2 – глинистые песчаники; 3 – пески;
 М – мелкозернистые; К – крупнозернистые; С – среднезернистые;
 4 – пески с гравием

Расходомерия проводится с шагом измерений 0,5–0,1 м в пределах фильтров и через 50 м в глухой колонне. Методика и техника измерений подробно изложены в специальных работах [13].

Величины коэффициента фильтрации отдельных слоев (K_i) пропорциональны тангенсам угла наклона соответствующих участков расходограмм (рис. 3.17):

$$K_i = A \frac{q_i}{m_i}, \quad (3.11)$$

где q_i – прирост (при откачке) и уменьшение (при наливе) дебита в соответствующем интервале (снизу вверх) мощностью m_i ; A – коэффициент пропорциональности, общий для всех проницаемых слоев, вскрытых данной скважиной.

Таким образом, относительное изменение величин коэффициентов фильтрации по мощности может быть установлено непосредственно по расходограмме.

Учитывая, что

$$q_i = B(N_k - N_n), \quad (3.12)$$

где N_k и N_n – отсчеты счетчика расходомера (мин^{-1}) соответственно у кровли и подошвы слоя; B – коэффициент пропорциональности между частотой вращения и расходом, можно записать уравнение (3.11) в виде

$$K_i = \frac{AB(N_k - N_n)}{m_i}. \quad (3.13)$$

Если для данной скважины по результатам откачки установлена суммарная водопроницаемость проницаемых слоев T , то будут справедливы следующие зависимости:

$$T = \sum K_i m_i = ABN, \quad (3.14)$$

где N – максимальное показание счетчика расходомера (мин^{-1}), полученное выше фильтра, т. е. отвечающее суммарному расходу.

Отсюда, определив, что величина $AB = T/N$, можно вычислить истинный коэффициент фильтрации каждого слоя по формуле:

$$K_i = \frac{T(N_k - N)}{N m_i}. \quad (3.15)$$

Расчеты, выполненные по этой формуле, позволяют получать значения коэффициентов фильтрации отдельных слоев, близкие к истинным. Пример расчета приведен на рис. 3.19.

Расходометрия – весьма эффективное средство для послойного изучения фильтрационных свойств пород и руд, так как не только обеспечивает достаточно точное получение искоемых характеристик, но и обходится значительно дешевле гранулометрических анализов. Однако широкое применение этого метода ограничивается необходимостью бурения специальных гидрогеологических скважин, оборудованных фильтрами и обсадными трубами.

Следует отметить, что серийные расходомеры обладают довольно низкой чувствительностью и зачастую не могут использоваться для послойного изучения фильтрационных свойств в скважинах с небольшими дебитами». В таких случаях применяется специальная пакерная насадка к серийным расходомерам, упрощающая технологию работ и повышающая надежность метода [13], а также создающая условия, при кото-

рых минимальный (пороговый) расход осевого потока, измеряемый расходомером, соответствует его паспортным данным. Это позволяет успешно (с точностью порядка $\pm 15\%$) проводить изучение фильтрационной неоднородности разрезов при ограниченных дебитах возбуждения.

3.13. Гидрогеохимический каротаж (ГХК)

Метод ГИС, позволяющий проводить непосредственно в обсаженной скважине измерение следующих параметров: давление, температура, глубина залегания уровня воды, pH, Eh, удельная электропроводность, растворенные газы (O_2 , H_2S), содержание отдельных компонентов – Na, NH_4 , Ca, NO_3 . С применением ГХК повышается достоверность гидрогеохимического опробования свойств природных и техногенных подземных вод в реальных термобарических и окислительно-восстановительных условиях рудоносных горизонтов, а также благодаря высокой детальной исследованию всего столба воды (раствора) скважин с дискретностью 10–20 см по его глубине. При таком детальном измерении одновременно 12-ти параметров сокращаются затраты на опробование и повышается их достоверность.

Гидрогеохимический каротаж используется для контроля за процессом ПСВ в недрах, для наблюдения за естественным восстановлением участков водоносных горизонтов, подвергшихся воздействию сернокислотного ПСВ и для мониторинга подземных вод в районе действующих и выведенных из эксплуатации участков ПСВ.

3.14. Радиоволновая геоинтроскопия (РВГИ)

РВГИ – радиоволновой метод, основанный на зависимости интенсивности поглощения радиоволн породами, расположенными на трассе распространения волны, от их электрических характеристик: удельного электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости. При проведении РВГИ в одну скважину помещается скважинный излучатель, а вдоль оси другой (соседней) скважины перемещается скважинный приемник, регистрирующий интенсивность радиосигнала от излучателя. Затем излучатель перемещается на фиксированное расстояние вдоль оси скважины и вновь осуществляется перемещение приемника с регистрацией интенсивности радиосигнала. Процесс повторяется для всех скважин выбранных сечений технологического блока. Полученные данные обрабатываются с использованием специального программно-математического обеспечения и в результате формируется 3-D карта эффективных сопротивлений. Проводя РВГИ сразу после сооружения технологических скважин блока, получают исходную 3-D карту эффек-

тивных сопротивлений. В результате закисления блока происходит резкое уменьшение удельного сопротивления проницаемых пород продуктивного горизонта на фоне неизменного сопротивления непроницаемых пород (глин, алевролитов и т.п.). Поэтому проводя РВГИ в процессе отработки блока, получая 3-D карты эффективных сопротивлений на разных стадиях его отработки и сравнивая их с исходной картой (полученной до закисления), можно контролировать степень закисления тех или иных участков. РВГИ – единственный метод, позволяющий получить объемную карту фактического закисления добычных технологических блоков месторождений урана, обрабатываемых методом ПСВ.

4. КОМПЛЕКСЫ ГИС НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ РАБОТ

Комплексы ГИС определяются задачами, соответствующими назначению скважин и включают, в зависимости от этого, различные виды и методы ГИС.

Комплексы ГИС должны:

- включать в себя набор методов, обеспечивающих однозначное и достоверное решение всех поставленных перед ГИС задач для различных геолого-технологических ситуаций;
- включать методы, освоенные в отечественной практике и практике стран СНГ. По мере освоения и апробации новых методов комплексы могут дополняться;
- быть ориентированы на применение цифровой компьютеризированной каротажной техники и комбинированных скважинных приборов (модулей).

Комплексы ГИС, направленные на решение геологических задач, должны включать обязательные и дополнительные исследования. Обязательные исследования состоят из постоянной части, единой для решения задач для всех месторождений и на всех этапах работ, и изменяемой части, состав которой определяется геолого-техническими параметрами конкретных месторождений.

Рекомендуемые настоящей инструкцией комплексы и виды геофизических исследований могут быть дополнены или заменены в зависимости от конкретных условий обрабатываемого месторождения. Эти изменения должны быть апробированы и оформлены в виде Дополнения к данной инструкции и согласованы в НАК «Казатомпром».

4.1. Эксплуатационная разведка

Эксплуатационная разведка выполняется путем сгущения сети разведочных геологических скважин и дополнительного бурения скважин по периферии рудных тел для проектирования мест расположения технологических скважин.

На данной стадии *геологические задачи* решаются следующим комплексом геофизических исследований:

- гамма-каротаж;
- каротаж методом мгновенных нейтронов деления;
- электрокаротаж (КС, ПС);
- инклинометрия;
- кавернометрия;
- нейтрон-нейтронный каротаж.

Гамма-каротаж проводится для уточнения параметров рудных тел. При интерпретации гамма-каротажа используют определенный при разведке средний коэффициент радиоактивного равновесия (K_{pp}) для всего месторождения или для рудного тела (блока), в пределах которого пробурены данные скважины. Конкретное значение K_{pp} должно соответствовать тому, которое применялось при подсчете запасов при сдаче объекта в ГКЗ. Поправка на отжатие радона в пласт (P_{Rn}) берется аналогичным способом. При бурении на стадии доразведки и эксплуатационной разведки скважин с кондиционным выходом керна уточняют значения K_{pp} и P_{Rn} . Для уточнения значения K_{pp} и P_{Rn} также используются данные КНД-м. Решение об использовании уточненных значений K_{pp} и P_{Rn} принимается в каждом конкретном случае при расхождении в данных подсчета запасов, определенных при геологической разведке и эксплуатационной разведке, более чем на 20 % в целом по залежи.

Результаты интерпретации гамма-каротажа технологических скважин со средними поправками, определенными при разведке, используют при подсчете запасов урана по эксплуатационным блокам. Этот подсчет запасов предназначен для планирования добычных работ, а после отработки отдельного рудного тела (залежи) – для списания запасов.

Каротаж методом мгновенных нейтронов деления (КНД-м) проводится для прямого определения урана в стволе скважины. Решение о проведении и объемах КНД-м принимается геологической службой в каждом конкретном случае. Поданным КНД-м уточняется морфология рудных залежей в сложной радиологической обстановке с целью исключения радиевых ореолов из отработки. Данные КНД-м используются для получения информации о нарушениях радиоактивного равновесия по скважинам без кернового опробования, определения суммарной поправки на нарушение радиоактивного равновесия и отжатия радона. При применении двухзондового скважинного снаряда по данным КНД-м возможно определение влажности, объемного веса, глинистости пород в условиях естественного залегания.

Электрокаротаж (КС, ПС) на данной стадии используется для литологического расчленения пород, выделения фациальных разностей проницаемых пород продуктивного горизонта, для определения границ верхнего, нижнего и промежуточных водоупоров. Данные электрокаротажа КС, ПС используются для расчетов послойных коэффициентов фильтрации продуктивной толщи. Для расчетов коэффициентов фильтрации по электрокаротажу используются зависимости между величинами кажущегося сопротивления (или \propto ПС) и гранулометрическим составом пород, а также коэффициентами фильтрации, определенными по данным откачек гидрогеологических скважин. Такие зависимости уста-

навливаются на стадии детальной геологической разведки для скважин малого диаметра и проверяются в технологических скважинах большого диаметра. По результатам уточнения находятся переходные коэффициенты, позволяющие использовать имеющиеся зависимости.

Инклинометрия проводится с целью определения истинного положения ствола скважины в пространстве.

Кавернометрия проводится с целью определения истинного диаметра скважины в пределах рудного горизонта для введения поправки при интерпретации результатов гамма-каротажа на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью. Дополнительно данные кавернометрии используются для выделения в песчано-глинистом разрезе проницаемых интервалов. На интервале песчаных пород с высокой проницаемостью диаметр скважины уменьшается на толщину глинистой корки. Это обусловлено тем, что в породах, в которые проникает фильтрат промывочной жидкости, диаметр скважины уменьшается из-за накопления на ее стенках глинистой корки.

Нейтрон-нейтронный каротаж на данной стадии используется для литологического расчленения разреза в зоне уже закисленных пород, когда методами электрокаротажа невозможно провести расчленение разреза.

Конечным документом интерпретации результатов ГИС является геологический паспорт скважины.

4.2. Подготовка участка к эксплуатации

Подготовка участка к эксплуатации заключается в сооружении и освоении сети технологических и наблюдательных скважин. Проходка ствола скважины выполняется в два этапа – пилот-скважина и последующее расширение до конечного диаметра. На данном этапе кроме **геологических задач** геофизическими исследованиями решаются **и технические задачи**.

На первом этапе (после бурения пилот-скважины) проводится следующий комплекс геофизических исследований:

- гамма-каротаж;
- каротаж методом мгновенных нейтронов деления;
- электрокаротаж (КС, ПС);
- инклинометрия;
- кавернометрия.

Задачи, решаемые данными методами, аналогичны задачам этапа эксплуатационной разведки. В части скважин желательно проводить определение урана методом КНД, если другие методы не обеспечивают

полноты решаемых задач. Данные по наблюдательным скважинам позволяют проследить ход процесса выщелачивания, связать изменения остаточного содержания урана с расходом кислоты и таким образом получить исходные данные для расчетов оптимального времени работы участка. Выполнение гамма-каротажа в наблюдательных скважинах обеспечивает контроль распределения радия в процессе выщелачивания. Это необходимо для обоснования возможности использования результатов гамма-каротажа контрольных скважин при определении исходного содержания урана.

Инклинометрия проводится в процессе проходки технологических скважин с целью контроля азимутальных и угловых отклонений стволов сооружаемых скважин. Каротаж может проводиться многократно в режиме "сопровождения" по мере углубления скважины. Интервалы глубин, на которых проводится инклинометрия, должны задаваться в техническом задании на сооружение скважины. При отклонении траектории ствола скважины от проектного положения на величину, большую допустимой, скважина бракуется и другие виды каротажа не выполняются.

На втором этапе (после разбуривания скважины) для расчета необходимого количества цемента и определения объема зоны гравийной обсыпки фильтров дополнительно проводится кавернометрия.

После сооружения и освоения скважин проводится комплекс геофизических исследований:

- токовый каротаж (ТК);
- индукционный каротаж (ИК);
- термометрия (ТМ);
- гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П);
- расходометрия;
- гидрогеохимический каротаж (ГХК);
- радиоволновая геоинтроскопия (РВГИ).

Токовый каротаж или КС-каротаж в обсадной колонне выполняется дважды: сразу после обсадки скважины с целью определения целостности обсадной колонны полиэтиленовых труб и правильности установки фильтров, и после освоения скважины, для определения чистоты фильтров и повторной проверки целостности обсадной колонны. Данный метод очень чувствителен и позволяет выявить даже незначительные повреждения обсадной колонны. Поэтому при обнаружении нарушений токовым каротажом нужно дополнительно провести расходометрию для оценки объема перетока жидкости через обнаруженное нарушение.

Индукционный каротаж проводится в целях определения электропроводимости пород перед закислением. Эти результаты индукционного каротажа являются исходными для последующей интерпретации на стадии закисления и эксплуатации.

Гидрогеохимический каротаж проводится для определения исходных параметров перед закислением с целью контроля их дальнейшего изменения.

Во всех сооружаемых скважинах, где проводится гидроизоляция затрубного пространства цементированием, выполняется термометрия для определения местоположения цементного кольца. Эти результаты термометрии являются исходными для решения некоторых вопросов контроля за дальнейшим ходом процесса ПСВ.

Гамма-гамма каротаж плотностной проводится для уточнения качества цементации, контроля уровня и качества гравийной обсыпки зоны фильтров технологических скважин. ГГК-П проводится во всех технологических скважинах, сооружаемых с гравийной обсыпкой.

Расходомерия проводится после освоения скважины для определения состояния прифильтровой и фильтровой зоны.

Конечным документом интерпретации результатов ГИС является геотехнологический паспорт скважины.

Радиоволновая геоинтроскопия проводится после сооружения всех скважин технологического блока для получения исходной 3D-карты эффективных сопротивлений.

4.3. Эксплуатация участка

На этапе эксплуатации участка геофизическими методами решаются *геотехнологические и технические* задачи. Систематически контролируется техническое состояние скважин, определяется распространение технологических растворов по площади участка и их проникновение за водоупоры, отслеживается ход процесса выщелачивания.

На этапе эксплуатации участка в комплекс геофизических исследований скважин входят:

- токовый каротаж;
- индукционный каротаж;
- гамма-каротаж;
- каротаж методом мгновенных нейтронов деления;
- термометрия;
- расходомерия;
- гидрогеохимический каротаж;
- радиоволновая геоинтроскопия (РВГИ).

Токовый каротаж или КС-каротаж в обсадной колонне проводится в технологических скважинах с полиэтиленовыми обсадными трубами для определения целостности обсадной колонны и степени запесоченности фильтровой зоны. Токовый каротаж проводится во всех технологических скважинах не реже одного раза в год. Периодичность проведения может корректироваться в зависимости от количества и частоты обнаружения нарушений на контролируемой блоке и по заявкам ответственной службы. При обнаружении нарушения целостности труб проводят расходомерию для количественной оценки потерь технологических растворов или их разубоживания пластовыми водами.

Индукционный каротаж проводится для контроля за растеканием технологических растворов по площади участка и за проникновением раствора выше водоупорного горизонта. ИК проводится во всех наблюдательных и, при необходимости, в технологических скважинах, обсаженных полиэтиленовыми трубами. Периодичность проведения ИК на отработываемом блоке – раз в квартал на начальном этапе и не реже одного раза в год до конца отработки. Сопоставление графиков индукционного каротажа, полученных до и после закисления, позволяет определить зоны распространения кислых растворов. Распространение кислых растворов по мощности продуктивного горизонта может быть связано как с вертикальной составляющей фильтрации, так и с затрубной циркуляцией раствора.

Гамма-каротаж периодически проводится в наблюдательных скважинах для получения информации о перемещении радия при выщелачивании урана. Это необходимо для обоснования возможности использования результатов гамма-каротажа контрольных скважин при определении исходного содержания урана. Периодичность проведения гамма-каротажа зависит от скорости протекания процесса выщелачивания, и каждое последующее измерение делается после уменьшения остаточного содержания урана на 15–20 %.

Гамма-каротаж в закачных технологических скважинах проводится по результатам электрокаротажа, которые предполагают нарушение целостности обсадной колонны. Появление технологических растворов в затрубном пространстве, как правило, сопровождается гамма-аномалиями.

Каротаж методом мгновенных нейтронов деления позволяет следить за изменениями содержания урана или его перераспределением между песчаными и глинистыми разностями пород. Одновременно можно получить информацию о ходе процесса выщелачивания по измерениям в наблюдательных скважинах. По отдельным наблюдательным скважинам затруднительно оценить количество урана, оставшегося в рудном горизонте, но ход процесса выщелачивания во времени характе-

ризуется достаточно надежно. Для этого необходимо располагать наблюдательные скважины в местах, для которых, по данным гидродинамических расчетов, характерен усредненный ход процесса выщелачивания. По результатам КНД-м в наблюдательных скважинах возможна оценка доли урана, выщелачиваемого из технологического забаланса. Измерения КНД-м в законтурных наблюдательных скважинах дают информацию о дополнительном извлечении урана из этого пространства и о возможном переотложении урана.

Термометрия в комплексе с индукционным каротажем позволяет проследить распространение кислых растворов по горизонту. Периодичность проведения метода аналогична периодичности индукционного каротажа. По данным термометрии также определяются места поступления затрубных растворов в местах порыва обсадной колонны.

Расходомерия проводится с целью определения объема поглощаемой или приточной жидкости через нарушения колонн и технические отверстия. Контролируется профиль приемистости фильтров эксплуатационных скважин.

Гидрогеохимический картаж проводится для контроля за изменением следующих параметров: удельной электропроводности E , pH , Eh , O_2 , H_2S , температуры, давления.

Радиоволновая геоинтроскопия проводится для контроля степени закисления пород продуктивного горизонта технологического блока, а также для контроля за растеканием технологических растворов по площади участка и за проникновением раствора в проницаемые отложения локализованные выше водоупорного горизонта.

4.4. Ликвидация участка

Основными показателями завершения отработки запасов участка являются необратимое снижение содержания металла в продуктивных растворах до уровня, ниже бортового и достижение проектного уровня извлечения металла из недр. Отключению (погашению) эксплуатационных блоков в отдельных случаях (опытные и специальные полигоны) может предшествовать бурение контрольных скважин. При этом решаются *геологические* и *экологические* задачи следующим комплексом геофизических исследований скважин:

- гамма-картаж;
- картаж методом мгновенных нейтронов деления;
- индукционный картаж;
- расходомерия;
- гидрогеохимический картаж.

Гамма-каротаж проводится для определения исходного содержания урана в скважине, если по результатам гамма-каротажа в наблюдательных скважинах, проведенного в процессе отработки участка, установлена сохранность распределения радия во время выщелачивания. В этом случае в данные гамма-каротажа вводятся средние поправки на отжатие радона и нарушение радиоактивного равновесия в руде, определенные до начала выщелачивания.

Каротаж методом мгновенных нейтронов деления проводится для оценки полноты отработки участка. Каротаж проводится в открытом стволе контрольных скважин. Сеть контрольных скважин должна быть достаточной для получения представительных результатов. Методом КНД-м подтверждается полнота отработки запасов металла эксплуатационного блока, выделяются площади с сохранившимися в недрах продуктивными растворами и определяется степень проникновения металла в смежные водоносные горизонты. Поданным КНД-м определяется остаточное содержание металла в недрах и, при благоприятных условиях, возможен расчет коэффициента извлечения металла из недр.

Индукционный каротаж проводится в контрольных скважинах, в том числе, пробуренных за контуром отработки. По данным ИК дается оценка остаточной закисленности пород, определяется степень проникновения в смежные водоносные горизонты кислых растворов и растекание технологических растворов в обрабатываемом продуктивном водоносном горизонте за пределы отработанного участка.

Индукционный каротаж, проводимый в целях слежения за процессом восстановления среды после отработки участка, проводится в подготовленных скважинах. Ввиду того, что фильтровая часть неработающей скважины подвергается процессу кольматации, перед проведением индукционного каротажа необходимо провести прокачку скважины. Работоспособность фильтров прокаченной скважины определяется методом расходомерии.

Гидрогеохимический каротаж проводится в наблюдательных скважинах с целью мониторинга восстановления среды после завершения отработки.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ВЕДЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ

5.1. Организация работ

Все геофизические работы на скважинах выполняются участком ГИС, состав которого определяется объемом работ в соответствии с утвержденным проектом и сметой.

Обязанности инженерно-технического персонала ГИС

Начальник участка ГИС отвечает за своевременное проведение каротажа, его качество, следит за правильностью исполнения каротажных работ в соответствии с утвержденным проектом, контролирует ведение журнала заявок на ГИС, отвечает за соблюдение правил техники безопасности, составляет отчет о выполненной работе, внедряет передовые методы и организует занятия по повышению квалификации ИТР и рабочих.

Сменный инженер-геофизик (инженер-интерпретатор) производит приемку и оценку качества первичных материалов каротажей.

Сменный инженер-геофизик (или инженер-интерпретатор) производит оперативную интерпретацию данных каротажей с занесением результатов интерпретации в «Сводный журнал результатов ГИС...», обрабатывает материалы на ЭВМ с выдачей всех необходимых данных геологической службе добычного предприятия и осуществляет архивирование всех первичных каротажей и результатов их интерпретации на электронные носители для последующего ввода в базу данных «АтомГео».

Обязанности рабочих участка ГИС регламентируются инструкциями по профессиям и определяются начальником участка.

Могут применяться и другие формы организации работ в соответствии с действующими на конкретном предприятии инструкциями.

5.2. Основные требования к проведению каротажных работ в скважинах

Главным документом, являющимся основанием для выезда каротажной бригады на каротаж скважины, служит заявка на каротаж, составленная лицом, ответственным за подачу такой заявки. Заявка фиксируется в специальном документе – «Журнал заявок на каротаж» (приложение 1), который представляет собой официальный документ, регламентирующий административно-правовые отношения между геофизической, геологической и буровой службами. Все записи в журнале должны вестись с соблюдением строгой хронологической последовательности. Какие-либо подчистки, подтирки в записях не допускаются.

Ошибочно сделанная запись должна быть аккуратно зачеркнута, рядом выполнена правильная запись, подтвержденная подписью лица, допустившего или исправившего ошибку.

Геофизические исследования разрешается выполнять только в специально подготовленных, в соответствии с «Техническими условиями на подготовку скважин для проведения каротажа», скважинах (приложение 2). Подготовка скважин должна обеспечивать эффективную и безопасную, соответствующую требованиям эксплуатационной документации, эксплуатацию геофизической аппаратуры и оборудования в течение времени, необходимого для выполнения заявленного комплекса ГИС.

Готовность скважины подтверждается специальным актом, подписываемым представителями буровой службы (приложение 3).

При отсутствии такого акта сменный инженер-геофизик не имеет права давать задание оператору каротажной станции для выезда на каротаж.

В процессе выполнения работ на скважине оператор каротажной станции обязан вести все необходимые при выполнении работ записи служебного, технического и эксплуатационного характера в специальном журнале, называемом «Аппаратурный (бортовой) журнал». Рекомендуемая форма журнала приводится в приложении 4. В бортовом журнале фиксируются все возникшие при работе на скважине аварийные и нештатные ситуации, связанные с производством работ и эксплуатацией приборов и оборудования (отказ, поломки и т.д.). В нем, кроме того, должны фиксироваться все виды работ, выполняемые с использованием каротажной станции (градуировочные работы, работы по промеру кабеля и т.д.).

5.3. Ведение документации

При выполнении ГИС должна вестись следующая документация:

- дела скважин. Все материалы ГИС по скважине помещаются в отдельные папки, которые в свою очередь объединяются в архивные папки по признаку «залежь-блок-ряд (или ячейка)»;
- сводный журнал результатов ГИС и выполнения геотехнологических заданий в скважинах (приложение 5);
- журнал объемов ГИС;
- оперативный журнал геофизических исследований и задания конструкции скважин;
- журнал оперативной интерпретации ГИС на ГТП;
- журнал градуирования каротажных радиометров;

- журнал регистрации контроля ГК, КС, КМ, ИК;
- журнал проверок и настроек инклинометров;
- акты промера кабеля;
- журнал сменных заданий;
- бортовые журналы каротажных станций;
- журнал регистрации обработки ГИС на ЭВМ;
- копии месячных и годовых отчетов;
- документация и паспорта на И.И.И.;
- комплект инструкций и документации по охране труда и техники безопасности.

6. РАДИОМЕТРИЧЕСКИЙ ПРОМЕР КЕРНА

Проводится для:

- привязки рудных интервалов по глубине;
- отбора проб керна для дальнейших анализов;
- контроля выхода керна по рудному интервалу при сопоставлении результатов промера с данными гамма-каротажа.

Радиометрический промер керна проводится переносным радиометром типа СРП-88 со сцинтилляционным детектором. Радиометр должен быть проградуирован и метрологически поверен.

Вначале ведется наблюдение за изменением скорости счета импульсов при последовательном перемещении детектора по всей длине керна. Керна для детальных измерений начинают отбирать за 3–4 метра до участков, в которых скорость счета импульсов соответствует мощности экспозиционной дозы гамма-излучения 100 мкР/час и более – для равновесных руд и 30–50 мкР/час – для руд с нарушенным радиоактивным равновесием в сторону недостатка радия. Заканчивают отбор керна после рудного интервала с выходом во вмещающие породы на 3–4 м.

Керн, вынутый из ящика, промеряют с двух сторон через интервалы в 10 см. Результаты измерений, за вычетом фонового значения, выражают в мкР/час и заносят в журнал по установленной форме.

Результаты измерений оформляют в виде графиков, сопоставление которых с кривыми гамма-каротажа позволяет оценить правильность расположения секций керна. Результаты замеров заносят в журнал радиометрических исследований керна.

По совместным результатам гамма-каротажа и промера керна отбирают пробы для дальнейших анализов.

7. ЛАБОРАТОРНЫЕ АНАЛИЗЫ ПРОБ

7.1. Химический состав руд

Химический состав руд должен изучаться с полнотой, обеспечивающей установление содержаний основных (уран, радий) и попутных полезных компонентов и вредных примесей. Содержания определяются следующими видами анализа: рентгеноспектральным, радиометрическим, химическим, спектральным и другими, установленными государственными стандартами или утвержденными Научным советом по аналитическим методам (НСАМ) и разрешенными к применению на территории Республики Казахстан Техническим комитетом «Недропользование» при Государственном комитете по запасам полезных ископаемых Комитета по геологии и охране недр Министерства энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан.

Для градуировки аналитической лабораторной аппаратуры используются стандартные образцы, указанные в отраслевой или государственной нормативно-технической документации (НТД); при отсутствии таких указаний используются стандартные образцы предприятия (СОП), изготовленные из руд разведанного и эксплуатируемого месторождения.

Все рядовые пробы, как правило, анализируются на уран, радий, а также на компоненты, содержание которых учитывается при оконтуривании рудных залежей по мощности (торий, калий).

Для выяснения степени окисления первичных руд и установления границы зоны окисления должны выполняться фазовые анализы.

Качество анализов проб необходимо систематически проверять, а результаты контроля своевременно обрабатывать в соответствии с методическими указаниями. Геологический контроль анализов проб следует осуществлять независимо от лабораторного контроля в течение всей эксплуатации месторождения. Контролю подлежат результаты анализов на все основные, попутные компоненты и вредные примеси.

Для *определения величин случайных погрешностей* необходимо проводить внутренний контроль путем анализа зашифрованных контрольных проб в той же лаборатории, которая выполняет основные анализы.

Для *выявления и оценки возможных систематических погрешностей* должен осуществляться внешний контроль в лаборатории, утвержденной в качестве контрольной министерством, производящим добычные работы. На внешний контроль направляются дубликаты анали-

тических проб, хранящихся в основной лаборатории и прошедших внутренний контроль. При наличии стандартных образцов состава (СОС), аналогичных исследуемым пробам, внешний контроль следует осуществлять, включая их в зашифрованном виде в партию проб, которые сдаются на анализ в основную лабораторию.

Пробы, направленные на внутренний и внешний контроль, должны характеризовать все разновидности руд месторождения и классы содержаний. В обязательном порядке на внутренний контроль направляются все пробы, показавшие аномально высокие содержания анализируемых компонентов, в том числе ураганные.

Объем внутреннего и внешнего контроля должен обеспечить представительность выборки по каждому классу содержаний. При выделении классов следует учитывать требования кондиций для подсчета запасов. Должно быть выполнено не менее 30 контрольных анализов за контролируемый период.

Обработка данных внешнего и внутреннего контроля по каждому классу содержаний производится по периодам (квартал, полугодие, год) отдельно по каждому методу анализа. Оценка систематических расхождений по результатам анализа СОС выполняется в соответствии с методическими указаниями НСАМ по статистической обработке аналитических данных.

Относительная среднеквадратическая погрешность, определенная по результатам внутреннего контроля, не должна превышать значения, указанного в табл. 7.1. В противном случае результаты лаборатории бракуются, и все пробы подлежат повторному анализу с выполнением внутреннего геологического контроля. Одновременно, основной лабораторией должны быть выяснены причины брака и приняты меры по его устранению.

При выявлении по данным внешнего контроля систематических расхождений между результатами анализов основной и контролирующей лабораторий проводится *арбитражный контроль*. Этот контроль выполняется в лаборатории, утвержденной в качестве арбитражной министерством, проводящим добычные работы. На арбитражный контроль направляются хранящиеся в лаборатории аналитические дубликаты рядовых проб, по которым имеются результаты рядовых и внешних контрольных анализов. Контролю подлежат 30–40 проб по каждому классу содержаний, по которым выявлены систематические расхождения. При наличии СОС, аналогичных исследуемым пробам, их также следует включать в зашифрованном виде в партию проб, сдаваемых на арбитра-

раж. Для каждого СОС должно быть получено 10–15 результатов контрольных анализов.

При подтверждении арбитражным анализом систематических расхождений, следует выяснить причины и разработать мероприятия по их устранению либо принять решение о введении в результаты основных анализов соответствующего поправочного коэффициента. Без проведения арбитражного анализа введение поправочных коэффициентов не допускается.

Таблица 7.1

Предельно допустимые относительные среднеквадратические погрешности анализов основных компонентов по классам содержаний

Компоненты	Класс содержаний компонентов в руде (%)	Предельно допустимые относит, среднеквадр. погрешности (%)
U	>1	4.0
	0.1-1	5.0
	0.03-0.1	6.5
	0.01-0.03	8.0
	< 0.01	15
Ra (в единицах равновесного урана)	>1	4.0
	0.1-1	5.0
	0.03-0.1	6.5
	0.01-0.03	8.0
	<0.01	15
Th	>1	4.5
	0.1-1	6.0
	0.03-0.1	8.5
	0.01-0.03	10
	< 0.01	20

7.2. Минеральный состав руд

Минеральный состав руд, их текстурно-структурные особенности и физические свойства изучаются с применением минералогопетрографических, физических, химических и других видов анализов. В процессе минералогических исследований должно быть изучено распределение основных и попутных компонентов, примесей и составлен баланс по формам минеральных соединений, а также гранулометрический состав и распределение урана по классам. Наряду с рудами, систематическому минералогическому изучению подвергаются также продукты их обогащения.

7.3. Лабораторные анализы определения основных элементов

7.3.1. Лабораторные анализы определения урана

Определение урана в порошковых пробах проводится по методике, разработанной ВИМС.

Физическая основа метода заключается в измерении интенсивности флуоресцентной $L \alpha 1$ или $L \beta 1$ – линии урана, возникающей при облучении пробы смешанным первичным излучением, источником которого служит рентгеновская трубка с молибденовым или серебряным анодом, и интенсивности некогерентного, рассеянного на пробе, характеристического излучения молибдена или серебра. Для большей части горных пород и урановых руд интенсивность характеристического излучения урана и интенсивность некогерентного рассеяния в одинаковой степени зависят от матрицы пробы, что позволяет получать результаты, свободные от влияния матрицы.

Содержания урана в пробе рассчитывают по формуле:

$$C = K \frac{I_I - I_\Phi}{I_{HK}}, \quad (7.1)$$

где I_I – измеренная суммарная интенсивность аналитической линии урана и фона, [имп/с]; I_Φ – интенсивность фона, [имп/с]:

$I_\Phi = aI_{HK} + b$, а и b – постоянные коэффициенты; I_{HK} – интенсивность некогерентного рассеянного излучения Кб-линий молибдена (серебра), [имп/с]; K – постоянный коэффициент, определяемый экспериментально по результатам измерений стандартного образца с известным содержанием урана.

Методика предназначена для определения урана в горных породах и урановых рудах при содержании его от 0,0001–0,0003 до 10 %.

Подробно методика определения урана изложена в [3].

7.3.2. Лабораторные анализы определения тория

Определение тория в порошковых пробах проводится по методике, разработанной ВИМС и утвержденной Техническим комитетом [7].

Физическая основа метода заключается в измерении интенсивности флуоресцентной $L \alpha 1$ линии тория, возникающей при облучении пробы первичными рентгеновскими лучами, источником которых служит рентгеновская трубка с молибденовым анодом. Применение молибденового анода обеспечивает:

- увеличение интенсивности излучения $L \alpha 1$ линии тория;
- вызывает интенсивное некогерентное рассеяние $K\alpha 1$ линии молибдена, величина которого зависит от состава проб.

По интенсивности некогерентного рассеяния определяется и интенсивность фона для L линии тория.

Содержание тория рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{н}} = K \frac{I_{La}}{I_{\text{н}}}, \quad (7.2)$$

где K – коэффициент пропорциональности, экспериментально определяемый по результатам измерений эталона с известным содержанием тория; I_{La} – интенсивность $L \alpha 1$ линии тория в пробе; $I_{\text{н}}$ – интенсивность излучения, некогерентно рассеянного пробой.

Метод позволяет определять торий в геологических порошковых пробах разнообразного вещественного состава при его содержании от 0,001 до 5 %.

7.3.3. Лабораторные анализы определения радия

Определения радия в лабораторных условиях проводится комплексным методом согласно инструкции [8].

Физическая основа метода заключается в измерении интегрального гамма-излучения, обусловленного естественными радиоактивными нуклидами в различные моменты времени и в измерении содержания урана и тория в пробе рентгеноспектральным методом.

Гамма-излучение измеряется с помощью радиометрической установки любого типа.

Методика предназначена для определения радия в горных породах и радиоактивных руд при его содержании от 1×10^{-9} до 3×10^{-7} %.

Измерение пробы, помещенной в герметичный контейнер, проводят два раза: 1 – сразу после засыпки, 2 – спустя 3–4 суток (после накопления радона). Определяются урановые гамма-эквиваленты, пересчетный коэффициент, вычисляют «мертвое время» регистрирующего блока.

Содержание радия в пробе вычисляют по формуле:

$$\text{—————} \text{—————} \quad (7.3),$$

где λ – постоянная распада радона, Δt – период накопления радона, A_1, A_2 – измеренные значения гамма-излучения, α_0 – урановый гамма-эквивалент.

Подробно методика определения радия изложена в вышеуказанной инструкции.

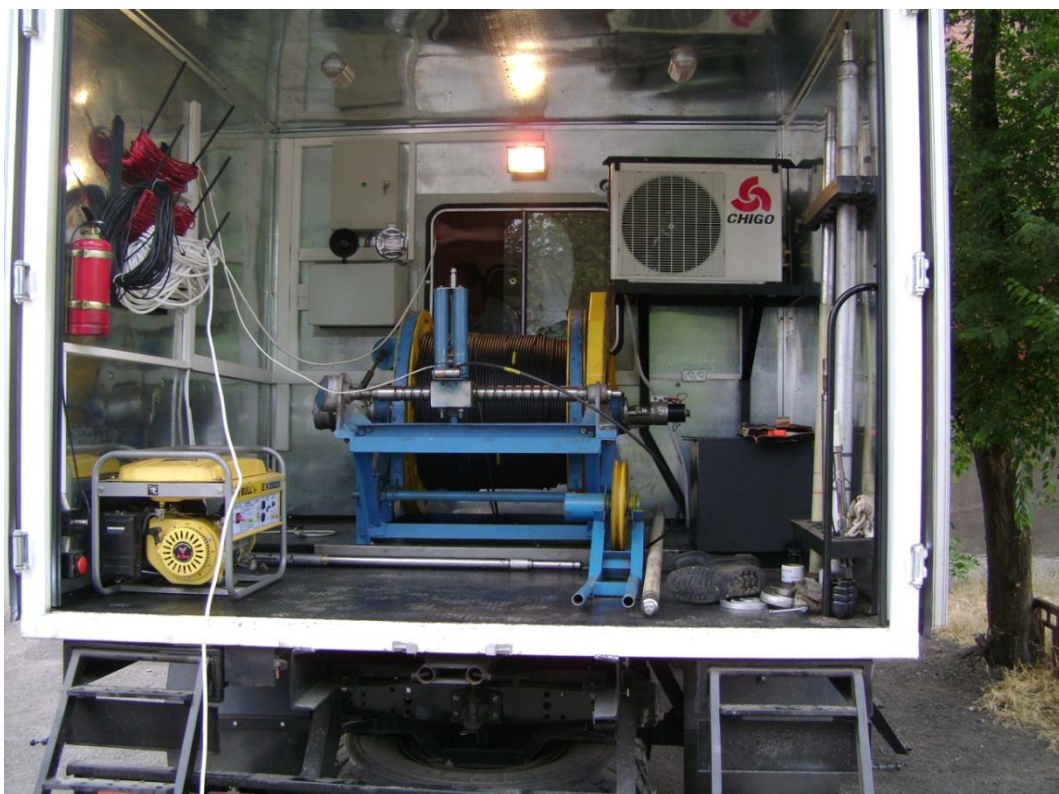
8. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (ГИС) ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА, ОТРАБАТЫВАЕМЫХ МЕТОДОМ ПСВ

8.1. Каротажные станции

Самоходная каротажная станция представляет собой автомобиль повышенной проходимости с кузовом-фургоном, оснащенный спуско-подъемным оборудованием (геофизической лебедкой с грузонесущим кабелем), геофизическими скважинными приборами для проведения различных видов исследований, наземным геофизическим (каротажный регистратор) и вспомогательным оборудованием. В настоящее время в России и странах СНГ производится достаточно много типов каротажных станций, отличающихся моделями используемых автомобильных шасси (УРАЛ, КАМАЗ, ГАЗ, УАЗ и т.д., рис. 8.1–8.5), геофизическими лебедками с различными размерами и типом привода (механический от коробки отбора мощности автомобиля, электрический, гидравлический) и используемыми каротажными регистраторами. Каротажные станции должны обеспечивать проведение ГИС в скважинах глубиной до 1000 м. диаметром от 70 до 300 мм в широком диапазоне скоростей перемещения скважинных приборов (от 30 до 3000 м/час). Специфическим требованием к каротажным станциям, используемым для проведения ГИС на месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, является использование каротажного кабеля, кабельных наконечников и скважинных приборов, стойких к воздействию жидких агрессивных сред с концентрацией серной кислоты до 70 г/л.



Рис. 8.1. Каротажная станция на шасси УРАЛ-4320 (с механической лебедкой)



*Рис. 8.2. Каротажная станция на шасси ГАЗ-33081
(с механической лебедкой)*



Рис. 8.3. Каротажная станция на шасси ГАЗ-33081 (с электролебедкой)



Рис. 8.4. Каротажная станция на шасси УАЗ-3909 (с электролебедкой)



Рис. 8.5. Аппаратурный отсек каротажной станции

8.2. Каротажные регистраторы

Основой бортового (наземного) оборудования современных каротажных станций является каротажный регистратор, представляющий из себя устройство, обеспечивающее: прием и предварительную обработку сигналов, поступающих от скважинного прибора по каротажному кабелю; преобразование их в цифровой вид (при работе с аналоговыми скважинными приборами); передачу управляющих команд для некоторых типов скважинных приборов; прием информации от датчика глубины и датчика меток (ручных или магнитных) каротажного кабеля и передачу информации в бортовую ЭВМ (переносную или стационарную). Кроме того каротажный регистратор, как правило, имеет в своем составе встроенный управляемый источник питания, обеспечивающий необходимый режим питания того или иного скважинного прибора (заданными значениями постоянного или переменного с заданной частотой тока или напряжения). Наибольшее распространение, при проведении ГИС на месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, имеют на сегодняшний день специализированные регистраторы УГИ-01 (рис. 8.6) и универсальные регистраторы «Вулкан» (рис. 8.7). Важное значение имеют соответствующие комплексы программ градуировки и настройки скважинной аппаратуры, регистрации, предварительной обработки и отображения данных каротажа, обеспечивающие совместную работу бортовой ЭВМ, регистратора и скважинного прибора.



Рис. 8.6. Каротажный регистратор УГИ-01 (версия 5.0)



Рис. 8.7. Каротажный регистратор «Вулкан»

8.3. Скважинные приборы

8.3.1. Радиометры и комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротаж

Скважинные радиометры для проведения ГК на месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, являются весьма специфическими, хотя и достаточно простыми приборами. Их особенность в наличии свинцового экрана определенной толщины на блоке детектора и порогового дискриминатора, обеспечивающего регистрацию гамма квантов с энергиями, превышающими заданное пороговое значение. Кроме того, обязательным требованием для этих приборов является использование корпуса из кислотостойкого материала. Конструктивно радиометр состоит из корпуса (рис. 8.8) с зондовой головкой и шасси, на котором установлен блок детектора (монокристалл NaJ(Tl) с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) соответствующего типа) и электронные платы, обеспечивающие высоковольтное питание ФЭУ, пороговую дискриминацию импульсов и формирование выходного импульсного или цифрового сигнала. Наружный диаметр радиометра определяется в первую очередь диаметром используемого монокристалла. В частности при использовании монокристаллов СДН.17.18.40 с ФЭУ-67Б минимально возможный наружный диаметр радиометра составляет 38 мм, а при использовании монокристаллов СДН.17.30.70 с ФЭУ-85 – 48 мм.

Комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротажа (рис. 8.9) могут представлять из себя либо составной прибор, состоящий из жесткого или гибкого электродонда с вмонтированными в него электродами и подключаемого к нему радиометра, либо из однокорпусного прибора, в корпус которого, изготовленный из диэлектрического материала, вмонтированы электроды, а шасси радиометра размещено внутри корпуса.



Рис. 8.8. Радиометр скважинный СПР-38МК (вид со снятым кожухом)



Рис. 8.9. Комплексный скважинный прибор КСП-48МКС

8.3.2. Сквaziнные электрoзoнды

Сквaziнные электрoзoнды пpeднaзнaчeны для пpoвeдeния кapотaжeй КС, ПС (кaк coвмeстнo, тaк и paздeльнo), кapотaжa КС в oбcaднoй кoлoннe и тoкoвoгo кapотaжa. Электрoзoнды имeют дocтaтoчнo пpoстoю кoнcтpукциo, cocтoящyю из кoрпyca, изгoтoвлeннoгo из диeлeктpичeскoгo мaтepиaлa (cтeклoплacтик, пoлиaмид, пoлиэтилeн и т.д.), в кoтopый вмoнтирoвaны нa oпpeдeлeннoм paсcтoянии друг oт другa тpи кoльцeвыx cвинцoвыx элeктpoдa. В вepхнeй чacти элeктpoзoндa ycтaнoвлeнa зoндoвaя гoлoвкa, a в нижнeй либo зaглyшкa, либo coeдинитeль, oбeспeчивaющий пoдключeниe cквaziннoгo paдиoмeтpa (pиc. 8.9). Глaвнoe тpeбoвaниe к элeктpoзoндaм – coхpaнeниe выcoкoгo (бoлee 2 мOм) coпpoтивлeния изoляции мeждy измepитeльнoмy элeктpoдaми в тeчeниe вceгo cpoкa экcплyaтaции.

8.3.3. Сквaziнные пpибopы индyкциoннoгo кapотaжa

Пpибopы индyкциoннoгo кapотaжa являютcя дocтaтoчнo cлoжными c тoчки зpeния изгoтoвлeния и нacтpoйки. Cyщecтвyeт нeскoлькo типoв пpибopoв индyкциoннoгo кapотaжa, oтличaющixся кoличecтвoм и paзмepaми зoндoв (пoд paзмepoм зoндa пpибopa индyкциoннoгo кapотaжa пoнимaeтcя paсcтoяниe мeждy кaтyшкaми пpиeмникa и пepeдaтчикa). Нaибoльшee paспpoстpaнeниe нa мecтopoждeнияx yрaнa, oтpaбaтывaeмoмy мeтoдoм ПСВ, пoлyчили oднoзoндoвыe пpибopы c paбoчeй чacтoтoй гeнepaтopa oкoлo 150 кГц. Кoнcтpуктивнo пpибop cocтoит из диeлeктpичeскoй зoндoвoй чacти (oбычнo тeкcтoлит), нa кoтopой ycтaнoвлeны (нaмoтaны) кaтyшкa пepeдaтчикa, пpиeмникa и (кaк пpaвилo) фoкyсиpyющaя кaтyшкa (pиc. 8.10). К зoндoвoй чacти кpeпитcя шacси для ycтaнoвки элeктpoнныx плaт гeнepaтopa и пpиeмникa. Зoндoвaя чacть c элeктpoнными плaтaми ycтaнaвливaeтcя в гepмeтичный кoжyх из диeлeктpичeскoгo мaтepиaлa, в вepхнeй чacти кoтopoгo имeeтcя зoндoвaя гoлoвкa. Гeнepaтop фopмиpyeт выcoкoчacтoтнoй cигнaл и пoдaeт eгo нa кaтyшкy пepeдaтчикa, кoтopaя и индyциpyeт элeктpoмaгнитныe импyльcы. Нa пpиeмнoй кaтyшкe вoзникaeт cигнaл, пpeдcтaвляющий coбoй cyммy пepвичнoгo (oт гeнepaтopнoй кaтyшкe) и втopичнoгo (пpoшeдшeгo чepeз oкoлoсквaziннoe пpocтpaнcтвo) элeктpoмaгнитныx импyльcoв. Влияниe пepвичнoгo импyльca кoмпeнcиpyeтcя либo фoкyсиpyющeй кaтyшкoй, либo инoм cпocoбoм, a втopичнoй импyльc ycиливaeтcя, дeтeктиpyeтcя и знaчeниe eгo aмплитyды пepeдaeтcя пo кapотaжнoмy кaбeлю в цифpoвoм или импyльcнoм видe. Aмплитyдa втopичнoгo импyльca зaвиcит oт пpoвoдимocти пopoд в oкoлoсквaziннoм пpocтpaнcтвe.



Рис. 8.9. Скважинный прибор индукционного каротажа ПИК-50МК

8.3.4. Инклинометры скважинные

Скважинные инклинометры делятся на магнитометрические и гироскопические. В силу простоты решаемых инклинометрией задач при сооружении скважин на месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ (скважины вертикальные, относительно небольшой глубины, обсадные трубы не металлические), используются преимущественно более простые магнитометрические инклинометры. Они, в свою очередь, подразделяются на приборы для точечных или непрерывных измерений. Приборы для точечных измерений (например, ИЭМ-36, рис. 8.11) состоят из герметичного магнитопроницаемого корпуса с зондовой головкой, в котором установлены буссоль (компас) для измерения азимута угла наклона оси скважины, угломер (отвес) для измерения зенитного угла наклона скважины, шасси для установки электронных плат и системы разориентации. Измерения такими инклинометрами производятся только в точке, когда прибор остановлен. При этом по команде от наземного пульта инклинометра производится включение системы разориентации, которая переводит буссоль и угломер в режим измерения, отсчеты с них снимаются, преобразуются в цифровой или импульсный сигнал и передаются по каротажному кабелю на наземный пульт. Результаты измерений отображаются на индикаторной панели наземного пульта, считываются с нее (вручную) и записываются оператором в журнал. После чего буссоль и угломер автоматически ориентируются (переходят в транспортное положение), прибор перемещают в следующую точку и цикл измерений повторяется. Магнитометрические инклинометры для непрерывных измерений (например, ИММН-36, СИЭЛ и др.) появились сравнительно недавно. Они также состоят из

герметичного магнитопроницаемого корпуса с зондовой головкой, в котором установлено шасси с электронными платами. Основными измерительными элементами таких инклинометров являются специальные микросхемы-датчики (3-х осевые компасы на основе магнито-резистивных матриц и 2-х или 3-х осевые акселерометры). Сигналы, непрерывно поступающие от микросхем-датчиков, обрабатываются микроконтроллером скважинного прибора, преобразуются в цифровой или импульсный сигнал и передаются по каротажному кабелю на наземный пульт и каротажный регистратор, которым и регистрируются с заданным шагом квантования.



Рис. 8.11. Инклинометр скважинный ИЭМ-36

8.3.5. Аппаратура нейтрон-нейтронного каротажа

Существует два основных типа приборов нейтрон-нейтронного каротажа, отличающихся типом используемого источника быстрых нейтронов. В приборах первого типа (например, РКС-05) используется ампульный плутоний-бериллиевый источник быстрых нейтронов, а в приборах второго типа (например, АИНК-43, рис. 8.12) используется импульсный генератор нейтронов. Приборы первого типа, несмотря на относительно простую конструкцию и низкую стоимость, в настоящее время используются достаточно редко в связи с ужесточением требований к использованию ампульных источников быстрых нейтронов и их достаточно высокой радиационной опасностью для эксплуатационного персонала. В последние годы все более широко применяется аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Скважинный прибор ИННК конструктивно состоит из герметичного корпуса с зондовой головкой, в котором установлен импульсный генератор нейтронов, обычно два детектора тепловых нейтронов (на разных расстояниях от мишени генератора нейтронов) и шасси для установки электронных плат. Генератор нейтронов срабатывает (по командам от наземного пульта) с частотой около 20 Гц и в каждом коротком (не более 3 мкс) им-

пульсе создает поток быстрых нейтронов (с интенсивностью порядка 10^7 нейтрон/сек), которые термализуются и вызывают возникновение поля тепловых нейтронов в околоскважинном пространстве. Временной спектр тепловых нейтронов измеряется детекторами тепловых нейтронов скважинного прибора, преобразуется в цифровой код и передается по каротажному кабелю на наземный пульт для последующей обработки и регистрации. Аппаратура ИИНК является достаточно сложной и дорогостоящей, однако весьма надежна и позволяет решать задачи литологического расчленения пласта с очень высоким качеством. Недостатком аппаратуры является ограниченный ресурс генератора нейтронов (около 200 часов).

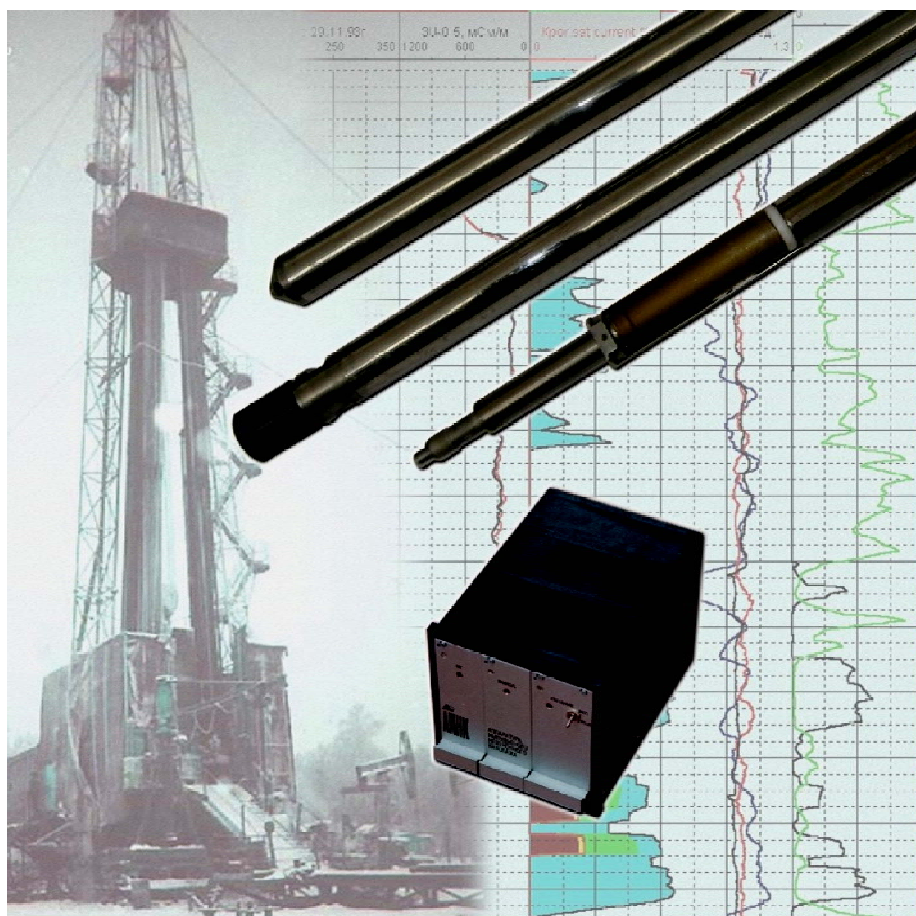


Рис. 8.12. Аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного каротажа АИНК-43

8.3.6. Аппаратура каротажа по мгновенным нейтронам деления

В настоящее время в России серийно производится единственный тип аппаратуры для проведения каротажа по мгновенным нейтронам деления (КНД-М) АИНК-60. Аппаратура АИНК-60 (рис. 8.13) состоит из наземного пульта управления, скважинного прибора, специального блока градуировки мониторов и комплекта соединительных кабелей.



Рис. 8.13. Скважинный прибор АИНК-60 с блоком градуировки мониторов

Скважинный прибор АИНК-60 конструктивно состоит из герметичного корпуса с зондовой головкой, в котором установлен импульсный генератор нейтронов, блок мониторов, детектор надтепловых нейтронов, блок детектора естественного гамма-излучения (монокристалл NaJ(Tl) СДН.17.30.70 с фотоэлектронным умножителем ФЭУ-85) и шасси для установки электронных плат. Генератор нейтронов срабатывает (по командам от наземного пульта) с частотой около 20 Гц и в каждом коротком (не более 3 мкс) импульсе создает поток быстрых нейтронов (с интенсивностью порядка $1-2 \cdot 10^8$ нейтрон/сек), которые термализуются и вызывают возникновение поля тепловых нейтронов в околоскважинном пространстве. Тепловые нейтроны вызывают деление ядер атомов изотопа U^{235} , в результате которого образуются быстрые нейтроны, которые и регистрируются в определенных временных интервалах детектором надтепловых нейтронов. Кроме того, при каждом срабатывании генератора нейтронов осуществляется регистрация вторичного гамма-излучения блоком мониторов, который служит для учета нестабильности работы генератора, а также осуществляется измерение естественного гамма-излучения соответствующим блоком детектора, отнесенным на значительное расстояние (около 2 м) от мишени генератора для исключения влияния вызванного работой последнего вторичного гамма-излучения. Результаты всех измерений преобразуются в

цифровой код и передается по каротажному кабелю на наземный пульт для последующей обработки и регистрации. Аппаратура АИНК-60 является очень сложной и дорогостоящей, однако весьма надежна и только с ее помощью можно решить задачу количественного определения содержания урана в естественном залегании. Недостатком аппаратуры является ограниченный ресурс генератора нейтронов (около 150 часов) и низкая скорость каротажа (не более 50 м/час).

8.3.7. Скважинные приборы гамма-гамма плотностного каротажа

Скважинный прибор гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) представляет из себя радиометр, в нижней части которого на определенном расстоянии от блока детектора гамма-излучения дополнительно установлен специальный (обычно легкоъемный) контейнер с ампульным источником гамма-излучения Cs^{137} . Конструктивно прибор состоит из корпуса с зондовой головкой и зондовой части, в которой устанавливается контейнер с источником. Внутри герметичного корпуса расположено шасси, на котором установлен блок детектора (монокристалл $NaJ(Tl)$ с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) соответствующего типа) и электронные платы, обеспечивающие высоковольтное питание ФЭУ, пороговую дискриминацию импульсов и формирование выходного импульсного или цифрового сигнала. В некоторых приборах устанавливается два блока детекторов на разных расстояниях от источника. В процессе каротажа источник непрерывно облучает околоскважинное пространство потоком гамма-квантов, происходит их рассеяние, интенсивность рассеянного излучения измеряется блоком детектора, преобразуется в импульсную или цифровую форму и передается по каротажному кабелю на регистратор. В настоящее время выпускается целый ряд приборов ГГК-П таких как СГПТ-01, ГГК-П-48 и др.

8.3.8. Каверномеры скважинные

На месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, в основном применяются малогабаритные трех рычажные каверномеры (КМ-2, КМ-3, КМ-43У, рис. 8.14 и др.). Конструктивно трех рычажный каверномер представляет собой герметичный корпус с выходящим через специальные уплотнения подвижным подпружиненным штоком, к которому крепятся измерительные рычаги. В корпусе каверномера установлен измерительный реохорд непосредственно связанный с подвижным штоком, шасси с платами электронных схем и система раскрытия рычагов каверномера. Концы рычагов каверномера, непосредственно контактирующие со стенками скважины, покрыты твердосплавным материалом. Каверномер опускают на забой скважины с закрытыми ры-

чагами, подают команду на раскрытие и осуществляют подъем. В процессе подъема, рычаги расходятся или сжимаются в соответствии с диаметром конкретного участка скважины. Подвижный шток перемещается вместе со связанным с ним подвижным контактом реохорда. Сопротивление реохорда изменяется и передается по каротажному кабелю на регистратор в цифровом или аналоговом виде. Современные модели каверномеров (КМ-43У и др.) имеют электромеханическую систему раскрытия/закрытия рычагов (с использованием малогабаритных мотор-редукторов). В более старых моделях каверномеров (КМ-2, КМ-3) для раскрытия рычагов применяли электромагнитные замки, а закрытие и фиксация рычагов осуществлялись вручную.



Рис. 8.14. Каверномер малогабаритный КМ-43У

8.3.9. Термометры скважинные

Существует два основных типа скважинных термометров, основанных на использовании различных типов датчиков температуры (термосопротивлений и полупроводников). В основном на месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, используются термометры на основе термосопротивлений. Простейший термометр представляет собой зондовую головку с тонкостенной металлической трубкой, в которой расположен медный проводник определенной длины. При изменении температуры среды, в которую погружен прибор, сопротивление проводника изменяется, что и фиксируется каротажным регистратором. К таким типам относятся широко распространенные скважинные термометры КТ-3, СТС-1. Более современные термометры (КТ-4С, КТ-38МК, рис. 8.15) основаны на использовании малогабаритных платиновых термодатчиков, имеют встроенные электронные схемы для измерения температуры, преобразования результатов в цифровой или импульсный вид и передачи их наземному регистратору. Эти приборы

обеспечивают при малых габаритах значительно более низкую инерционность по сравнению с термометрами предыдущего поколения.



Рис. 8.15. Термометр каротажный КТ-38 МК

8.3.10. Расходомеры скважинные

На месторождениях урана, обрабатываемых методом ПСВ, в основном применяются тахометрические скважинные расходомеры (рис. 8.16). Принцип действия таких расходомеров основан на измерении скорости вращения вертушки в потоке жидкости. В верхней части такого расходомера находится герметичный корпус с зондовой головкой, в котором установлено шасси с платами электронных схем и датчик (геркон). В средней части расходомера под охранным кожухом установлена вертушка, на оси которой закреплен постоянный магнит. При каждом обороте вертушки магнит проходит в непосредственной близости от датчика и вызывает его срабатывание. Импульс от датчика поступает на плату преобразователя, который обеспечивает формирование выходного импульса, передаваемого по каротажному кабелю на наземный регистратор. Расходомер снабжен специальным центратором из подвижных пружинящихся металлических пластин, обеспечивающим правильное положение прибора в скважине в процессе измерений.



Рис. 8.15. Расходомер скважинный тахометрический РЭТС-4

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бровин К.Г., Грабовников В.А., Шумилин М.В., Язиков В.Г. Прогноз, поиски, разведка и промышленная оценка месторождений урана для отработки подземным выщелачиванием – Алматы. – Гылым. – 1997. – 384 с.
2. Громов Б.В. Введение в химическую технологию урана. – М.: Атомиздат, 1978. – 336с.
3. Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых // Утверждена Приказом МПР России от 11.12.2006. – № 278.
4. Инструкция по гамма-каротажу при подготовке к эксплуатации и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана // Министерство энергетики и минеральных ресурсов. Комитет геологии и охраны недр. ЗАО НАК «Казатомпром». «Институт высоких технологий. – Алматы, 2003.
5. Инструкция по каротажу методом мгновенных нейтронов деления при подготовке к эксплуатации и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана // Министерство энергетики и минеральных ресурсов. Комитет геологии и охраны недр. ЗАО НАК «Казатомпром». «Институт высоких технологий. – Алматы, 2003.
6. Инструкция «Определение урана рентгено-спектральным методом» // Министерство геологии СССР. ВИМС. НСАМ., 1983.
7. Инструкция «Определение тория в горных породах рентгено-спектральным флуоресцентным методом» // Министерство геологии СССР. ВИМС. НСАМ., 1969.
8. Инструкция «Определение радия в горных породах и радиоактивных рудах по интегральному гамма-излучению в комплексе с рентгено-спектральным определением урана и тория // Министерство геологии СССР. ВИМС. НСАМ., 1982.
9. Инструкция (методические рекомендации) по подземному скважинному выщелачиванию урана // Утверждена 01.08.2006 – Алматы, 2006. – 310с.
10. Методические рекомендации по применению Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Радиоактивные металлы // Утверждены распоряжением МПР России от 05.06.2007 г. № 37-р. – Москва, 2007. – 58 с.

11. Савченко Г.А., Полуаршинов Г.П., Ветров В.И. Некоторые особенности пластово-инфильтрационного месторождения Уванас // Отечественная геология. 1993, №9.

12. Справочник по инженерной геологии / под ред. М.В.Чуринова.– М., Недра, 1981. – 325 с.

13. Гринбаум И.И. Расходомерия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. М: Недра, 1975. – 271 с.

14. Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений // МИНГЕО СССР, М., 1987. – 115 с.

Приложение 1

№ п/п	№ скв	№ агрегата	Конструкция скважины	Техническое состояние бурового оборудования	Параметры и тип раствора	Дата и время цементации и промывки	Дата и время подачи заявки	Дата, время готовности скважины к каротажу	Вид каротажа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Фамилия подавшего заявку	Фамилия принявшего заявку	Дата и время выполнения каротажа	Простой бурового агрегата	Причина простоя бурового агрегата	Фамилия и подпись выполнившего каротаж	Примечание
11	12	13	14	15	16	17

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПОДГОТОВКУ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА

1. Буровая должна иметь подъездные пути для передвижения каротажной станции и транспортировки каротажного оборудования, а также условия, обеспечивающие беспрепятственную эвакуацию каротажной станции в аварийных ситуациях своим ходом или буксировкой.

2. Перед буровой должна быть подготовлена площадка для установки на ней каротажной станции так, чтобы была обеспечена прямая видимость от фиксатора на лебедке до устья скважины.

3. Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем скважины должны быть удалены.

4. Пол буровой должен быть очищен от бурового раствора и смазочных материалов.

5. Буровая лебедка и привод ее на время проведения каротажа должны быть исправными.

6. Буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать обслуживающему персоналу.

7. Подключение каротажной станции к электросети производит оператор каротажной станции с соблюдением правил по электробезопасности.

8. При проведении каротажных работ в ночное время освещение буровой должно соответствовать установленным санитарным нормам.

9. Оператор каротажной станции может привлекать работников буровой бригады для выполнения вспомогательных работ, связанных с проведением каротажа.

10. При производстве каротажных работ на буровой запрещается:

- производить без разрешения оператора ремонт бурового оборудования;
- включать без разрешения оператора буровую лебедку и различные силовые агрегаты;
- переносить и передвигать по полу буровой тяжелые предметы и буровое оборудование;
- производить электросварочные работы в радиусе до 400 м, а в отдельных случаях и на большем расстоянии;
- проводить демонтаж бурового оборудования.

11. Подготовка скважины должна обеспечить беспрепятственное перемещение скважинных приборов по всему стволу скважины в течение всего времени проведения комплекса геофизических исследований.

12. Для подготовки скважины необходимо:

- проработать ствол скважины на все интервалы с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;
- привести параметры бурового раствора в соответствие с требованиями технологической карты на бурение скважин.

13. Не допускается производство геофизических исследований в поглощающих и самоизливающихся скважинах.

14. Готовность скважины к каротажу оформляется актом (приложение 3).

АКТ
о готовности скважины для проведения каротажа

Дата _____
 Скважина № _____ Участок _____
 Промывочная жидкость _____ Удельный вес _____
 Вязкость _____ Содержание песка _____
 Проработка ствола скважины _____
(диаметр, тип коронки, интервал и время)

Конструкция скважины по данным бурения:
 интервал от _____ м до _____ м _____ мм
 интервал от _____ м до _____ м _____ мм
 интервал от _____ м до _____ м _____ мм
 интервал от _____ м до _____ м _____ мм
 интервал от _____ м до _____ м _____ мм
 Глубина скважины _____ м
 Наличие уступов, обвалов, пробок, их глубина _____ м

Как проходил последний спуск инструмента, наблюдались ли остановки _____
 Как проходил последний подъем инструмента, наблюдались ли затяжки _____
 Состояние наземного оборудования (исправность электрооборудования бурового станка) _____

Геолог _____ (подпись)
 Буровой мастер _____ (подпись)

Аппаратурный (бортовой) журнал

Число, месяц, время проведения каротажа	№ скв.	Вид ГИС (вид работ)	ТОМ	ЦПМ	Сопроводительные жилы кабеля	Аппаратура наземная	Аппаратура скважинная	Оператор	Примечание: (причина невыполнения каротажа, готовность скважины к каротажу и т.д.)	Время, затраченное на выполнение работ	Подпись оператора
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение 5

СВОДНЫЙ ЖУРНАЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС И ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Лист 1

№ п/п	Номер скважины	Буровая бригада	Глубина по каротажу, м	Интервал верхнего водоупора	Промежуточные водоупоры	Верхняя граница нижнего водоупора	Рудные интервалы	Подпись инженера-геофизика
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Лист 2

Конструкция скважины							
До обсадки				После обсадки			
Положение манжеты или уровень засыпки, м	Интервал обсадки фильтра	Схема	Подпись заказчика	Интервал фильтра, м	Состояние обсадной колонны	Интервал цементации, м	Подпись геофизика
10	11	12	13	14	15	16	17

Учебное издание

ЯЗИКОВ Виктор Григорьевич
ЛЕГАВКО Александр Васильевич

**ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ
И ОСВОЕНИИ ИНФИЛЬТРАЦИОННЫХ (ГИДРОГЕННЫХ)
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА**

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор *доктор геолого-минералогических наук,
профессор Л.П. Рихванов*

Дизайн обложки А.И. Сидоренко


**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 20.12.2012. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 5,52. Уч.-изд. л. 5,0.
Заказ 1220-12. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru