ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ФИЗИКИ ЗЕМЛИ ИМ. О. Ю. ШМИДТА РОССИЙСКОЙ
АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

Легавко Дмитрий Александрович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ПРИЕМОВ РЕГИСТРАЦИИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖА СКВАЖИН ПРИ ОТРАБОТКЕ ИНФИЛЬТРАЦИОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА

Специальность 25.00.10. «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых»

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель

д. т. н., профессор

Конешов В.Н.

Москва-2019

Оглавление

Введение 5

Глава 1 Анализ особенностей комплекса методов геофизических исследований скважин, применяемого при отработке инфильтрационных месторождений урана методом подземного выщелачивания 10

1.1 Подземное выщелачивание урана 10

1.2 Особенности геолого-геофизических исследований инфильтрационных месторождений 13

1.3 Комплекс геофизических исследований скважин при эксплуатации инфильтрационных месторождений 16

1.4 Существующий аппаратурный и программно-методический комплекс для проведения, регистрации и интерпретации данных геофизических исследований и его недостатки 20

1.4.1 Скважинные приборы 20

1.4.2 Каротажные регистраторы 26

1.4.3 Программное обеспечение проведения каротажа и регистрации его результатов 28

1.4.4 Программное обеспечение интерпретации результатов геофизических исследований скважин 31

Выводы по главе 1 34

Глава 2 Разработка методики автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа 36

2.1 Методика электрокаротажа для литологического расчленения песчано-глинистого разреза урановых месторождений 36

2.2 Усовершенствованная методика использования результатов разведочных работ для определения коэффициента фильтрации

пород по данным электрокаротажа КС 45
2.3 Программная реализация автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа 57
2.4 Экспериментальное опробование методики и алгоритма автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа 64
Выводы по главе 2 74
Глава 3 Совершенствование существующей методики автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа 75
3.1 Анализ «инструктивного» алгоритма автоматизированной интерпретации 75
3.2 Методика морфологического объединения элементарных рудных интервалов и алгоритм автоматизированной интерпретации 89
3.3 Программная реализация автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа 94
3.4 Результаты экспериментального опробования алгоритма морфологического объединения рудных интервалов 104
Выводы по главе 3 105
Глава 4 Развитие аппаратурного и программно-методического комплекса для проведения, регистрации и интерпретации данных геофизических исследований скважин инфильтрационных месторождений урана 106
4.1 Скважинные приборы 106
4.2 Каротажный регистратор 115
4.3 Созданное программное обеспечение проведения каротажа и регистрации его результатов 119
4.4 Созданное программное обеспечение интерпретации результатов геофизических исследований скважин 122
Выводы по главе 4 124

Глава 5 Опытно-методическое опробование предлагаемых защищаемых положений и разработанного аппаратного и программно методического комплекса 126

5.1 Опыт применения на территории Российской Федерации 126

5.2 Опыт применения на территории стран СНГ 127

5.3 Опыт применения за рубежом 129

Заключение 135

Список используемой литературы 136

Приложения 139

Приложение А. Акт о внедрении АО «РУСБУРМАШ» 139

Приложение Б. Акт о внедрении ГП НГМК 141

Введение

Актуальность темы исследования

В последние десятилетия, с открытием инфильтрационных месторождений урана, началось бурное развитие наиболее прогрессивного метода добычи урана – подземного выщелачивания (ПВ). Метод широко применяется во всем мире на инфильтрационных месторождениях, сформированных в проницаемых осадочных породах депрессионных зон земной коры. Вскрытие рудных тел и добыча урана на месторождениях этого типа осуществляется через технологические скважины глубиной от 50 до 800 м., количество которых на действующих предприятиях исчисляется сотнями и тысячами единиц. Сооружение такого количества скважин сопровождается большими объемами геофизических исследований скважин (ГИС) на всех стадиях разведки и эксплуатации месторождения. На этапе разведки месторождения и эксплуатационного опыта применение ГИС несколько ограниченно достаточно редкой сетью разведочных скважин и небольшим размером опытных ячеек, дополняется лабораторными исследованиями керна, кустовыми гидрогеологическими наблюдениями, другими инженерно-геологическими исследованиями и, в целом, имеет размеренный научно-исследовательский характер. При переходе к разработке месторождения процесс сооружения скважин и проведения в них геофизических исследований принимает поточный, валовый характер. Данные ГИС при этом становятся практически единственной достоверной основой для расчета запасов урана и проектирования систем вскрытия рудных тел, а результаты их интерпретации необходимо получать в сжатые сроки для принятия обоснованных решений о дальнейшем проведении работ, связанных с сооружением и эксплуатацией добычных блоков и отдельных технологических скважин.

Огромные объемы ГИС, являющиеся следствием технологических особенностей добычи урана методом ПВ, строгие пределы времени отпускаемого на регистрацию и обработку геофизических данных и высокая значимость результатов геофизических исследований требуют максимально возможной формализации методик и автоматизации процессов регистрации и интерпретации данных ГИС, особенно на этапе эксплуатации месторождений. Однако, не смотря на повсеместное применение цифровой регистрации данных каротажных исследований и бурное развитие электронной техники, для проведения ГИС на большинстве урановых месторождений России и стран СНГ используются устаревшие скважинная и наземная геофизическая аппаратура, имеющее ряд технических и методических ограничений программное обеспечение, а основные интерпретационные процедуры зачастую осуществляются в ручном режиме.

Для повышения точности результатов и сокращения временных и производственных затрат на проведение и обработку ГИС требуются новые усовершенствованные методические приемы автоматизированной регистрации данных ГИС и, особенно, их последующей интерпретации, а так же новые аппаратурные и программные решения.

Цели и задачи диссертационной работы

Целью диссертационной работы является совершенствование технологии, методики, аппаратурного и программного обеспечения автоматизированной регистрации и интерпретации данных основных методов геофизических исследований скважин, сооружаемых при отработке инфильтрационных месторождений урана методом подземного выщелачивания.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе решались следующие **задачи**:

1. анализ существующих методических решений, применяемых при литологическом расчленении разреза рудного горизонта и определении фильтрационных характеристик пород по комплексу методов электрокаротажа. Разработка методики и программного обеспечения автоматизированной

литологической интерпретации данных электрокаротажа с получением попластовых значений коэффициента фильтрации пород;

2. анализ существующей методики автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа для выявления причин систематического занижения расчетных извлекаемых запасов на месторождениях урана инфильтрационного типа. Разработка методических дополнений к существующей методике и программного обеспечения для автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа с повышенной точностью определения извлекаемых запасов урана;

3. разработка нового поколения скважинных приборов и наземных каротажных регистраторов с целью повышения надежности аппаратуры, улучшения ее метрологических характеристик и, как следствие, повышение точности и повторяемости результатов каротажных исследований;

4. разработка современного программного комплекса для автоматизированного проведения и регистрации результатов основных видов геофизических исследований скважин, сооружаемых при поисках, разведке и эксплуатации урановых месторождений;

5. экспериментальное опробование разработанного аппаратурного, методического и программно-математического обеспечения на действующих месторождениях уранодобывающих предприятий.

Научная новизна

1. Разработана методика автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа, позволяющая удовлетворительно решать задачу литологического расчленения геологического разреза рудного горизонта с получением послойных значений коэффициента фильтрации пород.

2. Разработаны методические дополнения к существующей методике автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа, программная реализация которых позволяет повысить точность подсчета извлекаемых запасов урана применительно к месторождениям инфильтрационного типа.

Практическая значимость работы

Разработанные аппаратура, методическое и программно-математическое обеспечение регистрации данных и интерпретации результатов комплекса методов ГИС внедрено и успешно эксплуатируется в разных составах на добычных (ЗАО «Даллур», ЗАО «Хиагда») и геологоразведочных (АО «Русбурмаш», ФГУГП «Урангеологоразведка», АО «Северо-Кавказское ПГО», ООО «Уранцветметгеологоразведка», ООО «РБК») предприятиях России, на добычных (НАК «Казатомпром», французско-казахское ТОО СП «КАТКО», канадско-казахское ТОО СП «ИНКАЙ») и геологоразведочных (АО «Волковгеология») предприятиях Республики Казахстан, на добычных (ГП «НГМК») и геологоразведочных (ГП «ЦГГЭ», ГП «Комплексная ГСПЭ») предприятиях Республики Узбекистан и на геологоразведочных предприятиях «MANTRA TANZANIA Ltd» Объединённой Республики Танзания.

Полученные результаты могут быть использованы при подготовке новой редакции «Инструкции по каротажу при поисках и разведке урановых месторождений».

Основные научные положения, выносимые на защиту

1. Методика построения корреляционной зависимости нормированного геофизического параметра и фильтрационных свойств пород рудного горизонта и применения этой зависимости для автоматизированной литологической интерпретации данных электрокаротажа.

2. Методика морфологического объединения рудных пересечений при автоматизированной количественной интерпретации данных гамма-каротажа.

3. Усовершенствованный программно-методический и аппаратно-технический комплекс для автоматизированной регистрации и интерпретации данных геофизических исследований скважин при отработке инфильтрационных месторождений урана методом подземного выщелачивания.

Личный вклад

Решение различных вопросов, связанных с геофизическим обеспечением добычи урана на инфильтрационных месторождениях, отрабатываемых методом подземного выщелачивания – основное направление деятельности автора в период с 2000 года по настоящее время. За этот период, помимо представляемой работы, автором был решен ряд задач, связанных с проведением, регистрацией и интерпретацией результатов ГИС. Автор принимал непосредственное участие в разработке, производстве и внедрении усовершенствованных методик, программно-математического обеспечения, геофизической аппаратуры и оборудования.

Апробация результатов

Результаты выполненной работы доложены на следующих конференциях:

1. Конференция молодых ученых ИВМиМГ СО РАН, г. Новосибирск, 2002 г.
2. Конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН, г. Москва, 2013 г.
3. Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Геология и полезные ископаемые Западного Урала» ПГНИУ, г. Пермь, 2015 г.
4. Международная геолого-геофизическая конференция «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии», Москва, 2018 г.

Публикации по теме диссертации

Основные результаты по теме диссертации изложены в 7 публикациях, 4 из которых изданы в журналах, рекомендованных ВАК для предоставления основных научных результатов диссертации, 3 – в сборниках трудов и тезисов конференций и прочих изданиях.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Полный объем диссертации 141 страница текста с 51 рисунком, 5 таблицами и 2 приложениями. Список литературы содержит 21 наименование.

Глава 1 Анализ особенностей комплекса методов геофизических исследований скважин, применяемого при отработке инфильтрационных месторождений урана методом подземного выщелачивания

1.1 Подземное выщелачивание урана

Подземное выщелачивание (ПВ) – прогрессивный метод добычи полезного ископаемого избирательным растворением его химическими реагентами в рудном теле на месте залегания с извлечением на поверхность в растворенном виде. При подземном выщелачивании проницаемых урановорудных тел, месторождение вскрывается системой скважин, располагаемых (в плане) рядами или многоугольниками (ячейками) (см. рисунок 1.1).

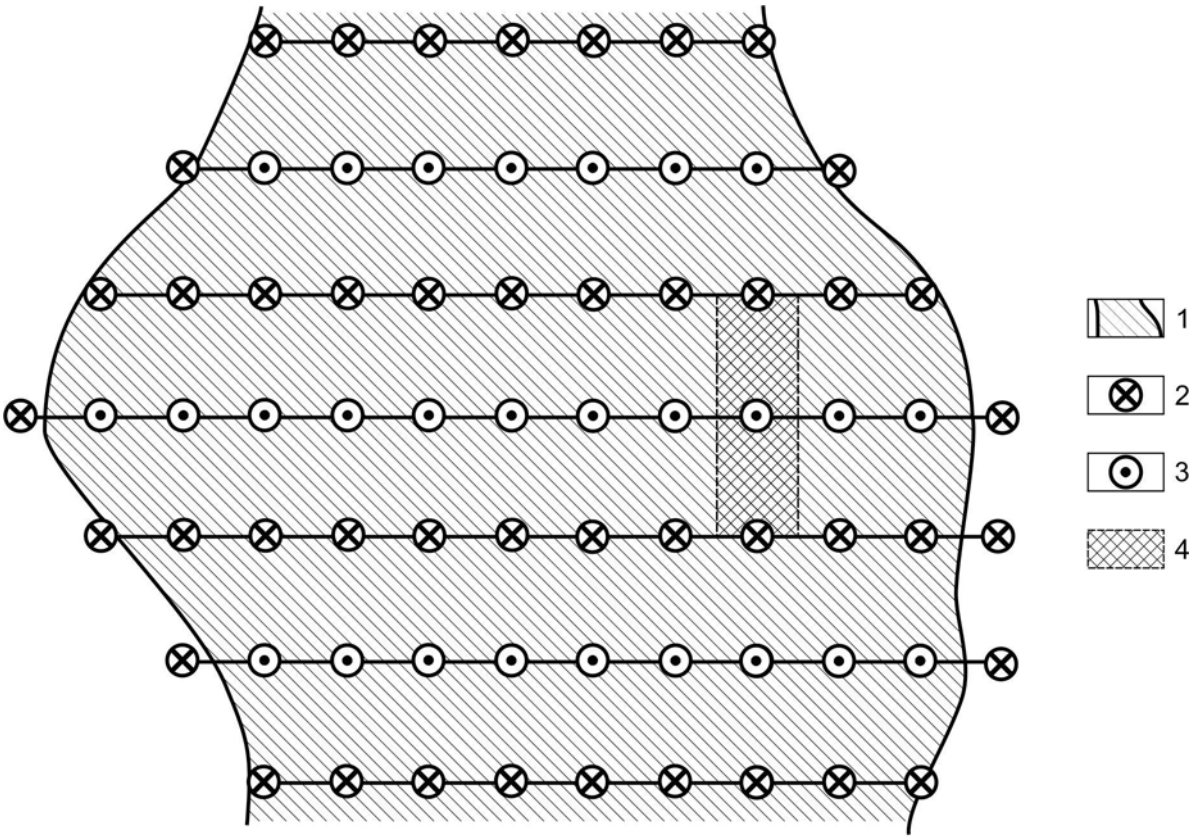

Рисунок 1.1. План рядной системы расположения технологических скважин при подземном выщелачивании урана. 1 – контур рудного тела; 2 – закачная скважина; 3 – откачная скважина; 4 – добывающая ячейка

В закачные скважины подают раствор серной кислоты, который, фильтруясь по пласту, выщелачивает полезные компоненты. Продуктивный раствор, обогащенный ураном, откачивается на поверхность через откачные скважины (см. рисунок 1.2).

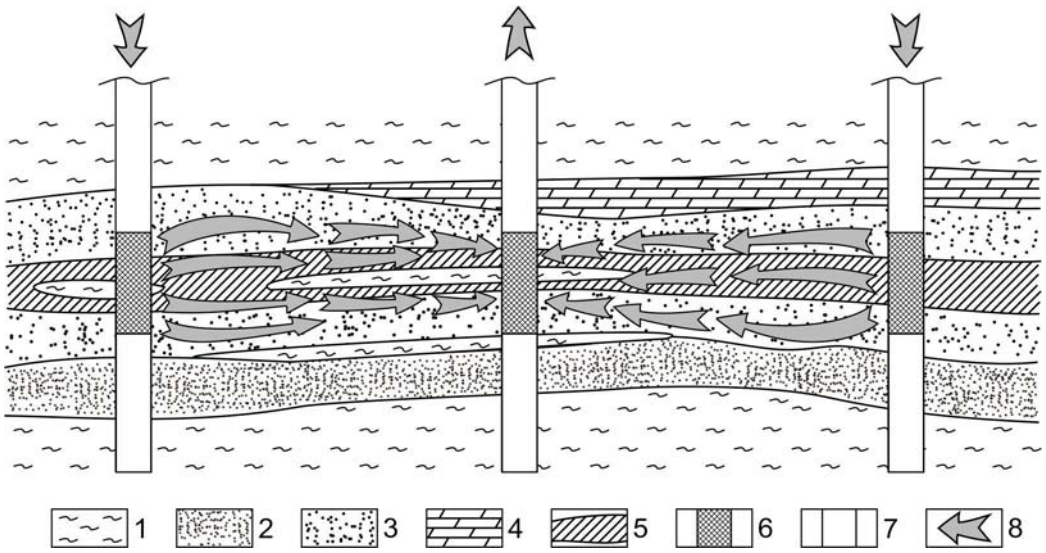

Рисунок 1.2. Схема процесса ПВ. 1 – водоупорные горизонты и прослои глин; 2 – пески тонкозернистые; 3 – пески среднезернистые; 4 – плотный песчаник; 5 – рудная залежь; 6 – скважинный фильтр; 7 – закачные и откачные скважины; 8 – выщелачивающие и продуктивные растворы

Подземное выщелачивание позволяет резко сократить объемы капитальных вложений и сроки строительства добычных предприятий, повысить в 2-4 раза производительность труда, значительно уменьшить вредное воздействие на природу (не нарушать ландшафт, резко снизить количество твердых отходов и вредных веществ, выносимых на поверхность земли, сравнительно просто восстанавливать отработанные участки). Подземное выщелачивание является самым экономичным и экологически безопасным методом добычи из всех известных [Мамилов В.А. и др., 1980].

Месторождения урана, пригодные для отработки системами скважинного подземного выщелачивания, относятся в целом к классу экзогенных и объединены в подгруппу, получившую наименование «инфильтрационные»

[Бровин К.Г. и др., 1997]. Инфильтрационные месторождения достаточно широко распространены во всем мире и в настоящее время, в связи с ростом потребности в природном уране, все интенсивнее вовлекаются в отработку. Наиболее крупные из них найдены и разведаны на территории Казахстана, Узбекистана, Австралии, Монголии, России, Китая, США и Канады.

Основной особенностью инфильтрационных месторождений является пространственная, генетическая и морфологическая связь лентообразных в плане и роллообразных в разрезе рудных залежей с областями выклинивания зон пластового окисления, развивающихся в водоносных горизонтах. Геоморфологически эти месторождения располагаются на равнинных пространствах, примыкающих к горным массивам различного порядка. В геоструктурном отношении они локализуются в слабодислоцированных и слаболитифицированных водопроницаемых породах платформенного чехла, выполняющих депрессионные структуры субплатформенных и суборогенных областей обрамления альпийских постплатформенных орогенных образований. Горные поднятия, сложенные древними комплексами, образуют гидрогеологические массивы, являющиеся областями питания и создания напоров для водоносных горизонтов пород, выполняющих депрессии, которые определяют направление и динамику заключенных в них подземных потоков. Блоковые поднятия более низких порядков и связанные с ними разрывные нарушения служат областями разгрузки водоносных горизонтов. Совокупность этих структур создает инфильтрационный режим артезианских бассейнов – главный фактор инфильтрационного рудообразования.

В процессе проведения поисково-разведочных и эксплуатационных работ на инфильтрационных месторождениях урана осуществляется бурение значительного числа скважин различного назначения (разведочных, технологических, наблюдательных и др.), количество которых на действующих предприятиях исчисляется сотнями и тысячами единиц. Сооружение такого количества скважин сопровождается очень большими объемами геофизических исследований скважин на всех стадиях эксплуатации месторождения. При этом

данные ГИС во многих случаях являются основным источником информации для геологической документации скважин, а также основным средством контроля при разведке и разработке урановых месторождений методом ПВ.

1.2 Особенности геолого-геофизических исследований инфильтрационных месторождений

С момента обнаружения инфильтрационного месторождения урана до начала его эксплуатации осуществляется множество работ, направленных на всеобъемлющее исследование параметров месторождения, выяснение возможности и экономической целесообразности его отработки методом подземного выщелачивания, определение технологических приемов добычи и параметров технологического процесса. Основные этапы этих работ – разведка месторождения, проведение полевого опыта и проектирование рудника – сопровождаются огромными объемами комплексных геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных исследований. Таким образом, к моменту начала отработки месторождения – разбуривания первых добычных блоков, когда геофизическое сопровождение процесса добычи полностью переходит в ведение геофизической службы добывающего предприятия, обычно накоплен огромный материал, включающий первичные результаты различных исследований, результаты их интерпретации и сопоставления, статистические данные о связи различных параметров месторождения и технологических параметров процесса ПВ в его условиях. Наличие этих материалов и рациональное их использование является неотъемлемым условием успешного решения задач, стоящих перед геофизической и геотехнологической службами уранодобывающего предприятия.

При разведке инфильтрационных месторождений, предназначенных для разработки методом ПВ, буровые скважины являются практически единственным источником получения геологической информации, как общей, так и специальной, необходимой для решения вопросов, связанных с эксплуатацией.

Поэтому на этапе разведки проводится всестороннее исследование скважин с помощью разнообразных методик с целью получения максимально возможного количества полезной информации. При этом обычно применяется система разведки рядами скважин, ориентированными вкрест простирания рудных залежей. Расстояния между рядами скважин и между скважинами в рядах колеблются в зависимости от размеров рудных залежей и стадии разведочных работ от 200-300 м на крупных залежах до 50-100 м на мелких. Расстояния между скважинами в рядах колеблются от 50-100 до 25-50 м.

По керну буровых скважин изучаются литолого-стратиграфический разрез месторождения, минеральный состав пород и руд, их специфические свойства, имеющие важное значение для ПВ, в частности водно-физические (проницаемость, пористость, гранулометрический состав, коэффициент фильтрации). Так же по данным кернового опробования определяется содержание урана в руде, содержание сопутствующих (вредных и полезных) компонентов, тщательно изучаются радиологические свойства урановых руд и закономерности их пространственной изменчивости.

Потери информации, обусловленные недостаточным выходом керна, восполняются проведением в скважинах комплекса геофизических исследований, всегда гарантирующего получение необходимого минимума информации. В практике геологоразведочных работ, выполнявшихся и выполняющихся в настоящее время при поисках и разведке инфильтрационных месторождений урана в России и республиках СНГ, комплекс геофизических исследований является обязательным. Обычно он включает: гамма-каротаж скважин для выявления интервалов с урановой минерализацией и определения параметров уранового оруденения; электрокаротаж для литологического расчленения разреза и изучения его фильтрационных свойств; кавернометрию для расчета поправок на поглощение гамма-излучения в буровом растворе при интерпретации данных гамма-каротажа. Кроме того, выполняются другие специальные виды каротажа: инклинометрия, термометрия, каротаж по нейтронам деления, и др. [Бровин К.Г. и др., 1997] Обязательно осуществляется привязка керна к каротажным данным.

Изучаются корреляционные связи между регистрируемыми параметрами и различными характеристиками рудных залежей.

Применение геофизических методов исследований в скважинах на поисково-разведочной стадии изучения инфильтрационных месторождений урана, когда подавляющее число скважин бурится с керном, позволяет уточнить положение границ пластов, и получить их физические характеристики. На стадии предварительной и детальной разведок объём бурения скважин с отбором керна по продуктивному горизонту сокращается до 10 % от общего числа скважин. На стадии эксплуатационной разведки и при сооружении скважин технологического назначения керн рудного материала может не отбираться совсем. Однако в любом случае корреляция геологического разреза осуществляется по каротажу скважин, с интерполяцией выделяемых пластов от скважин с керновым бурением к скважинам, где разрез изучен только геофизическими методами.

Для получения значений основных гидрогеологических параметров рудного горизонта – коэффициента фильтрации и водопроводимости пород осуществляются опытные гидрогеологические исследования по одиночным скважинам и скважинам кустовых наблюдений. На основании полученных дебитов гидрогеологических скважин, оборудованных фильтрами на весь горизонт, выполняется предварительный прогноз дебитов технологических скважин, которые будут оборудованы на рудную часть разреза. По результатам гидрогеологических и гидродинамических исследований проводится выделение литолого-фильтрационных типов пород и предварительное выделение геотехнологических типов пород рудовмещающего горизонта.

Специфика метода ПВ, связанная с тем, что геотехнологический процесс протекает в условиях естественного залегания руд и рудовмещающих отложений, то есть в обстановке взаимного влияния целого комплекса природных факторов, требует обязательной организации полевого опыта. Поэтому при разведке инфильтрационных месторождений, предназначенных для разработки методом ПВ, важной составной частью геологоразведочных работ являются опытные работы, проводимые с целью определения основных геотехнологических

параметров в условиях, максимально приближенных к обстановке будущих эксплуатационных блоков, разведываемого месторождения. Во время добычного опыта ведутся режимные наблюдения над дебитом скважин, объемом рабочих растворов, концентрацией реагента в выщелачивающих и продуктивных растворах, содержанием урана в продуктивных растворах и степенью его извлечения из недр, удельным расходом реагента.

Месторождение передается в эксплуатацию после проведения детальной разведки и опытных работ, подсчета и утверждения запасов в Государственной Комиссии по Запасам. При этом добывающему предприятию передается документация по всем видам проведенных геологических, геофизических и геотехнологических работ, их результаты и рекомендации по организации процесса ПВ на данном месторождении.

На основании этих материалов геотехнологическая служба уранодобывающего предприятия самостоятельно или совместно с проектным институтом разрабатывает проект работ по отработке месторождения. Основным элементом этого проекта являются системы вскрытия рудных тел, с установленными для них параметрами циркуляции растворов, графиками подачи реагента, ожидаемыми значениями скорости, полноты извлечения металла и экономических характеристик процесса добычи. Кроме того, проектируются наземные технологические корпуса и коммуникационные системы, последовательность их сооружения и режимы работы. Планируется последовательность ввода в эксплуатацию рудных залежей и отдельных добычных блоков.

1.3 Комплекс геофизических исследований скважин для решения геологических и технологических задач при эксплуатации месторождения

После разработки и утверждения проекта предприятие приступает к подготовке к эксплуатации участков ПВ. В основном, она заключается в бурении и сооружении проектной сети технологических откачных и закачных скважин.

Этот процесс продолжается непрерывно на протяжении практически всего времени работы рудника, так как после введения в эксплуатацию одних добывающих блоков приступают к разбуриванию и подготовке к эксплуатации следующих.

Шаг по рядам и профилям сети технологических скважин обычно существенно меньше, нежели соответствующие параметры разведочной сети, а требования к подсчету запасов урана и литолого-гидрогеологическому расчленению разреза при эксплуатации месторождения значительно отличны от разведочных. Поэтому, с целью доразведки рудных залежей и уточнения водно-фильтрационных характеристик продуктивного горизонта, в каждой сооружаемой технологической скважине проводится комплекс геофизических исследований.

Процесс сооружения скважины и проведения сопровождающих его геофизических исследований проходит в несколько этапов. На первом этапе буровая бригада производит бурение на проектную глубину пилот-скважины малого диаметра. После этого бригада геофизической службы выполняет в открытом стволе скважины обязательный комплекс геофизических исследований, аналогичный комплексу, использованному при разведке месторождения – обычно это: гамма-каротаж, электрокаротаж и кавернометрия – первичный комплекс каротажа.

В камеральном бюро по данным электрокаротажа уточняют литологическое строение геологического разреза, вскрываемого рудного горизонта, расчленяя его на слои разной проницаемости, и стараются определить коэффициент фильтрации выделенных пластов. По данным гамма-каротажа, используя данные кавернометрии для расчета поправок на поглощение гамма-излучения в буровом растворе, определяют глубину залегания, мощность рудных тел и содержание в них урана, подсчитывают линейные запасы урана вдоль ствола скважины. Кроме того, основываясь на результатах интерпретации данных электро- и гамма-каротажа, определяют интервал установки скважинного фильтра.

К дальнейшему сооружению – разбуриванию, установке фильтра и обсадке

скважины – приступают только после проведения первичного комплекса каротажа и получения удовлетворительных результатов его интерпретации. Оперативное проведение первичного комплекса каротажа, сооружаемых технологических скважин, и интерпретация его результатов одна из важнейших задач стоящих перед геофизическими службами предприятий, ведущих отработку месторождений методом ПВ, и потому требующая первоочередного и максимально эффективного решения.

Кроме того, при сооружении и эксплуатации скважины, геофизическая служба решает ряд задач технологического характера, таких как наблюдение за целостностью обсадной колоны, определение интервала установки фильтра и его приемистости, определение положения и качества цементного кольца, определение зон закисления, интервалов утечки и перетоков рабочих растворов, определение пространственного положения ствола скважины и т.д. Для этих целей применяется широкий набор геофизических методов геотехнологического назначения.

Физическими предпосылками для определения целостности обсадной полимерной колонны и определения положения фильтра скважины служат диэлектрические свойства материала обсадной колонны. Однородность диэлектрических свойств полимерной колонны скважины на качественном уровне определяется проведением токового каротажа или электрокаротажа сопротивлений в обсадке. Любое ухудшение электрической изоляции полимерной колонны рассматривается как физическая аномалия. При этом фиксируется электрическая связь между раствором внутри обсадной колонны и наружной средой, которая может быть обусловлена либо порывом обсадной колонны, либо плохой герметизацией стыков колонны, особенно на стадии сооружения скважины. Интерпретация аномалий электропроводности только качественная, нуждающаяся в подтверждении проведением дальнейших исследований другими методами: опрессовка колонны, проведение расходометрии и т.п.

Факт нарушения целостности колонны в период эксплуатации скважины может быть установлен и при проведении наблюдений индукционным каротажем.

Появление аномалий электропроводимости в процессе эксплуатации закачных скважин обусловлено замещением слабоминерализованной жидкости порового пространства горной породы кислыми выщелачивающими растворами. Регулярные наблюдения ИК позволяют выявлять места разрушения обсадной колонны и зоны растекания рабочих растворов в пластах, перекрывающих продуктивный горизонт.

Так же с целью определения целостности колонны закачной скважины может привлекаться гамма-каротаж. Физической предпосылкой проведения гамма-каротажа в закачных технологических скважинах служит то, что при попадании выщелачивающих растворов в затрубное пространство на месте контакта раствора и породы формируется техногенная локальная гамма-аномалия интенсивностью десятки-сотни мкР/ч. В этом случае факт порыва обсадной колонны считается доказанным, но для оценки объёмов выщелачивающих растворов, проникающих в перекрывающий горизонт, также требуется проведение расходометрии в режиме налива.

При порыве колонны откачной скважины наиболее эффективно проведение резистивиметрии, когда приток пресных пластовых вод вызывает скачкообразное изменение сопротивления рабочих растворов. Места притока пластовой жидкости могут быть определены и при выполнении термометрии, где тепловыми аномалиями выделяются интервалы поступления пластовой жидкости в скважину.

Для выявления факта затрубной циркуляции жидкости также может использоваться термометрия. Тепловыми аномалиями выделяются интервалы перетока пластовой жидкости из пласта в пласт.

Для определения положения и объёма зон расширения под гравийную обсыпку фильтра, равно как и определение глубины уступа для посадки манжеты для цементирования, измеряют диаметр по всему стволу скважины каверномером.

Определение положения фильтра скважины и цементной манжеты происходит одновременно с решением основной задачи – определения целостности обсадной колонны методами электрокаротажа. Количественная же

характеристика приёмистости фильтра скважины может быть оценена только проведением расходометрии.

Определение положения и плотности цементного кольца, применяемого для гидроизоляции затрубного пространства, осуществляется проведением наблюдений методом термометрии. Физической предпосылкой определения положения цементного кольца и качества цементирования служит экзотермическая реакция «схватывания» цемента.

Инклинометрия решает задачу определения истинного положения ствола скважины в пространстве для глубинной привязки геологических границ.

1.4 Существующий аппаратурный и программно-методический комплекс для проведения, регистрации и интерпретации данных геофизических исследований и его недостатки

1.4.1 Скважинные приборы

Широкий спектр геологических и технологических задач, стоящих перед службами ГИС предприятий, добывающих уран методом подземного выщелачивания, и большой набор методов геофизических исследований, применяемых для их решения, обуславливают значительное разнообразие скважинной аппаратуры, применяемой на инфильтрационных месторождениях урана.

Основу парка скважинных приборов составляют радиометры, электрозонды разных конфигураций, каверномеры, инклинометры, приборы индукционного каротажа и термометры. Реже используются расходомеры, резистивиметры, приборы плотностного гамма-гамма каротажа.

Общей специфической чертой скважинных приборов эксплуатируемых на инфильтрационных месторождениях урана является их кислотостойкость. Так же все приборы рассчитаны на использование с трехжильным каротажным кабелем и скважинным наконечником типа НК-36.

Относительно небольшие глубины каротажных исследований (до 1000 м) и технологическая разнесенность во времени исследований скважины разными методами способствует тому, что на уранодобывающих предприятиях в основном отсутствует необходимость использования дорогих и сложных комплексных связок приборов с цифровыми выходными интерфейсами. Подавляющее число скважинных приборов имеет относительно простое устройство и формирует на выходе аналоговые выходные сигналы, как правило, импульсные.

Вместе с тем методики проведения каротажных исследований и интерпретации их результатов, особенно в части гамма- и электрокаротажа, на инфильтрационных урановых месторождениях имеют существенные специфические особенности и значительные отличия от аналогичных методов используемых в нефтегазовой отрасли.

Все это приводит к невозможности прямого использования «нефтяной» скважинной и наземной геофизической аппаратуры без её серьезной модификации и, как следствие, приборостроение урановой отрасли идет своим путем.

Парк скважинных приборов уранодобывающих предприятий чрезвычайно разнообразен. В эксплуатации имеются приборы разных производителей и поколений и советских лет выпуска и их недавно произведенные аналоги, выпускаемые малыми партиями небольшими предприятиями, эксплуатирующими советское наследие. Все их объединяют устаревшие схемотехнические и конструкторские решения, использование не современных электронных компонентов, зачастую кустарное мелкосерийное производство и, как следствие, низкая надежность, плохая ремонтопригодность и несоответствие требуемым метрологическим стандартам.

Скважинные радиометры для проведения ГК на месторождениях урана являются весьма специфическими, хотя и достаточно простыми приборами. Их особенность в наличии свинцового экрана определенной толщины на блоке детектора, позволяющего отсекать мягкое гамма-излучение, и порогового дискриминатора, обеспечивающего регистрацию гамма квантов с энергиями,

превышающими заданное пороговое значение. Основу радиометра составляют монокристалл сцинтиллятор с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) и электронные платы, обеспечивающие высоковольтное питание ФЭУ, пороговую дискриминацию выходных импульсов ФЭУ и формирование выходного сигнала радиометра. Основные недостатки используемых радиометров связаны с применением устаревших отечественных фотоэлектронных умножителей (ФЭУ-85, ФЭУ-67Б), качество и параметры которых не отличаются стабильностью. Кроме того, использование устаревших схемотехнических решений и электронных компонент зачастую приводит к неоправданному увеличению габаритных размеров и массы радиометров. В ряде случаев неудовлетворительной является коррозионная стойкость корпусов некоторых приборов, поскольку при проведении ГИС на добычных предприятиях достаточно часто приходится эксплуатировать скважинные приборы в скважинах, заполненных рабочими растворами с содержанием серной кислоты до 50-70 г/л.

Скважинные электрозонды – приборы электрокаротажа для проведения каротажей КС, ПС, токового каротажа и КС в обсадке на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, являются наиболее простыми из всех применяемых приборов. Конструктивно они состоят из корпуса, изготовленного из диэлектрического материала (стеклопластик, гуммированная резина, полиэтилен и т.п.), в который вмонтированы три кольцевых свинцовых электрода на определенном расстоянии друг от друга. Главное требование к электрозондам – сохранение высокого (более 2 мОм) сопротивления изоляции между электродами в течение всего срока эксплуатации. Наиболее распространены на сегодняшний день электрозонды, изготовленные по технологии намотки стеклоткани с последующей проточкой прибора на токарном станке. Главный недостаток электрозондов, произведенных по этой технологии – непродолжительный срок эксплуатации с высоким межэлектродным сопротивлением и полная непригодность прибора к ремонту после его «протечки».

Комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротажа. При проведении первичного каротажа открытого ствола сооружаемых скважин

возникает необходимость комплексирования скважинных приборов, т.к. стенки необсаженной скважины в условиях хорошо обводненных рыхлых отложений песчано-глинистого разреза инфильтрационных месторождений имеют склонность к быстрому осыпанию. Поэтому часто для проведения первичного каротажа используют комплексные скважинные приборы типа КСП, позволяющие осуществлять за один подъем запись гамма-каротажа и электрокаротажей КС, ПС. Корпуса таких приборов изготовляют из диэлектрического материала с вмонтированными свинцовыми электродами для проведения электрокаротажа, а внутри корпуса располагают шасси радиометра. Однако зонды КСП, изготовленные по технологии намотки стеклоткани, имеют те же недостатки, что и электрозоны, произведенные по этой технологии – непродолжительный срок эксплуатации с высоким межэлектродным сопротивлением и полная непригодность корпуса к ремонту после его «протечки».

Приборы индукционного каротажа. Наибольшее распространение на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, получили однозондовые приборы индукционного каротажа с рабочей частотой генератора около 150 кГц. Конструктивно прибор состоит из диэлектрической зондовой части, на которой установлены катушки передатчика, приемника и фокусирующая катушка. К зондовой части крепится шасси для установки электронных плат генератора и приемника. Зондовая часть с электронными платами устанавливается в герметичный кожух из диэлектрического материала, в верхней части которого имеется зондовая головка. Генератор формирует высокочастотный сигнал и подает его на катушку передатчика, которая и индуцирует электромагнитные импульсы. На приемной катушке возникает сигнал, представляющий собой сумму первичного (от генераторной катушки) и вторичного (прошедшего через околоскважинное пространство) электромагнитных импульсов. Влияние первичного импульса компенсируется либо фокусирующей катушкой, либо иным способом, а вторичный импульс усиливается, детектируется и значение его амплитуды передается по каротажному кабелю в импульсном виде. Амплитуда

вторичного импульса зависит от проводимости пород в околоскважинном пространстве. Основные недостатки используемых приборов индукционного каротажа связаны с использованием устаревших схемотехнических решений и электронных компонент, низким качеством изготавливаемых вручную экранов генераторной катушки, трудоемкостью процесса настройки компенсации влияния первичного импульса, которая производится подбором места положения фокусирующей катушки относительно приемной. Кроме того, корпуса приборов индукционного каротажа, выполненные по технологии намотки стеклоткани, склонны к растрескиванию и потере герметичности.

Скважинные термометры. Существует два основных типа скважинных термометров, основанных на использовании различных типов датчиков температуры (термосопротивлений и полупроводников). В основном на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, 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 этому типу относятся широко распространенные скважинные термометры КТ-3, СТС-1. Главный недостаток этих термометров – высокая инерционность, требующая осуществлять каротажные исследования на низких скоростях движения скважинного прибора. Кроме того, в силу конструктивных особенностей, приборы практически неремонтопригодны в полевых условиях.

Резистивиметры. Широко используемые простейшие скважинные резистивиметры, представляющие из себя центрированные (не прижатые к стенке скважины) электрические микроградиент-зонды с кольцевыми электродами, обладают теме же недостатками, что и скважинные электрозонды. Кроме того, необходимость использования центраторов, при малом весе прибора и относительно небольших диаметрах разведочных и технологических скважин,

сооружаемых на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, зачастую создает проблемы со спуском прибора на забой открытого ствола скважины.

Инклинометры. В силу простоты решаемых инклинометрией задач при сооружении скважин на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ (скважины вертикальные, относительно небольшой глубины, обсадные трубы не металлические), используются преимущественно относительно простые магнитометрические инклинометры. На текущий момент времени наибольшее распространение получили магнитометрические инклинометры для непрерывных измерений. Прибор состоит из герметичного магнитопроницаемого корпуса с зондовой головкой, в котором установлено шасси с электронными платами. Основными измерительными элементами инклинометра 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 импульсный сигнал и передаются по каротажному кабелю на наземный пульт и/или каротажный регистратор.

Каверномеры. На месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, в основном применяются малогабаритные трех рычажные каверномеры (КМ-2, КМ-3, КМ-43У и др.). Конструктивно трехрычажный 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 рычагами, 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

измеряется и передается по каротажному кабелю на регистратор в импульсном виде. Современные модели каверномеров имеют электромеханическую систему раскрытия/закрытия рычагов (с использованием малогабаритных мотор-редукторов). В старых моделях каверномеров для раскрытия рычагов применяются электромагнитные замки, закрытие и фиксация рычагов осуществляется вручную, а измерение сопротивления реохорда осуществляется наземным регистратором.

Расходомеры. На месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, в основном применяются тахометрические скважинные расходомеры. 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 геркон-датчик. 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, которая обеспечивает формирование выходного импульса, передаваемого по каротажному кабелю в наземный регистратор. Расходомер снабжен специальным центратором из подвижных пружинящих металлических пластин, обеспечивающим правильное положение прибора в скважине в процессе измерений.

1.4.2 Каротажные регистраторы

Основой бортового (наземного) оборудования каротажных станций, используемых для проведения геофизических исследований в скважинах инфильтрационных месторождений урана, является каротажный регистратор. Это 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 и обработку сигналов датчика глубины и датчика меток каротажного кабеля и передачу информации в бортовую ЭВМ. 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 на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ, получили специализированные регистраторы типа БСК. Первые регистраторы этого типа разработаны специалистами Киргизского горнорудного комбината еще в 1987 году. С тех пор сменилось несколько поколений регистратора БСК, и копии его последних версий до сих пор производятся малыми партиями различными небольшими предприятиями. БСК является программно-управляемым устройством. Бортовой компьютер каротажной станции осуществляет обмен командами и данными с БСК по последовательному интерфейсу RS-232. Внутренний комплекс программ БСК обеспечивает прием управляющих команд, их выполнение и передачу результатов бортовому компьютеру. Регистратор БСК успешно решает практически все задачи стоящие перед службой ГИС уранодобывающих предприятий. Он обеспечивает питание основного парка разнообразных скважинных приборов, прием и обработку их выходных сигналов. Но отличается не высокой надежностью, слабым по современным меркам источником питания и плохой ремонтопригодностью. Это связано с прекращением развития линейки регистраторов БСК с момента распада Советского Союза и, соответственно, тиражированием в производимых сегодня образцах архаичных инженерных решений на основе устаревших радиоэлектронных компонентов. Кроме того, использование устаревших схемотехнических решений обуславливает отсутствие гибкости приборов БСК при подключении нестандартных или новых типов скважинных приборов, не всегда позволяет обеспечить удовлетворительную точность измерения аналоговых и импульсных сигналов.

1.4.3 Программное обеспечение проведения каротажа и регистрации его результатов.

Программное обеспечение для проведения каротажных исследований и регистрации данных каротажа с использованием регистраторов БСК состоит из набора подпрограмм обеспечивающих настройку и градуировку аппаратуры, проведение каротажей и регистрацию их результатов, просмотр и печать данных каротажных исследований. Для каждого метода каротажа используется свой набор подпрограмм, имеющих различия в алгоритмах управления процессом каротажа, алгоритмах регистрации его данных и наборах используемых команд БСК.

Существующий комплекс программ был разработан в начале девяностых годов прошлого века специалистами Киргизского горнорудного комбината, и с тех пор практически не развивался. Соответственно, комплекс программного обеспечения каротажных станций чрезвычайно устарел. И, хотя и позволяет решать основные задачи проведения каротажей и цифровой регистрации данных, но обладает целым рядом технических, методических и алгоритмических ограничений, делающих его применение всё более неэффективным.

Комплекс программ регистрации каротажных данных реализован в архаичной среде программирования Turbo Pascal 7.0 и может функционировать лишь под управлением системы MS-DOS. Установить систему MS-DOS на многие современные компьютеры практически невозможно, а работать в режимах эмуляции устаревшей системы довольно трудно, неэффективно, а зачастую просто невозможно.

Кроме того, программное обеспечение осуществляет связь с геофизическим устройством БСК посредством последовательного COM-порта, что создаёт существенные технические трудности в современных условиях. Порты COM в настоящее время практически не встречаются на портативных компьютерах типа ноутбук, и для проведения каротажных исследований

приходится использовать либо громоздкие стационарные ЭВМ, либо очень дорогие портативные промышленные компьютеры.

Программное обеспечение проведения каротажа разрабатывалось во времена, когда отсутствовали двунаправленные энкодеры угла поворота, широко используемые на сегодняшний день для регистрации глубины скважинного прибора, и ориентировано на однонаправленную регистрацию изменения значения глубины – либо спуск, либо подъем. В результате, не смотря на использование в каротажных станциях современных энкодеров, при возникновении необходимости немного опустить прибор во время записи на подъёме, программное обеспечение продолжает считать глубину в уменьшение и запись каротажа получается бракованной, что требует проведения каротажного исследования с самого начала.

Так же, комплекс программ регистрации каротажей обладает довольно примитивным пользовательским интерфейсом, реализованным на базе графических библиотек системы MS-DOS.

Во-первых, в процессе проведения каротажа оператор ограничен лишь самой необходимой информацией – цифровыми отображениями текущих значений глубины скважинного прибора, скорости его движения и значения измеряемого параметра. Каротажные кривые визуализируются лишь качественно, без масштабного отображения по глубине и значениям.

Во-вторых, оператор никак не может влиять на процесс проведения каротажа. Алгоритмы проведения каротажного исследования линейны, полностью управляются программным обеспечением и, в случае, какой либо нештатной ситуации, требуют начинать каротаж с начала – с подъема скважинного прибора до устья скважины, спуска на забой и последующего проведения каротажа с регистрацией данных.

В-третьих, настраиваемые параметры каждого типа каротажных исследований – конфигурация скважинного прибора, параметры его электропитания, параметры обработки его выходных сигналов и т.д. – жестко защиты в файлах настройки соответствующих подпрограмм. В случае смены типа

скважинного прибора для конкретного метода исследования, с другими параметрами питания, выходных сигналов, другой конфигурацией зонда, оператору необходимо либо вручную средствами системных текстовых редакторов исправлять значения параметров в файлах настройки, либо зачастую вообще отказываться от использования нового типа прибора в связи с невозможностью настройки под него программного обеспечения, хотя и скважинный прибор и наземный регистратор БСК технически позволяют осуществлять исследование данным методом.

Функции сохранения результатов в программном обеспечении проведения каротажных исследований так же имеют архаичные формы. Так сохранение данных каротажей осуществляется в текстовых файлах dat-формата, где за указанием верхней глубины интервала записи каротажа следуют подряд значения измеряемого параметра. Такая структура файлов результатов была продиктована необходимостью экономии дискового пространства во времена маломощных ЭВМ. Сегодня, общепримененимым форматом каротажных данных являются текстовые файлы las-формата, в которых данные располагаются в столбцах – первый столбец содержит значения глубин точек регистрации, последующие столбцы содержат значения измеряемых геофизических параметров в точках записи. Как следствие, dat-файлы результатов каротажа, формируемые программным обеспечением, не могут быть прочитаны и использованы с применением разнообразных современных геолого-геофизических программных продуктов без разработки и использования специальных конверторов данных. Кроме того, даже с точки зрения визуального просмотра, структура данных dat-файлов является нечитаемой.

Функции печати графического представления результатов каротажных исследований, так же имеют ряд технических проблем. Печать осуществляется только под управлением операционной системы MS-DOS через LPT-порт на знакосинтезирующий матричный принтер. В современных условиях наличие у компьютера LPT-порта большая редкость. Редкостью становятся и сами матричные принтеры, отличающиеся невысокой надёжностью и низким

качеством печати. Кроме того, печатные документы, отрисованные с помощью библиотек системы DOS, хоть и имеют масштабное представление данных по глубине и значениям, но выглядят совершенно не соответствующе современным стандартам представления каротажных диаграмм.

Таким образом, программное обеспечение для проведения каротажных исследований является слабым звеном существующего сегодня программно-технического комплекса средств проведения геофизических исследований скважин на инфильтрационных месторождениях урана, отрабатываемых подземным выщелачиванием.

1.4.4 Программное обеспечение интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Специализированного программного обеспечения для интерпретации результатов геофизических исследований скважин на месторождениях урана инфильтрационного типа практически не существует. Тому есть несколько причин.

Во-первых, большая часть применяемых методов исследования скважин требует лишь качественной интерпретации без сложных расчётов количественных показателей. Такие задачи, как определение мест негерметичности обсадной колонны, обнаружение зон закисления окружающих пород, и интервалов перетока радиоактивных растворов по кривым электрокаротажей КС в обсадке, токового, индукционного, гамма-каротажа, решаются путем простого визуально выявления интервалов аномальных значений на кривых каротажа. Аномальные значения фиксируются либо относительно линий нормальных градиентов на каротажных кривых, как в случае с каротажём КС в обсадке и токовым каротажём, либо относительно значений на кривых первичных каротажей, в случае с гамма- и индукционным каротажём. Аналогично, по аномалии значений температуры относительно линии нормального термоградиента определяется интервал установки цементного кольца. И хотя количественные значения

интенсивности аномалий часто имеют значение при интерпретации – так температурная аномалия в зоне качественно изготовленного цементного кольца должна быть не меньше двух с половиной градусов Цельсия, а интенсивность аномалий силы тока в зонах установки секций скважинного фильтра и/или в местах повреждения обсадной колоны характеризует степень её водопроницаемости – для их определения достаточно ручных, графических методов интерпретации с использованием печатных, масштабных диаграмм каротажа или простых геофизических графических редакторов.

Во-вторых, часть задач требующих количественной оценки, таких как обработка данных инклинометрии, или расчёт необходимого объёма гравийной обсыпки по данным кавернометрии, с успехом решаются с использованием стандартных приложений для работы с электронными таблицами, таких как Microsoft Excel. Алгоритмы расчёта количественных показателей в таких задачах отличаются относительной простотой, а избыточный функционал того же Excel, позволяет автоматизировать вычислительные процессы до приемлемого уровня.

Что же касается двух основных задач геофизического обеспечения добычи урана на инфильтрационных месторождениях, требующих количественного определения расчетных параметров – литологического расчленения разреза с определением послойного коэффициента фильтрации пород по данным электрокаротажа и расчета стволовых запасов урана по данным гамма-каротажа – то здесь ситуация существенно сложнее. Эти задачи требуют существенных затрат времени и сил при ручной интерпретации данных каротажных исследований и, однозначно, требуют максимально возможной автоматизации интерпретационных процессов. Однако, до сих пор не предложено ни одной простой и эффективной методики автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа, позволяющей оперативно расчленять песчано-глинистый разрез инфильтрационных месторождений урана с достоверным определением послойных значений коэффициента фильтрации пород. Интерпретацию кривых электрокаротажа в части литологического расчленения разреза и определения электрических характеристик выделенных пластов проводят вручную

классическими графическими методами, используя печатные масштабные диаграммы каротажей или графические геофизические редакторы. Определение коэффициентов фильтрации выделенных пластов осуществляют на основе таблиц связи электрических и фильтрационных характеристик пород, определённых на этапе разведки месторождения.

Еще сложнее ситуация с количественной интерпретацией данных гамма-каротажа. В 1987 году министерством геологии СССР была разработана и утверждена Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений, строго регламентирующая все этапы работ по гамма-каротажу на месторождениях урана от проведения скважинных исследований до камеральной обработки данных. Особое внимание в инструкции уделяется автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа с помощью ЭВМ. Для этого предложен алгоритм, реализующий двухэтапный процесс вычислений. На первом этапе вычисляют концентрацию радия вдоль ствола скважины, на втором этапе находят границы рудных интервалов и рассчитывают содержание в них урана [Хайкович и др., 1987]. Длительный опыт применения инструктивного алгоритма автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа при разведке и эксплуатации коренных месторождений урана, отрабатываемых горным способом, показал его достаточную надежность. Вместе с тем, опыт применения алгоритма автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа на инфильтрационных месторождениях, отрабатываемых методом ПВ, оказался не столь успешным. Результаты сопоставления значений расчетных и фактически добытых запасов показывают значительное систематическое занижение запасов урана по результатам интерпретации (на 15–20 %). В результате, на сегодняшний день интерпретацию данных гамма-каротажа на инфильтрационных месторождениях осуществляют либо полностью вручную графическими способами, либо частично автоматизируют процесс интерпретации в части расчета содержания радия и урана вдоль ствола скважины, а определение границ рудных по урану интервалов осуществляют в ручном режиме, либо реализуют полностью инструктивный алгоритм интерпретации, но после его работы

осуществляю геологически мотивированную ручную корректировку границ выделенных интервалов.

Ручная интерпретация данных электро- и гамма-каротажа – процесс очень трудоемкий, требующий участия высококлассных специалистов и значительных временных затрат. Оба эти момента создают серьезные проблемы, во-первых, в связи с недостатком на добычных предприятиях опытных специалистов-геофизиков и, во-вторых, с тем, что вследствие технологических особенностей добычи урана методом ПВ обработке подлежат огромные объемы материалов геофизических исследований. Кроме того, результаты определения коэффициентов фильтрации и границ рудных интервалов методами ручной интерпретации сильно подвержены ошибкам, вызванным слабой формализацией процесса и субъективизмом интерпретатора.

Выводы по главе 1

1. При разработке инфильтрационных месторождений урана методом ПВ, геофизические исследования буровых скважины являются практически единственным источником получения геологической информации, как общей, так и специальной, необходимой для решения вопросов, связанных с эксплуатацией.

2. Огромные объемы геофизических исследований скважин и высокая значимость их результатов требуют максимально возможной формализации методик и автоматизации процессов регистрации и интерпретации данных.

3. Необходима разработка методики и программного обеспечения для автоматизированного литологического расчленения разреза с получением попластовых фильтрационных характеристик пород по комплексу методов электрокаротажа.

4. Необходимо провести анализ существующей методики автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа для выявления причин систематического занижения расчетных извлекаемых запасов на месторождениях урана инфильтрационного типа, разработать методические

дополнения к существующей методике и программное обеспечение для автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа.

5. Для повышения уровня автоматизации, надежности аппаратуры, точности и повторяемости результатов каротажных исследований, необходима разработка усовершенствованных скважинных приборов, наземного каротажного регистратора и программного комплекса проведения и регистрации результатов основных видов геофизических исследований скважин, сооружаемых при поисках, разведке и эксплуатации урановых месторождений.

Глава 2 Разработка методики автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа

Во второй главе рассматриваются методические приемы, позволяющие решать задачу оперативной автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа в части литологического расчленения разреза продуктивного горизонта и определения послойных значений коэффициента фильтрации выделенных пластов.

2.1 Методика электрокаротажа для литологического расчленения песчано-глинистого разреза урановых месторождений

Для инфильтрационных месторождений урана в рыхлых осадочных толщах литологическое расчленение разреза осуществляют по данным электрокаротажа.

Электрокаротаж начинают с выполнения предварительных опытно-методических работ. С этой целью ещё на стадии поисков создаётся ряд опорных гидрогеологических скважин, в которых бурение по всему разрезу проводится с отбором керна. В этих скважинах выполняется также комплекс электрокаротажных исследований с набором потенциал- и градиент-зондов различных размеров и типов.

В ходе этих исследований выбирают метод каротажа, оптимальный размер и тип зонда, оценивают условия измерений и составляют типовой (осредненный) геоэлектрический разрез.

Для литологического расчленения разреза и послойной оценки фильтрационных свойств пород и руд применяют два вида электрокаротажных исследований: метод кажущегося сопротивления (КС) и метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Сопротивление осадочных пластов, прежде всего, зависит от гранулометрического состава осадков: чем «грубее» осадки и меньше содержание

в породе глинистой фракции, тем выше их электрическое сопротивление и, соответственно, фильтрационные свойства.

Амплитуда потенциалов самопроизвольной поляризации зависит в основном от диффузионно-абсорбционной активности горной породы, которая связана с её дисперсностью. В осадочных песчано-глинистых породах это свойство также во многом зависит от глинистости пород, т.е. содержания глинисто-алевритистых частиц размером менее 0,05 мм.

Между сопротивлением осадочных пород и их глинистостью, а также между диффузионно-абсорбционной активностью и глинистостью пород существуют определённые корреляционные связи. Изучение корреляционных связей проводится по сопоставлению результатов гранулометрических анализов керновых проб и результатов электрокаротажа на этапе разведки месторождения [Хайкович и др., 1987]. По результатам сопоставления строятся корреляционные графики $\rho_П = f(C_{гл})$ и $\Delta U_{ПС} = f(C_{гл})$.

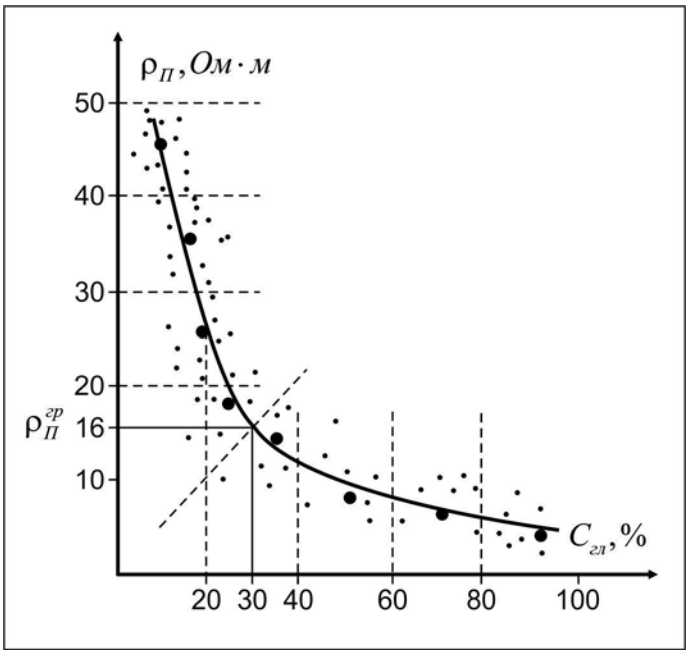

Рисунок 2.1. Пример графика корреляционной зависимости между электрическим сопротивлением пластов $\rho_П$ (ордината) и глинистостью пород $C_{гл}$ (абсцисса)

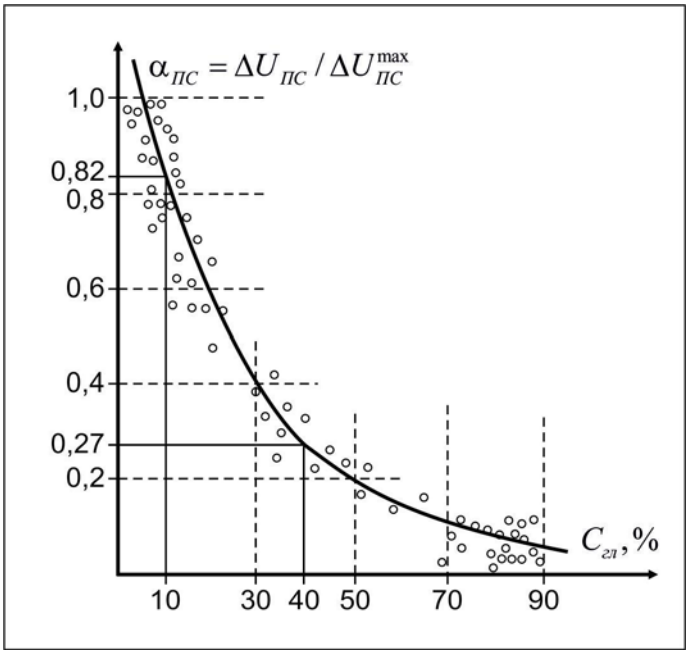

Рисунок 2.2. Пример графика корреляционной зависимости между относительной амплитудой ПС (ордината) и глинистостью пород $C_{гл}$ (абсцисса)

Также изучаются корреляционные связи между глинистостью и проницаемостью пород.

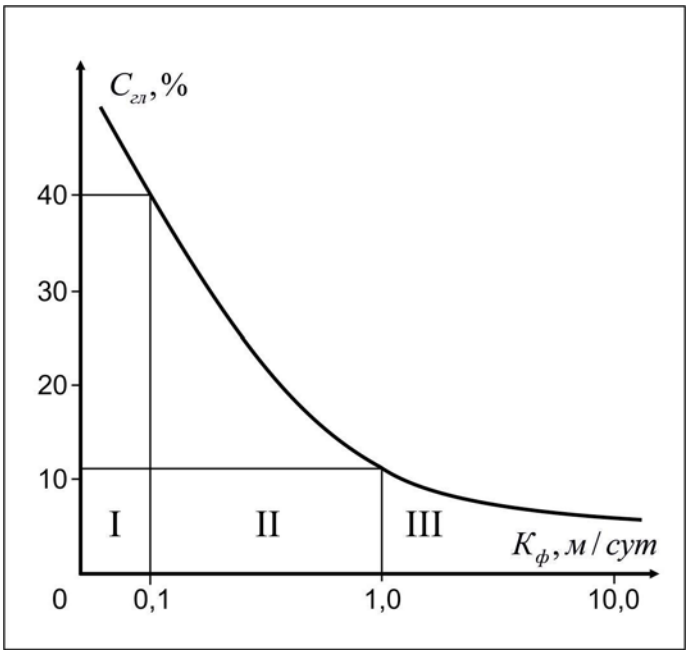

Рисунок 2.3. Пример графика корреляционной зависимости содержания глинистой фракции, % (ордината), и величины коэффициента фильтрации пород, м/сут (абсцисса): I – глины, алевролиты; II – песчаники глинистые; III – пески

По результатам гранулометрического анализа керна в каждом продуктивном горизонте месторождения выделяют следующие литологические типы, каждый из которых характеризуется определенным диапазоном фракций частиц доминирующего класса:

глина – менее 0,005 мм,

алеврит – от 0,005 до 0,05 мм,

тонкозернистый песок – от 0,05 до 0,1 мм,

мелкозернистый песок – от 0,1 до 0,25 мм,

среднезернистый песок – от 0,25 до 0,5 мм,

крупнозернистый песок – от 0,5 до 1,0 мм,

гравий – от 1 до 20 мм.

Содержание доминирующего класса обычно составляет 50 % и более от суммы всех фракций. Если массовая доля глинисто-алевритистых частиц превышает 50 %, то порода идентифицируется как глина. Песок разделяют на тонко-, мелко-, средне- и крупнозернистый – в зависимости от того, какая из фракций превысит по массовой доле 50 % [Хайкович и др., 2012].

Также, по результатам анализов гранулометрического состава пород, на основании эмпирических формул рассчитывают коэффициент фильтрации пород. Расчетные значения коэффициента фильтрации являются приближенными, так как не полностью учитывают особенности естественного залегания, текстур и структур пород [Бабушкин В.Д. и др., 1974]. Однако считается, что в условиях простого строения рудовмещающего горизонта и достаточной однородности пород по гранулометрическому составу, использование эмпирических формул для послойного расчета коэффициента фильтрации продуктивных отложений дает результаты в целом совпадающие с результатами опытных откачек.

Опыт работ показывает, что коэффициент фильтрации песков обычно составляет более 1 м/сут, а глинистых песков и песчаников на слабом глинистом цементе – 0,1 – 1 м/сут. Обычно значение коэффициента фильтрации равное 1 м/сут принимают граничным для разделения пород на проницаемые и непроницаемые литологические разности.

Данные по гранулометрическому составу пород совместно с результатами документации керна, геофизических исследований и лабораторного определения коэффициента фильтрации являются основой для выделения сортов руд и геотехнологических типов рудовмещающего разреза. На их основе производится составление геотехнологических разрезов рудных горизонтов [Бровин К.Г. и др., 1997].

Результаты обработки данных электрокаротажа опорных гидрогеологических скважин и данные анализов проб на грансостав, отобранных из керна опорных скважин, используют для построения корреляционных зависимостей между электрическими параметрами и параметрами характеризующими литологический тип пород, и для оценки средних и граничных значений электрических, литологических и геотехнологических параметров пород, принадлежащих разным литологическим разностям.

Интерпретацию данных электрокаротажа технологических скважин, сооружаемых при отработке месторождения, осуществляют на основе результатов опытно-методических работ, полученных на этапе разведки.

Интерпретацию кривых КС и ПС проводят в пределах продуктивного горизонта, который находят по реперным пластам, выделенным в результате сопоставления графиков электрокаротажа с типовыми и корреляционными разрезами.

Алгоритм определения границ пластов и их электрических параметров по данным электрокаротажа зависит от метода исследования и типа зонда, при этом соблюдаются следующие правила [Дахнов В.Н., 1982].

При использовании каротажа сопротивлений и кровельного градиент-зонда:

– кровлю пласта высокого сопротивления определяют в точке максимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{\max}$), а подошву в точке минимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{\min}$);

– кровлю низкоомного пласта определяют в точке минимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{min}$), а подошву в точке максимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{max}$) (см. рисунок 2.4).

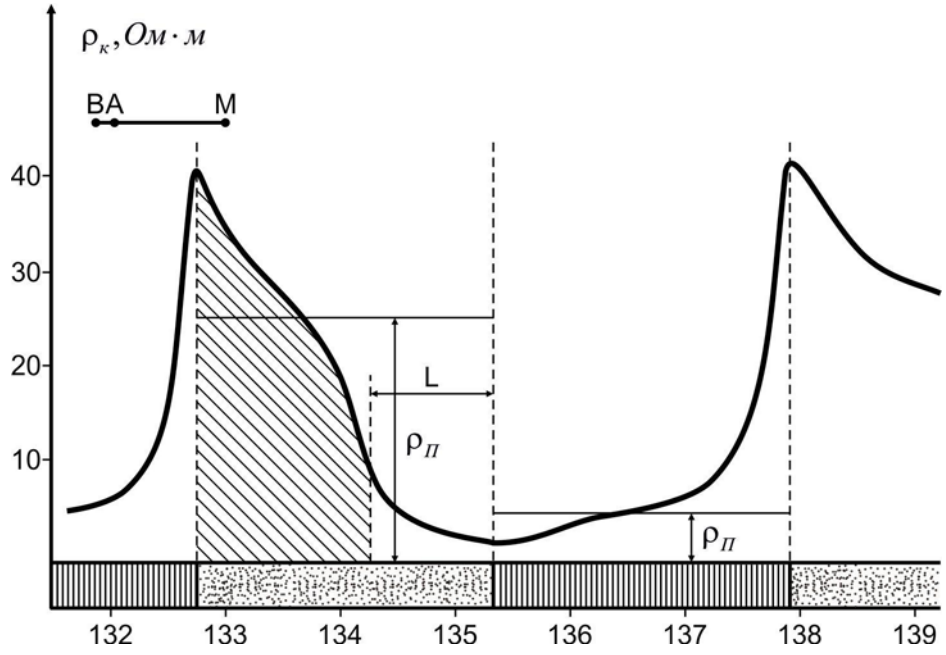

Рисунок 2.4. Пример определения границ и сопротивлений пластов для кровельного градиент-зонда КС

При использовании каротажа сопротивлений и подошвенного градиент-зонда:

– кровлю пласта высокого сопротивления определяют в точке минимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{min}$), а подошву в точке максимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{max}$);

– кровлю низкоомного пласта определяют в точке максимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{max}$), а подошву в точке минимума кажущегося сопротивления ($\rho_к = \rho_к^{min}$) (см. рисунок 2.5).

Значения сопротивления пласта $\rho_П$, при использовании градиент-зондов определяют для пластов, мощность которых больше удвоенной длины зонда. При

этом, $\rho_П$ высокоомных пластов принимают равным среднему значению кажущегося электрического сопротивления $\rho_к$ в выделенных границах пласта, за исключением интервала, равного длине зонда L, примыкающего к пласту с низким сопротивлением. Сопротивление низкоомного пласта принимают равным среднему значению кажущегося сопротивления в выделенных границах пласта (см. рисунки 2.4, 2.5).

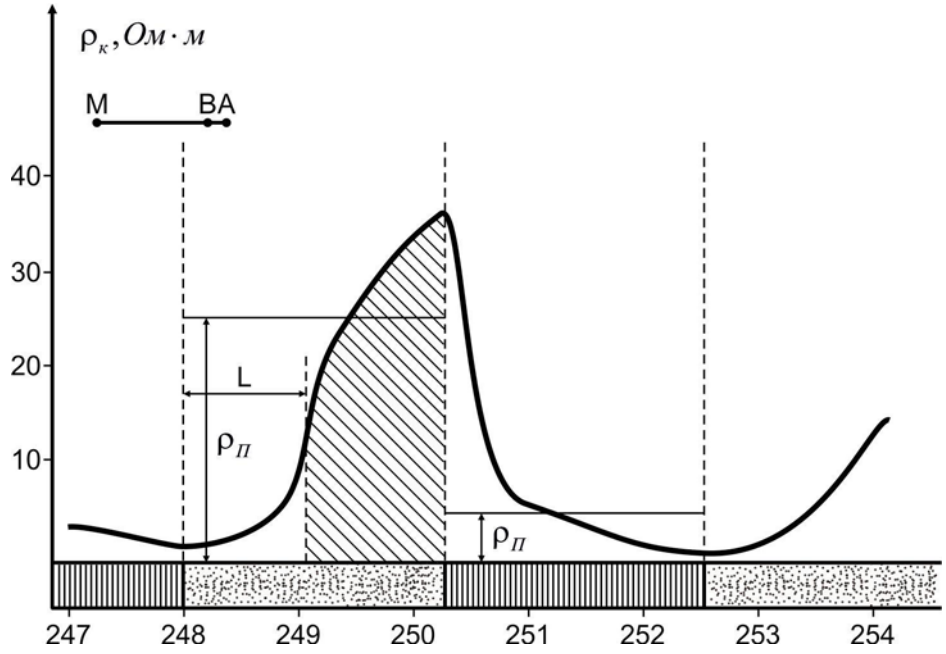

Рисунок 2.5. Пример определения границ и сопротивлений пластов для подошвенного градиент-зонда КС

При использовании каротажа самопроизвольной поляризации для определения границ пластов с разными значениями $U_{ПС}$ используют способы $1/2\Delta U_{ПС}$ и способ заданного значения $\Delta U_{ПС}$. Отсчет значений потенциала $U_{ПС}$ при определении $\Delta U_{ПС}$ ведут от «линии глин», которая в пределах продуктивного горизонта соединяет значения сигнала $U_{ПС}$ от «опорных пластов глин» в кровле и подошве горизонта. Последние характеризуются минимальными значениями $U_{ПС}$.

Способ $1/2\Delta U_{ПС}$ применяют в том случае, когда проекция на ось глубин «прямолинейного» отрезка крыла аномалии $\Delta U_{ПС}$ мощностью более 1 м не превышает 0,4 м. По этому способу границы пластов определяют по точкам, соответствующим середине «прямолинейного» отрезка крыла аномалии (см. рисунок 2.6, точки A, C).

Способ заданного значения $\Delta U_{ПС}$ применяют, когда проекция на ось глубин «прямолинейного» отрезка крыла аномалии $\Delta U_{ПС}$ больше 0,4 м. По этому способу границы пластов определяют непосредственно по точкам на оси глубин, в которых $\Delta U_{ПС} = \Delta U_{ПС}^{ср}$ (см. рисунок 2.6, точки B, D). Значение $\Delta U_{ПС}^{ср}$ определяют по графику корреляционной зависимости $\Delta U_{ПС}$ от $C_{гл}$ [Хайкович и др., 1987].

Каждый выделенный по методу ПС интервал характеризуют средним значением $\Delta U_{ПС}$, подсчитываемым в выделенных границах пласта.

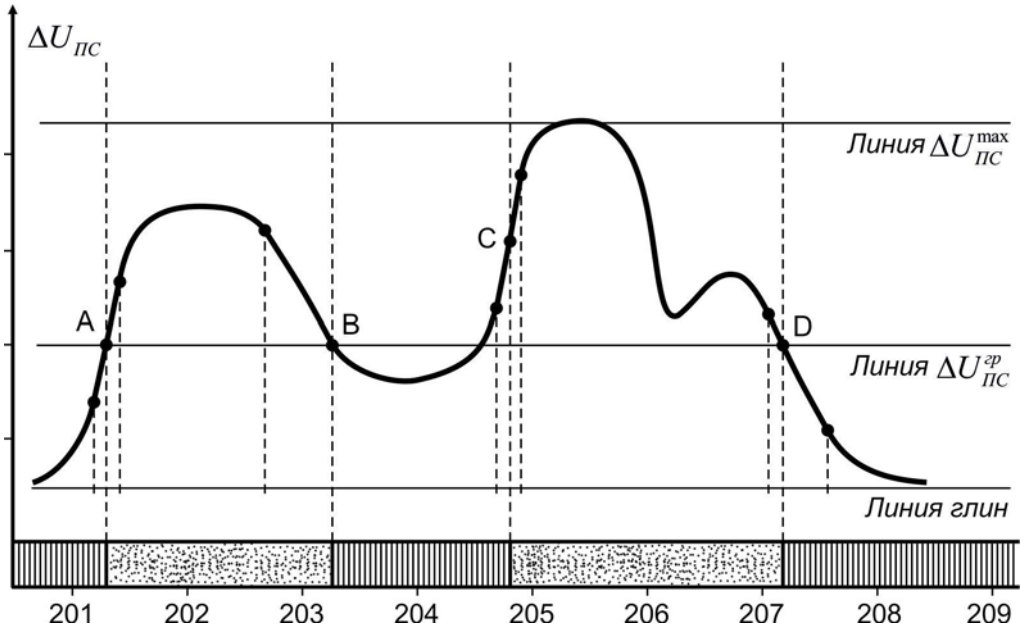

Рисунок 2.6. Пример расчленения пород на проницаемые и непроницаемые по данным каротажа ПС

Разделение пород на проницаемые и непроницаемые, выделение в разрезе продуктивного горизонта литолого-фильтрационных типов пород и определение их фильтрационных характеристик осуществляют, используя корреляционные зависимости, определенные на этапе разведки месторождения.

Описанная методика интерпретации данных электрокаротажа успешно применяется на этапе разведки инфильтрационных месторождений урана, но при переходе к отработке месторождения возникает ряд сложностей в её применении, обусловленных следующими причинами.

При непрерывной деятельности полигона, в условиях высокой насыщенности месторождения различными промышленными электроустановками (буровые агрегаты, насосы и т.п.) и постоянной циркуляции технологических растворов в рудном горизонте, возникают интенсивные помехи разного рода, искажающие результаты каротажа ПС. Вследствие чего, достоверность данных каротажа ПС чрезвычайно низка для их количественной интерпретации. Поэтому литологическое расчленение разреза продуктивного горизонта и определение коэффициентов фильтрации слагающих его пород на урановых месторождениях, отрабатываемых методом ПВ, осуществляется в основном по данным каротажа КС. Данные каротажа ПС используются в качестве вспомогательного материала.

Интерпретация данных электрокаротажа КС на основе корреляционных зависимостей электрических параметров и коэффициента глинистости пород и данных о коэффициенте фильтрации пород, полученных по результатам гранулометрического анализа керновых проб, позволяет лишь качественно разделять породы на проницаемые и непроницаемые. Количественное определение коэффициентов фильтрации выделенных пластов по описанной методике не дает надежных результатов, поскольку само определение коэффициентов фильтрации по результатам гранулометрического анализа керновых проб на основе эмпирических формул имеет приближенные результаты.

Корректность результата интерпретации, при таком подходе, во многом зависит от произвола интерпретатора – его мастерства, опыта, знания геологического строения района и геологической интуиции. Результаты

определения литологических границ и коэффициентов фильтрации выделенных пластов методами ручной интерпретации сильно подвержены ошибкам, вызванным слабой формализацией интерпретационного процесса и субъективизмом интерпретатора.

Кроме того, ручная интерпретация данных электрокаротажа – процесс весьма трудоемкий и требующий значительных временных затрат на его проведение. А время, отпускаемое на обработку данных первичного комплекса каротажа сооружаемых технологических скважин, строго ограниченно.

Указанные причины приводят к повсеместной практике упрощенной литологической интерпретации данных электрокаротажа на инфильтрационных месторождениях, отрабатываемых методом ПВ. В ходе интерпретации данных электрокаротажа КС технологических скважин, определяют только литологические границы, разделяющие породы на непроницаемые и проницаемые пласты с коэффициентом фильтрации, превышающим 1 м/сут. Дифференциация проницаемых пластов по величине коэффициента фильтрации и определение его значений не осуществляется.

2.2 Усовершенствованная методика использования результатов разведочных работ для определения коэффициента фильтрации пород по данным электрокаротажа КС

Для обеспечения автоматизации интерпретационного процесса и количественного определения послойных значений коэффициента фильтрации предлагается перейти от корреляционных зависимостей, связывающих электрические параметры пород с их глинистостью, к корреляционным зависимостям, связывающим электрические параметры непосредственно с коэффициентом фильтрации пород. Построение корреляционной зависимости между коэффициентом фильтрации и сопротивлением пород рудного горизонта возможно разными способами, в зависимости от имеющихся материалов разведочных работ – либо по зависимости сопротивления и глинистости пород и

зависимости глинистости и коэффициента фильтрации пород, либо по литологическим таблицам пород рудного горизонта, в которых даны средние значения сопротивления и коэффициента фильтрации различных литологических разностей пород. В любом случае корреляционная зависимость сопротивления и коэффициента фильтрации пород, построенная по результатам гранулометрического анализа керновых проб, назовем её исходной, всегда будет носить приближенный характер. Такую зависимость необходимо уточнять и верифицировать.

Для уточнения и верификации зависимости могут быть использованы данные гидрогеологических исследований опорных гидрогеологических скважин проводимых на этапе разведки месторождения. Так для каждой рудной залежи месторождения на этапе разведки сооружается опорная гидрогеологическая скважина, пробуренная с отбором керна, по которому проводится литологическое расчленение пород рудоносного горизонта взаимоувязанное с данными электрокаротажа этой скважины. В каждой такой скважине в интервале рудоносного горизонта проводятся опытные откачки, по результатам которых определяется значение интегрального фильтрационного параметра – коэффициента водопроводимости пород в интервале установки скважинного фильтра.

Применив исходную корреляционную зависимость для интерпретации данных каротажа опорной гидрогеологической скважины и определив с её помощью послойные расчетные значения коэффициента фильтрации в пределах рудного горизонта можно рассчитать коэффициент водопроводимости в интервале установки скважинного фильтра. Сравнивая расчетный коэффициент водопроводимости с коэффициентом водопроводимости, определенным по данным опытных откачек, проведенных в этой скважине, можно корректировать параметры исходной корреляционной зависимости с целью достижения соответствия расчетных результатов последующих интерпретаций и эмпирических данных. Корреляционная зависимость, при которой результат интерпретации совпадает с результатами гидрогеологических исследований,

является искомой и может быть использована для интерпретации данных электрокаротажа эксплуатационных скважин в пределах распространения рудного тела, на опорной скважине которого была проведена корректировка зависимости (см. рисунок 2.7).

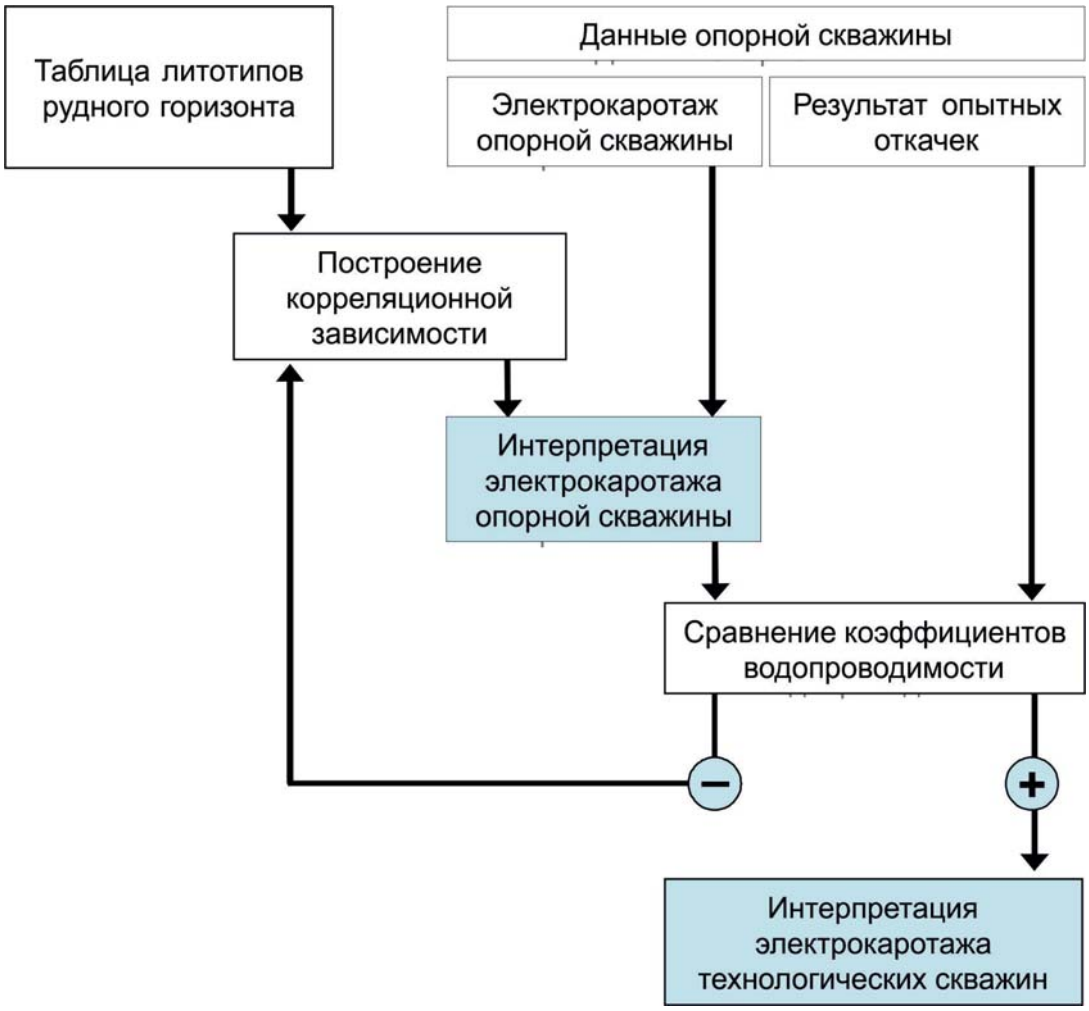

Рисунок 2.7. Блок схема методики настройки корреляционной зависимости и ее применения для интерпретации данных электрокаротажа

В связи с необходимость увязывать и сопоставлять данные геофизических исследований сооружаемых технологических скважин с геофизическими материалами по опорным гидрогеологическим скважинам и данными по опытным откачкам, предлагается применять нормирование данных каротажа КС способом двойного разностного параметра.

Нормирование диаграмм КС только на кажущееся сопротивление глин, широко используемое в практике электрокаротажа, вызывает ошибки при использовании такого способа нормировки при обработке данных электрокаротажа технологических скважин, поскольку имеет место значительное изменение удельного сопротивления пород в области непосредственно примыкающей к скважине. Эти изменения зависят от режима бурения и свойств используемых буровых растворов, существенно отличающихся на этапах разведки и эксплуатации месторождения.

Соответственно, первый шаг работы с разведочными данными – переход от наблюденных значений кажущегося сопротивления нормированного на сопротивление глин, к относительным значениям нормированного геофизического параметра α_ρ, определяемого по формуле:

$$\alpha_\rho = \frac{\rho_к - \rho_к^{\min}}{\rho_к^{\max} - \rho_к^{\min}}, \qquad (2.1)$$

где $\rho_к$ – наблюденные значения кажущегося сопротивления; $\rho_к^{\min}$ и $\rho_к^{\max}$ – границы интервала нормировки. При таком способе границы интервала нормировки выбираются соответствующими кажущемуся сопротивлению двух пластов хорошо выдержанных по всей площади распространения рудного тела, в высокоомной и низкоомной части разреза [Хайкович И.М. и др., 1987].

Границы интервала нормировки будем определять для каждой конкретной залежи месторождения по результатам анализа кривых кажущегося сопротивления опорных гидрогеологических скважин и общих геологических данных о строение рудного горизонта. Для низкоомной части разреза границей нормировки, в подавляющем числе случаев, будет служить «линия глин». Пласты глин практически всегда встречаются в разрезе рудного горизонта в качестве нижнего и верхнего водоупорного интервала. Водоупорные пласты обычно имеют значительную мощность, хорошо выдержаны по всей площади распространения рудного тела и характеризуются наименьшими значениями кажущегося сопротивления.

В высокоомной части разреза ситуация несколько сложнее. В разрезе рудного горизонта инфильтрационных месторождений редко встречаются хорошо выдержанные по мощности по всей площади рудного тела пласты высокого сопротивления. Часто высокопроницаемые породы, характеризующиеся максимальными значениями кажущегося сопротивления, встречаются в виде чередующихся прослоев нестабильной мощности и выклинивающихся линз. Кроме того, кажущееся сопротивление пород, относящихся к одной литологической разности (например, крупнозернистый песок) может варьироваться в определённых пределах – от нескольких до десяти омметров. Также в разрезе продуктивных горизонтов инфильтрационных месторождений часто встречаются прослои плотных песчаников на карбонатном цементе, характеризующиеся очень высокими значениями кажущегося сопротивления при практически нулевом коэффициенте фильтрации. Все эти особенности инфильтрационных месторождений не позволяют осуществлять нормировку по максимальному кажущемуся сопротивлению пород рудного горизонта. Поэтому для определения верхней границы интервала нормировки предлагается использовать уровень среднего кажущегося сопротивления пачки наиболее высокопроницаемых пород рудного горизонта, стабильно присутствующих в разрезе.

После определения значений границ интервала нормировки $\rho_к^{\min}$ и $\rho_к^{\max}$ нужно осуществить построение в текущих условиях нормировки исходной корреляционной зависимости нормированного параметра α_ρ и коэффициента фильтрации пород рудного горизонта $\alpha_\rho = f(K_ф)$.

Для этого средние значения сопротивления литологических разностей рудного горизонта пересчитаем в значения нормированного параметра α_ρ и вместе со средними значениями коэффициента фильтрации литологических разностей вынесем на график, по оси абсцисс которого откладываем значения $K_ф$, а по оси ординат соответствующие им значения α_ρ. Через точки,

связывающие средний коэффициент фильтрации пород данного горизонта $K_ф$ с соответствующими ему значениями α_ρ, проводим гладкую кривую, получая исходную корреляционную зависимость $\alpha_\rho = f(K_ф)$ (см. рисунок 2.8).

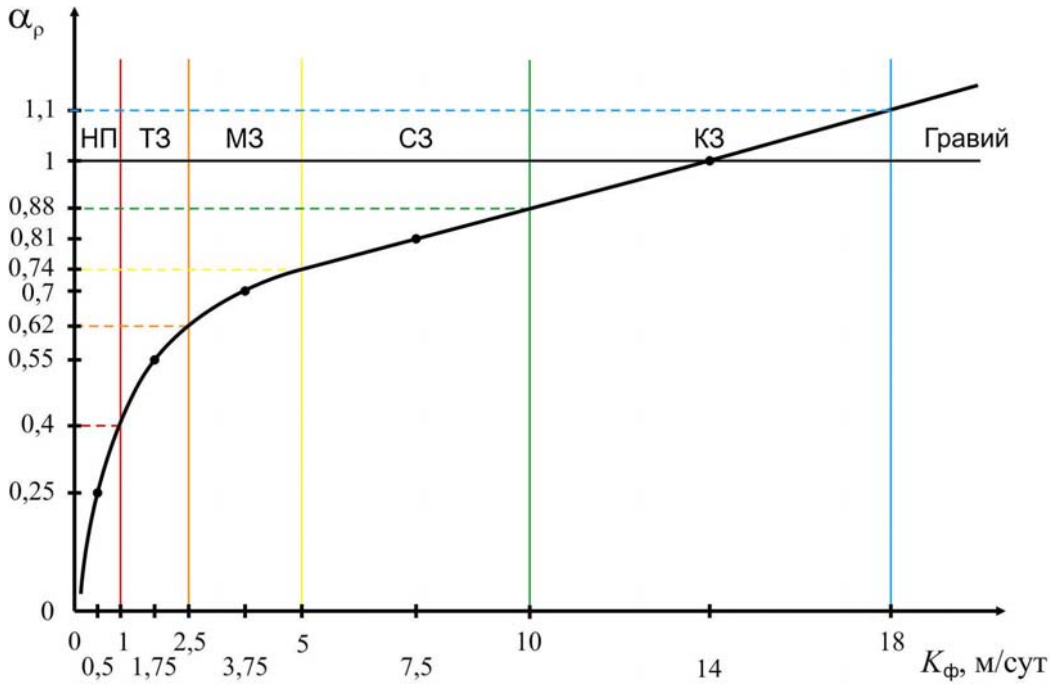

Рисунок 2.8. Пример исходной корреляционной зависимости между нормированным геофизическим параметром α_ρ и коэффициентом фильтрации пород $K_ф$, построенной по данным разведки месторождения. Выделенные точки на графике соответствуют средним значениям α_ρ и $K_ф$ для литотипов пород продуктивного горизонта. Горизонтальная линия $\alpha_\rho = 1$ – верхняя граница интервала нормировки; вертикальные линии – границы между литотипами по коэффициенту фильтрации (НП – непроницаемые породы, МЗ, ТЗ, СЗ, КЗ – мелко-, тонко-, средне- и крупнозернистые пески)

Так как зависимость носит приближенный характер, для обеспечения возможности автоматизированных вычислений и реализации возможности управления параметрами зависимости, предлагается использовать зависимость в упрощенном виде, используя её кусочно-линейную аппроксимацию в границах электрических и фильтрационных параметров, выделяемых литологических разностей. Для этого граничные значения коэффициента фильтрации, определенные на этапе разведки месторождения для геотехнологических литотипов пород, составляющих рассматриваемый рудный горизонт, выносим на график зависимости. Точки на графике зависимости, связывающие граничные значения коэффициента фильтрации и, соответственно, граничные значения нормированного параметра α_ρ, соединяем прямыми линиями, интерполируя крайние интервалы.

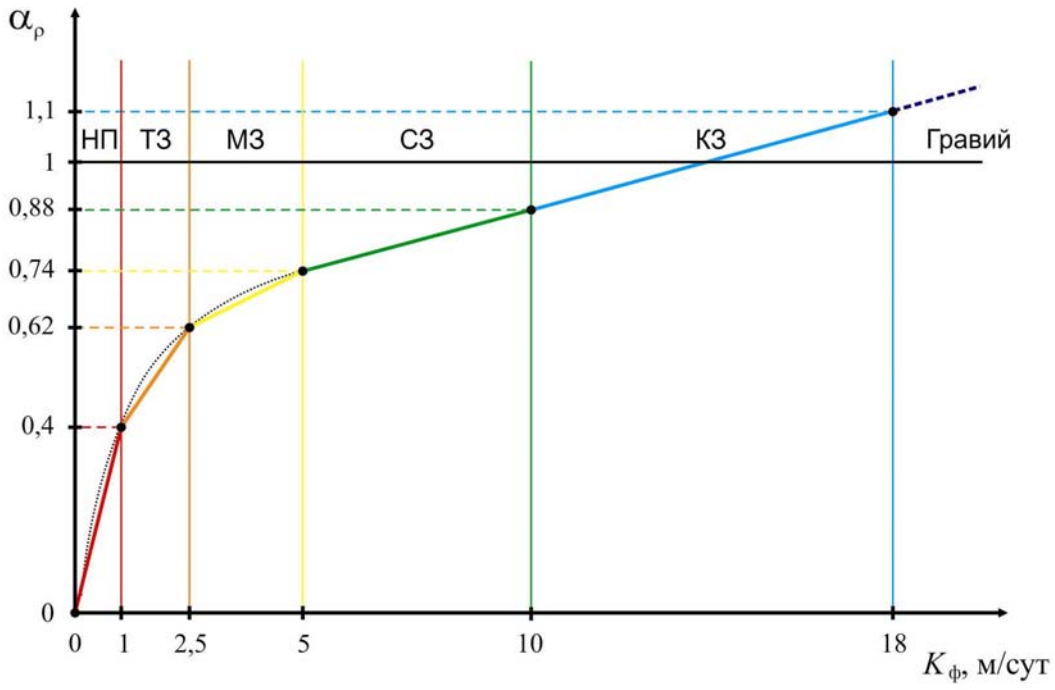

Рисунок 2.9. Пример кусочно-линейной аппроксимации корреляционной зависимости между нормированным геофизическим параметром α_ρ и коэффициентом фильтрации пород K_ϕ. Выделенные точки на графике соответствуют граничным значениям α_ρ и K_ϕ для литотипов пород продуктивного горизонта

Таким образом, на основе построенной зависимости $\alpha_\rho = f(K_\phi)$ получаем таблицу пар чисел, отображающую связь граничных значений коэффициента фильтрации K_ϕ, по которым породы горизонта делятся на различные технологические литотипы, с соответствующими им граничными значениями нормированного геофизического параметра α_ρ, называемую далее таблица связи граничных значений α_ρ и K_ϕ (см. таблицу 2.1).

Для настройки таблицы связи, при интерпретации данных электрокаротажа опорной скважины, предлагается организовать интерфейс доступа к граничным значениям нормированного электрического параметра α_ρ. Изменяя граничные значения электрического параметра, будем изменять зависимость нормированного параметра α_ρ и коэффициента фильтрации пород рудного горизонта $\alpha_\rho = f(K_\phi)$, не меняя заданных граничных значений коэффициента фильтрации разных геотехнологических разностей.

Таблица 2.1. Пример таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ технологических литотипов пород рудоносного горизонта

Литотип	НП	МЗ	ТЗ	СЗ	КЗ	Гравий
α_ρ	0	0,4	0,62	0,74	0,88	1,1
K_ϕ, м/сут	0	1	2,5	5	10	18

Для определения при автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа КС литологических границ и сопротивления выделенных пластов в автоматическом режиме также предлагается воспользоваться упрощенным алгоритмом. Определение границ по классической методике плохо поддается автоматизации в силу того, что довольно сложно формализовать признаки, отличающие точки экстремумов кривой кажущегося сопротивления, соответствующие значимым литологическим границам, от точек экстремумов обусловленных помехами, флуктуацией и неоднородностью измеряемого

электрического поля. Также трудно реализуемо требование определять сопротивления только для пластов, мощность которых больше удвоенной длинны зонда. Разрезы продуктивных горизонтов инфильтрационных месторождений часто сложены тонкослоистым переслаиванием пород разной проницаемости. В разрезах регулярно встречаются маломощные линзы непроницаемых пород. Геотехнологические требования предписывают выделять непроницаемые пласты мощностью от тридцати сантиметров. При этом наиболее распространенные электрозонды имеют длину зонда один метр.

Для автоматического определения границ литологичеких интервалов и электрических и фильтрационных характеристик выделяемых пластов предлагается следующий алгоритм.

1. Последовательно пробегая по точкам кривой кажущегося сопротивления, начиная со второй точки кривой, будем рассчитывать значение градиента кажущегося сопротивления на интервале между двумя соседними точками. Для кривых, зарегистрированных градиент-зондами, будем выставлять границы элементарных пластов в каждой точке экстремума каротажной кривой, то есть в точках перемены знака градиента кажущегося сопротивления. Для кривых, зарегистрированных потенциал-зондами, границы элементарных пластов будем выставлять в точках максимума градиента кажущегося сопротивления, находящихся на интервалах между двумя точками экстремума.

2. После определения границ элементарных интервалов определим значения сопротивления $\rho_П$ каждого выделенного элементарного пласта. Сопротивление пласта будем вычислять как среднее значение кажущегося сопротивления по всем точкам записи, попадающим в границы интервала. Далее вычисленные значения сопротивления пластов, переведем в значения нормированного параметра α_ρ по формуле:

$$\alpha_\rho = \frac{\rho_П - \rho_к^{\min}}{\rho_к^{\max} - \rho_к^{\min}}, \qquad (2.2)$$

где $\rho_{П}$ – сопротивление выделенного элементарного пласта; $\rho_{к}^{\min}$ и $\rho_{к}^{\max}$ – границы интервала нормировки (опорные значения кажущихся удельных электрических сопротивлений).

3. Значения нормированного параметра α_{ρ} каждого элементарного пласта пересчитаем в значения коэффициента фильтрации используя кусочно-линейно аппроксимированную зависимость $\alpha_{\rho} = f(K_{ф})$.

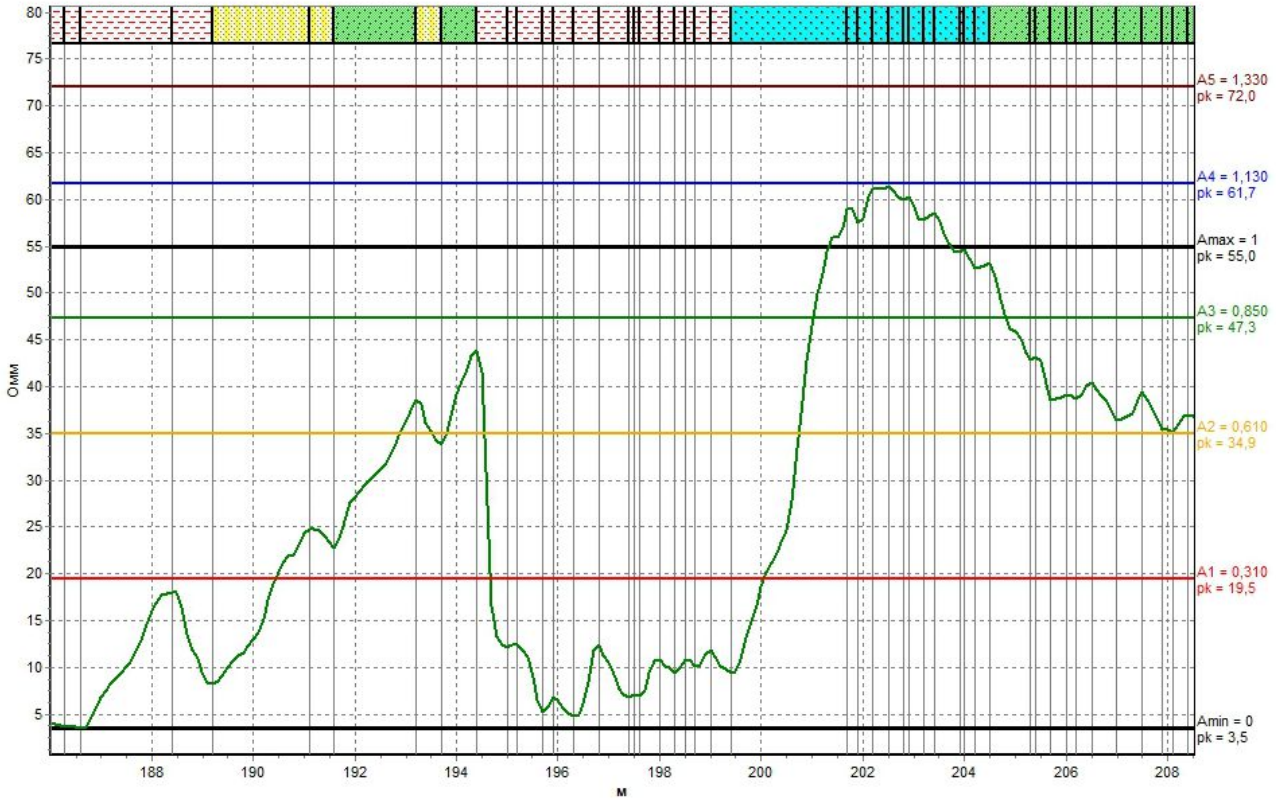

Рисунок 2.10. Пример автоматического определения границ элементарных интервалов для кривой каротажа КС полученной подошвенным градиент зондом

4. Осуществим объединение элементарных интервалов в литологические пласты. Объединению подлежат соседние элементарные интервалы, значения параметров которых (α_{ρ} и $K_{ф}$) находятся в границах одного технологического литотипа, согласно таблице связи граничных значений α_{ρ} и $K_{ф}$. В границах

объединенных пластов рассчитаем средний коэффициент фильтрации по формуле:

$$K_{ф} = \frac{\sum_{i=1}^{N} K_{фi} \cdot m_i}{\sum_{i=1}^{N} m_i}, \qquad (2.3)$$

где $K_{фi}$ – значение коэффициента фильтрации *i*-го элементарного пласта; m_i – мощность *i*-го элементарного пласта; N – число объединяемых элементарных пластов.

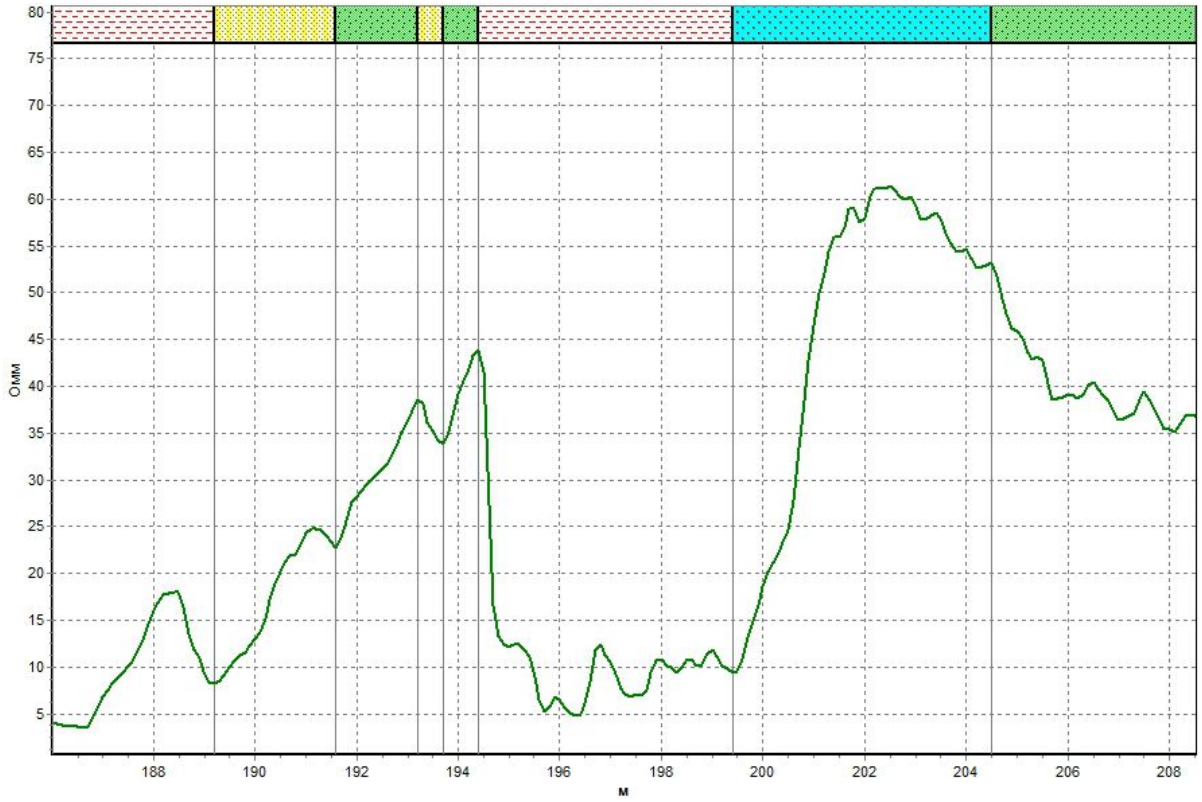

Рисунок 2.11. Пример объединения элементарных интервалов относящихся к одним геотехнологическим литотипам

Результатом интерпретации, выполненной по описанному алгоритму будет литологический разрез скважины в пределах исследуемого рудного горизонта, в котором для каждого выделенного пласта определены его геотехнологический

литотип, среднее значения нормированного параметра α_ρ и среднее расчетное значение коэффициента фильтрации K_ϕ.

Для сопоставления результатов интерпретации данных электрокаротажа опорной гидрогеологической скважины с результатами проведенных в ней опытных откачек осуществим расчет интегрального коэффициента водопроводимости пород в интервале установки скважинного фильтра. Коэффициент водопроводимости в интервале скважинного фильтра будем определять как сумму коэффициентов водопроводимости пластов попадающих в границы установки скважинного фильтра. При этом коэффициент водопроводимости пластов определяется как произведение коэффициента фильтрации пласта на его мощность.

Полученное расчетное значение коэффициента водопроводимости будем сравнивать со значением коэффициента водопроводимости полученным по результатам опытных откачек. Если разница значений будет превышать пять процентов, то будем корректировать исходную корреляционную зависимость α_ρ и K_ϕ повторяя интерпретацию данных электрокаротажа по описанному алгоритму.

Корректировку исходной корреляционной зависимости будем осуществлять, плавно изменяя граничные значения нормированного параметра α_ρ для границ разных геотехнологических литотипов. При изменении параметров зависимости нужно следить за тем, чтобы в целом не видоизменялась форма кривой зависимости. Кроме того, необходимо контролировать результаты последующих интерпретаций в части совпадения литологического разреза, определенного по результатам интерпретации, с литологическим разрезом, определенным по данным анализа керна. Недопустимы такие изменения корреляционной зависимости, при которых суммарные мощности проницаемых и непроницаемых пород рудного горизонта, определенные по результатам

интерпретации, отличаются от суммарных мощностей, определенных по данным анализа керна, на величину более 10 %.

При достижении удовлетворительных результатов интерпретации данных электрокаротажа опорной гидрогеологической скважины, уточненная корреляционная зависимость может использоваться для автоматизированной интерпретации по описанному алгоритму данных электрокаротажа рядовых технологических скважин, вскрывающих тот же рудный горизонт месторождения, что и опорная скважина. Изменение параметров уточненной зависимости при этом недопустимо, а границы интервала нормировки (опорные значения кажущегося сопротивления $\rho_к^{\min}$ и $\rho_к^{\max}$) должны определяться строго по аналогии с их определением при построении исходной зависимости и интерпретации данных электрокаротажа опорной скважины.

2.3 Программная реализация автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа

Для проведения автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа автором диссертации разработано программное приложение «LitInt». Приложение реализовано в среде программирования Delphi и работает под управлением операционной системы Windows.

Программное приложение «LitInt» предназначено для проведения количественной интерпретации результатов электрокаротажа скважин, сооружаемых при эксплуатации инфильтрационных месторождений урана, отрабатываемых методом подземного выщелачивания. Приложение предназначено для работы с каротажными данными в форматах las-файлов и dat-файлов и позволяет производить расчленение разреза продуктивного горизонта на заданное число геотехнологических литотипов пород и определение по корреляционной зависимости коэффициентов фильтрации выделенных слоев.

Приложение рассчитано на единовременную работу с каротажными данными по одной скважине и проведение интерпретации в пределах одного непрерывного интервала. Проведение интерпретации по нескольким рудным горизонтам, вскрываемым одной скважиной и имеющим существенные различия в параметрах геологического разреза, осуществляется путем последовательной интерпретации данных каротажа скважины отдельно на интервале каждого рудного горизонта.

Основные сервисные функции программы и собственно интерпретационные процессы практически полностью автоматизированы, что обеспечивает возможность её успешного применения для поточных интерпретационных работ.

Приложение имеет графический интерфейс, построенный на основе стандартных визуальных компонентов Windows. Основную часть главного окна программы занимает планшет, предназначенный для отображения обрабатываемых каротажных диаграмм, вспомогательных данных и результатов интерпретации (см. рисунок 2.12). Слева от планшета расположена панель, верхнюю часть которой занимает список графической информации, отображаемой программой на планшете. Нижнюю часть панели занимает многофункциональный текстовый редактор, предназначенный для отображения каротажных данных и результатов интерпретации в текстовом виде. В верхней части окна расположено главное меню программы и панель инструментов, содержащая кнопки управления основными функциями программы. В нижней части окна находится панель состояния, отображающая текущие координаты курсора на планшете в масштабе активного графического элемента.

Планшет программы представляет собой область построения графической информации. Горизонтально располагается ось глубин, вертикально – ось значений. Ось глубин едина для всех диаграмм, отображаемых на планшете. Единицы измерения и масштаб оси значений отображаются, соответствующими диаграмме, отмеченной активной в списке графической информации.

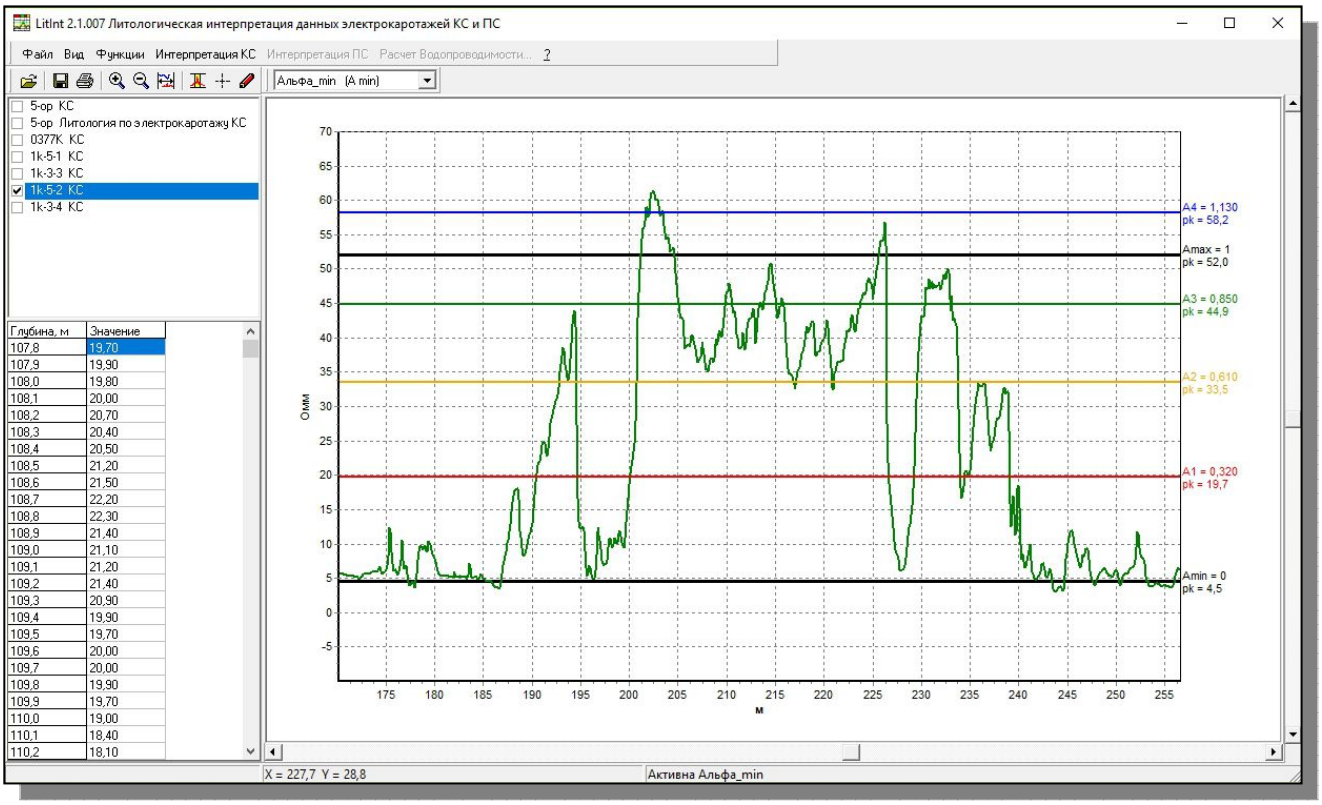

Рисунок 2.12. Главное окно программы интерпретации электрокаротажа «LitInt»

Планшет имеет горизонтальную и вертикальную полосы прокрутки, позволяющие проматывать в соответствующих направлениях, отображаемую информацию. В приложении реализованы функции вертикального и горизонтального масштабирования (зуммирования). Управление свойствами отображаемых диаграмм: цветом, толщиной линии, исходным масштабом значений, а так же включение/отключение визуализации данных и их удаление, осуществляется при помощи списка графической информации.

Для задания приложению таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ, опосредующей корреляционную зависимость нормированного параметра и коэффициента фильтрации пород, используется окно «Литологическая таблица». В окне отображается в табличном и графическом виде текущая таблица связи граничных значений. Пользователь имеет возможность описывать неограниченное количество таблиц для работы в условиях разных залежей, продуктивных горизонтов и месторождений, сохранять их и загружать по мере

необходимости. В каждой конкретной таблице пользователь может описать любое количество литотипов пород, на которые необходимо расчленять разрез исследуемого горизонта, указывая для них цифровой код, условное обозначение, описание литотипа и граничные значения коэффициента фильтрации с соответствующими значениями нормированного параметра α_ρ.

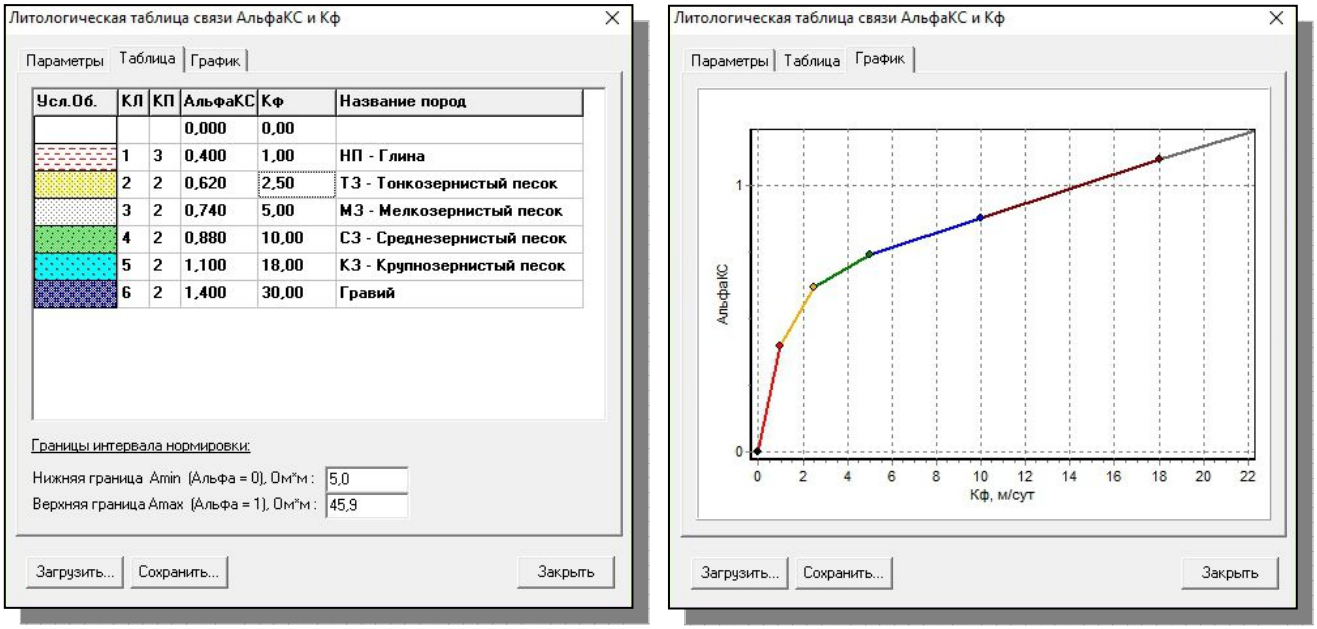

Рисунок 2.13. Окно литологической таблицы. Отображение таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ в табличном и графическом виде

Границы интервала нормировки и таблица связи граничных значений отображаются на графическом планшете программы интерпретации в виде линий, параллельных оси глубин, отрисовываемых поверх кривой каротажа КС (см. рисунок 2.12). Линии таблицы связи имеют смысл граничных коэффициентов фильтрации. Перемещая их вдоль оси сопротивлений, интерпретатор может менять граничные значения параметра α_ρ, изменяя, таким образом, исходную таблицу связи α_ρ и K_ϕ. При этом наглядно визуализируется связь между кривой кажущегося сопротивления и таблицей связи граничных значений α_ρ и K_ϕ, по которой осуществляется литологическое расчленение разреза.

В начале интерпретации прямые, соответствующие границам интервала нормировки, выставляются на уровень минимального и максимального значения кажущегося сопротивления кривой каротажа, а линии граничных значений коэффициента фильтрации на уровень, соответствующего им по исходной таблице связи, значения α_ρ, в получившихся границах интервала нормировки. Интерпретатору предоставляется возможность последовательно скорректировать положение границ интервала нормировки, передвигая их вдоль оси сопротивлений при помощи «мыши» или стрелок на клавиатуре. При этом линии таблицы связи автоматически перемещаются на новый уровень, соответствующего им в новых границах интервала нормировки значения α_ρ. После установки линий границ интервала нормировки интерпретатор может, если это необходимо, последовательно изменять положение линий таблицы связи, тем самым, изменяя саму исходную таблицу. При этом на планшете справа от линии отображается значение параметра α_ρ, соответствующего положению передвигаемой линии.

Визуализация таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ, нанесением узловых точек этой таблицы на интерпретируемую диаграмму, в виде линий параллельных оси глубин, и возможность управления зависимостью путем перемещения этих линий вдоль оси сопротивлений и соответственно изменение граничных значений α_ρ, соответствующих граничным значениям коэффициента фильтрации, позволяет не только наглядно связать кривую каротажа с зависимостью $\alpha_\rho = f(K_\phi)$, но и получить удобный интерпретационный инструмент, своего рода палетку. Такая палетка позволяет расчленять разрез на заданное количество сортов породы по граничным значениям искомого параметра. И в случаях, когда по каким либо причинам нет возможности настроить таблицу связи на опорной скважине, но известно на какие литотипы должен быть расчленен разрез и каковы граничные значения коэффициента фильтрации для каждого литотипа, программа, работающая в режиме ручного управлении

таблицей связи – оказывается незаменимым инструментом в руках опытного интерпретатора.

После установки интервала нормировки и корректировки линий таблицы граничных значений запускается процесс автоматической интерпретации. Программа отрабатывает описанный в пункте 2.2 алгоритм и отрисовывает в верхней части планшета, полученный в результате интерпретации, литологический разрез. Для каждого выделенного пласта в литологическом разрезе определены его границы, мощность, код литотипа и средний коэффициент фильтрации. Пользователь имеет возможность просматривать и редактировать полученный литологический разрез, добавляя или убирая границы пластов и, если нужно, меняя литотипы пород отдельных пластов и их коэффициенты фильтрации.

Для настройки таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ на данных опорной гидрогеологической скважины, в приложение входит процедура расчета по результатам интерпретации коэффициента водопроводимости пород в любом заданном интервале глубин рудного горизонта.

Если процесс интерпретации успешно завершен, то становятся доступными функции сохранения и печати результатов интерпретации. Программа сохраняет результаты интерпретации в формате текстового файла, в виде границ выделенных литологических интервалов и их расчетных параметров. Этот файл используется при автоматизированной интерпретации гамма-каротажа для разделения разреза на проницаемые и непроницаемые породы. Кроме того, приложение создает и выводит на принтер текстовый отчет о проведенной интерпретации и графическое представление обработанных диаграмм и результатов интерпретации. Текстовый отчет содержит: параметры интерпретации – список значений параметров, использованных при интерпретации и результат интерпретации – литологическую таблицу, содержащую данные о глубинах границ, мощностях литологических интервалов выделенных в разрезе скважины и их средних коэффициентах фильтрации.

Приложение способно осуществлять масштабную графическую печать входных каротажных диаграмм, вспомогательной информации и результатов интерпретации в виде литологической колонки. Управление содержанием графического документа и масштабами осей значения, представленной в нем информации, осуществляется посредством списка графической информации главного окна программы. На печать выводятся графические элементы, отображенные на планшете главного окна, с масштабом по оси значений, соответствующим масштабу на планшете, а так же с теми же свойствами (цвет, толщина линии).

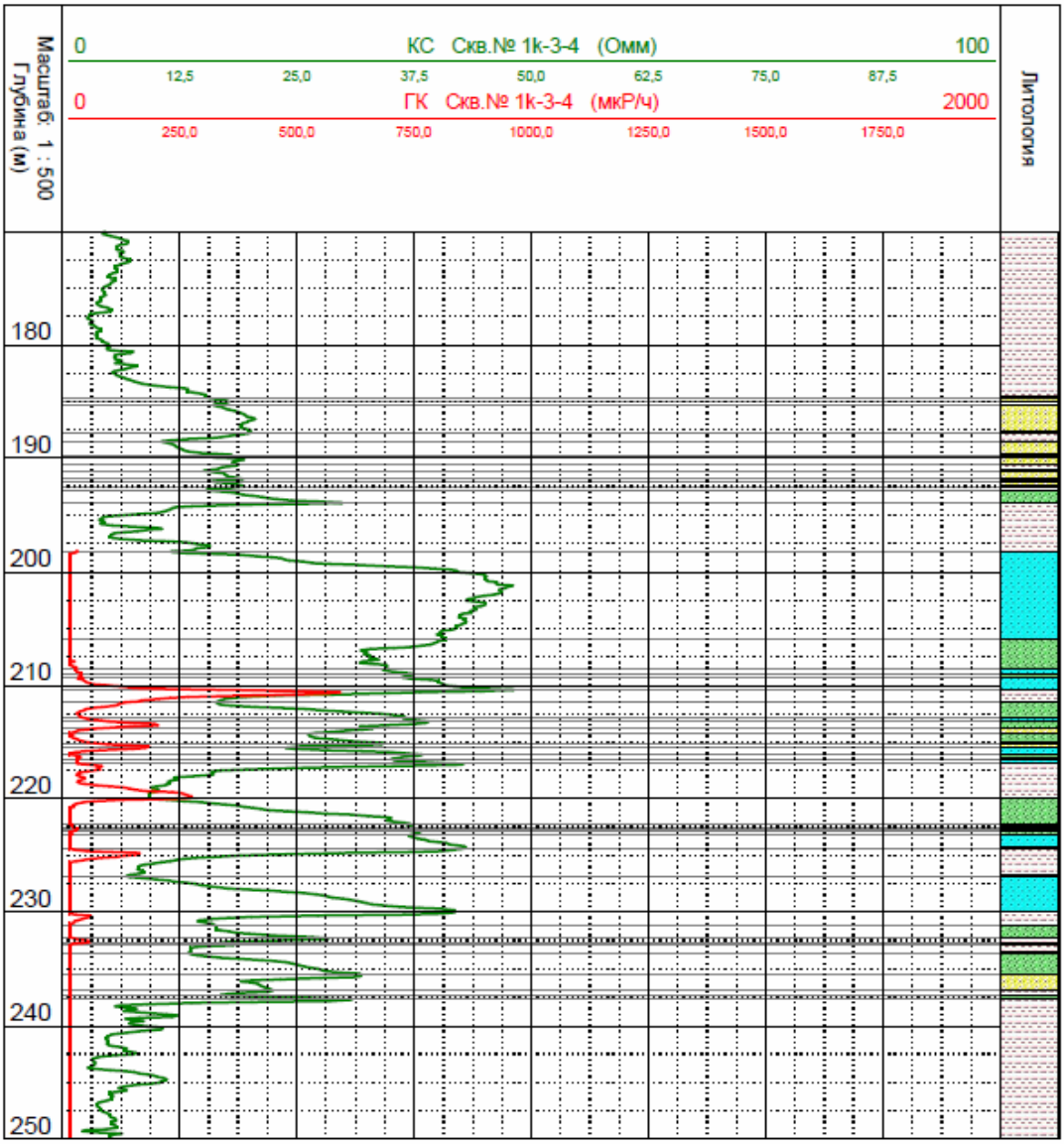

Рисунок. 2.14. Пример графического представления результата литологического расчленения разреза

2.4 Экспериментальное опробование методики и алгоритма автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа

В качестве экспериментального опробования рассмотрим применение методики и программного обеспечения автоматизированной интерпретации к данным по основному рудовмещающему горизонту месторождения Канжуган, расположенного в южном Казахстане.

Месторождение Канжуган, расположенное в центральной части Чу-Сарысуйской депрессии, является типичным представителем урановых месторождений инфильтрационногоо типа. Его геологический разрез представлен субплатформенным комплексом отложений, характеризующихся специфическими условиями осадконакопления, приближающих их к геосинклинальным отложениям.

Основной рудовмещающий уюкский горизонт месторождения, представленный подводно-дельтовыми отложениями палеоцен-ранне-среднеэоценового возраста, подразделяется на три пачки.

В нижней части горизонта выделяется так называемая кызылчинская пачка, используемая в качестве маркирующей, в целом сложенная водоупорными породами (глинами разного состава с линзами и ходами роющих, выполненными тонкозернистыми песками). Мощность кызылчинской пачки 15-20 м.

Средняя (продуктивная) пачка горизонта представлена преимущественно крупно- и среднезернистыми, с примесью тонкозернистых, песками кварц-полевошпатового состава. Внутри продуктивной пачки встречаются линзы непроницаемых пород, представленные алевритами, песчаными алевритами, глинами и глинистыми песками. Мощность этих линз достигает нескольких метров, иногда до 10 м.

Верхняя водоупорная пачка горизонта представлена глинами, алевритами, глинистыми песками, фациально переходящими в тонко- и среднезернистые пески, за счет чего мощность продуктивной пачки горизонта колеблется от 13 до

50 м. В нижней части пачки встречаются прослои черных углистых глин. Мощность верхней глинистой пачки разреза составляет 10-20 м.

Средняя мощность продуктивной пачки уюкского горизонта 30-35 м. Глубина залегания кровли продуктивной пачки горизонта от 170 до 260 м. Урановое оруденение контролируется зоной пластового окисления. Присутствуют сульфиды железа и органика. Воды горизонта пресные, с минерализацией от 0,4 до 1,0 г/л, по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатные.

Детальная разведка сетью скважин выполнена профилями через 100-200 м, при шаге по профилю 50 м. На заключительной стадии проводился отбор керна в интервалах рудного горизонта из каждой десятой скважины. По результатам поисково-разведочных работ проведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза; по гранулометрическому составу кернового материала скважин получены фильтрационные характеристики пород рудовмещающих горизонтов, заверенные гидрогеологическими исследованиями по одиночным скважинам и скважинам кустовых наблюдений практически для каждой залежи месторождения.

По результатам гранулометрического анализа керна в уюкском продуктивном горизонте месторождения по литологическому составу выделены следующие геотехнологические литотипы пород: непроницаемые породы (НП) и пески разной степени зернистости (тонко-, средне- и крупнозернистые – ТЗ, СЗ, КЗ соответственно). Для каждого литотипа по средним значениям медианного диаметра зерен d рассчитаны средние значения коэффициента фильтрации $K_{ф}$, увязанные со средними значениями кажущегося сопротивления $\rho_{к}$, нормированного на кажущееся сопротивление глин этого горизонта $\rho_{гл}$. Результаты этих работ представлены в отчете о гидрогеологии месторождения в виде таблицы геотехнологических литотипов пород, составляющих уюкский рудоносный горизонт, с соответствующими им значениями среднего коэффициента фильтрации и среднего нормированного сопротивления (см. таблицу 2.2).

Таблица 2.2. Таблица характеристик основных разновидностей пород, слагающих рудоносный горизонт, полученных на этапе разведки месторождения. Месторождение Канжуган, уюкский рудоносный горизонт

Литотип	d , мм	$K_ф$, м/сут	$\rho_к / \rho_{гл}$
Непроницаемые породы (НП)	0,002	0,35	1,4
Пески тонкозернистые (ТЗ)	0,07	1,5	5,5
Пески среднезернистые (СЗ)	0,175	5	7,9
Пески крупнозернистые (КЗ)	0,435	13,5	10,1

При интерпретации данных электрокаротажа технологических скважин породы уюкского рудоносного горизонта месторождения Канжуган требуется разделять на пять геотехнологических литотипов, возрастанию электрического сопротивления которых соответствуют возрастающие коэффициенты фильтрации:

1. непроницаемые породы (НП) – $K_ф$ до 1 м/сут,
2. тонкозернистые пески (ТЗ) – $K_ф$ от 1 до 2,5 м/сут,
3. среднезернистые пески (СЗ) – $K_ф$ от 2,5 до 8 м/сут,
4. крупнозернистые пески (КЗ) – $K_ф$ от 8 до 18 м/сут,
5. гравий – $K_ф$ более 18 м/сут.

Результаты определения коэффициента фильтрации пород по данным гранулометрического анализа керновых проб, заверены результатами опытных откачек в опорной гидрогеологической скважине № 5-ОР, вскрывающей залежь 5у уюкского рудоносного горизонта. Опытные откачки проведены в интервале установки скважинного фильтра (204–228 м). Коэффициент водопроводимости пород в интервале скважинного фильтра составил 365 м2/сут.

Рисунок 2.15. Диаграмма электрокаротажа КС опорной гидрогеологической скважины 5-ОР, вскрывающей уюкский рудный горизонт месторождения Канжуган, данные опытных откачек в интервале установки скважинного фильтра и линия глин – опорное нормировочное значение кажущегося сопротивления

Первый шаг работы с разведочными данными заключался в переходе от значений кажущегося сопротивления нормированного на сопротивление глин, к относительным значениям нормированного геофизического параметра α_ρ, определяемого по формуле 2.1.

В пределах уюкского горизонта границы интервала нормировки выбранныны соответствующими линии кажущегося сопротивления глин ($\rho_к$ = 4,5 Омм), выполняющих нижнюю и верхнюю водоупорные пачки рудного горизонта, и линии среднего кажущегося сопротивления крупнозернистых песков ($\rho_к$ = 45,5 Омм), слагающих нижнюю часть продуктивной пачки рудного горизонта (см. рисунок 2.16).

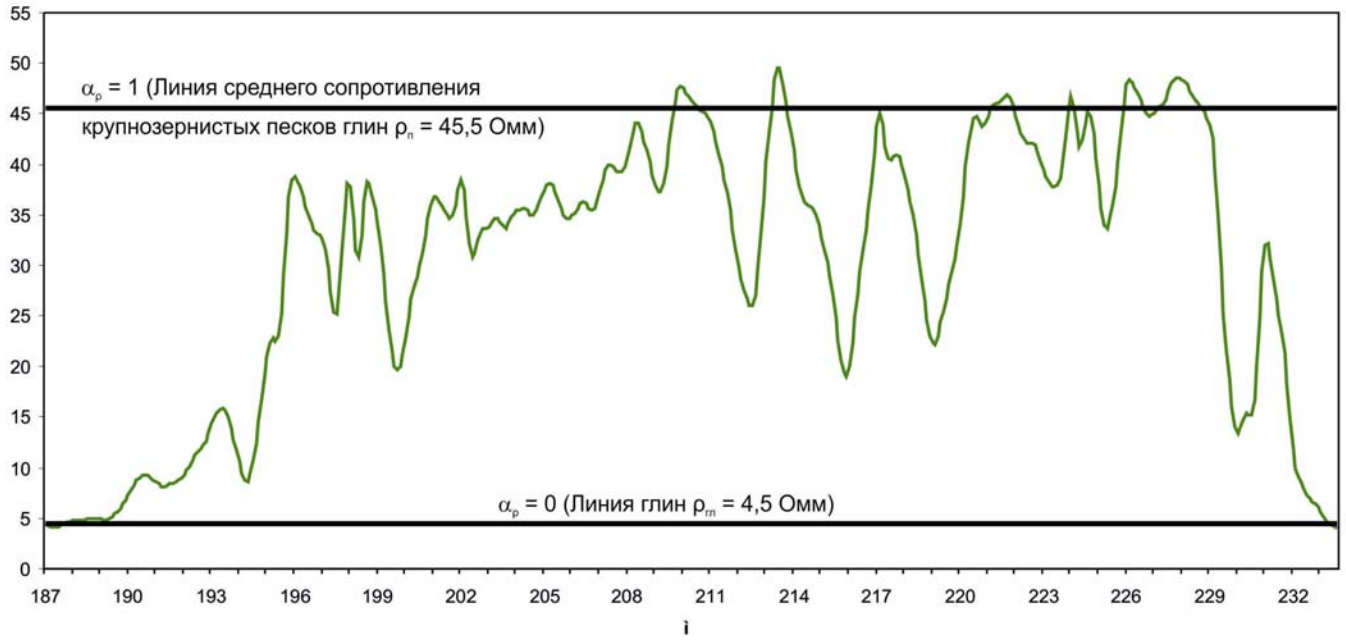

Рисунок 2.16. Выбор границ интервала нормировки по диаграмме электрокаротажа КС опорной гидрогеологической скважины 5-ОР, вскрывающей уюкский рудоносный горизонт месторождения Канжуган:
нижняя граница ($\alpha_\rho = 0$) – линия глин, верхняя ($\alpha_\rho = 1$) – линия среднего сопротивления крупнозернистых песков

После определения границ интервала нормировки значения $\rho_к / \rho_{гл}$, соответствующие разным литотипам пород (см. таблицу 2.3, столбец 4), умножением на значение кажущегося сопротивления глин, определенное по диаграмме электрокаротажа КС скважины 5-ОР, были переведены значения $\rho_к$, которые затем были пересчитаны в значения α_ρ (см. таблицу 2.3, столбцы 5, 6).

На следующем этапе, по четырем точкам, связывающим средний коэффициент фильтрации пород данного горизонта $K_ф$ с соответствующим ему значением α_ρ, была построена исходная корреляционная зависимость значения нормированного геофизического параметра $\alpha_\rho = f(K_ф)$ (см. рисунок 2.17).

Таблица 2.3. Характеристики основных разновидностей пород (литотипов), слагающих рудоносный горизонт, полученные на этапе разведки месторождения (столбцы 2–4), и переход от значений кажущегося сопротивления, нормированного на кажущееся сопротивление глин, к значениям нормированного геофизического параметра α_ρ (столбцы 5–6). Месторождение Канжуган, уюкский рудоносный горизонт

Литотип	d , мм	$K_ф$, м/сут	$\rho_к / \rho_{гл}$	$\rho_к$, при $\rho_{гл}$ = 4,5 Омм	α_ρ
1	2	3	4	5	6
Непроницаемые породы (НП)	0,002	**0,35**	1,4	6,3	**0,04**
Пески тонкозернистые (ТЗ)	0,07	**1,5**	5,5	24,8	**0,5**
Пески среднезернистые (СЗ)	0,175	**5**	7,9	35,6	**0,76**
Пески крупнозернистые (КЗ)	0,435	**13,5**	10,1	45,5	**1**

На основе полученной зависимости была построена таблица связи граничных значений α_ρ и $K_ф$, отображающая связь граничных значений коэффициента фильтрации $K_ф$, по которым породы горизонта делятся на различные технологические литотипы, с соответствующими им граничными значениями нормированного геофизического параметра α_ρ (см. таблицу 2.4). Границы изменения коэффициента фильтрации для каждого литотипа установлены по принятой на месторождении классификации геотехнологических литотипов пород. Граничные значения параметра α_ρ, соответствующие граничным значениям коэффициента фильтрации, определены по графику $\alpha_\rho = f(K_ф)$.

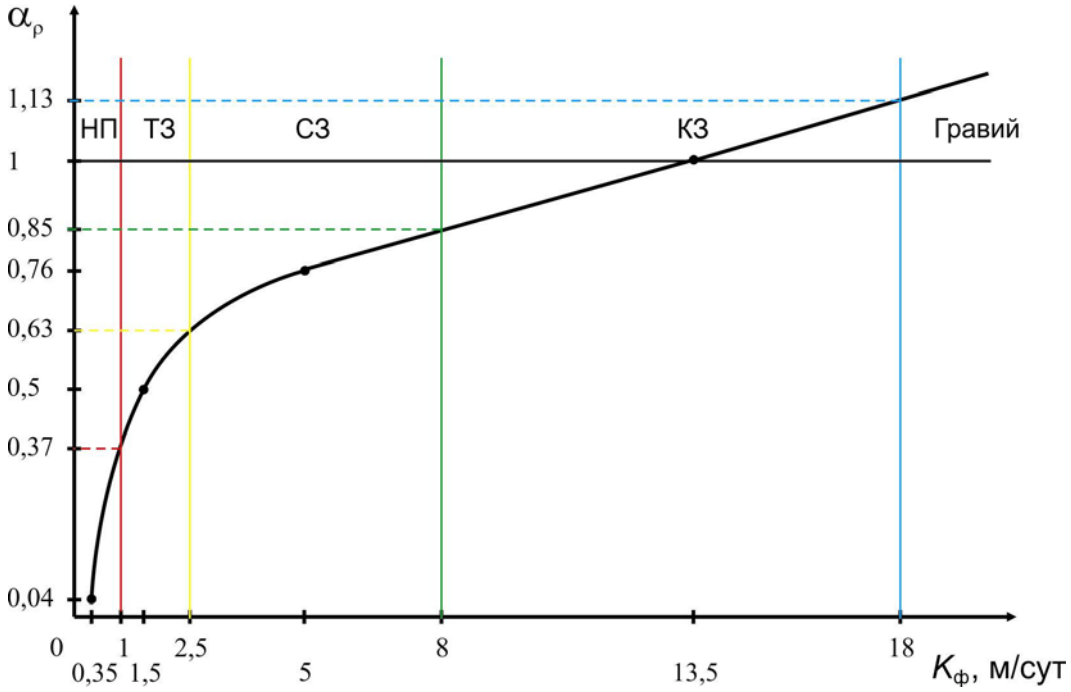

Рисунок 2.17. Корреляционная зависимость между нормированным геофизическим параметром α_ρ и коэффициентом фильтрации пород K_ϕ, построенная для уюкского рудного горизонта по данным разведки месторождения Канжуган. Выделенные точки на графике соответствуют средним значениям α_ρ и K_ϕ для литотипов пород уюкского горизонта. Горизонтальная линия α_ρ =1 – верхняя граница интервала нормировки; вертикальные линии – границы между литотипами по коэффициенту фильтрации (НП – непроницаемые породы, ТЗ, СЗ, КЗ – тонко-, средне- и крупнозернистые пески)

Таблица 2.4. Таблица связи граничных значений α_ρ и K_ϕ технологических литотипов пород для уюкского рудоносного горизонта месторождения Канжуган

Литотип	НП	ТЗ	СЗ	КЗ	Гравий
α_ρ	0	0,37	0,63	0,85	1,13
K_ϕ, м/сут	0	1	2,5	8	18

Используя полученную таблицу связи граничных значений и определенные уровни нормировки, была осуществлена автоматическая интерпретация данных электрокаротажа КС скважины 5-ОР в интервале продуктивной пачки рудоносного уюкского горизонта с использованием разработанного программного приложения «LitInt». Результат выполненной по описанному в п.2.2 алгоритму интерпретации – литологический разрез скважины в пределах исследуемого рудного горизонта, в котором для каждого выделенного пласта определено среднее значение K_ϕ.

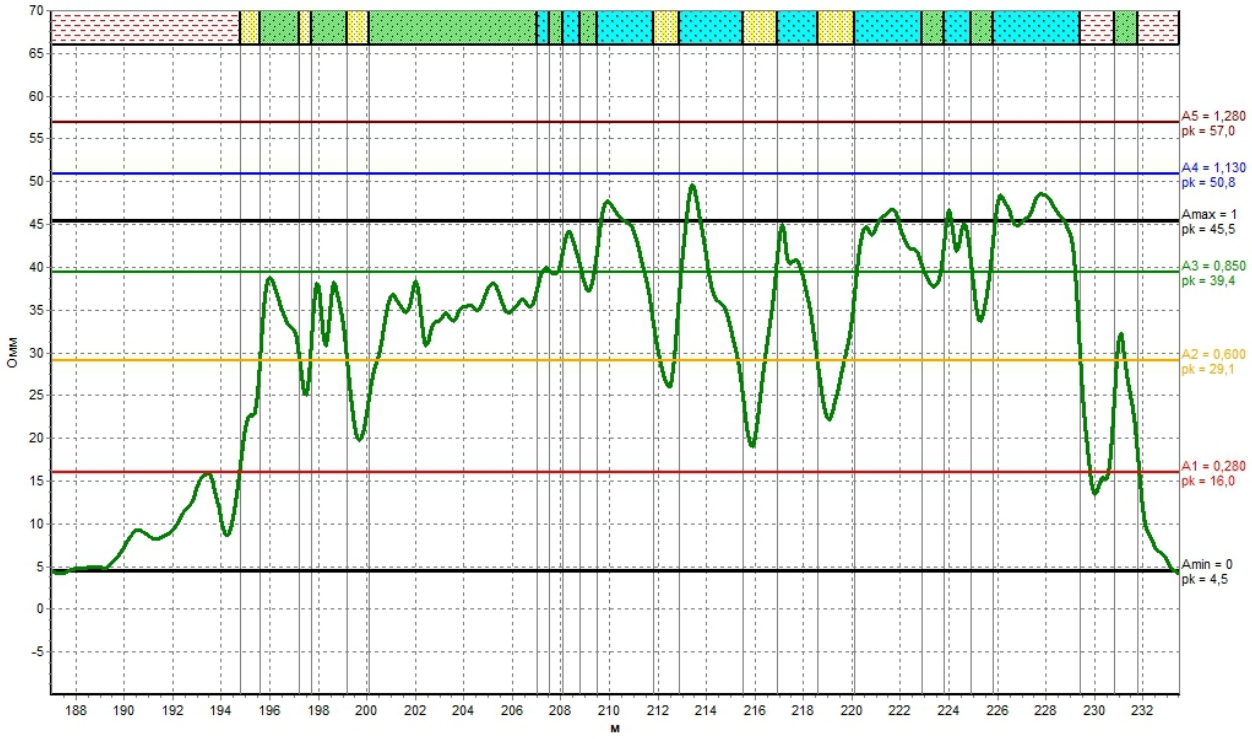

Рисунок 2.18. Интерпретация диаграммы электрокаротажа КС опорной гидрогеологической скважины 5-ОР, вскрывающей уюкский рудоносный горизонт месторождения Канжуган

Коэффициент водопроводимости пород в интервале глубин 204 – 228 м, рассчитанный по результатам интерпретации, осуществленной по исходной таблице связи граничных значений α_ρ и K_ϕ, практически совпал с коэффициентом водопроводимости, определенным по опытным откачкам, составив 372,87 м2/сут.

Незначительная корректировка таблицы связи α_ρ и K_ϕ, привела расчетные и эмпирические данные к полному соответствию.

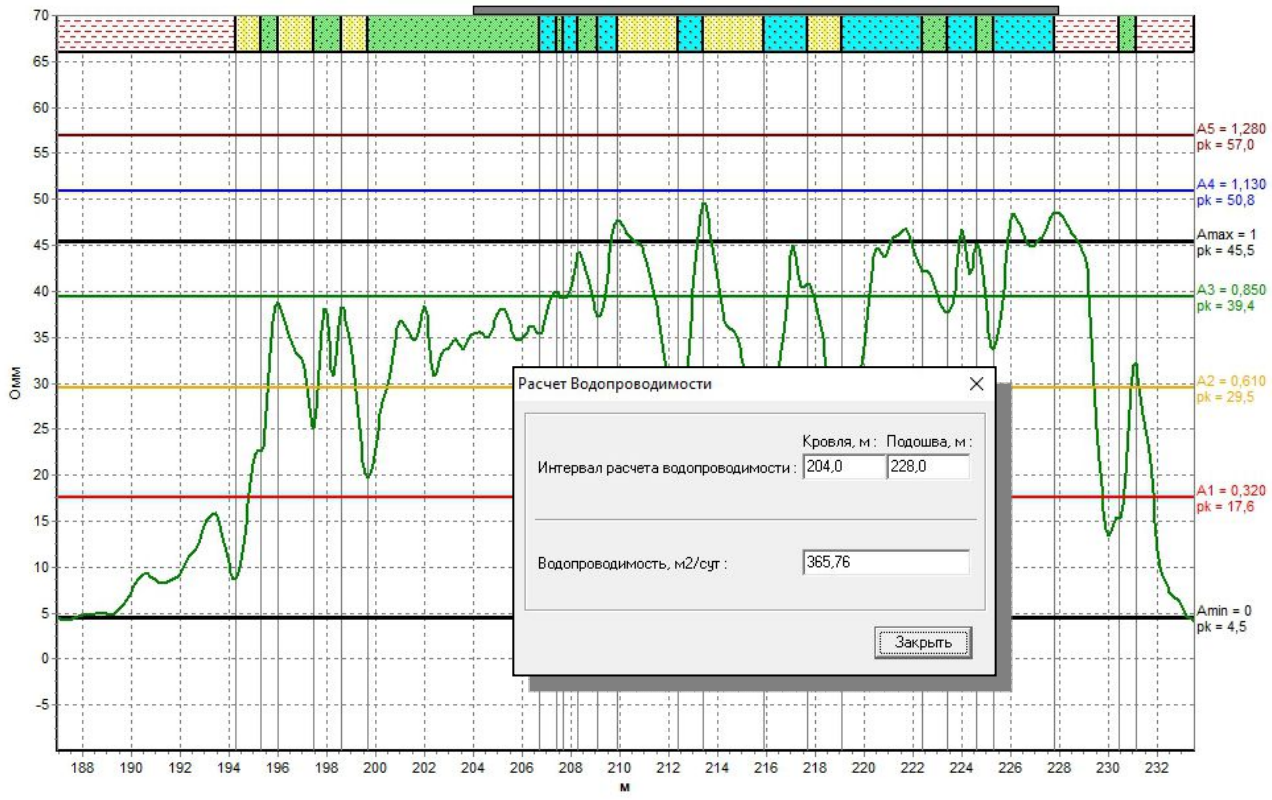

Рисунок 2.19. Результат интерпретации диаграммы электрокаротажа КС опорной гидрогеологической скважины 5-ОР и расчета коэффициента водопроводимости в интервале установки скважинного фильтра с использованием откорректированной таблицы связи граничных значений α_ρ и K_ϕ

Таблица связи граничных значений нормированного параметра α_ρ и коэффициента фильтрации, обеспечившая совпадение коэффициентов водопроводимости, была использована для литологического расчленения разреза с получением послойных значений коэффициента фильтрации при интерпретации данных электрокаротажа КС технологических скважин в пределах распространения залежи 5у.

Сравнение результатов интерпретации с фактическими данными о водопроводимости пород в интервалах установки скважинных фильтров, полученных при эксплуатации технологических скважин, показало более чем

удовлетворительную сходимость результатов – расчетные значения в интервалах установки фильтров отличались от фактических на величину, не превышающую 5–10%.

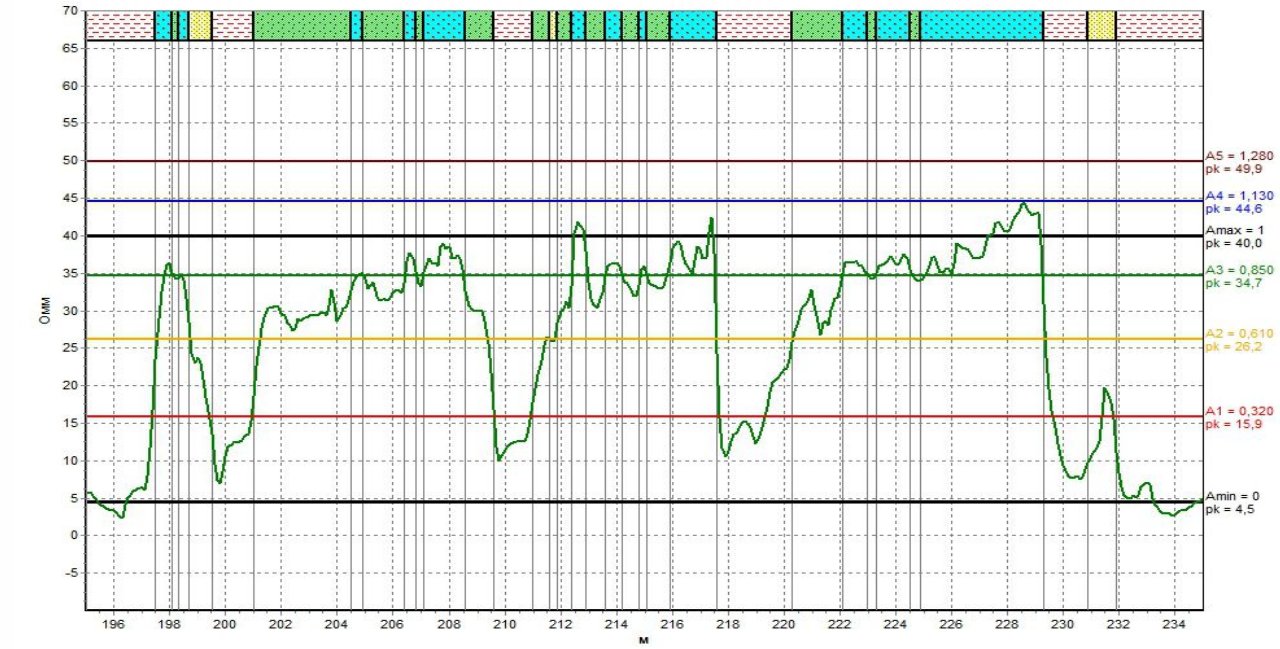

Рисунок 2.20. Пример интерпретации данных электрокаротажа КС технологической скважины 0377У

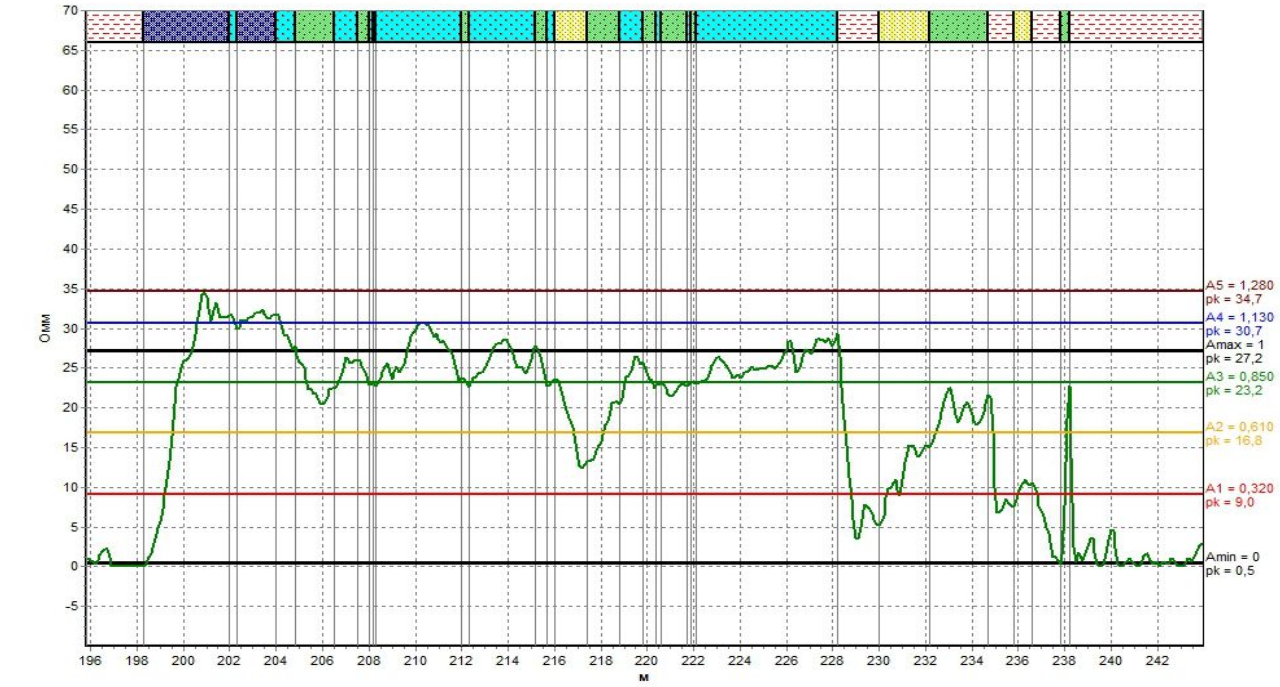

Рисунок 2.21. Пример интерпретации данных электрокаротажа КС технологической скважины 1У-5-1

Выводы по главе 2

1. Разработана методика построения на основе данных гранулометрического анализа керна корреляционной зависимости между коэффициентом фильтрации и нормированным геофизическим параметром, её настройки с использованием гидрогеологических данных и использования для автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа.

2. Разработанный алгоритм автоматизированной интерпретации диаграмм электрокаротажа КС позволяет быстро и эффективно производить литологическое расчленение разреза рудного горизонта с получением послойных значений коэффициента фильтрации.

3. Разработанные методические приемы позволяют удовлетворительно решать задачу оперативной автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа технологических скважин урановых месторождений инфильтрационного типа.

Глава 3 Совершенствование существующей методики автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа

В третьей главе приводится анализ существующего алгоритма автоматизированной количественной интерпретации данных гамма-каротажа, с целью выявления причин систематического занижения «извлекаемых» запасов на инфильтрационных месторождениях урана. Предлагается алгоритм дополнительных вычислительных процедур, направленных на формирование объединенных по морфологическим и геотехнологическим параметрам рудных интервалов, обеспечивающий повышение точности определения «извлекаемых» запасов урана.

3.1 Анализ «инструктивного» алгоритма автоматизированной интерпретации

Как известно, природный уран представляет собой смесь трех изотопов: ^{238}U – 99,282 %, ^{235}U – 0,712 % и ^{234}U – 0,006 %. Изотопы ^{238}U и ^{235}U образуют ряды распада и через ряд промежуточных продуктов превращаются в стабильные изотопы свинца. Изотоп ^{234}U – один из промежуточных продуктов распада ^{238}U .

Среди продуктов распада ^{238}U и ^{235}U имеются гамма-излучающие изотопы и, поскольку в природном уране преобладает ^{238}U, гамма-радиоактивность природного урана в основном определяется продуктами этого ряда распада. Гамма-излучение ^{238}U связано с продуктами распада радия – радона. Так как радон весьма короткоживущий изотоп, на практике принимают, что все гамма-излучение природных урансодержащих образований связанно с радием.

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. Однако природные системы всегда в какой-то степени незамкнуты, и в них могут происходить потери части промежуточных продуктов и нарушение радиоактивного равновесия. Чаще всего такое нарушение бывает связанно с разной геохимической подвижностью урана и радия.

Количественно нарушение радиоактивного равновесия между радием и ураном характеризуется коэффициентом радиоактивного равновесия K_{pp}, под которым понимают отношение количества радия к количеству урана, причем количество радия выражают в единицах равновесного с ним урана.

$$K_{pp} = \frac{C_{Ra}}{C_U}, \tag{3.1}$$

где C_{Ra} и C_U – соответственно содержание в процентах или массовых долях радия в единицах равновесного урана и урана.

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

Практически на всех типах месторождений, за исключением месторождений инфильтрационного типа, уран находится в состоянии радиоактивного равновесия со своими продуктами распада. Месторождения пластово-инфильтрационного типа формируются в осадочных водопроницаемых толщах горных пород на границе окислительно-восстановительного барьера и имеют вид ролла (см. рисунок 3.1). В связи с тем, что в окислительной и восстановительной обстановках поведение подвижных форм урана и радия существенно различаются, в различных морфологических элементах рудных тел в результате процессов выноса-привноса материнского урана и дочернего радия возникают геохимические зоны, где соотношения содержания урана и радия отличаются от значений, соответствующих состоянию радиоактивного равновесия между ними.

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 0,65 – 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) горизонтов [Бровин К.Г. и др., 1997].

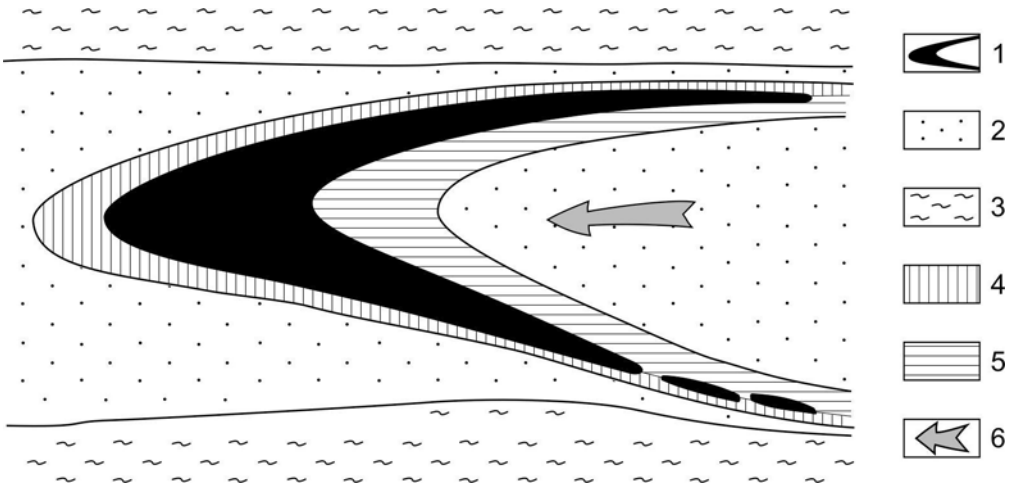

Рисунок 3.1. Схематический разрез ролловой ураноносной залежи: 1 – урановая руда; 2 – пески; 3 – глины; 4 – диффузионный ореол радия; 5 – остаточный ореол радия; 6 – направление движения пластовых вод

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. Соответственно, непосредственно за фронтом пластового окисления радиоактивное равновесие смещено в сторону избытка радия (K_{pp} = 1,5 – 2,5 и более) – вплоть до практически полного отсутствия урана.

По мере перехода в зону восстановления радиоактивное равновесие постепенно от равновесных руд мешковой части залежи смещается в сторону избытка радия. При этом на границе рудных тел формируются маломощные области радиевых оторочек. Радиевые ореолы, расположенные на фронте урановорудных залежей, образованны преимущественно за счет диффузии радия в околорудные породы и носят название «диффузионных».

Наличие радиевых ореолов определяет возможность завышения истинной мощности промышленного уранового оруденения в скважинах. Для учета этой погрешности определяют уточненные значения бортовых содержаний радия, соответствующих заданному кондиционному лимиту урана горизонтов [Бровин К.Г. и др., 1997].

Для этого на этапе разведки месторождения по данным опробованных по керну граничных зон залежей с известными содержаниями урана и радия на границах руды раздельно для диффузионных и остаточных радиевых ореолов рассчитывают значения бортового содержания радия. Так же в каждом рудном интервале подсчитывают среднее содержание радия. Полученные значения бортового и среднего содержания радия группируют в выборки в зависимости от их принадлежности к геохимическим зонам и наносят на график, откладывая по оси абсцисс значения среднего содержания радия $\overline{C}_{Ra}$, а по оси ординат соответствующие им значения бортового содержания радия $C_{Ra}^{б}$. Зависимости бортового содержания радия от среднего содержания радия в рудном интервале аппроксимируют выражением вида

$$C_{Ra}^{б} = a(\overline{C}_{Ra})^{b}, \qquad (3.2)$$

где $\overline{C}_{Ra}$ – среднее содержание радия в рудном пересечении, a и b – коэффициенты уравнения регрессии, рассчитываемые методом наименьших квадратов для логарифмов $C_{Ra}^{б}$ и $\overline{C}_{Ra}$ [Хайкович И.М., Ганичев Г.И., 2012].

Полученные графики или их аналитическое выражение используют для определения поправок при интерпретации данных гамма-каротажа. При этом ограничение рудных интервалов со стороны окисленных и неокисленных пород проводится по разной 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 (см. рисунок 3.2).

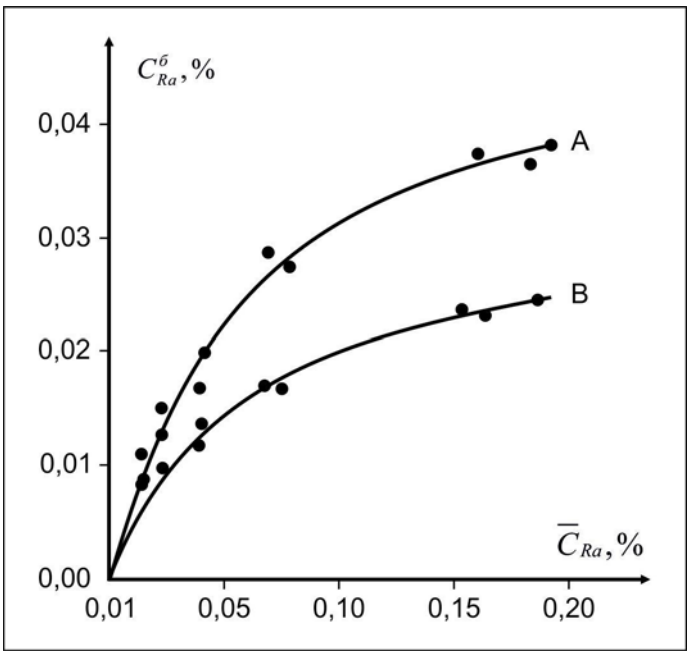

Рисунок 3.2. Пример графиков зависимости бортового содержания радия $C^{б}_{Ra}$ от его среднего содержания $\overline{C}_{Ra}$ в рудном интервале. А – контакт оруденения с окисленными породами, В – контакт оруденения с восстановленными породами

Кроме состояния радиоактивного равновесия, соотношение между содержанием урана и интенсивностью гамма-излучения зависит от химического состава среды (величины эффективного атомного номера), плотности и влажности руд, наличия других радиоактивных элементов (тория и калия), условий проведения измерений, технических характеристик аппаратуры и стабильности её работы. Поэтому, строго говоря, зависимость содержания урана и интенсивности гамма-излучения имеет статистический, а не функциональный характер. Однако количество влияющих факторов не столь уж велико, и все они в принципе поддаются учету и контролю. Поэтому на практике содержание урана все-таки определяют как функцию интенсивности гамма-излучения, вводя в выражение этой функции различные поправки [Бровин К.Г. и др., 1997].

В 1987 г министерством геологии СССР была разработана и утверждена Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений, строго регламентирующая все этапы работ по гамма-каротажу на месторождениях

урана от проведения скважинных исследований до камеральной обработки данных. Особое внимание в инструкции уделяется автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа с помощью ЭВМ. Для этого предложен алгоритм, реализующий двухэтапный процесс вычислений. На первом этапе вычисляют концентрацию радия вдоль ствола скважины, на втором этапе находят границы рудных интервалов и рассчитывают содержание в них урана.

Концентрацию радия в точках x_n вдоль оси скважины получают реализацией счета по формуле:

$$C_{Ra}(x_n) = \frac{P_{Rn}}{K_0 \cdot P_m \cdot P_H} \sum_{k=-N}^{N} B_k \cdot I(x_n + k\Delta) - C_{ThK}\,, \tag{3.3}$$

где K_0 – пересчетный коэффициент скважинного прибора; P_m – поправочный коэффициент на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью; P_{Rn} – поправка на нарушение радиоактивного равновесия между радоном и радием в околоскважинном пространстве в следствие отжатия от скважины радоносодержащих вод фильтратом бурового раствора («отжатие радона»); P_H – поправочный коэффициент на влажность руды; $I(x_n + k \cdot \Delta)$ – результаты измерений гамма-излучения в точках $x = x_n + k \cdot \Delta$, мкР/ч; Δ – шаг квантования по глубине; B_k – коэффициенты цифрового фильтра, зависящие от плотности руды, конструкции скважины и скважинного прибора; N – число точек цифрового фильтра с коэффициентами B_k, выбранное с таким расчетом, чтобы $\sum_{k=-N}^{N} B_k$ отличалась от единицы не более чем на 0,005; C_{ThK} – поправка на наличие в рудах тория и калия [Хайкович и др., 1987].

Пересчетный коэффициент K_0, численно равный интенсивности гамма-излучения (мкР/ч) в бесконечной однородной среде с содержанием 0,01% равновесного урана, зависит от элементного состава руд, характеризующегося коэффициентом приведения к нормальной среде N и эффективным атомным

номером среды Z. Значения этих параметров определяют на этапе разведки месторождения по данным химических анализов керновых проб. Для месторождений урана инфильтрационного типа с силикатными и карбонатными по составу рудами величина Z обычно находится в пределах 11,4 – 13,8, $N = 1 \pm 0,02$, а величина соответствующего им пересчетного коэффициента принимается равной 115 мкР/ч на 0,01% равновесного урана. Соответственно радиометры, применяемые при проведении гамма-каротажа на инфильтрационных месторождениях урана должны иметь пересчетный коэффициент, равный 115 ± 3 мкР/ч на 0,01 % равновесного урана. Постоянство пересчетного коэффициента обеспечивается подбором толщины свинцового экрана в зависимости от размеров монокристалла и толщины корпуса скважинного прибора. Пересчетный коэффициент K_0 определяется для каждого вновь вводимого в работу скважинного прибора, а также после ремонта прибора, если при этом проводилась замена монокристалла, и контролируется не реже одного раза в год. Определение K_0 скважинных приборов производится на государственных стандартных образцах состава и свойства уранового рудного тела (ГСО СОСВУРТ).

P_m – поправочный коэффициент на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью определяют по инструктивной таблице (см. таблицу 3.1) по эквивалентной толщине слоя промывочной жидкости T_m. Значения T_m рассчитывают с учетом фактических диаметров скважины, определенных по данным кавернометрии, и замеров плотности бурового раствора по формуле:

$$T_m(x_n) = \rho \cdot (d_H(x_n) - d_T) / 20, \qquad (3.4)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости, г/см^3; d_H – диаметр скважины в точке x_n, мм; d_T – диаметр скважинного прибора, мм. При отсутствии данных кавернометрии в качестве диаметра скважины принимается значение диаметра породоразрушающего инструмента, используемого при ее бурении. Плотность промывочной жидкости определятся ареометром и составляет 1,1 – 1,3 г/см^3.

Таблица 3.1. Таблица значений поправки на поглощение гамма-излучения промывочной жидкостью

Эквивалентная толщина слоя промывочной жидкости T_m, г/см^2	Значение P_m	Эквивалентная толщина слоя промывочной жидкости T_m, г/см^2	Значение P_m
0,0	1,0	6,5	0,82
0,5	0,98	7,0	0,81
1,0	0,96	7,5	0,80
1,5	0,94	8,0	0,80
2,0	0,93	8,5	0,79
2,5	0,91	9,0	0,78
3,0	0,90	9,5	0,77
3,5	0,89	10,0	0,76
4,0	0,88	10,5	0,76
4,5	0,86	11,0	0,75
5,0	0,85	11,5	0,74
5,5	0,84	12,0	0,74
6,0	0,83	13,0	0,72

P_H – поправка на влажность – вводится для приведения содержаний в расчете на воздушно-сухое состояние. Влажность руд меняется от 11 до 20 %, причем влажность водопроницаемых пород всегда ниже. Однако, поскольку в качестве промышленных руд для инфильтрационных месторождений рассматриваются только водопроницаемые образования, размах колебаний влажности для них обычно не превышает 5 %, что позволяет использовать в расчетах единую среднюю величину влажности. Коэффициент влажности руд определяют по керновым пробам, отбираемым при детальной разведке месторождений равномерно по всей его площади. При этом коэффициент влажности определяется раздельно для каждой литологической разности пород рудовмещающего горизонта. Коэффициент влажности для каждой пробы вычисляют по формуле

$$K_H = \frac{m_{вл} - m_{сух}}{m_{вл}}, \tag{3.5}$$

где индексами «*вл*» и «*сух*» обозначены массы пробы соответственно в естественном и воздушно-сухом состоянии. Поправку на влажность P_H вводят в том случае, если среднее значение коэффициента влажности K_H больше 0,03, определяя её по формуле:

$$P_H = 1 - K_H \,. \qquad (3.6)$$

Кроме нарушения радиоактивного равновесия между ураном и радием, важное практическое значение имеет нарушение радиоактивного равновесия между радием и радоном в околоскважинном пространстве – «отжатие радона». В процессе бурения скважин под действием избыточного давления, превышающего величину гидростатического напора пластовых вод, происходит отжатие их от ствола скважины фильтратом бурового раствора. Вместе с пластовыми водами вглубь пласта отжимается и растворенный в них радон, вследствие чего в околоскважинном пространстве формируется кольцевая квазиконцентрическая зона с дефицитом радона. Это приводит к занижению интенсивности гамма-излучения и, как следствие, к систематическому занижению параметров рудных интервалов. Наличие эффекта нарушения равновесия между радоном и радием устанавливается на стадии детальной разведки месторождения по данным специальных исследований. Если оказывается, что данные гамма-каротажа занижены более чем на 5 %, то проводят опытно-методические работы в виде режимных наблюдений в гидрогеологических скважинах для определения поправочного коэффициента P_{Rn} на эффект «отжатия радона».

Наличие в урановых рудах других радиоактивных элементов – радионуклидов тория ^{232}Th и калия ^{40}K – так же требует ввода соответствующей поправки. Инфильтрационные месторождения урана характеризуются низкими содержаниями тория и калия в рудовмещающих отложениях, как правило, не превышающими кларковых значений. Однако погрешность, вносимая вкладом тория и калия в суммарное гамма-излучение, несмотря на сравнительно малую величину, носит, тем не менее, систематический характер. В соответствии с требованиями к подсчету запасов урана, погрешность определения любого

подсчетного параметра, носящая систематический характер, не допускается. В силу этого поправка на содержание в рудах тория и калия при интерпретации данных гамма-каротажа должна вноситься независимо от величины ее вклада в суммарное гамма-излучение. Поправку на наличие в рудах тория и калия определяют по данным лабораторных анализов проб керна. По результатам анализов определяют средние содержания тория и калия в рудных интервалах и рассчитывают поправку C_{ThK} как урановый эквивалент по интенсивности гамма-излучения суммарного содержания тория и калия по формуле

$$C_{ThK} = 0,43\overline{C}_{Th} + 1,8 \cdot 10^{-4}\overline{C}_K, \%. \quad (3.7)$$

Выражение

$$\sum_{k=-N}^{N} B_k \cdot I(x_n + k\Delta), \quad (3.8)$$

где $I(x_n + k \cdot \Delta)$ – значение интенсивности гамма-излучения в точках $x = x_n + k \cdot \Delta$, мкР/ч; Δ - шаг квантования по глубине; в формуле (3.3) имеет смысл цифрового фильтра, накладываемого на кривую гамма-каротажа с целью учета в точке расчета содержания радия гамма-излучения соседних точек, окружающих ее. Число точек фильтра – N, и коэффициенты B_k выбираются с таким расчетом, чтобы сумма всех коэффициентов как можно меньше отличалась от единицы (не более чем на 0,005). При этом коэффициенты фильтра зависят от плотности руд, конструкции скважины и скважинного прибора и выбираются соответственно этим параметрам из «инструктивных» таблиц, рассчитанных применительно к стандартным скважинным приборам, конструкциям скважин и типичным плотностям урановосных пород. Использование такого фильтра изменяет форму кривой гамма-каротажа, увеличивая интенсивности гамма-аномалий и, уменьшая их мощности, что при неправильном определение коэффициентов B_k, может приводить к ошибкам в определении мощностей рудных интервалов и содержаний в них урана. Однако площадь гамма-аномалий

при этом остается неизменной, поэтому при подсчете линейных запасов возникновение ошибки исключено.

После расчета содержания радия вдоль оси скважины осуществляется последовательность вычислительных процедур для выделения рудных интервалов и расчета содержания в них урана. Границы рудных интервалов и содержание в них урана определяют в зависимости от типа месторождения.

На месторождениях эндогенного (коренного) типа, где практически отсутствует геометрическая изменчивость коэффициента радиоактивного равновесия, а жильные и штокверковые рудные залежи характеризуются четкими границами оруденения и отсутствием радиевых ореолов (приводящих к изменению K_{pp} на границах рудных интервалов), содержания радия C_{Ra}, вычисленные по формуле (3.3), в каждой точке x_n делят на среднее значение K_{pp} для всего месторождения, получая кривую содержания урана. Границы рудных пересечений устанавливают в пределах интервалов, в которых содержание урана больше кондиционного бортового содержания урана. Среднее содержание урана в выделенных рудных интервалах находят путем вычисления среднего арифметического значения содержания урана по всем точкам, заключенным в границах интервала. Простота такого алгоритма и хорошее соответствие геологическим условиям эндогенных месторождений обуславливают надежность его применения для расчета запасов месторождений этого типа.

Инфильтрационные же месторождения напротив характеризуются невыдержанностью, пространственной изменчивостью коэффициента радиоактивного равновесия, наличием радиевых ореолов вблизи рудных тел и, как следствие, не четкими границами оруденения, что требует специальных методов определения и учета соответствующих поправок.

Алгоритм выделения рудных интервалов, предложенный в инструкции для инфильтрационных месторождений, базируется на классическом представлении о строении ролловой урановосной залежи, изображенном на рисунке 3.1. Определение границ рудных по урану интервалов проводят, используя

зависимости бортового содержания радия $C_{Ra}^{б}$ от среднего содержания радия $\overline{C}_{Ra}$ в рудном интервале. Границы рудных пересечений устанавливают итерационно в пределах интервалов, в которых содержание радия больше бортового содержания радия, определяемого по зависимости от среднего содержания радия в границах выделяемых интервалов.

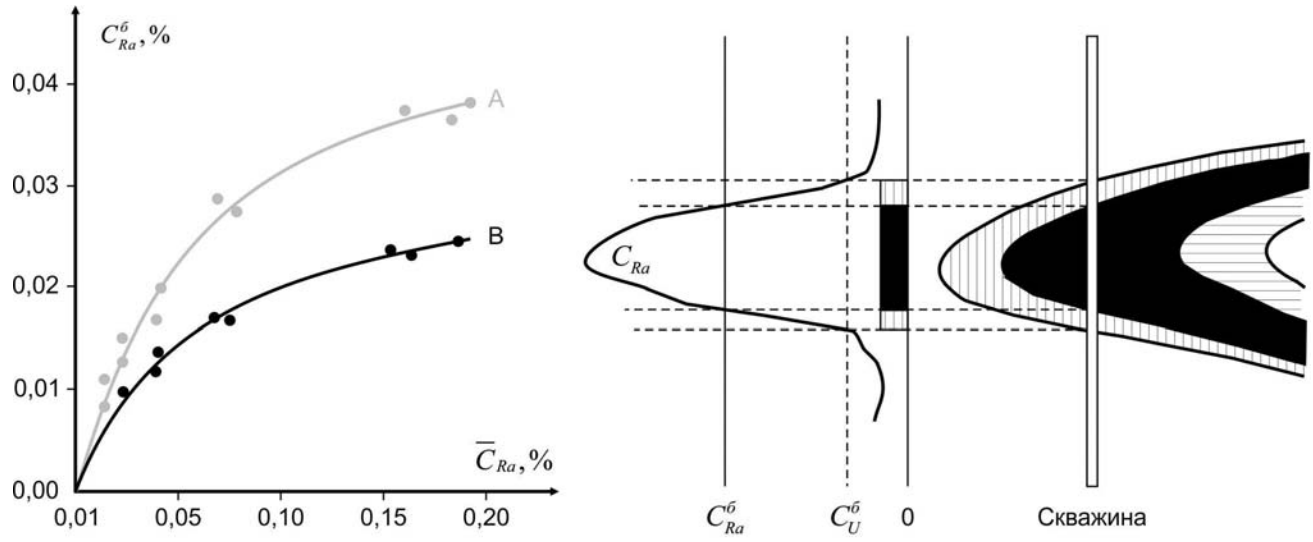

Рисунок 3.3. Определение границ рудного интервала с использованием зависимости бортового содержания радия от среднего содержания радия в рудном интервале

При выделении рудного интервала, в предварительно определённых границах, подсчитывается значение среднего содержания радия. По зависимости бортового содержания радия от среднего, определяется бортовое содержание радия для выделяемого интервала и его границы переопределяются в условиях нового бортового содержания. Во вновь определенных границах снова подсчитывается среднее содержание радия, определяется соответствующее ему бортовое содержание и снова переопределяются границы до тех пор, пока границы рудного интервала не перестанут изменяться. Такой алгоритм позволяет исключать из контура рудного пересечения радиевые ореолы. Среднее содержание

радия в полученных интервалах делят на значение K_{pp}, получая, таким образом, среднее содержание урана.

Первый этап интерпретации – пересчет интенсивности гамма-излучения вдоль ствола скважины в содержания радия по формуле (3.3) может вносить лишь незначительный вклад в формирование систематической ошибки при подсчете линейных запасов. Во-первых, опыт применения такой методики для интерпретации данных гамма-каротажа на эндогенных (коренных) месторождениях урана говорит о достаточной ее надежности. Во-вторых, методики определения поправочных коэффициентов довольно строго формализованы и обеспечивают правильность их использования. Погрешности определения поправочных коэффициентов не велики (3 – 5 %), причем обычно они не имеют систематического характера. Правильность выбора коэффициентов цифрового фильтра вообще не должна оказывать влияния на правильность подсчета линейных запасов урана. Поэтому причины систематического занижения расчетных значений запасов урана на месторождениях инфильтрационного типа необходимо искать не в алгоритме расчета содержания радия, а в алгоритме второго этапа интерпретации – определения границ рудных интервалов и подсчета в них содержаний урана.

Не оспаривая в общем виде положение о наличии радиевых ореолов и необходимости их отсечения, следует отметить, что морфология рудных залежей инфильтрационных месторождений урана обычно много сложней схематического представления “классического” ролла, показанного на рисунке 3.1. По фронту мешковой части ролловой залежи часто развиваются языки и апофизы уранового оруденения, характеризующиеся слабым развитием радиевых ореолов и принадлежностью к одному рудному телу. Характерным примером подобных месторождений может служить месторождение Канжуган в Казахстане, геологический разрез которого приведен на рисунке 3.4. Довольно часто вдоль скважины наблюдается ситуация, когда мощный интервал богатых балансовых руд сопровождается ореолом интервалов бедных и маломощных руд,

расположенных от основного интервала и друг от друга на небольших расстояниях. Обычно эти интервалы морфологически относятся к одной рудной залежи и на небольшом расстоянии от скважины могут сливаться в единое тело [Бровин и др., 1997].

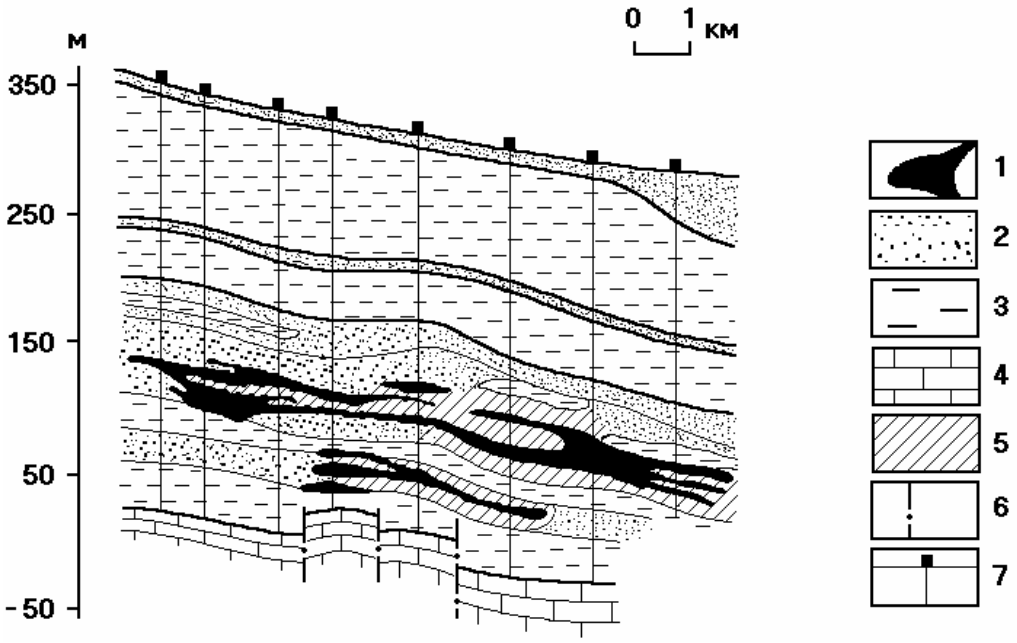

Рисунок 3.4. Геологический разрез месторождения Канжуган (Казахстан): 1 – рудные тела; 2 – пески; 3 – глины; 4 – известняки фундамента; 5 – пластовое окисление; 6 – разломы; 7 – разведочные скважины. По [Бровин и др., 1997] с изменениями

Существенный недостаток инструктивного алгоритма выделения рудных интервалов состоит в исключении из подсчета запасов урана, содержащегося в пропластках, разделяющих рудные интервалы, морфологически принадлежащие одному рудному телу.

Уран, который залегает в пропластках, разделяющих условные рудные интервалы, неминуемо подлежит извлечению в рамках контура закисления, охватывающего рудное тело. Поэтому при подсчете запасов его необходимо учитывать наравне с ураном балансовых пересечений.

3.2 Методика морфологического объединения элементарных рудных интервалов и алгоритм автоматизированной интерпретации

По результатам анализа инструктивного алгоритма выделения рудных интервалов и морфологии рудных залежей инфильтрационных месторождений урана, с целью упрощения морфологии рудных пересечений и повышения точности подсчета запасов, предлагается после выделения элементарных рудных пересечений, выполнять ряд дополнительных вычислительных процедур направленных на формирование по морфологическим и геотехнологическим параметрам, объединенных рудных интервалов.

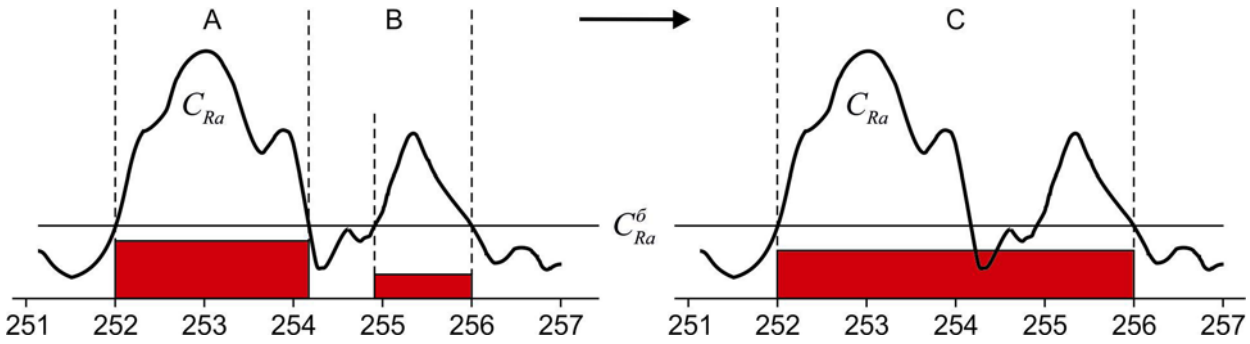

Рисунок 3.5. Схематическое представление морфологического объединения рудных интервалов: A – основной интервал; B – присоединяемый интервал; C – объединенный интервал

Основным морфологическим параметром объединения является максимально допустимая мощность безрудного слоя L, который разделяет элементарные рудные интервалы, проверяемые на возможность объединения.

Другой важный параметр – наличие непроницаемых пород в безрудном слое, разделяющем элементарные рудные интервалы, проверяемые на возможность объединения. Если в разрезе продуктивного горизонта месторождения часто встречаются маломощные прослои непроницаемых пород, которые не нарушают морфологической цельности рудных тел, объединение разделяемых ими рудных интервалов может проводиться. При этом должна быть

определена максимально допустимая мощность непроницаемого слоя L_H, включаемого в рудный контур. Если же слои непроницаемых пород разделяют технологические этажи оруденения либо существенно нарушают технологический процесс подземного выщелачивания, то объединение рудных интервалов с включением в рудный контур непроницаемых пород не допускается.

Основное геотехнологическое условие объединения рудных интервалов, удовлетворяющих описанным морфологическим параметрам – среднее содержание урана во всем объединенном интервале должно быть не ниже кондиционного бортового.

Включение в объединенный интервал вместе с присоединяемым рудным пропластком безрудного приводит к “разубоживанию” – снижению концентрации урана в присоединяемом интервале. Для недопущения чрезмерного разубоживания вводится максимальный коэффициент разубоживания K_p. Дополнительное геотехнологическое условие объединения рудных интервалов – среднее содержание в присоединяемых рудном и безрудном интервалах должно быть не менее произведения кондиционного бортового содержания на максимальный коэффициент разубоживания.

Конкретные значения указанных морфологических и геотехнологических параметров объединения для конкретных инфильтрационных месторождений, их отдельных залежей и условий добычи подземным выщелачиванием, должны определяться по результатам анализа материалов разведочных работ, геотехнологических характеристик месторождения и опыта эксплуатации его отдельных частей. Обобщенно стандартными можно считать следующие значения: максимальная мощность безрудного слоя L – 1 м., максимальная мощность непроницаемых пород L_H – 0,3 м., максимальный коэффициент разубоживания K_p – 0,75.

В ситуации, когда мощный интервал “богатых” балансовых руд сопровождается ореолом интервалов “бедных” и маломощных, формальное выполнение двух последних (геотехнологических) условий при объединении

может обеспечиваться основным “богатым” интервалом, что вероятно приведет к необоснованно сильному разубоживанию. Поэтому при объединении рудных интервалов должна проверяться возможность присоединения “бедных” интервалов с меньшим значением линейного запаса $m \cdot C$ (произведение мощности рудного интервала m на содержание в нем урана C) к более “богатым” с большим значением $m \cdot C$, но не наоборот.

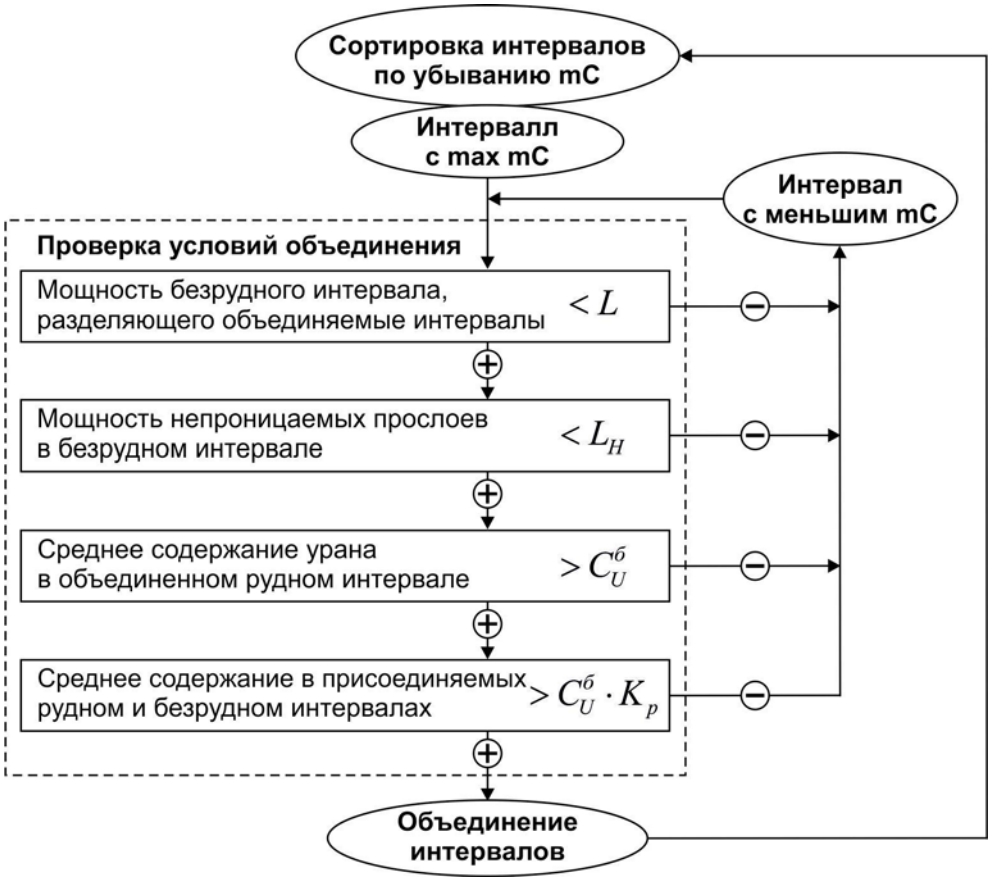

Рисунок 3.6. Алгоритм морфологического объединения рудных интервалов

Таким образом, при выполнении объединения интервалов, на соответствие геотехнологическим условиям объединения должны быть проверены все элементарные рудные интервалы последовательно от “богатых” к “бедным”. При этом рассматриваются рудные интервалы, разделенные безрудными мощностью не более L, с непроницаемыми слоями мощностью не более L_H и элементарными рудными интервалами, содержание урана в которых недостаточно

высоко, чтобы самостоятельно обеспечить условия присоединения к основному интервалу.

Алгоритм автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа предлагается строить на основе инструктивного алгоритма, используя усовершенствованные механизмы ввода поправочных коэффициентов и дополнительный алгоритм процедуры морфологического объединения рудных интервалов.

Первый этап интерпретации – пересчет интенсивности гамма-излучения вдоль ствола скважины в содержание радия – будем осуществлять согласно инструкции по формуле (3.3). При этом основное внимание будем уделять корректности ввода поправочных коэффициентов и возможности их настройки для обеспечения гибкости при использовании на разных месторождениях.

После расчета содержания радия вдоль ствола скважины будем осуществлять вычисления по следующему алгоритму автоматического выделения элементарных рудных пересечений, их объединения в морфологически цельные рудные интервалы и подсчета в них линейных запасов урана.

1. Выделяем интервалы, внутри которых содержание радия больше или равно «бортовому», определяемому по формуле:

$$C_{Ra}^{б} = C_{U}^{б} \frac{K_{pp}}{P_{Rn}}, \tag{3.9}$$

где $C_{U}^{б}$ – бортовое содержание урана для кондиций балансовой руды, K_{pp} – средний на интервале интерпретации коэффициент радиоактивного равновесия, P_{Rn} – средняя на интервале интерпретации поправка на отжатие радона.

2. В выделенных границах каждого интервала подсчитаем среднее содержание радия $\overline{C}_{Ra}$ как среднее арифметическое значение содержаний радия в точках заключенных в границах этого интервала.

3. Для найденного значения $\overline{C}_{Ra}$ по графику зависимости $C_{Ra}^{б}$ от $\overline{C}_{Ra}$ находим значение $C_{Ra}^{б}$, выделяем интервал, в котором содержание радия больше

$C_{Ra}^{б}$ и в границах этого интервала подсчитываем среднее значение содержания радия $\overline{C}_{Ra}$.

4. Процедуру по пункту 3 будем повторять до тех пор, пока границы рудного интервала не перестанут изменяться. Эти границы определяют мощность элементарного рудного интервала.

5. Для расчета среднего содержания в выделенных границах элементарных рудных интервалов среднее содержание радия $\overline{C}_{Ra}$ делим на значение коэффициента радиоактивного равновесия K_{pp}.

6. После выделения всех элементарных рудных интервалов, удовлетворяющих кондициям балансовых запасов, будем осуществлять процедуру их морфологического объединения (см. рисунок 3.6). Рассмотрение условий объединения элементарных рудных интервалов начинаем с нахождения основного рудного интервала с наибольшим линейным запасом $m \cdot C$. Потенциально присоединяемые интервалы, удовлетворяющие морфологическим параметрам объединения, оцениваем на возможность объединения по геотехнологическим условиям.

7. Если объединение рудных интервалов состоялось, начинаем рассмотрение возможности нового объединения – определение рудного интервала с наибольшим $m \cdot C$ и выявление потенциально присоединяемых интервалов. Если объединение не состоялось, на предмет объединения рассматриваем следующий (с меньшим значением $m \cdot C$) рудный интервал. Процесс продолжаем до тех пор, пока на предмет объединения не будут рассмотрены все элементарные рудные интервалы.

8. После окончания процедуры объединения рудных интервалов, на основе результатов литологической интерпретации данных электрокаротажа, осуществляем вычленение рудных интервалов, расположенных в непроницаемых породах – технологического забаланса.

9. После окончания процедур выделения и объединения окончательно рассчитываем и заносим в память ЭВМ мощности рудных интервалов, средние

содержания и линейные запасы в них урана. Отдельно для каждого сорта руды рассчитываем суммарный линейный запас на “прессованную” мощность выделенных интервалов. Извлекаемые линейные запасы по скважине определяются линейным запасом руд балансового сорта.

3.3 Программная реализация автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа

Для проведения автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа автором диссертации разработано программное приложение «Gamma». Приложение реализовано в среде программирования Delphi и работает под управлением операционной системы Windows.

Программное приложение «Gamma» предназначено для проведения количественной интерпретации результатов гамма-каротажа скважин, сооружаемых при эксплуатации инфильтрационных месторождений урана, отрабатываемых методом подземного выщелачивания. Приложение предназначено для работы с каротажными данными в форматах las- и dat-файлов и позволяет производить расчет содержания радия вдоль оси скважины, определять границы рудных интервалов и подсчитывать линейные запасы урана по скважине.

Алгоритмы расчета содержания радия вдоль оси скважины и определения границ рудных пересечений, реализованные в программе, не противоречат требованиям инструкции по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений Министерства геологии СССР от 1987 г. Вместе с тем, алгоритм интерпретации дополнен алгоритмом морфологического объединения рудных интервалов, разработанным автором диссертации.

Приложение рассчитано на единовременную работу с каротажными данными по одной скважине и проведение интерпретации в пределах одного непрерывного интервала. Проведение интерпретации по нескольким рудным горизонтам, вскрываемым одной скважиной и имеющим существенные различия

в параметрах геологического разреза и характеристиках оруденения, осуществляется путем последовательной интерпретации данных каротажа скважины отдельно на интервале каждого рудного горизонта.

Основные сервисные функции программы и собственно интерпретационные процессы практически полностью автоматизированы, что обеспечивает возможность её успешного применения для поточных интерпретационных работ.

Приложение имеет графический интерфейс, построенный на основе стандартных визуальных компонентов Windows, аналогичный интерфейсу приложения для интерпретации данных электрокаротажа. Основную часть главного окна программы занимает планшет, предназначенный для отображения обрабатываемых каротажных диаграмм, вспомогательных данных и результатов интерпретации. Слева от планшета расположена панель, верхнюю часть которой занимает список графической информации, отображаемой программой на планшете. Нижнюю часть панели занимает многофункциональный текстовый редактор, предназначенный для отображения каротажных данных и результатов интерпретации в текстовом виде. В верхней части окна расположено главное меню программы и панель инструментов, содержащая кнопки управления основными функциями программы. В нижней части окна находится панель состояния, отображающая текущие координаты курсора на планшете в масштабе активного графического элемента.

Планшет программы представляет собой область построения графической информации. Горизонтально располагается ось глубин, вертикально – ось значений. Ось глубин едина для всех диаграмм, отображаемых на планшете. Единицы измерения и масштаб оси значений отображаются, соответствующими отмеченной в списке графической информации диаграммы. Планшет имеет горизонтальную и вертикальную полосы прокрутки, позволяющие проматывать в соответствующих направлениях, отображаемую информацию. В приложении реализованы функции вертикального и горизонтального масштабирования.

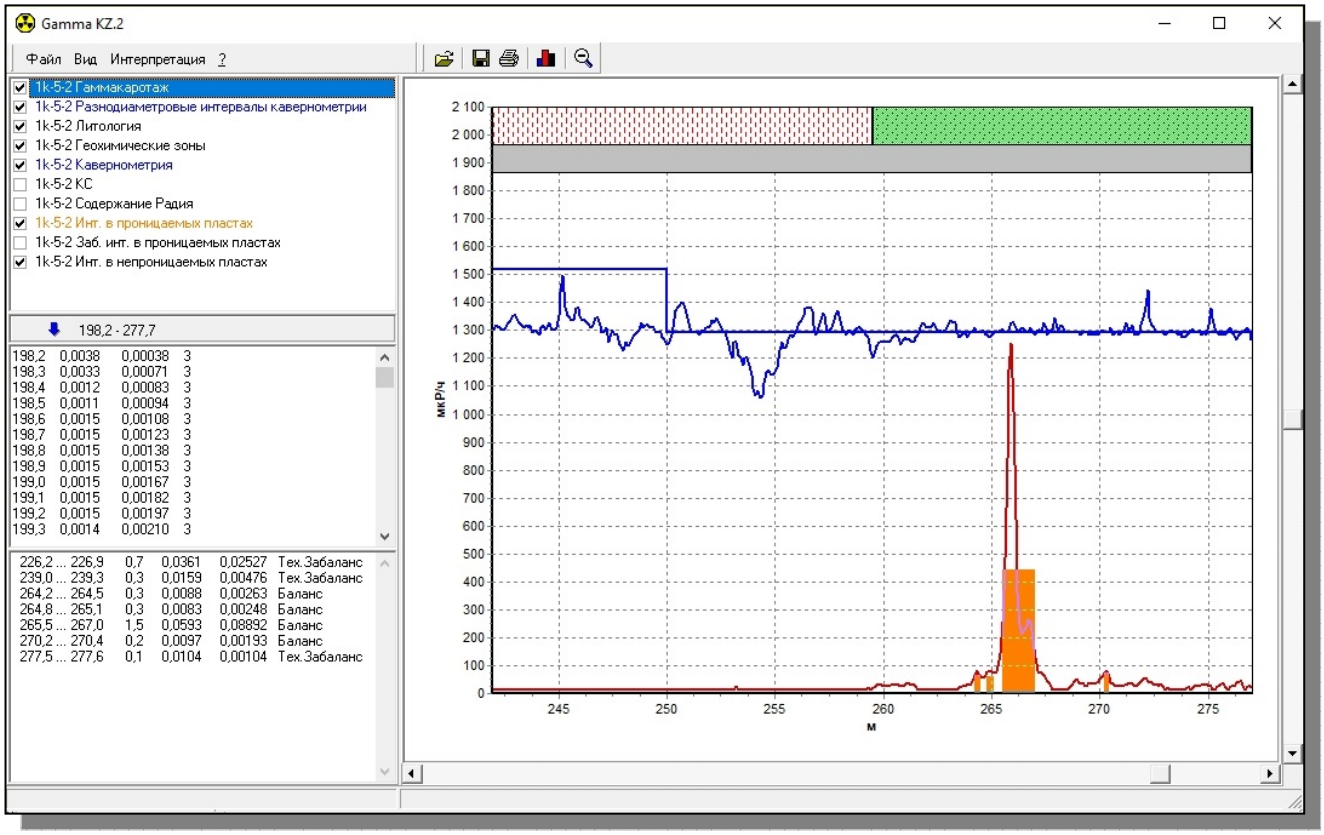

Рисунок 3.7. Главное окно программы интерпретации гамма-каротажа «Gamma»

Управление свойствами отображаемых диаграмм: цветом, толщиной линии, исходным масштабом значений, а так же включение/отключение визуализации данных и их удаление, осуществляется при помощи списка графической информации.

При открытии данных гамма-каротажа программа автоматически осуществляет поиск в том же каталоге файла данных кавернометрии и файла результатов литологической интерпретации данных электрокаротажа. Если приложению удается найти и прочитать такие файлы и в них обнаруживается информация по скважине с номером соответствующим номеру скважины ГК, то автоматически осуществляется открытие данных кавернометрии и литологической колонки, а так же создается единая на всем интервале записи кавернометрии зона равного диаметра со значением диаметра, получаемым осреднением данных кавернометрии. Если же не удается обнаружить или открыть требуемые файлы или в них отсутствует информация по скважине с текущим

номером, то на всем интервале записи ГК создается зона равного диаметра со значением равным номинальному диаметру бурения, считываемому из файла ГК, и литологический интервал представленный проницаемыми породами. Пользователь может добавлять, удалять и редактировать зоны равного диаметра и литологические интервалы.

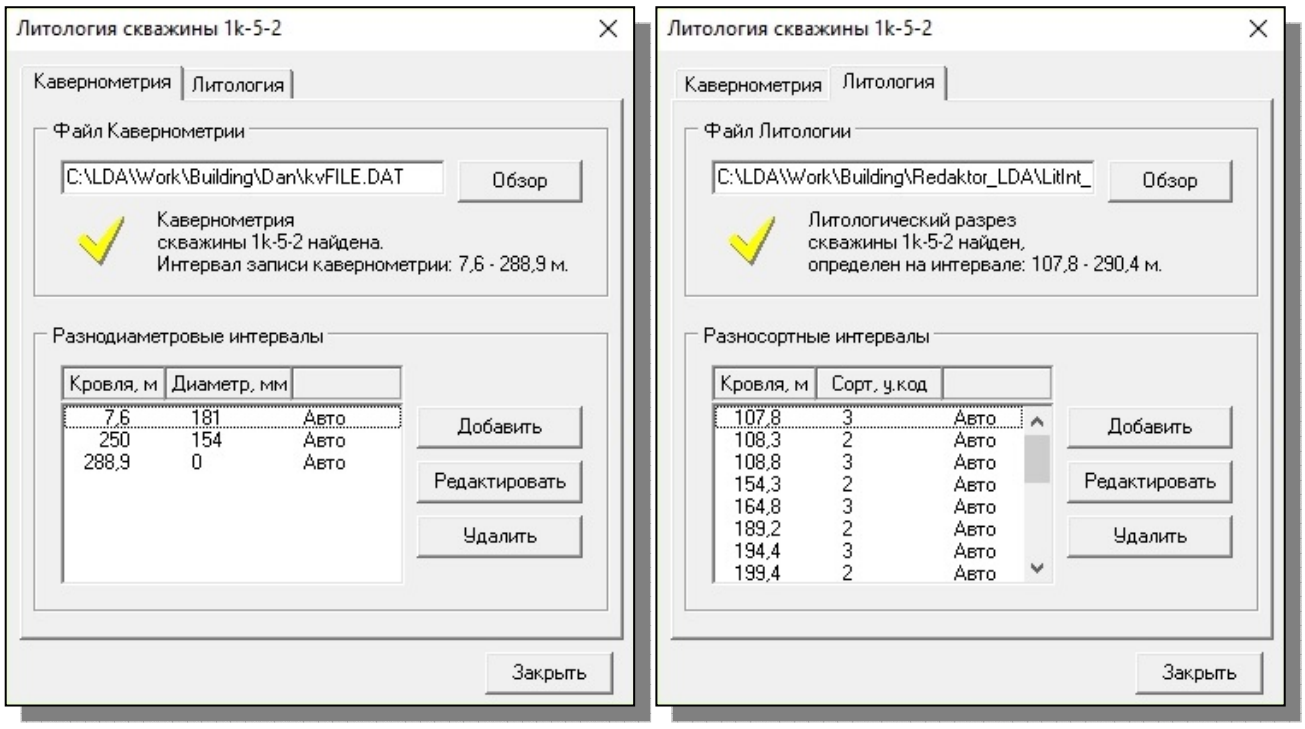

Рисунок 3.8. Окно ввода зон равного диаметра и литологической колонки

Данные кавернометрии и зоны равного диаметра используются для ввода поправок за поглощение гамма-излучения буровым раствором и для выбора коэффициентов B_k. Поправки на поглощение гамма-излучения, при наличии данных кавернометрии, рассчитываются в каждой точке глубины в зависимости от диаметра скважины для повышения точности расчетов.

Выбор коэффициентов B_k осуществляется для средних значений зон равного диаметра, так как смена коэффициентов цифрового фильтра скачком приводит к изменению площади под кривой гамма-каротажа в точках пересечения фильтров с разными коэффициентами. Поэтому границы смены зон равного

диаметра должны устанавливаться оператором аккуратно и мотивированно. Чем меньше границ смены зон равного диаметра, тем меньше погрешности вычислений, вызванные изменением значений коэффициентов цифрового фильтра. По возможности необходимо воздерживаться от установки границ зон равного диаметра в интервалах интенсивного оруденения.

Литологическая колонка, полученная в результате интерпретации данных электрокаротажа или введенная вручную пользователем, используется в упрощенном виде – в виде разбиения разреза на проницаемые и непроницаемые породы. Разделение разреза по проницаемости используется для решения двух задач. Во-первых, для разделения рудных интервалов на балансовые (находящиеся в проницаемых породах и пригодные для извлечения подземным выщелачиванием) и технологически забалансовые (находящиеся в непроницаемых породах, извлечение которых подземным выщелачиванием технологически невозможно). Во-вторых, для корректного ввода поправочных коэффициентов (влажность и плотность пород, поправка на отжатие радона), зачастую существенно отличающихся для проницаемых и непроницаемых пород.

Кроме границ зон равного диаметра и литологической колонки, пользователь имеет возможность задать границы геохимических зон разреза скважины (см. рисунки 3.9, 3.10). По умолчанию весь разрез скважины считается представленным восстановленными породами, что соответствует мешковой зоне рудной залежи. Пользователь может добавлять интервалы окисленных пород, основываясь на форме гамма-аномалий, литологическом разрезе скважины и дополнительной геологической информации.

Геохимическая зональность разреза используется при интерпретации в двух направлениях. Во-первых, для выбора зависимости бортового содержания радия от среднего содержания радия в рудном интервале. Зависимости бортового от среднего строятся раздельно для восстановленных и окисленных пород, соответственно для каждой из границ рудного интервала выбирается своя зависимость соответствующая геохимической зоне, в которую попадает граница интервала.

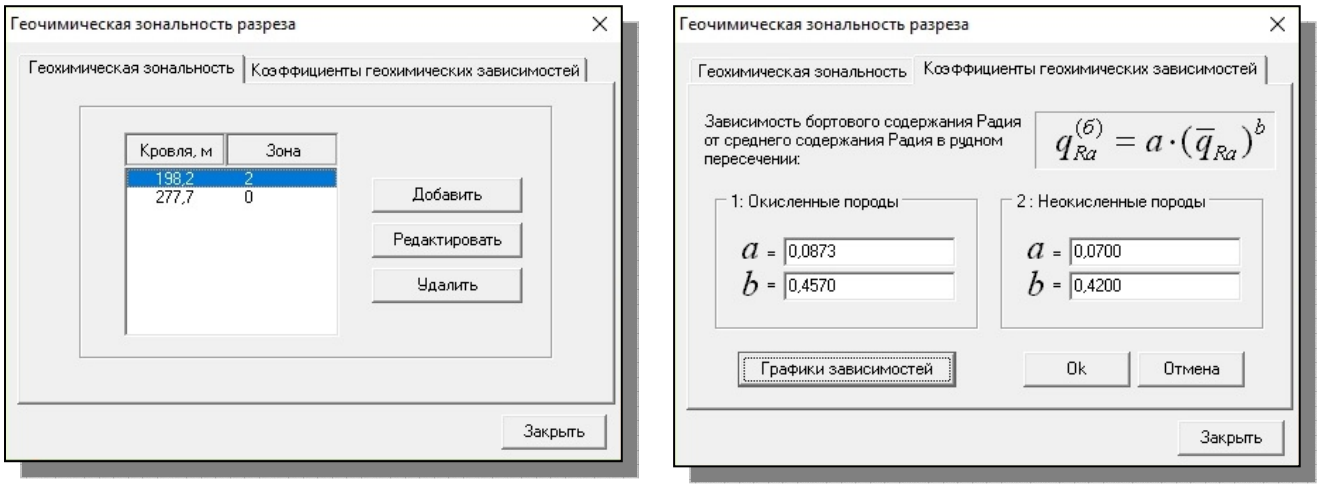

Рисунок 3.9. Окно ввода геохимической зональности и коэффициентов зависимостей бортового содержания радия от среднего

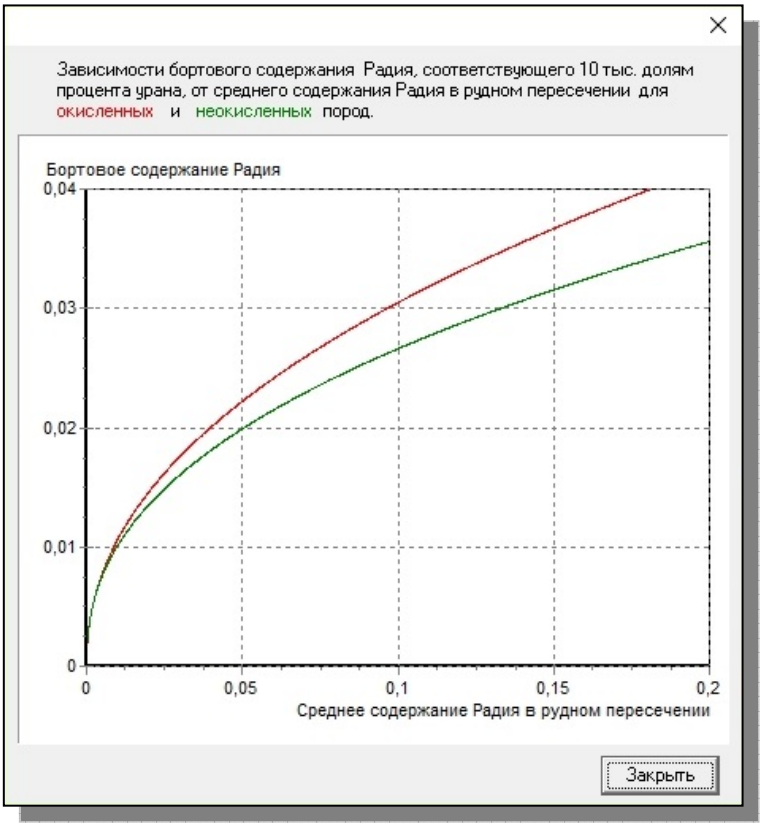

Рисунок 3.10. Окно графического представления зависимостей бортового содержания радия от среднего для восстановленных и окисленных пород

Во-вторых, по расположению границ рудных интервалов в геохимических зонах определяется принадлежность рудных интервалов к морфологическим элементам рудной залежи. Интервалы, обе границы которых попадают в зону восстановленных пород, относятся к мешковой части рудной залежи. Интервалы, кровля которых попадает в зону восстановленных пород, а подошва в зону окисленных пород, относятся к верхнему крылу. К нижнему крылу относятся интервалы, кровля которых попадает в зону окисленных, а подошва в зону восстановленных пород. Интервалы, обе границы которых находятся в зоне окисленных пород, относятся к останцовой части залежи. Для интервалов имеющих разную морфологическую принадлежность при интерпретации автоматически выбираются различные значения коэффициента радиоактивного равновесия.

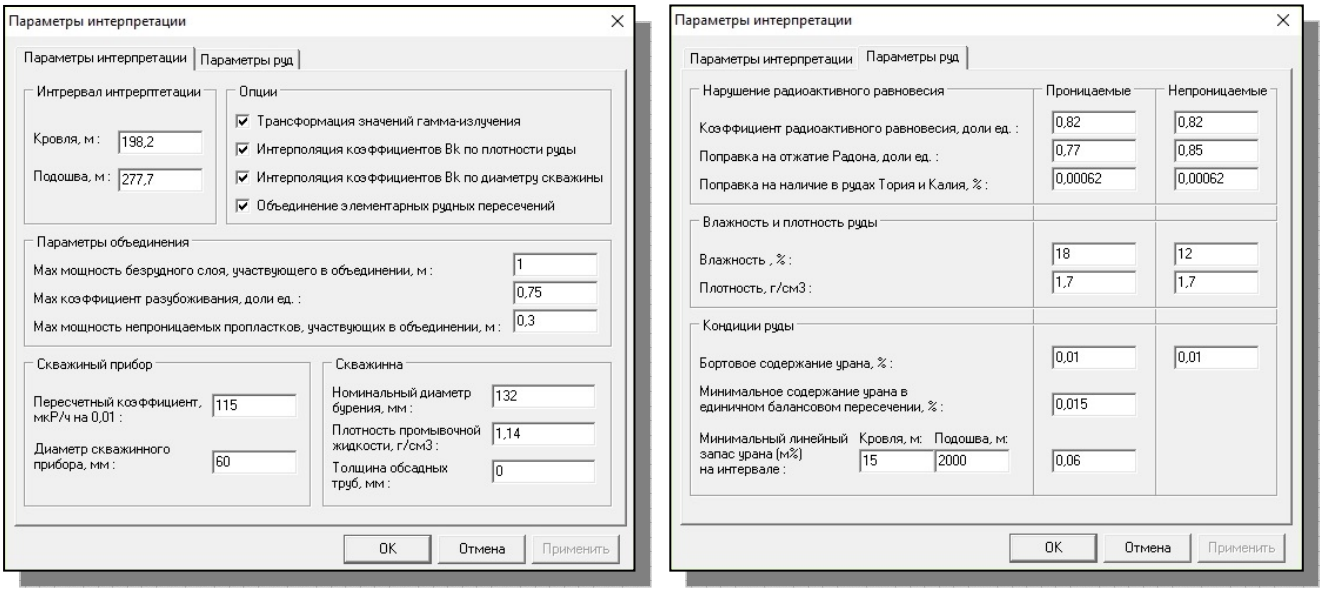

Рисунок 3.11. Окно параметров интерпретации

Коэффициенты радиоактивного равновесия, поправочные коэффициенты и параметры вместе с настройками алгоритма интерпретации доступны в окне параметров интерпретации (см. рисунок 3.11). Часть полей этого окна заполняется автоматически при чтении файла данных гамма-каротажа. Остальные поля заполняются оператором при настройке приложения для работы в условиях

конкретной залежи конкретного месторождения. Значения заполненных полей сохраняются в памяти компьютера и воспроизводятся при последующих запусках приложения.

После открытия данных гамма-каротажа, автоматического или ручного заполнения литологической колонки, установки границ зон равного диаметра и геохимических границ разреза скважины, оператор запускает процесс автоматической интерпретации. В процессе интерпретации полностью в автоматическом режиме осуществляются вычисления по описанному выше алгоритму (см. пункт 3.2). Производится расчет содержания радия вдоль ствола скважины по формуле 3.3, определение границ элементарных рудных пересечений с использованием геохимической зональности и зависимостей бортового содержания радия от среднего, морфологическое объединение элементарных рудных пересечений, сортировка рудных интервалов на балансовые и технологически забалансовые, согласно литологической колонке скважины, расчет средних содержаний урана в выделенных интервалах и подсчет суммарного линейного запаса урана вдоль ствола скважины.

Полученные в результате интерпретации рудные интервалы отображаются на планшете главного окна программы в виде прямоугольников, ширина которых соответствует мощности рудных интервалов, а высота – среднему содержанию в них урана. Интервалы разных сортов руды отображаются разным цветом. Обычно балансовые интервалы – красным, а технологически забалансовые – черным.

Пользователь не имеет возможности редактировать результаты интерпретации, кроме как изменением параметров интерпретации. Более того, при сохранении и печати результатов интерпретации вместе с таблицей рудных интервалов (таблицей линейных запасов урана) сохраняются и распечатываются значения параметров и поправочных коэффициентов, использованных при интерпретации.

Приложение способно осуществлять масштабную графическую печать входных каротажных диаграмм, вспомогательной информации и результатов интерпретации. Управление содержанием графического документа и масштабами

осей значения, представленной в нем информации, осуществляется посредством списка графической информации главного окна программы. На печать выводятся графические элементы, отображенные на планшете главного окна, с масштабом по оси значений, соответствующим масштабу на планшете, а так же с теми же свойствами (цвет, толщина линии).

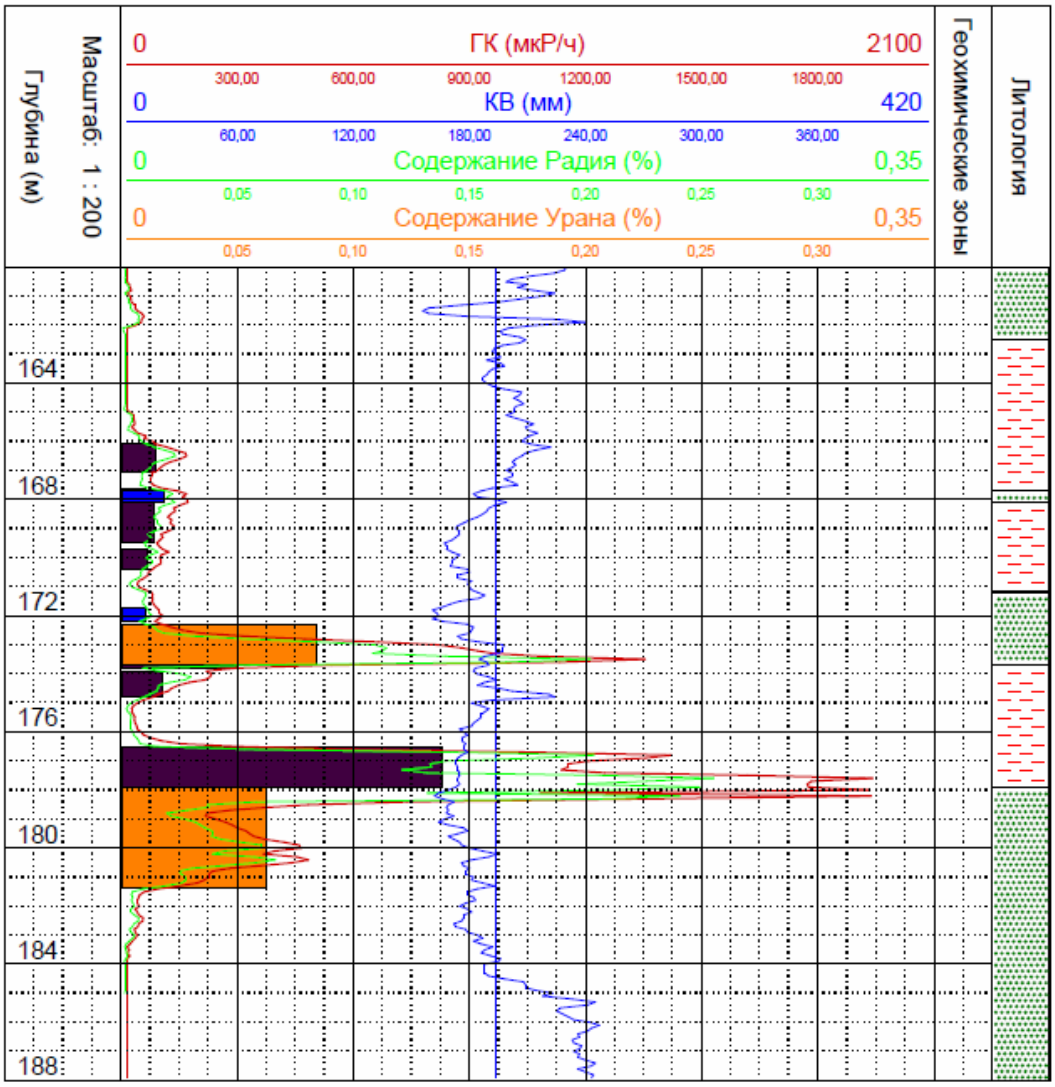

Рисунок. 3.12. Пример графического представления результата интерпретации данных гамма-каротажа

Количественная интерпретация
данных гамма-каротажа по скважине 1k-3-3..

Линейные запасы Урана по скважине

Сорт руды	Интервал Кровля . . . Подошва, м	Мощность, м	Ср.содержание, %	Метропроцент, м*%	Продуктивность кг/м2
Баланс	172,3.....173,7	1,4	0,084	0,1183	
	177,9.....181,4	3,5	0,063	0,2195	
	Итого	**4,9**	**0,069**	**0,3378**	**5,40**
Забаланс	167,7.....168,1	0,4	0,019	0,0075	
	171,7.....172,2	0,5	0,011	0,0053	
	Итого	**0,9**	**0,014**	**0,0128**	**0,21**
Баланс + Забаланс		**5,8**	**0,060**	**0,3506**	**5,61**
Тех. Забаланс	166,1.....167,1	1	0,015	0,0147	
	167,6.....167,7	0,1	0,011	0,0011	
	168,1.....169,5	1,4	0,014	0,0200	
	169,7.....170,4	0,7	0,012	0,0082	
	173,7.....173,8	0,1	0,050	0,0050	
	173,9.....174,8	0,9	0,018	0,0164	
	176,5.....177,9	1,4	0,139	0,1942	
	Итого	**5,6**	**0,046**	**0,2596**	**5,19**
Суммарно по скважине		**11,4**	**0,054**	**0,6102**	**10,80**

Параметры интерпретации:

Интерпретация проведена в интервале глубин: 89,2 - 283,7 м.
Значения интенсивности гамма-излучения не трансформированы.
Объединение элементарных рудных пересечений произведенно.
Пересчетный коэффициент скважинного прибора: 115 мкР/ч на 0,01% равновесного урана.
Диаметр скважинного прибора: 38 мм.
Номинальный диаметр бурения: 151 мм.
Плотность промывочной жидкости: 1,10 г/см3.
Толщина обсадных труб: 0,00 мм.

Параметры руды:

Коэффициент радиоактивного равновесия:
проницаемых: 1,10 доли ед.
непроницаемых: 1,10 доли ед.
Поправка на отжатие радона:
проницаемых: 1,00 доли ед.
непроницаемых: 1,00 доли ед.
Поправка на на наличие в руде тория и калия:
проницаемых: 0,000 %.
непроницаемых: 0,000 %.

Влажность пород:
проницаемых: 12 %.
непроницаемых: 12 %.
Плотность пород:
проницаемых: 1,60 г/см3.
непроницаемых: 2,00 г/см3.

Разнодиаметровые интервалы и коэффициенты Bk для них:

Коэффициенты не интерполированы.

1 : Интервал: 89,2 - 283,7 м.
Средний диаметр на интервале: 194 мм.
Плотность руды средняя на интервале: 1,74 г/см3.
Коэффициенты Bk: 4,4263, -1,7902, 0,1503, -0,0816, 0,0296, -0,0243, 0,0147, -0,0115.
Отличие суммы Bk от единицы: 0,0003.

Кондиционные показатели:

Бортовое содержание Урана:
проницаемых: 0,010 %.
непроницаемых: 0,010 %.

Минимальное содержание Урана в единичном балансовом пересечении: 0,015 %.

Минимальный промышленный запас балансовых руд: 0,0001 %,
на интервале: 150 - 2000 м.

Коэффициенты зависимости Бортового содержания радия от Среднего содержания Радия:

Окисленные породы:
коэффициент a: 0,08730,
коэффициент b: 0,45700.

Неокисленные породы:
коэффициент a: 0,07000,
коэффициент b: 0,42000.

Геохимическая зональность:

1 : 89,2 - 283,7 м. : Окисленные породы

Параметры объединения рудных интервалов:

Max мощность безрудного слоя, участвующего в объединении : 3,0 м.
Max коэффициент разубоживания : 0,75 доли ед.
Max мощность непроницаемых пропластков, участвующих в объединении : 1,8 м.

Рисунок. 3.13. Пример печатного документа результатов интерпретации данных гамма-каротажа

3.4 Результаты экспериментального опробования алгоритма морфологического объединения рудных интервалов

Сравнение результатов интерпретации данных гамма-каротажа характерных скважин на разных инфильтрационных месторождениях урана, полученных с использованием морфологического объединения и без него, показало эффективность применения предлагаемого алгоритма.

При корректном определении морфологических и геотехнологических параметров объединения расчетные стволовые запасы урана в интервале рудного горизонта увеличиваются в среднем на 10 – 15 %, что приводит к уменьшению занижения “извлекаемых” запасов до 5 – 10 %. Такой результат может считаться вполне удовлетворительным при семипроцентной погрешности измерений и в среднем пятипроцентной погрешности определения поправочных коэффициентов.

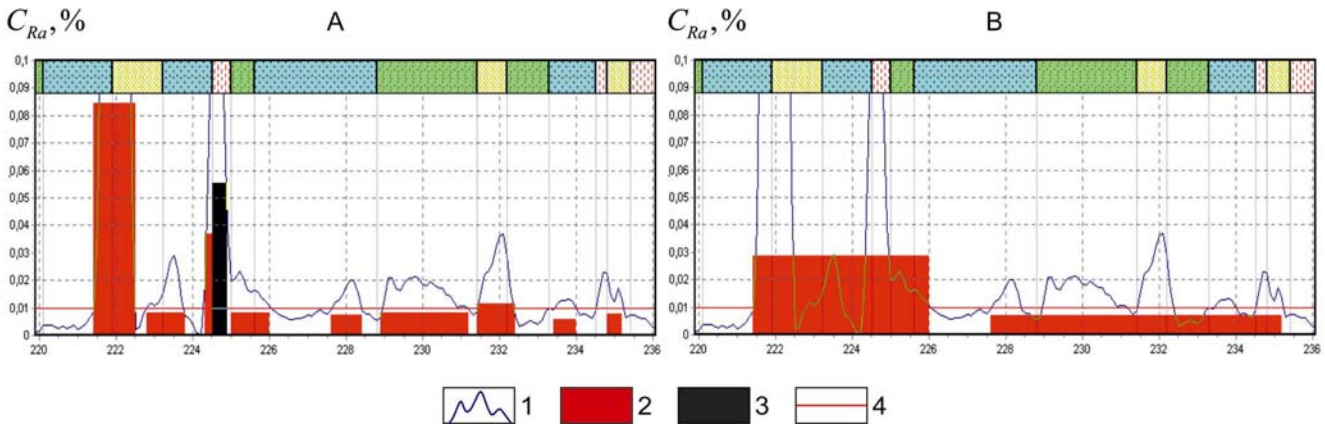

Рисунок 3.14. Пример определения границ рудных интервалов: А – без использования процедуры морфологического объединения; В – с использованием морфологического объединения балансовых рудных интервалов. 1 – кривая содержания радия; 2 – балансовые рудные пересечения; 3 – технологически забалансовые рудные пересечения в непроницаемых породах; 4 – бортовое содержание радия.

Кроме того, благодаря процедуре объединения существенно упрощается морфология балансовых рудных пересечений, что позволяет более точно и оперативно решать задачи подсчета объемных запасов урана и определения системы вскрытия рудного горизонта – выбора интервала установки скважинного фильтра.

Выводы по главе 3

1. В результате анализа инструктивной методики автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа, выявлена необходимость проведения дополнительных вычислительных процедур, направленных на формирование по морфологическим и геотехнологическим параметрам объединенных рудных интервалов, с целью повышения точности определения «извлекаемых» запасов урана на инфильтрационных месторождениях.

2. Предложены методические дополнения к методике автоматизированной интерпретации, для формирования по морфологическим и геотехнологическим параметрам, объединенных рудных интервалов.

3. Разработан алгоритм автоматизированного морфологического объединения элементарных рудных пересечений.

4. Методика и алгоритм морфологического объединения рудных интервалов опробована на данных гамма-каротажа ряда характерных скважин различных инфильтрационных месторождений урана. Полученные экспериментальные оценки показывают удовлетворительные результаты – значимое уменьшение занижения «извлекаемых» запасов.

Глава 4 Развитие аппаратурного и программно-методического комплекса для проведения, регистрации и интерпретации геофизических исследований скважин инфильтрационных месторождений урана

4.1 Скважинные приборы

При непосредственном участии автора, в последние годы, разработана целая линейка современных скважинных приборов для нужд урановой геофизики. Это скважинные радиометры для проведения гамма-каротажа, электрозонды для проведения электрокаротажей КС и ПС, токового каротажа и каротажа КС в обсадке, комплексный прибор для одновременного проведения каротажей ГК, КС и ПС, скважинный термометр, скважинный резистивиметр, прибор индукционного каротажа.

Все приборы выполнены по модульной схеме на современной элементной базе с применением микроконтроллеров. Это позволило поднять на качественно новый уровень надежность скважинной аппаратуры и её ремонтопригодность. Так, например, все разработанные приборы оснащены одинаковой взаимозаменяемой платой питания, что позволяет в случае выхода её из строя осуществлять ремонт прибора быстрой заменой платы из общего набора ЗИП. Так же применение микроконтроллеров позволило существенно повысить стабильность метрологических характеристик скважинных приборов и обеспечить простоту их внутренней настройки.

Скважинные радиометры Разработаны два скважинных радиометра: СПР-38МК и СПР-48МК, базирующиеся на одной радиоэлектронной платформе, и отличающиеся размерами используемых детекторов гамма-излучения и, соответственно, диаметрами корпусов. В блоке детектора радиометра СПР-38МК используется вибростойкий сцинтилляционный детектор на основе монокристалла йодистого натрия, активированного таллием, NaJ(Tl) СДН.17 размером 18х40 мм с фотоэлектронным умножителем Hamamatsu R1166. Блок детектора прибора СПР-48МК состоит из вибростойкиого монокристалла

йодистого натрия, активированного таллием, NaJ(Tl) СДН.17 размером 30х70 мм с фотоэлектронным умножителем Hamamatsu R6094. Большие размеры кристалла позволяют поднять разрешающую способность прибора при работе на бедных рудах с интенсивностью излучения менее 5 000 мкР/ч, но при интенсивностях излучения превышающих 10 000 мкР/ч, возникает процесс «насыщения» монокристалла, что приводит к просчету гамма-квантов и занижению реальной интенсивности гамма-излучения. Меньший по объему примерно в четыре раза кристалл прибора СПР-38 обеспечивает стабильную работу радиометра на интенсивностях до 20 000 мкР/ч, но обладает значительно более низкой разрешающей способностью при малых интенсивностях гамма-излучения. Наличие двух типов радиометров с разными размерами монокристаллов является обязательным при проведении работ на месторождениях урана, отрабатываемых методом ПВ. При проведении количественного гамма-каротажа на рядовых рудах (с содержанием урана от 0,01 % до 0,8 %) необходимо использовать приборы с монокристаллами большого объема для повышения точности измерений в области низких значений интенсивности гамма-излучения. А при обнаружении интервалов с «ураганным» содержанием урана (более 0,8 %) следует использовать радиометры с малым объемом монокристалла для более точной регистрации высоких значений интенсивности гамма-излучения.

Рисунок 4.1. Скважинный радиометр СПР-48

Конструктивно радиометры состоят из металлического кожуха и зондовой головки, выполненных из нержавеющей стали, и алюминиевого шасси прибора, закрепленного на зондовой головке внутри кожуха. На шасси расположены блок

детектора гамма-излучения со съемным свинцовым экраном и платы электронных схем прибора (плата питания и интерфейса, плата гамма-канала).

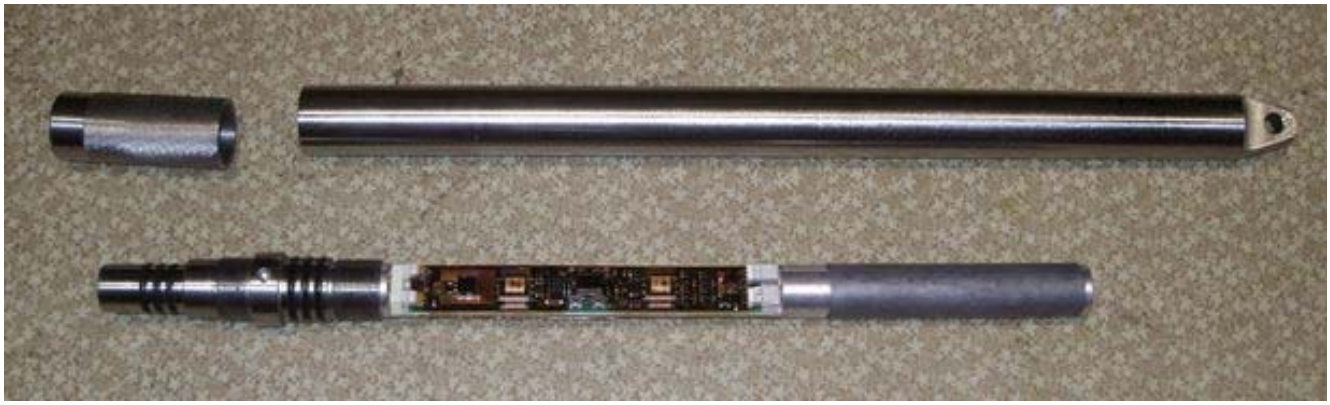

Рисунок 4.2. Скважинный радиометр СПР-38 в разобранном виде

Принцип работы радиометров СПР-38МК и СПР-48МК состоит в следующем:

- гамма-кванты, попадая в кристалл-сцинтиллятор блока детектора, вызывают в кристалле вспышки света, которые инициируют электрические импульсы на выходе фотоэлектронного умножителя, амплитуда которых пропорциональна энергии гамма-квантов;

- импульсы с выхода фотоэлектронного умножителя поступают на плату гамма-канала, где производится их усиление по амплитуде прецизионным предварительным усилителем и передача на вход управляющего микроконтроллера;

- микроконтроллер платы гамма-канала осуществляет дискриминацию входных импульсов по амплитуде в соответствии с заданным порогом, формирует и передает соответствующие выходные импульсы на плату питания и интерфейса;

- микроконтроллер платы гамма-канала функционирует под управлением микропрограммного модуля, записанного в ПЗУ контроллера при настройке платы, и обеспечивает управление высоковольтным преобразователем платы, который формирует заданное значение стабилизированного высокого напряжения (от 600 В до 1000 В) блока детектора;

- микроконтроллер платы питания и интерфейса так же функционирует под управлением микропрограммного модуля, записанного в ПЗУ контроллера при настройке платы, и обеспечивает прием импульсов от платы гамма-канала, преобразование их в последовательность парафазных (чередующихся по знаку полярности) импульсов и передачу полученной последовательности импульсов через драйвер линии связи на наземный регистратор по цепи питания радиометра;

- плата питания и интерфейса преобразует питающее напряжение, поступающее по каротажному кабелю, в необходимые для работы всех компонентов электронных схем номинальные значения. При этом питание платы осуществляется постоянным или переменным (частотой 12,5 Гц) стабилизированным током.

Применение микроконтроллера позволило на качественно новом уровне решить задачу стабилизации высокого напряжения питания ФЭУ, значительно упростить процедуры установки значения высокого напряжения ФЭУ и настройки энергетического порога регистрации.

Скважинные электрозонды – При участии автора разработана революционная конструкция электрозонда СПЭК. Корпусные части прибора представляют собой толстостенные трубы из блочного полиамида («капролона»), являющегося хорошим диэлектриком. Части корпуса прибора стыкуются между собой на резьбовых соединениях через закладные детали, выполненные из нержавеющей стали. Между деталями корпуса зажимаются кольцевые свинцовые электроды, каждый из которых соединен с соответствующей закладной, которая в свою очередь связанна проводом с соответствующим контактом зондовой головки скважинного прибора.

Рисунок 4.3. Скважинный прибор электрокаротажа СПЭК-48

Герметичность соединений обеспечивается использованием резиновых уплотнительных колец установленных на соединительных закладных. Такая конструкция электрозонда позволяет кардинально решить проблему электрических утечек между электродами и собирать из типовых деталей зонды разных размеров и конфигураций.

Рисунок 4.4. Скважинные приборы СПЭК-38 разных конфигураций

Семейство электрозондов СПЭК состоит из приборов диаметром 38 мм и 48 мм с различным расположением электродов – формулой зонда: М1,0А0,1В; М0,5А0,1В; В0,1А1,0М; В0,05А0,5М; М0,1А0,1В и т.д. Кроме того, конструкция приборов СПЭК обладает выдающейся ремонтопригодностью – зонд легко разбирается для устранения порывов в электродных электрических линиях и сохраняет высокое межэлектродное сопротивление после обратной сборки.

Комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротажа. При участии автора, разработаны оригинальные комплексные скважинные приборы гамма-электрокаротажа КСП-38МКС и КСП-48МКС на базе радиометров СПР и электрозондов СПЭК.

Рисунок 4.5. Комплексный скважинный прибор КСП-48МКС

Комплексный скважинный прибор КСП представляет собой составной скважинный прибор – скважинный электрозонд СПЭК с подключенным к нему радиометром СПР. Для этого в нижнюю часть корпуса прибора СПЭК вмонтирован соединитель, аналогичный кабельному наконечнику НК-36, который позволяет либо установить замыкающую заглушку при автономном использовании прибора для проведения электрокаротажей КС, ПС или токового каротажа, либо подключить скважинный радиометр для работы в режиме КСП. Электропитание комплексных приборов осуществляется стабилизированным переменным током частотой 12,5 Гц, который является и током «А-В» каротажа КС. При этом питание гамма-канала осуществляется за счет отбора электрической мощности из питающей скважинный прибор цепи. Кроме того, микропрограммное обеспечение радиометров, используемых в составе комплексных приборов, доработано с целью формирования выходного сигнала гамма-канала в виде последовательности парафазных, т.е. чередующихся по знаку полярности, импульсов для исключения возможной наводки на сигнал ПС при регистрации высоких значений интенсивности гамма-излучения.

Прибор индукционного каротажа. При участии автора разработан современный прибор индукционного каротажа ПИК-50МК, предназначенный для измерения кажущейся удельной проводимости окружающих скважину пород при проведении геофизических исследований скважин.

Рисунок 4.6. Скважинный прибор индукционного каротажа ПИК-50МК

Конструктивно прибор индукционного каротажа состоит из зондовой головки, диэлектрического защитного кожуха и шасси с электронной схемой прибора и зондовой частью, находящимися под защитным кожухом. Зондовая

головка прибора обеспечивает подключение прибора к каротажному кабелю через стандартный трехконтактный кабельный наконечник типа НК-36. В связи с тем, что прибор предназначен для эксплуатации в агрессивных средах, зондовая головка изготовлена из коррозионностойкой стали. Диэлектрический защитный кожух изготовлен из стойкого к воздействию агрессивных сред блочного полиамида. Зондовая часть прибора изготовлена из текстолитового стержня, к верхней части которого с помощью резьбового соединения крепится шасси для установки плат электронных схем. Шасси плат электронных схем изготовлено из алюминия и, вместе с зондовой частью, крепится к зондовой головке. Защитный кожух также крепится к зондовой головке с помощью резьбового соединения. Герметизация внутренней части прибора обеспечивается с помощью кольцевых уплотнителей из кислотостойкой резины, устанавливаемых в кольцевых проточках внутренней (приборной) части зондовой головки.

Зондовая часть прибора содержит генераторную, приемную и компенсационную катушки. Генераторная катушка расположена в верхней части зонда и состоит из 10-ти секций. Приемная катушка расположена в нижней части зонда и состоит из 6-ти секций. Для повышения помехозащищенности приемная катушка закрывается экраном, изготовленным по технологии гибких печатных плат. Расстояние между центрами генераторной и приемной катушками (длина зонда) равно 50 см. Компенсационная катушка состоит из двух секций, является подвижной и фиксируется с помощью контргайки из блочного полиамида в процессе настройки прибора на расстоянии 25-35 см от центра генераторной катушки.

Рисунок 4.7. Зондовая часть прибора индукционного каротажа ПИК-50МК

Принцип работы прибора заключается в следующем: ток высокой частоты генератора (125 кГц), протекающий через генераторную и компенсационную катушки, создает первичное электромагнитное поле, которое компенсируется в приемной катушке за счет встречного включения генераторной и компенсационной катушек. В результате действия этого поля в окружающих скважину горных породах индуктируются вихревые токи, плотность которых определяется проводимостью среды и расстоянием от прибора. Вихревые токи в породах, направленные по окружности вокруг скважинного прибора, в свою очередь создают вторичное электромагнитное поле, которое наводит в приемной катушке прибора ЭДС. Сигнал с приемной катушки поступает на плату генератора и приемника, усиливается, детектируется и преобразуется в частоту импульсов. Последние передаются на плату питания и интерфейса, которая осуществляет формирование выходных импульсов и их передачу по цепи питания через каротажный кабель к регистратору.

Скважинный термометр. При участии автора разработан современный термометр КТ-38МК, основанный на использовании малогабаритного платинового термодатчика. Прибор имеет встроенные электронные схемы для питания термодатчика, измерения температуры, преобразования результатов в импульсный вид и передачи их наземному регистратору. Термометр КТ-38МК обеспечивает при малых габаритах высокую точность измерения температуры и значительно более низкую инерционность по сравнению с термометрами предыдущих поколений, построенными на основе термосопротивлений.

Рисунок 4.8. Термометр каротажный КТ-38МК

Резистивиметр. При участии автора разработан современный скважинный индукционный резистивиметр РИС-38МК. Конструктивно резистивиметр состоит из съёмного наконечника, несущего на себе измерительные электроды и шасси с электронной схемой прибора и корпуса с зондовой головкой. Электронная схема прибора содержит микроконтроллер, на котором выполнены генератор 8кГц и приёмник-измеритель, и измерительный контур, часть которого составляет жидкость, электрически связанная со схемой через пару контактных электродов, расположенных на наконечнике.

Принцип работы резистивиметра заключается в следующем: генератор индуцирует ЭДС в измерительный контур, при этом в последнем возникает ток, величина которого определяется только проводимостью жидкости. От этого тока на токоизмерительном шунте приёмника-измерителя наводится сигнал, который усиливается и преобразуется в частоту импульсов. Последние по кабелю передаются в каротажную станцию для измерения и регистрации удельной проводимости среды.

Рисунок 4.9. Резистивиметр каротажный РИС-38МК

4.2 Каротажный регистратор

При активном участии автора диссертации, разработан специализированный каротажные регистратор нового поколения «УГИ» – устройство геофизическое измерительное.

Рисунок 4.10. Устройство геофизическое измерительное «УГИ»

Функционально УГИ представляет собой эволюционное развитие линейки регистраторов БСК, построенное на современных промышленных электронных компонентах, оснащенное мощным источником питания и обладающее расширенным функционалом для проведения геофизических исследований скважин с использованием широкой номенклатуры существующих скважных приборов с аналоговыми и импульсными каналами передачи данных.

Архитектурно УГИ состоит из следующих основных частей:

- полнофункционального одноплатного промышленного компьютера;
- платы ввода-вывода аналоговых сигналов;
- платы ввода-вывода дискретных сигналов;
- коммутационной платы скважинных приборов;
- платы ввода сигналов от датчиков глубин и меток;
- программно-управляемого источника питания скважинной аппаратуры;

- вторичного источника питания.

Ядром АТ-совместимого промышленного компьютера является процессор STPC Consumer II – 300 МГц с памятью 64Mb. Компьютер оборудован широкой номенклатурой интерфейсов для подключения внешних устройств и коммуникации с прочими элементами системы. УГИ имеет полный набор сервисных функций и дополнительных устройств для промышленного применения (таймеры, «watch-dog», резервная линия питания, дистанционный сброс, энергонезависимая память и т.д.).

УГИ ориентировано на использование существующей номенклатуры скважных приборов (с аналоговыми и импульсными каналами передачи данных в комплекс регистрации). Значительная часть функций по приему и обработке аналоговых и импульсных сигналов перенесена с аппаратной реализации на программные методы обработки, что значительно расширяет функциональность комплекса регистрации, и возможности по его настройке под конкретные условия применения. В частности, вместо использования аппаратных полосовых фильтров, как на приборах серии БСК, для выделения полезного сигнала при проведении электрокаротажа скважин осуществляется цифровая фильтрация входного сигнала, что дает возможность проведения каротажа кажущихся сопротивлений на разных частотах тока питающих электродов зонда, существенно повышая помехозащищенность и точность измерения сигналов в конкретных геотехнологических условиях. Применение робастных фильтров входных сигналов позволило значительно повысить качество регистрации геофизических параметров при проведении различных видов исследований с использованием скважинных приборов с аналоговой передачей данных.

Использование стандартных промышленных микропроцессорных плат в архитектуре УГИ позволило обеспечить очень высокую надежность его работы при снижении эксплуатационных требований. Кроме того, появляется возможность в перспективе осуществлять прием данных от скважинных приборов с цифровой передачей данных.

Конструктивно УГИ выполнено как герметичное металлическое устройство размером 310*153*155мм с разъемами и клеммами для подключения оборудования каротажной станции (бортовой компьютер, выводы каротажного кабеля, электрода сравнения, датчики глубины и меток и др.). УГИ не имеет органов управления и индикации (кроме выключателя питания сети и индикатора «Работа»). Все операции по настройке, выбору режимов работы, коммутации рабочих схем, выполняются по командам от бортового компьютера.

УГИ является программно-управляемым устройством. После включения УГИ (подачи напряжения от сети) осуществляется автоматическая загрузка внутренней операционной системы и запуск штатной программы функционирования устройства. Время загрузки и запуска не превышает 30 секунд. После успешного запуска на лицевой панели устройства начинает мигать с частотой 1 Гц светодиод зеленого цвета «Работа» и устройство переходит в режим ожидания команд от внешнего бортового компьютера. Бортовой компьютер каротажной станции осуществляет обмен командами и данными с УГИ по последовательному интерфейсу RS-232C или по высокоскоростному Ethernet-каналу. Внутренний комплекс программ УГИ обеспечивает прием управляющих команд, их выполнение и передачу результатов бортовому компьютеру. Управляющие команды имеют следующую структуру:

$$KKhh...h < CR >, \tag{4.1}$$

где *KK* – мнемонический код команды (символы ASCCII), *hh...h* – передаваемое шестнадцатеричное значение параметра (если предусмотрено в данной команде), <*CR*> – код конца строки.

УГИ выполняет команду и выдает результаты выполнения в виде:

$$hh...hkk < * >, \tag{4.2}$$

где *hh...h* – шестнадцатеричное значение одного или нескольких параметров в зависимости от кода команды, *kk* – байт контрольной суммы (если предусмотрен данной командой), <*> – символ успешного выполнения команды и завершения передачи. Если при передаче команды или в процессе ее выполнения произошла ошибка, то УГИ выдает символ <?>.

Система команд УГИ сделана аналогичной системе команд регистратора БСК для возможности работы с существующим программным обеспечением проведения и регистрации данных каротажей и, не смотря на наличие новых функциональных возможностей и дополнительных команд, расширяющих потенциал регистратора, позволяет заменять регистраторы БСК на регистраторы УГИ без каких либо изменений в используемых скважинных приборах, методиках проведения исследований и программном обеспечении каротажных станций.

4.3 Созданное программное обеспечение проведения каротажа и регистрации его результатов.

Для реализации расширенного функционала устройства геофизического измерительного «УГИ», автором диссертации разработан программный комплекс для проведения каротажных исследований и регистрации их результатов с использованием регистратора УГИ. Программное обеспечение реализовано в среде программирования Borland Delphi, работает под управлением системы Microsoft Windows и позволяет проводить весь спектр каротажных исследований различными типами скважинных приборов.

Комплекс состоит из двух основных программных модулей: собственно программы проведения и регистрации результатов каротажа “CobraWin” и программы просмотра, редактирования и масштабной печати каротажных диаграмм “CobraEd”.

Построение пользовательского интерфейса программного комплекса на базе стандартных визуальных компонентов ОС Windows позволило не только поднять на новый уровень эффективность контроля оператора за процессом проведения геофизических исследований, но и существенно расширить функционал каротажного комплекса с одновременным повышением автоматизации процессов и точности измерений.

Так, стало возможным использование стандартных USB-портов для коммуникации компьютера и каротажного регистратора.

Реализована работа с современными датчиками глубины (высокоточными энкодерами угла поворота) и, как следствие, возможность регистрации данных при переменном направлении движения прибора по глубине без разрыва каротажных процессов. Так же, работа с энкодерами позволяет повысить точность привязки к глубине в части определения точки начала записи каротажа. Кроме того, усовершенствован механизм корректировки глубины по десятиметровым меткам кабеля, что так же позволило повысить точность привязки каротажных данных к глубине.

Пользовательский интерфейс программного комплекса позволяет описывать под конкретный метод каротажного исследования любое количество скважинных приборов, задавая разнообразные параметры их питания, обработки сигналов и сценариев проведения исследований. Вкупе с расширенными возможностями разработанного регистратора УГИ, в части возможностей настройки параметров мощного источника питания и параметров обработки выходных сигналов скважинных приборов, это позволяет проводить каротажные исследования с использованием практически любых скважинных приборов, используемых на сегодняшний день в урановой геофизике.

Программный комплекс поведения и регистрации каротажных исследований включает набор процедур, позволяющих осуществлять все необходимые действия по настройке и градуировке скважинных приборов, большая часть этих процедур автоматизирована.

Программный комплекс имеет развитый функционал в части сохранения в виде файлов различных форматов, как результатов геофизических исследований, так и параметров и протоколов проведения каротажа. Так же комплекс оснащен средствами оперативного просмотра геофизических данных, их предварительной обработки и печати в виде масштабных каротажных диаграмм.

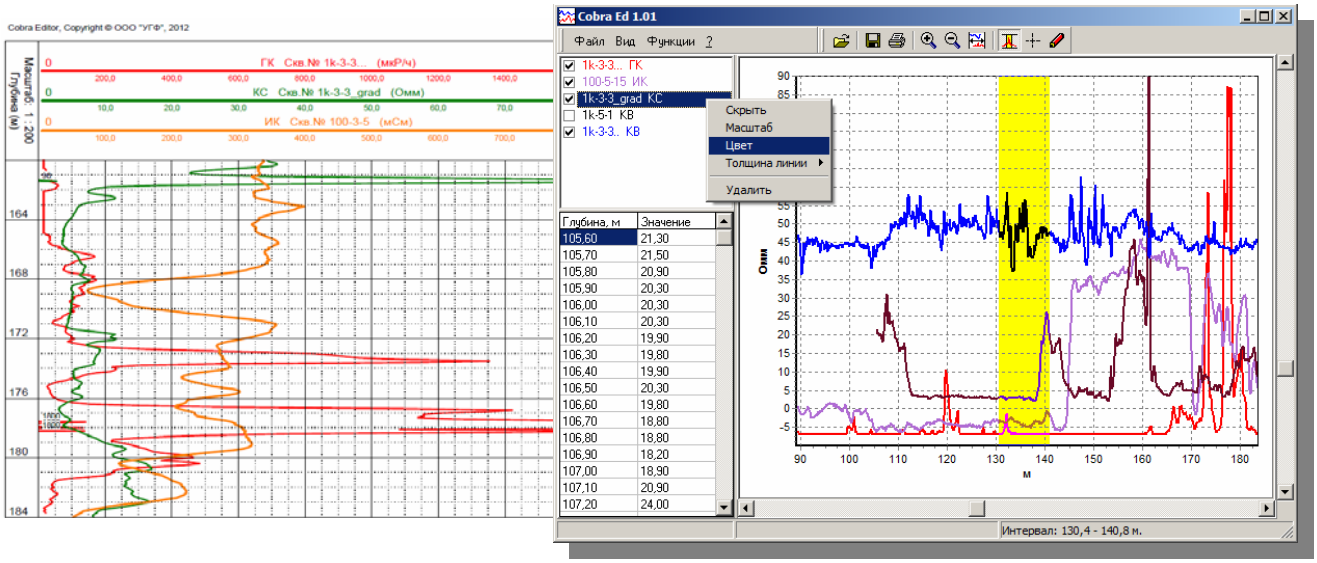

Рисунок 4.11. Редактор результатов ГИС, пример печатной каротажной диаграммы

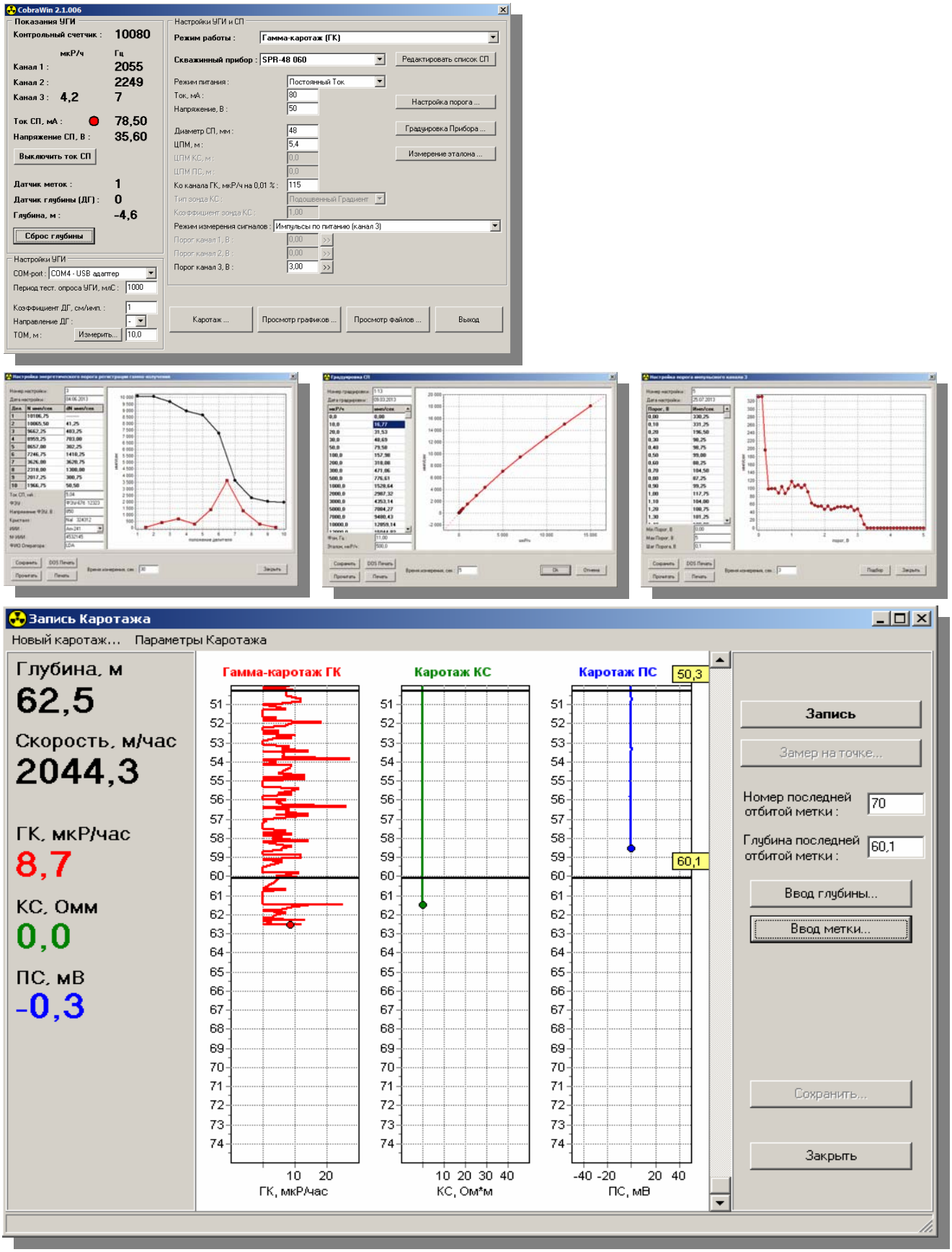

Рисунок 4.12. Основные окна программы регистрации – окно настройки и тестирования аппаратуры, окно настройки энергетического порога радиометра, окно градуировки, окно настройки порога импульсного канала, окно каротажа

4.4 Созданное программное обеспечение интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Автором диссертации разработан программный комплекс для проведения автоматизированной интерпретации основных видов каротажных исследований на инфильтрационных месторождениях урана, требующих количественной интерпретации. Комплекс включает два программных приложения: программу автоматизированной интерпретации результатов электрокаротажа для литологического расчленения разреза продуктивного горизонта с определением коэффициентов фильтрации выделяемых слоёв; программу автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа для определения глубины границ, мощности рудных по урану интервалов, подсчета среднего содержания в них урана и подсчета стволовых запасов урана по скважине.

Программное обеспечение реализовано в среде программирования Borland Delphi, работает под управлением системы Microsoft Windows и позволяет проводить весь цикл интерпретационных процедур от предварительной обработки каротажных кривых до расчета целевых результатов, их сохранения в файлах различных форматов и печати в виде масштабных диаграмм.

Программное обеспечение автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа реализует, разработанную автором методику, использования данных разведки месторождения для построения корреляционной зависимости значений нормированного геофизического параметра и значений коэффициента фильтрации пород, настройки этой зависимости и её использования для автоматической интерпретации данных каротажей рядовых технологических скважин (см. главу 2).

Программное обеспечение автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа реализует инструктивный алгоритм интерпретации, дополненный вычислительными процедурами, реализующими разработанную автором методику морфологического объединения выделенных рудных интервалов (см. главу 3).

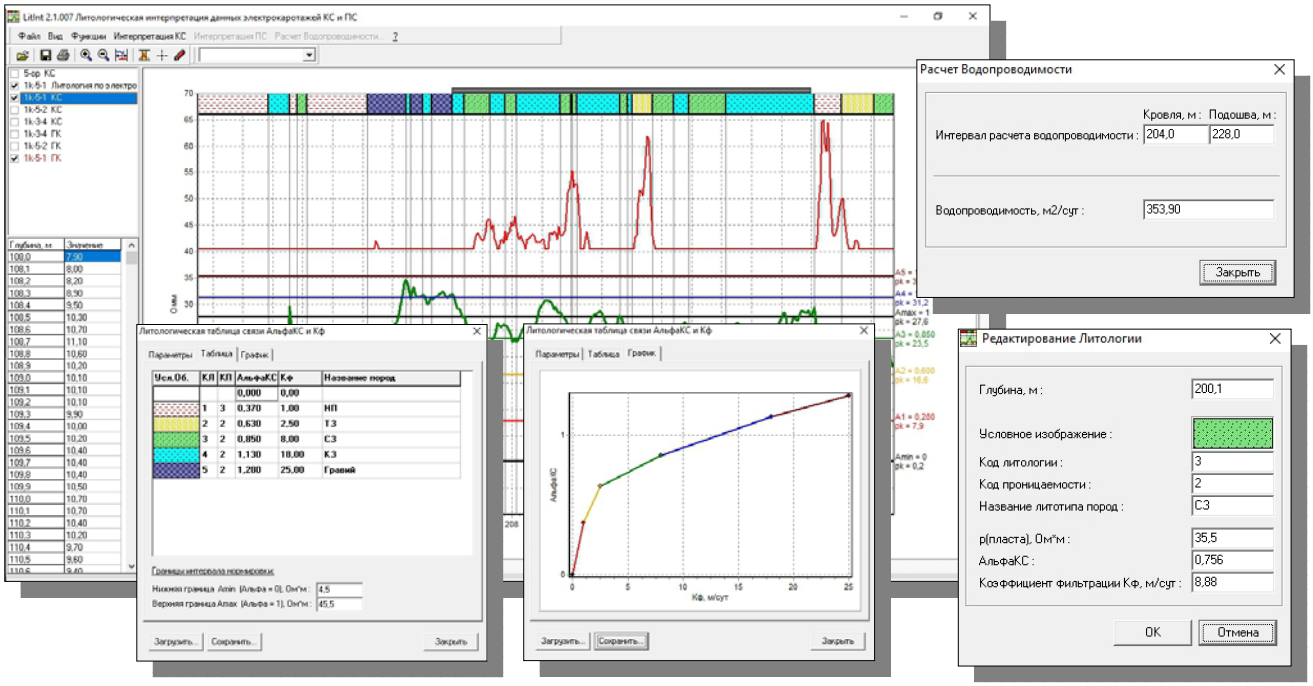

Рисунок 4.13. Программа автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа

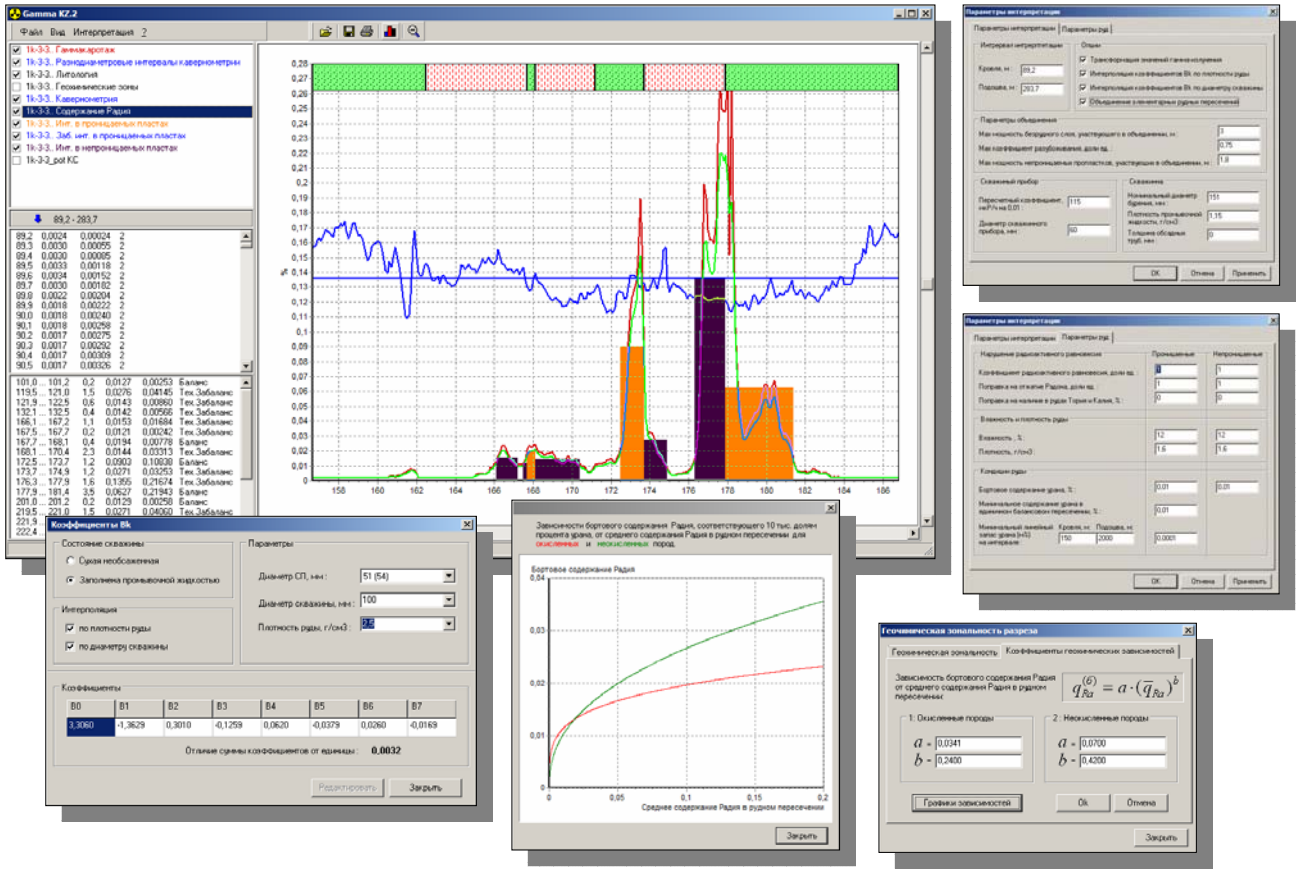

Рисунок 4.14 Программа автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа

Работу с комплексом программ интерпретации условно можно разделить на два этапа. Настройка программ под геотехнологические условия конкретной рудной залежи конкретного месторождения – ответственный этап работы с системой интерпретации, требующий внимания опытного квалифицированного специалиста.

Применение же комплекса программ с уже настроенными параметрами для интерпретации данных каротажа эксплуатационных скважин – процесс практически полностью автоматизированный, в штатном режиме не требующий больших затрат времени и внимания высококвалифицированных специалистов.

Выводы по четвертой главе

1. При участии автора разработана линейка современных усовершенствованных скважинных приборов для нужд урановой геофизики, отличающихся повышенной надежностью и ремонтопригодностью, стабильностью метрологических характеристик.

2. При участии автора, разработан современный усовершенствованный каротажный регистратор, отличающихся высокой надежностью, расширенным функционалом и повышенной точностью проведения каротажных исследований.

3. Автором разработан программный комплекс для проведения каротажных исследований и регистрации их результатов, обеспечивающий повышенную автоматизацию проводимых работ с одновременным расширением функциональных возможностей, повышением точности производимых измерений и облегчением функций управления и контроля над ходом геофизических исследований со стороны оператора.

4. На основе предложенных автором методики автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа и методических дополнений к инструктивной методике автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа разработан программно-методический комплекс, позволяющий осуществлять оперативную автоматизированную интерпретацию данных электро-

и гамма-каротажа с минимальным участием со стороны оператора и повышенной точностью определения количественных результатов интерпретации.

Глава 5 Опытно-методическое опробование предлагаемых защищаемых положений

В пятой главе приводится краткое описание опыта использования, разработанного при непосредственном участии автора диссертации, усовершенствованного аппаратурного и программно-методического комплекса и отдельных его элементов разведочными и добывающими предприятиями России, стран СНГ и дальнего зарубежья для решения задач геофизического сопровождения разведки и отработки месторождений урана инфильтрационного типа.

5.1 Опыт применения на территории Российской Федерации

Практически все геологоразведочные предприятия Российской Федерации, занимающиеся разведкой урановых месторождений и сопровождением добычи урана методом подземного выщелачивания используют, в основном на безальтернативной основе, в том или ином виде различные элементы разработанного при участии автора усовершенствованного аппаратурного и программно-методического комплекса.

Так Уральский филиал «Зеленогорскгеология» ФГУП «Урангеологоразведка» и АО «Русбурмаш» при проведении геофизических исследований в разведочных и технологических скважинах на месторождениях урана «Долматовское», «Хохловское» и «Добровольное», отрабатываемых ЗАО «Далур» в Курганской области, успешно эксплуатируют всю линейку разработанных скважинных приборов (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, приборы индукционного каротажа ПИК-50МК, скважинные термометры КТ-38МК и резистивиметры РИС-38МК), каротажные регистраторы УГИ, комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин и программное обеспечение интерпретации результатов гамма-

каротажа и расчета линейных запасов урана по стволу скважины (см. приложение А).

АО «Русбурмаш» при проведении геофизических исследований в технологических скважинах на «Хиагдинской» группе месторождений урана, отрабатываемых ЗАО «Хиагда» в Бурятии, успешно эксплуатирует скважинные приборы (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, приборы индукционного каротажа ПИК-50МК, скважинные термометры КТ-38МК и резистивиметры РИС-38МК), каротажные регистраторы УГИ и программный комплекс проведения и регистрации данных каротажа скважин.

АО «Северо-Кавказское ПГО» при проведении геофизических исследований в поисково-разведочных скважинах на месторождениях урана в Калмыкии, успешно эксплуатирует каротажные регистраторы УГИ, скважинную аппаратуру (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, скважинные термометры КТ-38МК), комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин и программное обеспечение интерпретации результатов гамма-каротажа и расчета линейных запасов урана по стволу скважины.

ООО «Уранцветметгеологоразведка», ООО «РБК» при проведении геофизических исследований в разведочных скважинах на месторождении урана «Элькон» в Якутии, успешно эксплуатирует скважинные приборы (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК), каротажные регистраторы УГИ и комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин.

5.2 Опыт применения на территории стран СНГ

Государственное предприятие «Навоийский горно-металлургический комбинат» (ГП «НГМК») при проведении геофизических исследований в разведочных и технологических скважинах на месторождениях урана «Учкудук», «Кендыктюбе», «Букинай», «Бешкак», «Лявлякан», «Тохумбет», «Кетменчи»,

«Сабырсай» и других в Республике Узбекистан эксплуатирует исключительно, разработанный при участии автора аппаратурный и программно-методический комплекс. Для проведения геофизических исследований успешно применяется скважинная аппаратура (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, приборы индукционного каротажа ПИК-50МК, скважинные термометры КТ-38МК и резистивиметры РИС-48МК), каротажные регистраторы УГИ, программный комплекс проведения и регистрации данных каротажа скважин. Для автоматизированной интерпретации данных геофизических исследований успешно применяется программное обеспечение интерпретации результатов электрокаротожа и программное обеспечение интерпретации результатов гамма-каротажа (см. приложение Б).

АО «Волковгеология» национальной атомной компании НАК «Казатомпром» при проведении геофизических исследований в разведочных и технологических скважинах на месторождениях урана «Чу-Сарысуйкой», «Сырдарьинской» и др. ураново-рудных провинций Республики Казахстан, наряду с альтернативными аппаратно-программными комплексами, широко эксплуатирует скважинные приборы (радиометры СПР-38МК, СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, приборы индукционного каротажа ПИК-50МК, скважинные термометры КТ-38МК), каротажные регистраторы УГИ и комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин.

Совместное казахстанско-французское предприятие ТОО СП «Катко» при проведении геофизических исследований в разведочных и технологических скважинах на месторождениях урана «Мойынкум» и «Торткудук» в Республике Казахстан эксплуатирует каротажные регистраторы УГИ и комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин.

Совместное казахстанско-канадское предприятие ТОО СП «Инкай» при проведении геофизических исследований в разведочных и технологических скважинах на месторождении урана «Инкай» в Республике Казахстан эксплуатирует скважинные приборы (СПР-48МК, скважинные электрозонды СПЭК, приборы индукционного каротажа ПИК-50МК, скважинные термометры

КТ-38МК), каротажные регистраторы УГИ и комплекс программ проведения и регистрации данных каротажа скважин.

Для интерпретации результатов геофизических исследований скважин урановых месторождений, расположенных на территории республики Казахстан, в обязательном порядке используется собственный программный комплекс, разработанный специалистами компании НАК «Казатомпром».

Интерпретационные процедуры, реализованные в этом комплексе для автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа, основаны на разработанной автором диссертации методике. И хотя реализация методики интерпретации несколько упрощена, в части нормирования наблюдаемых геофизических параметров, схема использования таблицы связи граничных значений нормированного геофизического параметра и коэффициента фильтрации для расчленения разреза и сам алгоритм автоматизированной интерпретации сохранены и успешно используется в рамках программного комплекса.

Интерпретационные процедуры для обработки данных гамма-каротажа и подсчета стволовых запасов урана реализованы на основе инструктивного алгоритма автоматизированной интерпретации с добавлением процедуры морфологического объединения, реализующей разработанное автором методическое дополнение.

5.3 Опыт применения за зарубежом

В 2013 году российской компанией АО «Русбурмаш» осуществлялись работы по изучению радиологических особенностей руд и обоснованию поправочных коэффициентов для интерпретации гамма-каротажа для заверки запасов на участках детальной разведки уранового месторождения «NYOTA» (Танзания). Цель работ – обоснование возможности применения Российской методики изучения радиологических характеристик руд и интерпретации данных

гамма-каротажа, для количественной оценки запасов в сложных радиологических условиях месторождения.

В пределах участков «MNA» и «MNC», было пробурено 50 скважин алмазного бурения с подъемом керна, общим объемом 1594,8 п. м. Всего отобрано на разные виды анализов - 1500 керновых проб для изучения радиологических свойств руд и их вещественного состава, 189 проб для изучения физических свойств руд, 5 групповых проб на силикатный анализ. Так же пробурено 306 скважин пневмоударного бурения.

По результатам анализов керновых проб было проведено изучение радиологических характеристик и физических свойств руд и определены основные поправочные коэффициенты, которые были использованы при интерпретации данных гамма-каротажа по методике, принятой в Российской Федерации.

Геофизические исследования скважин выполнялись параллельно специалистами АО «Русбурмаш», при непосредственном участии автора диссертации, на российском оборудовании по методике, регламентированной нормативными документами, действующими в Российской Федерации, и специалистами компании Mantra Tanzania LTD на австралийском оборудование по методике принятой в компании.

На скважинах алмазного бурения выполнялся комплекс ГИС в составе ГК (аппаратурой АО «РУСБУРМАШ» и Mantra Tanzania Limited), электрокаротаж (КС, ПС) по обводненной части открытого ствола скважин (аппаратурой АО «РУСБУРМАШ»), индукционный каротаж (Mantra Tanzania Limited) и кавернометрия по открытому стволу (аппаратурой АО «РУСБУРМАШ»). На скважинах пневмоударного бурения выполнялся комплекс ГИС в составе ГК (аппаратурой АО «РУСБУРМАШ» и Mantra Tanzania Limited) и индукционный каротаж (Mantra Tanzania Limited).

Для проведения гамма-каротажа скважин специалистами АО «Русбурмаш» использовались радиометры СПР-38МК и СПР-48МК. Для проведения электрокаротажей КС и ПС использовались электрозонды СПЭК в модификации

подошвенный градиент зонд М0,5А0,1В. Для проведения кавернометрии использовались каверномеры КМ-4У.

В качестве наземного измерительного комплекса применялся каротажный регистратор УГИ и программно-методический комплекс проведения каротажа и регистрации его результатов, разработанный автором диссертации.

Для всех использованных каротажных радиометров была выполнена установка начального энергетического порога регистрации и градуировка. Для настройки энергетического порога использовался источник 241Am с энергией 59 кэВ. Для градуировки каротажных радиометров использовались источники гамма-излучения 226Ra типа С41 (0,1 мг Ra) и РА13 (1мг Ra). Работы по настройке и градуировке радиометров выполнены автором диссертации на метрологической базе УФ «Зеленогорскгеология» ФГУГП «Урангеологоразведка». Пересчетные коэффициенты радиометров (K_0) определялись на герметизированной рудной модели из комплекта ГСО СОСВУРТ, разработанного в ФГУ НПП «Геологоразведка» г. Санкт-Петербург.

Интерпретация данных гамма-каротажа проводилась с помощью программного обеспечения «ГИС РУСБУРМАШ», реализующего инструктивную методику автоматизированной интерпретации данных гамма-каротажа.

Для оценки достоверности полученных интерпретационных материалов гамма-каротажа было проведено их сопоставление с данными кернового опробования. В рамках этих работ было выполнено: сопоставление с данными кернового опробования результатов полевой предварительной интерпретации данных гамма-каротажа, выполненных специалистами Mantra Tanzania Ltd; сопоставление с данными кернового опробования результатов интерпретации гамма-каротажа, выполненного аппаратурой и по методике АО «Русбурмаш».

Было установлено, что российская методика проведения и интерпретации гамма-каротажа, основанная на учете влияния радиологических и физических характеристик руд, в отличие от используемой в Mantra Tanzania Ltd позволяет:

- исключить систематические расхождения в определении подсчетных параметров рудных интервалов;

- снизить расхождения в средних значениях параметров рудных интервалах между результатами интерпретации гамма-каротажа и результатами кернового опробования до уровня, не превышающего 5% (при учете всех радиологических факторов);

- в несколько раз снизить случайную погрешность в определении мощности m и метропроцента mC рудных интервалов по отношению к результатам предварительной полевой интерпретации данных гамма-каротажа Mantra Tanzania Ltd.

Основные причины недостоверности данных гамма-каротажа и результатов его интерпретации, проведенных на аппаратуре и по методике Mantra Tanzania Ltd, следующие.

В применяемой радиометрической аппаратуре отсутствует свинцовый экран детектора. Настройка начального энергетического порога регистрации для исключения «мягкой» составляющей спектра гамма-излучения не выполняется. Для таких приборов характерно сильное влияние «мягкой» составляющей спектра гамма-излучения, интенсивность которой в большей мере определяется эффективным атомным номером среды, вмещающей оруденение. Отсутствие свинцового экрана неизбежно будет приводить к большим (по сравнению с экранированным детектором) просчетам при регистрации гамма-излучения высокой интенсивности.

Определение пересчетного коэффициента от регистрируемой скорости счета импульсов к содержанию урана выполняется на рудных калибровочных моделях. Для моделей неизвестны значения эффективного атомного номера среды, коэффициента радиоактивного равновесия между ураном и радием, влажность и плотность. Модель заполнена водой, при этом приведение пересчетного коэффициента к условиям сухой не обсаженной скважины не выполняется. Определенный таким образом пересчетный коэффициент используется при полевой интерпретации данных гамма-каротажа.

При проведении полевой интерпретации используется единый коэффициент ослабления гамма-излучения в буровой колонне. Условия

калибровки на рудных моделях и условия проведения каротажа на скважинах могут существенно отличаться. Эти различия будут ощутимо влиять на результаты гамма-каротажа.

При полевой и итоговой интерпретации данных гамма-каротажа не учитываются физические свойства руд (плотность и влажность) и радиологические свойства руд (радиевые ореолы, нарушение радиоактивного равновесия между ураном и радием, радием и радоном.

При итоговой интерпретации ГК используется единая корректирующая функция для всего месторождения. Эта функция определяется по сопоставлению данных полевой интерпретации гамма-каротажа и результатов аналитических определений в шламовых и керновых пробах. Указанная функция выполняет корректировку результатов гамма-каротажа. Корректированные результаты интерпретации данных гамма-каротажа используются при оценке запасов месторождения.

Применяемая методика интерпретации не позволяет избавиться от значимых систематических погрешностей при определении мощности и содержания урана в рудных интервалах.

Эти недостатки исключаются при применении Российской методики учета радиологических и физических свойств руд на исследованных участках детальной разведки.

Поставленная цель работ была достигнута – подтверждена возможность и эффективность применения Российской методики изучения радиологических характеристик руд, проведения и интерпретации данных гамма-каротажа, для количественной оценки запасов в сложных радиологических условиях месторождения «NYOTA».

Российская методика интерпретации данных гамма-каротажа с методической, метрологической и технической точек зрения ориентирована на применение российских радиометров, предназначенных для количественного гамма-каротажа. Поэтому гамма-каротаж необходимо выполнять аппаратурой и программным обеспечением российского производства, специально

предназначенными для проведения количественного гамма-каротажа. Проведение гамма-каротажа и его интерпретация должны выполняться по методике, принятой в Российской Федерации. При интерпретации должны применяться поправки, учитывающие физические и радиологические характеристики руд. Контроль качества и достоверности результатов ГИС необходимо так же выполнять по методике, принятой в Российской федерации.

Результатом проведенных работ стал переход компании Mantra Tanzania Limited на использование, при проведении ГИС, российской методики проведения работ и усовершенствованного аппаратурного и программно-методического комплекса, разработанного при участии автора диссертации.

Заключение

В ходе выполнения работ по теме диссертации получены следующие основные результаты:

1. Выявлены наиболее актуальные проблемы современной урановой скважинной геофизики.

2. Разработана методика и программное обеспечение автоматизированной интерпретации данных электрокаротажа для литологического расчленения разреза рудного горизонта и определения послойного коэффициента фильтрации пород.

3. Разработаны методические дополнения к существующей методике интерпретации данных гамма-каротажа и программное обеспечение для автоматизированной интерпретации, позволяющее повысить точность определения извлекаемых запасов урана на месторождениях инфильтрационного типа.

4. Разработан усовершенствованный программно-аппаратный комплекс проведения геофизических исследований скважин для нужд урановой отрасли, включающий линейку скважинных приборов, каротажный регистратор и программное обеспечение проведения каротажа и регистрации его результатов.

Возможным продолжением работы по данной тематике будет дальнейшее усовершенствование методических приёмов и программного обеспечения автоматизированной интерпретации данных как электро- и гамма-каротажа, так и других методов геофизических исследований скважин выполняемых на инфильтрационных месторождениях урана, с одновременным развитием программно-апаратного комплекса проведения каротажа и регистрации его результатов.

Список используемой литературы

1. Абдульманов И.Г., Фазлуллин М.И., Мосев А.Ф. и др. / Под ред. Кедровского О.Л. Комплексы подземного выщелачивания // М.: Недра, 1992. 263 с.

2. Бабушкин В.Д., Плотников И.И., Чуйко В.М. Методы изучения фильтрационных свойств неоднородных пород // М.: Недра, 1974. 208 с.

3. Абдульманов И.Г., Бровин К.Г., Лаверов Н.П., и др. / Под ред. Лаверова Н.П. Подземное выщелачивание полиэлементных руд // М.: Издательство Академии горных наук, 1998. 446 с.

4. 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.

5. Гринбаум И.И. Расходометрия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин // М.: Недра, 1975. 271 с.

6. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин // М.: Недра, 1982. 448 с.

7. Ингерман В.Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин // М.: Недра, 1981. 224 с.

8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин // М.: Недра, 1987. 375 с.

9. Кисляков Я.М., Щеточкин В.Н. Гидрогенное рудообразование // М.: ЗАО Геоинформмарк, 2000. 608 с.

10. Кошколда К. Н., Пименов М. К., Атакулов Т. и др. Пути интенсификации подземного выщелачивания // М.: Энергоатомиздат, 1988. 222 с.

11. Максимова М.Ф., Шмариович Б.М. Пластово-инфильтрационное рудообразование // М.: Недра, 1993. 159 с.

12. Мамилов В.А., Петров Р.П., Шушания Г.Р. и др. / Под ред. Мамилова В.А. Добыча урана методом подземного выщелачивания // М.: Атомиздат, 1980. 240 с.

13. Петров Н.Н., Язиков В.Г., Аубакиров Х.Б., Плеханов В.Н., Вершков А.Ф., Лухтин В.Ф. Урановые месторождения Казахстана (экзогенные) // Алматы: Гылым, 1995. 264 с.

14. Хайкович И.М., Зернов Л.В., Уваров Э.Ф., Серых А.С., Лучин И.А., Овчинников А.К., Бондарев В.М., Кириллов П.И. Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений // М.: Министерство геологии СССР, 1987. 115 с.

15. Хайкович И.М., Ганичев Г.И. Инструкция по гамма-каротажу на месторождениях урана // СПб.: ФГУНПП «Геологоразведка», 2012. 135 с.

16. Шумилин М.В., Викентьев В.А. Подсчет запасов урановых месторождений // М.: Недра, 1982. 206 с.

17. Язиков В.Г., Легавко А.В. Особенности проведения геофизических исследований в скважинах при изучении и освоении инфильтрационных (гидрогенных) месторождений урана // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 95 с.

18. Язиков В.Г. Особенности геологического изучения инфильтрационных (гидрогенных) месторождений урана при их доразведке и освоении // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 63 с.

19. Язиков В.Г. Особенности проведения гидрогеологических и инженерно-геологических работ на разных стадиях разведки и освоения инфильтрационных (гидрогенных) месторождений урана // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 96 с.

20. Инструкция по гамма-каротажу при подготовке к эксплуатации и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана // Алматы: Министерство энергетики и минеральных ресурсов. Комитет геологии и охраны недр. ЗАО НАК «Казатомпром». «Институт высоких технологий», 2003.

21. Овсов В.К. и др. Отчет о результатах работ по изучению радиологических особенностей руд и обоснованию поправочных коэффициентов для интерпретации гамма-каротажа по участку детальной разведки для заверки запасов на месторождении «NYOTA» за 2013 г. // Москва: ЗАО «Русбурмаш», 2014.

Приложения

Приложение А

Акционерное общество
«РУСБУРМАШ»

АО «РУСБУРМАШ»

Юридический адрес: Б. Дровяной пер-к, д. 22, Москва, 109004
Почтовый адрес: Земляной Вал, д. 59, стр. 2, Москва, 109004
Телефон: 8-499-951-60-60
www.rbm.armz.ru info@rbm-armz.ru
ОКПО 18554271, ОГРН 1037739624328
ИНН 7713190205, КПП 770901001

13.11.2019г. № 5/4

На №_____от_____

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. генерального директора
по развитию АО «Русбурмаш»
_____Г. М. Носырев
«13» ноября 2019г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Легавко Дмитрия Александровича «Совершенствование методических приемов регистрации и интерпретации данных каротажа скважин при отработке инфильтрационных месторождений урана»

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Легавко Дмитрия Александровича: «Совершенствование методических приемов регистрации и интерпретации данных каротажа скважин при отработке инфильтрационных месторождений урана» внедрены и используются в подразделениях АО «Русбурмаш» при проведении геофизических исследований разведочных и технологических скважин, сооружаемых на месторождениях урана «Долматовское», «Хохловское», «Добровольное».

В настоящее время в АО «РУСБУРМАШ» успешно эксплуатируются скважинные приборы (СПР-38МК, СПР-48МК, СПЭК, ПИК-50МК, КТ-38МК, РИС-38МК), каротажные регистраторы (УГИ-01), комплексы программ регистрации и интерпретации результатов каротажа (“Cobra_Win”, “Gamma_Z”, “Cobra_AINK”).

Применение вышеуказанной аппаратуры, оборудования и программно-математического обеспечения позволило существенно повысить оперативность получения и качество результатов регистрации и интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Главный геолог АО «РУСБУРМАШ» _____А.А.Новгородцев

Главный геофизик АО «Русбурмаш» _____ А.Р. Миносьянц

Приложение Б

NAVOIY
KON-METALLURGIYA
KOMBINATI
DAVLAT KORXONASI

ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
НАВОИЙСКИЙ
ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ
КОМБИНАТ
DALOLATNOMA

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер НГМК
_____Н.П. Снитка
«__» __11__ 2019г.

АКТ

18.11.2019 № 01-02-02/14579

О внедрении программно — методического комплекса автоматизированной интерпретации данных гамма- и электрокаротажа скважин в НГМК

Мы, нижеподписавшиеся, главный геолог ГП НГМК Руднев Сергей Вячеславович и главный геофизик ГП НГМК Иванов Владимир Николаевич, настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Легавко Дмитрия Александровича «Совершенствование методических приемов регистрации и интерпретации данных каротажа скважин при отработке инфильтрационных месторождений урана» внедрены в подразделениях ГП НГМК. При проведении геофизических исследований разведочных и технологических скважин, сооружаемых на месторождениях урана, разрабатываемых подразделениями ГП НГМК методом подземного выщелачивания, для интерпретации данных первичного комплекса каротажа скважин применяется разработанный при непосредственном участии Легавко Дмитрия Александровича программно-методический комплекс автоматизированной интерпретации данных электро- и гамма-каротажа (ГК НГМК).

Применение указанного программно-методического обеспечения позволило существенно повысить оперативность, качество и объективность интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Главный геолог НГМК **С.В. Руднев**

Главный геофизик НГМК **В.Н. Иванов**