ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ СССР

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

ГОСГЕОЛТЕХИЗДАТ

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ СССР

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

УТВЕРЖДЕНА
Министром геологии
и охраны недр СССР
А. СИДОРЕНКО



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
ЛИТЕРАТУРЫ ПО ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЕ НЕДР
МОСКВА 1963

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одной из основных задач геологоразведочных работ является улучшение техники и методики разведки и повышение эффективности ее. В решении этой задачи большую роль играют геофизические работы в скважинах — каротаж скважин.

За последние годы эта отрасль геофизики успешно развивалась. Наряду с нефтяными и газовыми скважинами проводятся в большом объеме геофизические исследования в скважинах, бурящихся на уголь. Начато широкое внедрение каротажа на рудных месторождениях. Результаты геофизических исследований в ряде случаев являются основным видом геологической документации скважин, бурящихся для разведки различных полезных ископаемых.

Каротажные диаграммы используются для решения разнообразных геологических задач, из которых основными являются: корреляция разрезов, построение геологических профилей, определение литологического состава пород, определение их мощности и глубины залегания, а также выявление различных полезных ископаемых и их промышленная оценка.

Геофизические методы получили широкое применение при изучении технического состояния скважин и контроля проводимых в ней работ, в частности, для определения диаметра скважины, кривизны скважины, поглощающих пластов, притоков воды и затрубной циркуляции жидкости, контроля цементажа колонны, гидравлического разрыва пласта; определение границ раздела воды, нефти и газа в эксплуатирующихся скважинах и т. п.

Для решения указанных задач используются разнообразные виды исследования: различные методы электрического каротажа, радиоактивный каротаж, магнитный каротаж, геохимический (газовый) каротаж, методы, основанные на применении радиоактивных изотопов, термометрия и т. п.

Настоящая инструкция, обобщающая накопленный опыт в области геофизических исследований, имеет своей целью дальнейшее повышение эффективности геофизических работ в скважинах. Это в первую очередь может быть достигнуто более полным и рациональным использованием различных методов

геофизических исследований и повышением их качества. Особенно важным является повышение качества результатов измерений в связи с развитием и усовершенствованием методов интерпретации.

В инструкции рассмотрены вопросы организации и проектирования каротажных работ, программы исследований, методики проведения геофизических и геохимических исследований скважин и методики интерпретации получаемых результатов.

В приложении даются основные инструктивные материалы по вопросам техники безопасности.

В инструкцию не включены правила обращения и работы с различными видами аппаратуры и оборудования, применяемыми при геофизических исследованиях, изложенные в соответствующих инструкциях и наставлениях по эксплуатации. Вопросы проведения прострелочных и взрывных работ в скважинах включены в специальную инструкцию по этим видам работ.

В инструкцию также не включены методы скважинной геофизики — изучение межскважинного и околоскважинного пространства и работы по разведке радиоактивных руд.

Настоящая инструкция составлена коллективом работников сектора промысловой геофизики ВНИИГеофизики в составе С. Г. Комарова, Л. Г. Петросяна, Н. А. Перькова, И. И. Фельдмана, И. А. Дунченко, А. А. Коржева, Н. Н. Сохранова, В. Т. Чукина, Я. Н. Басина, а также сотрудников Отдела геофизики Государственного геологического комитета СССР Ф. А. Каргова и Главного Управления геологии и охраны недр при Совете Министров РСФСР А. А. Мухера.

В обсуждении проекта приняли участие промыслово-геофизические предприятия совнархозов, специалисты по промысловой геофизике республиканских и территориальных геологических управлений, а также научно-исследовательских и учебных институтов.

Окончательный вариант инструкции был обсужден и принят на совещании под председательством члена коллегии МГиОН СССР В. В. Федынского при участии Н. Я. Заиковского (Главное управление геологии и охраны недр при СМ УССР), С. Н. Миролюбова (трест Башнефтегеофизика), А. И. Горелика (Нижволгонефтегеофизика), К. И. Бондаренко (Татнефтегеофизика), Л. А. Сигал (институт СНИИГГИМС).

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические работы на буровой проводятся после подготовки скважины в соответствии с «Техническими условиями на подготовку скважин для проведения геофизических работ» (прил. 1).

Результаты геофизических измерений скважин должны удовлетворять соответствующим «Техническим условиям на геофизические исследования» (прил. 2, 3, 4 и 5).

При проведении геофизических работ на буровых обязательно выполнение «Правил по технике безопасности при геофизических работах на буровой» (прил. 7), а при работе с радиоактивными веществами, кроме того, «Правил по технике безопасности при геофизических работах с радиоактивными веществами» (прил. 8).

Настоящая инструкция обязательна для всех предприятий и организаций, выполняющих геофизические работы в скважинах, независимо от их ведомственной принадлежности и способа финансирования.

С выходом настоящей инструкции теряет силу «Инструкция по каротажным и перфораторным работам» МГиОН СССР (1952 г.) и «Технические условия на промыслово-геофизические исследования» Главнефтегеофизики Министерства нефтяной промышленности (1954 г.).

ГЛАВА I

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ КАРОТАЖНЫХ РАБОТ

§ 1. Организация работ

Геофизические работы в скважинах выполняются отрядами и партиями общего характера или специализированными на выполнении каких-либо отдельных видов геофизических исследований*.

1. Отряды и партии организуются в зависимости от существующих объемов работ с учетом территориального расположения геологоразведочных организаций и необходимости возможного приближения подразделений каротажной службы к объектам работ.

2. При наличии в системе одной организации небольшого числа каротажных отрядов (до 5) они объединяются в одну центральную партию. При бо́льшем числе отрядов они объединяются в каротажные партии, не более 3 отрядов в каждой.

Для обслуживания скважин, бурящихся на нефть и газ, как правило, организуются одноотрядные каротажные партии.

3. При значительном объеме геофизических работ в том или ином районе (число партий более 5) партии объединяются в специализированную каротажную (промыслово-геофизическую) экспедицию или контору.

Каротажная экспедиция (контора) обеспечивает организацию работ входящих в ее состав каротажных отрядов и партий и осуществляет руководство и контроль за ними.

4. В зависимости от объема работ при каротажной (промыслово-геофизической) экспедиции или конторе создаются:

а) диспетчерская группа, которая регистрирует заявки заказчиков и на основе их выдает каротажным отрядам и партиям наряды на работу и контролирует выполнение этих работ;

---

* В зависимости от вида работ отряды и партии разделяют на каротажные, перфораторные, каротажно-перфораторные, газокаротажные. Часто все отряды и партии, выполняющие геофизические работы в скважинах, называют каротажными.

б) интерпретационное бюро (или партия), которое принимает от каротажных отрядов и партий первичные материалы (диаграммы, записи), обрабатывает их, интерпретирует и передает заказчику;

в) аппаратурный цех (бригада), который производит профилактический осмотр, ремонт, регулирование и эталонирование скважинных приборов и аппаратуры, лабораторий и подъемников и ведет учет их работы;

г) ремонтный цех (бригада), который обеспечивает ремонт механизмов и оборудования подъемников и лабораторий и ходовых частей автомашин, а также каротажного кабеля.

Объем подсобных групп (цехов) экспедиции и конторы определяется объемом работ и их характером.

5. При наличии в данном республиканском министерстве геологии и охраны недр, территориальном (главном) геологическом управлении, совнархозе или геологоразведочной организации специализированного геофизического предприятия (треста, экспедиции, конторы) отдельно действующие каротажные отряды и партии и каротажные экспедиции (конторы) входят в его состав. В этих случаях в геофизическом тресте организуется каротажный отдел, а при небольшом объеме каротажных работ в производственном отделе треста вводится должность старшего инженера по каротажу.

При отсутствии специализированного геофизического предприятия каротажные партии, экспедиции или конторы входят непосредственно в состав данного территориального геологического управления (совнархоза) или геологоразведочного треста. В этом случае в системе управления или геологоразведочной организации должен быть отдел (группа) по каротажу или должность старшего инженера по каротажу.

6. Методическое руководство и технический контроль за проведением каротажных работ в территориальных (главных) геологических управлениях и совнархозах, а также координация вопросов, связанных с проведением этих работ в целом, осуществляется Государственным геологическим комитетом СССР.

§ 2. Проектирование геофизических исследований скважин

1. На отдельно действующую каротажную партию (отряд), каротажную экспедицию или контору, независимо от способа финансирования, составляются проекты работ. Кроме того, составляют:

а) план каротажных работ с обоснованием годового объема их;

б) смету денежных затрат;

в) договор на производство работ, если последние выполняют по договору.

2. Проект и план составляются на основе заявок от геологоразведочных и буровых организаций, представляемых ими в III квартале геофизическому предприятию (тресту, конторе, каротажной экспедиции, отдельно действующей партии) данного территориального (главного) геологического управления или совнархоза, на производство каротажных и прострелочных работ, планируемых на следующий год.

В заявке указываются районы работ, целевое назначение бурения, количество буровых скважин, их проектная глубина и конструкция, задачи, которые должны быть решены, предполагаемое количество выездов партии на буровую.

3. При расчете объема работ исходят из программы геофизических исследований, устанавливаемой геофизическим предприятием и геологоразведочной (буровой) организацией для данного типа скважин с учетом стоящих перед ними геологических задач. При этом учитывается последовательность выполнения геофизических работ (количество выездов, обусловливаемых геолого-геофизическими условиями, конструкцией скважины и условиями бурения).

Для каждого объекта работ по существующим нормам («Единые нормы времени на геофизические исследования») определяется время, затрачиваемое на подготовительные и заключительные работы, на выполнение собственно каротажных работ, на переезды каротажных партий (отрядов) от базы до скважин, между скважинами и обратно на базу, в сменах работы каротажных партий (отрядов). На основании этого определяется общий объем геофизических работ.

При составлении проекта наряду с каротажными работами, рассматриваемыми в данной инструкции, должно быть предусмотрено выполнение других работ, проводимых теми же партиями (экспедицией, конторой):

а) исследование методами скважинной геофизики;

б) отбор грунтов, перфорация, торпедирование;

в) исследование опытно-производственного характера.

4. При определении потребного количества смен работы каротажных партий (отрядов) учитываются время на профилактику аппаратуры и на оборудование партии в количестве 2 дней в месяц и коэффициент загрузки партий (отрядов), связанный с неравномерностью поступления заказов на геофизические работы. В связи с этим потребное количество смен равно расчетному, поделенному на коэффициент загрузки партии 0,75.

5. На основании рассчитанного объема каротажных работ геофизической и геологоразведочной организациями совместно определяется количество каротажных партий (отрядов), необходимое для его выполнения.

6. На основании запроектированного объема работ по установленным расценкам составляются сметы.

Для каротажно-перфораторных и газокаротажных партий, обслуживающих глубокие разведочные и эксплуатационные на нефть и газ скважины, сметы составляются по данным «Прейскуранта порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин» (вып. 1956 г., табл. 37); для каротажных партий (отрядов), обслуживающих структурно-поисковые и гидрогеологические скважины и скважины, бурящиеся для разведки месторождений угля, руд и минерального сырья, сметы составляются по данным «Справочника единых порайонных единичных расценок на геологоразведочные работы» (вып. III, табл. 155—156, Госгеолтехиздат, 1960).

7. Если ввиду малого объема работ содержание отряда или партии превышает сметную стоимость, составленную по расценкам, отряд (партия) переводится на сметное содержание. В этом случае стоимость отряда (партии) определяется сметой на содержание его.

8. При выполнении работ на договорных началах взаимоотношения между геофизическими и геологоразведочными (буровыми) организациями регулируются в соответствии с существующими положениями о договорных работах.

9. Проект составляется в соответствии с действующими в Государственном геологическом комитете СССР инструкциями о порядке составления проектов геологоразведочных работ.

10. Проект геофизических работ должен содержать:

1) краткие сведения о районе работ — населенные пункты, дороги, расположение буровых;

2) методику работ — краткие геологические сведения о районе работ, типовой геолого-геофизический разрез и его характеристика, обоснование методики работ по отдельным видам каротажа, обоснование выбора стандартных зондов, зондов для детального исследования скважин и БКЗ, масштабов записи кривых и т. д.;

3) производственно-техническую часть.

В производственно-технической части освещаются следующие вопросы:

а) объем работ и обоснование его;

б) техническое оснащение — аппаратура, оборудование и материалы, необходимые для выполнения проектируемых работ;

в) потребность в транспортных средствах;

г) число партий и их штаты;

д) смета денежных расходов.

К проекту прилагаются:

1) план расположения буровых скважин или участков работ;

2) типовые геолого-геофизические разрезы для отдельных районов работ;

3) типичные каротажные диаграммы ранее проведенных исследований.

11. Проект работ с объемом затрат до 100 тыс. руб. утверждается руководством геофизического предприятия или организации, в которую входят каротажные партии (отряды); проект работ с объемом более 100 тыс. руб. утверждается вышестоящей организацией.

§ 3. Состав партии и обязанности инженерно-технического персонала

1. Состав партии (отряда) определяется техническим проектом, составленным в соответствии с «Едиными нормами времени на геофизические исследования в скважинах», утвержденными Государственным Комитетом СМ СССР по вопросам труда и заработной платы 12 января 1960 г.

2. Начальник партии (в отдельно действующем отряде — начальник отряда) является ответственным техническим руководителем партии и обеспечивает организацию работ партии, проведение работ в соответствии с требованиями технического проекта и инструкций, получение материалов, удовлетворяющих техническим условиям по ним.

При многоотрядной партии начальник партии распределяет работу между отрядами, ведет учет выполнения ее, контролирует качество измерений во всех отрядах. При одноотрядной партии начальник партии принимает непосредственное участие в работах на скважине.

В отдельно действующей партии начальник партии руководит обработкой материалов, проводит интерпретацию результатов исследований и ведет производственно-техническую и геологическую отчетность.

Начальник партии несет ответственность за выполнение правил техники безопасности в партии и за сохранность технических документов.

Начальнику партии подчиняется весь ее штат.

3. Обязанности остального состава партии распределяются следующим образом:

а) инженер-оператор проводит работу на скважине, производит оформление первичных материалов (каротажных диаграмм и журналов измерений), следит за сохранностью и технической исправностью аппаратуры и оборудования партии, производит профилактический ремонт имеющейся аппаратуры;

б) техник-оператор производит разборку и сборку электрической схемы каротажной станции на буровой, совместно с инженером-оператором производит профилактический ремонт аппаратуры и оборудования, производит проверку изоляции кабеля, обеспечивает чистку аппаратуры и внутреннего помеще-

ния станции, принимает участие в проведении измерений и обработке материалов, в отсутствие инженера-оператора подменяет его в партии;

в) интерпретатор оформляет материалы исследований, производит первичную обработку каротажных материалов, принимает участие в ведении производственно-технической и геологической отчетности и выдает заключения по материалам;

г) старший оператор газокаротажной партии обеспечивает бесперебойную работу газокаротажной станции и руководит работой персонала, занятого на этой станции;

д) оператор газокаротажной партии проводит измерения с газокаротажной станцией на буровой и оформляет результаты измерений;

е) обязанности рабочих партии, включая механиков и шоферов, устанавливает начальник партии в соответствии с тарифно-квалификационным справочником.

4. Партия должна быть обеспечена аппаратурой, оборудованием и материалами, необходимыми для производства каротажных работ, предусмотренных планом. Тип каротажной станции, скважинных приборов и остальной аппаратуры и оборудования, которыми комплектуется партия, определяется условиями работ и стоящими перед партией (отрядом) задачами; количество аппаратуры, приборов, запасных частей и материалов определяется проектом работ в соответствии с предусмотренным объемом.

5. Техническое снабжение каротажных партий (отрядов) производится вышестоящей геофизической или геологоразведочной организацией по годовым заявкам, составляемым по действующим нормативам.

6. Основная аппаратура, приборы и оборудование должны иметь технические паспорта.

7. Начальник партии при получении аппаратуры и оборудования должен проверить их состояние и правильность комплектации.

8. Геофизические работы на буровых проводятся на основании заявки заказчика. Способ и сроки подачи заявок и сроки их выполнения обусловливаются договором на производство каротажных работ.

Если количество заявок превышает число партий (число заявок, обусловленное договором), заказчик устанавливает очередность выполнения работ.

9. Работы на скважинах, как правило, должны производиться в дневное время.

10. Диспетчерская группа экспедиции или конторы (в отдельно действующих партиях — начальник партии) регистрирует заявки заказчиков и на основе их заполняет и выдает партиям (отрядам) наряды на работу, а также отмечает их выполнение в «Журнале регистрации и выполнения заявок» (прил. 9).

11. Каротажные партии (отряды) выезжают на буровую после получения наряда на геофизические работы (прил. 11).

На выполненные партией работы заполняется «Акт о выполнении геофизических работ» (прил. 12).

12. Полученные каротажной партией (отрядом) первичные материалы после предварительной обработки передаются в интерпретационное бюро (партии) или, в многоотрядных партиях, начальнику партии. После обработки и интерпретации копии каротажных диаграмм и результаты интерпретации передаются заказчику.

Движение всех материалов отмечается в «Журнале приемки и сдачи материалов заказчику» (прил. 10).

13. Объем и сроки представления результатов заказчику устанавливаются договором.

14. Подлинные материалы (каротажные диаграммы, фотоленты и т. п.) хранятся в геофизических организациях (партии, экспедиции) до полного окончания геологоразведочных работ по данному району (площади), после чего они должны сдаваться на архивное хранение.

ГЛАВА II

ПРОГРАММА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

По представлению геофизического предприятия соответствующей геологической службой для скважин района, имеющих одинаковое назначение, устанавливается определенная программа (комплекс) геофизических и геохимических исследований. Указанная программа, определяемая геологическими задачами, поставленными перед бурением, геолого-геофизической характеристикой разреза, подлежащего изучению, степенью его изученности и условиями измерений, является обязательной и при необходимости дополняется другими методами.

§ 4. Скважины, бурящиеся на нефть и газ

1. Размеры стандартного зонда для замера кажущегося удельного сопротивления в данном районе устанавливаются такими же, как и в соседних промысловых районах, с аналогичными геологическими условиями.

В новых нефтяных районах, отличающихся по геологическим условиям от соседних промысловых площадей, а также значительно удаленных от них, стандартный зонд выбирается так, чтобы снимаемые им кривые сопротивления выделяли большинство пластов и чтобы кажущееся удельное сопротивление было возможно ближе к удельному сопротивлению пород.

2. Для выделения коллекторов в карбонатном разрезе рекомендуется проводить электрический каротаж дважды, причем первый раз как можно скорее, во всяком случае, не позже чем через 5 суток после вскрытия пласта.

3. В скважинах, бурящихся на нефть и газ, проводится указанный ниже минимальный комплекс геофизических исследований.

Опорные и поисковые скважины

4. В опорных и поисковых скважинах проводят следующие исследования:

а) стандартный электрический каротаж*;
б) боковое каротажное зондирование (БКЗ)**;
в) гамма-каротаж (ГК);
г) нейтронный гамма-каротаж (НГК);
д) геохимический (газовый) каротаж;
е) измерение диаметра скважины;
ж) измерение температур с целью определения геотермического градиента;
з) измерение кривизны скважины.

Разведочные скважины

5. В песчано-глинистом разрезе при буровом растворе, удельное сопротивление которого больше 0,5 *ом·м*, проводят следующие исследования:

а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-каротаж;
в) измерение диаметра скважины;
г) измерение кривизны скважины;
д) измерение температур в первых 2—3 скважинах, расположенных на различных участках структуры с целью определения геотермического градиента.

Кроме того, в перспективных на нефть и газ интервалах проводят (обычно в масштабе глубин 1:200):

а) БКЗ;
б) гамма-каротаж;
в) нейтронный гамма-каротаж***.

6. В песчано-глинистом разрезе при буровом растворе, удельное сопротивление которого при средних температурах в скважине данного района меньше 0,5 *ом · м*, проводят следующие исследования:

а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-каротаж;
в) измерение диаметра скважины;
г) газовый каротаж;

---

* Стандартный электрический каротаж включает в себя замер кажущихся удельных сопротивлений одним или двумя зондами, стандартными для данного района и типа скважин, и запись кривой ПС.

** При БКЗ измеряют кажущееся удельное сопротивление серией градиент-зондов (длины зондов указаны в «Технических условиях на геофизические исследования нефтяных и газовых скважин») и микрозондами, записывают кривую ПС в масштабе глубин, применяемом при БКЗ, и определяют удельное сопротивление бурового раствора по стволу скважины резистивиметром.

***Нейтронный гамма-каротаж в нефтяных и газовых скважинах обычно проводится зондом длиной 60 *см*.

д) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в перспективных на нефть и газ интервалах проводят:

а) измерения сопротивлений зондом большой длины ($AO \approx 4$ *м*);

б) нейтронный гамма-каротаж.

7. В тонкослоистом песчано-глинистом разрезе проводят следующие исследования:

а) стандартный электрический каротаж;

б) измерение диаметра скважины;

в) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в перспективных на нефть и газ интервалах проводят:

а) БКЗ;

б) газовый каротаж.

8. В карбонатном разрезе проводят следующие исследования:

а) стандартный каротаж;

б) измерение диаметра скважины;

в) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в перспективных на нефть и газ горизонтах проводят:

а) гамма-каротаж;

б) нейтронный гамма-каротаж;

в) БКЗ;

г) газовый каротаж.

Эксплуатационные скважины

9. В песчано-глинистом разрезе при пресном буровом растворе (удельное сопротивление больше 0,5 *ом·м*) проводят следующие геофизические исследования:

а) стандартный каротаж;

б) измерение диаметра скважины;

в) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в продуктивной части разреза проводят измерения КС зондом большой длины ($AO \approx 4$—6 *м*).

10. В песчано-глинистом разрезе при соленом буровом растворе (удельное сопротивление меньше 0,5 *ом·м*) проводят следующие исследования:

а) стандартный каротаж;

б) гамма-каротаж;

в) измерение диаметра скважины;

г) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в продуктивной части разреза проводят измерения дополнительным зондом большой длины.

11. В тонкослоистом песчано-глинистом разрезе проводят:

а) стандартный каротаж;

б) микрокаротаж (в продуктивной части разреза);
в) измерение диаметра скважины;
г) измерение кривизны скважины.

12. В карбонатном разрезе при пресном буровом растворе (удельное сопротивлене больше 0,5 *ом·м*) проводят следующие исследования:

а) стандартный каротаж;
б) измерение диаметра скважины;
в) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в продуктивной части разреза проводят:

а) измерения зондом большой длины;
б) микрокаротаж;
в) гамма-каротаж;
г) нейтронный гамма-каротаж.

13. В карбонатном разрезе при соленом буровом растворе (удельное сопротивление меньше 0,5 *ом·м*) проводят следующие исследования:

а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-каротаж;
в) измерение диаметра скважины;
г) измерение кривизны скважины.

Кроме того, в продуктивной части разреза проводят:

а) измерения кажущихся сопротивлений зондом большой длины;
б) нейтроннный гамма-каротаж.

Структурно-картировочные скважины

14. В структурно-картировочных скважинах проводят следующие измерения:

а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-каротаж;
в) измерение кривизны в скважинах глубиной больше 400 *м*.

§ 5. Скважины, бурящиеся на уголь

1. В скважинах, бурящихся для разведки угля, геофизические исследования разбиваются на два этапа: сначала проводят общие исследования (в масштабе глубин 1:200) по всему стволу с целью изучения разреза скважины, а затем — детальные исследования в интервале залегания угольных пластов с целью определения мощности и структуры угольного пласта.

Детальные исследования проводят в более крупном масштабе (1:50) глубин, чем общие исследования, и при пониженных скоростях подъема скважинного прибора во время измерения. При общих геофизических исследованиях в скважинах на угольных месторождениях в обязательном порядке проводятся:

а) стандартный электрический каротаж (КС и ПС),

б) гамма-гамма-каротаж;
в) замер диаметра скважины.

Оптимальная программа геофизических исследований зависит от типа ископаемых углей.

2. На буроугольных месторождениях при общих исследованиях проводят:
а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-гамма-каротаж;
в) гамма-каротаж;
г) каротаж методом ВП;
д) замер диаметра скважины.

При детальных исследованиях проводят: каротаж методом КС, токовый каротаж или МСК, гамма-гамма-каротаж и ВП.

3. На месторождениях каменных углей при общих исследованиях проводят:
а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-гамма-каротаж;
в) гамма-каротаж;
г) каротаж-методом ВП;
д) замер диаметра скважины.

При детальных исследованиях проводят: каротаж методом КС, токовый каротаж, гамма-гамма-каротаж в тонких пластах (находящихся на грани рабочей мощности), кроме того, проводят микрокаротаж.

4. На месторождениях тощих углей и углей, переходных к антрацитам, мало отличающихся по удельному сопротивлению от вмещающих пород, при общих исследованиях проводят:
а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-гамма-каротаж;
в) гамма-каротаж;
г) каротаж методом ВП;
д) замер диаметра скважины.

При детальных исследованиях проводят: стандартный электрический каротаж, гамма-гамма-каротаж, токовый каротаж, измерение ВП и микрокаротаж.

5. На месторождениях антрацитов при общих исследованиях проводят:
а) стандартный электрический каротаж;
б) гамма-гамма-каротаж;
в) гамма-каротаж;
г) замер диаметра скважины.

При детальных исследованиях проводят: стандартный электрический каротаж, токовый каротаж, гамма-гамма-каротаж, измерение градиента ПС. В пластах сложного строения и в пластах с крутым падением, кроме того, МСК или микрокаротаж.

6. На всех угольных месторождениях при общих и детальных исследованиях в скважинах, не заполненных жидкостью, проводят гамма-каротаж и МСК.

7. В сомнительных случаях, для уточнения результатов интерпретации геофизических данных в скважинах производят отбор образцов с помощью боковых стреляющих грунтоносов.

8. Во всех скважинах, бурящихся на уголь, глубиной более 200 *м* рекомендуется проводить измерения искривления скважины.

9. На всех угольных месторождениях в первых 3 скважинах глубиной более 500 *м* проводят геотермические исследования.

§ 6. Скважины, бурящиеся на руды и минеральное сырье

1. Для изучения геологического разреза и уточнения литологического характера пород в скважинах, бурящихся на руды и минеральное сырье, в обязательном порядке проводят:

а) стандартный электрический каротаж (КС, ПС);

б) гамма-каротаж.

Стандартные зонды для каждого района или месторождения выбирают по данным БКЗ. Рекомендуется применять градиент-зонд *М*0, 95*А*0, 1*В* и потенциал-зонд *В*8*А*0, 2*М*.

На каждом месторождении в 2—3 скважинах, расположенных на различных участках и имеющих глубину 200 *м* и более проводят измерения температур для определения геотермического градиента.

2. Программа геофизических исследований, имеющих целью выявление полезных ископаемых в разрезе скважин и оценку их содержания, зависит от типа и физических свойств полезного ископаемого, для разведки которого бурится скважина.

Геофизические исследования выполняют в два приема. Вначале проводят общие исследования по всему стволу скважины, а затем, в интервалах с повышенным содержанием полезного ископаемого, — детальные исследования в крупном (1:50 или 1:20) масштабе глубин и при пониженных скоростях подъема скважинных приборов.

3. Железные руды различных типов отличаются от вмещающих пород более высокой магнитной восприимчивостью, повышенными значениями плотности и эффективного атомного номера, повышенной способностью захвата тепловых нейтронов, а также часто повышенной электропроводностью.

Для выделения в разрезах скважин железных руд и их изучения проводят следующие геофизические исследования (кроме вышеупомянутых обязательных):

а) магнитный каротаж (измерение магнитной восприимчивости и вертикальной составляющей магнитного поля) — основной метод для магнитных руд;

б) гамма-гамма-каротаж по плотности (ГГК-П) и селективный (ГГК-С) — основной метод для немагнитных руд;

в) нейтронный каротаж (НК-Т или НГК);

г) методы скользящих контактов (МСК) и электродных потенциалов (МЭП).

Методы электродных потенциалов и скользящих контактов используют для уточнения мощности и строения залежей хорошо проводящих железных руд.

Программа геофизических исследований скважин уточняется и дополняется в зависимости от конкретных геолого-геофизических условий месторождения.

4. Для выделения в разрезе хромитов, а также титановых руд — ильменита и титаномагнетита, обычно отличающихся от вмещающих пород по магнитной восприимчивости, плотности и эффективному атомному номеру; рекомендуется следующая программа геофизических исследований:

а) гамма-гамма-каротаж (ГГК-П и ГГК-С);

б) магнитный каротаж по магнитной восприимчивости.

5. Марганцевые руды обладают характерными нейтронными свойствами (высоким сечением захвата тепловых нейтронов и способностью к активации), повышенной плотностью и эффективным атомным номером, и для отдельных разновидностей повышенной магнитной восприимчивостью.

Для выделения в разрезе скважины марганцевых руд и их оценки рекомендуются:

а) нейтронный каротаж (НК-Т);

б) измерения наведенной активности (НА);

в) гамма-гамма-каротаж (ГГК-П и ГГК-С);

г) магнитный каротаж по магнитной восприимчивости.

6. Руды меди для некоторых типов месторождений характеризуются способностью создавать большие вызванные потенциалы, обладают повышенной электропроводностью и плотностью, а также способностью к активации под действием тепловых нейтронов.

Для выделения и изучения медных руд проводят следующие виды работ:

а) измерение вызванных потенциалов по методам скользящих контактов и электродных потенциалов;

б) измерения МСК и МЭП;

в) гамма-гамма-каротаж (ГГК-П и ГГК-С);

г) измерения наведенной активности (НА).

При выявлении и детальном исследовании вкрапленных и окисленных руд особую роль играют методы ВП и ГГК. Методы МСК и МЭП используют на медноколчеданных, скарновых и гидротермальных месторождениях меди. Измерения наведенной активности позволяют дать оценку содержания меди в породе.

7. Руды свинца и цинка (полиметаллические) и никелево-кобальтовые характеризуются повышенным эффективным атомным номером и плотностью, часто низким электрическим сопротивлением (кроме непроводящих монометальных руд цинка),

высоким значением вызванных потенциалов и в некоторых случаях повышенной магнитной восприимчивостью.

Для выявления и исследования этих руд рекомендуется следующий комплекс исследований:

а) гамма-гамма-каротаж, (ГГК-П и ГГК-С);

б) МСК и МЭП;

в) метод ВП;

г) магнитный каротаж по магнитной восприимчивости.

8. Для руд вольфрама, сурьмы, молибдена, ртути и олова характерны низкая электропроводность, повышенная плотность и повышенное значение эффективного атомного номера.

Основным методом для выделения руд перечисленных выше элементов и их оценки является селективный гамма-гамма-каротаж в сочетании с плотностным гамма-гамма-каротажем; кроме того, для выделения богатых залежей ртути рекомендуется использование нейтронного каротажа по тепловым нейтронам.

9. Отличительной особенностью руд, содержащих редкоземельные элементы и литий, является высокое сечение захвата тепловых нейтронов и в большинстве случаев повышенная естественная радиоактивность и плотность. На некоторых месторождениях редких земель наблюдается повышенная магнитная восприимчивость руд.

Для выделения руд, содержащих редкоземельные элементы и литий, рекомендуется следующий комплекс исследований:

а) нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т);

б) гамма-каротаж;

в) магнитный каротаж;

г) гамма-гамма-каротаж (ГГК-П и ГГК-С).

10. Для выделения бериллиевых руд в скважинах проводят фотонейтронный каротаж.

11. Алюминиевые руды обычно характеризуются повышенными значениями магнитной восприимчивости, естественной радиоактивности и иногда плотности; кроме того, алюминий также способен к активации под действием тепловых нейтронов.

Для выделения пород, содержащих алюминий, и оценки их проводят:

а) гамма-каротаж;

б) измерения наведенной активности (непрерывный активационный каротаж и точечные измерения).

Кроме того, в ряде случаев целесообразно применение магнитного каротажа и гамма-гамма-каротажа.

12. Бор обладает аномально высоким эффективным сечением захвата тепловых нейтронов. Для выделения бороносных пород проводят нейтронный каротаж (НГК и НК-Т) с зондами двух размеров — 15 и 40 *см*.

Отбор образцов рекомендуется проводить боковым стреляющим грунтоносом в интервалах, отмеченных минимумами

на диаграммах нейтронного каротажа, полученных с большим и малым зондами.

Нейтронный каротаж на бор выполняют во всех скважинах, пробуренных в районах, где имеются геологические и геохимические предпосылки для поисков залежей руд бора.

13. Калийные соли обладают повышенной радиоактивностью. Отдельные виды калийных минералов (карналлит) содержат в себе большое количество кристаллизационной воды, вследствие чего их объемная плотность невелика.

Основным методом выявления в разрезе скважин калийных солей является стандартный электрический и гамма-каротаж. При детальном изучении калийных солей применяют, кроме того, нейтронный гамма-каротаж, а также гамма-гамма-каротаж (ГГК-П).

14. В скважинах, бурящихся на руду и минеральное сырье, проводят измерение диаметра, а в скважинах глубиной более 200 *м* и во всех случаях бурения наклонно направленных скважин — измерение искривления.

§ 7. Скважины, бурящиеся на воду

1. Минимальная программа геофизических исследований в скважинах, бурящихся на воду, — стандартный электрический каротаж и гамма-каротаж.

2. В зависимости от геолого-геофизических условий указанные исследования дополняются: БКЗ, измерениями резистивиметром по определению притока воды, радиоактивным (ГК и НГК) каротажем, измерением диаметра скважины, измерением искривления.

В скважинах глубиной свыше 500 *м* проводят измерения температур с целью определения геотермического градиента.

ГЛАВА III

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Основные операции при электрическом каротаже — измерение кажущегося удельного сопротивления пород (КС) и потенциала естественного электрического поля по скважине (ПС).

§ 8. Основные требования к кривым КС и ПС

1. Запись кривых КС проводится зондами, выбранными в соответствии с программой геофизических исследований в скважине.

2. Для каждого района в зависимости от величины кажущегося удельного сопротивления и амплитуд отклонений кривой ПС должны быть установлены стандартные масштабы кривой сопротивления и кривой ПС.

Масштаб сопротивлений должен быть достаточно большим для того, чтобы обеспечить запись дифференцированной кривой на участках с малыми значениями сопротивления, но вместе с тем кривая сопротивлений не должна часто выходить за пределы дорожки для записи.

3. В случае выхода основной кривой КС за пределы дорожки для записи необходимо записать кривую в более мелком масштабе с тем, чтобы все значения сопротивления уложились в пределах дорожки. Если кривая ПС по тем или иным причинам (низкая минерализация бурового раствора, низкоомные пласты и т. д.) на каком-либо интервале располагается вблизи нулевой линии, на этом интервале необходимо ее записать в более крупном масштабе.

Дополнительные записи производятся либо одновременно с записью основной кривой, либо при специальной проводимой повторно спуско-подъемной операции.

4. Масштаб кривых сопротивлений при БКЗ должен быть достаточно большим, чтобы обеспечить возможность отсчета значений сопротивления против всех пластов, в том числе и малого сопротивления (зоне низких значений кажущегося удельного сопротивления должны соответствовать ординаты не мень-

ше 0,5 *см*). Поэтому масштаб кривых сопротивлений при БКЗ в некоторых случаях приходится брать больше, чем масштаб кривых сопротивлений, снимаемых стандартным зондом.

5. Масштаб кривой ПС должен быть наибольшим из масштабов, при котором кривая ПС не будет часто выходить за пределы шкалы, так как иначе сильно усложнялись бы ее регистрация и обработка. Рекомендуется, чтобы амплитуды отклонений кривой ПС были в пределах 2—7 *см*. Если при записи кривой в стандартном масштабе отклонения ее малы (амплитуды отклонения меньше 2 *см*), необходимо произвести запись ПС в более крупном масштабе.

6. Масштаб глубин определяется техническими условиями на геофизические исследования скважин.

§ 9. Порядок записи кривых КС и ПС

1. При применении измерительных схем с многожильным кабелем при записи кривой сопротивления необходимо стабилизировать силу тока в цепи питания электродов A и B или контролировать постоянство силы тока и в случае необходимости поддерживать установленную силу тока, регулируя сопротивление цепи или напряжение источника питания. Контроль силы тока производится визуально или путем записи кривой силы тока. Допустимое отклонение силы тока от номинального значения 5%.

2. Как правило, увеличению потенциала ПС (потенциала электрода M) по оси скважины должно соответствовать отклонение кривой ПС вправо; для этого электроды M и N должны быть подключены соответственно к выводам M и N прибора, а его переключатель полярности установлен на знак плюс.

3. Перед началом измерения в цепь ПС компенсатором поляризации вводят такую разность потенциалов, чтобы записывающее устройство устанавливалось приблизительно на середине шкалы. Если при записи пишущее устройство подходит близко к одному из краев ленты, то производят «перенос» кривой. Для этого, остановив кабель, изменяют установленную на компенсаторе разность потенциалов так, чтобы записывающее устройство заняло положение, необходимое для продолжения записи, после чего продолжают измерения. Перенос кривой должен быть четко отмечен; при этом должно обеспечиваться надежное определение его величины.

При автоматической записи допускается смещение кривой ПС в процессе записи. Величина вводимой при этом разности потенциалов должна быть известна; показания компенсатора поляризации предварительно градуируются в единицах, соответствующих постоянной по напряжению регистрирующего прибора.

4. Если при измерении ПС отмечаются резкие скачки или постоянное смещение кривой, то на соответствующем интервале

необходимо произвести повторную запись кривой ПС для того, чтобы подтвердить правильность регистрации и убедиться в отсутствии искажения, вызванного непостоянством электродной разности потенциалов (неустойчивостью поляризации электродов).

5. Запись кривых КС и ПС производят при подъеме кабеля.

6. Скважинные переключатели, предназначенные для перехода с одного зонда на другой (коробка БКЗ), должны удовлетворять следующим требованиям:

а) возможность измерения стандартным зондом как по схеме однополюсного зонда, так и по схеме двухполюсного зонда;

б) возможность измерения градиент-зондами большой длины по схеме однополюсного зонда;

в) выходы* одноименных жил (токовых *A* и *B* или измерительных *M* и *N*) во всех случаях, кроме резистивиметра и микрозондов, должны иметь одинаковое комплексное сопротивление (разница не более 0,5 *ом*);

г) дополнительное сопротивление на выходе жилы, вводимое в скважинном переключателе, не должно быть большим (например, свыше 10 *ом*).

7. При больших градиент-зондах для облегчения условий записи кривых, а также в случае блуждающих токов рекомендуется пользоваться схемой однополюсного зонда.

8. Для контроля правильности записи ПС при БКЗ следует производить запись двух кривых ПС с разных электродов зонда, один из которых максимально удален от груза.

§ 10. Помехи в записи КС

1. Наименьшее допустимое сопротивление изоляции каждой из жил многожильного кабеля, применяемого для электрического каротажа, составляет: в процессе измерения 2 *Мом*; на поверхности с учетом возможного снижения изоляции в скважине в результате влияния температуры и давления 5 *Мом*.

Наименьшее допустимое сопротивление изоляции жилы одножильного кабеля в процессе измерения равно 1 *Мом*.

2. При записи КС необходимо принимать меры к предотвращению искажения результатов измерений помехами, возникающими вследствие индуктивной и емкостной связи питающей и измерительной цепи (индуктивные помехи).

При работе с многожильными кабелями при длине кабеля на лебедке более 400 *м* или чувствительности канала по эквива-

* Под сопротивлением выхода жилы подразумевается сопротивление от конца жилы (места подключения ее к скважинному прибору) до удаленной точки, т. е. сумма сопротивлений узлов, включенных в жилу кабеля в скважинном приборе или зонде (если такие узлы включены), и сопротивления заземления электрода, к которому жила подходит.

лентному сопротивлению* S более 10 следует пользоваться только уравновешенными схемами включения жил кабеля (две жилы токовые, одна измерительная или одна токовая, две измерительные).

При S более 200 для снижения возможных индуктивных помех необходимо:

а) пользоваться лебедкой, на которой количество кабеля не на очень много превышает глубину спуска;

б) обеспечить равенство сопротивлений выхода одноименных жил (токовых при схеме двухполюсного зонда, измерительных при схеме однополюсного зонда); разница не должна быть больше 1 *ом*; для этой цели, в частности, форма и размеры электродов одноименных жил должны быть одинаковыми;

в) пользоваться возможно меньшей частотой тока питания;

г) иметь хорошую изоляцию цепей;

д) подобрать наиболее благоприятную комбинацию включения жил, при числе жил более трех для канала, записывающего кривую КС с большим S.

При S более 500 с целью снижения помех допускается увеличение расстояния между сближенными электродами зонда до $^1/_4$ длины зонда.

При очень больших S (более 600) допускаются отдельные записи с индуктивными помехами при условии возможности определения точного положения нулевой линии кривой КС, например, сопоставлением с кривыми сопротивления, записанными другими зондами, или по записям в колонне.

3. В схемах электрического каротажа с применением тока питания частотою свыше 100 *гц* (ОКС и др.) должны быть приняты меры к снижению индуктивных помех в скважинном приборе и многоэлектродном зонде путем уменьшения взаимной связи токовых и измерительных цепей, симметрирования цепей и компенсации помех.

У аппаратуры, предназначенной для записи кривой сопротивления с применением тока питания частотой свыше 100 *гц*, при выпуске с завода (ремонтной мастерской) должна быть определена величина индуктивной помехи. При наибольшей чувствительности канала по эквивалентному сопротивлению величина помехи не должна превышать значения, соответствующего допустимой погрешности.

В процессе записи необходимо контролировать получаемые значения КС и своевременно отмечать появление помех из-за нарушения изоляции, индуктивных помех и других искажений, чтобы принять меры к их устранению и обеспечить получение правильных результатов измерений.

Важнейшие признаки помех следующие:

а) отсутствие повторяемости кривых;

---

* Отношение коэффициента зонда K (*м*) к масштабу записи n (*ом·м/см*).

б) незакономерные колебания и скачки измеряемых разностей потенциалов как при перемещении кабеля, так и во время остановок его;

в) смещение нулевой линии кривой сопротивления (появление «фона»);

г) наличие заметных отклонений на приборе КС, когда зонд находится в колонне (разность потенциалов ΔU, вызываемая полем токовых электродов, в колонне практически равна нулю);

д) «отрицательное сопротивление» — изменение знака измеряемой разности потенциалов ΔU без перемены полярности в цепи тока;

е) изменение измеряемой разности потенциалов при изменении частоты тока питания электродов AB (скорости вращения пульсатора).

§ 11. Помехи в записи кривой ПС

1. Во избежание поляризации электродов и связанного с этим искажения кривой ПС электроды, служащие для измерения ПС, изготовляют из свинца. Если применение свинца недостаточно, то для обеспечения устойчивости электродного потенциала электроды защищаются оболочками из хлопчатобумажных тканей, брезента и др., а при необходимости делаются неполяризующимися.

Примечание. Электроды, служащие для измерения КС, также рекомендуется изготовлять из свинца. Питающие электроды могут изготовляться из любого материала.

2. Если кривая ПС искажена поляризацией, проводят повторную запись, обеспечивая получение неискаженной кривой.

3. Между электродом в скважине и электродом на поверхности земли могут быть изменяющиеся во времени разности потенциалов, искажающие кривую ПС (переменная ПС).

Наличие переменной ПС обнаруживают по изменению показаний прибора для записи кривой ПС при неподвижном зонде, изменению кривой ПС при повторном замере, волнистой форме кривой ПС и наличию на ней колебаний, не согласующихся с разрезом.

При значительных помехах от изменяющейся во времени разности потенциалов (амплитуда отклонений кривой ПС от помех превышает 20% от амплитуды отклонений кривой) следует обеспечить получение неискаженной кривой ПС путем последовательного применения следующих мер:

а) изменением положения электрода N — погружением его в скважину или заменой его обсадной трубой скважины (если переменная ПС связана с непостоянством электрода N);

б) подбором соответствующего времени для измерений, когда помехи от блуждающих токов минимальны;

в) устранением причин помех от промышленных установок (например, приостановкой бурения или эксплуатации соседних скважин, если причина переменных разностей потенциалов связана с ними);

г) применением стабильного зонда.

4. Стабильный зонд состоит из обычного электрода M для замера ПС и расположенного вблизи него длинного (50—100 *м*) электрода N, заменяющего электрод на поверхности.

В качестве электрода N обычно используется длинный свинцовый электродный провод или несколько обычных электродов, установленных на кабеле через некоторые интервалы и соединенных с одной и той же жилой кабеля. Чем длиннее электрод N, тем меньше изменения его потенциала и тем более благоприятная кривая получается при измерении стабильным зондом.

Рекомендуется проводить измерения двумя стабильными зондами, в одном из которых электрод M расположен под длинным электродом N, а в другом — над ним. Кривая ПС монтируется из неискаженных частей кривых, записанных обоими стабильными зондами.

Хорошие результаты дает также стабильный зонд, у которого в качестве электрода N служат два длинных (15—20 *м*) электрода, расположенных симметрично относительно электрода M; расстояние между ближайшими концами частей длинных электродов около 4 *м*.

При применении бронированного кабеля в качестве длинного электрода стабильного зонда следует брать нижний конец брони кабеля.

5. При очень сильных блуждающих токах, когда измерения стабильным зондом не позволяют получить кривую ПС, свободную от помех, или, если по тем или иным причинам нельзя применить стабильный зонд, измеряют градиент ПС.

6. В разрезах скважин, представленных высокоомными породами, может наблюдаться искажение кривой ПС гальванокоррозией груза или скважинного прибора. Признаками влияния гальванокоррозии являются:

а) разница в кривых ПС, полученных электродами, находящихся на разном расстоянии от груза (скважинного прибора);

б) сходство отдельных участков кривой ПС с кривой КС.

Влияние гальванокоррозии на кривую ПС необходимо устранить путем замены груза (скважинного прибора) или его деталей, являющихся источником токов гальванокоррозии, изоляцией груза или удалением электрода M, служащего для записи ПС, от груза.

7. Кривая ПС может быть искажена э.д.с., индуцируемыми в кабеле, намотанном на барабан лебедки, намагниченными стальными деталями ее при вращении барабана: на кривую ПС указанные э.д.с. накладываются в виде сильно искаженной си-

нусоиды с периодом, соответствующим одному обороту барабана.

Для устранения влияния помех от намагниченности лебедки необходимо заменить ее другой или размагнитить.

Для размагничивания лебедки следует воздействовать на нее переменным магнитным полем, постепенно уменьшая его до нуля. Такое магнитное поле можно создать, пропуская через кабель, намотанный на барабан, переменный ток, получаемый из постоянного тока при помощи периодического изменения направления тока, с частотой порядка 0,5—1 *гц*, с постепенным уменьшением силы тока до нуля. Размагничивание следует производить при вращении барабана лебедки.

Влияние намагниченности лебедки можно уменьшить, снизив скорость подъема кабеля или проводя измерения стабильным зондом.

§ 12. Колебания пишущих устройств

1. В схемах с механическими преобразователями тока (пульсатором, вибропреобразователем) в измерительной цепи возможно искажение записи колебаниями пишущего устройства. Эти колебания, вызываются низкочастотными составляющими, возникающими в результате преобразования тока промышленной частоты, поступающего в измерительную цепь через индуктивно-емкостную связь, и нарушения изоляции.

Влияние указанных помех (помехи переменного тока) наблюдается как в канале КС, так и в последовательно включенном с ним канале ПС.

Наличие помех от переменного тока обнаруживается тем, что с изменением частоты преобразователя (пульсатора) наблюдается своеобразное изменение характера колебаний пишущих устройств.

2. Меры борьбы с помехами от переменного тока следующие:

а) уменьшение наводок из силовой цепи в измерительную; снижение утечек из силовой цепи, особенно непосредственно в измерительную;

б) применение однополюсных зондов; в этом случае устраняется влияние напряжения переменного тока между электродами *M* и *N* и наводок в измерительных жилах кабеля, которые в данном случае представляют бифиляр;

в) ослабление силы переменного тока промышленной частоты в измерительной цепи вообще и через преобразователь, в частности, путем применения фильтров, шунтирующих конденсаторов и др.;

г) подбором наиболее благоприятной частоты преобразователя.

3. В схемах с пульсатором для устранения влияния помех переменного тока, как правило, предусматривается возможность плавного изменения передаточного числа от электродвигателя

к барабану пульсатора (или возможность плавного изменения числа оборотов пульсатора регулированием режима работы электродвигателя). В каждом отдельном случае выбирают такую частоту пульсатора, при которой влияние помех переменного тока минимально. Этот способ является наиболее надежным средством для устранения влияния помех переменного тока.

4. При записи кривых КС и ПС необходимо устранить возможность колебаний пишущих устройств, искажающих запись.

Наиболее часто встречающиеся причины колебаний и меры устранения их:

а) пишущего устройства канала ПС — ток, вызванный полем электродов A и B; необходимо ослабить силу этого тока через прибор, регистрирующий ПС при помощи фильтров (шунтирование входа канала ПС конденсатором, включение в цепь дросселя);

б) при работе фоторегистратора — колебания бликов гальванометров, вызванные механическими причинами; меры борьбы — регулировка гальванометров, поддержание их в исправном состоянии;

в) нарушение контакта в коллекторе лебедки, в результате чего пишущее устройство делает бросок к нулевой линии; это особенно сильно проявляется при некомпенсационном способе измерений.

Характерной особенностью искажений, связанных с коллектором, является их периодичность, связанная с оборотами барабана лебедки.

§ 13. Влияние металла

1. Кривые КС и ПС могут быть получены только в необсаженной скважине (необсаженном интервале скважины).

Кажущееся удельное сопротивление в обсадной колонне практически равно нулю.

2. Вблизи металлических тел (башмака обсадной колонны, бурильного инструмента, оставленных в скважине металлических тел) кривые КС и ПС искажены.

3. Заметное искажение кривой КС наблюдается:

а) для потенциал-зонда — при расстоянии от точки его записи до ближайшего края металлического тела, меньшем трехкратной длины зонда;

б) для градиент-зонда — при расстоянии от непарного электрода до ближайшего края металлического тела, меньшем двухкратной длины зонда.

В зависимости от взаимного расположения металлического тела и зонда наблюдаются как завышенные, так и заниженные значения ΔU и кажущегося удельного сопротивления.

4. Кривые сопротивления могут быть использованы для определения положения металлического тела в скважине. Рекомен-

дуемые зонды — подошвенный и такой же длины кровельный градиент-зонды небольшого размера.

5. Во избежание влияния металлических частей скважинных приборов (грузы, зонды, кабель) на результаты измерений КС и ПС электроды зонда должны быть удалены на достаточно большое расстояние (устанавливается опытным путем) от открытых металлических частей приборов или же расположенные вблизи электродов металлические части приборов должны быть покрыты слоем изоляционного материала.

§ 14. Измерения скважинным резистивиметром

1. В скважинном резистивиметре должны соблюдаться следующие условия:

а) отсутствие деформации электродов и кожуха, вызывающей изменение коэффициента;

б) свободный обмен жидкости в полости резистивиметра;

в) отсутствие влияния внешней среды; показания вблизи металлической массы и у экрана из изоляционного материала (при прилегании их вплотную к кожуху прибора) не должно отличаться более чем на 5% от показаний, наблюдаемых при отсутствии металлического тела или экрана.

2. Сопротивление изоляции скважинного резистивиметра должно быть не менее 2 *Мом*.

3. При измерении скважинным резистивиметром рекомендуется пользоваться схемой однополюсного зонда.

При наличии помех от ПС перед началом измерений постоянную составляющую ПС компенсируют при помощи компенсатора поляризации.

Во избежание влияния изменения сопротивления заземления на результаты измерений при записи удельного сопротивления жидкости по стволу скважины аппаратурой с не очень большим входным сопротивлением (фоторегистратор) следует пользоваться наиболее грубым пределом измерений.

4. Масштаб кривой удельного сопротивления жидкости выбирают исходя из предполагаемых значений сопротивления и по результатам начала замера так, чтобы кривая значительно отходила от нулевой линии и позволяла легко отмечать изменения сопротивления; в то же время кривая не должна часто выходить за пределы дорожки для записи.

5. Измерения резистивиметром рекомендуется проводить при спуске прибора.

6. Периодически, не реже одного раза в месяц, следует эталонировать резистивиметр — определять его коэффициент.

7. Для определения коэффициента резистивиметра его помещают в бак с водой, удельное сопротивление которой предварительно определяют с помощью поверхностного резистивиметра.

Размеры бака по оси резистивиметра должны превышать длину последнего в 1,5 раза.

При эталонировании резистивиметра необходимо пользоваться несколькими растворами с различными удельными сопротивлениями (например, от 0,1 до 5 *ом · м*).

Если коэффициент резистивиметра изменяется с изменением удельного сопротивления раствора, то результаты эталонирования представляют в виде таблицы значений коэффициента для разных удельных сопротивлений, которой и пользуются при установлении масштаба записи сопротивлений.

Для эталонирования поверхностного резистивиметра пользуются тщательно приготовленными растворами солей известной концентрации, удельное сопротивление которых известно.

§ 15. Измерения микрозондами

1. Башмак микрозонда должен иметь установленные для данного диапазона изменения диаметров скважины форму и размеры.

2. В нефтяных и газовых скважинах рекомендуется проводить измерения двумя микрозондами, обладающими различной глубиной исследования.

Для скважин диаметром от 200 *мм* и выше измерения производят градиент-микрозондом *A*0,025*M*0,025*N* и потенциал-микрозондом *A*0,05*M*. Для других диаметров скважин размеры микрозондов устанавливаются, исходя из размеров башмака с тем, чтобы обеспечить получение кажущегося удельного сопротивления, возможно более близкого к удельному сопротивлению промытой зоны.

Для потенциал-микрозонда в качестве третьего электрода зонда служит корпус микрозонда.

Измерения обоими микрозондами рекомендуется проводить одновременно.

3. При работе с трехжильным кабелем допускается одновременная запись градиент-микрозондом и потенциал-микрозондом с применением для последнего в качестве третьего электрода зонда *N* электрод на поверхности. В этом случае в кривую, записанную потенциал-микрозондом, при обработке диаграммы вводится поправка (смещение нулевой линии) на индуктивные помехи и на применение в качестве третьего электрода зонда электрода на поверхности.

Величину поправки рекомендуется определять по результатам измерения потенциал-зондом, у которого электродами *A* и *M* служат, соответственно, токовый электрод и корпус микрозонда, а электрод *N* расположен на поверхности. При этих измерениях пользуются той же силой тока и тем же пределом измерений, что и для потенциал-микрозонда; полученная при этих

условиях кривая сопротивлений будет представлять непосредственно величину поправки в положение нулевой линии.

4. Сопротивление изоляции микрозонда, включая и изоляцию электродов башмака, поверхность которых предварительно высушена и тщательно очищена, должно быть не менее 2 *Мом*.

Для стабилизации силы тока в цепи электродов *А* и *В* рекомендуется включать в нее как можно большее сопротивление (порядка десятка килоом).

5. С целью уменьшения влияния изменений сопротивлений заземления при регистрации диаграммы микрозонда аппаратурой с не очень большим входным сопротивлением (фоторегистратор) следует пользоваться наиболее грубым пределом измерений.

6. Масштаб сопротивлений при записи микрозондами выбирают в зависимости от величины сопротивлений глинистого раствора, заполняющего скважину; обычно число *ом·м* на 1 *см* берут близким к сопротивлению раствора.

7. Скорость записи при измерении микрозондами должна быть меньше, чем при обычном каротаже; допустимое значение скорости записи, в зависимости от регулирования аппаратуры и условий измерений в соответствии с ТУ, находятся в пределах 600—1200 *м/час*.

8. Периодически (не реже одного раза в месяц и после ремонта) необходимо определять коэффициент микрозонда. Для этого помещают весь скважинный прибор в заполненную водой металлическую ванну достаточно большого размера, так, чтобы расстояние от башмака до стенок скважины было не менее 40 *см* (электродом *В* служит корпус ванны) и проводят измерения; поверхностным резистивиметром определяют удельное сопротивление воды. Эталонирование должно проводиться при рабочем токе микрозонда.

Специальные методы электрического каротажа скважин рудных и угольных месторождений

§ 16. Метод электродных потенциалов

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

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

3. Материалом для электродов служит металл, потенциал которого возможно больше отличается от электродного потен-

циала рудного тела. Практически обычно пользуются цинковыми электродами. Применение стального электрода не рекомендуется из-за нестабильности его потенциала.

4. Точечный электрод устанавливается в оправе из изоляционного материала на пружинной рессоре, прижимающей электрод к стенке скважины.

Щеточный электрод изготовляется из кусков изолированного провода ПСМ, на концы которых, соприкасающиеся со скважиной, надеты цинковые колпачки. Края колпачков должны быть обжаты и плотно прилегать к изоляции провода. Куски провода надежно зажимаются резиновыми кольцами на корпусе зонда. Диаметр щеточного электрода должен превышать диаметр скважины на 5—10 *мм*.

Место соединения провода, идущего от жилы кабеля, с электродом должно быть надежно изолировано от бурового раствора.

5. Для исследования рудных прослоев небольшой мощности применяют точечный скользящий электрод; в остальных случаях допустимо применение щеточного электрода.

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

7. Корпус зонда изготавливается обычно из изоляционного материала; металлический корпус зонда покрывается слоем изоляционного материала. Вблизи электрода должен быть минимум неизолированных металлических деталей.

8. Во избежание неравномерного износа щеточного электрода груз к каротажному снаряду рекомендуется подвешивать на расстоянии 1—1,5 *м* от снаряда на гибком подвесе.

9. При измерении электрод M подводится к клемме M регистрирующего прибора с тем, чтобы рудные интервалы отмечались возрастанием потенциала. Масштаб записи — порядка 100 *мв/см* при полуавтоматической регистрации ($S=5$). Скорость регистрации должна быть постоянной и достаточно малой, чтобы избежать пропуска рудных включений; при полуавтоматической регистрации она не должна превышать 100 *м/час*, при детализации рудных зон — 50 *м/час*.

10. Запись кривой МЭП производится при подъеме снаряда; рекомендуется проводить МЭП по окончании других каротажных измерений, когда резкие неоднородности бурового раствора устранены вследствие его перемешивания при предыдущих спусках и подъемах кабеля.

§ 17. Токовый каротаж

1. Токовый каротаж (ТК) применяется в скважинах на угольных и рудных месторождениях и используется для уточнения границ пластов угля и рудных тел, а также определения их мощности и строения.

2. Токовый каротаж рекомендуется проводить при помощи мостовой схемы; электрод, изменение сопротивления которого наблюдается, вводится в одно из плечей моста.

3. Для установки необходимого масштаба записи *n ом/см* последовательно с жилой кабеля, ведущей к электроду A, вводят сопротивление R_0 и добиваются (регулированием сопротивления плечей моста, изменением силы тока питания, изменением постоянной по напряжению регистрирующего прибора), чтобы отклонение пишущего устройства было равно $l = \frac{R}{n}$ *см*.

4. Масштаб записи выбирается таким, чтобы амплитуда отклонений кривой была 5—8 *см*.

5. Сопротивление заземления электрода в колонне принимается равным нулю. Схема регулируется так, что когда зонд находится в колонне, пишущее устройство устанавливается против нулевой линии диаграммы. В качестве нулевой рекомендуется принимать линию, расположенную справа на расстоянии 1 *см* от левой границы дорожки для записи. Возрастание сопротивления заземления должно приводить к перемещению пишущего устройства слева направо.

6. При крупном масштабе записи и больших изменениях потенциалов ПС для питания схемы пользуются переменным током, для чего в токовую цепь включают пульсатор. В этом случае при значительной (более 300 *м*) длине кабеля на лебедке в качестве электрода B следует пользоваться электродом в скважине, установленным на кабеле на некотором расстоянии от электрода A.

7. Чтобы кривая сопротивления заземления не была искажена изменениями сопротивления электрода B, его длину следует брать возможно больше.

§ 18. Метод скользящих контактов

1. Метод скользящих контактов (МСК) представляет вариант токового каротажа и отличается от него тем, что электрод имеет малый размер и скользит по стенке скважины. При этом измеряется сила тока в цепи, в которую включен электрод.

МСК применяется для исследования скважин рудных и угольных месторождений для выявления в разрезе пластов, обладающих высокой (электронной) проводимостью, а также для исследования сухих скважин.

2. Применяются зонды для МСК с одним электродом и с тремя электродами; зондами с тремя электродами скважина одновременно исследуется по нескольким образующим, что повышает надежность и точность выделения в разрезе проводящих пластов.

3. Зонды МСК могут снабжаться точечными или щеточными электродами. Обычно рекомендуется применять точечные элек-

троды; щеточные электроды используются для изучения пластов большой мощности и вкрапленных руд.

4. Зонд для наклонных скважин с точечными электродами состоит из цилиндра, изготовленного из изоляционного материала (эбонит, дерево и др.), часть которого срезана и заменена свинцовым вкладышем. Со стороны вкладыша на корпусе зонда расположен изолированный электрод, снабженный на конце металлическим (желательно победитовым) наконечником, который при износе может быть сменен.

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

Для исследования вертикальных скважин применяют зонд МСК, состоящий из болванки из изоляционного материала, снабженной фонарем, образованным тремя пружинными рессорами. На каждой из рессор устанавливают изолированный от корпуса электрод.

В щеточном зонде электроды образуются стальными проволоками, зажатыми так, что они расходятся по радиусам от оси прибора; проволоки изолированы от корпуса зонда. В одноэлектродном зонде все проволоки соединены между собой и подключены к жиле кабеля; в трехэлектродном они собраны в три узких пучка, расположенные под углом 120° друг относительно друга, проволоки каждого пучка соединены с одной из жил кабеля.

5. Вблизи электродов на зондах МСК (на расстоянии до 30 *см*) должен быть минимум неизолированных металлических деталей.

6. Для исследования пластов, плохо проводящих электрический ток, следует применять зонды с электродами, тщательно изолированными от бурового раствора, или применять экранированные электроды.

7. При регистрации кривых МСК необходимо, чтобы сопротивление цепи с измерительным током было как можно меньше для того, чтобы наиболее четко отмечалось изменение сопротивления электрода, скользящего по стенке скважины; общее сопротивление измерительной цепи не должно превышать 100 *ом*. Для этого следует использовать источники тока с небольшим внутренним сопротивлением и кабель с минимальным сопротивлением жил. В качестве заземления рекомендуется использовать обсадные трубы соседних скважин, водопроводные магистрали, пересеченные другими скважинами или выходящие на поверхность рудные тела (менее благоприятны обсадные трубы исследуемой скважины). Если невозможно обеспечить хорошее заземление на поверхности, то можно проводить МСК с двумя, расположенными диаметрально друг относительно друга, скользящими контактами (электродами).

8. Чувствительность регистрирующего прибора при МСК

выбирается такой, чтобы амплитуда отклонения кривой была не менее 5 *см*.

9. Скорость подъема при полуавтоматической регистрации не должна превышать 100 *м/час*; при автоматической записи допустимая скорость 600 *м/час*. При детализационных работах значение допустимой скорости соответственно меньше (примерно в два раза).

Так как при повторной записи положение электродов в скважине изменяется, то форма кривой МСК повторяется не полностью.

§ 19. Метод вызванных потенциалов

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

2. Измерения вызванных потенциалов в скважинах угольных и рудных месторождений проводят:

а) двухэлектродным зондом с $AM = 0{,}05 — 0{,}1$ *м* при небольшом количестве кабеля на лебедке (до 400 *м*);

б) трехэлектродным зондом с $AM = 0{,}05 — 0{,}1$ *м*; $MN\ (AB) = 2—5$ *м*.

Для измерения ВП может быть использован обычный трехэлектродный зонд. При применении специальных зондов для ВП рекомендуется электрод A делать составным из двух частей, расположенных симметрично относительно электрода M.

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

4. Для измерения вызванных потенциалов применяют обычную схему для электрического каротажа на трехжильном кабеле, изменяя схему подключения пульсатора. Частота пульсатора такая же, как и при обычном электрическом каротаже (6—20 *гц*).

5. В скважинах угольных месторождений ВП записывают при прямом токе питания (″+″ на электрод A).

6. Одновременно с кривой ВП записывают кривую сопротивления (КС). Для измерения ВП и в особенности КС при больших токах питания, пользуются делителем напряжения (при фотозаписи включают в измерительную цепь балластное сопротивление).

7. Скорость регистрации при измерении ВП, при записи фоторегистратором берется не более 600 *м/час*.

8. При исследовании скважин рудных месторождений рекомендуется регистрировать относительные вызванные потенциалы. При регистрации относительных вызванных потенциалов сила тока питания регулируется так, чтобы разность потенциалов между измерительными электродами при замыкании токовой цепи ($\Delta U_{кс}$) была постоянной (1—3 *в*).

ГЛАВА IV

РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

§ 20. Методы радиоактивного каротажа

1. Основными методами радиоактивного каротажа являются: гамма-каротаж (ГК); нейтронный каротаж (НК), который в свою очередь разделяется на нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т) и нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (НК-Н); метод наведенной активности (НА); гамма-гамма-каротаж (ГГК), в котором в свою очередь различают обычный или плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) и селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С); фотонейтронный каротаж (ГНК).

2. Гамма-каротаж используют для корреляции разрезов скважин, уточнения литологического характера пород, вскрытых скважиной, оценки глинистости пластов, выделения калийных солей и радиоактивных руд в разрезе скважин.

Данные нейтронного каротажа в нефтяных и газовых скважинах используют для выделения и оценки коллекторов, отбивки водонефтяного контакта и контакта газ — нефть и газ — вода. В других скважинах с помощью нейтронного каротажа выделяют некоторые типы углей, а также полезные ископаемые с аномальными нейтронными свойствами (например, бор).

Метод наведенной активности на нефтяных месторождениях применяют для установления положения водонефтяного контакта; кроме того, этот метод используется для выделения в разрезе скважин и оценки содержания некоторых полезных ископаемых (марганец, медь, алюминий).

Гамма-гамма-каротаж является одним из основных методов выделения и определения строения пластов угля. На рудных месторождениях гамма-гамма-каротаж применяют для выявления руд повышенной плотности и оценки содержания в рудах элементов с высоким атомным номером.

Фотонейтронный каротаж в настоящее время используется лишь на месторождениях бериллия, где он позволяет однозначно выделять породы, содержащие бериллий.

Методы радиоактивного каротажа широко используются для контроля технического состояния скважин.

3. Аппаратура для радиоактивного каротажа разделяется на две группы:

а) предназначенная для измерения естественной радиоактивности — гамма-каротаж (приборы типов ПГКР, КРТ, АСГ-26, ПРКС, КРЛ); приборы этой группы можно приспособить для измерений с источниками нейтронов или гамма-лучей, изготовив к ним дополнительно зондовые устройства;

б) аппаратура, позволяющая выполнять одновременную или поочередную регистрацию естественного гамма-излучения и измерения с источниками нейтронов или гамма-излучения (НГГК, СРК, РКМ, РАРК, Гамма-59, РК-60Л).

Большая часть аппаратуры предназначена для работы как с одножильным, так и с трехжильным кабелем (аппаратура ПГКР, КРТ, АСГ-26, КРЛ, РКМ-3 рассчитана лишь на трехжильный кабель).

§ 21. Требования к аппаратуре радиоактивного каротажа

1. Индикатор излучения должен обладать высокой эффективностью (отмечать большой процент гамма-квантов или нейтронов, пересекающих поверхность индикатора за единицу времени). Особенно важна высокая эффективность при гамма-каротаже.

2. При применении источников нейтронов или гамма-излучения между индикатором и источником должен быть экран. Назначение экрана заключается в исключении или сведении до минимума влияния источника на индикатор, чтобы обеспечить наибольшую относительную дифференциацию измеряемой кривой.

Установленные на заводе конструкция и размеры экрана должны строго выдерживаться.

3. Положение источника относительно стенки прибора должно быть строго определенным.

4. При двух и большем числе каналов в приборе РК необходимо, чтобы влияние одного канала на другой (например, канала НГК на канал ГК) отсутствовало, а также, чтобы взаимная компенсация импульсов, приходящих от индикаторов различных каналов в линии передачи, была минимальной.

5. Нелинейность характеристики в канале РК в рабочем диапазоне не должна превышать 5%.

6. Для гамма-гамма-каротажа (ГГК-П и ГГК-С) скважин рудных месторождений обязательно применение скважинных приборов с прижимным устройством, с экранированными от скважины источником и индикатором гамма-квантов.

В приборе для селективного гамма-гамма-каротажа кожух снаряда или часть его против источника и индикатора следует

изготовлять из алюминия или пластмассы. Необходимо пользоваться индикаторами, обладающими повышенной чувствительностью к мягким гамма-лучам (сцинтилляционные счетчики, газоразрядные счетчики типа ВС). При измерении со сцинтилляционными счетчиками рекомендуется регистрировать рассеянное гамма-излучение при двух отсечках энергии — 30—200 *кэв* и свыше 200 *кэв*.

7. Аппаратура радиоактивного каротажа должна сохранять стабильность при нейтронной работе в скважине в течение 8—10 часов.

§ 22. Подготовка и проверка аппаратуры

1. При подготовке разрядного счетчика для установки в скважинный прибор проводят следующие операции:

а) снимают характеристику; с целью уменьшения статистических ошибок при съемке характеристики следует подсвечивать счетчик радиевым источником (серия 1, 2 и 5); протяженность плато характеристики должна быть не менее 200 *в*, наклон — менее 5% на 100 *в*;

б) измеряют (при паспортном рабочем напряжении) естественный фон при обычных условиях и после 3-минутного облучения счетчика эталоном, создающим интенсивность облучения, соответствующую интенсивности излучения при каротаже скважин; разница в результатах измерения не должна быть более 15%;

в) для счетчиков СИ-4Г и ВС-9, с целью проверки чувствительности отдельных участков труб, определяют скорость счета при облучении внешним источником гамма-излучения сперва одной половины (считая по высоте) счетной трубки (вторая половина экранируется), потом другой; различие в скоростях счета не должно превышать 5%;

г) для счетчиков с вольфрамовым катодом измеряют фон в свинцовой камере (домике) с толщиной стенок не меньше 7 *см* или в стальном (чугунном) домике с толщиной стенок около 12 *см*; скорость счета, обусловленная в данном случае собственным фоном счетчика и жестким космическим излучением для счетчиков типа ВС-9 не должна превышать 130 *имп/мин*.

Счетчики, не удовлетворяющие указанным выше требованиям, не могут устанавливаться в скважинном приборе.

2. Разрядные счетчики, входящие в один индикатор, подбирают так, чтобы напряжение начала счета счетчиков отличалось не более чем на 50 *в*, интегральная чувствительность (в *имп/мин* на 1 *мкр/час*) — не более чем на 5%, а амплитуда импульсов — не более чем на 10%.

Общий участок плато всех счетчиков, входящих в индикатор, должен быть не менее 150 *в*.

Рабочее напряжение выбирается в начале последней трети общего плато.

3. Счетчики ВС-9 и СИ-4Г, входящие в один индикатор канала НГК, подбирают так, чтобы разница в длинах катода была не более 5 *мм*, а расстояние между нижним цоколем и ближайшей к нему кромкой катода — не более 3 *мм*.

4. Аппаратура, определяющая интенсивность гамма-излучения (естественного, рассеянного и вызванного в результате взаимодействия нейтронов с ядрами породы), предназначенная для изучения разреза скважин и выделения полезных ископаемых, периодически, не реже одного раза в квартал и после смены основных деталей, подлежит проверке на линейность характеристики (кривой зависимости показаний на выходе аппаратуры от интенсивности излучения). Для этого, облучая прибор эталонными источниками гамма-излучения (поочередно и одновременно несколькими источниками), располагаемыми на разном расстоянии от прибора, определяют показания на выходе аппаратуры в *имп/мин*. Источники, комбинации их и расстояния от источников до индикатора подбирают такими, чтобы охватить весь диапазон изменения интенсивности гамма-излучения, наблюдаемый на практике при работе с данной аппаратурой. Для облучения прибора источником пользуются установкой, применяемой для эталонировки аппаратуры ГК (см. § 23), и соблюдаются те же правила.

По результатам измерений не менее чем для двух диапазонов измерений (один из них — наибольший из числа используемых) строят характеристику аппаратуры. Для каждой характеристики должно быть не менее 6 равномерно расположенных по интервалу точек. Нелинейность характеризуется отклонением кривой при большой скорости счета от усредненной прямой линии и выражается в процентах этого отклонения от соответствующего предельного значения диапазона измерений.

Величина нелинейности обусловливается «мертвым» временем индикаторов, разрешающей способностью электронной схемы и нелинейностью характеристики выходного каскада и регистрирующего устройства. В аппаратуре с разрядными счетчиками основной причиной нелинейности является «мертвое» время счетчиков.

При нелинейности более 5% в масштаб диаграмм вносят поправки в соответствии с фактически полученной характеристикой аппаратуры.

5. Вместе с проверкой линейности характеристики контролируется кратность масштабов записи; допустимое при этом отклонение не должно быть более 3%.

6. В аппаратуре (РАРК, НГГК и др.), имеющей в наземной панели регулятор уровня дискриминации входных импульсов, необходимо обращать особое внимание на правильность установки этого регулятора; слишком высокий уровень дискримина-

ции может привести к существенным погрешностям в скорости счета; при низком уровне дискриминации возможно влияние помех.

Детальные указания по настройке и проверке аппаратуры приводятся в соответствующих наставлениях и инструкциях для данного типа аппаратуры.

7. Ввиду большого влияния длины зонда на результаты измерений необходимо, чтобы фактическая длина зонда при нейтронном каротаже и гамма-гамма-каротаже не отличалась от номинальной более чем на 5 *мм*; при сборке и разборке прибора длина зонда должна воспроизводиться с погрешностью не более 1 *мм*. Для этого все разъемные части глубинного прибора должны свинчиваться до упора; должно быть исключено произвольное изменение взаимного расположения частей зондового устройства и индикатора.

8. Длина зонда отсчитывается как расстояние от середины индикатора до геометрического центра ампулы с источником.

Необходимо иметь в виду, что центр излучения источника может не совпадать с его геометрическим центром. Наличие смещения центра излучения относительно геометрического центра источника и величину его определяют по измерениям в эталонировочном баке с водой при двух положениях источника в держателе — номером вверх (рабочее положение) и номером вниз; при этом учитывают величину натурального фона излучения в баке.

9. При расположении источника на оси скважинного прибора смещение геометрического центра источника от оси не должно быть более 1 *мм*.

§ 23. Эталонировка и проверка стандартности аппаратуры РК

1. Все виды радиоактивного каротажа, проводимые для изучения геологического разреза скважин и выявления в разрезе скважин полезных ископаемых, должны выполняться эталонированной аппаратурой.

2. Для эталонировки аппаратуры гамма-каротажа * применяют радиевые источники (эталоны) серий 1; 2; 5; 6 и 10. Эталонировки проводят при помощи специальной установки при расположении центров индикатора и источника гамма-излучения на высоте не менее 2,0 *м* для РАРК, ПГКР и 2,2 *м* для НГГК над поверхностью земли. С целью исключения влияния рассеянного гамма-излучения эталонируемая аппаратура должна быть удалена от стен зданий и других предметов не менее чем на 4 *м*.

---

* Подробная методика эталонирования аппаратуры ГК изложена во «Временной методической инструкции к гамма-каротажной аппаратуре НГГК, РАРК и ПГКР, используемой при проведении массовых поисков».

Эталон помещается на линии, перпендикулярной к оси прибора в средней точке индикатора, на расстояниях от 0,5 до 4,0 *м* при обычных счетчиках (ВС-9, СИ-4Г) и от 0,2 до 4,0 *м* при применении счетчиков, предназначенных для детальных работ (МС-4). Расстояния между центрами индикатора и эталона измеряются стальной рулеткой; точность отсчета длины 1 *мм*.

При эталонировании учитывают натуральный фон, определяемый при удалении всех источников от градуированной установки на расстояние больше 10 *м* и экранировке их (источники помещаются в контейнер).

При эталонировании аппаратуры постоянная времени должна оставаться неизменной; измерения проводят не ранее чем через 3 *мин* после установки источника; допустимая погрешность измерений не более 2%.

Расчет интенсивности гамма излучения производят по формуле

$$I = j\frac{A}{R^2},$$

где R — расстояние от центра индикатора до центра источника, *м*;

$A = 840a$ — интенсивность гамма-излучения источника на расстоянии 1,0 *м* от него, *мкр/час*;

a — количество миллиграмм радия в эталоне, указываемое в паспорте;

j — коэффициент, учитывающий конечную длину индикатора и рассеянное излучение источника. При использовании индикаторов большой длины (аппаратура НГГК, РАРК, ПГКР) величина коэффициента j определяется по графику (рис. 1) для данных R и типа прибора.

Эталонирование следует проводить в условиях, строго идентичных условиям записи (уровень дискриминации, ток снаряда и т. п.).

При эталонировании определяется скорость счета от эталона, которым предполагается проводить контрольные измерения на буровой.

Эталонирование аппаратуры (канала) ГК необходимо проводить не реже одного раза в месяц, а также после замены индикатора, ламп, основных радиодеталей и т. п., могущих вызвать изменение чувствительности аппаратуры.

3. Перед каждым гамма-каротажем необходимо провести контрольное измерение интенсивности гамма-излучения при определенном расстоянии источника от индикатора; при этом соблюдаются те же требования, что и при эталонировании аппаратуры. Если показания, полученные при контрольном измерении на скважине, отличаются от результатов контрольного изме-

рения при эталонировании более чем на 10%, необходимо выяснить причины расхождения, устранить их и заново проэталонировать аппаратуру.

4. Эталонировочное устройство для аппаратуры гамма-гамма-каротажа представляет бак с пресной (содержание солей в воде не более 2 *г/л*) водой высотой не менее 1 *м* и диаметром не менее 60 *см*. Скважинный прибор устанавливают по оси бака так, чтобы середина зонда располагалась на одинаковом расстоянии от верхней и нижней границы воды, налитой в бак.

Скорость счета должна определяться при тех же длине зонда, мощности источника и режима работы аппаратуры, при которых производится каротаж.

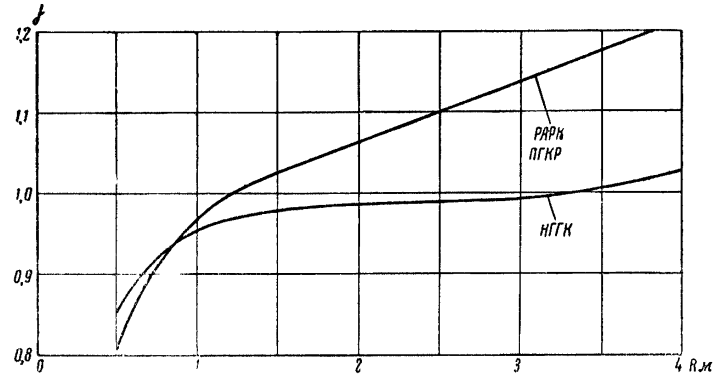

Рис. 1

Измерение в баке проводят дважды — при присоединенном к прибору источнике и без него. Разница в полученных значениях скорости счета при наличии источника (I_1) и скорости счета при удаленном источнике (I_2), соответствующей величине естественного фона в эталонировочном устройстве, принимается за условную единицу ГГК:

$$I_{эт} = I_1 - I_2.$$

Эталонировка аппаратуры ГГК указанным способом должна проводиться не менее одного раза в месяц, а также после смены зондового устройства, источника гамма-излучения и после ремонта аппаратуры.

При эталонировке аппаратуры ГГК измеряют величину контрольного показания. Для этого скажинный прибор ГГК с источником устанавливается в горизонтальном положении на высоте не менее 2 *м* от поверхности земли и вдали (не менее 2 *м*) от

посторонних предметов. Полученные при этом показания являются контрольными.

5. До начала и после проведения гамма-гамма-каротажа в скважине необходимо при тех же самых условиях, что при эталонировке, измерить величину контрольного показания. Допустимое отклонение контрольного показания от значения, полученного при эталонировке, 10%; при большей величине эталонировка аппаратуры ГГК проводится заново.

6. Для эталонировки аппаратуры нейтронного каротажа используют бак диаметром 0,8 и высотой 1,75 *м*, заполненный пресной водой (содержание солей в воде не более 0,5 *г/л*). Скважинный прибор устанавливается в баке так, чтобы ось его приблизительно совпадала с осью бака. В зимнее время при установке бака вне помещения можно вместо воды пользоваться керосином.

За условную единицу $I_{эт}$ при нейтронном каротаже принимается разность показаний прибора в эталонировочном баке с источником нейтронов и без источника.

Эталонировка аппаратуры нейтронного каротажа может производиться также в эталонировочном устройстве, смонтированном на прицепе. В этом случае разность показаний в эталонировочном баке с источником и без источника приводится к стандартной эталонной единице $I_{эт}$ в баке с пресной водой при помощи переходного коэффициента A.

Коэффициент A данного эталонировочного устройства определяют по измерениям, выполненным стандартным прибором данного типа в применяемом эталонировочном устройстве и в баке с пресной водой; погрешность определения коэффициента A эталонировочного устройства не должна превышать 1%.

7. Эталонировка аппаратуры (канала) нейтронного каротажа выполняется в следующей последовательности:

а) подготавливают аппаратуру НК к работе в соответствии с имеющимися инструкциями по эксплуатации; при этом длина зонда должна точно соответствовать требуемому значению;

б) устанавливают скважинный прибор с присоединенным к нему нейтронным источником в эталонировочное устройство; записывают показания прибора и производят отсчет импульсов на счетчике-нумераторе (счетном устройстве); допускаемая погрешность измерений 1%;

в) снимают с прибора нейтронный источник и удаляют его на расстояние не менее 10 *м* от места эталонировки, после чего скважинный прибор снова помещают в эталонировочное устройство и вновь производят регистрацию показаний и отсчет импульсов; допустимая погрешность измерений 3%. Полученная в этих условиях скорость счета I_2 определяется естественным фоном в эталонировочном устройстве;

г) по полученным значениям скоростей счета I_1 при наличии нейтронного источника и I_2 с прибором без источника определяется величина эталонировочной единицы НГК:

$$I_{эт} = I_1 - I_2.$$

Результаты определения $I_{эт}$ по записям регистратора и по отсчетам импульсов на счетчике-нумераторе (счетном устройстве) не должны отличаться более чем на 2%. В противном случае необходимо выявить и устранить причины расхождения.

Если для контроля аппаратуры НГК на буровой пользуются эталонным источником гамма-излучения, необходимо при эталонировке снять величину контрольного показания (см. пункт 10, настоящего параграфа).

При эталонировке в переносных контейнерах ограниченных размеров необходимо исключить влияние поверхности земли. Для этого эталонировочное устройство располагают на высоте 1—1,5 *м* от земли и вдали (на 1—1,5 *м*) от окружающих предметов.

8. Эталонировка аппаратуры нейтронного каротажа в баке с водой или в смонтированном на прицепе эталонирующем устройстве, проводят не реже одного раза в месяц, а также при смене индикатора или радиодеталей, могущих вызвать изменение характеристики аппаратуры.

9. На каждой скважине перед началом работ следует проконтролировать работу аппаратуры нейтронного каротажа при помощи портативного или установленного на прицепе эталонировочного устройства.

10. Контроль аппаратуры нейтронного гамма-каротажа можно проводить также, наблюдая показания от эталонного источника гамма-излучения. Рекомендуются два способа получения контрольных показаний.

В первом способе контрольное показание получается следующим образом:

а) устанавливают скважинный прибор в горизонтальное положение на высоте 150±5 *см* над землей; при этом прибор должен находиться от стен зданий и каких-либо предметов на расстоянии не менее 3 *м*;

б) устанавливают при помощи кронштейна на расстоянии 100±0,5 *см* выше прибора против середины индикатора эталонный источник и проводят измерения;

в) удаляют источник не менее чем на 15 *м* от прибора и измеряют величину естественного фона, погрешность измерений в первом случае не должна превышать — 1%, во втором — 3%;

г) разница в скорости счета при обоих измерениях является контрольным показанием.

При этом способе применяется радиевый источник марки С-41 (номинальное содержание радия около 0,1 *мг*) или кобальтовый источник примерно такой же активности.

Во втором способе контрольные показания получаются следующим образом:

а) надевают на кожух скважинного прибора специальную насадку, имеющую гнездо для эталонного источника гамма-излучения (радиевый источник марки 0-51 с номинальным содержанием радия 0,01 *мг*); насадка должна быть расположена так, чтобы гнездо для источника находилось против середины индикатора;

б) устанавливают источник в гнездо и проводят два измерения скорости счета — при наличии в устройстве свинцового экрана (клина между источником и счетчиками) и без него; требования в отношении точности измерений те же, что и в предыдущем случае;

в) разность результатов измерений дает контрольное показание.

В этом случае прибор при замерах может находиться на земле; влияние рассеянного излучения исключается использованием клина и свинцового экрана на кожухе.

Если почему-либо используются различные эталонные источники гамма-излучения, необходимо предварительно с большой точностью (погрешность не более 1%) установить коэффициенты для перехода от одного из источников к другому путем сравнения их гамма-активности; при этом следует учитывать, что паспортные данные иногда имеют недопустимо высокую погрешность (5%).

Считается, что аппаратура работает стабильно, если величина контрольного показания, полученная при измерении на скважине, не отличается от величины контрольного показания, полученного при эталонировке аппаратуры, более чем на 5%. В этом случае за условную единицу принимается

$$I'_{эт} = K \frac{S_c}{S_б} I_{эт},$$

где $I_{эт}$ — условная единица, определенная при эталонировке на базе;

$S_б$ и S_c — контрольные показания, полученные во время эталонировки на базе и при измерениях на скважине;

K — коэффициент ослабления источника в результате его распада за время, прошедшее между эталонировкой на базе и датой проведения работ на скважине.

При отклонении контрольного показания от значения его, полученного при эталонировке, более чем на 5%, необходимо выяснить и устранить причины изменения чувствительности аппаратуры или провести повторную эталонировку.

11. Аппаратура нейтронного каротажа должна удовлетворять условиям стандартности, т. е. обеспечивать получение сопо-

ставимых результатов при измерениях с различными комплектами аппаратуры одного и того же типа.

Показателем стандартности является величина относительной дифференциации, под которой подразумевается отношение показаний против двух эталонных пластов — высокой и низкой пористости.

12. Тот или иной комплект аппаратуры может считаться пригодным для работы лишь при условии, что относительная дифференциация данного комплекта отличается от принятой для данного типа в качестве эталонной не более чем на 3%.

Относительная дифференциация комплекта аппаратуры определяется после поступления ее от завода-изготовителя и в дальнейшем периодически, не реже одного раза в полгода.

13. Величина относительной дифференциации устанавливается по измерениям аппаратурой НК на принятых в качестве эталонных моделях пластов или по измерениям в контрольной скважине против выбранных для этой цели пластов при сохранении постоянства условий измерений в скважине.

14. При отклонении относительной дифференциации от принятой более чем на 3% необходимо выявить причину отклонения и устранить ее.

Наиболее часто нарушения стандартности аппаратуры вызываются:

а) значительным отклонением фактической длины зонда от номинальной;

б) высоким собственным фоном некоторых экземпляров используемых счетчиков;

в) нарушением режима работы электронной схемы (нелинейность, неправильный выбор уровня дискриминации в селекторах и пр.).

§ 24. Выбор режима работы аппаратуры радиоактивного каротажа

1. Подбор оптимального режима работы производится в зависимости от технической характеристики применяемой аппаратуры РК, геолого-геофизических условий измерений, требуемой точности измерений и средней скорости счета.

2. Точность результатов измерений при радиоактивном каротаже характеризуется:

а) среднеквадратичным отклонением δ показаний от среднего за счет статистических флуктуаций; среднеквадратичное отклонение задается, исходя из наибольшего допустимого отклонения ε от статистических флуктуаций, вероятность которого не более 90%; приблизительно можно считать, что $\varepsilon \approx 2\delta$;

б) погрешностью измерний δ, определяемой как погрешность средних показаний против однородного интервала разреза;

в) снижением Δ зарегистрированной амплитуды отклонения кривой I по сравнению с ее значением I_0 при $v\tau=0$.

3. В табл. 1 даны наибольшие допустимые значения δ, σ и Δ для обычных и детальных исследований. Под обычными исследованиями подразумевают радиоактивный каротаж, проводимый для изучения геологического разреза скважин и выявления в разрезе скважин полезных ископаемых; под детальными исследованиями — каротаж против выявленных пластов угля, рудных тел и залежей других полезных ископаемых, проводимый в более крупном масштабе глубин для получения детальной и точной характеристики их, а также измерения при определении водонефтяного контакта.

Большая допустимая погрешность от статистических флуктуаций при ГК обусловлена требованием отмечать тонкие пласты высокой радиоактивности применительно к задачам массовых поисков.

Таблица 1

Наибольшие допустимые значения среднеквадратичного отклонения δ от статистических флуктуаций, погрешность измерения σ и снижения Δ, обязанного влиянием интегрирующей ячейки

Методы	Обычные исследования			Детальные исследования		
	δ,%	σ,%	Δ	δ,%	σ,%	Δ
НК, ГГК	3	4	0,8	2	3	0,95
ГК	7	10	0,8	5	5	0,95

При ГК, НГК и ГГК, проводимых с целью изучения технического состояния скважины и контроля проводимых работ, допустимые значения δ и σ могут быть увеличены вдвое.

4. Оптимальная величина постоянной времени τ интегрирующей ячейки должна удовлетворять условию:

$$\tau \approx \frac{3 \cdot 10^5}{I_{ср}\delta^2},$$

где δ — среднеквадратичное отклонение от среднего значения за счет статистических флуктуаций, %;

$I_{ср}$ — средняя величина скорости счета, *имп/мин*. При каротаже на панели РК устанавливают значение постоянной времени, ближайшее к расчетному.

5. Наибольшая допустимая скорость перемещения прибора должна быть такой, чтобы снижение Δ амплитуды отклонения для пластов минимальной мощности, подлежащих исследованию, не превышало допустимого значения.

Величина наибольшей допустимой скорости при заданных длине зонда L, мощности пласта H и постоянной времени интег-

рирующей ячейки τ для приборов с точечным индикатором определяется с помощью номограммы (рис. 2).

В табл. 2 и 3 приведены рекомендуемые значения τ и v.

При исследовании нефтяных и газовых скважин с продуктивными пластами большой мощности (от 2 *м* и выше) указанные в табл. 2 скорости каротажа могут быть увеличены в 1,5—2 раза.

Таблица 2

Выбор наибольшей допустимой скорости измерений при радиоактивном каротаже

τ, *сек*	Допустимая скорость, *м/час*	
	Общие исследования (Δ=0,8)	Детальные исследования (Δ=0,95)
Работа с источниками НГ и ГГК.		
Зонд *L* 60 *см*		
1,5	1800	800
3	900	400
6	450	200
12	225	100
18	150	60
Зонд *L* 30 *см*		
1,5	540	140
3	270	70
6	135	35
12	65	15
18	40	10
Зонд *L* 15 *см*		
1,5	340	120
3	170	60
6	85	30
12	40	15
18	25	10
Измерения естественного гамма-излучения		
1,5	1480	800
3	740	400
6	870	200
12	185	100
18	120	60

Примечание. Расчеты произведены исходя из минимальной мощности H пласта, подлежащего исследованию: НК и ГГК при длине зонда около 60 *см* — 150 *см*; при длине зонда 30 *см* — 50 *см*; при длине зонда 15 *см* — 30 *см*; ГК — 1 *м*.

Приведенные значения скорости рассчитаны для точечного индикатора.

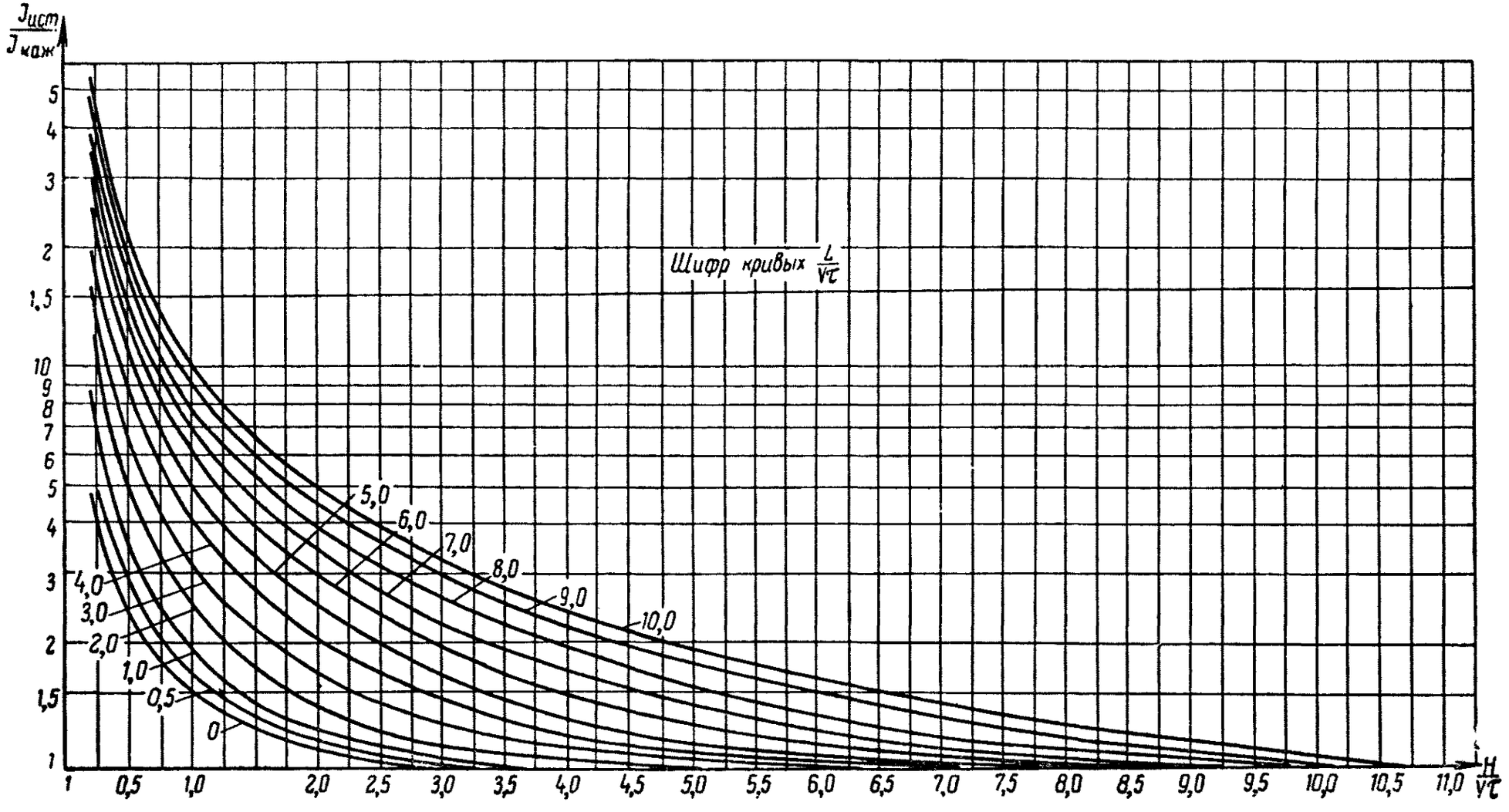
$\frac{J_{ист}}{J_{маж}}$
Шифр кривых $\frac{L}{V\tau}$
0
0,5
1,0
2,0
3,0
4,0
5,0
6,0
7,0
8,0
9,0
10,0
$\frac{H}{V\tau}$

Рис. 2

Таблица 3

Рекомендуемые постоянные времени в зависимости от заданной величины $H_{мин}$ и $I_{ср}$ и требований к точности записи диаграмм

Характеристика условия измерения и рекомендуемые значения τ	Измерения с источником НК, ГГК	Измерения естественного гамма-излучения ГК
Средняя скорость счета в тыс. *имп/мин*	5 10 15 20 25	0,5 1
Рекомендуемые значения τ, *сек*		
а) при общих исследованиях	6 3 3 1,5 1,5	12 6
б) при детальных исследованиях	15 6 6 3 3	25 15

При исследовании скважин на угольных месторождениях с рабочей мощностью более 1 *м* указанные в табл. 2 скорости могут быть также увеличены в 2—2,5 раза.

При многоканальной записи из допустимых скоростей для различных каналов берется наименьшая.

6. Необходимая точность измерений (погрешность измерений σ менее наибольшего допустимого) обеспечивается соответствующим контролем работы аппаратуры и ее регулировкой.

7. Гамма-каротаж, проводимый с целью изучения геологического разреза скважин, должен удовлетворять требованиям, обеспечивающим возможность использования получаемых данных для целей массовых поисков.

Условия записи гамма-каротажной кривой (скорость записи и постоянная времени τ интегрирующего контура) должны быть такими, чтобы подлежащие выделению пласты с повышенным содержанием радиоактивных элементов выделялись аномалиями по крайней мере с двукратным превышением зарегистрированных значений интенсивности излучения над уровнем нормального фона гамма-излучения пород в скважине. Исходя из этого, для аппаратуры НГГК и РАРК допустимы режимы работ, указанные в табл. 4.

Таблица 4

Режим работы аппаратуры РК для массовых поисков

Характеристика режима	Тип аппаратуры	
	НГГК	РАРК и ПГКР
τ, *сек*	6 12 18	6 12 18
Наибольшая допустимая скорость, *м/час*	600 300 200	400 200 130

Все аномалии, для которых интенсивность излучения значительно (более чем в 2 раза) превышает среднее значение интенсивности излучения (более чем на 14 *мкр/час* при измерении аппаратурой НГГК и более чем на 20 *мкр/час* при измерении аппаратурой РАРК и ПГКР) подлежат обработке. Для этого в показания гамма-каротажной кривой вводятся поправки за влияние конечного размера индикатора, постоянной времени интегрирующей ячейки, скорости перемещения прибора и поглощения гамма-излучения в буровом растворе, обсадных трубах и цементном кольце. Если полученная в результате внесения поправок исправленная величина аномалии гамма-излучения окажется больше, чем 100 *мкр/час,* то аномальный интервал подлежит детальному исследованию независимо от величины видимой мощности пласта.

Детальные исследования проводятся в масштабе глубин 1 : 50 с глубинным прибором РК, снабженным детализационным индикатором (один счетчик МС-11, МС-14 или МС-4). Оптимальный режим работы при детальных исследованиях: постоянная времени $\tau = 6$ *сек*, наибольшая допустимая скорость каротажа 50 *м/час*; если $\tau = 12$ *сек*, наибольшая скорость 25 *м/час*.

После проведения детального исследования вновь подсчитывают исправленную величину интенсивности излучения; при подтверждении данных о наличии повышенных показаний, обязательно проводят повторный детальный каротаж.

Аномалии с исправленными показаниями более 100 *мкр/час,* прошедшие повторную проверку, считаются соответствующими пластам с повышенным содержанием радиоактивных элементов.

Подробнее вопросы использования данных гамма-каротажа для массовых поисков изложены во «Временной методической инструкции к гамма-каротажной аппаратуре НГГК, РАРК и ПГКР, используемой при проведении массовых поисков», утвержденной Министерством геологии и охраны недр СССР 8/XII 1960 г.

8. Длина зонда для НК и ГГК выбирается в зависимости от назначения измерений (табл. 5).

9. Мощность источника берется такой, чтобы скорость счета при НГК и ГГК превышала скорость счета от естественного гамма-излучения глинистых пород не менее чем в 5 раз. Для облегчения соблюдения правил техники безопасности не рекомендуется брать источник, мощность которого значительно превышает требуемое минимальное. Использование источника с небольшой мощностью облегчает проведение работ, так как при этом аппаратура работает на линейном участке характеристики.

Таблица 5

Рекомендуемые размеры зондов и мощности источников при некоторых видах радиоактивного каротажа

Назначение исследований	НГК			НК-Т, НК-Н			ГГК-П			ГГК-С		
	длина зонда, *см*	тип источника	мощность, 1^{6} *нетр/сек*	длина зонда, *см*	тип источника	мощность, 10^{6} *нетр/сек*	длина зонда, *см*	тип источника	мощность *мг-экв* Ra	длина зонда, *см*	тип источника	мощность *мг-экв* Ra
Определение пористости	60	Po+Be	4—8	40	Po+Be	4—8	40	Co^{60}	7—20	—	—	—
Определение положения водонефтяного контакта	30—50	Po+Be	4—8	30—40	Po+Be	4—8	—	—	—		—	—
Определение положения газоводяного и газонефтяного контакта	60	Po+Be	4—8	40	Po+Be	4—8	—	—	—	—	—	—
Выделение угольных пластов	50—60	Po+Be	4—9	—		—	30 - 50	Co^{60}	5—10	—	—	—
Выделение руд тяжелых металлов (свинца, ртути, вольфрама и др.)							15—60	Co^{60}	5—15	20—30	Cs^{137} Hg^{203} Se^{75}	5—15
Выделение железорудных тел	50	Po+Be	4—8				30—40	Co^{60}	5—7	—	—	—
Выделение бороносных пластов	15—40	Po+Be	2—5	15 40	Po+Be	2—5	—	—	—	—	—	—

§ 25. Определение положения водонефтяного контакта и контакта газ-жидкость в обсаженных скважинах

1. Методы радиоактивного каротажа применяют для выделения нефтенасыщенной и водоносной части пласта (разделения пластов на нефтеносные и водоносные) и определения водонефтяного контакта (ВНК) в обсаженных скважинах.

Результаты определения ВНК в данной скважине показывают положение раздела нефть-вода в части пласта, непосредственно прилегающей к скважине; положение этого раздела в общем случае будет отличаться от положения ВНК.

2. В пробуренных скважинах определение ВНК может производиться лишь через некоторое (не менее 10 дней) время после цементировки колонны.

3. Для определения ВНК применяют нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т) и метод наведенной активности (НА).

4. При определении ВНК при помощи НГК применяют зонд длиной порядка 50 *см*; если пористость пласта непостоянна, то для определения ВНК рекомендуется применять зонды меньшей (20—30 *см*) длины.

Обычно величина эффекта* при определении ВНК в пластах, насыщенных сильно минерализованными водами, около 10%; она может быть повышена в 2—2,5 раза путем:

а) борной экранировки счетчиков (на соответствующую часть кожуха скважинного прибора надевается цилиндрическая насадка, заполненная соединениями бора — карбид бора, борная кислота, бура);

б) избирательной регистрации только жесткой (например, более 2,5 *Мэв*) составляющей вторичного гамма-излучения.

Область применения НГК для определения ВНК — сравнительно однородные по пористости песчаные пласты с высокой минерализацией пластовых вод (не менее 150 *г/л*).

5. Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам рекомендуется проводить для определения ВНК в комплексе с НГК. Область применения — пористые коллекторы, в том числе неоднородные по пористости, но насыщенные пластовыми водами с высокой минерализацией.

6. Для получения точных результатов необходима тщательная регистрация кривых НГК и НК-Т с использованием боль-

---

* Эффектом называют отношение разности показаний против нефтеносной $I_н$ и водоносной $I_в$ части пласта к показаниям против нефтеносной части:

$$\frac{I_н - I_в}{I_н}.$$

шой постоянной времени (τ=25—35 *сек*) при малой скорости перемещения скважинного прибора (50—150 *м/час*).

7. При определении положения ВНК методом наведенной активности основным индикаторным элементом является Na или Cl. Измерения проводятся в отдельных точках предполагаемой зоны водонефтяного контакта через 0,5—2 *м*. Мощность источника нейтронов 10^7—$2 \cdot 10^7$ *нейтр/сек*.

При работе методом наведенной активности натрия время облучения на точке — около 4 *час*; измерение наведенной активности в одной точке для определения характера спада активности со временем проводится в течение 4 *час*.

Для уменьшения влияния излучения других радиоактивных элементов рекомендуется регистрировать лишь гамма-кванты повышенной (более 1,3 *Мэв*) энергии.

При работе методом наведенной активности хлора время облучения около 40 *мин*, время измерения НА в точке — порядка 2 *час*.

8. При измерении наведенной активности индикатор должен находиться против места облучения с допустимой погрешностью 20 *см*. Перед началом облучения в течение 10—15 *мин* производится измерение естественного фона в точке активации, которое учитывается при обработке результатов наблюдений.

Измерения производят с помощью электромеханического счетчика и, при необходимости, пересчетных схем (Б-2).

9. Обработка результатов измерений наведенной активности сводится к выделению излучения от индикаторного радиоактивного элемента (натрия, хлора) и определения его начальной интенсивности. Заключение рекомендуется делать по отношению начальной интенсивности излучения индикаторного элемента (натрия, хлора) к суммарной начальной интенсивности от индикаторного элемента и марганца обсадной колонны.

10. Область применения метода наведенной активности — определение положения водонефтяного контакта и разделение одинаковых по своим литолого-петрографическим свойствам нефтеносных и водоносных пластов при минерализации пластовых вод свыше 40—70 *г/л*. Разрешающая способность метода наведенной активности по хлору ниже, чем метода наведенной активности по натрию.

11. Исследования ВНК, проводимые с целью выявления причин обводнения пласта, рекомендуется дополнять работами по определению затрубной циркуляции жидкости.

12. Нейтронный каротаж (НГК, НК-Т, НК-Н) может быть применен для контроля положения газоводяного или газонефтяного контакта в обсаженных скважинах и наблюдения за динамикой изменения положения раздела газ — жидкость в пласте. Методика исследования при проведении этих работ такая же, что и при обычном нейтронном каротаже.

§ 26. Проведение работ на буровой

1. Жилы кабеля, на котором производится спуск скважинного прибора РК должны иметь сопротивление изоляции не менее 1 *Мом*.

2. В скважинных приборах, работающих с трехжильным кабелем, назначение отдельных жил определяется по величине сопротивления, измеряемого между данной жилой и корпусом прибора. Эта величина известна для прибора данного типа.

3. Перед началом работ проверяют аппаратуру. Для этого собирают схему скважинного прибора, присоединяют к кабелю, после прогрева аппаратуры (примерно в течение получаса) просматривают на экране осциллографа импульсы натурального фона, проверяют правильность настройки селекторов; проверяют работу калибратора, электромеханического счетчика и других участков панели; регулируют регистрирующий прибор; наблюдают отклонение записывающего устройства от фона и калибратора.

4. При записи диаграмм РК фоторегистратором гальванометры 1-го канала 1:1 и 1:5 включают в канал ГК; при работе с двухканальным прибором кривая НГК записывается вторым или третьим каналом фоторегистратора. Измерения, как правило, проводятся на наиболее чувствительном пределе измерений. Вход измерительных каналов фоторегистратора для снижения возможного влияния помех переменного тока шунтируется возможно большой емкостью.

5. За нулевое положение записывающих устройств (блик гальванометра или карандаш потенциометра) каналов ГК и НГК (НК) берется крайний левый конец шкал; полярность включения канала выбирается такой, чтобы с увеличением скорости счета записывающее устройство смещалось вправо.

6. Токовый и измерительный коллекторы пульсатора должны быть выключены из схемы.

7. Перед радиоактивным каротажем нужно провести необходимые контрольные измерения (см. § 23).

Прибором (каналом), предназначенным для записи кривой ГК, необходимо определить натуральный фон; величина натурального фона в *мкр/час* в районе работ обычно известна; она меняется в пределах не более 20%.

Для каналов, используемых для НГК и ГГК, также рекомендуется провести измерение фона без источника для установления величины коэффициента перехода от показаний ГК к показаниям НГК и ГГК, необходимого для учета естественного гамма-излучения на последние.

8. Если при работе на скважине изменен режим работы (изменен порог дискриминации селекторов) или произведена смена деталей (ламп, счетчиков и т. д.), необходимо по окончании работ повторить контрольные измерения.

9. Масштаб записи выбирается таким образом, чтобы амплитуда отклонений кривой, т. е. разница между минимальными и максимальными показаниями, была не менее 5 *см*.

Для каждого района работ, вида радиоактивного каротажа и типа прибора рекомендуется устанавливать унифицированный масштаб записи диаграмм с целым числом единиц (*мкр/час*, условная единица и т. д.) на 1 *см* шкалы.

В табл. 6 даны масштабы, рекомендуемые для измерения прибором НГГК с зондом 60 *см*.

Таблица 6

Рекомендуемые масштабы записи кривых РК с приборами НГГК-55 и НГК-57

НГК, зонд 60 *см*

Мощность источника 10^6 *нейтр/сек*	Среднее значение условной единицы, *имп/мин*	Минимальная пористость							
		Больше 10%				Меньше 10%			
		Диаметр скважины, *см*							
		30—25		20—15		30—25		20—15	
		Масштабы записи на 1 *см* шкалы							
		условная единица	*имп/мин*	условная единица	*имп/мин*	условная единица	*имп/мин*	условная единица	*имп/мин*
2	2500	0,25	60	0,3	800	0,3	800	0,4	1000
4	5000	0,25	1200	0,3	1600	0,3	1600	0,4	2000
6	7500	0,25	1800	0,3	2400	0,3	2400	0,4	3000
8	10000	0,25	2400	0,3	3200	0,3	3200	0,4	4000
10	12500	0,25	3000	0,3	4000	0,3	4000	0,4	5000

ГК

Максимальные показания, *имп/мин*	Масштабы записи на 1 *см* шкалы, *имп/мин*		
	Обычные исследования	Детальные исследования в масштабе	
		1 : 1	1 : 5
1500	100	50	250
3000	250	100	500

10. Для записи кривой радиоактивного каротажа (ГК, НГК и ГГК) в масштабе n единиц на 1 *см* необходимо, чтобы при подключении к калибратору с числом импульсов ν *имп/мин* отклонение пишущего устройства было (в *см*):

а) для гамма-каротажа

$$l = \frac{\nu}{n};$$

б) для нейтронного гамма-каротажа и гамма-гамма-каротажа

$$I = \frac{\nu}{nI_{эт}},$$

где $I_{эт}$ — цена условной единицы, *имп/мин.*

При НК и ГГК рекомендуется на диаграмме наносить два масштаба: в эталонных единицах и в *имп/мин* на 1 *см* (или 2 *см*).

Для установления масштаба записи используется положение калибратора, обеспечивающее такую скорость счета для выбранного масштаба, чтобы отклонение записывающего устройства было не менее 5 *см*. Перед установкой масштаба скорость счета от калибратора контролируют по счетчику-нумератору.

11. В тех случаях, когда постоянная составляющая измеряемой величины составляет не менее 50% от максимальных показаний кривой РК (коэффициент относительной дифференциации $\frac{I_{max}}{I_{min}} < 2$), рекомендуется расширение пределов записи путем сдвига нулевой линии с помощью компенсатора. При измерениях ГК использовать компенсатор не рекомендуется.

12. При спуске прибора на забой включают питание глубинного прибора, проверяют его работоспособность в скважинных условиях и контролируют работу аппаратуры путем наблюдения формы импульсов на экране электронного осциллографа.

В процессе спуска контролируют правильность выбранного масштаба записи и определяют необходимость компенсации постоянной составляющей кривой.

13. Измерения проводят при подъеме прибора из скважины; перед началом измерений устанавливают масштаб записи.

Результаты установки масштаба каждого канала записывают регистратором, пользуясь протяжкой ленты регистратора от вспомогательного привода; сначала отмечают нулевое положение записывающего устройства, затем отклонение его при включенном калибраторе в течение 1—2 *мин* и затем повторно нулевое положение.

По окончании работ также проверяется скорость счета по калибратору, записывается установка масштаба и положение нулевой линии на ленту.

Требования к стабильности установленного масштаба — 3% от шкалы при обычных измерениях и 2% при детализационных измерениях. Допустимое смещение нулевой линии ±1 *мм*.

14. Изменение или регулировка масштаба записи в процессе записи не допускается. В случае неправильно выбранного масштаба запись повторяется полностью в новом масштабе, включая перечисленные выше операции контроля стабильности масштаба.

15. После окончания записи основной диаграммы, для проверки стабильности работы аппаратуры, проводят повторный замер в интервале не менее 50 *м* в наиболее важной части разреза.

При нестабильности масштабов записи и расхождения в показаниях кривых, полученных при основной и контрольной записи, свыше допустимого значения необходимо найти и устранить причину нестабильности работы аппаратуры и повторить запись.

Причиной нестабильной работы аппаратуры часто является непостоянство силы тока питания аппаратуры и в тех случаях, когда используется автономный источник питания, частоты питающего тока.

ГЛАВА V

МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Магнитный каротаж применяют для исследования скважин рудных месторождений, для выделения рудных тел, обладающих аномальными магнитными свойствами.

§ 27. Аппаратура

1. Применяются следующие виды аппаратуры магнитного каротажа:

а) для измерения магнитной восприимчивости (каротажа магнитной восприимчивости) — аппаратура АМК-3 («Земля 4») с мостовой схемой и датчиком, представляющим катушку индуктивности и сердечником из листового пермаллоя;

б) для одновременного измерения магнитной восприимчивости и элементов земного магнитного поля — комплексная аппаратура КМПС-3, предназначенная для регистрации магнитной восприимчивости в мелком масштабе и изменений вертикальной составляющей магнитного поля Z.

2. При работе с чувствительным прибором для каротажа по магнитной восприимчивости допускается пользоваться условным нулем, в качестве которого принимают показания в немагнитных породах.

3. Допустимое смещение нулевой линии из-за нестабильности работы аппаратуры, влияния температуры и других причин не должно превышать 2 *см* на 100-метровый интервал глубины скважины.

4. В случае проведения магнитного каротажа со скважинным прибором, имеющим датчик с сердечником, не следует спускать прибор до самого забоя, так как это может привести к прилипанию к кожуху магнитного шлама и искажению результатов измерений.

§ 28. Эталонировка аппаратуры

1. При каротаже по магнитной восприимчивости результаты измерений выражают в кажущихся величинах восприимчивости в единицах CGSM.

Переход от показаний прибора к единицам CGSM производится по результатам эталонирования аппаратуры.

2. Эталонировка аппаратуры каротажа по магнитной восприимчивости производится в цилиндрических эталонах, изготавливаемых из смеси порошкообразного магнетита (размер зерен около 5 *мк*) со скульптурным гипсом.

Указанным способом изготавливают эталоны с X от 100 до $25000 \cdot 10^{-6}$ CGSM. В этом интервале сохраняется почти прямая пропорциональность между X и содержанием магнетита. X эталона определяют по измерениям на лабораторном магнитомегре соответствующих образцов. Высота эталона должна быть в 4—5 раз больше длины датчика l; диаметр отверстия d_0 должен быть равен диаметру прибора (с минимальным плюсовым допуском). Внешний диаметр «насыщенного» эталона D_0 должен подчиняться условию $D_0 \geqslant d_0 + 2l$. В полевых условиях можно пользоваться эталонами и меньшего диаметра, однако при этом нужно вводить поправочные коэффициенты на ограниченную величину диаметра.

По результатам эталонировки строят кривую зависимости показаний аппаратуры от магнитной восприимчивости среды.

3. На результаты измерений при магнитном каротаже оказывают влияние мощность пласта H и диаметр скважины d, поэтому получаемая при магнитном каротаже кажущаяся магнитная восприимчивость $X_к$ отличается от истинного ее значения X. При $H > 4l$ (l — длина датчика) влияние мощности пласта практически не сказывается. Влияние диаметра скважины зависит от отношения d/l и может быть охарактеризовано следующими данными (табл. 7).

Таблица 7

d/l	$X_к/X$	
	I	II
5	0,008	—
2	0,075	0,40
1	0,45	0,71
0,7	1	1

Примечание. I — прибор расположен по оси скважины, II — прибор расположен по стенке скважины.

4. При малой величине датчика влияние скважины довольно значительно.

После введения поправок на ограниченную мощность пласта и на влияние скважины получается приведенное значение кажущейся магнитной восприимчивости. При помощи коэффициентов, учитывающих размагничивание пород на контакте со стенкой скважины и получаемых моделированием или расчетным путем, можно перейти от кажущейся к истинной магнитной восприимчивости горных пород, пересеченных скважиной.

ГЛАВА VI

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В комплекс геохимических исследований скважин (геохимический каротаж) входят:

а) собственно газовый каротаж (это название часто относят и ко всей группе геохимических методов исследования скважин);

б) люминесцентный анализ.

Кроме того, при геохимических исследованиях проводят механический каротаж.

Целью геохимического каротажа является выделение в разрезе скважины пластов, содержащих газ и нефть; получение исходных данных для оценки этих пластов и разделения пластов на газоносные и нефтеносные.

Геохимические исследования проводятся в разведочных и опорных скважинах, особенно в тех случаях, когда данные обычных видов каротажа не дают положительных результатов (разрез, представленный плотными породами, тонкослоистый разрез и др.).

§ 29. Аппаратура для геохимических исследований скважин

1. Для проведения геохимических исследований (газового каротажа) в процессе бурения скважин служит полуавтоматическая газокаротажная станция ГКС-3 или автоматическая газо-каротажная станция АГКС-55/59.

2. Аппаратура станции ГКС-3 позволяет:

а) непрерывно извлекать газ из выходящего из скважины бурового раствора и определять его основные составляющие (метан, тяжелые углеводороды) с исключением влияния водорода и сероводорода;

б) непрерывно измерять глубину погружения в скважину бурового инструмента и глубину забоя;

в) получать исходные данные для определения скорости проходки;

г) измерять объемную скорость бурового раствора, выходящего из скважины, и осуществлять на основе этого или по времени привязку газопоказаний к глубинам;

д) проводить периодический люминесцентный анализ проб бурового раствора, шлама и керна;

е) определять свойства бурового раствора.

3. Аппаратура станции АГКС-55/59 позволяет:

а) производить газовый анализ газовоздушной смеси, извлекаемой из выходящего из скважины бурового раствора при его дегазации, и автоматически регистрировать в функции времени суммарные газопоказания с одновременным нанесением на диаграмму меток глубин;

б) автоматически отбирать по заранее заданной программе (времени или глубины) или по отдельным командам оператора пробы газовоздушной смеси в «запоминающие» пробоотборники с одновременным нанесением маркированной метки пробы на диаграмму суммарных газопоказаний;

в) автоматически по команде с хроматермографа выдавать для покомпонентного газового анализа пробы из «запоминающих» пробоотборников в дозатор газоанализатора с одновременным нанесением маркированной метки пробы на диаграмму покомпонентного газового анализа;

г) периодически (через каждые 6 *мин*) производить покомпонентный газовый анализ проб газовоздушной смеси с помощью хроматермографа (теплодинамического газоанализатора) на содержание водорода, метана, этана, пропана, изобутана, бутана, изопентана, пентана и гексана с автоматической регистрацией результатов измерений в функции времени;

д) непрерывно измерять глубину забоя скважины и высоту подъема инструмента над забоем;

е) определять величину отставания по объему бурового раствора, выходящего из скважины, или по времени и относить газопоказания к соответствующим глубинам;

ж) получать исходные данные для подсчета скорости проходки скважины;

з) производить периодический люминесцентный анализ проб бурового раствора, шлама и керна;

и) производить периодические определения свойств бурового раствора (удельного веса, относительной вязкости, толщины глинистой корки, фильтрации и процента песка).

4. Для исследования проб бурового раствора, шлама и кернов применяются различные дегазаторы и газоанализаторы, определяющие как общее количество углеводородных газов, так и их покомпонентный состав.

§ 30. Газовый каротаж

1. Газовый каротаж заключается в систематическом определении содержания углеводородных газов в выходящем из скважины буровом растворе.

2. При непрерывном газовом каротаже дегазатор извлекает газ из части выходящего из скважины бурового раствора; образующаяся при этом смесь газа с воздухом (газовоздушная смесь) подается на газоанализатор.

3. Дегазатор характеризуется степенью дегазации (глубиной дегазации) — процентом объема газа, извлеченного из бурового раствора, от объема газа, содержащегося в дегазируемом объеме бурового раствора.

4. Рекомендуется дополнительно к обычной методике газового каротажа отбирать пробы бурового раствора и определять газосодержание, пользуясь глубокой дегазацией.

5. Рекомендуется периодически, но не реже, чем через 25 *м* отбирать пробу бурового раствора в месте установки дегазатора и, проводя глубокую его дегазацию, определять полное содержание углеводородных газов в растворе. Зная содержание газа в газовоздушной смеси (показания газоанализатора), можно установить соотношение между показаниями газоанализатора и фактическим газосодержанием углеводородных газов в растворе и оценить степень дегазации.

6. Для непрерывного анализа газовоздушной смеси, поступающей из дегазатора, и определения общего содержания газа в различных пробах и образцах используется термохимический газоанализатор, основанный на использовании эффекта выделения тепла при сгорании углеводородных газов, а также водорода, вблизи накаленной платиновой нити.

Термохимический газоанализатор позволяет определять процентное содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси. Когда на чувствительные элементы газоанализатора подано напряжение 1,1 *в*, то определяется содержание в смеси всех углеводородных газов; при напряжении, поданном на чувствительные элементы газоанализатора, 0,65 *в* определяется (приближенно) содержание только суммы тяжелых (от этана и далее) углеводородных газов в смеси.

7. Чувствительные элементы для одного и того же моста подбираются так, чтобы разница между сопротивлением рабочего и компенсационного элементов была не более 10%.

8. При работе с термохимическим газоанализатором необходимо соблюдать следующие правила:

а) строго поддерживать требуемую объемную скорость газовоздушной смеси (обычно 500 *см*^{3}*/мин*);

б) периодически (через 2 *час*) контролировать сохранение положения равновесия моста (наблюдается при пропускании через газоанализатор чистого воздуха)*;

---

* При работе на станциях с одним мостом сопротивлений равновесие моста устанавливается для одного напряжения (например 1,1*в*); для другого напряжения (0,65*в*) определяется поправка на отклонение стрелки прибора от нулевого положения при пропускании чистого воздуха.

в) менять роли рабочего и компенсационного чувствительных элементов моста с тем, чтобы время работы каждого из них было одинаковым;

г) при высокой концентрации горючих в газовоздушной смеси, подаваемой на газоанализатор, разбавлять ее воздухом так, чтобы объемные скорости движения газовоздушной смеси из дегазатора и через газоанализатор сохранялись неизменными.

При анализе разбавленной смеси показания газоанализатора умножают на коэффициент разбавления.

9. Допустимая погрешность определения содержания углеводородного газа термохимическим газоанализатором 5%; чувствительность не ниже 0,1%.

10. Для покомпонентного анализа проб газовоздушной смеси, идущей от дегазатора, и газов, извлекаемых из проб бурового раствора, проб шлама и образцов пород, применяется хроматермограф.

11. Хроматермограф состоит из сорбционной трубки, заполненной силикагелем, и термохимического газоанализатора, к выходу которого подключается регистрирующий прибор (с записью в функции времени). Запись показаний производится при заданной скорости потока воздуха через хроматермограф и определенном тепловом режиме.

Содержание каждой из компонент определяется высотой соответствующей этой компоненте пики.

12. Пики, соответствующие отдельным компонентам, должны быть четко разделены.

13. В результате хроматермографического анализа дается относительное содержание каждого компонента в процентах от общего содержания всех углеводородных газов. Для этого производят следующее:

а) определяют процентное содержание каждого компонента, пользуясь результатами калибрования хроматермографа;

б) находят сумму процентного содержания всех компонентов;

в) процентное содержание каждого компонента умножают на 100 и делят на полученную сумму.

Так как объем подаваемой на хроматермограф для анализа газовоздушной смеси берется таким же, как и при калибровании, результаты анализа дают процентное содержание по объему каждого компонента в смеси.

§ 31. Калибровка газоанализаторов

1. Применяемые для газового анализа термохимические газоанализаторы и хроматермографы должны быть калиброваны.

2. Калибровка термохимического газоанализатора сводится к установлению связи между показаниями измерительного прибора (обычно в *мка*) газоанализатора и суммарным процентным содержанием горючих газов в газовоздушной смеси.

3. Калибровка чувствительных элементов термохимического газоанализатора производится:

а) при смене чувствительных элементов смесями метана с воздухом с содержанием (по объему) метана 0,5; 1; 2 и 4%;

б) перед началом долбления (но не реже 1 раза в смену) — 0,5%-ной смесью метана (по объему) с воздухом.

Если при калибровке чувствительного элемента 0,5%-ной смесью метана будут получены результаты, отличающиеся от данных калибровки четырьмя смесями более чем на 10%, чувствительный элемент подвергается активации и повторной калибровке по четырем точкам.

4. При снижении чувствительности рабочего элемента термохимического газоанализатора (в том числе и термохимического газоанализатора хроматермографа) на 20% относительно номинального значения требуется активировать его.

5. Активация чувствительных элементов проводится следующим образом:

а) дают на чувствительные элементы повышенное (примерно на 20% относительно наибольшего применяемого) напряжение (1,3—1,4 *в*);

б) пропускают через газоанализатор 2—4%-ную смесь метана или 2%-ную смесь этилена с воздухом с обычной объемной скоростью.

6. Процесс активации считается законченным после того, как показания будут нормальными и стабилизируются. Рабочие элементы, чувствительность которых не восстанавливается, при измерениях не используют.

7. Калибровка хроматермографа сводится к установлению зависимости высоты пики каждого из компонентов углеводородного газа от процентного содержания его в смеси при подаче на хроматермограф номинального объема исследуемого газа и при применении того же самого режима работ, при котором будет проводиться анализ. Принимается, что высота пики пропорциональна содержанию компонента в исследуемой пробе.

8. Калибровка производится периодически, не реже одного раза в месяц. Применяется эталонная пятикомпонентная смесь с содержанием CH_4 — 2%; H_2, C_2H_2, C_3H_8 и C_4H_{10} — по 0,05% по объему. Для приготовления смеси используются химически чистые углеводородные газы.

9. Для контроля перед началом работы хроматермографа через него пропускают эталонный газ.

§ 32. Определение глубин

1. Определение глубин при газовом каротаже сводится к установлению глубины забоя в момент снятия газопоказаний и к учету разницы между этой («кажущейся») глубиной и истин-

ной глубиной, которую скважина имела при разбуривании породы, из которой газ поступал в скважину.

Истинная глубина отбора пробы равняется кажущейся за вычетом интервала проходки за время движения пробы от забоя к устью скважины.

2. Глубина забоя определяется по контрольным замерам бурового инструмента, а в интервалах между ними — по данным об углублении скважины, получаемым при помощи имеющейся в газокаротажной станции аппаратуры (панели глубин).

Длина бурового инструмента (включая заход рабочей трубы в скважину) определяется мерной лентой; измерения проводятся не более, чем через 200 *м* проходки. После контрольного замера показания счетчиков глубин устанавливаются по результатам измерений. Синхронность работы сельсин-датчика и сельсин-приемника проверяется перед установкой сельсин-датчика на кронблоке скважины.

3. При каждом наращивании бурильных труб уточняют показания счетчика глубин.

4. Аппаратура газокаротажной станции должна отмечать увеличение глубины забоя с погрешностью не более 0,1%.

5. Разница между глубиной забоя скважины при записи газопоказаний (отборе пробы) и истинной глубиной, когда проба находилась на забое, определяется отставанием. Отставание равно времени, необходимому для того, чтобы порция бурового раствора переместилась от забоя к устью скважины, и зависит от объема затрубного пространства.

Основной способ определения отставания — при помощи индикатора; в трубы перед навинчиванием рабочей трубы (квадрата) вводят индикатор — целофановую стружку (50 шт. длиной 1,5 *см*), опилки (1 *кг*) или овес (1 *кг*) отмечают их появление на поверхности. Появление индикатора фиксируется при помощи двух сеток, устанавливаемых в желобе у устья скважины, поочередно вынимаемых из раствора. До выхода индикатора на поверхность каждые 5 *мин* определяется расход глинистого раствора при помощи трапецеидального слива ГрозНИИ.

Величина отставания T (в минутах) равна:

$$T = T_1 - T_2 + \Delta T,$$

где T_1 — полное время прохождения индикатора от устья до забоя внутри бурильных труб и от забоя до устья по кольцевому пространству между стенкой скважины и трубами;

$T_2 = \frac{H\pi d^2}{2400Q}$ — время, необходимое для перемещения индикатора внутри бурильных труб от устья до забоя;

d — внутренний диаметр бурильных труб, *см*;

Q — объемная скорость движения (расход) бурового раствора, *л/сек*;

ΔT — время прохождения газовоздушной смеси от дегазатора к газоанализатору; для его определения вводят в дегазатор порцию бензина и отмечают по секундомеру время от момента введения бензина в дегазатор от получения повышенных газопоказаний на газоанализаторе.

При подсчете T_2 в качестве значения объемной скорости движения раствора можно пользоваться паспортными данными насоса или величиной расхода, определенной измерением времени заполнения насосом известной емкости.

Для подсчетов рекомендуется пользоваться данными табл. 8.

Определение отставания при помощи индикатора проводится не менее одного раза на 200 *м* проходки и не реже одного раза в месяц. Дополнительно к этому определение отставания при помощи индикатора проводится при получении повышенных газопоказаний.

При увеличении глубины скважины на каждые 25—50 *м* и при значительном (более 10%) изменении расхода бурового раствора величину отставания пересчитывают, пользуясь формулой

$$T' = \frac{(T - \Delta T)Q}{Q'} + \frac{\Delta H_0 V_1}{Q'60} + \Delta T,$$

где Q' — текущий расход промывочной жидкости *л/сек*;

T — отставание, определенное индикаторным способом, *мин*;

Q — расход промывочной жидкости при определении отставания индикаторным способом, *л/сек*;

V_1 — объем 1 *м* затрубного пространства, *л*;

ΔH_0 — приращение глубины скважины с момента определения отставания индикаторным способом до момента, для которого подсчитывается отставание, *м*;

ΔT — время движения газовоздушной смеси от дегазатора к газоанализатору, *мин*.

Изменение расхода бурового раствора определяется измерениями при помощи трапецеидального слива ГрозНИИ или по числу работающих насосов.

6. Если отставание выражается объемом бурового раствора, то при газовом каротаже ведется учет объема вышедшего из скважины бурового раствора. Результаты анализа относят к глубине, удовлетворяющей условию, что за время бурения скважины от этой глубины до глубины забоя в момент анализа из скважины вышел объем бурового раствора, равный отставанию.

Величина отставания в объеме V вышедшего из скважины бурового раствора также устанавливается при помощи индикаторов и равна:

$$V = (n_1 - n_2)\, C + \Delta V,$$

где n_1 — показания счетчика, характеризующие объем вышедшего из скважины бурового раствора за время от загрузки индикатора в раствор до появления его в устье скважины;

n_2 — показания счетчика, соответствующие объему бурильных труб, *л*;

C — цена единицы показания счетчика, *л*;

ΔV — объем вышедшего из скважины бурового раствора за время перемещения газовоздушной смеси от дегазатора до газоанализатора.

Объем вышедшего из скважины бурового раствора получается интегрированием значений расхода выходящего из скважины потока бурового раствора.

К определению отставания при помощи индикаторов предъявляются те же требования, что и в предыдущем случае.

Каждые 25—50 *м* проходки вводится поправка в величину отставания на углубление скважины (добавляется объем разбуренного интервала).

Недостатком данного способа привязки газопоказаний является то, что при существующей аппаратуре (применение трапеции ГрозНИИ) в качестве расходомера объем выходящего из скважины бурового раствора определяется недостаточно точно.

§ 33. Методика проведения газового каротажа

1. При работе с полуавтоматической газокаротажной станцией:

а) после проходки установленного интервала 0,25, а при больших скоростях до 2 *м*, отмечают время, глубину скважины и показания счетчиков панели отставания и снимают газопоказания. При этом показания относят к той глубине, при которой показания счетчика на панели отставания были меньше, чем в момент снятия газопоказаний, на величину отставания;

б) при высоких газопоказаниях (превышающих фон в 2 раза и более) и при прохождении возможно продуктивного горизонта отбирают пробы газовоздушной смеси и делают их анализ на хроматермографе.

2. При работе с автоматической газокаротажной станцией непрерывно проводят запись суммарного содержания горючих газов.

При высоких газопоказаниях (превышающих фоновые в 2 раза и более) и при прохождении возможно продуктивных горизонтов по заранее заданной программе глубин или времени или по команде оператора отбираются пробы газовоздушной смеси и подаются на хроматермограф для их анализа.

Таблица 8

Определение объемов глинистого раствора (в литрах) в затрубном пространстве и внутри колонны бурильных труб легких (Л), средних (Ср) и тяжелого типа (Т) на 1 *м* глубины скважины

Диаметр скважин, дюймы *(мм)*	Марка бурильных труб										
	4″			5″			6″			7″	8″
	Л	Ср	Т	Л	Ср	Т	Л	Ср	Т		
	Внутренний диаметр бурильных труб, *см*										
	8,1	7,6	7,1	12,5	11,9	11,4	18,2	17,5	16,8	24,5	31,1
6 (130)	11,1	3,0 10,6	10,1	—	—	—	—	—	—	—	—
6 (150)	15,5	7,4 15,0	14,5	14,5	2,0 13,9	13,4	—	—	—	—	—
7 (175)	21,9	13,8 21,4	20,9	20,9	8,4 20,3	19,8	20,0	1,8 19,3	18,8	—	—
8 (200)	29,3	21,2 28,8	28,3	28,2	15,7 27,6	27,1	27,4	9,2 26,7	26,0	—	—
9 (226)	38,0	29,9 37,5	37,0	36,9	24,4 36,3	35,8	36,1	17,9 35,4	34,7	10,6 35,1	—
10 (253)	48,1	40,0 47,6	47,1	47,1	34,6 46,5	46,0	46,2	28,0 45,5	44,8	20,8 45,3	12,6 43,7
11 (279)	59,0	50,9 58,5	58,0	58,0	45,5 57,4	56,9	57,1	38,9 56,4	55,7	31,7 56,2	23,4 54,5
12 (304)	70,4	62,3 69,9	69,4	69,4	56,9 68,8	68,3	68,5	50,3 67,8	67,1	43,1 67,6	34,9 66,0
13 (330)	83,4	75,3 82,9	82,4	82,4	69,9 81,8	81,3	81,5	63,3 80,8	80,1	56,1 80,6	47,8 78,9
14 (354)	96,3	88,2 95,8	95,3	95,2	82,7 94,6	94,1	94,4	76,2 93,7	93,0	69,0 93,5	60,7 91,8
16 (403)	125,4	117,3 124,9	124,4	124,4	111,9 123,8	123,3	123,5	105,3 122,8	122,1	98,1 122,6	89,9 121,0
18 (453)	159,0	150,9 158,5	158,0	158,0	145,5 157,4	156,9	157,2	139,0 156,5	155,8	131,7 156,2	123,5 154,6
20 (505)	198,1	190,0 187,6	197,1	197,1	184,6 196,5	196,0	196,3	178,1 195,5	194,9	170,8 195,3	162,6 193,7
5 3/4 (146)	14,6	6,5 14,1	13,6	—	—	—	—	—	—	—	—
6 3/4 (172)	20,9	12,8 20,4	19,9	—	—	—	—	—	—	—	—
7 3/4 (197)	28,3	20,2 27,8	27,3	—	—	—	—	—	—	—	—
8 3/4 (222)	36,7	28,6 36,2	35,7	—	—	—	—	—	—	—	—
9 3/4 (248)	46,0	37,9 45,5	45,0	45,0	32,5 44,4	43,9	—	—	—	—	—
10 3/4 (273)	56,4	48,3 55,9	55,4	55,4	42,9 54,8	54,3	54,5	36,3 53,8	53,1	29,1 53,6	20,9 52,0
11 3/4 (299)	67,8	59,7 67,3	66,8	66,8	54,3 66,2	65,7	65,9	47,7 65,2	64,5	40,5 65,0	32,3 63,4
12 3/4 (324)	80,2	72,1 79,7	79,2	79,2	66,7 78,6	78,1	78,4	60,2 77,7	77,0	52,9 77,5	44,7 75,8
13 3/4 (349)	93,7	85,6 93,2	92,7	92,6	80,1 92,0	91,5	91,5	73,6 91,1	90,4	66,4 90,9	58,1 89,2
14 3/4 (375)	108,1	100,0 107,6	107,1	107,1	94,6 106,5	106,0	106,0	88,0 105,5	104,8	80,8 105,2	72,6 103,7
15 3/4 (400)	123,5	115,5 123,1	122,6	122,5	110,0 121,9	121,4	121,7	103,5 121,0	120,3	96,3 120,8	88,0 119,1
17 3/4 (451)	157,5	149,4 157,0	156,5	156,5	144,0 155,9	155,4	155,6	137,4 154,9	154,2	130,0 154,5	122,0 153,1

Примечание. В верхних строках показаны объемы в затрубном пространстве, в нижних—суммарный объем (включая объем внутри бурильных труб).

Результаты хроматермографического анализа привязываются к кривой записи суммарного содержания углеводородных газов.

3. При газовом каротаже перед началом каждого долбления и во всех сомнительных случаях проверяется герметичность вакуумной линии. Для этого между панелью газоанализатора и насосом вводится барботер; газовоздушная линия перекрывается у дегазатора. При исправной линии через некоторое время прекращается прохождение пузырьков газовоздушной смеси через барботер.

§ 34. Люминесцентный (люминесцентно-битуминологический) анализ

1. Битумы и их растворы в неполярных растворителях люминесцируют при облучении ультрафиолетовыми лучами. Это позволяет при помощи люминесцентного анализа определять содержание нефти в буровом растворе, шламе и кернах, а на основании этого делать выводы о пересечении скважиной нефтесодержащих пород.

2. Анализ проводится при помощи люминоскопа, представляющего светонепроницаемую камеру с источником ультрафиолетового света, куда помещается исследуемый образец.

В качестве источника ультрафиолетового света обычно служит ртутно-кварцевая горелка, закрытая фильтром (увиолевое стекло), не пропускающим видимые лучи.

3. Результаты люминесцентного анализа пробы бурового раствора следует относить к той глубине, которую скважина имела при нахождении этой пробы на забое. Эту глубину определяют так же, как и при газовом каротаже.

4. При проведении люминесцентного каротажа по буровому раствору отбирают по заданной программе пробы бурового раствора объемом 100—200 *см*^{3} возможно ближе к устью скважины. Пробу разбавляют в двух-трехкратном объеме воды, тщательно перемешивают и рассматривают в люминоскопе. Рекомендуется для улучшения условий наблюдения добавлять в раствор каплю хлороформа.

Оценку люминесцентного свечения дают в условных единицах.

При наличии значительного люминесцентного свечения и в наиболее интересных в отношении нефтегазоносности интервалах приготовляют вытяжку из бурового раствора (0,5 *г* бурового раствора на 10 *см*^{3} хлороформа) и подвергают ее эталонному анализу.

5. Люминесцентный анализ шлама или керна производят следующим образом:

а) отбирают образец шлама или породы весом 100—200 *г*, промывают до удаления глинистого раствора и размельчают;

б) просматривают образец в люминоскопе с целью определения характера битуминозных участков и их размещения;

в) проводят капельный анализ — на измельченную пробу горной породы наносят нелюминесцирующий растворитель (хлороформ); растворитель образует на поверхности образца люминесцирующее пятно, цвет которого и форма грубо соответствуют составу и количественному содержанию битума;

г) образцы со значительным содержанием битума подвергаются эталонному анализу; для этого делают вытяжку (10 *мл* хлороформа на 0,2 *г* породы при большой битуминозности и до 8 *г* при малой битуминозности) и сравнивают ее люминесцентное свечение с интенсивностью свечения эталонных растворов того же битума с известной концентрацией.

§ 35. Помехи при газовом каротаже и люминесцентном анализе

1. Результаты газового каротажа могут быть искажены наличием газа в буровом растворе, закачиваемом в скважину.

Содержание газа в буровом растворе может быть обусловлено небольшим количеством газа, содержащимся в глине, на которой приготовляют раствор, неполным выделением газа из раствора в циркуляционной системе на поверхности и обогащением бурового раствора газом из глин.

Для контроля необходимо периодически проверять газосодержание бурового раствора, закачиваемого в скважину.

При значительных газопоказаниях (большом фоне) следует:

а) снизить степень дегазации бурового раствора;

б) при интерпретации учитывать лишь превышение показаний над фоновыми значениями.

2. При газовом и люминесцентном каротаже возможно влияние пройденных ранее нефтеносных и газоносных пластов (последействие пластов); это влияние может быть особенно значительно при возобновлении циркуляции после простоя скважины.

Последействие пластов контролируется газопоказаниями, наблюдаемыми вначале циркуляции в течение времени, соответствующего отставанию.

Для построения газокаротажной диаграммы используются показания газоанализатора, полученные после прокачки с момента начала бурения объема бурового раствора, соответствующего величине отставания.

При интерпретации данных газового и люминесцентного каротажа против участка разреза, расположенного ниже залегания продуктивного пласта, следует учитывать возможность последействия последнего.

3. Загрязнение бурового раствора смазкой, а также добавки нефти могут исказить данные люминесцентного анализа.

Необходимо принимать меры к предотвращению загрязнения бурового раствора смазкой и нефтью.

Следует периодически проводить люминесцентный анализ закачиваемого в скважину бурового раствора с тем, чтобы своевременно выявить случаи его загрязнения. В отдельных случаях можно различить свечение, обусловленное наличием смазки в буровом растворе от свечения, связанного с появлением в растворе нефти из пласта.

4. Наличие в буровом растворе некоторых неуглеводородных газов (водорода, некоторых кислотных газов), поступающих из пластов или образующихся в результате взаимодействия бурового раствора с буровым оборудованием или аппаратурой, создает погрешность в результатах анализа термохимическим газоанализатором.

Необходимо принимать меры по предотвращению появления указанных помех и по учету их влияния на результаты измерений. Наиболее эффективным средством выделения в смеси неуглеводородных газов является применение хроматермографического анализа.

ГЛАВА VII

ТЕРМОМЕТРИЯ, ИЗМЕРЕНИЕ ДИАМЕТРА И ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН И РАБОТА С РАДИОАКТИВНЫМИ ИЗОТОПАМИ

§ 36. Термометрия скважин

Определение температуры в скважине

1. Измерение температуры в бурящихся и эксплуатационных скважинах при неустановившемся тепловом режиме проводят с целью выяснения температурного режима работы бурильного инструмента и геофизических приборов, а также получения необходимых исходных данных для учета температуры при интерпретации данных каротажа.

2. Температуры, измеренные в скважине при неустановившемся тепловом режиме, значительно отличаются от естественной температуры пород на соответствующей глубине. Разница тем больше, чем меньше времени прошло от момента прекращения циркуляции до замера температуры.

Определение естественной температуры пластов

3. Измерения термометром для определения естественной температуры пород следует производить после того, как скважины длительное время находились в покое. В среднем можно считать, что для глубоких скважин для получения правильных результатов замер должен быть произведен не ранее, чем через 10 суток после проведения каких-либо работ в скважине (циркуляции раствора или закачки жидкости). Более точное значение времени пребывания скважины в покое устанавливается для данного типа скважин и района по опытным замерам в различное время; допустимым считают такое время нахождения скважины в покое, после которого разница между температурой пород в любой точке скважины, не более 1° С.

4. В скважине, предназначенной для определения естественной температуры, не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения.

Рекомендуется проводить измерения в скважинах, заполненных жидкостью, лучше всего — глинистым раствором.

5. При определении естественной температуры необходимо:

а) произвести на ряде глубин измерения при неподвижном термометре (в течение времени, вполне достаточного для восприятия им температуры);

б) иметь для контроля два замера термометром со значительным (не менее суток) интервалом времени между ними.

6. Результаты измерений представляют в виде кривой и таблицы изменения естественной температуры с глубиной и подсчитанных по термограмме для взятых произвольно интервалов разреза или отдельных литологически однородных интервалов разрезов скважины значений геотермической ступени G (*м/град*) и геотермического градиента (число градусов на 100 *м*).

7. Для температурных измерений обычно используют термометр сопротивления, рассчитанный на работу с трехжильным или одножильным каротажным кабелем.

Термометр сопротивлений должен удовлетворять следующим требованиям:

а) обеспечивать требуемую техническими условиями точность измерений в диапазоне изменения температур, для которого прибор предназначен;

б) быстро воспринимать температуры окружающей среды (обладать небольшой постоянной по времени);

в) сопротивление чувствительного элемента не должно быть очень большим с тем, чтобы не наблюдалось значительного влияния нарушений изоляции жилы кабеля; рекомендуется иметь сопротивление чувствительного элемента не более 2000 *ом*;

г) погрешность в результате нагрева чувствительного элемента проходящим через него током не должна быть большой (более половины допустимой погрешности).

8. Сопротивление изоляции жил кабеля при работе с термометром должно быть таким же, как и при электрическом каротаже.

9. При записи температурной кривой термометром, рассчитанным на работу с трехжильным каротажным кабелем, для получения заданного масштаба n градусов на 1 *см* шкалы необходимо, чтобы при подключении измерительного канала к контрольному шунту с сопротивлением R_0 отклонение пишущего устройства было:

$$l_0 = \frac{CR_0}{n} \text{ см},$$

где C — постоянная термометра.

Установление силы тока производится при том же режиме работы канала, что и запись температурной кривой.

Для градуированного компенсатора поляризации, применяемого для смещения нулевой линии и переносов кривой, уста-

навливается непосредственно цена единицы показаний в градусах:

$$m = \frac{ln}{P},$$

где P — изменение показаний компенсатора;

l — соответствующее этому изменению показаний отклонение пишущего устройства.

Рекомендуется регулированием силы тока в цепи элемента компенсатора добиться того, чтобы m было целым числом.

10. При полуавтоматической регистрации термограммы сила тока питания устанавливается равной

$$I = \frac{12{,}5\,SC}{n},$$

где S — чувствительность потенциометра, при которой производится запись (обычно 0,05).

Показания компенсатора поляризации, в качестве которого чаще всего применяется потенциометр ЭП-1, должны быть согласованы с показаниями потенциометра, при помощи которого производится регистрация.

Перед записью и в конце ее производится измерение полной (начальной и конечной) разности потенциалов, по которым устанавливается шкала термограммы.

11. При измерениях температур с целью определения геотермического градиента перед спуском электротермометра в скважину рекомендуется сравнивать его показания с показаниями ртутного термометра. Сравнения производятся по измерениям в емкости с водой или буровым раствором.

12. Для снижения погрешности из-за непостоянства силы тока питания при работе с термометром на трехжильном кабеле следует:

а) вводить возможно большее балластное сопротивление в цепь питания;

б) пользоваться повышенным напряжением в цепи питания;

в) контролировать визуально или записывать в процессе регистрации температур силу тока питания.

При необходимости получения точных результатов в необсаженных скважинах с высокоомным разрезом следует принимать специальные меры по стабилизации силы тока питания (уменьшение сопротивления заземления термометра, введение обратного провода для цепи питания, применение бронированного кабеля и др.).

13. При работе с термометром сопротивления на одножильном кабеле масштаб записи устанавливается при подаче сигнала (стандарт-сигнал), соответствующего определенному изменению температур Δt; отклонение пишущего устройства от этого сигнала должно быть:

$$l = \frac{\Delta t}{n},$$

где n — требуемый масштаб записи.

В начале и в конце записи, а также при смещениях кривой необходимо отмечать показания переключателей (нулевые температуры).

14. При применении термометра на одножильном кабеле с различными возможными значениями нулевой температуры во избежание возможной погрешности из-за нелинейности характеристики значения нулевой температуры выбираются такими, чтобы разница между ней и измеряемой температурой была наименьшая.

Термометр с фиксированным значением нулевой температуры на трехжильном кабеле должен, по возможности, иметь значение нулевой температуры в средней части интервала измерений.

15. Температура, соответствующая отклонению l кривой от нулевой линии, равна

$$T = l + T_к,$$

где $T_к$ — температура, соответствующая установленной на компенсаторе поляризации разности потенциалов или показаниям переключателя.

16. Значения температур для начальной части кривой получают по показаниям компенсатора поляризации в начале записи (при работе с трехжильным кабелем) или показаниям переключателей, служащих для установления положения равновесия мостика (при работе с одножильным кабелем), и принятому масштабу записи; значения температур для последующих частей кривой определяются по масштабу записи с учетом смещения нулевой линии на данном участке кривой.

Масштаб записи контролируется по показаниям компенсатора поляризации и переключателей мостика в конце записи.

17. Увеличению температур должно соответствовать смещение кривой вправо; следует обеспечить необходимую полярность подключения с тем, чтобы избежать «перевертывания» кривой.

18. Если пишущее устройство подходит к краю намеченной для записи дорожки, следует осуществить перенос кривой. При автоматической записи перенос кривой осуществляется без перерыва записи смещением кривой на определенное число градусов по шкале; величина смещения устанавливается по показаниям переключателей градуированного компенсатора поляризации или мостика. Для этого показания соответствующих переключателей должны быть даны в градусах.

Перенос должен быть произведен до выхода пишущего устройства за край дорожки для записи; если пишущее устройство вышло за пределы дорожки записи, необходимо поднять термометр на высоту, обеспечивающую возможность переноса записи с выполнением поставленного выше условия.

19. Запись температурной кривой производят при спуске термометра; при подъеме допускается проводить лишь контрольные измерения температур.

20. При необходимости увеличения веса термометра к нему присоединяют груз; груз большого размера рекомендуется помещать над термометром, чтобы избежать искажения температур.

21. Скорость перемещения термометра при измерениях зависит от постоянной времени. Ниже приведены допустимые скорости перемещения термометров с различными постоянными:

постоянная времени, *сек*	< 0,5	0,5—1	1—2	2 4	свыше 4
допустимая скорость, *м/час*	1000	800	600	400	300

При измерении температур в скважине с целью определения высоты подъема цемента допустимая скорость может быть взята в два раза больше указанных выше.

22. При малой постоянной времени термометра резкое изменение скорости перемещения кабеля (остановка, сильное снижение скорости), вызывающее перераспределение тепла в деталях термометра, приводит к искажению температурной кривой. Для исключения связанной с этим погрешности при работе с термометрами с малой постоянной времени необходимо проводить измерения температур при постоянной скорости перемещения термометра по скважине.

23. Градуировка термометра сводится к получению исходных данных для установления температурной шкалы термограммы.

При градуировке термометр помещают в термостат, заполненный водой (при нагреве до 80°) или маслом (при нагреве до 150°). Воду или масло при нагревании перемешивают, чтобы обеспечить равномерную температуру; при этом производят ряд измерений термометром; одновременно отсчитывают температуру точным ртутным термометром.

Термометр должен нагреваться до температуры, отличающейся от предельной, на которую он рассчитан, не более чем на 30° (для термометров, предназначенных для измерения температур более 150°, допускается бо́льшая разница между температурой нагрева и предельной температурой).

24. Для термометров с мостовой схемой в скважинном приборе (термометр для работы с трехжильным кабелем) при градуировке определяют отношение напряжения в измерительной диагонали моста ΔU к силе тока питания I его при различных температурах t; измерения обычно проводятся при различной силе тока питания моста. По результатам градуировки строят кривую $\frac{\Delta U}{I} = f(t)$. Пересечение ее с ординатой $\frac{\Delta U}{I} = 0$ дает нулевую температуру T_0, при которой мост сбалан-

сирован и напряжение в измерительной диагонали моста, подаваемое на регистрирующий прибор, равно нулю, а угловой коэффициент — постоянную термометра C в градусах на 1 *см*.

При нелинейной зависимости (или для части характеристики, являющейся нелинейной) в результате градуировки дают кривую $\frac{\Delta U}{I}=f(t)$, которой в последующем и пользуются при определении шкалы термограммы.

25. Для термометра с отдельным чувствительным элементом (термометр сопротивления для работы с одножильным кабелем) при градуировке устанавливают зависимость сопротивления чувствительного элемента от температуры $R=f(t)$ и зависимость показаний регистрирующего прибора I от подключенных на вход измерительной схемы эталонных сопротивлений $I=f(R)$. По ним строят характеристику $I=f(t)$ для данного чувствительного элемента и регистрирующего прибора.

При последующих градуировках необходимо следить, чтобы разница между заданными и подсчитанными по прибору значениями температур не превышала половины допустимой погрешности в измерениях температур.

26. Градуировку термометра производят не реже одного раза в три месяца.

27. Для каждого типа и экземпляра термометра должна быть определена постоянная времени (тепловая инерция) τ термометра, т. е. время, в течение которого термометр, перемещенный из среды с одной температурой в среду с другой температурой, воспримет 0,63 разности температур этих сред.

Для определения постоянной времени берут два сосуда, заполненных водой с температурами T_1 и T_2, отличающимися приблизительно на 10° С (значения температур должны быть в интервале 20—40° С), помещают термометр в один из них, например, с температурой T_1 и собирают измерительную схему. Затем, включив регистрирующий прибор на запись, переносят термометр из одного сосуда в другой. Время, прошедшее от момента переноса термометра из одного сосуда в другой (обязательно должен быть каким-либо образом отмечен на ленте) до момента, соответствующего точке кривой с температурой

$$T_1 = 0{,}63\ (T_2 - T_1),$$

будет представлять постоянную времени.

При определении постоянной времени необходимо быстро перемешивать жидкость в сосудах, что достигается быстрым перемещением термометра в сосуде.

Определение постоянной времени следует повторять после каждого ремонта чувствительного элемента термометра.

§ 37. Измерение диаметра скважин

1. Измерение диаметра скважины проводят с целью:

а) подсчета объема затрубного пространства для определения необходимого количества цемента при производстве цементажа скважины;

б) выявления наиболее благоприятного интервала установки башмака колонны или испытателя пластов при испытании скважины;

в) контроля состояния ствола скважины при бурении;

г) получения исходных данных о диаметре скважины при интерпретации материалов БКЗ и радиоактивного каротажа (в особенности нейтронного каротажа);

д) уточнения геологического разреза скважины.

2. Измерение диаметра скважин производят каверномером.

3. Каверномер должен удовлетворять следующим требованиям:

а) линейности характеристики (допустимое отклонение не более 10%);

б) отсутствию влияния люфтов (допустимая погрешность — в пределах установленного техническими условиями значения);

в) диаметр скважины, получаемый при помощи каверномера, должен отличаться от фактического (удвоенного среднего значения радиусов по направлению рычагов каверномера) не более, чем на величину допустимой погрешности;

г) погрешность измерений в скважинах со значительным углом отклонения от вертикали не должна увеличиваться по сравнению с погрешностью в вертикальных скважинах более, чем на половину ее допустимого значения.

4. В зависимости от изменений диаметра скважины и детальности исследований применяются масштабы измерения диаметра: $n=10$, $n=5$ и $n=2$ *см/см* (10; 5 и 2 *см* диаметра на 1 *см* шкалы).

При записи в крупном масштабе ($n=5$ и $n=2$ *см/см*) при необходимости смещают нулевую линию (компенсируют постоянную составляющую кривой); при этом должна быть точно определена величина смещения кривой диаметра в сантиметрах.

5. При записи каверномером с омическим датчиком, рассчитанным на работу с трехжильным кабелем, для получения заданного масштаба *n,см* (изменения диаметра на 1 *см* шкалы) необходимо, чтобы при подключении измерительного канала к контрольному шунту R_0 отклонение пишущего устройства было (при том пределе измерения, при котором будет проводиться запись):

$$l_0 = \frac{CR_0}{n} \text{ см},$$

где C — постоянная каверномера.

Сила тока устанавливается при том же режиме работы канала, при котором производится запись кавернограммы.

Разметку шкалы диаграммы производят, исходя из масштаба записи и значения «нулевого» диаметра d_0*.

6. Для снижения погрешности измерений из-за непостоянства силы тока питания при работе с каверномером, рассчитанным на работу с трехжильным кабелем, следует стабилизировать силу тока питания, включив в цепь питания большое балластное сопротивление.

7. При работе с каверномером с омическим датчиком на одножильном кабеле масштаб записи устанавливается по значениям сопротивления датчика каверномера при фиксированных значениях диаметра. Отклонение пишущего устройства должно быть равно $n(d_2 - d_1)$ при изменении сопротивления датчика (или эквивалентного ему сопротивления) на $r_2 - r_1$, где r_2 и r_1 — сопротивления датчика при диаметре d_1 и d_2.

8. Рекомендуется для контроля выбранного масштаба проводить запись показаний регистратора при некоторых фиксированных положениях рычагов каверномера.

9. При необходимости пользования грузом его подвешивают к каверномеру тросом или куском кабеля длиной порядка 1,5 *м*.

10. Измерения каверномером производят при подъеме кабеля.

11. Допустимая скорость перемещения прибора устанавливается для различных типов прибора, условий работы (вязкость раствора) и геологического разреза на основании опытных работ. Допустимой может быть принята такая скорость, при которой показания против пластов с увеличенным диаметром отличаются от показаний против этих же пластов при очень малой скорости не более чем на 5%. Вероятное значение наибольшей допустимой скорости 1500—2000 *м/час*.

12. При значительной (более 5%) нелинейности характеристики масштаб кавернограммы устанавливают по градуировочной кривой.

13. Градуировка каверномера сводится к получению кривой зависимости показаний регистратора от диаметра раскрытия рычагов каверномера.

Для этого при градуировке рычагам каверномера при помощи какого-либо устройства (мерных колец, крестовины с отверстиями для рычагов) задают определенное отклонение и производят отсчет показаний на регистраторе.

14. Для каверномера, рассчитанного для работы с трехжильным кабелем, по результатам проведенных при градуировке измерений строят кривую зависимости $\frac{\Delta U}{I} = f(d)$; пересечение

---

* «Нулевым» диаметром называют величину диаметра, при которой сопротивление части реостата, включенного в измерительную цепь каверномера, равно нулю.

ее с ординатой $\frac{\Delta U}{I} = 0$ дает нулевой диаметр d_0, угловой коэффициент — постоянную C.

15. Градуировка каверномера, рассчитанного на работу с трехжильным кабелем, производится не реже одного раза в месяц.

16. Для каверномера, рассчитанного на работу с одножильным кабелем, при градуировке находят зависимость сопротивления датчика каверномера от задаваемого рычагом каверномера диаметра и контролируют исходные данные для установки масштаба записи.

При нелинейной зависимости сопротивления датчика от каверномера полученной характеристикой датчика пользуются для определения масштаба кавернограммы.

17. Градуировка каверномера с одножильным кабелем производится не реже одного раза в неделю.

§ 38. Измерение искривления скважин

1. Целью измерения искривления скважин является:

а) контроль за сохранением заданного направления скважины, что особенно важно при наклонно направленном бурении;

б) контроль за отсутствием резких отклонений ствола скважины (могущих иметь вредные последствия при дальнейшем бурении и эксплуатации);

в) получение необходимых исходных данных для геологических построений и определения положения забоя.

2. Для определения угла и направления отклонения оси скважины от вертикали обычно используют:

а) в скважинах, пробуренных в слабо магнитных породах, — инклинометры ИШ-2 и ИШ-4, фотоинклинометры и другие приборы с датчиками азимута, рассчитанными на использование земного магнитного поля;

б) в скважинах с аномальным магнитным полем — гироскопические инклинометры и различные приборы с использованием ориентированного спуска и метода последовательных ходов.

3. Длина инклинометра вместе с грузом-направлением должна быть не менее 2 *м* в скважинах диаметром свыше 20 *см* и не менее 1,5 *м* в скважинах меньшего диаметра.

Угол между главными осями инклинометра и груза-направления (удлинителя) не должен превышать половину допустимой погрешности в угле отклонения от вертикали.

4. Измерения искривления в нефтяных и газовых скважинах проводят до их обсадки колонной.

5. Измерения инклинометром проводят при подъеме прибора.

6. Повторные измерения для контроля проводят на 2—5 *м* выше основного в следующих случаях:

а) через 5—10 точек на всем интервале замера;

б) при резких изменениях искривления;

в) при сомнительных показаниях прибора.

7. При каждом последующем замере инклинометром в скважине необходимо перекрыть не менее трех точек прежнего замера.

8. Глубины замера определяют по счетчику, показания которого уточняют по меткам.

9. Измерения инклинометром следует производить после полной остановки кабеля; во избежание ошибок не допускается перемещение кабеля до полного окончания измерения кривизны на данной глубине. Измерения кривизны можно проводить не раньше, чем через 10 *сек* после остановки прибора (время, необходимое для успокоения чувствительных элементов инклинометра).

10. Сопротивления изоляции цепей прибора и каждой из жил кабеля при работе с инклинометрами, имеющими электрические измерительные схемы (ИШ-2, ИШ-3, ИШ-4 и ИГ-2), должно быть не ниже 2 *Мом*.

11. При возможности (например, при работе с приборами ИШ-2, ИШ-4 и ИГ-2) в процессе измерения инклинометрами следует контролировать получаемые данные, наблюдая за изменением искривления от точки к точке.

12. При работе с гироскопическим инклинометром перед началом измерений ориентируют указатель направления (курсоуказатель) по отношению к какому-либо реперу. Измерения производят как при спуске, так и при подъеме прибора в скважине; после извлечения прибора из скважины проверяют привязку инклинометра к местности. Отклонение курсоуказателя на угол более 5° разносится по точкам пропорционально времени измерений.

13. При работе с инклинометром с фиксацией показаний в скважинном приборе необходимо вести счет точкам (снимкам) и записывать глубины, на которых сделаны снимки; в последующем по этим записям определяют глубины, к которым относятся результаты измерений.

14. При измерении искривления фотоинклинометром пленку проявляют на буровой; замер считается выполненным лишь после того, как проявлена пленка, указаны на снимках глубины и проверены значения углов отклонения от вертикали и азимутов.

15. При спуске инклинометра на ориентированных штангах (трубах) точность ориентирования должна быть не ниже, чем при установке отклоняющего инструмента в тех же скважинах.

16. В методе последовательных ходов применяются два прибора, разнесенные на 50; 20 или 10 *м* (база) и соединенные так, чтобы исключалась возможность поворота одного относительно другого (имелась общая образующая). Измерения проводят, начиная с некоторого исходного интервала.

После каждого измерения вся установка перемещается на длину базы так, чтобы один из приборов попал в то место, ко-

торое ранее занимал другой. В результате каждого отдельного измерения определяются углы отклонения δ_1 и δ_2 первым и вторым прибором и изменение апсидального угла $\Delta\alpha$ на интервале между приборами. По результатам измерений определяют изменение положения плоскости искривления $\Delta\varphi$ (приращение азимута) по формуле:

$$\Delta\varphi = \frac{\sin \Delta\alpha}{\cos \frac{\delta_1 + \delta_2}{2}}.$$

Азимут получают суммированием его приращений $\Delta\varphi$ по всем интервалам измерений.

В скважинах, бурящихся с поверхности с некоторым углом отклонения от вертикали, измерения по методу последовательных ходов могут начинаться от устья. Начальный азимут определяется визуально после спуска прибора на длину базы.

В скважинах, верхняя часть которых вертикальна, измерения искривления вначале производятся обычным способом, например, при помощи прибора с магнитной стрелкой (если магнитное поле не искажено) или при спуске на ориентированных штангах. Измерения методом последовательных ходов проводятся после достижения наклонного участка скважины.

Если в скважине уже были проведены измерения, то метод последовательных ходов начинают с последней глубины, для которой известен азимут.

Метод последовательных ходов применим лишь в скважинах или в отдельных интервалах со значительным (5° и выше) углом отклонения от вертикали.

17. Результаты измерений искривления скважины записывают в журнал; запись должна содержать следующие данные:

а) район, номер скважины, дату замера, наименование организации, проводящей работы;

б) данные о скважине: глубину забоя, башмака, диаметров колонны и скважины;

в) тип и номер прибора, силу тока питания;

г) подсчет поправок к показаниям счетчика;

д) сопротивление изоляции жил кабеля и прибора.

18. Транспортировка инклинометра осуществляется в таком положении, при котором меньше вероятность его повреждения:

а) инклинометр ИШ-2 — в перевернутом (по отношению к его обычному положению в скважине) виде, так как в этом случае разгружаются подпятник рамки и игла стрелки;

б) инклинометры ИШ-3 и ИШ-4 — в позиции переключающего механизма, при которой стрелка буссоли и отвес арретированы;

в) фотоинклинометр — при обязательно заполненной лигроином измерительной части;

г) инклинометр ИГ-2 — в арретированном состоянии в горизонтальном положении.

19. Периодически, не реже одного раза в месяц, и после каждого ремонта следует контролировать правильность показаний инклинометра.

Рекомендуется при контроле проводить измерения в четырех отличающихся на 90° азимутах при различных углах отклонения от вертикали при ходе в одну и другую стороны (увеличивая и уменьшая углы); наряду с этим должны быть сделаны измерения при характерных для данного типа прибора значениях угла и азимута отклонения, при которых наиболее наглядно выявляются погрешности результатов.

20. При проверке инклинометров с магнитной стрелкой вблизи установочного стола на расстоянии 5 *м* не должно быть магнитных материалов и приборов с постоянными магнитами; провода токовой цепи располагают так, чтобы их магнитные поля не влияли на результаты измерений.

21. При обнаружении значительного (превышающего половину допустимой погрешности) расхождения между показаниями прибора и фактическими значениями азимута и угла отклонения от вертикали производят градуировку прибора по результатам контрольных замеров или регулируют приборы и их измерительную схему так, чтобы отсчет по шкале давал точный результат.

§ 39. Представление результатов измерения искривления скважин

1. Результаты измерения искривления скважин представляют в виде таблицы значений угла δ отклонения от вертикали, угла φ магнитного азимута и дирекционного угла α направления этого искривления.

Дирекционный угол получают по магнитному азимуту по формуле:

$$\alpha = \varphi + \gamma \pm D,$$

где D — магнитное склонение; при восточном оно складывается (+), при западном — вычитается (—);

γ — угол сближения — угол между осевым меридианом и меридианом в данной точке; этот угол может быть как положительным, так и отрицательным.

Значение $\Upsilon \pm D$ обычно указывается на картах.

2. При достаточном числе измерений (точек) и во всех случаях при измерениях в наклонно направленных скважинах составляют инклинограмму — проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость (на план района), обычно в масштабе 1:200.

3. При построении проекции оси скважины значения углов δ и φ, определенные в какой-либо точке скважины, условно при-

нимают в качестве средних значений этих углов для интервала, нижней границей которого является данная точка.

4. Смещение оси скважины при углах отклонения от вертикали менее 1° не учитывается; при углах до 2° берут укрупненные интервалы с усредненным значением δ и φ.

5. После окончания бурения скважины по данным отдельных замеров составляют полную проекцию всей скважины на горизонтальную плоскость.

6. В таблице результатов измерений и на горизонтальной проекции скважины должны быть основные сведения о скважине (§ 38, пункт 17), на графике горизонтальной проекции должны быть указаны направление осевого меридиана, масштаб и общее отклонение скважины в горизонтальной плоскости; против точек графика, с глубиной кратной 100, должны быть указаны соответствующие им глубины и углы отклонения.

§ 40. Определение элементов залегания пластов

1. Определение элементов залегания пластов производят пластовым наклономером.

2. Пластовый наклономер представляет собой инклинометр (или указатель плоскости искривления), дополненный электродной установкой, позволяющей записывать три кривые ПС, сопротивление заземления или других величин.

3. Пластовый наклономер применяется для определения элементов залегания пород с углами падения свыше 5—10° (в зависимости от диаметра скважины и типа прибора).

4. Все три регистрирующие канала для записи кривых должны быть идентичны.

5. При записи кривых пластовым наклономером следует применять такой масштаб, чтобы амплитуды отклонений кривых были порядка 10 *см* (например, для ПС 2,5 или 5 *мв/см*); масштаб глубин берется 1:20 или 1:10.

6. Во избежание искажения формы кривых и связанного с этим их взаимного смещения скорость перемещения пластового наклономера при записи не должна быть большой.

7. Запись кривых производится на отдельных интервалах (10—15 *м*). В начале и конце интервала должно быть проведено измерение инклинометром.

§ 41. Работа с радиоактивными изотопами

1. Выбор радиоактивных изотопов для решения тех или иных задач промысловой геологии определяется условиями применения и физико-химическими свойствами изотопов. Радиоактивные изотопы допускается применять только в тех случаях, когда другие, безопасные методы, не могут решить поставленных задач.

В табл. 9 приведены радиоактивные изотопы, рекомендуемые для работы в скважинах.

Таблица 9

Радиоактивные изотопы, рекомендуемые для исследования скважин

Радиоактивный изотоп	Символ	Период полураспада	Энергия гамма-квант, *Мэв*	Выход гамма-квант на 100 распадов	Гамма-активность 1 *мкюри*, *мг-экв*, Ra	Ионизационная константа, *р/час*	Коэффициент пересчета для перехода к Fe^{59}		Рекомендуемая удельная активность растворов, *мкюри/м³*	
							Необсаженные скважины	Обсаженные скважины	Необсаженные скважины	Обсаженные скважины
Натрий	$11Na^{24}$	15,1 *час*	2,76 1,38	100	2,27	19,1	0,25	0,35	0,05	0,08
Железо	$26Fe^{59}$	45,1 дня	1,29 1,10 0,19	43 56,7 2,8	0,74	6,25	1,0	1,25	0,2	0,3
Рубидий	$37Rb^{86}$	18,6 дня	1,08	8,9	0,06	0,52	13,0	20,0	3,0	4,0
Йод	$53J^{131}$	8,1 дня	0,037 0,364	9,3 80,9	0,27	2,3	4,0	17,0	1,0	3,4
Марганец	$25Mn^{56}$	2,6 *час* 1,8 „ 0,84 „	2,1 24,9 99,7	14,8	1,00	8,42	0,9	1,5	0,2	0,3

2. Применение радиоактивных изотопов с периодом полураспада свыше 60 дней (Co^{60}, период полураспада 5,3 года; Zn^{65}, период полураспада 250 дней и др.) не допускается.

Не допускается также использование изотопов, обладающих большой миграционной способностью (Ru^{106} и т. п.).

Общая гамма-активность радиоактивного вещества, применяемого для тех или иных работ, — от 0,5 *мг-экв* Ra и выше.

В глубоких (более 2500 *м*) скважинах общая гамма-активность радиоактивного вещества, вводимого в скважину, увеличивается.

3. Для облегчения сравнения результатов измерений, получаемых в различных скважинах, рекомендуется для каждого из видов работ применять одинаковые активности радиоактивных изотопов.

4. При замене одного радиоактивного изотопа другим следует учитывать его гамма-активность и энергию гамма-квант.

В табл. 9 указан коэффициент пересчета для перехода от изотопа железа 59 к одинаковому по создаваемому эффекту количеству другого изотопа при условии, если радиоактивность изотопов выражена в милликюри.

5. При подсчетах количества радиоактивного изотопа, подлежащего введению в скважину, следует учитывать изменение его активности во времени в результате распада.

6. Радиоактивные изотопы применяют в виде водных растворов смесей и в виде активированных материалов.

7. Водные растворы радиоактивных изотопов доставляются на буровые в расфасованном виде в запаянных стеклянных ампулах и в таком виде вводятся в активируемую воду.

Рекомендуется пользоваться готовыми стандартными ампулами радиоактивных изотопов: Fe^{59} — 1, J^{131} — 5 *мкюри* и т. п.

8. При наличии радиоактивных изотопов с большой активностью в одной ампуле необходимо предварительно их расфасовать, снизив удельную активность. Для этого разбавляют раствор изотопа и при помощи градуированного шприца разливают разбавленный раствор в расходные стеклянные ампулы и запаивают. Рекомендуется расфасовку изотопов в ампулы производить активностями по 0,25—0,5 *мкюри*.

9. При использовании на буровой водных растворов солей рекомендуются удельные активности, указанные в табл. 9.

10. Для контроля гидравлического разрыва пласта применяется активированный песок.

Активированный песок приготовляется следующим образом:

а) кварцевый песок с диаметром зерен 0,2—0,8 *мм* тщательно промывается и просушивается, затем смачивается раствором хлорного железа $FeCl_3$, содержащего радиоактивный изотоп Fe^{59}; на каждый килограмм песка следует брать 250 $см^3$ раствора хлорного железа общей активностью 3 *мкюри*; в растворе хлорного железа песок находится в течение 12—14 часов;

б) извлеченный из раствора песок загружается на алюминиевый противень или в таз с высотой стенок не менее 4—5 *см* и помещается в печь (шкаф), где высушивается, а затем прокаливается при температуре 200—300°С в течение 2—3 *час*;

в) после охлаждения песок многократно промывается водой в баке и высушивается.

Полученный указанным способом активированный песок имеет удельную активность порядка 2 *мкюри* на 1 *кг* песка.

11. Для контроля гидравлического разрыва пласта может быть применена активированная ионнообменная смола. Рекомендуется смола марки КУ-2; активация производится изотопом Fe^{59} следующим образом: в порцию ионообменной смолы добавляется раствор солей железа, содержащих Fe^{59}, общей активностью 2—3 *мкюри* на 1 *кг* смолы и выдерживается около 10 *мин*, затем раствор сливается.

Для контроля гидроразрыва в одной скважине необходимо около 0,5 *кг* активированной ионнообменной смолы.

Следует учитывать, что раствор кислоты (порядка 10%) смывает железо с ионнообменной смолы почти полностью.

12. Для определения профиля приемистости и некоторых других работ применяется активированная суспензия, приготавливаемая следующим образом.

От глины (обычно гумбрина) отделяется фракция, выпадающая в осадок со скоростью 0,5—1 *см/мин*. Эта фракция помещается на сутки в радиоактивный раствор соли Fe^{59}; затем раствор сливается, а суспензия промывается и отфильтровывается.

На исследование скважины необходимо около 100 *г* активированной суспензии.

13. Загрязненная радиоактивными изотопами вода, образующаяся при приготовлении активированных материалов, вывозится в место захоронения отходов радиоактивных веществ (могильник) или же разбавляется до безопасных концентраций и сливается в общую канализацию.

14. Применяются следующие способы введения радиоактивных изотопов в скважину:

а) в хорошо поглощающих скважинах, в которых не наблюдается перелива при снижении давления на устье скважины — путем раздавливания ампулы с радиоактивным веществом в потоке воды в устье скважины (ампула раздавливается при помощи пистолета или специального устройства);

б) в скважинах, поглощающих под давлением и переливающих при отсутствии давления на устье — при помощи камеры для ввода изотопов, снабженной системой клапанов, исключающих поступление воды из скважины; камера устанавливается параллельно основной линии, идущей к устью скважины; радиоактивное вещество вводится в поток воды при повышении давления в камере, в результате чего ампула, предварительно заложенная в камеру, раздавливается;

в) при малой приемистости скважины — при помощи скважинного инжектора радиоактивных изотопов.

Последний способ является наиболее совершенным.

15. При активации только первой порции цемента применяется камера, встраиваемая в линию между заливочной головкой и агрегатом. В камеру перед началом цементировки закладываются две ампулы с радиоактивным веществом. В начале цементировки раздавливается одна ампула, активирующая первую порцию цементного раствора, а через некоторое время — другая. Последующие порции цементного раствора промывают полость камеры.

16. Для активации цементного раствора при ремонтных и изоляционных работах, когда цемент заливается в скважину без давления, необходимо применять специальную цементировочную камеру, которая устанавливается на линии между устьем скважины и агрегатом. Камера должна быть снабжена ввинчивающимися или поступательно перемещающимися штоками для разрушения ампул с изотопами.

Последние порции цементного раствора (порядка 0,1 $м^3$) затворяются на обычной воде.

17. Перед введением в скважину радиоактивного изотопа необходимо провести гамма-каротаж скважины.

Для обеспечения сопоставимости получаемых результатов кривые гамма-каротажа до введения изотопа в скважину и после получают с одной и той же аппаратурой.

18. Работы с радиоактивными изотопами на скважинах проводятся партией, имеющей отдельную специально оборудованную для работы с изотопами каротажную станцию, состоящую из лаборатории и подъемника.

19. В комплект станции включают:

а) два комплекта аппаратуры РК, используемой только для работы с радиоактивными изотопами;

б) устройство для смешивания активированного песка с обычным песком, используемым при гидроразрыве;

в) свинцовые контейнеры типа КП-0,01 для транспортировки радиоактивных изотопов;

г) контейнер типа КТО-10 для сбора, хранения и транспортировки в место захоронения твердых радиоактивных отходов с большой активностью;

д) контейнер типа 10-КЖО для сбора, хранения и транспортировки в место захоронения жидких радиоактивных отходов с большой активностью;

е) лопаточки, скребки и другие инструменты для очистки поверхности бурового оборудования от загрязнений радиоактивными изотопами и сбора радиоактивных отходов;

ж) керосиновый контакт и другие реактивы (соляная и серная кислоты) для смыва радиоактивных изотопов;

з) набор ручных захватов, необходимых для приготовления активированных растворов;

и) приспособления для ввода радиоактивных изотопов в скважину «пистолет» и активационная камера;

к) дозиметр типа ДКЗ-2М или РУС-4;

л) радиометр типа РПП-1.

ГЛАВА VIII

КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ СКВАЖИНЫ И ПРОВОДИМЫМИ В НЕЙ РАБОТАМИ

§ 42. Определение высоты подъема цемента (уровня цементного кольца) в затрубном пространстве (ОЦК)

1. Высота подъема цемента в затрубном пространстве при цементаже скважины может быть определена по результатам измерений термометром (основной способ), при помощи радиоактивных изотопов и по данным гамма-гамма-каротажа.

Определение высоты подъема цемента по измерениям термометром

2. Измерения термометром для определения высоты подъема цемента проводят сразу же после того, как устье скважины будет освобождено от оборудования для заливки; во всяком случае измерения должны проводиться не позже, чем через 48 *час* после заливки. Запись кривой производится при спуске термометра.

Перед измерением термометром в скважине не должно проводиться никаких работ с тем, чтобы избежать перемешивания раствора, так как это ведет к нарушению температурного режима скважины.

3. Уровень цемента отбивается по резкому повышению показаний на термограмме, связанному с повышением температуры против цементного кольца, вследствие затвердения цемента. Условно высоту подъема цементного кольца относят к средней точке подъема температурной кривой.

4. При определении высоты подъема цемента по результатам измерений термометром необходимо учитывать следующее:

а) величина повышения температуры определяется качеством цемента. Низкосортные плохо схватывающиеся сорта цементов не дают заметных повышений температуры при затвердении. Со временем повышение температуры против цемента

уменьшается вследствие выравнивания температуры цемента и окружающей среды;

б) с ростом глубины скважины и температуры пород отбивка цемента ухудшается. Поэтому, если уровень цемента определяют на большой глубине, то отбивку его следует контролировать, сопоставляя термограмму с диаграммой электрического каротажа и кавернограммой;

в) в интервале, где затрубное пространство заполнено цементом, наблюдаются резкие отклонения температурной кривой, вызванные неравномерностью толщины цементного кольца (каверны) и различием в тепловых свойствах пород.

Определение высоты подъема цемента при помощи радиоактивных изотопов

5. При определении высоты подъема цемента при помощи радиоактивных изотопов в цементный раствор, закачиваемый в скважину, добавляют радиоактивный изотоп, доводя активность цементного раствора приблизительно до 0,5—1 *мг-экв*. Ra на 1 $м^3$. Если требуется отбить лишь высоту подъема цемента, то активируют только первую порцию цементного раствора.

6. После освобождения устья скважины от оборудования для заливки цемента производят гамма-каротаж скважины; полученную кривую сопоставляют с кривой ГК, полученной до цементажа скважины. Интервал скважины с цементом в затрубном пространстве отмечается на кривой гамма-каротажа, снятой после цементажа, повышенными показаниями.

7. При определении высоты подъема цемента с помощью радиоактивных изотопов следует учитывать, что водные растворы солей радиоактивных изотопов могут вымываться из цементного раствора и подыматься вместе с глинистым раствором выше уровня цемента. Во избежание связанных с этим ошибок рекомендуется пользоваться радиоактивными взвесями и порошками.

8. Контроль за высотой подъема цемента при помощи радиоактивных изотопов следует проводить лишь в тех случаях, когда термометрия и другие методы не дают хороших результатов (предполагаемый уровень цемента будет находиться на большой глубине; количество закачиваемого цемента невелико, что, например, имеет место при повторных заливках и ремонтных работах и т. п.).

Определение высоты подъема цемента по данным гамма-гамма-каротажа

9. Для контроля за цементажом по данным ГГК рекомендуется применять зонд длиной около 50 *см*, скважинный прибор с диаметром, наиболее близким к диаметру колонны (для 6″

колонны — 130 *мм*, для 5″ — 100 *мм*), и источник гамма-излучения — Co^{60}.

10. Интервал скважины с цементом в затрубном пространстве отмечается низкими показаниями на диаграмме ГГК. На диаграмме можно провести линию, приближенно удовлетворяющую условию, что участку кривой, расположенному ниже этой линии, соответствует цементное кольцо, а участку кривой, расположенному выше этой линии — затрубное пространство без цемента.

11. Проведение работ с цементомером ГГК в скважинах с большим (свыше 1,6) удельным весом глинистого раствора возможно лишь в случае, когда перед заливкой цемента в скважину будет закачено 1,5—2 $м^3$ воды.

12. Для более надежной интерпретации рекомендуется вместе с кривой гамма-гамма-каротажа снимать кривую нейтронного каротажа с зондом небольшой длины.

§ 43. Определение распределения цемента в затрубном пространстве по сечению скважины

Определение распределения цемента при помощи цементомера ГГК

1. Цементомер ГГК, основанный на измерении рассеянного гамма-излучения, содержит источник гамма-излучения и три индикатора гамма-излучения, расположенные под углом 120° в плоскости сечения прибора. Каждый из индикаторов заэкранирован со стороны скважины и в основном регистрирует рассеянное излучение, приходящее из расположенного против него участка колонны. Прибор снабжен фонарями, строго центрирующими его в колонне.

2. Измерения цементомером ГГК проводятся по интервалу скважины, подлежащему исследованию. Интервалы, заполненные цементом, характеризуются минимальными показаниями, уровень которых определяется по виду кривых ГГК в зацементированном интервале. Повышенные показания на отдельных кривых свидетельствуют о неравномерном распределении цемента за колонной. Уровень цемента отмечается по повышенным показаниям на всех трех кривых цементомера ГГК.

Определение распределения цемента при помощи радиоактивных изотопов

3. Определение распределения цемента по сечению скважины при помощи радиоактивных изотопов производится при помощи цементомера ГК, основным узлом которого является индикатор гамма-излучения, защищенный вращающимся экраном с продольной щелью. Цементный раствор при закачке в скважину ак-

тивируется добавкой радиоактивных изотопов. Измерения производятся на отдельных глубинах (точках). Установив цементомер на заданной глубине, производят запись в функции времени отмечаемой индикатором цементомера интенсивности гамма-излучения при вращении экрана. Разница в значениях максимума и минимума на полученной кривой характеризует неравномерность толщины цементного кольца.

Рекомендуется контролировать однородность закачиваемого в скважину цементного раствора при помощи скважинного прибора радиоактивного каротажа, закрепленного на обсадной колонне.

4. Если форма кривой близка к синусоидальной, то можно предположить, что сечение скважины есть круг и цемент равномерно заполняет затрубное пространство. В этом случае по отношению максимального показания к минимальному можно определить смещение оси колонны относительно оси скважины.

В сложных случаях, например, когда в скважину спущены две колонны, по результатам измерений цементомером можно сделать только качественную оценку характера распределения цемента по сечению скважины.

По отметкам плоскости искривления результаты определения толщины цементного кольца привязываются к плоскости искривления скважины.

5. Исследованию цементомером ГК подвергается предполагаемый интервал перфорации и интервал между водоносными и продуктивными пластами. В зависимости от поставленной задачи и детальности исследования, расстояние между точками берется от 0,5 до 10 *м* и более.

§ 44. Определение поглощающих (отдающих) пластов и затрубного движения жидкости

1. Работа по определению поглощающих (отдающих) жидкость пластов (ОПП) и затрубного движения жидкости проводится при помощи радиоактивных изотопов, термометра и в некоторых частных случаях — резистивиметра. Целью этих работ обычно является:

а) в нагнетательных скважинах — выделение поглощающих пластов (зон);

б) в эксплуатационных скважинах — определение водоотдающего пласта и выявление затрубного движения жидкости при появлении воды.

Работы с применением радиоактивных изотопов

2. Для выделения поглощающих пластов и выявления затрубного движения жидкости при помощи радиоактивных изотопов в скважину в том или ином виде вводят радиоактивное

вещество, задавливают его в пласт и проводят ряд измерений интенсивности гамма-излучения по стволу скважины. Поглощающие пласты, в которые поступает радиоактивное вещество, выделяются по резким повышениям на последующих кривых ГК.

В обсаженной скважине несовпадение положения поглощающего пласта с интервалом перфорации указывает на наличие затрубного движения жидкости, при этом предполагается, что колонна не нарушена.

3. Радиоактивное вещество может быть введено в скважину в виде водного раствора соли изотопа или в виде радиоактивной взвеси (порошка). Применение взвесей дает наилучшие результаты при определении поглощающих интервалов в необсаженных скважинах: взвеси оседают на поверхности поглощающих пластов и наблюдается более тесная связь между показаниями кривой ГК и способностью пласта поглощать жидкость.

При определении поглощающих пластов и затрубного движения в обсаженных скважинах не рекомендуется применять радиоактивные порошки, так как если поглощающий пласт сообщается с перфорированным участком колонны или фильтром по затрубному пространству, то порошок может осесть в дренажных каналах, по которым осуществляется сообщение пластов, и тем самым создать ложные аномалии.

Обычно количество радиоактивного изотопа, вводимое в скважину, составляет от 0,25 до 2 *мг-экв* Ra.

4. Применяются следующие способы введения радиоактивного вещества в пласт:

а) при помощи скважинного инжектора (стреляющего или механического) вводят радиоактивное вещество в скважину на возможно бо́льшей глубине, заведомо меньшей глубины поступления воды в колонну и глубины залегания поглощающих пластов, и закачивают воду в количестве, при котором радиоактивный изотоп войдет в пласт (необходимо задавить некоторое излишнее количество воды);

б) вводят радиоактивное вещество или активированную воду (в объеме 0,5—3 $м^3$) в устье скважины и закачивают в скважину воду до тех пор, пока порция воды с радиоактивным веществом (активированная вода) не будет поглощена пластом; этот способ рекомендуется применять лишь при хорошей приемистости поглощающих пластов;

в) спускают насосно-компрессорные трубы до нижней границы исследуемого интервала или несколько глубже; закачивают в трубы порцию активированной воды (0,5—3 $м^3$) и задавливают ее (с некоторым избытком воды) в пласт; обратной промывкой очищают скважину от следов радиоактивных веществ и извлекают трубы на поверхность.

Работы лучше всего проводить при герметизированном устье и при спущенных в скважину насосно-компрессорных трубах; это обеспечивает значительное сокращение времени работ и воз-

можность непрерывного наблюдения за перемещением активированной воды.

Активированную воду можно вводить в затрубное пространство, а наблюдения производить, при перемещении скважинного прибора по насосно-компрессорным трубам, в башмаке которых в этом случае целесообразно установить обратный клапан.

5. При введении в пласт порции активированной воды изотоп адсорбируется породой, в результате чего, на пласте образуется сравнительно устойчивая корочка с повышенной радиоактивностью; это облегчает выделение поглощающих пластов. Однако, некоторые породы (крупнозернистые пески и др.), обладают плохой адсорбционной способностью; после введения радиоактивного вещества в такие породы показания быстро снижаются, так как радиоактивные изотопы вымываются потоком воды.

В таком случае наблюдают за перемещением активированной порции воды по стволу скважины до ее поглощения, проводя многократный гамма-каротаж вдоль ствола скважины (методика непрерывного замера).

6. При интерпретации результатов измерений при работе с радиоактивными изотопами необходимо учитывать следующее:

а) в нефтяных скважинах верхняя часть столба жидкости, заполняющей скважину, состоящая обычно из слоя нефти и эмульсии, в результате адсорбции нефтью радиоактивного вещества отмечается высокими показаниями на кривых ГК; эту аномалию можно отличить от повышенных показаний, соответствующих поглощающим пластам по резким границам и изменениям глубин, связанным с изменением уровня;

б) на забое может наблюдаться скопление загрязненных радиоактивными веществами осадков; учитывая это, необходимо соблюдать большую осторожность при интерпретации повышенных показаний на забое; во избежание загрязнения забоя радиоактивными веществами не следует резко изменять режим закачки воды и давление на устье скважины;

в) на пластах, систематически поглощающих воду, в результате их радиоактивного загрязнения образуется корочка со значительным содержанием радиоактивных веществ, и такие пласты отмечаются повышенными показаниями; во избежание ошибок в определении поглощающих пластов по этой причине необходимо тщательно сопоставлять кривые ГК, полученные до и после введения радиоактивного вещества в пласт; к поглощающим пластам относятся лишь пласты, против которых наблюдается повышение показаний после введения радиоактивных веществ в скважину.

7. Метод определения поглощающих пластов при помощи радиоактивных изотопов является наиболее надежным и точным. Однако, учитывая вопросы техники безопасности, не следует пользоваться радиоактивными изотопами там, где эта задача удовлетворительно решается другими методами.

8. При определении поглощающих (отдающих) пластов и места затрубной циркуляции термометром применяется метод оттартывания и метод продавливания.

9. Метод оттартывания обычно применяется после предварительной промывки ствола скважины (при неустановившемся тепловом режиме). Контрольный замер должен подтвердить отсутствие на температурной кривой резких аномалий.

Работа сводится к тому, что после контрольного замера снижением уровня вызывают приток жидкости; при этом производят ряд замеров температуры.

10. Метод продавливания применяется при режиме возможно более близком к установившемуся. Работы сводятся к продавливанию столба жидкости порядка 50—100 *м*, до продавливания и в процессе его производят ряд замеров термометром.

11. Выбор метода зависит от оборудования скважины; при большом поглощении рекомендуется пользоваться методом продавливания.

12. По полученным в процессе работ термограммам по нижней границе, наблюдаемой на температурных кривых аномалии, или по точке, в которой начинается постепенный отход температурной кривой, соответствующей естественной температуре, определяется:

а) поглощающий (отдающий) пласт, если он расположен ниже интервала перфорации;

б) место поступления воды в колонну, если поглощающий (отдающий) пласт расположен выше интервала перфорации (места поступления воды в колонну).

При работе методом оттартывания в случае, если отдающий пласт расположен выше места поступления воды в колонну, по относительному постоянству температур определяется интервал затрубного движения жидкости.

13. Определение поглощающих (отдающих) пластов и затрубного движения жидкости термометром дает тем лучшие результаты, чем больше геотермический градиент.

Недостатки способа определения поглощающих (отдающих) пластов термометром следующие:

а) длительность измерений, снижающая оперативность метода;

б) выравнивание отклонений температурной кривой со временем в результате теплообмена;

в) большое число случаев с неопределенными результатами;

г) малая точность определения глубин и невозможность определения, если циркуляция наблюдается на небольшом интервале (например, менее 20 *м*);

д) при работе с неустановившимся тепловым режимом термограмма осложняется из-за неравномерного прогрева (охлаждения) скважины.

Работа с резистивиметром

14. При помощи резистивиметра в обсаженной скважине определяется место нарушения колонны, через которое наблюдается сообщение с затрубным пространством, а в необсаженной скважине — отдающий воду пласт (и то, и другое называют обычно местом притока). Исследования сводятся к проведению ряда замеров удельного сопротивления жидкости, заполняющей ствол скважины, в сочетании с операциями (оттартывание, продавливание), имеющими целью приток воды или поглощение ее.

15. При работе резистивиметром методом оттартывания скважину перед проведением исследований заполняют однородной по электрическому сопротивлению жидкостью — водой или предпочтительнее глинистым раствором с удельным сопротивлением, значительно (в 2 и больше число раз) отличающимся от предполагаемого удельного сопротивления воды притока; выполнение этого условия проверяют контрольным замером. Понижая уровень воды в скважине, вызывают приток; при этом проводят ряд замеров резистивиметром. Поступающая в скважину вода притока отмечается повышением или понижением показаний. Место притока отбивается по их нижней границе.

16. При работе резистивиметром методом продавливания в скважину закачивают воду (фиксирующую жидкость) с удельным сопротивлением, отличающимся от удельного сопротивления воды, заполняющей ствол скважины, и при помощи резистивиметра прослеживают перемещение границы раздела между ними. После введения в скважину достаточной порции фиксирующей жидкости можно перейти к закачке воды любого удельного сопротивления.

При методе частичной подготовки, часто применяемом в гидрологических скважинах, выше предполагаемого места притока воды вводят при помощи бурильного инструмента порцию воды, удельное сопротивление которой значительно (примерно в 2—3 раза) отличается от удельного сопротивления бурового раствора, или засолоняют жидкость на некотором интервале, перемещая по скважине мешок с солью. В дальнейшем, закачивая в скважину воду, наблюдают, как обычно, перемещение границ раздела жидкостей с различными удельными сопротивлениями.

Глубина, на которой остановится раздел между жидкостями с различными удельными сопротивлениями, несмотря на продолжение закачки воды в скважину, соответствует нижней границе места притока.

17. В необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором, и в остальных случаях при малом дебите определение места притока при помощи резистивиметра можно производить только методом оттартывания. При значительном дебите в скважинах, заполненных водой, места притока можно определять и методом оттартывания, и методом продавливания. Выбор ме-

тода зависит от оборудования буровой; при возможности нефтегазопроявлений рекомендуется пользоваться методом продавливания.

18. При наличии нескольких притоков (поглощений) с помощью метода продавливания практически определяется лишь высокодебитный приток.

19. Точность определения мест притока при помощи резистивиметра недостаточно высока из-за перемешивания воды различной минерализации в результате конвекционных потоков и потоков, обязанных разнице в плотности.

20. Работы с резистивиметром рекомендуется дублировать измерениями с термометром.

§ 45. Определение места поглощения бурового раствора при помощи радиоактивных изотопов

1. Для определения места поглощения бурового раствора вводят в закачиваемый в скважину раствор порцию радиоактивного вещества и прослеживают перемещение его по скважине; по полученным данным устанавливают место поглощения бурового раствора.

2. Наблюдение за перемещением порции активированного бурового раствора по скважине может быть осуществлено следующим образом:

а) последовательно проводят гамма-каротаж на различных интервалах скважины;

б) спускают гамма-каротажный прибор несколько ниже местонахождения порции активированного раствора и оставляют в покое до тех пор, пока эта порция не пройдет мимо прибора, что отметится повышением показаний; после этого спускают прибор ниже и повторяют операцию; так поступают до тех пор, пока по отсутствию повышения показаний не будет установлено, что активируемый раствор попал в зону потери циркуляции.

3. При затруднительном спуске прибора в скважину измерения проводятся внутри бурильных труб; при этом раствор закачивают в затрубное пространство.

§ 46. Контрольные измерения в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах

1. В фонтанирующих скважинах при герметизированном устье проводятся следующие исследования:

а) нейтронный каротаж: определяется наибольшая глубина интервала, из которого поступает газ (по нижней точке зоны повышенных показаний) и контакт газ — жидкость по стволу скважины (определение водонефтяного контакта и контакта газ—нефть и газ—вода по данным НК, см. § 25);

б) измерение плотности флюида по стволу скважины денситометром; по полученной кривой можно установить раздел нефти и воды, раздел разгазированной и неразгазированной жидкости, контакт газ—нефть или газ—вода, а на основании этого сделать выводы о месте поступления воды, нефти или газа в скважину;

в) в скважинах, дающих газ — измерение термометром; определяются места поступления газа в скважину, которые отмечаются зонами пониженных показаний.

2. Для получения более надежных результатов измерения проводятся при различном дебите (различном давлении на устье скважины).

§ 47. Контроль за гидравлическим разрывом пласта и соляно-кислотной обработкой

1. Контроль за гидравлическим разрывом пласта осуществляется добавлением в закачиваемый в скважину песок (эмульсию) радиоактивного вещества.

В качестве радиоактивного вещества применяются активированные песок, суспензия, водонефтяная эмульсия, ионообменная смола.

2. Работы проводятся в следующем порядке:

а) перед гидроразрывом делают гамма-каротаж;

б) над смесителем, в котором происходит смешивание песка с жидкостью, устанавливается специальный контейнер, в который помещается радиоактивное вещество с гамма-активностью порядка 3—5 *мг-экв* Ra;

в) добавляют в закачиваемую в скважину смесь песка с эмульсией радиоактивного вещества;

г) проводят повторный гамма-каротаж.

Зоны разрыва выделяются по повышенным показаниям на кривой повторного гамма-каротажа.

3. Радиоактивное вещество может добавляться в последнюю (весом 250 *кг*) порцию песка, закачиваемую в скважину; в этом случае повторный гамма-каротаж производится после окончания гидроразрыва и промывания скважины.

Более благоприятные результаты получаются при периодическом добавлении радиоактивного вещества отдельными порциями на разных этапах закачки песка; измерения гамма-излучения по стволу скважины проводятся в процессе закачки при герметизированном устье; при этом прослеживается перемещение каждой отдельной порции активированного вещества вплоть до ухода ее в зону разрыва. В этом случае появляется возможность установить зоны образования трещин в процессе гидроразрыва и легче отделить ложные аномалии, появляющиеся в результате загрязнения радиоактивными изотопами забоя и затрубного пространства, от повышенных показаний, обязанных зонам разрыва.

4. Для улучшения отбивки зон разрыва измерения в скважине рекомендуется производить с индикаторами небольшой длины, например счетчиками МС-11 или МС-13.

5. При помощи цементомера с вращающимся экраном можно установить направление, в котором развивается разрыв пород. Методика работ при этом такая же, как и при изучении распределения цемента по сечению скважины (см. § 43).

6. Контроль за соляно-кислотной обработкой также производится при помощи радиоактивных изотопов.

Перед соляно-кислотной обработкой делают гамма-каротаж. В соляную кислоту, закачиваемую в скважину, добавляют радиоактивный изотоп. После соляно-кислотной обработки скважину промывают и проводят повторный гамма-каротаж. Зоны, воспринимающие реагент, отмечаются повышенными показаниями.

§ 48. Определение профиля приемистости

1. Профиль приемистости (поглощения) представляет график, изображающий долю общего количества закачиваемой в скважину или извлекаемой из нее жидкости, приходящейся на отдельные слои (зоны).

2. Профиль приемистости используется для:

а) общего контроля процесса эксплуатации скважины (нефтяной, газовой, гидрогеологической);

б) контроля поглощения воды в нагнетательной скважине;

в) получения исходных данных для интенсификации добычи нефти и газа в нефтяных и газовых скважинах и отдачи воды в гидрогеологических скважинах;

г) контроля эффективности гидравлического разрыва и соляно-кислотной обработки скважины.

Метод, основанный на применении радиоактивных изотопов

3. При определении профиля приемистости с помощью радиоактивных изотопов в скважину закачивается вода, нефть или газ (в зависимости от того, для какой жидкости требуется определить приемистость) с добавками радиоактивных частиц (суспензии, взвеси, порошка и др.). Во избежание скопления радиоактивных частиц на обсадной колонне рекомендуется вводить радиоактивные вещества при помощи скважинного инжектора. После закачки активированной жидкости в пласт проводят повторный гамма-каротаж.

4. Разница между ординатами гамма-каротажной кривой, полученной после закачки активированной жидкости, и ордина-

тами контрольной гамма-каротажной кривой, если обе они зарегистрированы в одинаковом масштабе, представляет профиль приемистости. Приемистость каждого слоя определяется частью площади профиля, приходящейся против слоя.

При точных подсчетах необходимо учитывать фон, создаваемый загрязнением радиоактивными веществами обсадной колонны в зоне поглощения.

5. Из-за сильного изменения адсорбционных свойств породы, различной степени вымывания осевших на стенке скважины изотопов и других причин при применении водных растворов солей радиоактивных изотопов можно лишь выделить поглощающие пласты; определить приемистость отдельных слоев не представляется возможным.

6. Неблагоприятным для применения метода радиоактивных изотопов для определения профиля приемистости являются:

а) наличие против проницаемых пластов глинистой корки;

б) загрязнение стенок скважины или колонны нефтью, приводящее, в свою очередь, к повышенной адсорбции радиоактивных частиц;

в) предварительная соляно-кислотная обработка; кислота вызывает десорбцию радиоактивного изотопа и частиц.

7. Наиболее целесообразно применение метода радиоактивных изотопов для исследования нагнетательных скважин.

8. При сообщении поглощающих пластов по затрубному пространству активированная суспензия (порошок и др.) может осесть в трещинах цементного кольца, что приводит к ошибочным заключениям. Чтобы различать случаи оседания радиоактивного вещества в цементном кольце от поглощающих пластов, рекомендуется комплексировать определение профиля приемистости с определением поглощающих пластов.

Метод, основанный на определении скорости перемещения жидкости по стволу скважины

9. Для получения профиля приемистости по наблюдениям за скоростью движения жидкости по стволу скважины закачивают в нее жидкость с постоянной объемной скоростью и определяют величину объемной скорости движения жидкости по скважине на различных глубинах. Скорость движения получают измерениями на отдельных глубинах (точках) различными скважинными расходомерами, например радиоактивным.

10. Радиоактивный скважинный расходомер определяет линейную скорость движения жидкости по стволу скважины по наблюдениям за временем перемещения ею выброшенной пороховым зарядом порции радиоактивного изотопа от камеры до расположенного на некотором расстоянии от нее индикатора

излучения. От линейной скорости, зная сечение скважины, можно перейти к объемной.

11. При переходе через поглощающий слой (зону) объемная скорость движения жидкости снижается. По уменьшению скорости можно при постоянной скорости закачки найти поглощаемую слоем часть от общего количества закачиваемой в скважину жидкости — приемистость слоя.

12. При использовании данных о скорости движения жидкости по стволу скважины получается более достоверный профиль приемистости, чем при работе с радиоактивными частицами, но менее детальной, так как измерение расходомером требует много времени.

Метод подвижной границы

13. При определении профиля приемистости методом подвижной границы в скважину закачивают жидкость с постоянной объемной скоростью; при этом тем или иным способом создают раздел жидкостей. В процессе закачки наблюдают с возможно большей точностью перемещение границы раздела жидкости во времени.

14. Возможны следующие разделы жидкостей и способы их наблюдения:

а) граница нефти и воды, наблюдение — при помощи уровнемера;

б) граница вод различной минерализации, наблюдение — при помощи резистивиметра;

в) граница вод, одна из которых активирована радиоактивными изотопами; наблюдение — при помощи аппаратуры радиоактивного каротажа.

15. От скорости перемещения границы раздела жидкости можно, если предположить, что сечение скважины постоянное, перейти к объемной скорости движения, а отсюда — определить приемистость отдельных слоев.

Метод неподвижной границы

16. При определении профиля приемистости методом неподвижной границы в спущенные в скважину трубы и в затрубное пространство закачивают различные жидкости; устанавливая различные соотношения объемных скоростей закачки жидкости в трубы и затрубное пространство, определяют положение раздела жидкостей в затрубном пространстве; отсюда подсчитывают приемистость отдельных зон.

17. По одному из вариантов в трубы закачивают соленую воду, в затрубное пространство — пресную (или наоборот); в этом случае положение раздела контролируется резистивимет-

ром, помещенным в нижнем конце труб; перемещение резистивиметра производится перемещением труб.

Другим вариантом является закачка в трубы неактивированной воды, в затрубное пространство — активированной; контролируется положение границы раздела жидкостей в затрубном пространстве при помощи прибора радиоактивного каротажа, спускаемого в трубы.

§ 49. Определение скорости фильтрации подземного потока по результатам измерений в одиночной скважине

1. Скорость фильтрации подземного потока определяется наблюдением за вымыванием солей из скважины; содержание солей в скважине устанавливается измерением резистивиметром.

2. Проведение работ сводится к следующему:

а) при установившемся статическом уровне проводят контрольный замер резистивиметром;

б) перемещая по скважине мешок с солью, добиваются осолонения заполняющей скважины воды; минерализация воды в скважине должна быть на несколько грамм на литр больше, чем минерализация потока;

в) в течение нескольких часов (суток) проводят последовательно ряд замеров резистивиметром.

3. По кривым, снятым резистивиметром, определяют концентрацию солей по скважине; затем находят скорость фильтрации потока по формуле:

$$v = \frac{mr}{t_2 - t_1} \lg \frac{C_1 - C_0}{C_2 - C_0},$$

где r — радиус скважины;

C_0 — концентрация воды в подземном потоке;

C_1, C_2 — концентрация воды в скважине в моменты времени t_1 и t_2;

m — коэффициент, зависящий от того, во сколько раз скорость движения воды в скважине отличается от скорости фильтрации в породе.

В зависимости от состояния стенок скважины коэффициент может иметь значение от 0 до 4. Обычно, исходя из предположения, что скважина обладает идеальной водопроводностью, считают, что $m=2$; величина m уточняется по материалам ранее исследованных скважин в данном районе.

Обработка сводится к построению на полулогарифмическом бланке зависимости изменения концентрации от времени, отсчета по графику необходимых величин и подсчету скорости по приведенной формуле.

Значение скорости определяется отдельно для каждого слоя; в результате получают скорость фильтрации подземного потока по всему исследованному разрезу.

4. Благоприятные условия применения метода:

а) не очень большая минерализация подземного потока,

б) достаточно высокие водонепроницаемость породы и скорость потока.

5. Факторы, осложняющие исследования:

а) перемещение воды по скважине в результате перетока воды из одного горизонта в другой; частично это может быть обнаружено и учтено по результатам измерений термометром и резистивиметром, которые должны входить в комплекс исследований при определении скорости фильтрации;

б) переход воды из скважины в пласт в результате повышения гидростатического давления в скважине при осолонении воды;

в) диффузия солей; влияние этого, а также предыдущего фактора ослабляется тем, что минерализация воды по стволу скважины не сильно (около 2 *г/л*) отличается от минерализации воды потока;

г) перемешивание воды по скважине резистивиметром; во избежание этого не следует проводить измерения на большой скорости перемещения кабеля (например, более 600 *м/час*);

д) наличие трещинноватости, изменяющей характер движения жидкости по пласту и скважине.

6. Результаты определения скорости потока указанным выше способом должны контролироваться обычными методами (методом откачек).

ГЛАВА IX

АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ

§ 50. Требования к аппаратуре

1. Для проведения геофизических работ на буровых пользуются каротажными станциями, состоящими из подъемника и лаборатории. Подъемник и лаборатория могут быть смонтированы в виде отдельных установок (на отдельных автомобилях) или же в виде одной общей установки (в кузове одного автомобиля). Применяются также разборные комплекты аппаратуры.

Для обслуживания удаленных буровых и буровых, размещенных в труднодоступных местах, пользуются стационарными подъемниками, устанавливаемыми на буровых на все время бурения скважины.

2. Лаборатория каротажной станции должна обеспечивать возможность проведения измерений всем имеющимся комплектом скважинных приборов, предназначенных для скважин данного типа.

3. Измерительная схема и скважинные приборы должны обеспечивать возможность получения результатов в соответствии с соответствующими техническими условиями на геофизические исследования скважин.

4. Общая погрешность, вносимая регистрирующей аппаратурой, при отклонении пишущего устройства на 40 *мм* и более не должна превышать 1,5%. Максимально допустимое неучитываемое смещение нулевой линии для основного и вспомогательного масштабов не должно превышать 1 *мм* шкалы.

5. Регистрирующая аппаратура должна обеспечивать неискаженную запись каротажных кривых при изменении измеряемого параметра с частотой до 1,5 *гц*.

6. Масштаб записи основными измерительными схемами постоянного и переменного тока, содержащими питающую цепь (схема записи кривой сопротивления, мостовые схемы записи температуры и диаметра скважины), устанавливается по эталонному сопротивлению (шунту), вводимому одновременно

в питающую и измерительную цепи. Погрешность эталонного сопротивления не более 1%.

7. Чувствительность измерительного канала по эквивалентному сопротивлению S (отношение коэффициента зонда K в *м* к масштабу записи n в *ом·м* на 1 *см*) должна быть в станциях, предназначенных для электрического каротажа нефтяных и газовых скважин, не менее 1000; в станциях, предназначенных для каротажа скважин на другие виды полезных ископаемых, — не менее 100.

8. Регистрирующие приборы, применяемые для записи изменения напряжения (например, ПС), перед измерениями должны быть проградуированы. При записи кривой ПС допустимая погрешность в установлении постоянной по напряжению регистрирующего прибора (масштаба записи) не более 2%.

9. На результаты измерений не должно влиять:

а) наличие на измерительных электродах КС напряжения токов ПС с частотой 1 *гц* величиной до 200 *мв* с постоянной составляющей до 500 *мв*;

б) наличие на измерительных электродах напряжения частотой 50 *гц* величиной до 5 *мв*;

в) помехи переменного тока в схеме, кабеле и соединительных проводах, не превышающие пятикратного значения напряжения основной шкалы записи кривой.

10. Наиболее вероятные диапазоны изменения сопротивления заземления, включенных в токовую цепь или в измерительную цепь электродов:

а) обычные зонды в нефтяных и газовых скважинах — от 20 до 120 *ом*;

б) обычные зонды в скважинах на угольных и рудных месторождениях и микрозонды — от 100 до 500 *ом*.

Изменение сопротивления заземления в указанных пределах не должно вызывать погрешность более 1%.

Примечание. В отдельных случаях, например, при измерении большими зондами в нефтяных и газовых скважинах, при записи кривой ПС и градиента ПС в очень крупном масштабе допускается принимать меньшие диапазоны изменения сопротивления и бóльшую погрешность.

11. Основными характеристиками скважинных приборов являются:

а) наибольший поперечный размер (диаметр);

б) наибольшее давление, при котором прибор может работать;

в) наибольшая допустимая температура.

12. Испытательное давление должно быть на 20% выше наибольшего рабочего давления.

13. Испытательная температура должна быть выше наибольшей допустимой:

а) на 10° при наибольшей рабочей температуре до 100° С;
б) на 15° „ „ „ „ 100—200° С;
в) на 20° „ „ „ „ свыше 200° С.

§ 51. Каротажный кабель

1. Для выполнения геофизических работ применяются каротажные кабели, указанные в табл. 10.

Таблица 10

Каротажные кабели и их применение

Виды работ	Кабель	Допустимый вес груза (скважинного прибора), *кг*
Электрический каротаж (в различных модификациях) и исследования с облегченными скважинными приборами в скважинах глубиной до 300 *м*	Трехжильный в оплетке КТШ-0,3	40
Электрический каротаж (в различных модификациях) и спуск легких скважинных приборов (термометр, малогабаритный прибор РК, каверномер) в скважинах глубиной до 700 *м*	Трехжильный в оплетке КТО-1	60
Проведение всех геофизических работ в скважинах глубиной до 1000—1500 *м*; электрический каротаж и спуск скважинных приборов в скважинах глубиной до 2000 *м*	Трехжильный в оплетке КТО-2	120
Проведение всех видов геофизических измерений в скважинах глубиною до 3000 *м*	Трехжильный в оплетке КТО-4; трехжильный бронированный КТБ-5М; одножильный бронированный КОБД-4	800
То же, но в скважинах глубиной до 5000 *м*	Трехжильный бронированный КТБ-8 и большого разрывного усилия; одножильный бронированный КОБД-6 и большого разрывного усилия	—
Проведение всех видов геофизических измерений с применением комплексных приборов в скважинах глубиной до 5000 *м*	КСБ-8	—
Проведение всех видов геофизических измерений при наличии нефти и газа в скважине	Нефтеупорные шланговые типа КТШН-2, КТШН-4; одножильный бронированный КОБД-4	—

Продолжение табл. 10

Виды работ	Кабель	Допустимый вес груза (скважинного прибора), *кг*
Проведение геофизических измерений в зимнее время	Кабели в шланге КТШ-2, КТШ-4; бронированный КТБ-5М	—
Проведение всех видов геофизических измерений в скважинах с буровым раствором большого удельного веса и большой вязкости	Бронированные трехжильные и одножильные КОБД-4, КТБ-5, КТБ-8, КСБ-8	—
Перфорация, торпедирование и отбор грунтов в скважинах глубиной до 3000 *м*	Одножильный бронированный КОБД-4	—
То же, но в скважинах большей глубины	Одножильный бронированный КОБД-6 и большого разрывного усилия	—
Проведение работ со сверлящим боковым грунтоносом	КБГ-6	—
Проведение всех геофизических работ в скважинах с температурой более 120°	Температуростойкие кабели: одножильный бронированный КОБДТ-6; трехжильный бронированный КТБТ-6	—

При исследовании глубоких скважин, особенно заполненных глинистыми растворами большого удельного веса и большой вязкости, рекомендуется пользоваться бронированными кабелями.

Нижние концы оплеточных и шланговых кабелей могут монтироваться из кабелей меньшего разрывного усилия, чем верхние.

2. При работе с кабелем необходимо соблюдать следующие правила:

а) оберегать кабель от ударов, резких изгибов и образования петель и узлов и иных механических воздействий, могущих нарушить его изоляцию и повредить жилы;

б) наматывать кабель на барабан лебедки под натяжением, в противном случае кабель врезается в нижележащие слои витков;

в) при намотке на барабан укладывать кабель аккуратно, виток к витку; при беспорядочной намотке кабель быстро изнашивается;

г) очищать кабель, выходящий из скважины от бурового раствора;

б) избегать пользоваться кабелем в оплетке или шланге из обычной (не нефтеупорной) резины в скважине, которая выделяет газ или содержит нефть;

е) не сбрасывать витки кабеля через щеки барабана;

ж) поддерживать в исправном состоянии оплетку, шланг или броню кабеля и ремонтировать их при появлении нарушения.

3. При хранении кабель должен быть закрыт и защищен от осадков. При длительном хранении рекомендуется держать кабель в сухом складском помещении.

Бронированный кабель при хранении или длительном перерыве в работе необходимо смазывать канатной мазью или другой смазкой, нейтральной по отношению к стальной оцинкованной проволоке.

4. Нижняя часть кабеля (со стороны зонда) изнашивается больше; для равномерного износа после некоторого времени работы кабеля рекомендуется перевернуть его на лебедке.

5. Находящийся в геофизическом предприятии каротажный кабель учитывается по формам, приведенным в приложении.

6. При работе с оплеточным или шланговым кабелем необходимую длину кабеля на лебедке получают сращиванием отдельных его кусков. Способы сращивания кабеля приведены в табл. 11.

Разделку концов жил многожильного каротажного кабеля производят так, чтобы расстояние между местами сращивания отдельных жил было 200 *мм*; верхнее сращивание — для жилы красного, нижнее — для жилы синего (черного) цвета.

Во избежание уменьшения прочности сращивания оно должно быть выполнено так, чтобы длина всех трех жил была совершенно одинаковой; при этом нагрузка на отдельные жилы кабеля распределяется равномерно.

7. Места соединения жил оплеточного и шлангового кабеля и места с нарушенной изоляцией изолируют резиновой лентой или резиновыми трубками.

Изоляция резиновой лентой производится следующим образом:

а) с каждой стороны оголенной части жилы (места нарушения изоляции) на длину 10—15 *см* освобождают ее резиновую изоляцию от обмотки, очищают, делают шероховатой и высушивают;

б) накладывают на оголенную часть жилы и обнаженные металлические детали соединительных устройств один-два слоя изоляционной ленты;

в) накладывают на зачищенную часть резиновой изоляции и место сращивания жил несколько слоев (обычно четыре) починочной резиновой ленты; перед наложением каждого слоя ее наносят тонкий слой резинового клея;

г) покрывают изолированное место одним или двумя слоями изоляционной ленты для механической защиты слоев резины.

Таблица 11

Способы сращивания кабелей в оплетке и шланге

Способ сращивания	Характеристика	Способ выполнения	Примечание
Пайкой	Обеспечивает наибольшую прочность сращивания	Сращиваемые жилы соединяют так, чтобы проволоки их чередовались и переплетались. Для прочности ставят несколько узких бандажей из медной проволоки и пропаивают	Для постоянного соединения кусков кабеля
Соединительными патронами	Обеспечивает прочное сращивание и возможность легкого пересоединения	На концы жил устанавливают наконечники; сращивание заключается в соединении их муфтой, предварительно полностью навинченной на один из наконечников. Для обеспечения надежного контакта жилы кабеля дополнительно соединяют (поверх муфты) медной неизолированной проволокой	Наиболее распространенный способ сращивания
Соединительными муфтами*	Быстрый и легкий способ сращивания, экономящий изоляционные материалы	На концах жил кабеля устанавливают полумуфты; верхние на жилах нижнего конца кабеля лебедки, нижние на жилах кабеля зонда или вывода из скважинного прибора. Для сращивания жилы свинчивают корпусы полумуфт при помощи гайки верхней полумуфты. Контакт осуществляется при помощи латунного штифта, вставленного в гнезде соединительных стержней полумуфт	Для подключения к кабелю лебедки и выводов приборов

* Типы применяемых муфт устанавливаются Государственным геологическим комитетом СССР.

8. При изоляции мест сращивания оплеточного или шлангового кабеля резиновыми трубками поступают следующим образом. Перед сращиванием на резиновую изоляцию каждого конца сращиваемых жил натягивают (для ее усиления) резиновые трубки (обычно внутренним диаметром 6 *мм* — при кабеле КТО-2 и КТШ-2, 8 *мм* — при кабеле КТО-4) длиной около 150 *мм*. На один из двух концов сращиваемых жил поверх натянутой трубки помещают другую резиновую трубку большого

диаметра (обычно 14×18 *мм*) длиной около 300 *мм*. После сращивания жилы эту трубку передвигают так, чтобы она закрыла место сращивания и значительную часть трубок, натянутых на концах жил. Трубки после их установки закрепляют бандажами.

Для защиты места сращивания кабеля все жилы обматывают двумя-тремя слоями изоляционной ленты, захватывая при этом края обмотки жил в оплетки кабеля с обоих сращиваемых концов.

9. После длительной работы и больших натяжек возможны нарушения сращиваемых концов, поэтому их следует периодически просматривать.

10. При работе с бронированным кабелем пользуются одним куском кабеля соответствующей длины.

11. Сращивание бронированных кабелей допускается только в случае крайней необходимости и при расположении места сращивания на участке с легким режимом работы.

Следует учитывать, что место сращивания бронированного кабеля, как правило, имеет меньшую прочность и не выдерживает длительного срока эксплуатации.

12. Перед сращиванием бронированного кабеля вначале соединяют концы жилы кабеля и изолируют место соединения. Соединение не должно быть жестким — должна быть предусмотрена возможность взаимного перемещения концов жил. В некоторых случаях место соединения закрывается резиновой изоляцией жил.

Имеется несколько приемов сращивания брони.

В одном из способов кабель разделывается так, что проволоки каждого повива на одном и другом конце кабеля разделяются на два пучка. После соединения жилы кабеля каждый из пучков проволоки обматывается вокруг кабеля с переходом на другой кусок; конец пучка закрепляется бандажом из стальных проволок.

В другом способе при разделке кабеля каждый повив брони раскручивают на проволоки, переходя от одной к другой на одном конце кабеля по часовой стрелке, а на другом — в обратном порядке. Длина проволок внутреннего повива берется такая, чтобы не было стыка их против места соединения жилы. После соединения жилы проволоки каждого из повивов накладываются так, чтобы их взаимное расположение было таким же, как и в кабеле, и чтобы каждая проволока правого куска кабеля подходила к дополняющей ее по длине проволоке левого куска; избыточный кусок проволоки обрезают, на месте стыка проволок ставят бандаж из изоляционной ленты. Указанный способ сращивания более надежен, чем предыдущий, но требует много времени.

Сращивание многожильных бронированных кабелей производится теми же способами, как и одножильного бронированного;

при этом, в соответствии с числом жил и конструкцией кабеля, меняется разделка кабеля.

13. Основным условием проведения геофизических работ в скважинах является хорошая изоляция жил кабеля. Применение кабеля с плохой изоляцией жил не допускается.

14. При проверке изоляции жил кабеля необходимо:

а) хорошо очистить и обсушить резиновую изоляцию у концов жил;

б) обеспечить влажность оплетки кабеля или жилы;

в) учитывать, что после замыкания цепи для проверки изоляции заряжается емкость жила-оплетка (броня) кабеля; поэтому в начальный момент получается бросок стрелки контрольного прибора; отсчет показаний следует производить по установлению их (приблизительно через 0,5 *мин* после замыкания цепи).

15. Плохая изоляция (пониженное значение сопротивления ее) обычно вызвана нарушениями изоляции жил в отдельных местах. После обнаружения этих мест и соответствующего ремонта кабель вновь становится пригодным для работы.

16. Нарушения изоляции жил кабеля в оплетке отыскивают способом предохранительных контактов.

Кабель, в котором отыскивают место утечки, перематывают с одной лебедки на другую; при этом жилы одного конца кабеля изолируют друг от друга и от земли, а жилы другого конца присоединяют к одному полюсу источника постоянного тока (батарея сухих элементов 15—30 *в*), другой полюс которого заземляют. С кабелем (оплеткой) соприкасаются три расположенных на расстоянии 5—10 *м* друг от друга контакта *С*, *А* и *Д*, соединенные с землей: крайние *С* и *Д* — непосредственно, а средний *А* — через гальванометр *Г* и балластное сопротивление порядка 10 *ком*, служащие для предохранения гальванометра от токов большой силы. Место нарушения изоляции находится по отклонению стрелки гальванометра, при прохождении им интервала *СД*; отклонение тем больше, чем ближе место нарушения к среднему контакту *А*. По величине максимального отклонения стрелки гальванометра можно оценить степень нарушения изоляции.

Во избежание замыкания токов утечки, помимо гальванометра, опора среднего контакта *А* должна быть изолирована от земли.

В организациях с большим объемом геофизических работ в скважинах отыскание нарушений изоляций кабеля проводят на стационарных установках. В качестве контактов применяют смоченные в воде тряпочки или (на стационарных установках) металлические ролики.

17. Для отыскания мест нарушений изоляции жил бронированного кабеля применяют метод И. А. Васильева.

Кабель перематывают с одной лебедки на другую, причем обе лебедки (или по крайней мере одна) изолированы; при перемотке кабеля пропускают ток (силою 2—10 *а*) от корпуса (брони кабеля) одной лебедки к корпусу (брони кабеля) другой, в результате чего создается некоторое падение потенциала на участке брони кабеля длиной 15—25 *м*, находящемся между лебедками.

Наблюдения производят измерительным прибором (гальванометром, ламповым вольтметром с высокоомным входом), подключенным к броне кабеля на одной из лебедок и к одному из концов жил кабеля. Место нарушения изоляции отмечается увеличением (появлением) или снижением отклонения стрелки прибора при переходе нарушения изоляции с одной лебедки на другую. Изменение отклонения вызывается тем, что при этом изменяется потенциал жилы кабеля: она принимает потенциал брони части кабеля на той лебедке, на которой находится нарушение изоляции.

Способ применим и при наличии нескольких нарушений изоляции.

На показание прибора влияет э.д.с. поляризации; для снижения влияния помех рекомендуется пользоваться большой силой тока (до 10 *а*).

18. Для отыскания нарушения изоляции жил бронированного кабеля, а также при больших нарушениях изоляции в кабелях, в шланге и в оплетке, применяют мостовые схемы постоянного или переменного тока.

Благоприятная область применения мостовых схем:

а) сопротивление изоляции не более 1—2 *Мом*; при этом чем больше сопротивление изоляции, тем больше должно быть напряжение источника питания и чувствительность нуль-индикатора;

б) нарушение изоляции только в одном месте.

19. Для отыскания мест всевозможных нарушений жил (нарушений изоляции, обрывов) в кабелях различных типов (в оплетке, в шланге, в броне) могут быть применены способы, основанные на механическом воздействии на кабель. Для этого составляют измерительную схему для контроля сопротивления изоляции жил кабеля и производят следующие операции: перегибают кабель («проходят по нему колесом») вручную, спускают кабель в скважину, перематывают с одной лебедки на другую или на землю. Место нарушения изоляции или обрыва жилы выясняется по изменению положения (колебания) стрелки измерительного прибора (ом-метра) при воздействии на участок кабеля с нарушенной жилой (перегибе вручную, сбеге его с барабана лебедки, навиве на барабан лебедки, прохождении им ролика блок-баланса).

Место нарушения изоляции таким способом определяется при не очень большом сопротивлении изоляции (менее 1 *Мом*).

20. Место нарушения изоляции можно найти, подавая на кабель высокое напряжение (до 3000 *в*). Кабель в оплетке или шланге при этом должен быть помещен в бак с соленой водой. Место нарушения изоляции определяется по искре и бурному выделению газов.

При отыскании места нарушения изоляции с помощью высокого напряжения следует:

а) избегать применения слишком высоких напряжений, могущих пробить исправную изоляцию; не держать жилу кабеля под напряжением в течение длительного времени;

б) исключить возможность образования перенапряжения (контролировать подаваемое на жилу кабеля напряжение);

в) ограничить силу тока высокого напряжения с тем, чтобы избежать нарушения проволок жилы или брони при пробое изоляции.

При отыскании мест нарушения изоляции высоким напряжением необходимо принимать особые меры по обеспечению безопасности работы.

Высоким напряжением пользуются (в том числе и для бронированных кабелей) также для увеличения утечки, которая после этого легко находится другими способами.

21. Если нарушение изоляции обнаружить не удается, то следует подержать кабель в соленой воде (в течение 1—2 дней) и повторить исследование. В старых кабелях с ослабленной изоляцией целесообразно отрубать изношенные концы кабеля. Для кабеля в оплетке и шланге в случае затруднений в отыскании мест нарушений изоляции рассоединяют кабель на куски, (из которых он составлен) и производят ремонт каждого куска и коллекторного ввода отдельно.

Опыт работы с бронированным кабелем показал, что нарушения изоляции и обрывы в большинстве случаев появляются вблизи кабельного соединительного патрона (на расстоянии до 3 *м*). В таком случае, отрубив конец кабеля, получают исправный кабель, пригодный для дальнейших работ.

22. После выявления мест с нарушенной изоляцией их изолируют так же, как и места сращивания жил.

23. Для отыскания места обрыва жилы бронированного кабеля применяют два способа:

а) проводят измерения при помощи мостовой схемы переменного тока (50—1000 *гц*);

б) проводят наблюдения за током разрядки емкости жил кабеля.

24. Зонды для электрического каротажа должны удовлетворять следующим условиям:

а) электроды, служащие для измерения ПС и разности потенциалов КС, изготовляются из свинца; для обычных зондов рекомендуется электродный провод — свинцовая проволока диа-

метром 5 *мм* с сердцевиной, состоящей из нескольких стальных проволочек;

б) место пайки, соединение разнородных проводов и подходящий к электроду провод тщательно изолируются; должна быть исключена возможность образования гальванических пар;

в) должна быть обеспечена возможность измерения сопротивления изоляции электрода и соединенного с ним провода.

25. Вблизи электродов зонда, служащих для измерения КС и ПС на расстоянии до 0,8 *м*, не должно быть не изолированных металлических деталей.

26. Длину электродов берут следующей:

расстояние между электродами, *см*	>50	50—10	<10
длина электрода, *см*	4—5	2	1

27. Для обеспечения надежности спуска кабеля при электрическом каротаже и при применении легких скважинных приборов к зонду или скважинному прибору подвешивают груз. Применяются свинцовые и чугунные грузы (табл. 12).

28. Если в разрезе имеются породы очень большого сопротивления, возможно влияние гальванокоррозии на кривую ПС и необходимо принимать меры к уменьшению токов гальванокоррозии. Применяемые в этом случае грузы и подвесы должны содержать только стальные и свинцовые детали. При большом влиянии гальванокоррозии следует пользоваться изолированными грузами.

29. В тех случаях, когда необходимо увеличить вес скважинного прибора, но нежелательно создать дополнительное усилие, прижимающее его к стенке скважины (микрозонд, каверномер, пластовый наклономер), груз присоединяют к скважинному прибору при помощи гибкого соединения (подвеса) длиной 1—2 *м*.

30. Присоединение грузов к зонду или скважинному прибору производится при помощи малого, обычного и усиленного подвеса установленных размеров.

Подвес на зонде закрепляется путем заправки ерша в конусную втулку (выточку) подвеса.

Вследствие изгибов и ржавления проволок место присоединения подвеса к зонду с течением времени ослабляется. Во избежание обрыва груза крепление подвеса к зонду необходимо периодически осматривать и, если жилы ослаблены, переставлять подвес.

31. Присоединение скважинных приборов и аппаратов к бронированному кабелю осуществляется при помощи кабельной головки (стандартного кабельного патрона).

Типы кабельных головок, допущенных к употреблению, устанавливаются Государственным геологическим комитетом СССР.

Кабель закрепляется в кабельной головке на $^2/_3$—$^1/_2$ проволоках брони, соответствующих 50% общего разрывного усилия кабеля.

Таблица 12

Рекомендуемые типы, размеры и вес каротажных грузов

Условия применения	Груз	Диаметр груза, *мм*	Вес груза, *кг*	Подвес
В скважинах малого диаметра (до 125 *мм*); при каротаже через бурильные трубы малого диаметра	Цилиндрический	24	5	Малый
То же, но при необходимости применить усиленный груз	То же	40	20	»
В скважинах диаметром 125—250 *мм* при хорошей проходимости кабеля; при каротаже через 6″ бурильные трубы	» »	70	20—40	Обычный
В скважинах диаметром 200 *мм* и более при буровом растворе нормального удельного веса и нормальной вязкости	» »	70—100	40—60	»
В глубоких скважинах, заполненных раствором повышенного удельного веса и большой вязкости	» »	100	80—120	Усиленный
В скважинах с удельным весом раствора от 1,6 и выше и большой вязкости	Набор цилиндрических грузов	100—120	100—180	»
При затруднениях в спуске обычного груза, особенно при наличии уступов	1. Гирлянда (3—5 шт.) из свинцовых шаров, соединенных цепью 2. Груз с фонарем	100	—	Обычный

§ 52. Спуско-подъемное оборудование

1. Спуск и подъем каротажного кабеля производится при помощи лебедки. В зависимости от необходимой длины и типа кабеля (многожильный в оплетке и шланге, многожильный бронированный, одножильный бронированный) применяют лебедки различных размеров и конструкций.

2. Для вращения барабана лебедки обычно используют ходовой двигатель автомобиля, на котором монтируют лебедку. Передача вращения от двигателя к барабану лебедки осуществляется при помощи коробки отбора мощности.

Для вращения барабана лебедки может также применяться электродвигатель, отдельный автомобильный двигатель, а при лебедках с малым количеством кабеля (до 300 *м*) также и ручной привод.

3. В передачу от двигателя к барабану лебедки вводится кулачковая или фрикционная муфта для отключения привода от барабана при спуске кабеля.

4. Передача от двигателя к барабану лебедки должна обеспечить возможность изменения скорости подъема кабеля в диапазоне 150—4000 *м/час* и иметь передачу на спуск кабеля.

5. Диаметр бочки барабана лебедки, рассчитанной на работу с бронированным кабелем, должен быть не менее:

диаметр кабеля, *мм*	до 8	8—10	10—14	14 и выше
наименьший предельный диаметр бочки, *мм*	400	500	600	700—800

6. Лебедка с кабелем более 300 *м* должна быть снабжена автоматическим или ручным (с управлением с поста лебедчика) кабелеукладчиком.

7. Лебедка должна быть надежно закреплена на шасси автомобиля.

8. Лебедка снабжается коллектором для подключения к жилам кабеля.

Токопроводящие детали коллектора должны быть хорошо изолированы (сопротивление изоляции не менее 20 *Мом*) от корпуса и друг от друга; токопроводящие детали измерительной цепи должны иметь экраны от деталей других цепей; щетки должны давать надежный контакт с кольцами коллектора.

9. Для направления кабеля в устье скважины над ним устанавливается (или подвешивается) блок-баланс.

10. Диаметр роликов блок-баланса должен быть больше диаметра бронированного кабеля, на который он рассчитан, не менее, чем в 50 раз. Профиль канавки ролика должен соответствовать диаметру кабеля (радиус канавки должен быть на 5% больше радиуса кабеля).

11. Блок-баланс на время работы на скважине надежно закрепляется. Блок-баланс обычного типа устанавливают на роторный стол так, чтобы поперечная планка салазок упиралась во вкладыши ротора; после этого роторный стол поворачивают, пока ролик не займет требуемого положения относительно лебедки. Для закрепления блок-баланса кладут на передние концы салазок доску и ставят на нее бурильную (свечу) или рабочую трубу (квадрат).

При отсутствии ротора подставку блок-баланса крепят к полу вышки при помощи костылей и скоб. При работе через бурильные трубы и при работе в обсаженных скважинах блок-баланс устанавливается на верхнем конце труб (фланце обсадной колонны) или подвешивается над устьем скважины.

Блок-баланс крепится дополнительно, если при его установке упорная часть рамы упирается во вкладыш ротора лишь частью передней поверхности.

12. Для основных типов подъемников спуско-подъемные операции в скважине проводят в следующем порядке:

а) выключают передачу на задний и передний мосты автомобиля;

б) включают коробку отбора мощности;

в) запускают двигатель автомобиля;

г) при нерабочем положении рычаг редуктора, а также коробки изменения передач автомобиля должны быть установлены в нейтральное положение;

д) для подъема кабеля с необходимой скоростью устанавливают, при выключенном сцеплении автомобиля, необходимое положение рычагов редуктора и коробки изменения передач автомобиля и плавно включают сцепление; одновременно растормаживают барабан лебедки;

е) при необходимости изменения скорости подъема кабеля выключают сцепление автомобиля и производят изменения в положении рычагом редуктора и коробки изменения передач автомобиля, на это время барабан лебедки затормаживают;

ж) при необходимости принудительного пуска кабеля (например, при размотке первых витков кабеля и лебедки) устанавливают задний ход в коробке передач автомобиля;

з) выключение привода обеспечивается: на небольшое время при подъеме — выключением сцепления; при спуске и во время длительных остановок при подъеме — переводом рычага редуктора в нейтральное положение.

После окончания работ необходимо установить дублеры в такое положение, чтобы они не мешали управлению автомобилем.

В различных подъемниках порядок работы изменяется в соответствии с особенностями их конструкции и применяемого привода.

13. Для обеспечения надежной работы механизмов подъемника необходима смазка их в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

ГЛАВА X

ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ

§ 53. Изоляция жил кабеля и электрических цепей измерительных схем

1. При геофизических работах в скважинах, сводящихся к электрическим измерениям или к операциям, управляемым электрическим током, необходимо исключить возможность утечек тока из токовой (питающей) и измерительной цепей на землю и из одной цепи в другую или по крайней мере уменьшить их влияние настолько, чтобы наличие утечек не отражалось на результатах измерений. Для этой цели в первую очередь необходимо иметь высокую изоляцию электрических цепей и жил кабеля относительно земли (корпуса приборов) и между собой.

2. Качество изоляции характеризуется ее электрическим сопротивлением. Сопротивление изоляции обычно выражается в мегомах *(Мом)*.

3. Сопротивление изоляции определяют следующим образом:

а) при помощи мегометра; мегометр развивает напряжение до 500 *в*; при таком напряжении наблюдается пробой изоляции некоторых приборов (гальванометров, термометров и т. п.); поэтому перед применением мегометра необходимо установить, не будет ли развиваемое им напряжение опасно для изоляции проверяемой цепи, и если это имеет место, пользоваться другим способом проверки изоляции;

б) омметром (тестера или иного прибора); этот способ применим лишь при не очень высоком сопротивлении изоляции;

в) при помощи схемы с батареей и гальванометром; при этом во избежание влияния утечек из батареи на результаты определения сопротивления изоляции гальванометр должен быть включен между батареей и проверяемой целью; сопротивление R_y изоляции проверяемой цепи определяется по формуле:

$$R_y = \frac{E}{I} = \frac{E}{K \cdot m} \quad Мом,$$

где E — напряжение батареи, *в*;

I — сила тока через гальванометр, *мка*;

K — постоянная по току гальванометра, микроамперы на одно деление (сантиметр) шкалы;

m — отклонение гальванометра, деления (сантиметры) шкалы.

В качестве гальванометра обычно пользуются гальванометром потенциометра ЭП-1.

Во избежание повреждения гальванометра необходимо включить последовательно с ним предохранительное сопротивление не менее 10 *ком*.

При проверке изоляции не следует пользоваться большим напряжением и замыкать проверочную цепь на длительное время — сопротивление нарушения изоляции при этом снижается (утечка «высыхает»). Однако при малом напряжении возможно влияние явлений поляризации в месте утечки.

4. Для предотвращения утечек следует:

а) содержать в чистоте и сухом виде всю аппаратуру, особенно ее изолирующие части и соединительные устройства;

б) устранить возможность соприкосновения лишенных изоляционного покрова токопроводящих частей (например, концов жил) непосредственно через хлопчатобумажную оплетку или через обмотку изолировочной лентой с «землей» (корпусом приборов);

в) изолировать места постоянных соединений проводов резиновой изоляцией.

Во избежание увлажнения аппаратуры и связанного с этим снижения сопротивления изоляции проводов, а также выпадения влаги на изолирующих деталях, что приводит к утечкам тока и возможным пробоям изоляции, следует:

а) каротажную станцию (лабораторию) на базе располагать в закрытом помещении, в котором в зимнее время температура поддерживается выше нуля;

в) в холодное время на стоянках и во время переезда обогревать станцию (лабораторию).

Если аппаратура увлажнена, необходимо перед работой просушить ее и тем самым добиться улучшения изоляции.

5. Наиболее опасны одновременные нарушения изоляции токовой и измерительной цепей, так как при утечках возникают наибольшие ошибки в результатах измерений.

Поэтому необходимо принимать особые меры предосторожности против таких утечек. Для этого в процессе эксплуатации станции (лаборатории) необходимо следить за исправностью ее изоляции; предотвращать сближение токопроводящих узлов различных цепей и соблюдать принятые меры по экранировке одних цепей от других.

Сопротивление заземления корпуса лаборатории и подъемника должно быть небольшим.

Большинство узлов измерительной цепи отделено от других цепей металлическими деталями — экранами, изолированными

как от корпуса, так и от токоведущих частей измерительной цепи. Экраны подключены к отдельному выводу (*Зп* или *Зэ*). Соединение этого вывода с «землей» предотвращает переход токов утечек из токовой и силовой цепей непосредственно в измерительную, что снижает погрешность измерений, но заземление вывода при низком сопротивлении изоляции измерительной цепи относительно увеличивает утечку из измерительной цепи на «землю»; это приводит к увеличению погрешности измерений.

Всегда, когда заземление вывода, к которому подключены экраны, улучшает результаты измерений, необходимо его заземлять.

6. Наименьшие допустимые сопротивления изоляции:

жил кабеля (уточняется в зависимости от вида измерений)	2	*Мом*
измерительной схемы лаборатории относительно корпуса и приборного заземления (экрана между измерительной цепью и другими цепями)	10	„
силовой цепи	2	„
приборного заземления относительно корпуса	1	„

7. Перед измерениями и после их проведения необходимо проверять изоляцию основных цепей лаборатории и кабеля.

8. Допускается использование результатов измерений с кабелем и аппаратурой, изоляция которых снизилась в процессе измерений ниже допустимой, при условии, когда имеются материалы (перекрытие, сопоставление с материалами соседних скважин, данными обработки БКЗ и др.), подтверждающие правильность полученных данных.

§ 54. Определение глубин

1. Определение глубины является одной из важнейших операций при промысловых геофизических работах.

2. Приближенное определение глубин производят по показаниям счетчика, а более точное — по меткам, устанавливаемым на кабеле через 50, реже 40 *м* при каротаже нефтяных и газовых скважин, через 10 или 20 *м* при каротаже скважин на другие полезные ископаемые.

3. При записи каротажной кривой на ленте регистратора отмечается момент прохождения меткой точки отсчета глубин скважины. Если наблюдать прохождение меткой непосредственно точки отсчета глубин скважины затруднительно, то на некотором расстоянии от этой точки устанавливают какой-либо репер и отмечают момент прохождения меткой этого репера. Расстояние от репера до точки отсчета глубин скважины учитывается при разметке — цена метки уменьшается на это расстояние.

Рекомендуется репер устанавливать так, чтобы цена метки с учетом указанного расстояния равнялась целому числу.

4. Разметку истинных глубин на каротажной диаграмме производят по отметкам на диаграмме момента прохождения метками точки отсчета глубины скважины.

Можно также по меткам корректировать показания счетчика, исправляя их так, чтобы счетчик давал истинные глубины, а глубины на диаграмме определять по показаниям счетчика.

5. Исходной величиной при определении глубин (разметке) диаграммы является цена первой метки. Цена первой метки определяется как расстояние от нее до точки записи измеряемой величины. В зондах и скважинных приборах, рассчитанных на измерение двух и более величин (КС и ПС стандартного зонда; КС разными зондами многоэлектродного зонда; ГК и НГК двухканального прибора и т. д.) точка записи и, следовательно, цена метки могут быть разные для различных кривых.

Глубина, соответствующая той или иной метке, равняется цене первой метки плюс расстояние между метками умноженное на порядковый номер метки уменьшенный на единицу.

6. При установке меток на кабеле (разметке кабеля) его длину измеряют при помощи стальной мерной ленты с погрешностью 0,02%. Ленту необходимо периодически контролировать в организациях Комитета по делам мер и весов.

7. Выбор начальной точки для разметки кабеля не ограничивается; изменение начальной точки разметки меняет лишь цену метки.

8. Используются обычные (в виде утолщения на кабеле) и магнитные метки.

9. Обычную метку на оплеточном и шланговом кабеле получают, наматывая на него слой шпагата и сверху несколько слоев изоляционной ленты. Длину такой метки берут около 5 *см*, а ее наружный диаметр — больше диаметра кабеля на 2 *см*. Иногда метку делают из куска резиновой изоляции от жилы кабеля. На бронированном кабеле метку получают, нанося несколько слоев изоляционной ленты.

10. Магнитную метку наносят на отмеченное временной меткой место при помощи намагничивающего устройства.

Магнитные метки могут быть сняты с кабеля (стерты) при помощи размагничивающей катушки, на которую подается напряжение переменного тока.

11. Разметку кабеля и проверку положения меток производят либо на буровой, либо на разметочной установке.

12. При разметке кабеля на буровой скважина должна быть заполнена той же жидкостью (глинистым раствором, водой), какой будут заполнены скважины при дальнейших работах кабеля.

При глубинах свыше 1000 *м* для оплеточного и шлангового кабеля и свыше 2000 *м* для бронированного кабеля разметку

следует производить при тех же (или близких к ним) условиях, какие имеют место при проведении той или иной операции:

а) при электрическом и радиоактивном каротаже — при подъеме кабеля, при той же скорости перемещения кабеля, при которой производится запись кривых;

б) при отборе грунтов — на остановках после подъема кабеля.

Допускается размечать предназначенный для электрического и радиоактивного каротажа кабель при остановках после подъема на небольшой скорости:

а) при длине оплеточного и шлангового кабеля не более 2000 *м*;

б) при длине бронированного кабеля не более 3000 *м*.

13. Закрепление меток на разметочной установке производится на кабеле предварительно натянутом вращением барабана одной из лебедок до натяжения, равного натяжению, которое имеет данный участок кабеля при работе в скважине.

14. Новый кабель необходимо размечать:

а) в первые 3 операции — после каждого спуско-подъема;

б) в последующие — через каждые 3—5 спуско-подъемов до тех пор, пока не будет достигнуто постоянство длины кабеля.

В дальнейшем разметка проводится:

а) при большом натяжении кабеля (например, после прихвата);

б) периодически после работы на 10 скважинах с целью своевременного контроля постоянства удлинения кабеля;

в) при работе с магнитными метками — после ослабления их.

15. При каротаже скважин, заранее размеченным кабелем, рекомендуется пользоваться грузом, исходя из веса которого произведена разметка кабеля.

16. Если условия работы (скорость записи, порядок записи, заполнение скважины, вес груза или скважинного прибора и т. д.) значительно отличаются от тех, при которых происходила разметка, необходимо либо сделать повторную разметку, либо учесть изменение длины кабеля в результате изменения условий каротажа (например, путем расчета удлинения кабеля).

§ 55. Проведение работ на буровой

1. Состав и последовательность работ партий (отряда) определяются следующими этапами общего цикла всех видов геофизических работ в скважинах: подготовительные работы к выезду на скважину, переезд на скважину, работы на скважине, переезд со скважины на базу, завершающие работы на базе.

2. Подготовка партии (отряда) к выезду на скважину включает: получение наряда на геофизические работы, ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой скважине, проверка исправности механизмов, приборов

и инструмента в каротажной станции (подъемника и лаборатории), а также и получение скважинных приборов, прострелочной и взрывной аппаратуры и материалов в соответствии с заданием в наряде.

3. На скважине партия (отряд) выполняет следующие работы: проверяет подготовленность буровой скважины согласно «Техническим условиям на подготовку скважин к промыслово-геофизическим работам» (приложение 1), проверяет правильность полученного в наряде задания и при необходимости уточняет его, устанавливает и подготавливает станцию (подъемник и лабораторию) к работе, присоединяет к кабелю приборы или аппараты, спускает их в скважину и производит измерения или отстрел. На выполненные партией работы заполняется «Акт о выполнении промыслово-геофизических работ».

4. Для проведения геофизических работ скважину подготавливают в соответствии с «Техническими условиями на подготовку скважины к геофизическим работам» (приложение 1).

5. В бурящейся скважине геофизические работы должны быть начаты сразу же после подъема бурильных труб. При простое скважины перед геофизическими работами часто возникают затруднения при спуске зонда или скважинного прибора на забой.

6. Скважинные приборы, содержащие сложные электромеханические устройства и электронные схемы (инклинометры, скважинные приборы ОКС, приборы радиоактивного каротажа и др.), а также наземные панели с электронными схемами и измерительные приборы, должны перевозиться со всеми мерами предосторожности, чтобы не повредить узлы этих приборов. При разгрузке скважинных приборов с подъемника и транспортировке их к устью скважины следует избегать ударов и резких толчков.

7. При сборке скважинных приборов следует обеспечить надежные электрические соединения узлов и герметичность кожуха.

Резьбовые соединения перед свинчиванием должны быть прочищены и смазаны.

При сборке скважинного прибора следует исключить возможность увлажнения внутренних частей его; для этого сборка должна производиться в сухом помещении; температура прибора не должна быть ниже температуры воздуха. В приборах, в которых предусмотрено поглощение водяных паров, необходимо убедиться в исправном действии поглотителя.

В маслонаполненных скважинных приборах перед спуском необходимо проверить заполнение прибора маслом и в случае необходимости добавить масло.

8. Перед спуском скважинного прибора следует осмотреть его и убедиться в исправности вывода из прибора (косы), кожуха, головки, уплотнений.

9. По прибытии каротажной партии (отряда) на буровую производят следующие подготовительные работы:

а) устанавливают подъемник на 20—40 *м* от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье скважины; после установки автомобиль затормаживают и надежно закрепляют, подкладывая клинья под его колеса;

б) устанавливают и надежно закрепляют блок-баланс; при этом средняя плоскость ролика должна проходить через середину барабана лебедки, а кабель должен спускаться в скважину по ее оси;

в) подготавливают лебедку подъемника и ее привод;

г) заземляют лабораторию и подъемник при помощи отдельных заземлений;

д) подключают станцию к питающей сети (сети переменного тока буровой), а при ее отсутствии — к генераторной группе подъемника; подключение к питающей сети и отключение от нее лаборатории и подъемника следует делать с соблюдением необходимых мер предосторожности, при снятом напряжении или в резиновых рукавицах;

е) устанавливают на блок-балансе датчик глубин, датчик натяжения, магнитный меткоуловитель;

ж) производят внешние соединения каротажной станции (лаборатории и подъемника);

з) спускают в устье скважинный прибор или зонд с грузом.

10. Скважинные приборы и грузы спускают в скважину при помощи имеющейся на буровой легости (якоря). Для захвата зонда или скважинного прибора пользуются штропом, закрепляемом на вилке, вставляемой в отверстия кабельной головки (грузе), или на каком-либо утолщении на зонде (например, большой метке).

После спуска зонда или скважинного прибора в устье скважины устанавливают на счетчиках показания, равные расстоянию от точки записи кривой до точки отсчета глубин скважины.

11. Первые витки кабеля с барабана сматывают вручную или с помощью лебедки, устанавливая задний ход в коробке передач двигателя автомобиля; в дальнейшем вращение барабана при спуске производится под действием веса кабеля при выключенном приводе лебедки. Регулирование скорости спуска осуществляется тормозом барабана лебедки.

12. При спуске кабеля необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

а) не допускать слишком больших скоростей спуска; даже в колонне не следует допускать скорость спуска выше 10 000 *м/час*; при больших скоростях спуска во время случайных остановок груза (скважинного прибора) или замедления его движения возможны захлестывание и образование узлов;

б) плавно тормозить;

в) своевременно прекращать спуск кабеля при остановке груза (скважинного прибора) на забое или у какого-либо препятствия во избежание перепуска кабеля, что может привести к его прихвату или образованию узлов.

13. При спуске кабеля необходимо контролировать движение зонда или скважинного прибора. Контроль осуществляется:

а) по натяжению кабеля; при большой скорости спуска, вязком буровом растворе и бронированном кабеле контроль по натяжению недостаточно надежен;

б) по ПС или (если ПС мало изменяется или наблюдаются сильные блуждающие токи) по изменению бликов гальванометров для записи сопротивлений температур и т. д.

14. При затруднении в спуске из-за наличия в скважине пробок, сальников, уступов и других неполадок принимают следующие меры:

а) преодолевают препятствие, несколько раз поднимая груз на 20—40 *м* выше места остановки и спуская вниз со значительной скоростью; при применении скважинных приборов со сложной схемой и электромеханическими устройствами (инклинометр, снаряд ОКС, скважинный прибор РК и др.) преодолевать препятствие таким образом не допускается;

б) увеличивают вес груза (подвешивая груз к скважинному прибору) или пользуются специальными грузами (гирлянда шаров, груз с центрирующим фонарем);

в) в скважинах с растворами большого удельного веса переходят на работу бронированным кабелем.

В особенно сложных случаях, по согласованию с руководством геофизического предприятия, прибегают к каротажу через бурильные или обсадные трубы: трудно проходимый интервал скважины перекрывают бурильными или обсадными трубами и спуск производят через них.

Обеспечение геофизических работ в скважинах с особыми условиями проводится по проектам, составленным совместно с геофизическим предприятием и организацией, проводящей буровые работы.

15. Если, как обычно, запись производится только во время подъема, то во время спуска скважинного прибора осуществляется контроль за работой аппаратуры, наблюдается изменение измеряемых величин, проверяется правильность выбора режима работы аппаратуры. При необходимости изменения измеряемой величины контролируется перемещение скважинного прибора.

16. До отрыва груза или скважинного прибора от забоя подъем производится с небольшой (до 3000 *м/час*) скоростью; после отрыва груза скорость подъема кабеля определяется условиями проведения работ. После окончания этих работ кабель поднимают со скоростью до 8000 *м/час*. Во избежание очень

больших натяжений в кабеле нельзя допускать слишком больших скоростей подъема.

17. При прохождении башмака обсадной колонны и других опасных участков скважины, а также при каротаже через свечи кабель следует поднимать медленно и все время следить за его натяжением.

18. Для своевременного предупреждения о приближении груза к устью скважины примерно за 50 *м* от конца кабеля ставят большую предупредительную метку и «стоп-метку» на кабеле у лебедки, когда прибор находится у устья скважины.

19. Перед началом измерения при каротаже на забой спускается некоторый излишек кабеля; нижняя точка кривой определяется по переходу от ровного участка записи, параллельного оси глубин, получаемого при сматывании на лебедку излишка кабеля, к участку кривой с изменением показаний, соответствующего перемещению зонда (скважинного прибора).

20. При проведении некоторых видов работ (замер термометром, резистивиметром и др.) или в качестве отдельной операции проводят определение глубины забоя скважины.

Для этого груз опускают на забой, перепускают некоторое количество кабеля и затем, медленно поднимая кабель, наблюдают за его натяжением и гальванометром ПС (например, включив гальванометр ПС между корпусом скважинного прибора и электродом на поверхности). Отрыв груза от забоя отмечается увеличением натяжения кабеля (при больших глубинах и бронированном кабеле оно невелико и не всегда может быть отмечено) и смещением гальванометра ПС. Для контроля определение глубины забоя повторяют несколько раз.

По полученной отметке положения забоя при помощи меток определяют глубину забоя.

При работе в необсаженных скважинах вместо глубины забоя определяют глубину, до которой дошел зонд или скважинный прибор. Эта глубина может существенно отличаться от глубины забоя из-за осадка и других причин.

21. При записи каротажной кривой необходимо в начале и в конце записи и в процессе ее (не менее одного раза на каждые 500 *м*) отмечать нулевое положение пишущего устройства.

При измерительных схемах с питающей цепью (запись кривой КС, термограммы, кавернограммы) отметку нулевого положения пишущего устройства следует делать, выключая питающую цепь. В остальных случаях для этого замыкают вход регистрирующего прибора.

Отметку нулевого положения пишущего устройства в процессе записи допускается делать без перерыва в записи, выбрав для этого участок с малым изменением показаний с глубиной. При обработке диаграмм кривая на этом участке восстанавливается.

22. По прибытии на базу проводят следующие работы: окончательно заполняют наряд-путевку, акт о выполнении работ и другие документы и сдают их в соответствующие службы предприятия; оформляют каротажные диаграммы, приводят в порядок различные записи и сдают их в бюро обработки и интерпретации; проверяют состояние станции (подъемника и лаборатории), скважинных приборов; аппаратуру и оборудование, требующие ремонта или эталонирования, сдают в соответствующий цех (бригаду).

§ 56. Предотвращение аварий

1. При неисправном оборудовании, неправильном проведении работ или неудовлетворительном техническом состоянии скважин при геофизических работах возможны аварии: прихват кабеля или скважинного прибора, оставление в скважине груза или скважинного прибора, выброс приборов с кабелем и т. п.

2. Во избежание аварий следует:

а) избегать каких бы то ни было длительных остановок кабеля в некрепленной части скважины (вне колонны); в случае задержки в измерении следует непрерывно перемещать кабель, опуская или поднимая его, или вывести кабель из необсаженной части скважины в обсаженную; особенно опасны остановки на забое;

б) своевременно, до спуска кабеля, проверить двигатель и запустить его; при отказе двигателя во время подъема поднять кабель при помощи буровой лебедки, зацепляя его за подъемный крюк или пользуясь барабаном лебедки. В последнем случае накручивают на барабан 2—3 витка кабеля и, пустив в ход буровую лебедку, вытаскивают кабель, действуя так же, как и при пользовании легостью.

3. Место крепления груза или скважинного прибора к кабелю делают ослабленным (до 0,5 номинального разрывного усилия кабеля), чтобы при прихвате обрыв происходил в этом месте.

4. Для облегчения ловильных работ кабельные головки и головки скважинных приборов имеют установленные размеры и формы, выбранные так, чтобы обеспечить их подъем при ловильных работах. Геофизическое предприятие должно иметь соответствующий ловильный инструмент для применяемой скважинной аппаратуры.

5. При прихвате необходимо попытаться как можно скорее освободить кабель, дав ему при помощи каротажной лебедки большее натяжение (до 50% его номинального разрывного усилия), а затем «расхаживая» кабель, т. е. давая ему многократные натяжения и слабину.

Если принятые меры недостаточны, то освобождают кабель овершотом, в котором возможно ближе к краю вырезано окно. Ширину окна берут такой, чтобы через него свободно прохо-

дили кабельные метки и места сращивания. Края окна сглаживают, чтобы избежать механических повреждений кабеля. Размеры овершота подбирают в соответствии с головкой скважинного прибора.

При прихвате кабеля при электрическом каротаже, когда на конце кабеля подвешен лишь груз, вместо овершота можно пользоваться отрезком трубы с окном.

Прихваченный кабель освобождают при помощи овершота или трубы с окном следующим образом:

а) присоединяют овершот к буровому инструменту и продевают кабель через воронку и окно овершота; для этого, закрепив кабель у роторного стола, разматывают его с барабана каротажной лебедки, отсоединяют жилы кабеля от коллектора, продевают освобожденный конец кабеля через нижний конец (воронку) овершота и окно, соединяют жилы кабеля с коллектором и опять наматывают кабель на барабан лебедки; для ускорения работ можно также, размотав несколько витков кабеля обрубить* его и после этого продеть обрубленный конец через окно овершота;

б) дав кабелю натяжение до 50% от его номинального разрывного усилия, спускают овершот в скважину, сохраняя заданное натяжение кабеля;

в) за 5—10 *м* до груза или скважинного прибора буровой инструмент опускают медленнее и одновременно промывают скважину; момент освобождения кабеля отмечается по снижению его натяжения;

г) после ликвидации прихвата трубы кабель поднимают, одновременно наблюдая, чтобы кабель был достаточно натянут и чтобы количество выбираемого из скважины кабеля соответствовало длине поднятых бурильных труб. При спуске и подъеме труб их нельзя поворачивать;

д) в скважинах с небольшой кривизной и глубиной до 400 *м* рекомендуется кабель пропускать через бурильные трубы.

6. Если освободить кабель в месте прихвата не удается, его обрывают. Для этой цели кабель сильно натягивают той же лебедкой, на барабане которой он намотан, или буровой лебедкой. В последнем случае кабель закрепляют на подъемном крюке талевого блока, наматывая на него несколько витков кабеля.

7. Кабель, оставленный в скважине, не рекомендуется разбуривать долотом, так как, наматываясь на долото, он может создать большие затруднения при подъеме инструмента. Оставленный в скважине конец кабеля извлекают при помощи крюка или удочки (вилки, ерша). В верхней части крюка делается утолщение для предотвращения образования пробки из кабеля.

---

* Такой способ можно применять лишь для оплеточных и шланговых кабелей.

Крюк спускают в скважину на бурильных трубах или тартальном канате до глубины, на которой должен находиться верхний конец кабеля (в месте обрыва или ниже).

При работе в обсаженных скважинах в верхней части крюка делается утолщение (ограничитель) такого размера, чтобы зазор между ним и стенкой скважины был меньше диаметра кабеля. Если это нельзя обеспечить, то утолщение делать не следует.

В необсаженных скважинах пользоваться крюком с утолщением нельзя.

8. Если груз или скважинный прибор цепляет за башмак и не может войти в обсадные трубы, то, не давая кабелю большого натяжения, необходимо освободить его при помощи овершота.

9. Для ловли оставленных в скважине скважинных приборов, снабженных ловильной головкой, применяют обычный овершот. Извлечение оставленных в скважине приборов может быть произведено также при помощи паука-трубы, на нижнем конце которой сделаны вырезы (зубья) треугольной формы.

ГЛАВА XI

ОБРАБОТКА КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ

§ 57. Оформление и предварительная обработка каротажных диаграмм

1. На подлинник каротажной диаграммы наносят:

а) заголовок по форме, приведенной в приложении 15;

б) масштаб кривой — значения измеряемой величины через каждые 2 *см*;

в) глубины.

Примечание: а) для кривой потенциала ПС, градиента ПС, МЭП и ВП масштаб дается отрезком длиной 2 *см*, против которого указывается число соответствующих этому отрезку милливольт и направление возрастания (+) и убывания (—) потенциала (градиента);

б) для кривой МСК масштаб дается отрезком длиной 2 *см*, против которого указывается число соответствующих этому отрезку миллиампер и направление увеличения силы тока.

2. Рекомендуется при нанесении заголовка на подлинник диаграммы пользоваться штампом.

Использовать для заголовка подлинника диаграммы бланк, приклеиваемый к диаграмме, не разрешается, так как бланк может отклеиться и диаграмма останется недокументированной.

3. На подлинник наносят глубины. Последние отмечаются вблизи зафиксированных на ленте меток и соответствуют целому числу десятков метров. Нанесенные таким образом глубины используются при копировке диаграммы.

Необходимо следить за тем, чтобы полученные в одном и том же интервале различные кривые (например кривые КС и ПС) не расходились между собой по глубине из-за несогласованной разброски невязок между метками при копировании диаграммы.

4. Нулевую линию каротажной кривой на подлиннике наносят:

а) для КС — по отметкам нуля, записям в колонке и записям нуль-сигнала (станция ОКС);

б) для ГК (НГК) — по записям нулевого положения пишущего устройства.

5. Контрольные измерения и записи на подлиннике (нуль-сигнал, стандарт-сигнал, установка тока, градуирование напряжения, записи с каверномером на поверхности и т. д.) должны быть расшифрованы перед сдачей диаграмм в обработку.

6. На диаграммах (РК, термограмма, кавернограмма) со смещением кривых при помощи компенсатора поляризации (компенсатор фона) необходимо отметить величину смещения и для каждого смещенного участка кривой указывается ее масштаб. Величина переноса кривой (ПС и температурной) должна быть четко обозначена на подлиннике.

7. Все надписи и кривые на подлинниках не должны иметь подчисток и не оговоренных исправлений. Недостаточно четкие кривые, а также кривые, записанные карандашом, обводят тушью.

8. С подлинника диаграммы вычерчивается первая копия, с которой снимаются последующие.

9. При вычерчивании первой копии диаграммы стандартного электрического каротажа:

а) при выходе основной кривой КС за пределы диаграммы или в случае, если она располагается вблизи нулевой линии (менее 0,5 *см*), наносят на диаграмму дополнительные кривые так, чтобы обеспечить возможность отсчета показаний против всех глубин;

б) кривую ПС смещают вправо от кривой КС на такое расстояние, чтобы они возможно меньше пересекались друг с другом;

в) устраняют имеющиеся в подлиннике на кривой ПС переносы.

При применении двух стандартных зондов снятые ими кривые КС могут быть нанесены на одно поле со смещением их нулевых линий на 1 и 2 *см*.

§ 58. Проверка каротажных диаграмм

1. Результаты геофизических исследований скважин подлежат тщательному контролю, целью которого является выявление ошибочных и некачественных (не удовлетворяющих техническим условиям) материалов и их отбраковка.

2. В подлинниках материалов геофизических исследований необходимо:

а) проверить оформление заголовков;

б) проверить разметку глубин; в частности, следует просмотреть отбивки меток на диаграмме; проверить, соответствует ли расстояние между ними требуемому значению; проверить правильность расчета цены первой метки для каждого вида каротажа отдельно; сопоставить глубину башмака обсадной колонны и забоя (определенные по диаграмме) с данными бурения;

в) проверить контрольные записи (установку силы тока, компенсацию, положение нулевой линии и т. д.) и убедиться в правильности проведения нулевой линии, установки масштаба записи и переносов кривой;

г) убедиться, что сопротивление изоляции жил кабеля, зонда, измерительных и силовых цепей лаборатории и скважинных приборов измерено и не меньше допустимого;

д) проверить режим работы аппаратуры: скорость записи, правильность выбора предела измерений; при радиоактивном каротаже — правильность выбора постоянной времени; убедиться, что режим работы соответствует условиям измерений;

е) проверить отсутствие помех и искажений ими результатов измерений;

ж) сопоставить между собой результаты повторных измерений, данные каротажа, полученные в различное время, и диаграммы различных видов каротажа в данной скважине; на основании такого сопоставления оценить возможную погрешность определения глубин и результатов измерений.

Погрешность определяется как половина величины расхождения в глубинах или в показаниях основной и повторной записи и между записями, проведенными в различное время.

3. Необходимо проверить стабильность работы измерительной аппаратуры; для этого пользуются отметками положения нулевых линий, записями в колонне, записями измеряемой величины при неподвижном приборе (зонде).

4. Наилучшим способом контроля кривых сопротивления является сопоставление значений кажущихся удельных сопротивлений, полученных различными зондами против отдельных пластов. Такое сопоставление рекомендуется делать путем построения кривой зависимости КС от длины зонда (кривая зондирования). Отклонение отдельных точек от кривой и расчетного значения указывают на ошибочность измерений.

5. Для кривых радиоактивного каротажа величина статистических флуктуаций определяется по записям при неподвижном скважинном приборе.

Погрешность измерений при РК определяется:

а) сравнением средних показаний против однородных пластов большой (свыше 5 *м*) мощности на кривых, полученных при повторной записи и в различное время;

б) по величинам средних показаний против опорных пластов с известными свойствами.

В качестве опорных пластов рекомендуется использовать:

а) при НГК — пласты с кавернами диаметром более 40 *см*; наиболее плотные неглинистые пласты пористостью меньше 2%;

б) при ГГК — пласты с кавернами диаметром более 30 *см* (плотность соответствует плотности бурового раствора);

в) при ГК — пласты с постоянной гамма-активностью на данной площади.

§ 59. Определение границ пластов

Определение границ пластов по кривым сопротивления, полученным градиент-зондом

1. По кривой сопротивления, снятой кровельным градиент-зондом, длина которого меньше мощности пласта, подошва пласта большого сопротивления отмечается по минимуму кривой (или выше минимума до половины расстояния между сближенными электродами), а кровля пласта — по максимуму кривой.

По кривой сопротивления, снятой градиент-зондом, длина которого больше мощности пласта, границы пласта большого сопротивления отмечаются против точек с наиболее крутым подъемом (спадом) кривой.

2. Границы пласта малого сопротивления по кривой сопротивления, снятой кровельным градиент-зондом, отмечаются следующим образом: подошва — выше максимума на половину расстояния между сближенными электродами; кровля — по минимуму или несколько выше минимума (до половины расстояния между сближенными электродами). Необходимо учитывать, что при большом удельном сопротивлении вмещающих пород минимум часто, особенно при больших зондах, смещается в сторону вмещающих пород. В этом случае следует контролировать определение границ пласта по показаниям малых градиент-зондов и потенциал-зонда.

3. Определение границ пласта по кривой сопротивления, снятой подошвенным градиент-зондом, производится также, с учетом обратного хода кривых по сравнению с кровельным градиент-зондом.

4. Границы прослоя малого сопротивления, а также границы тонких пластов (прослойков) с пластами высокого сопротивления определяются при чередовании их, исходя из правил определения границ тонких пластов малого сопротивления, ориентируясь на максимум и минимум кривой.

Определение границ пластов по кривым сопротивления потенциал-зондов

5. По кривой сопротивления, снятой потенциал-зондом, длина которого меньше мощности пласта, границы пластов большого сопротивления отмечаются: кровля — на половину длины зонда выше, а подошва — на ту же величину ниже точки перехода от медленного к резкому подъему кривой сопротивления. Границы пластов малого сопротивления определяются таким же образом.

6. Границы мощных пластов по кривой сопротивления, снятой потенциал-зондом, можно определить по точкам, соответствующим значениям КС:

$$\frac{2\rho_п}{1+\rho_п/\rho_{вм}} < \rho < 2\rho_{вм}\left(2-\frac{L}{H}\right)$$

или приближенно от 1,5 до 4-кратного значения сопротивления вмещающих пород в зависимости от $\rho_с$ и $\rho_п$.

Определение границ пластов по кривым сопротивления микрозондов

7. По диаграммам микрозондов границы пластов определяют по резким отклонениям (подъему и спаду) кривой. Границы пластов в этом случае получаются наиболее точно.

Отбивка определения границ пластов по диаграммам ПС, градиента ПС и ВП

8. Границы мощного пласта по кривой ПС отмечаются против точек с наибольшей крутизной кривой, соответствующих потенциалу, равному среднему значению потенциала против вмещающих пород и против пластов.

При различном удельном сопротивлении пласта и вмещающих пород точка на кривой ПС, соответствующая границе пласта, смещается по кривой (при более высоком сопротивлении пласта в сторону вмещающих пород, а при меньшем сопротивлении — в обратную сторону) в соответствии с приближенным условием:

$$\frac{b}{a} = \sqrt{\rho_{вм}/\rho_п},$$

где $a + b = \Delta U_{пс}$;

a — часть амплитуды отклонения кривой ПС $= U_{пс}$ от экстремума (против середины пласта) до показаний, соответствующих границе пласта.

9. Границы тонкого пласта отмечаются в точках пересечения кривой ПС с прямой, параллельной оси глубин, смещенной относительно среднего значения потенциала к середине пласта (экстремуму кривой); чем меньше мощность пласта, тем ближе это сечение к экстремуму.

10. Определение границ пластов по диаграммам градиента ПС производится по максимуму и минимуму на этой кривой.

11. По диаграммам ВП границы пластов определяют так же, как и по диаграмме ПС.

Определение границ пласта по диаграммам токового каротажа (ТК) и диаграммам МСК

12. Границы пластов по кривым токового каротажа и МСК определяют по точкам резкого измерения кривой; эти точки у пластов малого сопротивления расположены у экстремума кривой, у пластов большого сопротивления — вблизи линии, соответствующей показаниям против вмещающих пород.

Определение границ пластов по диаграммам РК (ГК, ГГК и НГК)

13. Применяются два способа определения границ пласта по кривым РК:

а) подошва пласта отмечается по началу резкого подъема (спада) кривой, а кровля — по началу спада (подъема) кривой;

б) границы пласта отмечают по точкам, в которых показания равны среднему значению экстремальных показаний против пласта и показаний против вмещающих пород вдали от пласта (в точках с половинной амплитудой отклонения кривой); границы тонких пластов отмечаются против точек, смещенных относительно точек с половинным отклонением кривой к середине пласта (экстремуму кривой) тем больше, чем меньше мощность пласта; в полученные таким образом границы пластов вводят поправку на смещения относительно фактического положения границ в направлении движения прибора (вверх). Величина поправки зависит от $v\tau$ и мощности пласта (несколько снижается с уменьшением мощности пласта); приближенно можно считать, что при обычных условиях радиоактивного каротажа ($v=200$ *м/час* и $\tau=12$ *сек*) величина поправки порядка 30 *см*.

14. При определении границ пластов по кривым НГК следует учитывать, что при большой длине зонда, при переходе от породы с малым водородосодержанием к породе с большим водородосодержанием, точка с половинной амплитудой смещается вниз относительно фактической границы раздела пород примерно на 0,1 L; при переходе от породы с большим водородосодержанием к породе с малым водородосодержанием точка с половинной амплитудой смещается относительно границы раздела пород вверх примерно на 0,3 L.

Определение границ пластов по диаграммам магнитной восприимчивости

15. Определение границ пластов по кривым магнитной восприимчивости при большой мощности пласта (свыше четырех длин датчика) производится по точкам, в которых показания равны полусумме показаний против пласта и против вмещающих пород; при малой мощности пластов границы пластов отмечаются по точкам, смещенным относительно точек с полусуммой показаний к середине пласта. Смещение тем больше, чем меньше мощность пласта и зависит от диаметра скважины.

§ 60. Обработка материалов БКЗ

1. При обработке материалов бокового каротажного зондирования (БКЗ) необходимо вначале проверить удельное сопротивление бурового раствора и затем выделить пласты, для

которых проводится обработка данных БКЗ; для каждого из выделенных пластов — построить кривую зондирования и сопоставить ее с теоретическими кривыми с целью определения удельного сопротивления пласта и наличия проникновения в него фильтрата глинистого раствора.

2. При обработке результатов БКЗ необходимо точно знать удельное сопротивление бурового раствора.

Результаты измерений резистивиметром не всегда удовлетворительны и поэтому необходимо их контролировать.

Удельное сопротивление бурового раствора уточняется путем сопоставления кривых БКЗ для непроницаемых пластов высокого сопротивления и большой мощности с двухслойной палеткой БКЗ-1, а также по показаниям малого градиент-зонда против не очень тонких пластов возможно большего сопротивления.

3. Выделение пластов (интервалов разреза), для которых производится обработка материалов БКЗ, производится по совокупности всех кривых сопротивления с учетом результатов других видов каротажа. Не допускается брать для исследования часть пласта или объединять несколько пластов с различной характеристикой по удельному сопротивлению в один пласт.

Обработка материалов БКЗ может быть произведена лишь для однородных пластов; пласты, представленные переслаиванием пород, значительно отличающихся (более, чем на 30%) друг от друга по удельному сопротивлению, не включаются в число исследуемых.

4. По результатам измерений КС различными зондами для каждого из намеченных для исследования пластов строят кривую зависимости кажущегося удельного сопротивления от длины зонда (кривую зондирования) на билогарифмическом бланке с модулем, равным 6,25 *см*. На бланк наносят линии, соответствующие: удельному сопротивлению ρ_c бурового раствора; диаметру скважины d; удельному сопротивлению вмещающих пород $\rho_{в.м}$; мощности пласта h и расстоянию от исследуемого пласта до соседнего пласта большого сопротивления, расположенного со стороны удаленного электрода (расстояние отсчитывается от средины пласта).

5. Диаметр скважины определяют по кавернограмме, а при ее отсутствии принимают равным диаметру долота; в последнем случае следует учитывать, что против глинистых пластов фактический диаметр может значительно превышать номинальный.

Если против проницаемого пласта наблюдается уменьшение диаметра, то на бланк наносят номинальное значение диаметра скважины, равное диаметру долота.

6. В качестве удельного сопротивления вмещающих пород (пород, примыкающих к пласту со стороны удаленного электро-

да) берут удельное сопротивление, определенное по данным БКЗ; однако можно пользоваться средним значением кажущегося удельного сопротивления, отсчитанным по кривым сопротивления для нескольких зондов достаточной длины (например, стандартного зонда).

7. Для пластов высокого сопротивления большой мощности ($h>20$ *м*) для построения кривой зондирования пользуются средним значением сопротивления, а для пластов большого сопротивления средней ($6<h<20$ *м*) мощности и для пластов малого сопротивления всех мощностей — оптимальным значением сопротивления.

Оптимальное значение сопротивления представляет кажущееся удельное сопротивление против пласта в точке выбранной так, чтобы значение сопротивления было возможно ближе к значению его, получаемому при неограниченной мощности пласта; оно отсчитывается в точке, сдвинутой от середины пласта приблизительно на половину длины зонда в сторону сближенных электродов градиент-зонда.

Построенная по оптимальным значениям сопротивления кривая будет являться кривой БКЗ для исследуемого пласта.

Для пластов средней мощности можно также построить кривую БКЗ по средней, оптимальной и максимальной кривым зондирования при помощи палетки ТП-1.

8. Полученную по результатам измерений в скважине кривую БКЗ вначале накладывают на палетку двухслойных кривых БКЗ (палетка БКЗ-1) так, чтобы крест скважины (точка с $\rho_к = \rho_c$; $L=d$) на бланке совпал с точкой палетки, имеющей единичные отметки $\left(\frac{\rho_к}{\rho_c}=1; \frac{L}{d}=1\right)$.

Если интерпретируемая кривая БКЗ совмещается с какой-либо двухслойной палеточной кривой, можно заключить, что в этом случае нет проникновения раствора. По модулю палеточной кривой, правой асимптоте или точке пересечения с кривой A палеточной кривой БКЗ определяют удельное сопротивление пласта. Признаком отсутствия проникновения раствора является также то, что интерпретируемая кривая БКЗ в своей левой части располагается выше предельной кривой для бесконечно большого диаметра зоны проникновения раствора (двухслойной кривой БКЗ, модуль которой соответствует удельному сопротивлению зоны проникновения).

Если интерпретируемая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных палеточных кривых, это является признаком проникновения раствора в пласт. При этом, если с увеличением длины зонда кривая БКЗ пересекает палеточные кривые, переходя от кривых с большим модулем к кривым с меньшим модулем, то проникновение понижающее; если же кривая БКЗ сечет палеточные кривые в обратном порядке, то проникновение повышающее.

Вывод о проникновении раствора в пласт очень важен. Чтобы его сделать, интерпретируемая кривая БКЗ должна явно отличаться от двухслойных расчетных кривых БКЗ.

9. Сопоставление интерпретируемой кривой БКЗ с расчетными кривыми при понижающем проникновении раствора производят, подбирая палеточную кривую из числа трехслойных кривых БКЗ. Для облегчения подбора расчетной кривой БКЗ следует заранее задать возможное значение отношения ρ_Δ/ρ_c.

Оценка последнего может быть произведена на основании данных об удельном сопротивлении и пористости пласта, а также по кривым БКЗ, исходя из того, что левая ветвь кривой БКЗ при значительном проникновении раствора в породу располагается близко к двухслойной кривой БКЗ модуля ρ_Δ/ρ_c, соответствующей бесконечно большому диаметру зоны проникновения.

По модулю подобранной расчетной кривой определяется удельное сопротивление пласта, а также приближенное значение диаметра зоны проникновения.

10. Сопоставление интерпретируемой кривой БКЗ с расчетными кривыми при повышающем проникновении, в случае не очень большой глубины проникновения, проводят при помощи палеток БКЗ-U. Для этого выбирают из комплекта палеток БКЗ-U палетку с $\rho_п/\rho_c$, наиболее близким к вероятному его значению для данного пласта; накладывают бланк с интерпретируемой кривой БКЗ на палетку так, чтобы линия диаметра бланка совпала с линией $L=d$ палетки (при этом допускается некоторое смещение бланка вверх или вниз); подбирают палеточную кривую, совпадающую с правой частью интерпретируемой кривой БКЗ, а затем по правой асимптоте подобранной кривой определяют удельное сопротивление исследуемого пласта $\rho_п$.

При большом диаметре зоны проникновения, когда условие U-эквивалентности неприменимо, интерпретируемая кривая БКЗ не совмещается с кривыми палеток БКЗ-U. Интерпретируемую кривую БКЗ так же, как и в случае понижающего проникновения, сопоставляют с трехслойными кривыми БКЗ, предварительно задавшись отношением ρ_Δ/ρ_c.

11. Если фактический диаметр скважины не установлен (отсутствуют замеры каверномером), то отклонение формы кривой БКЗ от двухслойной может быть связано не только с проникновением раствора в пласт, но и с тем, что принятый диаметр отличается от истинного. Случай глубокого проникновения можно отличить от значительного увеличения диаметра по характерной форме кривой БКЗ.

12. Для пластов большого сопротивления малой мощности ($h<6$ *м*) для построения кривой зондирования пользуются максимальным значением сопротивления.

Полученную в результате построения кривую зондирования сопоставляют с палетками МКЗ максимальных кривых зондирования.

13. Сопоставление интерпретируемой кривой зондирования с палетками МКЗ проводят в следующем порядке:

а) выбирают из числа имеющихся палеток МКЗ такую, у которой h/d и $\rho_{вм}$ $\rho_с$ наиболее близки к аналогичным параметрам интерпретируемого пласта;

б) накладывают бланк с интерпретируемой кривой зондирования на выбранную палетку так, чтобы крест кривой (точка $\rho_к = \rho_с$ и $H = d$) и точка учета мощности (точка $\rho_к = \rho_{вм}$, $H = d$) совпали с соответствующими точками палетки; при этом если h/d и $\rho_{вм}/\rho_с$ исследуемого пласта отличаются от значений их для выбранной палетки, то при сопоставлении с палеточными кривыми левой ветви интерпретируемой кривой совмещают кресты, а при сопоставлении с палеточными кривыми правой ветви интерпретируемой кривой — точки учета мощности бланка и палетки;

в) если интерпретируемая кривая зондирования совпадает с одной из палеточных кривых, можно сделать вывод, что проникновения раствора в пласт нет; тогда удельное сопротивление пласта находят по модулю палеточной кривой или по асимптотам кривых, проведенных на палетке справа;

г) если интерпретируемая кривая зондирования не совпадает по модулю ни с одной из палеточных кривых, это показывает, что в пласте имеется зона проникновения раствора.

При проникновении раствора в пласт палеточную кривую подбирают по крайней правой ветви ($L > h$) интерпретируемой кривой зондирования (в пределах той ее части, которая не искажена влиянием соседних пластов); затем по подобранной палеточной кривой находят удельное сопротивление пласта. Если подобранная по правой части кривой зондирования палеточная кривая при малых L/d проходит выше интерпретируемой — проникновение понижающее, если ниже ее — повышающее.

При большом различии в удельных сопротивлениях подстилающих и покрывающих пород следует пользоваться палетками МКЗ для различных значений вмещающих пород.

14. При обработке материалов БКЗ против пластов малой мощности необходимо учитывать экранирующее влияние соседних пластов большого сопротивления, расположенного со стороны удаленного электрода.

15. Погрешность в определении удельного сопротивления по БКЗ значительно увеличивается для пластов большой мощности при больших величинах отношений $\rho_п/\rho_с$ и для пластов малой мощности при больших значениях $\rho_п/\rho_{вм}$. Практически точное значение удельного сопротивления по БКЗ определить нельзя (отличить от $\rho_п = \infty$) при следующих условиях: мощные пласты $\rho_п/\rho_с > 250$; тонкие пласты $\rho_п/\rho_{вм} > 20$.

§ 61. Обработка диаграмм микрозондов

1. Целью количественной интерпретации диаграмм микрозондов является выделение коллекторов и определение удельного сопротивления $\rho_{пп}$, в части прилегающей непосредственно к стенке — промытой зоны.

2. Определение удельного сопротивления промытой зоны производится следующим образом:

а) отсчитывают кажущееся удельное сопротивление $\rho_{гз}$ и $\rho_{пз}$ по диаграммам градиент- и потенциал-микрозондов;

б) находят $\rho_{гз}/\rho_{гк}$ и $\rho_{пз}/\rho_{гк}$, где $\rho_{гк}$ — удельное сопротивление глинистой корки;

в) из числа имеющихся палеток для микрозондов выбирают палетку, соответствующую диаметру скважины против исследуемого пласта; для пластов, против которых не наблюдается увеличения диаметра скважины, следует брать его номинальное значение (диаметр долота); в пластах же с увеличенным диаметром скважины следует пользоваться фактическим его значением, определенным по кавернограмме; если скважина имеет диаметр, для которого нет палетки, то пользуются палетками с ближайшими значениями диаметра, а потом в качестве удельного сопротивления промытой зоны берут промежуточное значение между теми, которое получено по той и другой палетке;

г) находят на палетке точку с ординатой равной $\rho_{гз}/\rho_{гк}$ и абсциссой $\rho_{пз}/\rho_{гк}$, и по шифру кривой, проходящей через эту точку, отсчитывают значение $\rho_{пп}/\rho_{гк}$, по которому определяют $\rho_{пп}$. По дополнительным кривым на палетке оценивают толщину промежуточного слоя.

3. При определении удельного сопротивления промытой зоны по диаграммам микрозондов следует пользоваться палетками, которые получены для конструкции того микрозонда, которым проводились измерения.

4. Если диаметр скважины против пласта превышает диаметр фонаря микрозонда, то количественная обработка данных микрозонда не проводится.

§ 62. Обработка диаграмм радиоактивного каротажа

1. Характерными значениями кривой радиоактивного каротажа являются:

а) для тонкого пласта — показания в экстремуме;

б) для мощного и достаточно однородного пласта (показания по пласту меняются не более, чем на 10%) — средние значения против пласта, исключая участки вблизи кровли и подошвы.

2. При количественных подсчетах в показания кривой нейтронного гамма-каротажа и кривой гамма-гамма-каротажа вводят поправку на естественное гамма-излучение. Для этого пока-

зания кривой ГК против данного интервала скважины умножают на коэффициент, учитывающий различие в эффективности индикатора НГК и ГК (или ГГК и ГК) к естественному гамма-излучению пород в скважине (если индикаторы отличаются только числом счетчиков, то коэффициент примерно равен отношению числа разрядных счетчиков в канале НГК или ГГК к числу счетчиков в канале ГК), и вычитают из показаний кривой НГК и ГГК. Показания всех кривых должны быть при этом выражены в одинаковых единицах (обычно в *имп/мин*).

3. Для приведения амплитуды отклонения кривой против тонкого пласта к бесконечно большой мощности ее умножают на коэффициент, зависящий от произведения $v\tau$ и мощности пласта h (см. Справочник геофизика, т. II, стр. 108).

4. При использовании данных радиоактивного каротажа для количественных подсчетов необходимо учитывать влияние условий измерения.

На показания НГК наибольшее влияние оказывает следующее: толщина глинистой корки, соленость бурового раствора, диаметр скважины*; на показания ГК — диаметр скважины, плотность бурового раствора, а в обсаженных скважинах толщина обсадной колонны и цементного кольца; на показания ГГК — диаметр скважины, глинистая корка, плотность бурового раствора.

Учет скважинных условий осуществляется с помощью специальных палеток, построенных для определенного типа аппаратуры.

Исходные данные, необходимые для учета скважинных условий, получают по результатам других видов исследований: кавернометрии, БКЗ, измерения микрозондами и др.

---

* Имеются в виду лишь необсаженные скважины.

ГЛАВА XII

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин проводится с целью изучения геологического разреза месторождения, уточнения литологического состава пород, слагающих разрез данной скважины, выделения границ отдельных пластов и стратиграфических горизонтов, выделения в разрезах залежей разведуемых полезных ископаемых, определение их мощности и промышленной оценки, выделение интервалов рекомендуемых для дальнейшего опробования.

Для повышения достоверности интерпретации обычно используют результаты геофизических исследований, полученные с помощью различных методов, — проводят комплексную интерпретацию полученных данных. Кроме того, широко привлекаются результаты геологических наблюдений и материалы, полученные при бурении данной скважины, а также при бурении и опробовании скважин, расположенных в пределах изучаемой площади и соседних районов, сходных по геологическому строению.

§ 63. Расчленение разреза скважины

1. Расчленение разреза скважины по результатам проведенных в ней геофизических исследований заключается в выделении пластов, вскрытых скважиной, и определении их литологического характера.

2. Расчленение разреза скважины производится следующими способами:

а) пользуясь каротажными диаграммами, привязывают путем корреляции изучаемый разрез к типовому геолого-каротажному разрезу района, по которому устанавливают последовательность и литологический характер пластов;

б) используя связь между литологией пород и показаниями каротажа, производят расчленение разреза непосредственно по результатам геофизических исследований.

При определении литологического характера пород непосред-

ственно по каротажным данным необходимо учитывать, во-первых, что пластам с одной и той же каротажной характеристикой могут соответствовать различные по литологии породы, и, во-вторых, что каротажная характеристика пород в значительной мере зависит от условий измерения — параметров бурового раствора, диаметра скважины и т. п.

3. Определение литологического характера пластов рекомендуется производить обоими указанными выше способами с максимальным использованием имеющихся керновых данных, анализов шлама и других геологических материалов, предварительно привязанных по глубинам к каротажным диаграммам.

§ 64. Корреляция разрезов скважин

1. По характеру решаемых задач корреляция подразделяется:

а) на межрайонную, когда сопоставления проводятся в пределах обширных геологических провинций, обычно структур первого порядка — синеклиз, межгорных впадин, щитов и т. п.;

б) на внутрирайонную, когда проводят сопоставление разрезов скважин, расположенных в пределах данной площади или структуры;

в) на детальную, заключающуюся в сопоставлении разреза продуктивной толщи или залежи в пределах данного месторождения или отдельного участка структуры.

2. Задачей межрайонной корреляции является прослеживание в пределах данной провинции изменений литологического состава и мощности крупных стратиграфических единиц и литологических комплексов.

Для проведения межрайонной корреляции используются диаграммы ПС и ГК. Диаграммы других геофизических методов исследования используются обычно в качестве вспомогательных. Межрайонная корреляция проводится в масштабах глубин 1:5000 или 1:2000.

3. Задачами внутрирайонной корреляции являются: прослеживание изменений литологического состава и мощности отдельных стратиграфических горизонтов; выявление различного рода нарушений; выделение отдельных пластов, в том числе продуктивных, и определение их границ и мощностей для составления сводного геолого-каротажного разреза месторождений; определение структурных элементов месторождения. Внутрирайонная корреляция обычно проводится в масштабах глубин 1:500.

Для проведения внутрирайонной корреляции используются диаграммы стандартного электрического каротажа (КС и ПС) и диаграммы ГК; данные других методов используются в качестве вспомогательных.

4. Задачами детальной корреляции являются: прослеживание в пределах продуктивной толщи или залежи отдельных пластов или прослоев и выявление изменения из мощности и литологического состава в пределах изучаемой площади; выявление характера изменения нефтегазонасыщенности продуктивных пластов и прослоев в пределах рассматриваемого месторождения или структуры; определение строения продуктивных пластов и т. п. Детальная корреляция проводится в масштабе глубин 1:500 или 1:200.

Для проведения детальной корреляции используются диаграммы стандартного электрического каротажа (КС и ПС), диаграммы КС, полученные при БКЗ зондами малой длины, диаграммы микрозондов и кавернограммы; на угольных месторождениях используются также кривые ГГК.

5. При проведении корреляции на диаграммах предварительно выделяются каротажные репера — характерные участки кривых, соответствующие горизонтам, прослеживающимся в разрезах сопоставляемых скважин.

6. Рекомендуется в качестве каротажных реперов использовать участки кривых против:

а) толщи песчано-глинистых пород в карбонатных отложениях; такие репера характеризуются и высокими показаниями ПС и ГК минимумами КС и НГК по сравнению с окружающими породами;

б) мощных толщ однородных глин, отмечаемых обычно низкими КС и высокими показаниями на диаграммах ПС и ГК;

в) пластов известняков и мергелей в терригенных породах, прослеживающихся на больших расстояниях и отмечаемых высокими кажущимися сопротивлениями;

г) карбонатных пород с повышенной глинистостью или радиоактивностью, отмечаемых повышенными показаниями ПС или ГК;

д) границ перехода пород различного литологического состава, отмечаемых по характерному отклонению кривой ПС.

Каротажным реперам дают соответствующие названия (обозначения).

§ 65. Типовые геолого-каротажные разрезы

1. Типовые геолого-каротажные разрезы составляют в масштабах глубин, принятых в данном районе для стандартного каротажа.

2. Типовые геолого-каротажные разрезы содержат:

а) стратиграфическую колонку;

б) описание литологического состава пород и литологическую колонку;

в) диаграмму стандартного электрического каротажа (кривую сопротивления, снятую стандартным зондом, и кривую ПС);

г) диаграммы радиоактивного каротажа, гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа; на угольных месторождениях — ГК и ГГК;

д) кавернограмму.

При наличии достаточного количества диаграмм газового каротажа последние также могут быть приведены на типовых геолого-каротажных разрезах.

3. При составлении типовых геолого-каротажных разрезов используют диаграммы, удовлетворяющие следующим требованиям:

а) в данном интервале проведены все виды каротажных исследований, диаграммы которых представлены на геолого-каротажном разрезе;

б) углы падения пластов близки к среднему их значению, а скважины вертикальны;

в) условия измерений (сопротивление раствора, диаметр скважины) являются типичными для данного района.

4. Каротажные диаграммы типового разреза должны содержать основные сведения, характеризующие применяемые установки и условия измерения.

5. Данные о геотермической характеристике месторождения могут быть показаны в виде отдельного графика изменения температур с глубиной в мелком масштабе глубин, прилагаемого к типовому разрезу, или в виде таблицы, содержащей глубины границ интервалов с постоянной геотермической характеристикой, с указанием против них температуры пород.

6. На соответствующих диаграммах типовых геолого-каротажных разрезов должны быть выделены опорные горизонты (репера), используемые при корреляции, с указанием их наименования (обозначения).

Интерпретация данных каротажа нефтяных и газовых скважин

§ 66. Выделение коллекторов в разрезе скважин

1. Коллектора в разрезе скважины выделяются:

а) по характерным признакам;

б) сопоставлением полученных для данной скважины каротажных диаграмм с типовым геолого-каротажным разрезом и диаграммами соседних скважин, в которых положение коллекторов известно.

2. Признаками коллекторов являются:

а) существенные изменения показаний на кривой сопротивления, снятой тем же зондом (например, стандартным) через некоторое время, если эти изменения не связаны с изменением удельного сопротивления бурового раствора и диаметра скважины;

б) наличие зоны проникновения, устанавливаемой по измерениям зондами различной длины или данным БКЗ и по показаниям микроустановок (удельное сопротивление прилегающей к скважине части пласта соответствует возможному значению сопротивления промытой зоны и отличается от удельного сопротивления пласта);

в) сужение диаметра скважины, вызванное наличием глинистой корки, устанавливаемое по измерениям диаметра скважины каверномером или по диаграммам микрозондов; однако наличие глинистой корки не является необходимым и достаточным признаком коллектора.

3. Коллектора в песчано-глинистых отложениях выделяются (кроме указанных выше) по следующим признакам:

а) минимум (при прямой ПС) или максимум (при обратной ПС) потенциала на кривой ПС; этот признак, однако, не может быть использован при малых амплитудах отклонения кривой ПС (сильно минерализованный буровой раствор), а также в случае, если в разрезе содержатся малопористые песчаники, отмечающиеся по ПС так же, как и пористые песчаные пласты;

б) низкие показания кривой НГК (высокая пористость) при небольших показаниях кривой ГК (малая глинистость); исключение составляют газоносные пласты, коллектора с высокой радиоактивностью и некоторые другие случаи.

4. Карбонатные коллектора (коллектора в разрезе, представленном малопористыми породами) с высокой межзерновой пористостью и большой мощностью, выделяются так же, как и песчаные; усложнение вносит то обстоятельство, что в эти пласты обычно происходит глубокое проникновение раствора.

Выделение карбонатных коллекторов, имеющих малую пористость и небольшую мощность, усложняется трудностью получения точной характеристики пород (удельного сопротивления пласта, зоны проникновения и др.).

Основное значение при выделении таких коллекторов при наличии указанных выше признаков имеют низкие показания НГК (высокая пористость) при низких показаниях кривой ГК и минимальных значениях потенциала на кривой ПС.

Выделение карбонатных коллекторов облегчается при наличии данных каротажа, проведенного в различное время, в том числе первого — сразу же после вскрытия пласта. По результатам первого каротажа определяется удельное сопротивление пласта, на результаты повторного каротажа влияет удельное сопротивление зоны проникновения.

5. Выделение глинистых коллекторов, коллекторов, представленных тонким переслаиванием пористых и плотных разностей, и трещинных коллекторов производится с применением методов количественной интерпретации данных каротажа.

§ 67. Определение мощности коллектора

1. Мощность коллектора определяется по кривым, с помощью которых он выделен в разрезе. При определении мощности руководствуются правилами, изложенными в § 59 («Определение границ пластов»).

2. Суммарная мощность коллектора (сумма пористых и проницаемых прослоев) определяется по совокупности всех каротажных диаграмм, из которых наибольшую роль играют диаграммы микрозондов, малых градиент-зондов и ПС.

3. Из-за влияния глинистой корки глинистые и проницаемые пласты на диаграммах микрозондов иногда не расчленяются. Прослои плотных пород, против которых корка, как правило, не образуется, даже при очень малой их мощности четко выделяются микроустановками.

4. Мощность глинистых коллекторов в основном определяется по кривым ПС и ГК, исходя из предположения, что показания этих кривых находятся в прямой зависимости от содержания глинистых пропластков и глинистых включений (цемента) в пласте.

5. Эффективная мощность нефтегазонасыщенных коллекторов определяется как разница между суммарной мощностью и мощностью водоносной части. При определении эффективной мощности коллектора учитывают показания методов, по которым оценивают нефтегазоносность пласта (обычно методы сопротивлений).

§ 68. Интерпретация данных газового каротажа

1. Нефть и газ поступают в циркулирующий буровой раствор в основном из выбуренной породы. Количество поступающих в скважину нефти и газа меньше фактического их содержания в выбуренном объеме породы, так как буровой раствор и отфильтровавшаяся от него вода оттесняют нефть и газ вглубь пласта («опережающая инфильтрация»).

2. Интерпретация данных газового каротажа в общем случае проводится по следующей схеме.

Газоносный пласт характеризуется:

а) повышенными (в 1,5—2 раза выше фоновых) газопоказаниями;

б) преобладанием среди углеводородных газов легких фракций (метана);

в) малым содержанием нефти в буровом растворе и шламе (по данным люминесцентного каротажа).

Нефтегазоносный пласт отмечается:

а) повышенными газопоказаниями;

б) повышенным содержанием тяжелых компонент в газе;

в) повышенным содержанием нефти в буровом растворе и шламе.

Против водоносных коллекторов и непроницаемых пород газопоказания имеют, как правило, фоновые значения или же небольшую величину.

3. Указанная выше схема во многих случаях не выдерживается по следующим причинам:

а) количество нефти и газа, поступающих в раствор из пласта при бурении его, не находится в прямом соответствии с нефте- и газонасыщенностью пласта ввиду того, что часть нефти и газа задавливаются буровым раствором в глубь пласта; в хороших коллекторах в буровой раствор по этой причине поступает значительно меньшая часть содержащихся в выбуренной породе нефти и газа, чем в плохих коллекторах;

б) количество газа, поступающего в единицу объема прошедшего через забой бурового раствора, а следовательно, и содержание газа в буровом растворе сильно изменяется в зависимости от режима бурения, типа и диаметра долота, производительности насосов, скорости проходки;

в) при прочих равных условиях количество углеводородных газов, извлекаемых из бурового раствора, сильно изменяется в зависимости от условий и режима работы дегазатора и свойств бурового раствора (особенно его вязкости).

4. Для учета влияния режима бурения при интерпретации данных каротажа можно воспользоваться коэффициентом (степенью) разбавления, показывающим отношение объема прошедшего по скважине бурового раствора к объему выбуренной породы:

$$E = \frac{7{,}2\,Q\,10^3}{v \cdot d^2},$$

где Q — производительность буровых насосов, *л/сек;*

v — скорость проходки, *м/час*;

d — диаметр скважины, *дюймы.*

Чем больше коэффициент разбавления, тем больше снижение показаний из-за режима бурения.

Рекомендуется результаты газового каротажа против того или иного пласта наносить на график, по одной оси которого откладываются газопоказания (содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси в %), а по другой — коэффициент разбавления E.

Заключение о характере пласта делается по тому, в какую зону (обводненные пласты, нефтеносные пласты, газоносные пласты) попадает точка, соответствующая данному пласту. Зоны устанавливаются сопоставлением фактического газокаротажного материала с результатами опробования пластов в ранее пробуренных скважинах. Положение зон на графиках для различных районов может быть различным.

5. Рекомендуется в опытном порядке подсчитать по результатам газового анализа проб бурового раствора при глубокой дегазации их одну из следующих величин:

а) газонасыщенность пласта — отношение объема газа в пластовых условиях к объему порового пространства породы;

б) газовый фактор — отношение объема газа, приведенного к нормальным условиям, к объему порового пространства породы.

Газонасыщенность пласта может быть подсчитана по формуле:

$$n = \frac{146 V_0 TZ}{\pi d^2 p \kappa_п},$$

где p и T — пластовое давление (am) и температура (в градусах абсолютной температурной шкалы);

V_0 — количество газа, поступающего в буровой раствор при проходке 1 $м$, приведенное к условиям атмосферного давления, $м^3$;

d — диаметр скважины, $см$;

$\kappa_п$ — коэффициент пористости;

Z — поправочный коэффициент на реальные газы, представляющий отношение объема единицы веса реального газа при данной температуре и давлении к объему единицы веса идеального газа при тех же условиях (поправка на сжимаемость).

Объем газа V_0 в $м^3$ (приведенный к условиям на поверхности) в объеме бурового раствора, соответствующего 1 $м$ проходки, равен:

$$V_0 = Qqt \cdot 10^{-3},$$

где Q — производительность буровых насосов, $л/сек$;

t — время проходки одного метра, $сек$;

q — полная газонасыщенность бурового раствора, %.

Газовый фактор подсчитывается по формуле:

$$m = \frac{40\, Q \cdot qt}{\pi d^2 \kappa_п},$$

где $\kappa_п$ — пористость в относительных единицах.

Остальные обозначения те же, что и выше.

Полученные значения газосодержания и газового фактора характеризуют лишь газонасыщенность пласта газом, поступающим из породы в буровой раствор при разбуривании пласта, отличающуюся от полной газонасыщенности вследствие явлений опережающей инфильтрации.

Значения газонасыщенности, соответствующие газоносным, нефтегазоносным и водоносным пластам, устанавливаются по величинам их, получаемым при опробовании пластов в ранее пробуренных скважинах данного или соседнего месторождения со сходными геологическими условиями.

Рекомендуется для каждого района составлять палетки зависимости остаточной нефтегазонасыщенности от V_0.

6. В пределах отдельных районов и участков разреза газоносные, нефтеносные и водоносные пласты (или соответствующие части одного и того же пласта) характеризуются особенностями состава углеводородного газа; получаемый по данным хроматермографического анализа график процентного содержания отдельных компонент имеет различный вид для газоносных, нефтеносных и водоносных пластов. Это дает возможность оценивать по данным хроматермографического анализа характер пласта.

Форма эталонных графиков относительного содержания отдельных компонент для каждого типа пластов (газоносного, водоносного, нефтеносного), по которым делается заключение о характере пласта, устанавливается по результатам исследования ранее пробуренных скважин данного или соседнего месторождения со сходными условиями.

7. Для повышения надежности результатов интерпретации выводы о характере пласта следует делать на основе сопоставления данных газового каротажа по пласту в пределах значительной площади, захватывая как продуктивную, так и непродуктивную части пласта.

*Количественная интерпретация данных каротажа нефтяных и газовых скважин**

§ 69. Оценка минерализации (удельного сопротивления) пластовых вод по ПС

1. Методика оценки минерализации (удельного сопротивления) пластовых вод по данным каротажа по методу ПС применима в скважинах, в которых э. д. с. ПС обусловлена диффузионными потенциалами.

2. Исходными данными для определения минерализации пластовой воды являются:

а) амплитуда отклонения кривой ПС против пласта;

б) значение коэффициента диффузионного потенциала при температуре пласта K_t;

в) удельное сопротивление фильтрата бурового раствора $\rho_ф$.

3. Значение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_в$ (а следовательно, и ее минерализации) при температуре, для которой взято значение $\rho_ф$, определяется по формуле:

$$E = K_t \beta \lg \rho_ф / \rho_в,$$

где E — приведенная к бесконечно большой мощности амплитуда отклонения кривой ПС против пласта;

β — поправочный коэффициент за конечную мощность пласта.

* Методика оценки минерализации пластовых вод по ПС, определения глинистости пород по данным ГК и определения пористости пластов по их удельному сопротивлению являются общими как для нефтяных и газовых скважин, так и для гидрогеологических и водяных скважин.

4. Приведенная амплитуда отклонения кривой ПС получается следующим образом:

а) отсчитывают (в милливольтах) амплитуду отклонения кривой ПС против пласта относительно линии, проведенной по показаниям против глин с наиболее высоким (при $\rho_п > \rho_в$) потенциалом;

б) при помощи поправочного коэффициента β, учитывающего влияние конечной мощности пласта на амплитуду ПС при данных удельных сопротивлениях пласта, вмещающих пород и бурового раствора, приводят отсчитанную амплитуду к бесконечной мощности пласта*.

5. Величина коэффициента K_t (в милливольтах) определяется одним из следующих способов:

а) находится по приведенной выше формуле по амплитудам отклонения кривой ПС против пластов (аналогичных по своему характеру исследуемому), удельное сопротивление пластовой воды которых известно;

б) находится по кривым ПС, записанным против исследуемого пласта при буровых растворах различной минерализации; если E_1 и E_2 значения э. д. с. ПС при удельных сопротивлениях бурового раствора $\rho_{ф_1}$ и $\rho_{ф_2}$, то

$$K_t = \frac{E_1 - E_2}{\lg \rho_{ф_1}/\rho_{ф_2}};$$

в) для неглинистых пластов подсчитывается по формуле:

$$K_t = 60\ [1 + 0{,}05\ (t - 201)]$$

или

$$K_t = 70\ [1 + 0{,}05\ (t - 201)],$$

где t — среднеарифметическое из значений температуры пласта и скважины (бурового раствора) на глубине пласта.

5. Удельное сопротивление фильтрата бурового раствора определяется обычными способами, чаще всего по удельному сопротивлению бурового раствора.

6. В табл. 13 даны вероятные погрешности при количественных подсчетах удельного сопротивления пластовой воды по ПС и условия применения метода.

7. На определение минерализации пластовой воды по ПС неблагоприятно влияет:

а) наличие значительной фильтрационной составляющей в э. д. с. ПС;

б) содержание глинистого материала (цемента) в пласте, вследствие чего затруднительно установить истинное значение K_t, которое может значительно отличаться от K_t для неглинистых пластов.

---

* Определение коэффициента β см. в «Справочнике геофизика», т. II, стр. 124—125.

Таблица 13

Вероятные погрешности при количественной обработке данных ПС

	Отношение удельных сопротивлений пластовой воды и бурового раствора			
	1—4	4—10	10—20	более 20
Погрешность в определении удельного сопротивления пластовой воды, %	10—20	20—28	28—34	>34
Условия применения метода определения удельного сопротивления пластовой воды по ПС	Благоприятные	Малоблагоприятные	Неблагоприятные	Отсутствуют возможности применения метода

§ 70. Определение глинистости пород по данным ГК

1. Методика определения глинистости пород по данным гамма-каротажа применима в случаях, когда в исследуемых отложениях нет повышенных концентраций радиоактивных минералов.

2. Исходными данными для определения глинистости являются:

а) показания I гамма-каротажной кривой;

б) зависимость показаний I от глинистости $C_{гл}$.

3. В качестве показания ГК при определении глинистости используется одна из следующих величин:

а) интенсивность I гамма-излучения против исследуемого пласта, в которую внесена поправка на влияние бурового раствора, наличие обсадной колонны и цементное кольцо;

б) относительные показания

$$I = \frac{I_x - I_0}{I_{100} - I_0},$$

где I_x, I_0 и I_{100} — показания против исследуемого пласта, против чистого пласта (не содержащего глинистого материала) и против глин; при этом во всех случаях условия измерения (диаметр скважины, наличие обсадной колонны и т. д.) должны быть одинаковыми.

4. Исходная зависимость I от глинистости $C_{гл}$ устанавливается путем сопоставления результатов гамма-каротажа с данными о глинистости, полученными по результатам анализа керна или принимается пропорциональная зависимость I от глинистости $C_{гл}$.

В последнем случае при использовании относительных показаний

$$C_{гл} = I\,[(C_{гл})_{100} - (C_{гл})_0] + (C_{гл})_0,$$

где $(C_{гл})_0$ и $(C_{гл})_{100}$ — содержание глинистого материала в чистом и глинистом пласте (в первом приближении 0 и 100%).

5. В результате определения глинистости по пласту получается величина, приблизительно соответствующая весовому содержанию глинистого материала в породе.

§ 71. Определение пористости пластов по их удельному сопротивлению

1. Методика определения пористости пластов по их удельному сопротивлению рассчитана на водоносные пласты с межзерновой пористостью, удельное сопротивление которых достаточно высокое (более 1 *ом·м*) и может быть определено по каротажным данным с удовлетворительной точностью.

2. Исходными данными для определения пористости являются:

а) удельное сопротивление водоносного пласта $\rho_{вп}$;

б) удельное сопротивление насыщающей пласт воды $\rho_в$;

в) зависимость относительного сопротивления P от коэффициента пористости $k_п$.

3. Удельное сопротивление пластов определяется по данным бокового каротажного зондирования. Для пластов достаточно большой мощности, в которых отсутствует проникновение фильтрата бурового раствора, удельное сопротивление может быть определено по кажущемуся сопротивлению с внесением поправки за влияние скважины.

4. Удельное сопротивление пластовой воды устанавливается по результатам химического анализа или измерениям удельного сопротивления образцов пластовой воды, отобранной при эксплуатации. При отсутствии таких данных $\rho_в$ определяется по ПС, а для непроницаемых пород — по результатам анализа водной вытяжки из их образцов.

5. Для определения пористости используются кривые зависимости $P = f(k_п)$, построенные по результатам экспериментальных исследований образцов пород для данного пласта и аналогичных ему, по литолого-петрографическому характеру пластов или, что менее точно, используются зависимости общего характера; например, кривые типа $P = \frac{1}{k_п^m}$, где m — показатель степени пористости, принимаемый равным 1,7 для песчаников и 2 для известняков.

6. Определение пористости заключается в следующем:

а) по каротажным или геологическим данным устанавливается, что пласт, пористость которого подлежит определению, водоносный;

б) вычисляется относительное сопротивление пласта P, представляющее отношение его удельного сопротивления к удельному сопротивлению пластовой воды;

в) по значению относительного сопротивления с помощью графика зависимости $P=f(k_п)$ для данного пласта определяют его пористость.

Если пласт содержит глинистый материал, то необходимо учитывать снижение P под влиянием глинистости, в особенности при насыщении его пресными водами. Учет влияния глинистости сводится к введению в вычисленное значение P поправочного множителя $\frac{P_\infty}{P}$, где P_∞ — относительное сопротивление породы при насыщающей ее воде предельно высокой минерализации, а P — относительное сопротивление породы при насыщении ее водой удельного сопротивления $\rho_в$. Для определения величины поправочного множителя, учитывающего глинистость, могут быть использованы экспериментально полученные для данного типа пород графики зависимости относительного сопротивления от удельного сопротивления воды насыщающей породы.

§ 72. Определение пористости пластов по показаниям малых градиент-зондов

1. Методика определения пористости пластов по показаниям малых градиент-зондов рассчитана на пласты с межзерновой пористостью, в которых наблюдается проникновение раствора на значительную глубину.

2. Основными исходными данными при определении пористости являются:

а) показания ρ_1 и ρ_2 градиент-зондов длиной $AO=0{,}4$—$0{,}6$ *м* и $0{,}8$—$1{,}12$ *м*; отсчитываются против исследуемого пласта по диаграммам соответствующих зондов по правилу отсчета оптимальных значений сопротивлений;

б) удельное сопротивление глинистого раствора $\rho_с$ для температуры в скважине против пласта; получается и контролируется обычными способами (рекомендуется контроль сопротивления бурового раствора проводить по показаниям малых градиент-зондов против пластов большого сопротивления);

в) удельное сопротивление $\rho_ф$ фильтрата бурового раствора для температуры пласта; получается обычными способами, чаще всего по величине $\rho_с$;

г) диаметр скважины d (без учета глинистой корки); определяется по кавернограмме, если диаметр больше номинального значения (диаметра долота); при наличии глинистой корки принимается равным номинальному;

д) удельное сопротивление пласта $\rho_п$ и отношение диаметра зоны проникновения D к диаметру скважины d; получаются в результате обработки материалов БКЗ, при этом достаточно иметь приближенные значения $\rho_п$ и D/d.

3. Необходимое для подсчета относительного сопротивления удельное сопротивление $\rho_Δ$ зоны проникновения определяется по $\rho_Δ/\rho_c$, полученному по двухслойным палеткам БКЗ или по трехслойным кривым БКЗ с учетом $\rho_п/\rho_c$ и D/d. В первом случае сопоставляют левую ветвь кривой зондирования (в интервале значений АО=0,3—1,2 *м*) с двухслойной палеткой БКЗ. Модуль кривой БКЗ, левая ветвь которой совмещается с левой ветвью кривой зондирования, принимается за $\rho_Δ/\rho_c$. Этот способ определения $\rho_Δ/\rho_c$ может быть применен лишь при D/d и $\rho_п/\rho_c$, удовлетворяющих условиям табл. 14*.

Таблица 14

Наименьшие допустимые значения D/d, при которых возможно определение $\rho_Δ/\rho_c$ по двухслойной кривой БКЗ (погрешность менее 10%)

$\rho_п/\rho_c$	$\rho_Δ/\rho_c$				
	5	10	20	40	100
5	2	6	8	8	12
10	6	2	6	8	12
20	6	4	2	8	12
40	8	6	6	2	8
100	12	8	8	6	2
250	16	16	16	16	16

Во втором случае для определения $\rho_п/\rho_c$ пользуются специальными палетками $\rho_Δ$, построенными по трехслойным кривым БКЗ.

В этом случае выбирают палетку $\rho_Δ$, соответствующую значениям $\frac{AO}{d}$ и $\frac{\rho_п}{\rho_c}$ (или D/d); находят кривую для данного пласта и по этой кривой против значения $\rho_к/\rho_c$ находят соответствующее ему $\rho_Δ/\rho_c$.

4. Относительное сопротивление P для водоносных и нефтегазоносных пластов берется соответственно

$$P = \frac{\rho_Δ}{q\rho_ф} \text{ и } P = \frac{\rho_Δ}{Q\rho_ф},$$

* При меньших D/d наблюдается большое влияние неизмененной части пласта на показания малых градиент-зондов, вносящих большую погрешность в определение $\rho_Δ$ по двухслойной кривой БКЗ.

где q — поправочный коэффициент на смешение фильтрата бурового раствора и пластовой воды в водоносных пластах;

Q — поправочный коэффициент на остаточную нефтегазонасыщенность.

Значение q определяется по приближенной формуле

$$q = \frac{1}{(1-z) + z \cdot \rho_ф/\rho_в},$$

где z — часть порового пространства, из которого не вытеснена пластовая вода.

Для чистых песчаных коллекторов рекомендуется значение $z=0{,}075$ при $k_п=10$—18% и $z=0{,}05$ при $k_п>18\%$.

В этом случае значения q определяются:

$\rho_ф/\rho_в$	0,1	0,2	1,5	1	2	5	10	20	50	100
при z=0,075	1,07	1,06	1,04	1	0,93	0,77	0,60	0,41	0,21	0,12
при z=0,05	1,05	1,04	1,03	1	0,95	0,83	0,69	0,51	0,29	0,168

Поправочный коэффициент на остаточную нефтегазонасыщенность $k_{но}$ в зоне проникновения подсчитывается по формуле:

$$Q = \frac{1}{(1 - k_{но})\, n}.$$

Рекомендуется считать $n=2$, $k_{но}=0{,}2$; в этом случае $Q=1{,}6$.

Погрешность в результатах определения пористости сильно зависит от подбора поправочных коэффициентов q и Q, величина которых поэтому должна уточняться применительно к исследуемым пластам по данным обобщения полученных ранее материалов или по экспериментальным данным.

5. Если пласт глинистый, то в вычисленное значение P вносится поправка, учитывающая снижение P под влиянием глинистости. Величина поправочного множителя определяется так же, как в § 71, с той разницей, что вместо $\rho_в$ принимается $\rho_ф$.

6. По полученному значению относительного сопротивления находят пористость $k_п$, используя для этого кривые зависимости относительного сопротивления от пористости аналогичного тому, как рекомендовано в § 71.

7. Определение $\rho_Δ$ и P, а также подсчет пористости $k_п$ ведется отдельно для зондов меньшего ($AO=0{,}4$—$0{,}6$ *м*) и большего размера ($AO=0{,}8$—$1{,}12$ *м*). Обычно значение $\rho_Δ$, а следовательно, и величина определенной по $\rho_Δ$ пористости, для обоих зондов получаются приблизительно одинаковыми.

8. Метод определения пористости по показаниям малых градиент-зондов применим при выполнении следующих условий:

а) установлено наличие зоны проникновения достаточных размеров ($D/d>2$); при меньшем диаметре зоны проникновения получаются недопустимо большие погрешности в определении

сопротивления зоны проникновения, и, следовательно, пористости;

б) относительное сопротивление породы не очень большое*.

Достаточно точные данные получаются: при использовании показаний зонда длиной до 0,5 *м* при относительном сопротивлении не более 20 (пористость свыше 18%); при использовании показаний зонда длиной свыше 0,5 *м* при относительном сопротивлении не более 30 (пористость свыше 14%). При значениях пористости меньше указанного получается большая погрешность (можно наметить лишь наибольшее предельное значение пористости). Предполагаемая погрешность в определении пористости по показаниям малых зондов 20—30%.

§ 73. Определение пористости по диаграммам нейтронного гамма-каротажа

1. Количественное определение пористости по диаграмме нейтронного гамма-каротажа (НГК) возможно лишь при условии, что диаграмма записана стандартной аппаратурой в установленном для нее режиме работы и с выполнением технических условий проведения каротажа.

2. Необходимая для определения пористости зависимость показаний НГК от пористости (водородосодержания) пласта может задаваться двумя способами:

а) палетками, составленными для применяемого типа аппаратуры и соответствующих скважинных условий;

б) опорными пластами в разрезе каротируемой скважины.

3. При использовании опорных пластов для количественной интерпретации показаний НГК должны быть соблюдены следующие требования:

а) опорные пласты значительно различаются между собой по пористости;

б) для данных скважинных условий известен характер зависимости (линейный, логарифмический и т. д.) показаний НГК от пористости (водородосодержания) пласта;

в) скважинные условия измерений против опорных и изучаемых пластов одинаковы или различие их (например, толщина глинистой корки на стенках скважины, минерализация бурового раствора и пластовых вод) незначительно.

Примечание. Ввиду различного характера зависимости показаний НГК от водородосодержания для разных интервалов значений этого параметра при определении пористости коллекторов по данным НГК нельзя пользоваться способом двух опорных пластов, если один из них — размытые глины (условная пористость около 100%).

---

* При больших значениях $\rho_д/\rho_с$ получается очень большая погрешность в определении $\rho_д$.

4. Пористость по палеткам определяют следующим образом:

а) производят отсчет показаний НГК; вносят поправки в них за интенсивность естественного гамма-излучения и за мощность пласта;

б) вводят поправку за минерализацию бурового раствора и получают показания НГК, приведенные к пресному буровому раствору;

в) по приведенному значению показаний НГК, пользуясь палеточной кривой для данного диаметра скважины и данной толщины глинистой корки, определяют пористость пласта.

Полученное значение пористости отличается от фактического вследствие влияния примесей глин.

Рекомендуется вводить поправку на глинистость, которая приближенно определяется по диаграмме ГК. В среднем можно считать, что 1% глинистости эквивалентен увеличению пористости породы на 0,2%.

5. Неблагоприятными условиями, в ряде случаев исключающими возможность применения метода оценки пористости по данным нейтронного гамма-каротажа, являются:

а) значительное содержание глинистого материала в пласте;

б) большой диаметр скважины (от 30 *см* и выше);

в) наличие обсадной колонны и невозможность при этом учета положения прибора относительно стенки скважины;

г) газонасыщенность пласта.

§ 74. Определение нефтегазонасыщенности пластов по данным каротажа по методу сопротивлений

1. Методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности $\kappa_н$ по данным каротажа по методу сопротивлений рассчитана на пласты с межзерновой пористостью.

2. Исходными данными для определения нефтегазонасыщенности являются:

а) удельное сопротивление нефтеносного (газоносного) пласта $\rho_п$;

б) удельное сопротивление того же пласта при 100%-ном заполнении его пор пластовой водой $\rho_{вп}$;

в) зависимость коэффициента увеличения сопротивления $Q = \rho_п/\rho_{вп}$ от нефтегазонасыщенности.

3. Удельное сопротивление нефтеносных (газоносных) пластов определяется по данным бокового каротажного зондирования. Для пластов достаточно большой мощности, в которые отсутствует проникновение фильтрата бурового раствора, удельное сопротивление может быть определено по кажущемуся сопротивлению с внесением поправки за влияние скважины.

4. За удельное сопротивление $\rho_{вп}$ пласта при 100%-ном заполнении его пор водою может быть взято:

а) удельное сопротивление того же самого или какого-либо аналогичного ему пласта за контуром нефтеносности (газоносности); однако это допустимо лишь в том случае, если пласт более или менее однороден и минерализация пластовой воды постоянная;

б) удельное сопротивление части пласта, расположенной ниже зеркала воды (также при условии сохранения минерализации пластовой воды в нефтеносной и водоносной частях пласта);

в) произведение относительного сопротивления пласта P на удельное сопротивление $\rho_в$ пластовой воды $\rho_{вп} = P \cdot \rho_в$.

Относительное сопротивление P вычисляется по результатам измерений микроустановками, определяется по данным других видов каротажа или подсчитывается по предполагаемому значению пористости пласта.

Для определения удельного сопротивления пластовой воды используются: химический анализ пластовых вод; измерение образцов пластовой воды, отобранной при эксплуатации; результаты определения минерализации пластовой воды по водной вытяжке из образца породы или данные о минерализации пластовой воды, полученные по ПС. Следует учитывать возможность изменения минерализации пластовой воды по пласту; при значительном изменении минерализации по площади следует пользоваться значениями удельного сопротивления пластовой воды, определенными по кривой ПС.

5. Для определения нефтегазонасыщенности пластов используется:

а) график $Q=f(k_н)$, построенный по результатам экспериментальных исследований для данного месторождения или другого месторождения с аналогичными геолого-геофизическими условиями;

б) общее выражение для нефтегазонасыщенности:

$$K_н = 1 - \sqrt[n]{\rho_{вп}/\rho_п}.$$

Показатель степени n выбирается применительно к условиям данной залежи. При отсутствии экспериментальных данных принимают величину $n = 2$.

6. Погрешность в определении коэффициента нефтегазонасыщенности невелика — порядка 10—20% от его значения. Однако в отдельных случаях наблюдается много бо́льшая погрешность.

7. Нефтегазонасыщенность пласта определить трудно, когда:

а) нет данных, позволяющих установить величину $\rho_{вп}$;

б) невозможно найти $\rho_п$ из-за малой мощности пласта, резкой его неоднородности (в частности, если пласт представлен чередованием различных пропластков), большой глубины проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и т. п.

§ 75. Оценка нефтегазоносности пластов

1. Нефтегазоносность* пластов по данным каротажа может оцениваться следующими способами:

а) путем сопоставления значений коэффициента нефтегазонасыщенности с результатами опробования ранее пробуренных скважин устанавливают критическую для данного пласта (или группы пластов) водонасыщенность** — максимальное содержание пластовой воды в поровом пространстве, при котором пласт будет давать практически свободные от воды нефть или газ; если в каком-либо пересечении скважиной пласт имеет водонасыщенность меньше критической, следует его считать нефтегазоносным, а если больше — водоносным или сомнительным;

б) путем сопоставления результатов опробования ранее пробуренных скважин с данными каротажа определяют критическое значение коэффициента увеличения сопротивления — минимальное значение его, при котором пласт является промышленно нефтегазоносным (отдает безводную нефть и газ); если в каком-либо пересечении скважиной пласт будет иметь значение коэффициента увеличения сопротивления больше критического, то его следует считать нефтегазоносным, а если меньше — водоносным или сомнительным;

в) по величине удельного сопротивления при постоянстве свойств пласта (пористости, минерализации пластовой воды и др.); для этого, так же, как и в предыдущих случаях, устанавливают минимальное (критическое) удельное сопротивление пласта, при котором он является нефтегазоносным, и, исходя из этого, делают оценку нефтегазоносности пласта.

2. В карбонатных отложениях, особенно в случае, если затруднено определение коэффициента увеличения сопротивления, рекомендуется также оценивать нефтеносность пластов путем сопоставления данных электрического и нейтронного каротажа.

Исходными данными для оценки нефтеносности пласта в этом случае являются:

а) приведенное значение сопротивления — отношение удельного сопротивления $\rho_п$ пласта к удельному сопротивлению $\rho_в$ пластовой воды (удельное сопротивление пласта, приведенное к сопротивлению пластовой воды 1 *ом·м*);

б) относительный параметр, подсчитанный по показаниям нейтронного гамма-каротажа или показаниям НГК в условных единицах; показания НГК предварительно, при помощи соответствующих коэффициентов, приводятся к какому-либо определенному диаметру скважины.

---

* Под нефтегазоносностью пласта подразумевается способность пласта отдавать промышленные нефть и газ.

** Соответственно с этим минимальное содержание нефти и газа, при котором пласт будет давать чистую нефть или газ, называют критической нефтегазонасыщенностью.

Оценка нефтегазоносности производится в следующем порядке:

в) строят эталонную кривую зависимости приведенного значения сопротивления от показания НГК для водоносных пластов;

г) на график с эталонной кривой наносят точку, абсцисса которой соответствует показаниям кривой нейтронного каротажа против пласта, а ордината — приведенному значению сопротивления пласта (выраженному так же, как и для эталонной кривой);

д) по положению полученной точки относительно эталонной кривой делают заключение о нефтеносности пласта: смещение точки относительно эталонной кривой влево и вверх указывает на нефтеносность пласта; чем больше это смещение, тем больше его нефтенасыщенность.

Эталонная кривая зависимости приведенного значения сопротивления от показаний НГК строится на графике с логарифмической шкалой для приведенного сопротивления и в линейном масштабе — для показаний НГК. Кривая проводится по точкам, полученным для пластов с известной пористостью, и по кривым, выражающим зависимость показаний НГК от водородосодержания (палеткам НГК). При проведении эталонной кривой следует учитывать, что она в интересующем нас диапазоне близка к прямой. При отсутствии точных палеточных данных и нестандартности аппаратуры НГК целесообразно строить эталонную кривую отдельно для каждой скважины.

Данная методика может быть использована и для оценки нефтеносности трещинных коллекторов. При этом сопоставление приведенных значений сопротивления с показаниями НГК следует проводить, пользуясь эталонной кривой, проведенной с учетом данного значения трещинной пористости. Эта эталонная кривая будет располагаться ниже эталонной кривой для коллекторов с межзерновой пористостью.

Методика оценки нефтеносности путем сопоставления данных электрического и нейтронного каротажа не применима для глинистых коллекторов и коллекторов, содержащих газ.

3. Отличить нефтеносные пласты от газоносных по данным электрического каротажа в общем случае не удается; разделение пластов на нефтеносные и газоносные в отдельных случаях (в основном, при неглубоком проникновении) можно сделать по кривым нейтронного гамма-каротажа (более высокие показания против газоносных пластов) и геохимического каротажа.

§ 76. Определение водонефтяного контакта (ВНК) по кривым сопротивления

1. Между нефтеносной и водоносной частями имеется переходная зона, в которой водонасыщенность изменяется от 100% против нижней границы зоны (зеркало воды) до значения оста-

точной водонасыщенности $k_{во}$ в верхней части; соответственно с этим изменяется и удельное сопротивление переходной зоны.

Мощность переходной зоны зависит от характера пласта и физико-химических свойств нефти и пластовой воды. В ряде случаев мощность переходной зоны может быть небольшой.

2. Рекомендуется за водонефтяной контакт считать уровень переходной зоны, на котором ее удельное сопротивление и водонасыщенность являются критическими. Для большинства месторождений этот уровень (ВНК) соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны (зеркала воды) на 1—1,5 *м*.

§ 77. Общие вопросы

1. Рассмотренные выше методы количественной интерпретации данных каротажа имеют различные варианты общего характера или для тех или иных конкретных условий. Возможность применения этих вариантов, а также других методов (в частности новых), устанавливается после их исследования и опробования.

2. Известно большое число методов определения коллекторских свойств пластов, основанных на использовании исходных кривых, получаемых предварительно для тех или иных конкретных условий путем сопоставления данных анализа кернов с результатами каротажа, проведенного в тех же скважинах, где отобран керн. К таким методам относятся, например, определение пористости по ПС, проницаемости нефтегазоносносных пластов по коэффициенту увеличения сопротивления и др.

Применение этих (эмпирических) методов может быть допущено для того или иного случая при условии:

а) наличия достаточных данных (анализов кернов, каротажных диаграмм) для построения исходной зависимости геофизической величины от свойства пласта для данного пласта (группы пластов);

б) существования явно выраженной зависимости геофизической величины от свойств пласта и возможности установления характера ее;

в) существенного улучшения в оценке свойств пласта в результате применения данных каротажа.

Интерпретация данных каротажа скважин на угольных месторождениях

§ 78. Выделение пластов угля в разрезе скважин

1. Ископаемые угли разделяют на следующие группы:

а) бурые угли;

б) каменные угли (марки Д, Г, ПЖ, К, ПС и Т);

в) тощие угли и угли, переходные к антрацитам;

г) антрациты.

2. Бурые угли наиболее четко выделяются по диаграмме ГГК, на которой они отмечаются высокими показаниями. Необходимо учитывать, что столь же высокие показания ГГК могут быть обусловлены локальным увеличением диаметра скважины на 4—8 *см* против обычного (например, против глинистых пород); поэтому для однозначного выделения пластов угля необходимо учитывать данные других методов каротажа.

На диаграммах НГК пласты бурого угля выделяются минимумами показаний; увеличение диаметра скважины (каверны) мало сказывается на показаниях НГК в угольных скважинах.

На диаграммах ГК бурые угли, в большинстве случаев, отмечаются пониженными значениями естественной радиоактивности и на отдельных месторождениях с пластами угля большой мощности могут быть выделены по кривым ГК.

Обычно удельное электрическое сопротивление бурых углей мало отличается от сопротивления вмещающих пород, поэтому бурые угли как правило недостаточно четко отмечаются на кривых КС и ТК. На диаграммах ВП и ПС бурые угли отмечаются так же, как и пласты песчаников и известняков.

В общем случае выделение пластов бурого угля в геологическом разрезе скважины может быть произведено по кривым ГГК и ГК или НГК и ГК в сочетании с кавернограммой и данными электрических методов каротажа.

3. Каменные угли (марки Д, Г, ПЖ, К, ПС и Т), сопротивление которых как правило значительно превышает сопротивление вмещающих пород, четко отмечаются высокими показаниями на диаграммах КС и уменьшением тока на диаграммах ТК. На диаграммах ВП эти угли также хорошо выделяются по максимумам показаний. Кривая ПС против каменных углей обычно не имеет характерных аномалий.

Иногда в разрезах скважин некоторых месторождений каменного угля встречаются породы, обладающие сопротивлением, мало отличающимся от сопротивления углей. В этом случае не удается однозначно решить вопрос о выделении пластов каменного угля с помощью только электрического каротажа.

Каменные угли часто разрушаются при бурении и против них обычно наблюдается увеличение диаметра. Поэтому при выделении пластов каменного угля рекомендуется использовать данные кавернометрии.

На диаграммах ГГК каменные угли отмечаются максимумами с амплитудой, тем большей, чем меньше зольность углей и больше мощность угольного пласта, по сравнению с длиной зонда.

Каверны вызывают на кривых ГГК такие же отклонения, как и пласты угля. Поэтому, при интерпретации диаграмм ГГК рекомендуется учитывать показания кавернограммы.

На диаграммах НГК пласты каменных углей отмечаются низкими показаниями сравнительно с вмещающими породами.

На диаграммах ГК каменные угли отмечаются минимумами. Однако, одинаковыми с угольными пластами минимумами отмечаются пласты песчаников и известняков.

Надежным показателем наличия в разрезе скважины пласта каменного угля является сочетание максимумов ГГК, КС и ВП и минимумов на кривых ГК и ТК.

4. Тощие и переходные к антрацитам угли, мало отличающиеся по удельному сопротивлению от вмещающих пород, на диаграммах КС отмечаются слабо или совсем не отмечаются. На диаграммах ПС и ВП эти угли отмечаются аномалиями различной амплитуды; на диаграммах ГК — минимумами; на диаграммах ГГК — четко выраженными высокими показаниями. Однозначно с тощими и переходными к антрацитам пластами углей на диаграммах ВП и ГК отмечаются песчаники и известняки; на диаграммах ГГК высокие показания могут быть обусловлены кавернами во вмещающих породах. Поэтому выделение в разрезах пластов тощих и переходных к антрацитам углей рекомендуется производить по совокупности показаний ГГК, ГК, ПС, ВП, КС и кавернограммы. Надежным показателем наличия в разрезе скважины пласта этой группы является сочетание максимумов ГГК, ПС и ВП и минимумов ГК.

5. Антрациты, которые обладают низким сопротивлением, хорошо отмечаются глубокими минимумами на диаграммах КС. На диаграммах ПС антрациты отмечаются максимумами, достигающими нескольких сотен милливольт. Однако, в отдельных случаях на диаграммах КС и ПС одинаково с антрацитами отмечаются графиты, углистые и графитизированные сланцы, поэтому для уверенного выделения пластов антрацита в разрезе скважины рекомендуется использовать диаграмму ГГК, на которой антрацитовые угли отмечаются максимумами, и диаграмму ГК, на которой они отмечаются минимумами, а также учитывать показания кавернограммы.

Обычно пласты антрацита выделяются по совпадающим максимумам ГГК, ПС и минимумам КС и ГК.

§ 79. Определение мощности и строения пластов угля

1. Для выявленных в разрезе скважин пластов угля необходимо определить их мощность.

Допустимая погрешность определения мощности для тонких (до 2 *м*) пластов угля 5 *см*, для мощных (более 1 *м*) — 20 *см*.

2. В пластах угля необходимо выделить прослои пустых пород мощностью от 5 *см* и выше для тонких пластов и от 10 *см* и выше для пластов большой мощности.

3. Определение мощности тонких пластов угля, выделение прослоев породы в пластах сложного строения и определение

мощности прослоев производят по диаграммам детального каротажа, полученным в крупном масштабе глубин в интервалах залегания угольных пластов.

4. Мощность и строение пластов бурых и каменных углей определяют по кривым КС, ГГК и ТК, а также по кривым МЗ или МСК и ВП; в отдельных случаях используют кривую ГК.

На месторождениях антрацитов и переходных к ним углей мощность и строение пластов угля определяют по кривым КС, ТК и градиента ПС.

Определение границ пластов углей и прослоев см. § 59.

5. При определении мощности пласта и прослоев по данным электрического каротажа могут быть погрешности за счет влияния вмещающих пород и прослоев, отмечаемых такими же показаниями, как и угли (например, углистые сланцы и т. п.). При использовании для определения мощности пласта и прослоя кривых ГГК видимая мощность пласта угля может быть завышена за счет влияния каверн. Во избежание указанных погрешностей следует определение границ пластов и прослоев по данным электрического каротажа контролировать ГГК и другими видами каротажа.

6. По каротажным диаграммам определяется видимая мощность пласта.

Для определения истинной мощности пласта и прослоев следует вводить поправку за угол падения пласта с учетом кривизны скважины.

7. Так как физические свойства ископаемых углей (электрическое сопротивление, естественная радиоактивность, плотности и др.) зависят от их качественной характеристики, то в некоторых случаях оказывается возможным определять свойства углей (например, зольность) по каротажным диаграммам.

8. В случае, если данные каротажа оказываются недостаточными для определения структуры пласта и его мощности, то в сомнительных интервалах отбирают образцы пород с помощью бокового стреляющего грунтоноса.

Интерпретация данных каротажа скважин на рудных месторождениях и месторождениях других полезных ископаемых

§ 80. Выделение железных руд

1. Железные руды, обладающие электронной проводимостью (магнетиты) или имеющие сравнительно с вмещающими породами небольшое сопротивление (некоторые мартитовые и гематитовые руды), выделяются по данным электрического каротажа: КС, МСК, МЭП. Эти руды отмечаются минимумами показаний на кривых кажущихся сопротивлений и максимумами на кривых МСК и МЭП.

2. Магнетитовые руды наиболее надежно выделяются на кривых магнитного каротажа по максимумам показаний.

3. В осадочных и других месторождениях железа, сложенных немагнитными и плохо проводящими (лимонит-гематитовыми и сидеритовыми) рудами, данных электрического и магнитного каротажа недостаточно для обнаружения железных руд. В таких случаях для выделения рудных залежей в разрезе скважины используют гамма-гамма-каротаж; железные руды, обладая повышенной сравнительно с вмещающими породами плотностью и повышенным значением эффективного атомного номера, отмечаются на кривых ГГК минимумами показаний.

Для выделения мартит-гематитовых руд, обладающих повышенной пористостью, используют также диаграммы НК, на которых эти типы руд отмечаются пониженными показаниями.

4. По данным геофизических исследований скважин, в первую очередь МК и ГГК, в отдельных благоприятных случаях можно определять процентное содержание железа в руде. При этом пользуются градуировочными кривыми, полученными на моделях, соответствующих условиям данного месторождения, в которых содержание металла установлено химическим анализом.

При количественной интерпретации необходимо учитывать пористость железных руд, для чего применяют НК и комплексные измерения ГГК-С и ГГК-П.

§ 81. Выделение руд цветных металлов

1. Полиметаллические, а также медноколчеданные никелево-кобальтовые и другие руды, обладающие электронной проводимостью, выделяются в разрезе скважин по данным электрического каротажа: МСК и МЭП, а также КС и ПС. На диаграммах МСК и МЭП полиметаллические руды отмечаются высокими показаниями. По этим диаграммам можно установить строение рудного тела и выделить рудные прослои в жильном месторождении. На диаграммах электрического каротажа полиметаллические руды отмечаются минимумами кривой сопротивления и интенсивными отклонениями ПС в сторону положительных потенциалов.

2. В скважинах, в разрезе которых встречаются породы, имеющие высокую электропроводность (графитизированные сланцы), при наличии окисленных руд и руд, не обладающих электронной электропроводностью (сфалеритовых, кварцево-касситеритовых и др.), данные электрического каротажа не позволяют однозначно выделять рудные залежи в разрезе скважин. В этом случае для выделения руд используются кривые гамма-гамма-каротажа (плотностного и селективного).

На кривых плотностного гамма-гамма-каротажа рудные залежи, обладающие, как правило, более высокой плотностью,

чем вмещающие породы, отмечаются минимумами показаний. При интерпретации диаграмм ГГК необходимо учитывать показания каверномера.

Селективный гамма-гамма-каротаж отмечает руды по повышенному содержанию тяжелых элементов. При интерпретации данных ГГК-С необходимо учитывать плотность пород.

Руды, содержащие пирротин или магнетит, выделяются по повышенным показаниям на диаграммах магнитного каротажа.

3. Вкрапленные сульфидные руды выделяются по кривой относительных вызванных потенциалов, а также по кривой селективного гамма-гамма-каротажа.

4. Бедные и вкрапленные медные руды с содержанием меди от 0,7% и выше определяются методом наведенной активности. При интерпретации результатов измерений методом наведенной активности следует учитывать наличие в породе активируемых элементов с периодом полураспада, близким к периоду полураспада изучаемого элемента, изменение диаметра скважины, плотности и водородосодержания пород и др.

5. Данные метода наведенной активности используются для приближенной оценки содержания меди в руде, а данные ГГК-С — для приближенной оценки количественного содержания тяжелых металлов в руде. Переходный коэффициент от наведенной активности и показаний ГГК-С к количественному содержанию металла устанавливается опытным путем, например, по замерам на моделях пород с известным содержанием металла.

§ 82. Выделение залежей других полезных ископаемых

1. Основным методом выделения в разрезе скважин марганцевых руд является нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НК-Т). Благодаря повышенному сечению поглощения тепловых нейтронов атомами марганца на диаграммах НК — Т марганцевые руды отмечаются минимумами.

Повышенная плотность марганцевых руд позволяет их также выделять по пониженным показаниям на диаграмме гамма-гамма-каротажа (ГГК-П и ГГК-С); руды, обладающие большой магнитной восприимчивостью, отбиваются и на кривых магнитного каротажа.

Для количественной оценки содержания марганца в руде используют метод наведенной активности. Исходными данными служат результаты эталонирования метода НА на блоках или моделях с известным содержанием марганца.

3. Хромитовые руды, имеющие избыточную по сравнению с вмещающими породами плотность, отмечаются пониженными показаниями на диаграммах ГГК.

3. Алюминиевые руды (бокситы), обладающие повышенной радиоактивностью, выделяются по повышенным показаниям на

диаграммах ГК. В ряде случаев бокситы имеют также повышенную магнитную восприимчивость, объясняющуюся содержанием в них гематита и магнетита, и отбиваются магнитным каротажем.

Для количественной оценки содержания в бокситах алюминия используют метод наведенной активности. Как и обычно пересчет показаний НА на содержание в руде металла производится с помощью коэффициента, значение которого для данного типа руды устанавливается опытным путем.

4. Для выделения зон оруденения, содержащих вольфрам и молибден, и оценки содержания металла в них используются данные ГГК-С. На диаграммах выделяются участки оруденения с содержанием вольфрама от 0,2% и молибдена от 0,6%. При благоприятных условиях возможны количественные определения содержания вольфрама и молибдена.

5. Руды с содержанием ртути от 0,2% и выше отмечаются пониженными показаниями на диаграммах ГГК-С и, так как ртуть обладает высоким эффективным сечением захвата тепловых нейтронов (380 *барн*), минимумами на кривых НК-Т.

6. Породы, содержащие бериллий, однозначно выделяются по данным фотонейтронного каротажа. При помощи переходного коэффициента, полученного по данным исследования в опорных скважинах, можно оценить содержание бериллия в породе.

При интерпретации кривых фотонейтронного каротажа необходимо учитывать влияние плотности породы и диаметра скважины.

7. Боросодержащие породы выделяются по кривым нейтронного каротажа (НГК, НК-Т).

В сухой скважине малого диаметра (90—120 *мм*) водородосодержащие пласты отмечаются несколько повышенными показаниями на малом зонде, длина которого меньше инверсионного, и пониженными показаниями на большом зонде. Против каверн в сухих скважинах наблюдается минимум показаний при малом зонде и максимум при большом.

В заполненной водой и в сухой скважинах бороносные пласты отмечаются минимальными показаниями как при замере большим, так и при замере малым зондом. Каверны и водородосодержащие пласты в этом случае также отмечаются низкими показаниями на кривой НК, снятой большим зондом, но на кривой, снятой малым зондом, против них будут наблюдаться повышенные показания.

Границы бороносных пластов определяют на диаграммах малого зонда, снятых в крупном масштабе глубин (1:50) и с малым $v_т$.

8. Калийные соли хорошо выделяются в разрезе по высоким показаниям на кривых ГК, ввиду их высокой естественной радиоактивности. По интенсивности аномалий ГК возможны коли-

чественные определения содержания калия в пласте. Для этого аппаратура ГК перед замером градуируется на моделях или блоках пород с известным содержанием калия.

При интерпретации диаграмм ГК необходимо учитывать влияние диаметра скважины, так как многие соли калия способны размываться, образуя большие каверны.

По данным НГК можно определять качество калийных солей: карналлит, содержащий значительное количество кристаллизационной воды отмечается на кривых, снятых стандартным зондом НГК-60, низкими показаниями; против пластов сильвинита будут высокие показания НГК. Кроме того, карналлиты, обладающие меньшей плотностью, чем сильвиниты, будут отмечаться более высокими показаниями на диаграммах ГГК.

Калийные соли обладают бесконечно высоким сопротивлением, поэтому при залегании в породах низкого сопротивления пласты калийных солей хорошо отмечаются по максимумам на кривых кажущихся сопротивлений.

ЛИТЕРАТУРА

Альпин Л. М. Палетки бокового каротажного зондирования (БКЗ). Гостоптехиздат, 1958.

Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Гостоптехиздат, 1955.

Дахнов В. Н. Инструкция по гамма-каротажу. Госгеолтехиздат, 1957.

Дахнов В. Н. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1959.

Комаров С. Г. Техника промысловой геофизики. Изд. 2-е. Гостоптехиздат, 1957.

Комплект палеток для интерпретации данных каротажа. ВНИИГеофизика, 1960.

Мейер В. А. Каротаж скважин при разведке полиметаллических месторождений. Изд. ЛГУ, 1960.

Перьков Н. А. Интерпретация результатов каротажа нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1958.

Справочник геофизика. Т. II. Гостоптехиздат, 1961.

Соколов В. А., Юровский Ю. М. Теория и практика газового каротажа. Гостоптехиздат, 1961.

Флоровская В. Н. Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии. Изд. МГУ, 1957.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПОДГОТОВКУ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Подготовка буровой

1. Буровая должна иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд каротажной станции и транспортировку на нее каротажного оборудования.

2. Перед буровой должна быть подготовлена рабочая площадка для установки на ней каротажной станции (аппаратуры, оборудования).

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

4. Пол буровой должен быть очищен от бурового раствора, нефти смазочных материалов. Если пол влажный, необходимо посыпать его песком.

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

6. Буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены так, чтобы не мешать каротажной партии (отряду), и закреплены.

7. У края площадки буровой, или не дальше 40 *м* от нее, должна находиться независимая электрическая точка (щит с рубильником) для подключения каротажного агрегата. В районах, где каротажные лебедки вращаются электродвигателем, к точке подводят трехфазный ток. Подключение электрической сети к каротажной станции производится электромонтером, обслуживающим буровую, под наблюдением начальника или инженера партии.

Примечание. В случае отсутствия электромонтера подключение может произвести специально проинструктированный инженерно-технический работник партии в присутствии начальника партии.

8. При проведении каротажных работ в ночное время буровая должна быть усиленно освещена. В эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах устье должно освещаться прожектором. При освещении буровой ниже нормы производство каротажных работ в ночное время запрещается.

9. При производстве каротажных работ на скважине должна присутствовать буровая бригада; начальник каротажной партии (отряда) может привлекать работников буровой бригады к выполнению вспомогательных работ, связанных с проведением каротажа.

10. При производстве каротажных работ на буровой запрещается:

а) производить без разрешения начальника каротажной партии (отряда) ремонт бурового оборудования;

б) включать без разрешения начальника каротажной партии (отряда) буровую лебедку и различные силовые агрегаты;

в) переносить и передвигать по полу буровой тяжелые предметы и буровое оборудование;

г) перекатывать трубы вблизи соединительных проводов, каротажного кабеля и станции;

д) производить электросварку в радиусе 400 *м*, а в отдельных случаях, при наличии требования начальника партии, и на бо́льшем расстоянии от буровой.

Подготовка скважины

11. Подготовка скважины должна обеспечить беспрепятственный спуск каротажных зондов и скважинных приборов по всему стволу скважины до забоя в течение времени, необходимого для проведения всего требуемого комплекса геофизических исследований.

12. Для подготовки скважин необходимо:

а) проработать ствол скважин на всем некрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;

б) привести параметры бурового раствора в соответствие с требованиями геолого-технического наряда: для проведения электрического каротажа и БКЗ рекомендуется, чтобы сопротивление раствора было не менее 0,8 *ом·м*;

в) обеспечить однородность раствора по всему стволу скважины; для этого после бурения (при промывке) циркуляцию раствора необходимо вести не менее 2 *час* на каждые 1000 *м* глубины скважины.

13. Не допускается производство геофизических измерений в скважинах:

а) заполненных буровым раствором с вязкостью больше 90 *сек*;

б) с раствором, содержащим более 5% песка или обломков твердых пород;

в) поглощающих (с понижением уровня более 15 *м/час*), переливающих или газирующих.

Работы в скважинах, в которых указанные условия не выполняются, а также при наличии других осложнений, могут проводиться лишь по особому согласованному решению руководства геофизического предприятия и организации, проводящей бурение.

14. Производство работ в скважинах, заполненных нефтью или буровым раствором с примесью нефти более чем 10%, допускается лишь при согласованном решении руководства геофизического предприятия и организации, производящей бурение.

15. Определение высоты подъема цемента термометром, производится не позже 2 суток после заливки скважины цементом; непосредственно перед замером термометром и в процессе измерений не допускается спускать буровой инструмент в скважину и доливать ее водой.

16. При проведении газового каротажа со стороны выкидной линии бурового раствора на расстоянии 50 *м* от устья скважины должна быть оборудована горизонтальная площадка размером 3×5 *м* для установки газокаротажной станции. К площадке подводят трехфазный переменный ток.

Уклон и ширина желобной системы для бурового раствора должны соответствовать проекту.

При производстве газового каротажа категорически запрещается добавлять нефть в буровой раствор.

Примечание. При постановке газокаротажных работ в скважинах, в которых ранее применялся раствор с добавками нефти или нефтяные ванны (для ликвидации аварий), необходимо предварительно тщательно промыть скважину и очистить отстойник.

17. Определение мест притока (поглощения) и затрубной циркуляции жидкости, контроль за гидравлическим разрывом и солянокислотной обработкой, отбивка водонефтяного контакта, термокаротаж, определение температуры пород, определение места расположения металла и гидрогеологические исследования проводят по типовым или индивидуальным проектам, составленным геофизическими предприятиями и согласованными с заказчиком.

18. При выполнении геофизических работ по типовым и индивидуальным проектам скважину подготавливают в соответствии с требованиями настоящих технических условий и, кроме того, условиями, изложенными в проекте.

Проведение работ в нефтяных и газовых скважинах

19. Промыслово-геофизические исследования скважин производятся геофизическими предприятиями по заказам геологических служб контор бурения, промыслов, разведок.

20. При приеме заказа геофизическому предприятию представляют следующие обязательные сведения:

а) вид исследований;

б) интервал глубин, подлежащий исследованию;

в) глубина забоя;

г) глубина башмака колонны и диаметр обсадных труб;

д) диаметр долота (номинальный диаметр скважины);

е) удельный вес и вязкость бурового раствора;

ж) состояние скважины и время ее готовности к проведению измерений.

21. При снятом роторном столе в бурящихся скважинах, при превышении фланца обсадной колонны более чем на 0,5 *м* над полом вышки и при измерении через трубы фонтанно-компрессорной арматуры, над устьем скважины должна быть установлена рабочая площадка размером не менее 2,5×2,5 *м* с деревянным настилом толщиной не менее 40 *мм*, с перильным ограждением и лестницей маршевого типа. Настил площадки должен находиться выше фланца колонны или установленной на ней арматуры. При измерении через фонтанно-компрессорную арматуру настил площадки должен находиться выше маховика буферной задвижки не менее чем на 20 *см*.

22. Ротор после установки на него блок-баланса надежно закрепляют во избежание его поворота.

23. От водопроводной магистрали при помощи резинового шланга должна быть подведена к устью скважины вода.

24. При работе в районах с суровыми климатическими условиями в зимнее время к устью скважины при помощи резинового шланга подводят пар или горячую воду.

25. Буровая должна иметь легость с якорем и канатом, выдерживающим нагрузку до 1000 *кг*.

Разведочные скважины на уголь, руду и другие полезные ископаемые

26. Геофизические исследования разведочных скважин на уголь, руду и другие полезные ископаемые проводят в соответствии с проектом на производство геофизических исследований в этих скважинах.

27. В скважинах, бурящихся для разведки угольных месторождений, геофизические работы должны выполняться во всех разведочных скважинах; в технических и гидрогеологических скважинах — по мере необходимости.

28. Геофизические работы проводятся каротажными партиями (отрядами) по заявкам геологоразведочных организаций.

29. В заявке на производство работ должны содержаться следующие обязательные сведения:

а) глубина забоя;
б) диаметр скважины;
в) техническое состояние скважины;
г) глубина башмака обсадной колонны и диаметр обсадных труб;
д) интервалы и виды исследований;
е) время готовности скважины к проведению измерений.

30. В углеразведочных скважинах работы с углерезом допускается проводить только после каротажа.

31. Скважины глубиной более 400 *м* рекомендуется каротировать не более чем через каждые 250 *м* проходки.

32. Перед началом работ на скважине геологическая служба должна предоставить каротажной партии (отряду) геологический разрез скважины, вычерченный в масштабе глубин 1:200, с указанием на нем выхода керна.

33. Скважина должна быть углублена на столько, чтобы расстояние от нижней части намеченного к исследованию углесодержащего интервала до забоя было не менее 3 *м*.

34. Демонтаж бурового оборудования до окончания каротажных работ не допускается.

35. Скважина может быть закрыта лишь после проведения всех необходимых в данной скважине геофизических исследований и отбора образцов пород.

В случае если углесодержащие или рудные интервалы остались не исследованными, решение о закрытии скважины может быть принято только вышестоящей геологической организацией.

Общие вопросы

36. Подготовленность скважины согласно настоящим техническим условиям оформляется актом за подписями бурового мастера и геолога (прилож. 13); акт вручается начальнику каротажной партии перед производством работ.

Начальник каротажной партии может приступить к производству работ в скважине только после вручения ему акта о подготовке скважины.

37. При невозможности соблюдения технических условий по подготовке скважины геофизические работы в ней могут проводиться лишь по согласованному решению руководства конторы бурения (разведки, промысла) и геофизического предприятия.

38. В процессе проведения геофизических работ на буровой обязательно присутствие ответственного представителя геологической службы, буровой организации, промысла или разведки, который по окончании работ в скважине подписывает акт о произведенных работах в данной скважине.

39. В случаях, когда наблюдается затяжка каротажного зонда, а также когда при повторных спусках наблюдается неод-

нократная остановка скважинного прибора, проведение каротажных работ прекращается.

40. При выбросах, значительных газопроявлениях и сильном переливании жидкости из скважин в процессе проведения в ней геофизических работ, производство последних прекращается.

41. Буровая организация обязана предоставить каротажной партии (отряду) образцы бурового раствора и шлама и обеспечить возможность проведения предусмотренных техническими условиями на геофизические работы контрольных наблюдений и измерений.

42. Все виды каротажных исследований должны проводиться так, чтобы получаемые результаты удовлетворяли техническим условиям на геофизические исследования скважин.

43. Решение о выполнении намеченной программы геофизических исследований принимается при каротаже последнего интервала скважины начальником каротажной партии (отряда) совместно с представителем геологической службы заказчика.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Общие положения

1. Геофизические исследования скважин производятся геофизическими предприятиями по заказам геологических служб контор бурения или промыслов, геологоразведочных экспедиций и партий.

2. Геофизические предприятия обязаны выполнять заказы на следующие виды работ:

а) электрический каротаж — стандартный электрический каротаж, боковое каротажное зондирование, микрокаротаж;

б) радиоактивный каротаж — гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж;

в) измерение искривления скважин;

г) измерение диаметра скважин;

д) контроль за техническим состоянием скважины и проводимых в ней работ; определение в скважине мест притока или поглощения и затрубной циркуляции жидкости; контроль за гидравлическим разрывом пласта и солянокислой обработкой;

е) отбивку водонефтяного контакта;

ж) геотермические измерения в скважинах с целью определения высоты подъема цемента за трубами, температуры пород в скважине и естественной температуры пород (для определения геотермического градиента);

з) определение местоположения металла в скважине и отбор пород боковым грунтоносом из стенок скважины.

Новые виды геофизических исследований и работ выполняются по мере их внедрения.

3. Для каждого района, по представлению геофизического предприятия соответствующей геологической службой утверждается программа (объем и последовательность проведения) промыслово-геофизических исследований; зонды для стандартного электрического каротажа, НГК и комплекта БКЗ; основные масштабы записи кривых, в том числе масштабы глубин для общих и детальных исследований; интервал между глуби-

нами замеров кривизны скважины и масштаб проекции оси скважины на горизонтальную плоскость.

4. Определение мест притока (поглощения) и затрубной циркуляции жидкости, контроль за гидравлическим разрывом и солянокислотной обработкой, отбивка водонефтяного контакта, определение местоположения металла, а также измерения температур, проводятся по проектам, согласованным с заказчиком.

5. При приеме заказа геофизическому предприятию представляются следующие сведения:

а) вид исследований;

б) интервал глубин, подлежащий исследованию;

в) глубина забоя;

г) глубина башмака обсадных труб — диаметр их;

д) диаметр долота (номинальный диаметр скважин);

е) удельный вес и вязкость бурового раствора;

ж) время готовности скважины к проведению измерений.

6. Результаты исследований передаются заказчику в следующем виде:

а) при стандартном электрическом каротаже, микрокаротаже, радиоактивном каротаже, измерении диаметра скважины — диаграммы;

б) при измерении кривизны скважины — таблицы с результатами измерений и проекции оси скважины на горизонтальную плоскость;

в) при определении высоты подъема цемента, определении мест притока или поглощения жидкости, мест затрубной циркуляции жидкости, отбивке водонефтяного контакта, контроле за гидравлическим разрывом и солянокислотной обработкой, определении температуры скважины — комплект диаграмм или наиболее характерные из них и объяснительная записка;

г) при БКЗ — комплект диаграмм и результаты их обработки.

В результате интерпретации материалов комплекса промыслово-геофизических и геохимических исследований заказчику представляются письменные заключения.

7. Диаграммы должны содержать заголовок, по установленной форме (см. приложение 15), кривые изменения измеряемой величины с глубиной и масштаб их регистрации (значения измеряемых величин через каждые 2 *см* диаграммы), а также масштаб глубины.

Масштабы записи измеряемых величин должны обеспечивать возможность легкого отсчета их значений и хорошую дифференциацию кривых.

8. В объяснительной записке освещаются цель и задачи исследования, в случае необходимости сведения о подготовке скважины и методике проведения работ, полученные результаты, а также их интерпретация.

Результаты интерпретации данных промыслово-геофизических и геохимических исследований должны содержать сведения о коллекторах, выделенных в разрезе, оценку их нефтегазоносности и рекомендации по опробованию горизонтов.

Результаты исследований (диаграммы, таблицы, объяснительные записки, письменные заключения) представляются заказчику в одном обязательном экземпляре; бóльшее количество экземпляров обуславливается договором.

9. Качество измерений определяется сопоставлением результатов полученных на одном и том же интервале в различное время с учетом условий измерений.

Если условия измерения сохраняются одинаковыми, то погрешность принимается равной половине величины расхождения между первым и вторым замерами.

10. Повторные замеры должны перекрывать не менее 50 *м* ранее замеренного интервала. При повторных измерениях кривизны скважины перекрываются не менее чем 3, а в наклонно-направленных скважинах — 5 ранее замеренных точек.

11. При исследовании скважин допускаются следующие погрешности при определении глубин:

до 1000 *м* — 1 *м*
от 1000 до 2000 *м* — 1,5 *м*
от 2000 до 3000 *м* — 2 *м*
от 3000 до 4000 *м* — 2,5 *м*
свыше 4000 *м* — 3 *м*

Погрешность определяется по результатам повторных измерений в скважинах.

При работах с термометром, инклинометром и резистивиметром допускается удвоенное значение, указанных выше погрешностей определения глубин.

Примечание. В случаях, когда нужно определять глубину с бóльшей точностью, чем это указано выше, применяют специальные меры (привязка к муфтам труб обсадной колонны, привязка к аномалиям ПС, ГК и т. п.).

12. Регистрация каротажных кривых должна проводиться при скоростях перемещения кабеля, предусмотренных в соответствующих разделах настоящей инструкции и технических условий. На подлинниках диаграмм должны быть отметки, определяющие скорость перемещения кабеля.

13. Отсчет глубин скважины ведется от уровня роторного стола или от пола буровой.

14. Кривые и надписи на подлинниках каротажных диаграмм не должны иметь подчисток и не оговоренных исправлений и при необходимости после их приема обводятся тушью.

15. Подлинники диаграмм подписываются оператором или начальником партии, а также лицом, принимающим диаграммы.

Забракованные (не подлежащие исправлению) подлинники диаграмм должны содержать пометку о браке, с соответствующим пояснением, и подпись начальника или старшего инженера интерпретационной группы базы (конторы).

16. Копии диаграмм подписываются начальником или старшим инженером интерпретационной группы конторы или лицами, заменяющими их.

17. Письменные заключения и объяснительные записки подписываются начальником или старшим инженером интерпретационной группы и утверждаются главным инженером или главным геологом геофизического предприятия.

Примечание. В отдельно действующих отдаленных партиях (отрядах) копии диаграмм, письменные заключения и объяснительные записки могут подписываться начальниками каротажных партий (отрядов).

Электрический каротаж

Общие положения

18. К методам электрического каротажа относятся: стандартный электрический каротаж, боковое каротажное зондирование, микрокаротаж, измерение удельного сопротивления бурового раствора вдоль ствола скважины.

19. Кривые электрического каротажа записываются в масштабах глубин 1:500 и 1:200.

Примечание. Диаграммы микрокаротажа записываются в масштабах глубин 1:200; при проведении микрокаротажа кривую КС стандартного зонда или одного зонда из комплекта БКЗ и кривую ПС записывают дополнительно в масштабе глубин 1:200.

20. Основной масштаб регистрации сопротивлений должен быть одинаковым для скважин данного района и выбирается таким, чтобы значительная часть кривой КС записывалась в пределах ширины каротажной ленты.

Кривые ПС записываются в стандартном, для каждого района, масштабе потенциалов. Стандартный масштаб потенциалов кривых ПС выбирается таким, чтобы наиболее часто встречаемые в данном районе амплитуды отклонения кривых были равны 5—8 *см*

21. Если при регистрации в стандартном масштабе потенциалов кривая ПС получается сильно сглаженная (амплитуда отклонения меньше 2 *см*), то повторяют запись ПС в более крупном масштабе.

22. Если при регистрации, кривая КС на некотором участке не укладывается, в ширину дорожки для записи для основного и дополнительных (1:5 и 1:25) масштабов, запись КС повторяют на этом участке в более мелком масштабе, с перекрытием основной записи на 10 *м* по глубине скважины в обе стороны.

Против интервалов с низкими значениями кажущихся удельных сопротивлений (кривая расположена близко к нулевой линии), кривая сопротивления регистрируется в крупном масштабе.

23. Соотношение между ближайшими масштабами записи КС должно быть 1 : 5.

24. Если при регистрации ПС кривая не укладывается в ширину каротажной ленты, то необходимо произвести перенос кривой; точки разрыва кривой ПС в месте ее переноса должны быть четко отмечены на диаграмме. Переносы должны быть сделаны при положении кривой не ближе, чем 5 *мм* от края дорожки для записи кривой.

25. Подлинники диаграмм электрического каротажа должны иметь отметки нулевой линии в начале и конце записи и не менее одной отметки на каждые 500 *м* глубины.

26. Погрешность измерений кажущегося удельного сопротивления не должна превышать 5% от измеряемой величины. При этом максимальное смещение нулевой линии кривой или ее отдельных участков не должно быть более 1 *мм*.

Погрешность записи кривой ПС не должна превышать 5% от максимальной амплитуды отклонения этой кривой.

При измерениях микрозондами и скважинными резистивиметрами допустимая погрешность 8% от измеряемой величины.

Примечание. При измерении КС при чувствительности канала по эквивалентному сопротивлению (отношение коэффициента зонда к масштабу записи) свыше 200 допускается смещение нулевой линии до 2 *мм*.

27. Иззубренность и сглаженность кривых электрического каротажа, а также искажения кривой ПС, вызванные намагниченностью лебедки гальванокоррозией и блуждающими токами, не должны превышать величин, при которых погрешность выходит за пределы, указанные в пункте 26.

28. Смещение кривой ПС от условной нулевой линии (линии глин), вызванное поляризацией электродов, не должно превышать 2 *см* на участке, соответствующем интервалу глубин в 100 *м*.

29. Резкие изменения (свыше 2 *см*), переходы или скачки на кривых ПС, зарегистрированные на данной площади, впервые могут быть отнесены к действительным изменениям только при наличии повторного замера на этом участке.

30. Смещение между отдельными кривыми электрического каротажа по глубине не должно превышать 1 *мм*.

31. Максимально допустимая скорость перемещения зонда в скважине устанавливается для каждого района опытным путем. Максимально допустимой, для данного типа аппаратуры, принимается такая скорость, при которой отклонения кривых от-

личаются не более, чем на 5% от соответствующих им значений записанных при очень малой скорости.

32. Если башмак обсадной колонны находится недалеко, не более 200 *м* от интервала измерений, то в колонне, на участке не менее 20 *м*, записываются кривые сопротивления стандартного зонда, микрозондов и больших зондов при БКЗ с обязательной отбивкой башмака колонны.

33. При проведении электрического каротажа измеряют удельное сопротивление бурового раствора; полученная величина и температура, при которой проведен замер, указываются на диаграммах.

34. Коэффициент скважинных и поверхностных резистивиметров, а также микрозондов определяются не реже 1 раза в 3 месяца и после каждого ремонта.

Стандартный электрический каротаж

35. Диаграмма стандартного электрического каротажа состоит из кривой сопротивления, снятой стандартным зондом (или двух кривых сопротивления, если стандартных зондов два) и кривой ПС.

36. Стандартный зонд (или два стандартных зонда) выбирается так, чтобы полученные с их помощью кривые сопротивления выделяли большинство пластов и чтобы кажущееся удельное сопротивление было возможно ближе к удельному сопротивлению пород.

37. Кривая ПС наносится на диаграмму так, чтобы увеличению потенциала соответствовало отклонение кривой вправо.

Боковое каротажное зондирование

38. При БКЗ проводят измерение КС в заданном интервале с помощью зондов, входящих в комплект зондов БКЗ.

39. В комплекс измерений при БКЗ включают проведение следующих измерений: КС с помощью градиент-зондов, входящих в комплект для БКЗ, кривой ПС, кривой микрокаротажа и кривой изменения удельного сопротивления бурового раствора с глубиной. Кроме того в интервале БКЗ должен быть измерен диаметр скважины.

Рекомендуется проводить БКЗ следующим комплектом зондов: *А*0,4*М*0,1*N*; *А*1*М*0,1*N*; *А*2*М*0,5*N*; *А*4*М*0,5*N*; *А*8*М*1*N* и дополнительно зондом *N*0,5*М*4*А*.

Примечание. Если известна температура в скважине, то можно определять удельное сопротивление бурового раствора по замерам на поверхности и вводить поправку за температуру для соответствующих глубин.

Микрокаротаж

40. Диаграмма микрозондов в скважинах диаметром от 200 *мм* и более состоит из кривых сопротивления, снятых градиент-микрозондом $A0{,}025M0{,}025N$ и потенциал-микрозондом $A0{,}05M$ с измерительным электродом на корпусе микрозонда.

41. Для контроля качества измерений необходимо дублировать запись на интервале не менее 50 *м*.

42. Измерение КС микрозондами проводится в таком масштабе, чтобы число ом-метров на 1 *см*, равнялось округленному значению ρ_c или $0{,}5\,\rho_c$ (ρ_c — сопротивление раствора, заполняющего данную скважину).

Радиоактивные методы исследования

Общие положения

43. К радиоактивным методам исследования скважин относятся различные методы радиоактивного каротажа, определения водонефтяного контакта и работа с радиоактивными изотопами.

44. Погрешность измерений при радиоактивном каротаже не должна превышать 5% от максимальной амплитуды отклонения кривой.

45. Постоянная времени и скорость перемещения скважинного прибора выбирается в соответствии с требованиями настоящей инструкции (см. § 24) и с таким расчетом, чтобы среднеквадратичная погрешность измерений из-за сглаживания кривой и из-за флюктуаций не превышала для НК и НГК 3% и для ГК 5%. Выбранные значения постоянной времени и скорости перемещения скважинного прибора для каждого района при работе с данным типом амплитуды должны оставаться постоянными.

Примечание. При отбивке водонефтяного контакта кривые записываются при скорости перемещения скважинного прибора порядка 100 *м/час*.

Радиоактивный каротаж

46. Диаграмма радиоактивного каротажа состоит из кривой естественного гамма-излучения (кривая гамма-каротажа) и кривой вызванного гамма-излучения при наличии источника нейтронов (кривая нейтронного гамма-каротажа).

47. Результаты гамма-каротажа представляются в виде кривой изменения интенсивности излучения в микрорентгенах в час, нейтронного гамма-каротажа — в условных единицах НГК.

Примечание. За условную единицу НГК принимается показание скважинного прибора, помещенного в пресную воду.

48. Кривые ГК и НГК записываются в стандартных для каждого района масштабах. Стандартные масштабы кривых ГК и НГК выбираются такими, чтобы наиболее часто встречаемые, в данном районе, амплитуды отклонения кривых были равны 5—8 *см*.

49. Если при регистрации кривая РК не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо произвести измерения в этом участке разреза в более мелком масштабе.

50. Точкой записи при ГК является середина индикатора, и при НГК — средняя точка между серединой индикатора и центром источника нейтронов.

51. Стандартный зонд НГК устанавливается для каждого района на основании опытных работ. Обычно применяют зонд НГК длиною 60 *см* (расстоянием между серединами индикатора и центром источника) и мощность источника нейтронов от 2 до 5 *кюри*.

52. Радиоактивный каротаж в целях изучения геологического разреза скважин должен проводиться, как правило, в необсаженных скважинах.

53. Для контроля качества измерения при РК необходимо дублировать запись на интервале не менее 50 *м*.

54. Перед каждым замером производится проверка эталонировки аппаратуры РК.

55. Диаграммы ГК должны удовлетворять требованиям «Инструкции по гамма-каротажу», утвержденной 5/VIII 1957 г.

Метод исследования скважин при помощи радиоактивных изотопов

56. При работе с радиоактивными изотопами перед вводом их в скважину производят измерение интенсивности гамма-излучения по стволу скважины.

Примечание. Все кривые изменения интенсивности гамма-излучения с глубиной, записанные при работе с радиоактивными изотопами, условно называют кривыми ГК.

57. При работе с радиоактивными изотопами кривые ГК при различных спусках регистрируются в одних и тех же единицах; при последующих измерениях необходимо одну из кривых ГК записывать в том же масштабе, что и кривую, полученную до закачки изотопов в скважину.

Измерение диаметра скважины

58. Диаметр скважины регистрируется обычно в масштабе 1 : 5; при необходимости применяют масштаб 1 : 2 или 1 : 10.

59. Кавернограммы регистрируются в том же масштабе глубин, что и кривая сопротивления стандартного зонда.

60. Погрешность измерений при определении диаметра скважины не должна превышать 1,5 *см*.

61. Максимально допустимая скорость перемещения каверномера в скважине устанавливается для каждого района опытным путем. Максимально допустимой для данного типа аппаратуры принимается такая скорость, при которой максимальные значения диаметра скважины отличаются от соответствующих им значений при записи на очень малой скорости не более чем на 1,5 *см*.

62. При регистрации кавернограммы отмечаются:

а) отклонения пищущего устройства каротажного регистратора при крайних положениях рычагов каверномера и в градуировочном кольце с размером, близким к диаметру скважины, в начале и после окончания замера;

б) показания в колонне.

63. На кавернограмму наносится пунктиром прямая, соответствующая номинальному диаметру скважины.

Измерение кривизны скважины

64. При измерении кривизны скважины определяется угол отклонения оси скважины от вертикали и дирекционный угол (азимут) этого отклонения.

65. Измерения инклинометром производятся по точкам на глубинах, кратных установленному интервалу между измерениями. Рекомендуются интервалы 25 или 20 *м* для вертикальных и 10 или 5 *м* для наклонно-направленных скважин. При повторных измерениях кривизны перекрывают не менее трех ранее замеренных точек.

66. Первый замер инклинометром производится в 2—3 *м* выше глубины, на которой остановился прибор; следующие 2 замера производятся с интервалом в 3—5 раз меньше, чем заданный интервал.

67. После каждых 5 измерений в скважинах производится контроль за работой инклинометра: в наклонно-направленных скважинах контроль должен производиться после каждого измерения в скважине.

68. Погрешность в измерении угла и азимута отклонения не должна превышать величин, указанных в таблице.

Таблица

Угол отклонения	Допустимая погрешность в определении угла отклонения	Допустимая погрешность в определении азимута
Менее 2°	30′	—
2—5°	30′	10°
5—10°	30′	5°
10—50°	1°	5°
Свыше 50°	2°	5°

Термометрические методы исследования скважин

69. При термометрических исследованиях регистрируются кривые изменения температуры скважины с глубиной и температура скважины на заданной глубине.

70. Стандартным масштабом глубин температурной кривой является масштаб 1 : 500.

71. Регистрация основной температурной кривой производится при спуске.

72. Если при регистрации температурная кривая не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо произвести перенос кривой. Точки разрыва должны быть четко отмечены на диаграмме.

73. На подлинниках диаграмм указываются значения полной разности потенциалов в начальной и конечной точках замера и соответствующие температуры.

74. Допустимая погрешность в определении абсолютного значения температур 1°.

75. Скорость перемещения термометра не должна превышать допустимое значение, которое устанавливается для данного типа термометра и вида измерений (§ 37, пункт 21). Наибольшей допустимой принимается такая скорость, при которой результаты измерений отличаются от записи при очень малой скорости перемещения термометра не более 0,2°.

76. При измерениях температур в скважине рекомендуется применять масштабы записи 0,25 и 0,5° С на 1 *см*.

77. Если температурные измерения производятся одновременно с другими видами исследования в данной скважине, то вначале записывается температурная кривая.

На диаграммах должны быть указаны дата и час окончания подъема инструмента, а также производства термозамера.

78. Для определения высоты подъема измеряют температуру в интервале, границы которого при возможности должны отстоять от расчетного уровня цемента на расстоянии не менее 300 *м* в одну и другую стороны.

79. Определение высоты подъема цемента с помощью термозамеров производят сразу после затвердевания цемента, но не позже чем через двое суток после цементажа скважины.

80. При определении температуры пород измерения проводятся после того, как скважина находилась в покое не менее 10 суток.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ НА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Общие положения

1. Геофизические исследования в скважинах на угольных месторождениях проводятся с целью: литологического расчленения разрезов скважин и выделения пластов угля; определения глубины залегания, строения, мощности и синонимики пластов; определения диаметра и искривления скважин, температурного режима глубоких горизонтов, а также мест притока и поглощения воды в скважинах.

Для решения этих задач в скважинах, при разведках угольных месторождений, применяются:

а) электрический каротаж методами: кажущихся сопротивлений (КС), естественных потенциалов (ПС и градиента ПС), вызванных потенциалов (ВП), токового каротажа (ТК), скользящих контактов (МСК), микрокаротажа;

б) радиоактивный каротаж методами: гамма-каротажа (ГК), гамма-гамма-каротажа (ГГК);

в) измерение диаметра скважин;

г) измерение искривления скважин;

д) измерение термометром;

е) измерение резистивиметром.

2. Для уточнения результатов интерпретации каротажных диаграмм и изучения качества углей производится отбор образцов боковым стреляющим грунтоносом.

3. Комплекс методов геофизических исследований, типы и размеры зондов, масштабы записи и другие условия измерений устанавливаются для каждого месторождения (участка) проектом каротажных работ, в зависимости от стоящих перед разведкой задач, на основании предшествующих или специальных опытных исследований и уточняется в процессе работ.

4. Масштаб записи измеряемых величин для каждого района (месторождения) устанавливается одинаковым и выбирается так, чтобы обеспечивалась необходимая дифференциация кривых на всех участках разреза и кривые располагались в пределах дорожки записи каротажной ленты. При необходимости до-

пускаются два масштаба записи измеряемой величины: один — основной для выделения угольных пластов, другой — для литологического расчленения разреза.

На участках, где регистрируемая кривая в основном масштабе выходит за пределы дорожки записи каротажной ленты, необходимо повторять запись в дополнительном масштабе. Повторная запись должна перекрывать предыдущую на 5 *м* по глубине в обе стороны от точек, где она выходит за пределы дорожки записи, и должна быть привязана к глубинам.

5. Регистрация каротажных диаграмм производится в масштабе глубин 1:200.

При высокой угленасыщенности разреза (с коэффициентом угленасыщенности более 50%) при частом чередовании пачек угля, подлежащих детальному каротажу, а также при небольшой глубине скважин на участке разведки (менее 50 *м*) регистрация каротажных диаграмм по всей скважине проводится в масштабе глубин 1:50.

6. В угольных пластах мощностью от 0,4 (в Донецком бассейне от 0,3 *м*) до 2,0 *м*, а также в пластах сложного строения большой мощности проводится детальный каротаж в масштабе глубин 1:50.

7. Масштаб записи измеряемых величин при детальном каротаже должен обеспечивать точное определение границ угольных пластов и отдельных его пачек.

8. Кривые детального каротажа должны быть записаны не менее чем на 1 *м* в обе стороны от границ пласта и привязаны по глубине и меткам кабеля.

9. Если результаты определения мощности тонких (0,3—0,4 *м*) пластов по диаграммам различных методов отличаются между собой более чем на 5 *см*, то кривые детального каротажа измеряют снова. Так же поступают, если оказывается различным строение пласта, установленное по диаграммам различных методов.

10. Скорость перемещения кабеля при регистрации кривых устанавливается с учетом особенностей геологического разреза, параметров регистрирующей аппаратуры и масштаба глубин.

Допускается скорость, при которой регистрируемые величины на участках кривой с резкими изменениями отличаются от соответствующих им значений при регистрации на малых скоростях не более чем на 10%.

11. Отсчет глубин производится от уровня пола буровой или стола ротора. Глубины определяются по меткам на кабеле и привязываются к системе вертикальных отметок, принятых в геологоразведочной партии.

Положение меток на ленте регистратора при полуавтоматической регистрации отмечается при остановке метки против точки отметки глубин, отрезком линии длиной не менее 2 *см*, считая от нулевой линии.

Метки на кабеле устанавливаются с помощью стальной ленты через 10 или 20 *м* с точностью ±1 *см*, при подъеме кабеля из скважины.

Положение меток на кабеле проверяется не реже одного раза в месяц, а также после прихвата кабеля и его ремонта.

12. Расстояние между соседними метками на подлинной диаграмме не должно отличаться от действительного больше, чем на 0,1 *м* на каждые 10 *м*.

Невязка в расстоянии между метками при вычерчивании кривых должна равномерно распределяться по всему интервалу.

Смещение кривых по глубине друг относительно друга не должно превышать 1 *мм*.

13. Погрешность в определении глубин при каротажных исследованиях не должна превышать:

для скважин	глубиной до 500 *м*	— 0,3 *м*
„ „	500 — 1000 *м*	— 0,5 *м*
„ „	1000 — 1500 *м*	— 1,0 *м*

14. Если в интервал детального каротажа не попадает ни одна из основных меток, на кабеле устанавливается временная метка, положение которой отмечается на всех кривых детального каротажа с ее привязкой к основным меткам.

15. При автоматической регистрации на каротажной ленте должны быть марки времени для контроля скорости перемещения кабеля, а также отметки нулевой линии в начале записи, в конце записи и не менее одной отметки на каждые 50 *см* длины каротажной ленты.

Допускается смещение пишущего устройства от его начального нулевого положения на 1 *мм* на 25 *см* длины каротажной ленты.

16. При автоматической регистрации для контроля за качеством измерений на каждой скважине производятся повторные измерения в интервале не менее 10—25 *м*. При полуавтоматической регистрации контроль осуществляется повторными замерами другими операторами не менее, чем в 3% прокаротированных скважин.

17. При повторном каротаже скважины по мере ее углубления запись всех кривых перекрывается до ближайшей метки, но не менее чем на 10 *м* ранее прокаротированного интервала.

18. Сопротивление изоляции каждой жилы кабеля при всех видах геофизических измерений в угольных скважинах не должно быть меньше 2 *Мом*.

19. Подлинники каротажных диаграмм оформляются стандартными заголовками согласно прилагаемым формам (см. приложение 15).

20. Все кривые и надписи на подлинниках, а также метки, записанные карандашом, обводятся тушью.

21. Кривые на подлинниках не должны иметь подчисток; исправления должны быть оговорены. Подлинники диаграмм подписываются оператором и начальником партии (отряда).

22. Забракованные подлинники диаграмм должны содержать пометку о браке с соответствующим пояснением и подпись ответственного лица.

23. На каротажную диаграмму наносятся: масштаб записи измеряемых величин с указанием их значений через каждые 2 *см* и значения глубин на диаграммах в масштабе 1:200 через 10 *м* и в масштабе 1:50 через 1 *м*.

24. Предварительные данные каротажа по угольным пластам (глубина залегания, мощность и строение угольных пластов) сообщаются геологу на скважине по окончанию каротажа.

25. Окончательные результаты каротажа представляются геологической службе в виде сводной каротажной диаграммы, на которой наносятся: границы и мощности угольных пластов, геологический разрез по данным бурения с указанием углов падения, наименования пластов угля, маркирующих горизонтов и глубин отбора проб грунтоносами.

Примечание. Сопоставление геологических и геофизических разрезов производится совместно с геологом. На сводной каротажной диаграмме приводится таблица сопоставления данных бурения и каротажа по угольным пластам.

26. Геофизические данные по гидрогеологическим исследованиям в скважинах передаются геологической службе в виде заключения и сводной диаграммы, на которую наносятся полученные кривые и результаты их интерпретации.

27. При вычерчивании сводной каротажной диаграммы кривая КС копируется черной тушью, остальные кривые — цветной тушью.

28. Подлинники каротажных диаграмм хранятся в геофизической (каротажной) экспедиции или в каротажной партии, или отряде. При ликвидации геофизической организации подлинники каротажных диаграмм передаются в Геологическое управление (трест) для хранения наравне с другими видами первичной геологической документации.

Электрические методы каротажа

Общие положения

29. Запись кривых электрического каротажа производится при подъеме кабеля из скважины. Скорость подъема *(м/час)* при регистрации диаграмм не должна превышать значений, указанных в табл. 1.

При токовом каротаже, МСК и микрокаротаже предельные значения скорости перемещения кабеля должны быть снижены

Таблица 1

	Полуавтоматическая регистрация	Автоматическая регистрация
Непродуктивная часть разреза, масштаб глубины 1 : 200	600	1600
Угленосные отложения, масштаб глубины 1 : 200	400	1100
Угленосные отложения, масштаб глубины 1 : 50 (1 : 20)	70	200

на 30%, при записи КС и ПС в непродуктивной части разреза, при небольшом изменении измеряемых величин, предельное значение скорости может быть увеличено на 50%.

Предельные значения скорости уточняются для данных конкретных условий согласно пункту 10 настоящих технических условий.

30. При автоматической регистрации на диаграммах КС, ВП, микрокаротаже указывают величину силы тока, а на диаграммах ПС и ВП проверочные записи масштаба измеряемых величин в начале и в конце замера.

31. При электрическом каротаже должно определяться удельное сопротивление бурового раствора, при измерении удельного сопротивления бурового раствора определяется его температура.

Метод кажущихся сопротивлений

32. В случаях, когда наблюдается влияние ПС на КС, регистрация кривой КС производится при обязательной одновременной компенсации ПС.

При влиянии блуждающих токов кривая КС записывается по схеме однополюсного зонда.

33. Расхождения в значениях кривых при повторных замерах и перекрытиях не должны превышать 10% от амплитуды отклонения КС.

34. Погрешность, вызванная индуктивными помехами и другими причинами, должна укладываться в величину погрешности по предыдущему пункту.

Метод ПС

35. На участках, где в скважинах наблюдаются аномалии ПС более 5 *мв*, следует записывать кривую ПС.

36. Если при записи ПС наблюдаются помехи в виде переменной разности потенциалов (блуждающие токи), вносящие в амплитуду отклонения кривой ПС погрешность свыше 10%,

то кривая ПС записывается стабильным зондом или измеряется градиент ПС.

37. Кривая ПС и градиента ПС записываются таким образом, чтобы увеличению потенциала электрода *M* (электрода в скважине) соответствовало отклонение кривой ПС вправо.

38. При записи градиента ПС нижний электрод должен являться электродом *M*, верхний — электродом *N*.

39. Масштаб записи измеряемых величин ПС и градиента ПС изображается в виде отрезка длиной 2 *см*, на котором указывается полярность и число милливольт.

40. Смещение средней линии кривой ПС из-за неустойчивости поляризации электродов не должно превышать 10 *мв*, а кривой градиента ПС 5 *мв* на интервале глубин 100 *м*.

41. Если при записи кривая ПС не укладывается в ширину каротажной ленты, производится перенос ее, при этом точки разрыва кривой не должны выходить за пределы дорожки записи каротажной бумаги и должны быть четко отмечены на диаграмме.

42. Резкие, незакономерные для данных условий изменения кривых ПС и градиента ПС на отдельных участках (переходы или скачки) могут быть отнесены к действительным изменениям только при подтверждении их повторными измерениями.

43. Расхождения в записи кривой ПС между основными и повторными замерами, проведенными при одинаковых условиях, не должны превышать 10% от средней амплитуды отклонения кривой ПС.

44. Погрешности от намагниченности лебедки, гальванокоррозии и других причин должны укладываться в допустимую величину погрешности, указанную в пункте 43.

Метод вызванных потенциалов

45. Основная запись кривой вызванных потенциалов производится при подключении к электроду, находящемуся в скважине, положительного полюса источника тока.

46. Постоянная по напряжению измерительного канала, которым записывается разность потенциалов ВП (чувствительность потенциометра для записи ВП), должна превышать постоянную по напряжению канала для записи ПС (чувствительность потенциометра ЭП-1 для записи ПС) не менее чем в 2 раза.

47. Сила тока возбуждения при ВП и постоянная по напряжению измерительного канала ВП должны быть такими, чтобы амплитуда отклонения кривой ВП против угольных пластов была порядка 4—8 *см*.

48. Масштаб измеряемой величины ВП изображается отрезком длиной в 2 *см*, на котором указывается полярность и число милливольт.

49. При длине кабеля на лебедке свыше 400 *м*, а также при наличии помех от переменных разностей потенциалов (блуждающих токов), вносящих искажение в амплитуду отклонений кривой ВП свыше 10%, запись кривой потенциалов ВП следует производить с трехэлектродной установкой с *AM* 0,05—0,1 *м* и *MN* более 2 *м*.

50. Расхождения в значениях ВП между основными и повторными замерами, проведенными при одинаковых условиях, не должны превышать 10% от средней амплитуды отклонения кривой ВП.

Токовый каротаж

51. Сила тока питания и масштаб записи значений измеряемой величины выбираются такими, чтобы амплитуды отклонения кривой ТК находились в пределах 4—8 *см*.

52. Масштаб кривой *ТК* изображается отрезком длиной в 2 *см*, на котором указывается направление уменьшения сопротивления заземления и число омов на 2 *см*.

53. Расхождения между основным и повторным замерами не должны превышать 10% от амплитуды отклонения кривой ТК.

Метод скользящих контактов

54. Запись кривой МСК производится при наименьшем возможном сопротивлении цепи.

55. Напряжение источника тока и постоянная по напряжению измерительного канала должны быть такими, чтобы амплитуда изменения показаний соответствовала 4—8 *см*.

56. Масштаб кривой МСК изображается отрезком в 2 *см*, на котором указывается направление уменьшения сопротивления и число ом, соответствующее 2 *см*.

57. Расхождения между основными и повторными замерами не должны превышать 20% от амплитуды отклонения кривой МСК.

Микрокаротаж

58. Коэффициент микрозонда следует определять не реже одного раза в месяц.

59. Допустимая погрешность измерений микрозондами не должна превышать 10% от измеряемой величины.

Измерение сопротивления бурового раствора (резистивиметрия)

60. Измерение сопротивления бурового раствора скважинным резистивиметром следует производить при спуске прибора.

61. Коэффициент скважинного резистивиметра определяется не реже одного раза в 3 месяца.

62. Масштаб записи кривой при замерах резистивиметром выбирается таким, чтобы кривая располагалась на 3—5 *см* от нулевой линии и не выходила за пределы дорожки записи каротажной ленты.

63. Расхождения между основными и повторными замерами скважинным резистивиметром не должны превышать 10% от измеряемой величины.

Радиоактивные методы каротажа

Общие положения

64. Запись кривых радиоактивного каротажа производится при подъеме кабеля из скважины.

Наибольшая скорость перемещения скважинного прибора не должна превышать при ГК 150 *м/час*, при ГГК 200 *м/час* при записи в масштабе глубин 1:200. При детальном каротаже в масштабе глубин 1:50 скорость перемещения скважинного снаряда не должна превышать 50 *м/час*, а в тонких пластах и в пластах сложного строения 30 *м/час*.

Величина наибольшей допустимой скорости уточняется применительно к конкретным условиям по пункту 10.

65. Аппаратура радиоактивного каротажа эталонируется не менее одного раза в месяц, а также при расхождении проверочных показаний аппаратуры по рабочему эталону с показаниями при эталонировании более чем на 10%, и после каждого ремонта аппаратуры. Эталонирование аппаратуры ГК производится согласно «Инструкции по гамма-каротажу» МГиОН СССР, 1957 г.

66. Перед каждым измерением в скважине и после него необходимо:

а) проверить показания аппаратуры по рабочему эталону;

б) определить величину натурального фона, согласно «Инструкции по гамма-каротажу», 1957 г.

67. Перед проведением ГГК определяется фон гамма-излучения с источником гамма-квантов в скважинном приборе, при положении прибора на высоте не менее 2 *м* от поверхности земли и окружающих предметов.

68. Регистрация кривых ГК и ГГК производится при наименьшем значении постоянной времени регистрирующей аппаратуры, при которой искажение за счет флуктуаций не превышает величины, определяемой допустимой погрешностью.

Выбранная величина постоянной времени сохраняется одной и той же при каротаже данным типом аппаратуры на данном месторождении.

69. Погрешность измерений не должна превышать 10% от измеряемой величины.

Гамма-каротаж

70. Гамма-каротаж скважин на угольных месторождениях производится в соответствии с «Инструкцией по гамма-каротажу» МГиОН СССР 1957 г.

71. Результаты измерений выражаются в *мкр/час.*

72. Масштаб записи значений измеряемой величины ГК устанавливается не более 5 *мкр/час* на 1 *см.*

73. За точку записи принимается середина индикатора (середина группы счетчиков).

74. Нулевые показания ГК должны совпадать с нулевой линией на каротажной ленте. В исключительных случаях допускается смещение кривой на заданную величину с помощью градуированного компенсатора.

75. Все выявляемые аномалии интенсивностью в 100 *мкр/час* и более подлежат детализации в масштабе глубин 1:50. Детализация должна производиться с одним счетчиком в регистрирующей аппаратуре при скорости подъема ее не более 25—50 *м/час.*

Гамма-гамма-каротаж

76. Длина зонда при ГГК устанавливается постоянной для каждого месторождения на основании опытных работ.

Рекомендуется пользоваться зондом длиной 40—50 *см.* Мощность источника гамма-излучения должна обеспечивать не менее чем четырехкратное превышение измеряемого излучения над фоном естественного гамма-излучения в глинистых породах, но не должна превышать 10 *мг-экв Ra.*

При возможности на каждом месторождении следует применять источники одинаковой мощности и энергии гамма-излучения.

77. Точка записи при регистрации кривых ГГК относится к середине расстояния между источником гамма-излучения и серединой индикатора.

78. Результаты измерений выражаются в «условных единицах ГГК». За «условую единицу ГГК» принимается скорость счета прибора (с данными зондом и мощностью источника гамма-излучения), установленного по оси цилиндрического бака диаметром не менее 0,8 *м*, заполненного пресной водой. Высота бака должна быть такой, чтобы источник гамма-излучения находился над его дном на расстоянии не менее 40 *см*, а индикатор скрывался над слоем воды толщиной не менее 40 *см.* Градуировка показаний аппаратуры ГГК в условных единицах производится не менее одного раза в месяц при расхождении фона гамма-излучения аппаратуры ГГК с предшествующими его замерами более чем на 10%, после замены источника гамма-излучения, зондового устройства и ремонта аппаратуры.

79. Нулевые показания ГГК должны совпадать с началом отсчета на каротажной ленте. Допускается смещение кривой ГГК с помощью градуированного компенсатора.

80. При производстве ГГК должны соблюдаться правила безопасного ведения работ с радиоактивными источниками, согласно «Правил техники безопасности при геофизических работах, на буровых с применением радиоактивных веществ» (см. приложение 8).

Измерения диаметра скважины (кавернометрия)

81. Запись кавернограмм производится при подъеме кабеля из скважины.

Максимально допустимая скорость перемещения каверномера в скважине устанавливается для каждого района опытным путем.

82. Кавернограмма снимается в масштабе глубин 1:200 или 1:50, в зависимости от масштаба глубин регистрации кривых электрического и радиоактивного каротажа.

83. Масштаб записи кривой изменения диаметра скважины устанавливается 1:2 или 1:5 в зависимости от величины изменения диаметра скважины.

84. Перед спуском каверномера в скважину производится контрольное измерение при сжатых рычагах и при рычагах, вписанных в кольцо известного диаметра.

85. Расхождения между основными и повторными замерами диаметра скважины не должны превышать 1,5 *см*.

86. На кавернограмму наносится пунктиром прямая, соответствующая номинальному диаметру скважины.

Измерение искривлений скважин

87. Измерения инклинометром производятся при его подъеме на отдельных глубинах (точках). Расстояние между точками замера инклинометром принимается в вертикальных скважинах 20 *м*, в наклонно-направленных 5 или 10 *м*.

Первый замер производится на 2 *м* выше места остановки прибора, второй — на 1 *м* выше места первого замера и далее по установленным интервалам.

88. Не менее 10% точек повторяются контрольными замерами. Для этого после основного замера прибор опускается на 2—3 *м* ниже глубины контрольного замера и приподнимается к точке замера.

89. При поинтервальном каротаже скважины (по мере ее проходки) производится перекрытие не менее трех точек ранее замеренного интервала. Расхождения при перекрытиях не должны превышать двукратную величину погрешностей, указанных ниже (см. пункт 90).

90. Правильность работы инклинометра необходимо контролировать не менее одного раза в две недели.

Погрешность в измерении угла и азимута отклонения не должна превышать данных табл. 2.

Таблица 2

Угол отклонения	Допустимая погрешность в определении угла отклонения	Допустимая погрешность в определении азимута
Менее 2°	30′	—
2—5°	30′	10°
5—10°	30′	5°
10—50°	1°	5°
Свыше 50°	2°	5°

91. Расхождения между основными и контрольными замерами в скважине не должны превышать допустимую погрешность более, чем в два раза.

92. Результаты измерения искривлений оформляются и представляются геологической службе в виде таблицы, а при углах отклонения от вертикали более 5° дополнительно представляется проекция оси скважины на горизонтальную плоскость, с указанием величины отклонения забоя от проекции устья скважины.

Термометрические исследования

93. Термометрические измерения в скважинах проводятся:

а) для определения естественной температуры пород (геотермического градиента);

б) для определения места притока или поглощения воды в скважине.

94. Определение естественной температуры пород в скважине (геотермического градиента) производится после пребывания скважины в покое в течение времени, обеспечивающего установление в скважине температуры, отличающейся не более, чем на 1°С от естественной температуры пород на исследуемой глубине. Необходимое время пребывания скважины в покое определяется для каждого месторождения (района) опытными работами.

Для определения естественной температуры в скважине производится запись температурной кривой или точечные измерения на различных глубинах.

95. Определение места притока и поглощения воды в скважине производится резистивиметром или электротермометром, по программе, составленной для каждой скважины.

96. Регистрация температурной кривой производится при спуске термометра.

97. Перед спуском термометра в скважину производится сравнение показаний его с точным ртутным термометром.

98. Наибольшая скорость перемещения термометра при автоматической регистрации не должна превышать величин, указанных в пункте 21 § 36 настоящей инструкции.

99. Масштаб записи, при определении естественной температуры пород, принимается не более 1° С в 1 *см*, а при определении мест притока воды в скважину не более 0,5° С в 1 *см*.

100. Масштаб глубин, при определении естественной температуры пород, принимается 1:500, при определении мест притока воды в скважину — 1:200.

101. Если при регистрации температур кривая не укладывается в ширину дорожки записи каротажной ленты, необходимо произвести перенос кривой. Точки разрыва не должны выходить за рамку бумаги и должны быть четко отмечены на диаграмме.

102. На подлинниках термограмм указываются значения полной разности потенциалов в начальной и конечной точках замера и в точках переноса кривой.

103. Для получения кривой изменения температуры пород с глубиной по измерениям в отдельных точках замеры температур производятся через каждые 20 *м*; через каждые 5 точек делаются контрольные замеры на одних и тех же глубинах.

104. Погрешность в определении абсолютного значения температур (расхождение показаний электротермометра с ртутным термометром) не должны превышать 1° С.

При измерении температур по точкам расхождения между основными и контрольными замерами не должно превышать ±0,5° С.

105. Градуировка термометра должна проводиться не реже одного раза в 3 месяца.

Отбор образцов пород и угля боковыми стреляющими грунтоносами

106. Отбор образцов пород и углей грунтоносами производится для проверки и уточнения результатов каротажа, если они вызывают сомнение и для изучения качественной характеристики углей.

107. Объем и участки отбора пород грунтоносами определяются совместно с геологом, на основании сопоставления данных каротажа и бурения, с учетом требований «условий использования данных каротажа при подсчете разведанных запасов углей» (приложение 6).

108. Глубины отбора образцов контролируются по кривой токового каротажа или кривой ПС в масштабе глубин 1:50 по временным меткам на кабеле, наносимым при записи соответствующей кривой при первом спуске грунтоноса.

109. Отбор образцов в скважине следует производить снизу вверх. В сборке грунтоносов выстрелы производятся также снизу вверх.

110. Определение границ угольного пласта и мощности прослойков пород в пласте грунтоносами производятся методом «вилки», т. е. так, чтобы в смежных точках отбора образцов, расположенных на расстоянии не более 5—10 *см*, один образец был взят из угольного пласта, другой — из породы.

В крутопадающих пластах образцы, отбираемые методом «вилки», рекомендуется получать при одновременном выстреле по всему пласту по одной образующей стенки скважины.

111. Скорость подъема кабеля из скважины после выстрелов не должна превышать 1500 *м/час*.

113. Глубины отбора образцов отмечаются на каротажных диаграммах масштаба 1:200 и 1:50 стрелками с указанием глубины отбора и наименования поднятой породы.

113. Отобранные образцы документируются и передаются геологической службе.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, БУРЯЩИХСЯ НА РУДЫ И МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ

Общие положения

1. Геофизические исследования скважин производятся специализированными геофизическими организациями по заказам геологоразведочных экспедиций и партий и геологических служб горнодобывающих предприятий.

2. Геофизические организации выполняют заказы на следующие виды работ:

а) электрический каротаж — стандартный электрический каротаж, каротаж методом скользящих контактов, методом электродных и вызванных потенциалов, боковое каротажное зондирование;

б) радиоактивный каротаж, включающий гамма-каротаж, различные виды нейтронного каротажа, гамма-гамма-каротаж, измерение наведенной активности, фотонейтронный каротаж;

в) измерение диаметра скважин;

г) измерение искривления скважин;

д) измерение температуры в скважинах;

е) гидравлические исследования;

и) определение местоположения металла в скважине.

Новые виды геофизических исследований скважин включаются в число выполняемых геофизическими предприятиями операций по мере их внедрения.

3. Для каждого месторождения, района геофизическим предприятием выбирается и согласовывается с геологической службой заказчика программа геофизических исследований; зонды стандартного электрического каротажа, НГК, ГГК; стандартные масштабы записи кривых и масштаб глубин.

4. Программу геофизических исследований скважин устанавливают на основании предшествующих или специальных опытных работ и уточняют по мере накопления результатов исследований.

5. При приеме заказа на проведение геофизических исследований в скважине геофизическому предприятию представляются следующие сведения:

а) вид исследований;
б) интервал глубин, подлежащий исследованию;
в) глубина забоя;
г) глубина обсаженного интервала и диаметр обсадных труб;
д) диаметр долота (номинальный диаметр скважины);
е) удельный вес и вязкость бурового раствора;
ж) время готовности скважины к проведению измерений.

6. Результаты исследований передаются заказчику в виде каротажных диаграмм, таблиц с результатами измерений кривизны и объяснительных записок с изложением результатов проведенных работ и их интерпретации. Число экземпляров диаграмм и заключений к ним, передаваемых заказчику, обусловливается договором.

7. По законченным скважинам представляется письменное заключение и сводная каротажная диаграмма, на которой приводятся результаты сопоставления данных бурения и каротажа. Письменное заключение содержит данные о выделенных рудных горизонтах, их границы, тип руд и результаты количественной интерпретации.

8. Каротажные диаграммы должны содержать: заголовок по установленной форме, показанной в приложении 15; кривые изменения измеряемой величины с глубиной; масштаб регистрации измеряемых величин через каждые 2 *см* диаграмм; масштаб глубин через 10 *см* (при масштабе 1:200) и через 1 *м* (при масштабе 1:50).

Примечания: а) масштабы регистрации измеряемых величин должны обеспечивать возможность легкого отсчета показаний и хорошую дифференциацию кривых; б) масштаб кривых ПС, градиента ПС, МЭП и ВП, указывается в виде отрезка длиной 2 *см*, числа милливольт в отрезке и направления возрастания (+) и убывания (−) потенциалов.

9. Качество измерений определяется сопоставлением результатов с учетом условий измерений, полученных на одном и том же интервале в различное время. Если условия измерений сохраняются одинаковыми, погрешность принимается равной половине величины расхождения между первым и вторым замерами.

Допустимые погрешности измерений по отдельным видам работ указаны в соответствующих разделах настоящих технических условий.

10. Погрешность в определении глубин не должна превышать:

для скважин глубиной	до 500 *м*		— 0,3 *м*
„ „ „	от 500	до 1000 *м*	— 0,5 *м*
„ „ „	от 1000	до 1500 *м*	— 1,0 *м*

При работах с термометром, инклинометром, резистивиметром допускается удвоенное значение указанных выше погрешностей.

11. При повторных замерах необходимо перекрывать не менее 50 *м* ранее замеренного интервала. При повторных измерениях кривизны скважины перекрываются не менее 3 (в наклонно направленных 5) точек ранее замеренного интервала.

12. Каротажные кривые записываются в масштабах глубин 1:200.

При детальных исследованиях зон оруденения каротажные кривые регистрируются в масштабе глубин 1:50 или 1:20.

13. Отсчет глубин скважины на диаграмме производится от уровня пола буровой или от поверхности земли.

14. Кривые и надписи на подлинниках не должны иметь подчисток и не оговоренных исправлений и при необходимости после их приемки обводятся тушью.

15. Подлинник диаграммы подписывается начальником или оператором партии (отряда) и лицом, контролирующим диаграмму.

Забракованные (не подлежащие исправлению) подлинники диаграмм должны содержать пометку о браке с соответствующим пояснением и подпись ответственного лица.

16. Копии диаграмм подписываются начальником партии или старшим инженером по каротажу.

17. Письменные заключения и объяснительные записки подписываются начальником партии или старшим инженером по каротажу и утверждаются главным инженером или главным геологом геофизического предприятия.

Примечание. В отдельно действующих партиях (отрядах) копии диаграмм и письменные заключения могут подписываться только начальниками каротажных партий.

Электрический каротаж

18. Максимально допустимая скорость перемещения зонда в скважине при электрическом каротаже для данного типа аппаратуры устанавливается в каждом районе опытным путем. Максимально допустимой принимается такая скорость, при которой отклонения кривых отличаются от соответствующих им значений, записанных при очень малой скорости не более чем на 10% для КС, ПС и ВП и не более чем 15% для МЭП и МСК.

19. Погрешность измерений кажущегося удельного сопротивления не должна превышать 10% от измеряемой величины. При этом максимальное смещение нулевой линии кривой или ее отдельных участков не должно быть более 2 *мм*.

20. Погрешности в записи кривой ПС, в том числе искажения, вызванные намагниченностью лебедки, гальванокоррозией и блуждающими токами не должны превышать 10% от максимальной амплитуды отклонения кривой ПС.

Погрешность при измерениях скважинными резистивиметрами не должна превышать 8% от измеряемой величины, а при МСК, МЭП и ВП 15% от максимальной амплитуды отклонения кривой.

21. Иззубренность и сглаженность кривых электрического каротажа не должны превышать величин, при которых погрешность выходит за пределы, указанные в пунктах 19 и 20.

22. Диаграмма стандартного электрического каротажа состоит из кривых кажущихся сопротивлений, записанных со стандартным зондом (или двумя стандартными зондами), и ПС или градиента ПС.

23. Тип и длина стандартного зонда (или двух стандартных зондов) выбираются так, чтобы полученные с ними кривые сопротивления четко выделяли большинство пластов и чтобы кажущееся удельное сопротивление было возможно ближе к удельному сопротивлению пород.

В качестве стандартного зонда рекомендуются подошвенный градиент-зонд $A0{,}95M0{,}05N$ и потенциал-зонд с $AM=0{,}2—0{,}3$ и MN не менее 6—8 м.

Примечание. При сильных блуждающих токах величина расстояния между одноименными электродами (MN) потенциал-зонда может быть снижена до 2 *м*.

24. Масштаб сопротивления кривых КС выбирается таким, чтобы значительная часть кривой записывалась в пределах ширины каротажной ленты.

25. Если при регистрации кривая КС на некотором участке не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо повторить запись на этом участке в более мелком масштабе с перекрытием предыдущей записи на 10 *м* в обе стороны от выхода кривой за пределы дорожки регистрации.

26. Если верхняя часть скважины обсажена, то при записи кривых КС проводят измерения в колонне на интервале не менее 20 *м*.

27. В случае сильного влияния блуждающих токов на кривую ПС, а также для детального расчленения рудных горизонтов регистрируют кривую градиента ПС. При записи кривой градиента ПС нижний электрод должен являться электродом M, верхний электродом N.

28. Кривая ПС и градиента ПС записывается так, чтобы увеличению потенциала электрода M соответствовало отклонение кривой вправо.

29. При исследовании рудных скважин методом ПС необходимо пользоваться электродами, защищенными от контакта со стенками скважины, например, с помощью брезентового чехла, а также применять изолированные грузы.

30. Кривые ПС и градиента ПС записываются в стандартном для каждого района масштабе. Стандартный масштаб кривых

ПС и градиента ПС выбирается таким, чтобы амплитуды отклонения кривых равнялись 5—8 *см*.

31. Если при регистрации потенциала ПС и градиента ПС кривая не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо произвести перенос кривой; точки разрыва должны быть четко отмечены на диаграмме.

32. Если при регистрации в стандартном масштабе кривая потенциала ПС и градиента ПС получается сильно сглаженная (амплитуда отклонения меньше 2 *см*), то запись повторяют в более крупном масштабе.

33. Смещение кривой от условной нулевой линии, вызванное поляризацией электродов, не должно превышать для потенциала ПС 20 *мв*, а для градиента ПС 5 *мм* на участке, соответствующем интервалу глубин в 100 *м*.

34. Резкие изменения (свыше 2 *см*), переходы или скачки на кривых ПС, наблюдаемые на данной площади впервые могут быть отнесены к действительным изменениям только при наличии повторного замера на этом участке.

35. БКЗ скважин проводится комплектом зондов, подобранных соответствующим образом. Рекомендуется применять следующий комплект зондов: подошвенные градиент-зонды *A*0,25*M*0,1*N*; *A*0,5*M*0,1*N*; *A*1*M*0,1*N*; *A*2*M*0,5*N* и *A*4*M*0,5*N* и кровельный градиент-зонд *N*0,1*M*1*A*.

Кроме измерений кривых КС с помощью комплекта зондов БКЗ при БКЗ измеряют ПС в масштабе глубин БКЗ и кривую изменения удельного сопротивления бурового раствора по скважине.

Примечание. Если известна температура в скважине, то можно определять удельное сопротивление бурового раствора по замерам на поверхности и при обработке данных БКЗ использовать полученную величину, предварительно вводя поправку за температуру для соответствующих глубин.

36. Измерения МСК, МЭП и ВП проводятся в масштабах, обеспечивающих детальное расчленение разреза, в том числе зон оруденения.

37. Измерения ВП в рудных скважинах проводятся с учетом изменения удельного электрического сопротивления пород (регистрация относительного значения вызванных потенциалов) со стандартным для данного района зондом КС.

38. Смещение между отдельными кривыми электрического каротажа по глубине не должно превышать 1 *мм*.

39. При проведении электрического каротажа измеряют удельное сопротивление бурового раствора. Полученные значения с указанием температуры, при которой проведено измерение, приводятся на диаграммах электрического каротажа.

Радиоактивный каротаж

Общие положения

40. Аппаратура РК систематически эталонируется, не реже одного раза в месяц.

41. Погрешность измерений не должна превышать 5% от максимальной амплитуды отклонения кривой.

42. Постоянная времени и скорость перемещения скважинного прибора выбираются так, чтобы среднеквадратичная погрешность измерений из-за сглаживания кривой и из-за флуктуаций не превышала для НГК, НК-Н, НК-Т и ГГК 3% и для ГК 5%. Выбранные значения постоянной времени и скорости перемещения скважинного прибора для каждого района при работе с данным типом аппаратуры должны оставаться постоянными.

43. Для контроля качества измерений необходимо дублировать запись на интервале не менее 20—50 *м*, предпочтительно в рудных зонах.

44. Перед каждым замером производится контроль аппаратуры РК.

45. Кривые РК записываются в стандартных для каждого района масштабах. Стандартные масштабы кривых РК выбираются такими, чтобы наиболее часто встречаемые в данном районе амплитуды отклонения кривых были равны 5—8 *см*.

46. Если при регистрации кривая РК не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо произвести измерения в этом участке разреза в более мелком масштабе.

Гамма-каротаж

47. Показания гамма-каротажа выражают в микрорентгенах в час.

48. Точкой записи в ГК принимается середина индикатора.

49. Все аномалии ГК, превышающие после введения поправок на конечные размеры индикатора, постоянную времени интегрирующей ячейки и поглощение гамма-излучения в буровом растворе 100 *мкр/час*, подлежат детализации в масштабе глубин 1:50 и в этом масштабе регистрируются дважды.

Нейтронный каротаж

50. Показания нейтронного каротажа выражаются в условных единицах (за условную единицу принимаются показания прибора в пресной воде за вычетом естественного фона) или в импульсах в минуту.

51. Точкой записи является середина расстояний между источником и серединой индикатора.

52. Стандартный зонд НК устанавливают для каждого района (месторождения) на основании опытных работ.

53. Для выявления пластов, содержащих сильно поглощающие элементы (бор, редкие земли и др.) измерения проводят двумя зондами — коротким длиной 10—15 *см* и длинным — 30—40 *см*.

54. Для интерпретации данных НК необходимо знать величину диаметра скважины, поэтому замеры НК должны дублироваться замером диаметра скважины.

Измерение наведенной активности

55. Требования к этому виду работ устанавливают в каждом конкретном случае в зависимости от вида ископаемого и характера месторождения.

Гамма-гамма-каротаж

56. Показание гамма-гамма-каротажа выражается в условных единицах (показание в воде за вычетом фона) или в импульсах в минуту.

57. За точку записи принимают середину зонда расстояния между источником и серединой индикатора.

58. При измерениях ГГК обязательно проводят измерения диаметра скважины.

59. Селективный ГГК проводят с скважинными приборами, имеющими дюралевый или пластмассовый корпус.

60. Стандартный зонд ГГК устанавливают для каждого района (месторождения) опытным путем.

Фотонейтронный каротаж

61. На месторождениях бериллия проводится фотонейтронный каротаж приборами с индикаторами тепловых нейтронов и сурьмяными гамма-источниками.

62. Скорость записи при ГНК не должна превышать 50—60 *м/час*, а при детальных исследованиях 25—30 *м/час*.

Измерение диаметра скважины

63. Диаметр скважины обычно регистрируют в масштабах 1 : 2 и при наличии больших каверн 1 : 5.

64. Кавернограммы снимаются в том же масштабе глубин, в котором зарегистрированы другие каротажные кривые.

65. Погрешность измерений при определении диаметра скважины не должна превышать 1 *см*.

66. Максимально допустимая скорость перемещения кавернномера в скважине устанавливается для каждого района опытным путем. Максимально допустимой для данного типа кавер-

номера принимается скорость, при которой максимальные значения диаметра скважины отличаются от соответствующих им значений, при записи на очень малой скорости, не более чем на 0,5 *см*.

67. На кавернограмму наносится пунктиром прямая, соответствующая номинальному диаметру скважины.

Термометрические методы исследования скважин

68. При термометрических исследованиях регистрируются кривые изменения температуры скважины с глубиной и температура скважины на заданной глубине.

69. Регистрация температурной кривой производится при спуске.

70. Если при регистрации температурная кривая не укладывается в ширину дорожки для записи, необходимо произвести перенос кривой. Точки разрыва должны быть четко отмечены на диаграмме.

71. На подлинниках диаграмм указываются значения полной разности потенциалов в начальной и конечной точках замера и в точках переноса кривой и соответствующие температуры.

72. Допустимая погрешность в определении абсолютного значения температур 0,5° С.

73. Скорость перемещения термометра в скважине при измерениях температур должна соответствовать величинам, указанным в пункте 21 § 36.

74. Стандартным масштабом при определении температур в скважине является 0,25 и 0,5° С на 1 *см*.

75. При одновременном проведении в скважине различных геофизических исследований вначале проводятся температурные измерения.

76. Определение естественной температуры пород (геотермического градиента) производится после того, как в скважине установится температура отличающаяся не более чем на 1°С от естественной температуры пород на исследуемой глубине. Необходимое время пребывания скважины в покое определяется для каждого района опытными работами.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1. Геохимические исследования скважин служат для решения следующих задач:

а) выделения в геологическом разрезе скважины пластов с повышенной газонасыщенностью и нефтенасыщенностью;

б) оценки их возможной перспективности.

2. Геохимический (газовый) каротаж проводится по разовому или типовому проекту, составляемому геофизическим предприятием и утверждаемому представителем геологической службы.

В проекте указывается комплекс исследования, основные условия их проведения и форма представления результатов.

3. Основными условиями проведения газового каротажа являются:

а) удельный вес бурового раствора не более 1,4 *г/см*^{3}, вязкость не более 60 *сек*;

б) отсутствие добавок нефти в буровой раствор;

в) периодический промер длины бурового инструмента.

Добавки воды в желоб перед дегазатором не допускается.

При окончании долбления скважина должна промываться до выхода бурового раствора с забоя на поверхность.

Примечание. При добавках нефти в буровой раствор возможен эпизодический (поточечный) газовый каротаж по метану, проводимый при помощи хроматермографа.

4. При проведении газового каротажа рекомендуется следующий комплекс исследований:

а) непрерывная регистрация газосодержания бурового раствора, выходящего из скважины (непрерывный газовый каротаж);

б) покомпонентный анализ проб газовоздушной смеси, получаемой при дегазации бурового раствора;

в) определение содержания углеводородных газов и состава их в отдельных пробах бурового раствора;

г) люминесцентный анализ образцов бурового раствора, шлама и керна;

д) определение свойств бурового раствора;

е) изучение коллекторских свойств кернов.

5. При непрерывном газовом каротаже определяется содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси, получаемой при дегазации бурового раствора.

Газопоказания записываются регистрирующим прибором в функции времени (глубин); при применении полуавтоматической газокаротажной станции газопоказания отсчитываются через определенные интервалы:

скорость проходки, *м/час*	до 30	30—60	свыше 60
интервал, *м*	0,25—0,5	0,5—1	1—2

Определяется общее содержание всех углеводородных газов в смеси и, кроме того, содержание только тяжелых углеводородов.

Примечание. При проведении покомпонетного анализа хроматермографом допускается фиксация (запись) голько общего содержания углеводородных газов в газовоздушной смеси.

6. При покомпонентном анализе проб газовоздушной смеси хроматермографом пробы отбираются:

а) в зонах повышенных газопоказаний, превышающих фоновые значения в 2 раза; частота отбора через 1 *м* проходки при скорости бурения до 30 *м/час*, при бо́льших скоростях бурения — через 2—3 *м* проходки;

б) против заведомо перспективных горизонтов через 0,5—1 *м*.

7. Определение полного содержания углеводородных газов в пробах бурового раствора производится для подсчета остаточной газонасыщенности пласта. Пробы бурового раствора отбираются в зонах повышенных газопоказаний, превышающих фоновые более чем в 2 раза; пробы отбираются при скорости проходки до 15; 15—30; 30—60, более 60 *м/час,* соответственно через каждые 1, 2, 3, 3—5 *м*.

8. Пробы шлама для определения содержания в них углеводородных газов и покомпонентного состава этих газов отбираются через 5 *м*. Образцы керна берутся по одному на каждый метр отобранных неглинистых пород.

Керн отбирается сразу же после подъема его из скважины и помещается в герметичный сосуд или покрывается составом, исключающим возможность потери газа.

9. Люминесцентному анализу подвергаются пробы бурового раствора, отобранные при повышенных газопоказаниях и при проходке возможно продуктивных участков разреза.

10. При газовом каротаже необходимо не менее чем через 10 *м* проходки определять удельный вес, вязкость и фильтрацию бурового раствора.

Примечание. Допускается пользоваться результатами определений свойств бурового раствора, проводимых буровой организацией.

11. Рекомендуется для кернов (в том числе и отобранных боковым грунтоносом, если размеры и состояние их допускает это), взятых из наиболее перспективных в отношении нефтегазоносности горизонтов, непосредственно на месте проводить определения пористости и проницаемости.

12. По результатам записей глубин скважины и времени определяют скорость проходки и строят кривые изменения этих величин с глубиной (кривые механического каротажа).

Значения скорости проходки определяются через каждые 0,5—1 *м*.

13. Газовый и хроматермографический анализы проводят калиброванными приборами.

14. Результаты анализа термохимическими газоанализаторами газовоздушной смеси, подаваемой дегазатором, даются в процентах содержания углеводородных газов (или только тяжелых) от объема смеси.

Результаты анализа проб бурового раствора, проб шлама и кернов выражаются в процентах объема извлеченного углеводородного газа (приведенного к атмосферному давлению) от объема пробы.

15. Газопоказания должны фиксироваться с погрешностью не более 10% от измеряемой величины.

16. При газопоказаниях, превышающих допустимые на 4% по CH_4, производится разбавление газовоздушной смеси.

17. Должно быть исключено влияние неуглеводородных газов (водорода, углекислого газа, сероводорода) на результаты определения термохимическим газоанализатором содержания углеводородных газов в газовоздушной смеси.

18. Результаты хроматермографического анализа выражаются в процентах отдельных фракций от общего содержания углеводородных газов.

19. Не менее 10% проб должны подвергаться анализу на хроматермографе дважды.

Расхождение между хроматермограммами одной и той же газовоздушной смеси по времени выхода каждого компонента и максимальным значениям (*мка*) не должно быть более 10%.

20. Срок хранения проб, отобранных для покомпонентного анализа, не должен превышать 24 часов.

21. Наряду с люминесцентным анализом проб бурового раствора, выходящего из скважины, для контроля проводится анализ проб раствора, закачиваемого в скважину. Число этих проб должно быть не менее 5% от числа проб выходящего бурового раствора.

22. Запись газокаротажной кривой (фиксация газопоказаний) и отбор проб бурового раствора и шлама проводится после

начала бурения по истечении времени отставания. До этого момента делаются контрольные замеры с целью установления последействия пластов.

23. По окончании каждого долбления, циркуляция должна продолжаться в течение времени, равного отставанию, до выхода бурового раствора от забоя к устью скважины.

24. Глубины забоя определяются по контрольным замерам длины бурового инструмента, а в интервалах между ними — по показаниям счетчика глубин.

В случае расхождения глубины забоя, определенного по счетчику глубин, с данными буровой бригады более чем на 5 *м* производится контрольный замер бурового инструмента.

Контрольный замер длины бурового инструмента должен производиться:

а) перед началом работ;

б) не менее одного раза на 500 *м* проходки.

25. Привязка газопоказаний и результатов анализа проб бурового раствора производится с учетом отставания.

Величина отставания определяется не реже чем через 200 *м* проходки при помощи индикаторов.

26. Допускается проводить привязку результатов анализа проб шлама к глубине также, как и при анализе проб бурового раствора (газопоказаний).

Глубина отбора керна определяется по данным буровой бригады.

27. При проведении газового каротажа отмечаются следующие дополнительные данные:

а) вид бурения, тип и размеры долота;

б) удельный вес, вязкость и фильтрация глинистого раствора;

в) отставание, *мин/имп*;

г) расход глинистого раствора, *л/сек*;

д) время перерывов в бурении и циркуляции;

е) добавки в буровой раствор воды, химических реагентов, нефти, поглощение, газирование, переливы, нефтепроявления.

В приложении 16 дана форма журнала для записи результатов газового каротажа при работе с полуавтоматической газокаротажной станцией.

28. В результате газового каротажа составляются сводная диаграмма и объяснительная записка, которые представляются в интерпретационное бюро.

При построении сводной диаграммы рекомендуется пользоваться следующими масштабами:

а) масштаб глубин 1:500;

б) для кривой непрерывного газового каротажа — 0,5% на 1 см; при газопоказаниях свыше 4% строится дополнительная кривая в масштабе 2,5% на 1 *см* и 12,5% на 1 *см*;

в) для кривой скорости проходки — 5 *м/час* на 1 *см;* при скоростях проходки более 25 *м/час* строится дополнительная кривая в масштабе 25 *м/час* на 1 *см.*

29. При отсчете времени при полуавтоматическом газовом каротаже и по лентам автоматической записи для целей механического каротажа допустимая погрешность в отсчете составляет 1 *мин.*

30. Интерпретация газокаротажных материалов производится с учетом результатов геофизических исследований в данной скважине.

УСЛОВИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА ПРИ ПОДСЧЕТЕ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕЙ

Общие положения

1. Настоящие условия разработаны с целью установления единого порядка использования результатов каротажа при подсчете разведанных запасов углей.

2. Каротажные исследования разреза скважин на угольных месторождениях, включая результаты опробования образцов, отобранных боковым стреляющим грунтоносом (ГБС), позволяют, в определенных условиях с необходимой для подсчета запасов точностью, выявлять угольные пласты, определять их мощность, строение и глубину залегания, а также получать данные для характеристики качества углей.

3. Степень использования данных каротажных исследований при подсчете запасов углей определяется особенностями геологического строения месторождения, физических свойств углей и вмещающих их горных пород, устойчивостью показателей, характеризующих мощность, строение угольного пласта и качество угля, а также сравнительной достоверностью результатов каротажа и бурения для данного района.

4. Основными материалами для определения сравнительной степени достоверности результатов бурения и каротажа является сопоставление данных первичной геологической документации скважин и тем и другим методами между собой и с данными горных работ, повторных перебурок и т. д. Это сопоставление, анализ причин полученных расхождений в результатах и обоснование выводов о большей степени точности тех или других данных, как правило, должны производиться совместно геологами и геофизиками, проводившими работы на месторождении.

5. Для районов и месторождений, где доказана равная или более высокая точность определений методами каротажа тех или других количественных и качественных показателей по сравнению с данными бурения, каротаж может быть использован для определения этих показателей как основной метод.

Для остальных районов и месторождений основным методом получения данных, необходимых для подсчета запасов, остается

изучение керна. Результаты каротажа могут использоваться как дополнительный материал для получения более объективных данных.

6. Во всех случаях необходимо добиваться максимального выхода керна по угольным пластам и вмещающим их породам, что необходимо как для облегчения интерпретации результатов каротажа, так и для более полной характеристики особенностей геологического строения месторождения, горнотехнических условий и качества углей.

Обязательные условия для определения мощности пластов, их строения и глубины залегания по каротажу

7. Угольные пласты выделяются определенными характерными признаками на кривых, регистрируемых при каротаже скважин. Такими характерными признаками могут быть повышенные или резко пониженные, а также другие особые значения регистрируемой кривой. В числе кривых, используемых для определения мощности и строения пласта угля, по крайней мере одна должна быть свободной от искажений за счет влияния других пластов в разрезе скважины.

8. Мощность и строение угольных пластов тонких (до 1,3 *м*) и средней мощности (до 3,5 *м*) должны быть определены по кривым, зарегистрированным в масштабе 1:50. Для пластов более мощных эти определения могут быть сделаны по кривым, зарегистрированным в масштабе 1:200.

9. Данные каротажа о мощности, строении и глубине залегания угольных пластов при соблюдении требований пунктов 7 и 8 могут быть приняты без подтверждения отбором образцов ГБС при совместном соблюдении следующих условий:

а) качество углей по разведываемым пластам не выходит за пределы кондиций;

б) мощность и строение угольных пластов четко и однозначно устанавливаются не менее чем по двум регистрируемым кривым;

в) в разрезе скважины, как правило, отсутствуют разности пород (в том числе угольные прослои с зольностью, превышающей кондиционную), выделяющиеся на основных регистрируемых кривых признаками, характерными для угольных пластов. При наличии таких разностей должно быть доказано их отсутствие в составе выделяемого угольного пласта или непосредственно в его подошве и кровле, а местоположение пласта в разрезе должно хорошо увязываться при корреляции смежных скважин;

г) наличие выделенного каротажем угольного пласта подтверждено полученным при бурении угольным керном. В случаях, когда по данным бурения эти интервалы представлены другими разностями пород, имеющиеся несоответствия

объясняются только ошибочными определениями глубин при бурении.

В случаях полного отсутствия угольного керна в интервале, где каротажем отмечен пропуск пласта при бурении, местоположение пласта и полученные для него данные о мощности и строении должны хорошо согласовываться с разрезами смежных близко расположенных скважин, где наличие угля подтверждено керном или образцами ГБС.

10. Данные каротажа о глубине залегания, мощности и строении угольных пластов должны быть подтверждены отбором образцов ГБС в следующих случаях:

а) при полном отсутствии керна в интервале, выделенном каротажем как угольный пласт, и отсутствии угольного керна или угля в образцах, отобранных ГБС, по этому пласту в смежных близко расположенных скважинах;

б) при наличии в интервале, выделенном каротажем как угольный пласт керна иной породы и отсутствии убедительного доказательства указанного несоответствия ошибкой в определении глубин при бурении;

в) при наличии в разрезе скважины других разностей пород с признаками, характерными на каротажных диаграммах для углей, и при сомнении в правильности параллелизации угольных пластов по смежным скважинам;

г) при недостаточно четком определении мощности и строении угольного пласта или расхождении данных, полученных по двум зарегистрированным кривым, которые используются как основные для определения мощности и строения пласта.

11. Для устойчивых и относительно устойчивых пластов в случаях, предусмотренных пунктом 10 (а, б, в), количество отобранных образцов ГБС должно быть не менее 1—2 для пластов простого строения и 1 образца из каждой угольной пачки мощностью свыше 0,2 *м* для пластов сложного строения.

Для неустойчивых пластов в этих случаях обязателен отбор образцов ГБС по всей их мощности. При этом интервалы между точками отбора образцов для тонких пластов (до 1,8 *м*) не должны превышать 10 *см*, а для более мощных пластов 20—40 *см*.

12. При наличии в составе угольного пласта или непосредственно в его кровле или подошве пород (включая и угольные прослои, зольность которых превышает кондиции), выделяющихся на регистрируемых кривых такими же признаками, как и угольные пласты, отбор образцов ГБС по всей мощности пласта обязателен.

Положение кровли и подошвы пласта или угольных пачек пластов сложного строения должно быть подтверждено способом «вилки» — контакт угля с породами должен располагаться между двумя точками отбора образцов угля и породы, удаленными не более чем на 10 *см*.

Отбор образцов из кровли и подошвы угольного пласта методом «вилки» производят также в случаях, предусмотренных пунктом 10, г.

13. При мощности угольного пласта, близкой к пределу рабочей (с повышением предела кондиций не более чем на 10 *см*), рабочая мощность пласта должна быть подтверждена отбором образцов боковым стреляющим грунтоносом.

14. При наличии в кровле или подошве угольного пласта пород высокой крепости отбирать образцы породы не обязательно, в таких случаях достаточно извлечение разбитого или деформированного бойка.

Обязательные условия для принятия качественной характеристики углей по данным анализа проб, отобранных ГБС

15. При доказанной выдержанности строения пласта и показателей качества угля отбор проб ГБС может производиться в 1—2 точках из каждой угольной пачки, выделяемой каротажем. При невыдержанности строения и качества углей отбор проб ГБС производится равномерно по всей мощности пласта через 0,1—0,2 *м*.

16. Масса отобранной пробы должна удовлетворять требованиям для производства анализа по определению необходимых показателей качества угля.

ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ НА БУРОВОЙ

Для обеспечения безопасного и безаварийного проведения геофизических работ необходимо соблюдать: «Единые правила безопасности при геологоразведочных работах», согласованные с Президиумом ЦК Профсоюза рабочих геологоразведочных работ 16 апреля 1958 г. и утвержденные Комитетом Госгортехнадзора СССР 16 апреля 1958 г.

При работе на скважинах, бурящихся на нефть и газ, «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», согласованные с ВЦСПС 28 января 1960 г., с Госпланом РСФСР 21 ноября 1959 г. и утвержденные Госгортехнадзором РСФСР 5 февраля 1960 г.

Геофизические работы с нейтронными источниками и источниками гамма-излучения, а также с радиоактивными изотопами должны проводиться с соблюдением «Правил техники безопасности при геофизических работах на буровых с применением радиоактивных веществ» (приложение 8).

Общие положения

1. К работе допускаются рабочие только после предварительного инструктажа по технике безопасности применительно к профилю их работы в течение не менее 10 *час.*

2. Каждый вновь поступивший рабочий после предварительного инструктажа допускается к работе совместно с опытными рабочими на срок, предусмотренный учебными программами (не менее двух недель). За это время он должен пройти производственное обучение и сдать экзамен по своей специальности (профессии), после чего может быть допущен к самостоятельной работе. Экзаменационная комиссия назначается главным инженером предприятия.

3. Один раз в полугодие со всеми рабочими должен проводиться повторный инструктаж по технике безопасности.

4. У всех рабочих не реже одного раза в год комиссиями проверяются знания по технике безопасности, предусмотренные настоящими правилами.

5. Каждый рабочий должен выполнять работу, на которую он принят и по которой прошел инструктаж. Выполнение других работ без разрешения администрации и соответствующего инструктажа по технике безопасности запрещается.

6. Должно быть обеспечено соблюдение следующих общих мер предупреждения несчастных случаев:

а) правильная организация работ;

б) ознакомление работающих с правилами безопасного ведения работ и строгое наблюдение за их выполнением;

в) ограждение движущихся частей механизмов;

г) содержание оборудования, механизмов и инструмента в исправном состоянии;

д) содержание в порядке помещений и рабочего места;

е) снабжение работников спецодеждой и защитными средствами.

7. Каждый исполнитель до начала работы обязан проверить состояние своего рабочего места, а также исправность предназначенных для предстоящей работы оборудования, инструмента и приспособлений по технике безопасности. В случае обнаружения неисправностей принять меры к их устранению.

Запрещается производство работ с неисправным оборудованием, механизмами и инструментом, а также пользование неисправными средствами индивидуальной защиты.

8. При осмотре и текущем ремонте механизмов их приводы должны быть выключены и исключена возможность неожиданного включения двигателя.

9. Запрещается находиться на месте работы посторонним лицам. Посторонние лица могут допускаться к месту работы только по разрешению администрации.

10. К управлению автомобилем и подъемником с механическим или электрическим приводом могут допускаться только лица, имеющие на это право.

11. В каротажной станции должна быть аптечка с набором медикаментов и перевязочным материалом.

12. Ответственность за организацию инструктажа, проверку знаний и соблюдение правил техники безопасности в целом по предприятию, выполняющему геофизические работы, возлагается на главного (старшего) инженера предприятия.

13. Ответственность за соблюдение правил техники безопасности и охраны труда при переездах, а также при производстве работ на скважине возлагается на начальника партии (отряда) или на официально заменяющее его лицо.

14. Несчастные случаи должны расследоваться и учитываться в соответствии с «Инструкцией о порядке извещения, расследования, регистрации и учета аварий и несчастных случаев, связанных с производством на предприятиях, контроль за которыми осуществляется Госгортехнадзором СССР».

15. При работе на буровой необходимо:

а) установить каротажную станцию так, чтобы была обеспечена хорошая видимость и сигнализация между подъемником, лабораторией и устьем скважины;

б) установить подъемник так, чтобы ось барабана лебедки была горизонтальна и перпендикулярна устью скважины;

в) надежно закрепить подъемник; для этого необходимо подложить под колесо автомобиля брусья или специальные упоры;

г) надежно укрепить блок-баланс над устьем скважины; при этом средняя плоскость ролика блок-баланса должна проходить через середину барабана лебедки и быть перпендикулярной к его оси, а кабель должен спускаться в устье скважины по ее оси;

д) перед спуском прибора в скважину начальник партии должен проверить, что ПИР отключен, стол ротора застопорен и блок-баланс надежно закреплен.

16. Между каротажной станцией (подъемником) и устьем скважины не должно находиться никаких предметов, препятствующих движению кабеля.

17. Перед началом работ необходимо проверить исправность тормозных механизмов лебедки.

18. На все время спуско-подъемных операций на посту управления лебедкой должен находиться машинист (лебедчик).

19. Перед включением лебедки лебедчик обязан установленным сигналом предупредить окружающих о начале подъема или спуске кабеля.

20. Во время работы подъемника запрещается:

а) ремонтировать подъемник, закреплять какие-либо части, чистить, смазывать движущиеся части вручную или при помощи не предназначенных для этого приспособлений, а также снимать ограждения;

б) надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные и цепные передачи;

в) тормозить движущие части механизмов при помощи труб, досок, а также непосредственно руками и ногами;

г) производить заправку двигателя.

21. Воспрещается пользоваться лебедкой с неисправными:

а) тормозной системой;

б) муфтами включения;

в) защитными ограждениями.

22. Запрещается, при проведении измерений в скважине:

а) укладывать кабель руками;

б) укладывать при глубинах спуска более 2000 *м* кабель крючком;

в) наклоняться над движущимся кабелем и переходить через него и под ним;

г) браться за движущийся кабель руками, касаться его и поправлять на нем метки.

Для укладки кабеля следует пользоваться водильником (кабелеукладчиком).

При укладке кабеля крючком скорость его перемещения не должна превышать 4000 *м/час*; при этом лебедчик должен быть на расстоянии не менее 2 *м* от водильника.

23. Спуск кабеля в скважину с ручной лебедки допускается только при снятых ручках.

24. При спуске кабеля нельзя допускать слишком больших скоростей спуска; в колонне наибольшая допустимая скорость спуска в нормальных условиях 10 000 *м/час*. Нельзя резко тормозить лебедку, особенно при быстром спуске.

25. При длительных остановках рекомендуется пользоваться храповиком. Собачку храповика можно опускать только при заторможенном барабане лебедки.

Изменение положения кулачковой муфты или подвижной каретки двухскоростного редуктора можно производить лишь при снятой нагрузке и при остановке барабана и карданного вала, идущего от коробки отбора мощности к редуктору (барабан заторможен, передача от двигателя автомобиля к раздаточной коробке выключена). Для облегчения сцепления кулачковой муфты допускается небольшой поворот входного вала редуктора путем включения какой-либо передачи в коробке, изменения передач и плавного нажатия на педаль управления муфтой сцепления.

26. При спуске кабеля в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины ряда витков кабеля.

27. Подъем последних метров кабеля производится с пониженной скоростью во избежание затаскивания скважинного прибора на ролик блок-баланса.

28. Выхлопные газы двигателя внутреннего сгорания не должны проникать в кабину водителя, лебедчика или лаборатории каротажной станции (подъемника).

29. Измерения в работающих фонтанно-компрессорных скважинах, при наличии на устье давления, должны производиться через специальный сальник лубрикатора и с подвижной обоймой на шарикоподшипниках. Ролик должен крепиться на откидном кронштейне.

Спуск прибора в работающую скважину разрешается только после проверки герметичности сальника.

30. В процессе соединения и разъединения, а также разрядки лубрикатора скважинный прибор должен быть установлен на полностью закрытую буферную задвижку.

Разрядка лубрикатора от давления должна производиться через отвод, оборудованный манометром с трехходовым краном.

31. При высоких дебитах и давлении газа, создающих вибрацию арматуры, лубрикатор должен крепиться специальными оттяжками.

32. При освобождении при помощи лебедки или бурового станка, прихваченного в скважине прибора или груза, все рабочие, кроме непосредственно занятых в этой работе, должны быть удалены в безопасное место.

При сильном натяжении кабеля и при ликвидации прихватов в скважине людям запрещается находиться между лебедкой и устьем скважины.

Электрооборудование

33. При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением в силовой сети свыше 380 *в*.

34. Корпуса всех агрегатов (лебедки, автомобили, измерительные стенды и др.) должны быть надежно заземлены.

Заземлением может служить металлический стержень, введенный во влажный грунт на глубину не менее 0,5 *м* или помещенный в неизолированную от земли емкость с буровым раствором.

Рекомендуется использовать в качестве заземления контур заземления скважины (на базе соответствующий контур заземления).

35. Кабель, соединяющий электрооборудование с электросетью, необходимо располагать в безопасных местах, где он не может быть нарушен и где нет проходов.

Работники партии и буровой бригады должны быть предупреждены о недопустимости наступать на кабель, класть на него какие-либо предметы и дотрагиваться до него, когда он находится под напряжением.

36. Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки схемы электрооборудования станции (аппаратуры).

37. Подключение лаборатории или подъемника (аппаратуры) к питающей сети можно производить только при заземленном корпусе автомобиля (аппаратуры).

Перед подключением необходимо включить на силовом трансформаторе требуемое в соответствии с номинальным напряжением питающей сети число витков первичной обмотки и выключить силовую сеть.

38. Подключение к промышленной сети и сети буровой должно производиться электромонтером, обслуживающим буровую, под наблюдением начальника или инженера партии.

Примечание. В случае отсутствия электромонтера подключение может произвести специально инструктированный

инженерно-технический работник партии в присутствии начальника партии.

39. Собирать и разбирать схемы и производить ремонтные работы на станции разрешается только при выключенном источнике напряжения.

40. При включении и выключении разъемных соединений следует браться за вилку, а не за провод.

41. Запрещается применять соединительные провода с неисправной изоляцией и оплеткой (опрессовкой).

42. Лебедчик, работающий на лебедке с электромотором, в сырую погоду должен быть в резиновых сапогах и перчатках.

43. Включать напряжение в токовую цепь измерительной схемы можно только после спуска скважинного прибора и зонда в устье скважины.

44. При необходимости включения тока в схему, когда прибор находится на поверхности (проверка прибора, его градуировка и т. п.), персонал партии предупреждается об этом.

45. Зарядка и ремонт аккумуляторов должны выполняться работниками, специально обученными способам безопасного ведения этих работ.

Переноска тяжестей

46. При переноске тяжестей предельная норма (при ровной поверхности, по которой производится их перемещение) на каждого отдельного рабочего не должна превышать:

а) для мужчин 50 *кг*, переноска таких грузов разрешается на расстоянии не более 50 *м*;

б) для женщин — 20 *кг*;

в) для подростков мужского пола (от 16 до 18 лет) — 16 *кг*.

47. Скважинные приборы (аппаратура) весом более 50 *кг* переносятся при помощи специальных клещей не менее чем двумя рабочими.

48. Перемещение скважинных приборов (аппаратов, грузов) весом более 100 *кг* производится путем их затаскивания буровой или каротажной лебедкой или же на тележке.

49. Спуск в скважину скважинных приборов (грузов, аппаратов) и подъем из устья в случае, если вес их превышает 50 *кг*, должен производится при помощи спуско-подъемного оборудования буровой (якоря).

Транспорт

50. При использовании автомобильного транспорта надлежит руководствоваться действующими правилами безопасности для этого вида транспорта.

51. Персонал партии при переезде размещается в кабинах водителей автомобиля, а также в кабине управления подъем-

ника и в лаборатории, при условии оборудования их специальными сиденьями.

Перевозка людей в лебедочном отделении самоходных станций или в кузове подъемника вместе с лебедкой и скважинными приборами запрещается.

Запрещается перевозка людей на грузовых автомашинах и других средствах передвижения, не оборудованных для этой цели.

52. Запрещается перевозка на автомашинах незакрепленных грузов.

53. Все транспортные средства, предназначенные для перевозки грузов с обязательным сопровождением рабочих, должны иметь для этих рабочих специально огражденное место, обеспечивающее их безопасность.

54. Партиями, работающими с применением плавучих средств, должны соблюдаться меры предосторожности, предусмотренные при работе на этих средствах.

Противопожарные мероприятия

55. Производственные помещения и автомашины каротажных партий должны быть оборудованы противопожарным инвентарем.

На автомашине каротажной станции должны быть: огнетушитель, топор, лопата, ведро, кошма.

56. Запрещается использование открытого огня на территории буровой (на расстоянии до 15 *м*) и вблизи каротажной станции (до 10 *м* от нее).

57. В местах возможного образования газоопасной среды курение и разведение открытого огня запрещается.

ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТАХ НА БУРОВЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАДИОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Настоящие правила разработаны применительно к геофизическим работам на скважинах на основе «Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений», утвержденных Председателем Государственного Комитета при Совете Министров СССР по использованию атомной энергии В. Емельяновым 21 июля 1960 г. и Главным Государственным санитарным инспектором СССР М. Никигиным 25 июня 1960 г. и «Правил перевозки радиоактивных веществ», утвержденных Главным государственным инспектором СССР М. Никитиным 24 декабря 1960 г. и Зам. председателя Государственного Комитета Совета Министров СССР по использованию атомной энергии В. Левша от 27 декабря 1960 г.

Общие положения

1. При радиоактивном каротаже и некоторых исследованиях скважин применяются радиоактивные вещества — закрытые источники нейтронов и гамма-излучения, а также открытые радиоактивные изотопы. Излучение радиоактивных веществ может оказывать вредное воздействие на организм работающих с ним лиц. Необходимо так организовать работу, чтобы действие излучения было сведено к минимуму и не превышало допустимого уровня облучения.

2. Все лица, поступающие на работу, связанную с применением радиоактивных веществ и источников ионизирующих излучений для исследования скважин, или переводимые на эту работу, должны проходить предварительный медицинский осмотр. К работе допускаются лица, не имеющие медицинских противопоказаний.

3. Все работающие в геофизических предприятиях и учреждениях с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений должны подвергаться периодическому медицинскому осмотру не менее одного раза в год. В случае выявления отклонений от нормального состояния здоровья, связанных

с радиационным воздействием, необходим временный перевод на другую работу или полное запрещение работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Все работающие с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений должны быть обучены безопасным методам работы, знать правила пользования санитарно-техническими устройствами, защитными приспособлениями и правилами личной гигиены и сдать администрации соответствующий техминимум.

Каждые 6 месяцев должна проводиться повторная проверка знаний.

Лица, привлекаемые к работе с радиоактивными веществами, в том числе к погрузкам, перевозкам и хранению упаковок с радиоактивными веществами, должны быть проинструктированы перед началом работы.

4. Ответственность за хранение, учет, проведение работ с радиоактивными веществами и захоронение радиоактивных отходов возлагается на главных инженеров предприятий (учреждений), ведущих геофизические работы.

Предельно допустимые уровни ионизирующих измерений

5. Мерой гамма-излучения или рентгеновского излучения, основанной на его ионизирующей способности, является доза.

Под поглощенной дозой излучения понимается энергия ионизирующего излучения, поглощенная в единице массы облучаемого вещества. Единица поглощенной дозы — рад равна 100 *эрг* на 1 *г* облученного вещества.

Для рентгеновского и гамма-излучения за единицу дозы в воздухе принят рентген *(р)*.

Доза за единицу времени называется мощностью дозы; единицей мощности дозы является рентген в час (*р/час*), микрорентген в секунду (*мкр/сек*).

6. Доза любого ионизирующего излучения (бета, гамма, и нейтронного) характеризуется физическим эквивалентом рентгена (*фэр*). Физический эквивалент рентгена — это доза любого ионизирующего излучения, при которой энергия, поглощенная 1 *г* вещества, равна потере энергии на ионизацию, создаваемую в 1 *г* воздуха дозой в 1 *р* рентгеновских или гамма-лучей.

Физический эквивалент рентгена рентгеновских и гамма-лучей равен 1 *р*.

При облучении биологической ткани физической дозой гамма-лучей в 1 *р* в каждом грамме ткани поглощается около 93 *эрг* энергии излучения (0,93 *рад*).

7. Одинаковой ионизации от различных излучений, т. е. одинаковым значениям физического эквивалента рентгена, соответствует различное биологическое действие, в том числе на организм человека. Поэтому при оценке вредного действия радиоак-

тивного излучения следует пользоваться биологическим эквивалентом рентгена (*бэр*), представляющим количество энергии любого вида излучения, которое, будучи поглощено тканью, по своему биологическому действию эквивалентно действию 1 *р* гамма-лучей.

8. Предельно допустимой дозой облучения (ПДД) для лиц, работающих непосредственно с источниками ионизирующих излучений, является 100 *мбэр* в неделю, 5 *бэр* в год.

Предельно допустимой дозе 100 *мбэр* в неделю, в зависимости от относительной биологической эффективности, соответствуют мощности доз в *мрад* в неделю указанные в табл. 1.

Таблица 1

Вид излучения	Относительная биологическая эффективность	Мощность дозы, *мрад* в неделю
β-частицы, рентгеновские и гамма-лучи	1	100
α-частицы и протоны	10	10
Тепловые нейтроны	3	33
Быстрые нейтроны	10	10

Предельно допустимые уровни (ПДУ) непрерывно действующей внешней ионизирующей радиации, соответствующей дозе 100 *мбэр* в неделю (или 5 *бэр* в год), указаны в табл. 2.

Допускается однократная доза внешнего облучения 3 *бэр* в любые 13 последовательных недель (квартал) при условии, что годовая доза не будет превышать 5 *бэр*.

Для кистей рук ПДУ устанавливается в 5 раз больше по сравнению с приведенными в табл. 2 при условии, что все тело получает не больше одной предельно допустимой дозы (100 *мбэр* в неделю).

Предельно допустимая доза внешнего облучения работающих в смежных помещениях и находящихся в пределах санитарно-защитной зоны не должна превышать 10 *мбэр* в неделю, 0,5 *бэр* в год.

Примечание. Предельно допустимые дозы внешнего облучения не включают в себя естественный фон.

9. Во избежание превышения предельно допустимой дозы облучения при работе с радиоактивными веществами необходимо:

а) максимально удалять источники излучения от работающего и применять различного типа защитные приспособления;

б) снижать, насколько это возможно, время общего и местного облучения работающего;

Таблица 2

Предельно допустимые мощности дозы или интенсивности излучения и относительное биологическое действие ОБЭ (число биологических эквивалентов рентгена — бэр, соответствующих физическому эквиваленту рентгена) различных видов излучений

Вид излучения	ОБЭ	Энергия излучения	Доза или количество излучения за одну неделю[1]	Предельно допустимая мощность дозы или интенсивности непрерывного излучения		
				единица измерения	при работе 36 часов в неделю	при работе t часов в неделю
Гамма-лучи и рентгеновые лучи	1	До 3 *Мэв* $3 \cdot 10^4$ *Мэв*	100 *мр* $250 \cdot 10^6$ *Мэв/см²*	*мр/час* *Мэв/см²·сек*	2,8 2000	$100/t$ $70000/t$
Бета-лучи и электроны	1	До 10 *Мэв*	$2{,}5 \cdot 10^6$ β-частиц/*см²*	β-частиц*см²·сек*	20	$700/t$
Тепловые нейтроны	3	0,025 *эв*	10^8 *нейтр/см²*	*нейтр/см²·сек*	750	$27000/t$
Медленные нейтроны	3	0,1 *эв*	$72 \cdot 10^6$ „	То же	550	$20000/t$
Промежуточные нейтроны		5 *кэв*	$82 \cdot 10^6$ „	„ „	640	$23000/t$
		20 „	$40 \cdot 10^6$ „	„ „	310	$11000/t$
		0,1 *Мэв*	$11 \cdot 10^6$ „	„ „	90	$3200/t$
		0,5 „	$4{,}3 \cdot 10^6$ „	„ „	33	$1200/t$
Быстрые нейтроны	10	0,5—10 *Мэв*	$2{,}6 \cdot 10^6$ „	„ „	20	$720/t$

[1] Приведенные в таблице величины предельно допустимых доз не включают в себя естественного фона.

в) применять контейнеры, экраны и различные защитные приспособления.

10. Величина доз облучения, получаемых персоналом во время работы с радиоактивными веществами, определяется дозиметрическими измерениями и расчетом.

11. При работе с полониево-бериллиевыми источниками нейтронов учитывается лишь доза облучения, создаваемая потоком нейтронов на 1 *см²* поверхности тела (доза облучения за счет гамма-квантов, образующихся в результате взаимодействия нейтронов с ядрами среды, во много раз меньше).

При отсутствии защиты плотность нейтронов рассчитывается по формуле:

$$i = \frac{I_0}{4\pi R^2} \text{ нейтр/см}^2 \cdot \text{сек},$$

где R — расстояние до источника нейтронов, *см*;
I_0 — выход нейтронов из источника в 1 *сек* (мощность источника).

Для нейтронов полониево-бериллиевых источников средняя энергия может быть принята равной 5 *Мэв*, доза облучения

$$D = 5{,}2 \cdot 10^{-9} \frac{I_0 t}{R^2} \text{ бэр},$$

где t — время облучения, *сек*.

Для точечного источника гамма-излучения мощность дозы P связана с гамма-активностью m, выраженной в миллиграмм-эквивалентах радия (*мг-экв* Ra), и активностью Q источника в милликюри следующим образом:

$$P = \frac{8{,}4\, m}{R^2} \text{ р/час} = 2300 \frac{m}{R^2} \text{ мкр/сек};$$

$$P = \frac{Q \cdot K\gamma}{R^2} \text{ р/час} = 280 \frac{QK\gamma}{R^2} \text{ мкр/сек},$$

где R — расстояние от источника, *см*;
$K\gamma$ — гамма-постоянная (ионизационная константа), $\frac{р \cdot см^2}{час \cdot мкюри}$.

Доза D от точечного источника гамма-излучения равна:

$$D = P \cdot t,$$

где P — мощность дозы;
t — время облучения.

Допустимая доза в неделю, в том числе при облучении в течение недели за время t, указана в табл. 2.

12. При наличии защитного устройства при расчете дозы учитывается кратность K ослабления облучения защитой. Коэффициент K кратности ослабления определяется экспериментально или подсчитывается.

Кратность ослабления гамма-излучения при применении защитных экранов из свинца указана в табл. 3.

13. Источники гамма-излучения с активностью менее 0,1 *мг-экв* Ra (эталоны) могут применяться без специальных мер защиты от внешнего облучения.

14. Контейнеры и автомобили, используемые для транспортировки радиоактивных веществ, склады, хранилища и лаборатории для работы с радиоактивными изотопами должны иметь знак радиационной опасности.

Перевозка радиоактивных веществ

15. Транспортировка любых радиоактивных веществ во всех случаях, кроме транспортировки на буровую, должна производиться только в специальных стандартных контейнерах.

Таблица 3

Толщина слоя защиты из свинца *(см)* для различных кратностей ослабления гамма-излучения (широкий пучек)

(плотность свинца принята равной 11,34 *г/см*³)

Кратность ослабления	Энергия гамма-излучения, *Мэв*												
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,25	1,5	1,75
1,5	0,05	0,1	0,15	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	0,95	1,1	1,2
2	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0	1,15	1,3	1,5	1,7	1,8
5	0,2	0,4	0,6	0,9	1,1	1,5	1,9	2,2	2,5	2,8	3,4	3,8	4,1
8	0,2	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,5	4,2	4,8	5,2
10	0,3	0,55	0,9	1,3	1,6	2,1	2,6	3,1	3,5	3,8	4,5	5,1	5,6
20	0,3	0,6	1,1	1,5	2,0	2,6	3,2	3,8	4,4	4,9	5,8	6,6	7,2
30	0,35	0,7	1,15	1,7	2,3	3,0	3,6	4,3	4,9	5,5	6,5	7,3	8,0
40	0,4	0,8	1,3	1,8	2,4	3,1	3,8	4,5	5,2	5,8	6,8	7,8	8,6
50	0,4	0,85	1,4	1,9	2,6	3,2	3,9	4,6	5,3	6,0	7,2	8,2	9,0
60	0,45	0,9	1,45	2,0	2,7	3,4	4,2	4,9	5,6	6,3	7,5	8,6	9,5
80	0,45	1,0	1,55	2,1	2,8	3,7	4,5	5,3	6,0	6,7	8,0	9,2	10,1
100	0,5	1,0	1,6	2,3	3,0	3,8	4,7	5,5	6,3	7,0	8,45	9,6	10,6
200	0,6	1,2	1,9	2,6	3,4	4,4	5,3	6,3	7,2	8,0	9,65	11,1	12,2
500	0,65	1,4	2,2	3,1	4,0	5,1	6,1	7,2	8,2	9,2	11,3	12,3	14,2
1000	0,7	1,5	2,4	3,3	4,4	5,7	6,95	8,1	9,2	10,2	12,3	14,1	15,5

Для перевозки источников гамма-излучения используются заводские свинцовые контейнеры (табл. 4), в частности для источника гамма излучения до 10 *мг-экв* Ra КП-0,01; до 100 *мг-экв* Ra КП-0,1.

16. Все пространство между ампулой или пеналом с жидким радиоактивным веществом и контейнером, во избежание попадания радиоактивных веществ на наружную поверхность контейнера, заполняется впитывающим (сорбирующим) материалом (вата, фильтровальная бумага, лигнин, силикагель и др.). Ко-

Таблица 4

Активность источника нейтронов в кюри по полонию	Марка контейнера	Вес, *кг*
10—12	КН-1 (СБ-1)	730
8—10	КН-2 (СБ-2)	700
1—5	КН-3 (СБ-II)	600
0,5—1	КН-4 (СБ-III)	250

личество сорбирующего материала должно быть таким, чтобы в случае поломки ампулы все ее содержимое поглотилось в нем.

17. Порошки и твердые радиоактивные вещества необходимо помещать в плотно закрытые емкости (стеклянные ампулы с притертой или резиновой пробкой, металлические пеналы и т. д.).

18. Запрещается перевозить упаковки с радиоактивными веществами на общественном городском транспорте (трамвай, троллейбус, автобус, метро).

19. В случае, если сотрудники, транспортирующие контейнеры с источниками радиоактивных излучателей, по какой-либо причине не могут доставить их к месту назначения, они обязаны передать их органам милиции, оформив эту передачу актом.

Получение, хранение и учет радиоактивных веществ на геофизических предприятиях

20. Прием заявок и поставка радиоактивных веществ (источников, радиоактивных изотопов) производится только при представлении санитарных паспортов лаборатории (предприятия) и согласования заявок с органами санитарного надзора.

Приобретение эталонных и контрольных источников для градуирования и проверки исправности дозиметрической и радиометрической аппаратуры производится без специальных разрешений.

21. Радиоактивные вещества доставляются поставщиком непосредственно геофизическим трестам, конторам и экспедициям. Приемка производится специально назначенным приказом по предприятию (учреждению) ответственным лицом, хорошо знакомым с физико-химическими и токсическими свойствами веществ, а также «Санитарными правилами» и соответствующими инструктивными материалами.

Поставщику сообщаются фамилия, имя, отчество, занимаемая должность и служебный телефон выделенного ответственного лица, а также представляется образец печати предприятия.

В отдельных случаях поставщик может выдавать изотопы сотрудникам предприятия по доверенности.

22. Во время транспортировки и хранения упаковок с радиоактивными веществами должна быть обеспечена их полная сохранность.

23. Упаковки с радиоактивными веществами выдаются получателю с пломбой отправителя, без проверки их содержимого и веса. Получатель имеет право произвести контрольную проверку радиоактивной загрязненности внешних поверхностей упаковок и соответствие их транспортным категориям. При выявлении несоответствий получатель ставит в известность о случившемся местные органы санитарного надзора и милицию для расследования в установленном порядке.

24. При нарушении целости наружной упаковки или (и) отсутствии на ней пломбы оформляется акт в установленном порядке, без вскрытия контейнера.

Если одновременно выявится повреждение или отсутствие пломбы на контейнере, то акт составляется также без вскрытия контейнера и проверки его содержимого, однако о случившемся немедленно извещаются отправитель и местные органы санитарного надзора.

Проверка содержимого контейнера производится только при наличии условий безопасности (у получателя). Результаты проверки оформляются актом с участием местных органов санитарного надзора и милиции. Если при проверке обнаружится частичное или полное отсутствие радиоактивного вещества, то должны быть приняты меры по выявлению причин этого и возможных радиоактивных загрязнений.

25. При постоянных перевозках упаковок с радиоактивными веществами на специально приспособленных автомобилях грузоотправитель обязан произвести погрузку упаковок так, чтобы мощности доз ионизирующих излучений в любых точках на наружных поверхностях кузова автомобиля, прицепа и полуприцепа не превышали 200 *мр/час*, а на расстоянии 3 *м* от этих поверхностей — 10 *мр/час*; в этом случае мощность дозы излучений в кабине шофера не должна превышать 2,8 *мр/час*.

26. Перед выездом на линию автомобилей, выделенных для перевозки упаковок с радиоактивными веществами, администрация автохозяйства (грузовой автостанции) должна провести подробный инструктаж шоферов автомобилей о мерах безопасности. Во время инструктажа каждому шоферу должен быть указан точный маршрут движения автомобиля.

27. Запрещается перевозка в кузове автомобиля, на который погружены упаковки с радиоактивными веществами, людей, в том числе и сопровождающего персонала. При необходимости в сопровождающем он должен ехать в кабине шофера.

28. Во время движения автомобиля, загруженного упаковками с радиоактивными веществами, шофер или сопровождающее лицо обязаны периодически наблюдать за правильным размещением грузов в кузове и при смещении или ослаблении крепления немедленно принять соответствующие меры.

29. При возвращении автомобиля в автохозяйство до установки его на место стоянки должна быть произведена проверка его на радиоактивную загрязненность. При обнаружении радиоактивных загрязнений, превышающих предельно допустимые, специально обученными лицами должна быть произведена очистка (дезактивация) автомобиля до величин, не превышающих предельно допустимых. Дезактивация должна производиться на местах, предназначенных для мойки автомобилей.

30. Радиоактивные вещества (радиоактивные изотопы, источники нейтронов и гамма-излучений) должны храниться в специально отведенных для этой цели и оборудованных хранилищах.

Хранилища, как правило, должны размещаться на уровнях нижних отметок зданий и обеспечивать соответствующую защиту от излучения работающих в смежных помещениях.

31. Изотопы и источники гамма-излучения могут быть помещены в стандартные свинцовые контейнеры (типа КП) и защитные сейфы типа СЗ; нейтронные источники — в стандартные контейнеры типа КН. Количество радиоактивного вещества, помещенное в контейнер, не должно превышать допустимой для данного контейнера величины.

32. Двери помещений хранилища должны быть оборудованы замком, вставленным так, чтобы двери запирались ключом снаружи и открывались изнутри без ключа.

33. Хранилища для открытых радиоактивных изотопов, кроме указанных выше, должно удовлетворять следующим условиям:

а) отделка и оборудование хранилищ отвечать требованиям, предъявляемым к работам II класса;

б) для хранения радиоактивных веществ предусмотрены устройства или оборудование, ослабляющее излучения до предельно допустимых величин, например колодцы, ниши, сейфы и т. п.

34. Гамма-активные вещества в количествах свыше 0,2 *г-экв* Ra следует хранить в контейнерах, помещаемых в колодцы или ниши. Извлечение препаратов в этом случае должно быть механизировано.

35. Отдельные контейнеры с радиоактивными веществами так же, как и дверцы соответствующих секций сейфов, должны иметь отчетливую маркировку с указанием вида вещества и его активности.

36. Стеклянные емкости, содержащие радиоактивные жидкости, особенно высокой концентрации, должны быть помещены в металлические или пластмассовые сосуды на случай, если целостность стекла нарушится от механического воздействия, излучения или других причин.

37. Сейфы, контейнеры и стеклянные емкости должны легко открываться и закрываться.

38. Перемещение радиоактивных изотопов с мощностью более 30 *мг-экв* Ra и источников из транспортных контейнеров в хранилище и из хранилища в контейнеры для транспортировки к месту работы производят с помощью ручных захватов с длиной ручек не менее 50 *см*.

39. Слабые источники гамма-излучений, общей активностью до 1 *мг-экв* Ra, а также источники альфа- и бета-излучений

допускается хранить в рабочем помещении в специальных сейфах, при условии обеспечения их сохранности. При этом гамма-источники должны находиться в контейнерах, обеспечивающих необходимое поглощение излучений.

Для эталонов гамма-излучения № 2, № 6 и № 10 толщина стенок свинцового контейнера должна быть: 0,5, 2 и 2 *см* (соответственно).

Эталоны № 1 и № 5 могут храниться без контейнера.

40. Ответственный за хранение радиоактивных веществ должен:

а) держать у себя ключ от склада или хранилища;

б) закрывать и опечатывать дверь в склад или хранилище после приема или отпуска радиоактивных препаратов. Вход в склад или хранилище разрешается только в присутствии ответственного за хранение лица.

41. Категорически запрещается:

а) находиться без надобности в помещениях, в которых хранятся радиоактивные вещества;

б) хранить радиоактивные изотопы в общих складских помещениях.

42. Предприятия должны организовать строгий учет поступления и расходования радиоактивных веществ. Учет ведется по приходо-расходному журналу (форма 1). Радиоактивные вещества учитываются по активностям, указанным в сопроводительных документах.

43. Выдача радиоактивных препаратов лаборатории или каротажной партии для работ на буровой производится только по требованию (форма 2) с разрешения руководителя предприятия.

Сотрудник, получивший для работы радиоактивный препарат, не имеет права передавать его другим лицам. Препарат, не использованный по назначению, возвращается на склад или в хранилище.

44. Необходимые для работы на буровой радиоактивные источники и эталоны выдаются начальникам каротажных партий или заменяющим их лицам по требованию установленного образца (форма 2).

45. Расход источников радиоактивных изотопов, а также возврат последних в хранилище оформляется актами (форма 3), утвержденными руководителем предприятия (учреждения); один экземпляр акта передается в бухгалтерию для списания израсходованных веществ, другой остается у ответственного лица.

46. Два раза в год комиссия, назначаемая руководителем лаборатории, учреждения, предприятия, проверяет наличие радиоактивных веществ по активности. Проверка оформляется актом, составляемым в двух экземплярах, один экземпляр передается в бухгалтерию, а другой остается у ответственного за хранение лица.

В случае установления потерь или расхода радиоактивных веществ для целей, не связанных с работой, виновные в этом лица привлекаются к ответственности.

Правила работы с закрытыми источниками ионизирующих излучений

47. Радиоактивный каротаж (нейтронный; гамма-гамма; фотонейтронный) и работы методом наведенной активности проводятся с источниками излучения закрытого типа, в которых радиоактивное вещество заключено в оболочку, исключающую возможность распространения радиоактивного вещества в окружающую среду при обычных условиях его использования.

48. Предприятие, ведущее радиоактивный каротаж, должно иметь хранилище для источника (см. требования, указанные выше) и помещение для зарядки источников скважинных приборов.

Помещение для зарядки скважинных приборов источником должно иметь приспособления и устройства для защиты от радиоактивного излучения работающих в нем и в смежном помещении. Уровни облучения должны быть минимальными, во всяком случае не выше допустимых. В остальном помещение для зарядки приборов источниками должно удовлетворять общим требованиям к промышленным помещениям.

49. Помещение для заправки источников в скважине, приборы и хранилище источников должны быть приняты комиссией, включающей представителей санитарного надзора, органов милиции и пожарной охраны. Комиссия устанавливает наличие условий радиационной безопасности для работающих и населения в соответствии с «Санитарными правилами» и проектом, а также обеспечение условий сохранности радиоактивных веществ.

Приемка оформляется актом на право использования помещений для геофизических работ с закрытыми источниками.

50. Производство аппаратуры для радиоактивного каротажа различных видов, в которых используются нейтронные источники и источники гамма-излучения, разрешается только после согласования с Государственной санитарной инспекцией СССР и Государственным Комитетом Совета Министров СССР по использованию атомной энергии технических условий и инструкций по их эксплуатации. Приобретение указанной аппаратуры не требует предварительного согласования с местными органами санитарного надзора.

51. При эксплуатации приборов радиоактивного каротажа с источниками излучений необходимо строго соблюдать инструкции по их эксплуатации.

52. Испытания опытных образцов приборов или аппаратов разрешается производить по согласованию с местными органами санитарного надзора.

53. Запрещается изготавливать нейтронные источники и проводить их расфасовку силами геофизического предприятия. Работы должны проводиться с нейтронными источниками только промышленной расфасовки.

54. Категорически запрещается вскрывать ампулы с источниками нейтронов.

55. Если обнаружена поврежденная ампула с нейтронным источником, то она должна быть уложена в герметический сосуд и в контейнере отправлена в могильник.

56. Приготовление источников гамма-излучения и их расфасовка может производиться только в лабораториях, специально оборудованных для работы с открытыми радиоактивными веществами.

57. Не рекомендуется без особой необходимости извлекать ампулу из хвостовика и менять ее. Нейтронный источник следует держать в хвостовике, пока он не станет непригодным для работы в результате распада полония.

58. Закладку источника в хвостовик прибора выполняют с помощью ручных захватов (манипуляторов, клещей, пинцетов), конструкция и длина которых определяется устройством держателя источника и хвостовика.

59. Источники излучения и хвостовики приборов со вставленными в них источниками должны храниться в специально отведенных для этих целей и соответствующим образом оборудованных хранилищах (см. выше). Должно быть предусмотрено ослабление излучения до предельно допустимых величин.

Рекомендуется размещать хвостовики с источниками в скважинах и колодцах, углубленных в пол хранилища.

Допускается хранение источников в контейнерах, в которых производится их транспортировка.

Хвостовики с нейтронными источниками могут храниться в емкости, заполненной водой или парафином, со слоем не менее чем в специальных контейнерах.

60. Перевозка источников (в хвостовике или без него) с базы к месту работ на буровую производится в стандартных контейнерах (типа КН и СБ) или в специальном транспортном контейнере, который должен быть допущен для применения органами санитарной инспекции на местах.

Перевозка может производиться:

а) на прицепе или на отдельной автомашине;

б) в лаборатории или подъемнике, оборудованном под перевозку источников по проекту, согласованному с органами санитарной инспекции.

Гамма-источники слабой активности (до 1 *мг-экв* Ra) разрешается доставлять из хранилища к месту работы и обратно в переносных контейнерах.

61. На скважину доставляются только необходимые для проведения работ источники.

62. Хвостовик с источником переносят к скважинному прибору в переносном контейнере.

Присоединение хвостовика с источником к скважинному прибору производят непосредственно перед спуском прибора в скважину; сразу же после подъема прибора на поверхность отделяют хвостовик от прибора. Присоединение хвостовика к прибору и отделение его от прибора производят в соответствии с инструкцией по пользованию прибором. При этом необходимо применять предназначенные для этого приспособления и соблюдать необходимые меры по технике безопасности.

63. Хвостовики с источниками после работы с ними на буровой возвращаются в хранилище.

В тех случаях, когда по условиям работы источник не может быть доставлен в хранилище, он может находиться некоторое время в транспортном контейнере, установленном вне жилого помещения, в эталонировочной емкости, скважине или спецмашине. При этом должна быть обеспечена охрана источника и приняты меры, исключающие возможность случайного или умышленного доступа к источнику лиц, не связанных с выполнением работ.

64. Рекомендуется установку источников в хвостовик, подключение хвостовика к прибору и отделение его от прибора производить разным лицам так, чтобы каждый сотрудник, работающий с источниками получал дозу, не превышающую допустимую.

65. В случае оставления скважинного прибора радиоактивного каротажа с источником в скважине и невозможности извлечь его на поверхность составляется акт с участием представителей местных органов санитарного надзора и милиции, в котором устанавливается способ ликвидации аварии. При этом рекомендуется провести ловильные работы; столкнуть прибор на забой и залить цементом.

При ликвидации аварии возможно разрушение источника и загрязнение им бурового раствора. Поэтому необходимо все время контролировать раствор, выходящий из скважины.

При разрушении полониево-бериллиевого источника нейтронов необходимо контролировать раствор по альфа-излучению (радиометром ТИСС).

При обнаружении радиоактивного вещества в растворе принимаются меры, исключающие возможность радиоактивного загрязнения оборудования, сооружений, территории буровой и прилегающей местности. Для этого глинистый раствор должен быть отведен в специальный котлован, вырытый в глинистом грунте. Одновременно необходимо принять меры по защите персонала от загрязнения буровым раствором.

66. Опробование и эталонирование аппаратуры радиоактивного каротажа с присоединенным к скважинному прибору источником допускается лишь в том случае, если имеется защита

от облучения источником (прибор помещен в бак с водой на значительном расстоянии от поверхности воды, в специально вырытый колодец и др.).

Присоединение источника к скважинному прибору и отделение его от прибора в этом случае производится в таком же порядке, как и при спуске прибора в скважину.

67. При использовании для эталонировки и проверки аппаратуры эталонов № 1, № 5 и № 2 не требуется особых мер предосторожности.

При использовании для тех же целей эталонов № 6 и № 10 необходимо для их установки пользоваться щипцами с удлиненными рукоятками и по возможности удалять эталоны от работающих.

68. Для контроля уровня облучения при работе с закрытыми источниками организуется дозиметрическая служба, периодически, не реже одного раза в квартал, контролирующая уровень облучения в хранилище и на буровой.

Работающие с источниками гамма-излучения снабжаются индивидуальными дозиметрами.

Правила работы с радиоактивными изотопами

Требования, предъявляемые к помещению для работы с радиоактивными изотопами

69. Работы с радиоактивными веществами (приготовление источников гамма-излучения, расфасовку изотопов, приготовление радиоактивных взвесей, песка и т. д.) можно производить лишь в специальном помещении, удовлетворяющем требованиям II класса «Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений».

70. Помещение для работы с радиоактивными изотопами должно размещаться в отдельном отсеке или крыле здания. В помещении должны иметься душевая или санпропускник и пункт дозиметрического контроля при выходе, отдельные рабочие места или помещения для измерения препаратов, расфасовки радиоактивных веществ и других видов работ и хранилище.

Управление системами отопления, газоснабжения, сжатого воздуха, водопровода и групповые электрощитки должны быть вынесены из рабочих помещений.

71. В помещении для работ с радиоактивными изотопами полы должны иметь малосорбирующие покрытия, например, пластикат специальных рецептур (типа 57-40), щели прошпаклеваны и закрашены, углы между стенами и полом закруглены, стены и полотна дверей должны быть гладкими; стены до потолка окрашены светлой масляной краской.

Помещение должно иметь минимальное количество оборудования и обстановки. Мебель должна быть удобна для очистки и окрашена масляной краской в светлые тона, а рабочая поверхность столов и вытяжных шкафов покрыта пластикатом или стеклом.

72. В лаборатории необходимо иметь вытяжной шкаф, двухсекционную защитную камеру типа 2КЗ для работы с большим количеством изотопов; приспособление для работы с изотопами (щипцы, манипуляторы и т. д.); приспособления для расфасовки жидких радиоактивных препаратов по ампулам и их запайки; шкаф для мытья посуды и инвентаря типа ШМ; шкаф для посуды типа ША; шкаф для инвентаря, служащего для уборки лаборатории (ведра, тазы, щетки, тряпки и т. п.); контейнер-сборник твердых радиоактивных отходов типа КТО-10; металлический ящик для хранения загрязненной спецодежды; контейнер-сборник жидких радиоактивных отходов типа 10КЖО; дозиметр типа РУС-4, радиометры ТИСС и РПП-1 («Рупор») и другую измерительную аппаратуру; комплект пересчетной установки типа Б-2 и два свинцовых домика для определения активности приготовленных препаратов.

73. В комнате для переодевания должны быть шкафы типа ШСО для производственной и бытовой одежды и шкаф для аппаратуры типа ША, предназначенной для дозиметрического контроля одежды, обуви и помещения.

В лаборатории и комнате для переодевания должны быть установлены умывальники с ножными педалями или локтевыми кранами по типу хирургических с подачей холодной и горячей воды.

Душевая должна быть рассчитана не менее чем на двух человек.

Должно быть выделено помещение или место для хранения средств ликвидации непредвиденных загрязнений (дезактивирующие растворы, инвентарь для уборки помещений, дополнительные средства индивидуальной защиты).

74. Помещение для работы с радиоактивными изотопами должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией с пятикратным обменом воздуха.

Вытяжная вентиляция должна осуществляться в виде местных вытяжных устройств от вытяжного шкафа, защитной камеры и т. д. Скорость движения воздуха в открытом проеме вытяжного шкафа должна быть 1,5 *м/сек.*

Выброс загрязненного воздуха должен производиться на подветренной стороне здания не менее чем в 20 *м* от места забора воздуха приточными вентиляторами; выброс должен быть расположен выше конька самого высокого из окружающих зданий на 4 *м.*

Приточная система должна быть оборудована калориферами для подогрева воздуха в зимний и переходный периоды года, в соответствии с требованиями Н-101-54.

75. Лаборатория до ввода ее в эксплуатацию должна быть принята комиссией, включающей представителей санитарного надзора, органов милиции и пожарной охраны, которая устанавливает наличие условий радиационной безопасности для работающих и населения в соответствии с «Санитарными правилами», и проектом, а также обеспечение условий сохранности радиоактивных веществ. Приемка оформляется актом на право использования помещений для работы с открытыми радиоактивными веществами.

Правила работы с радиоактивными изотопами в лаборатории

76. Работа с открытыми радиоактивными веществами (разбавление концентрированных растворов радиоактивных изотопов, их расфасовка и другие работы) при активности более 0,1 *мг-экв* Ra проводится в вытяжном шкафу или двухсекционной защитной камере типа 2КЗ.

77. Работы с радиоактивными изотопами рекомендуется проводить на противнях, изготовленных из фарфора, пластмассы, нержавеющей стали или эмалированного железа и снабженных водосливными отростками. Рекомендуется по возможности покрывать противни фильтровальной бумагой или другими поглощающими материалами разового действия.

78. Запрещается засасывать раствор радиоактивного изотопа ртом или при помощи пипетки. Для этой цели следует пользоваться соответствующими приспособлениями (резиновыми грушами, шприцами и т. д.) или специальными пипетками.

79. При всех работах должны быть предусмотрены меры по защите работающих от внешнего облучения (защитные камеры, экраны, дистанционный инструмент).

80. Число операций, при которых возможны потери радиоактивных веществ (пересыпание порошков, возгонка и т. д.), должно быть минимальным.

81. Количество радиоактивных веществ на рабочем месте должно быть минимально необходимым для работы. Рекомендуется пользоваться растворами наименьшей удельной активности.

82. По окончании работы каждый работающий должен убрать свое рабочее место и дезактивировать рабочую посуду и инструмент до предельно допустимых величин.

Противни, посуда (мензурки, воронки, пипетки и др.), перчатки и прочий инвентарь должны быть тщательно промыты теплой водой над специальными емкостями (в моечном шкафу типа ШМ).

83. Вода и жидкие отбросы, содержащие радиоактивные изотопы, должны собираться в специальные бидоны или ведра, открывающиеся при помощи ножной педали (контейнер-сборник жидких отходов 10КЖО); твердые вещества, загрязненные ра-

диоактивными изотопами, должны собираться в отдельный металлический ящик (контейнер-сборник твердых отходов КТО-10).

Концентрация радиоактивных изотопов в воздухе рабочих помещений не должна быть более $1 \cdot 10^{-11}$ *кюри/л.*

84. Помещения, в которых производятся работы с радиоактивными изотопами, необходимо ежедневно убирать влажным способом.

Не реже одного раза в месяц необходимо проводить полную уборку помещений с мытьем стен, окон, дверей. Полную уборку следует делать также в том случае, если фон от загрязнения на рабочем месте дает за рабочий день 10% от предельно допустимой дозы (т. е. более 0,0017 *р*). Сухая уборка помещений запрещается.

Для уборки помещений выделяется уборочный инвентарь, который закрепляется за помещениями для работ одного класса и хранится в специально отведенных местах (шкафах, ящиках и т. п.).

85. В случае загрязнения радиоактивными веществами помещений или их отдельных участков (полов, стен, столов) необходимо немедленно приступить к дезактивации.

Если загрязняющим является сухое вещество, то его следует собрать слегка увлажненной тряпкой, не размазывая по чистым участкам. При рассыпании радиоактивного порошка необходимо включить все вентиляционные установки, способные поднять этот порошок в воздух.

Если загрязняющим является раствор радиоактивных веществ, то его следует собрать сухими, легко впитывающими тряпками или фильтровальной бумагой, не размазывая по чистым участкам.

После того как основное количество радиоактивного вещества будет удалено, оставшееся загрязнение устраняется обработкой поверхности специальными моющими растворами (дезактивация). Дезактивацию загрязненных поверхностей производят при помощи мягких тряпок, щеток или тампонов, смоченных моющими растворами, смыванием сверху вниз и от более чистых участков к более грязным.

Если загрязненная поверхность представляет собой сплошное покрытие без швов и стыков (пластикат, линолеум и т. п.), то обработку можно также производить обильным смачиванием ее дезактивирующим раствором (поливанием, пульверизацией).

86. В качестве моющих растворов для дезактивации помещений могут применяться составы № 1, 2 или № 3.

Загрязненные поверхности, не поддающиеся отмывке вышеуказанными составами, подвергаются дополнительной обработке моющим составом № 4.

После дезактивации поверхности составом № 4 (в течение 10—15 мин) проводится повторная обработка составом № 2.

Стекло и фарфор следует обработать минеральными кислотами, цитратом аммония, трехзамещенным фосфорнокислым натрием, раствором хромовой кислоты или двухфтористым аммонием (вещества указаны в порядке возрастания эффективности) и затем очистить. Очистку производят, начиная с наименее загрязненных предметов, в следующем порядке:

а) помещают предмет на 1 час в раствор 3%-ной соляной кислоты и 10%-ной лимонной кислоты;

б) прополаскивают в воде;

в) погружают на 15 *мин* в раствор хромовой кислоты (насыщенный раствор двухромовокислого калия в концентрированной серной кислоте);

г) прополаскивают в воде.

Очистку металлических изделий (из нержавеющей стали) производят, начиная с наименее загрязненных, следующим образом:

а) помещают предмет в сосуд с 10%-ным раствором лимонной кислоты (или двухфтористого аммония) на 1 *час*;

б) прополаскивают водой;

в) помещают предмет в ванну с 8%-ной азотной кислотой на 2 *час*;

г) прополаскивают водой.

Пластмасса и линолеум обрабатываются цитратом аммония, разбавленными кислотами или органическими растворителями (четыреххлористым углеродом, керосином).

Окрашенные поверхности очищают четыреххлористым углеродом, 10%-ным раствором соляной кислоты, мыльным раствором трехзамещенного фосфорнокислого натрия.

Очистка пористых поверхностей (дерево, бетон и т. п.) обеспечивается многократным промыванием смесью соляной и лимонной кислот.

При дезактивации поверхностей, покрытых пористыми или легко смачиваемыми материалами (керамические плиты, цемент), не следует оставлять моющий раствор на обрабатываемой поверхности на длительное время во избежание впитывания материалом радиоактивного вещества вместе с моющим раствором.

Если загрязненный материал не стоек к кислотам (корродирует или растворяется), то рекомендуется обрабатывать его щелочными растворами состава № 5.

Ценное оборудование, приборы следует дезактивировать раствором лимонной или щавелевой кислот (состав № 6).

87. Если обычная обработка не дает должного эффекта, то используют специальные способы дезактивации: снятие растворителем красочного покрытия, применение химических средств для растворения радиоактивных соединений с последующим промыванием водой, механическое удаление слоя материала и др.

Использованные загрязненные тряпки и щетки собираются в пластикатовые мешки или другие емкости и удаляются как радиоактивные отходы.

Обрабатываемая поверхность после дезактивации специальными моющими растворами промывается водой и протирается сухой чистой тряпкой, после чего контролируется чистота поверхности соответствующим радиометрическим прибором.

Оборудование, инструменты, покрытия, не поддающиеся очистке до предельно допустимых величин подлежат замене и рассматриваются как радиоактивные отходы.

Примечание. Приготовление моющих растворов.

Состав № 1. К 700 *мл* воды постепенно добавляют 300 *мл* контакта Петрова и хорошо смешивают.

Состав № 2. 50 *г* поваренной соли растворяют в 700 *мл* воды, добавляют 10 *г* щавелевой кислоты, к полученному раствору добавляют 300 *мл* контакта Петрова и хорошо перемешивают.

Состав № 3. 4 *г* гексаметафосфата растворяют в 400 *мл* воды при нагревании до 60—70°, полученный раствор охлаждают до комнатной температуры; отдельно растворяют 10 *г* «Новости» или 3 *г* ОП-7 в 500 *мл* воды и смешивают с раствором гексаметафосфата. Затем добавляют 10 *мл* соляной кислоты (уд. вес 1,18), что эквивалентно 40 *г* 100%-ной кислоты, и полученный раствор хорошо перемешивают.

Состав № 4. 40 *г* марганцевокислого калия растворяют в 1 *л* воды при нагревании до 60°, охлаждают и к охлажденному раствору добавляют 5 *г* серной кислоты (уд. вес. 1,84). Полученный раствор хорошо перемешивают.

Состав № 5. 10 *г* едкого натра растворяют в 1 *л* воды, затем добавляют 10 *г* трилона Б и перемешивают до полного растворения трилона.

Состав № 6. 10—20 *г* лимонной (или щавелевой) кислоты растворяют в 1 *л* воды.

Состав № 7. 10—20 *г* тринатрийфосфата или гексаметафосфата растворяют в 1 *л* воды.

Правила работы с радиоактивными изотопами на буровой

88. Не допускается проведение работ с радиоактивными изотопами:

а) методами, рассчитанными на выход значительной доли активированного бурового раствора на поверхность (при общей гамма-активности выходящего раствора более 0,5 *мг-экв* Ra);

б) в скважинах в районах водоснабжения на глубине до 400 *м*.

89. Не допускается для исследования скважин применение радиоактивных изотопов с периодом полураспада более 60 дней.

При проведении работ с применением радиоактивных изотопов, закачиваемых в скважину (определение поглощающих пластов, цементаж и др.), необходимо предварительно убедиться в возможности закачки их в скважину.

90. Транспортировка радиоактивных изотопов к месту работы на буровую производится в специальной передвижной лаборатории или на отдельной автомашине, оборудованных под перевозку радиоактивных изотопов по согласованному с Государственной санитарной инспекцией проекту.

91. Радиоактивные изотопы при перевозке помещаются в свинцовые контейнеры типа КП-0,01, не более 10 *мг-экв* Ra в каждом контейнере.

92. Растворы радиоактивных изотопов могут перевозиться только в герметически закрытых сосудах-ампулах; упаковка должна предохранять ампулы от механических повреждений.

93. На буровую доставляется только необходимое для проведения работ количество радиоактивных изотопов.

94. Для введения раствора радиоактивного изотопа в скважину должен выбираться такой способ, который обеспечивал бы наименьшее загрязнение бурового оборудования.

Ампулы с радиоактивным изотопом можно раздавливать только в воде, ниже уровня ее не менее чем на 20 *см*.

Допускается раздавливание ампулы непосредственно в устье скважины при условии полного заполнения ствола скважины водой или в струе воды. Раздавливание производят специальными щипцами с удлиненной рукояткой.

Необходимо исключить возможность перелива воды после введения изотопа в скважину.

95. При введении в скважину радиоактивных растворов под давлением не разрешается подходить к устью скважины прежде, чем будет снято давление.

96. Если при работе на буровой будет случайно разлита радиоактивная жидкость, необходимо загрязненный участок оконтурить при помощи радиометра, а затем принять меры по его дезактивации — снять верхний слой загрязненной поверхности (земли, деревянного настила и др.) на толщину, обеспечивающую полное удаление радиоактивных изотопов. Для этого партии следует иметь соответствующий инвентарь.

Дезактивация загрязненного оборудования, инструмента, приборов и других предметов производится в соответствии с изложенными выше правилами (см. пункты 85—87).

97. После использования активированного раствора все оборудование, соприкасавшееся с ним, должно быть дезактивировано промывкой водой.

Промывные воды следует закачать в скважину, в которой производились работы. В случае невозможности закачки гамма-активного раствора в исследуемую скважину, его следует закачать в другую скважину по указанию промыслового геолога.

98. При установлении повышенной радиоактивности выходящего из скважины раствора (промывочной жидкости) по окончании вахты рабочие, их одежда и обувь должны подвергаться контролю на радиоактивное загрязнение.

99. Выходящий из скважины активированный буровой раствор или активированная промывочная жидкость с активностью менее 10^{-9} *кюри/л* сливаются в обычный приемник для бурового раствора. Активированный буровой раствор или промывочная жидкость, имеющие большую активность, сливаются в специальную яму, заготавливаемую до начала работы в скважине.

Яма выкапывается на расстоянии не менее 15—25 *м* от буровой по возможности в глинистых отложениях. Размер ямы должен соответствовать количеству жидкости, подлежащей захоронению. При заполнении котлована раствором уровень последнего должен находиться на расстоянии 1,5 *м* от поверхности.

Стены и дно ямы обмазываются слоем глины толщиной 3—5 *см* для предотвращения фильтрации активированной жидкости в почву.

В сливаемую в яму активированную воду с целью абсорбирования изотопов следует добавлять глину в виде порошка в количестве 10—15% по весу.

По окончании работы на буровой яму засыпают и проводят дозиметрические измерения. Если гамма-излучение захороненного бурового раствора на поверхности и на глубине 0,5 *м* превышает 100 *мкр/час*, то эту территорию огораживают; кругом ставят предупредительные знаки, запрещающие вход, и составляют соответствующий акт (форма 4).

Трубы или желоба, по которым активированный раствор или вода попадаются в яму, после употребления должны промываться чистой водой.

Если остаточная активность захороненного бурового раствора и промывочной жидкости уменьшится настолько, что гамма-излучение на поверхности и на глубинах 0,5 *м* не будет превышать 2—3 фона, составляется акт (форма 5) о безопасности пребывания людей и животных на территории захоронения активированного бурового раствора, за подписями представителя дозиметрической службы, уполномоченного по технике безопасности и представителя санитарного надзора, и снимаются предупредительные знаки и ограждения.

Удаление отходов, содержащих радиоактивные изотопы

100. Водные растворы радиоактивных веществ с активностью не выше 10^{-9} *кюри/л* можно сливать в общую канализационную систему.

Вода с большим содержанием радиоактивных веществ должна либо разбавляться до удельной активности менее 10^{-9} *кюри/л* и далее сливаться в общую канализационную

систему, либо подвергаться химической обработке соответствующими химическими реактивами (как правило, щелочами), в результате которой растворенные радиоактивные вещества переводятся в осадок. После этого остоявшуюся воду пропускают через фильтр; если активность воды менее 10^{-9} *кюри/л*, то ее сливают в общую канализационную систему; если активность отстоявшейся воды и после этого превышает допустимую, то операцию по осаждению радиоактивного вещества из раствора повторяют снова.

101. Остатки радиоактивных изотопов, списанные по акту, а также образующиеся при дезактивации, ветошь, щепа, земля и другие отходы, создающие мощность дозы более 300 *мкр/час*, должны собираться в специальные контейнеры, которые после заполнения подлежат транспортированию на станцию захоронения.

Твердые отходы надлежит собирать в пластикатовые или крафт-мешки разового использования, помещенные в сменные контейнеры-сборники твердых отходов КТО-10; для сбора высокоактивных жидких отходов должны применяться сменные контейнеры-сборники жидких отходов типа 10КЖО.

102. Контейнеры, предназначенные для удаления или выдерживания отходов, должны временно храниться в помещениях, имеющих отделку, соответствующую требованиям, предъявляемым к помещениям для работы с радиоактивными веществами в открытом виде.

Мощность дозы излучения от контейнера с радиоактивными отходами не должна превышать 3,6 *мр/час* на расстояние 1 *м*.

103. Твердые и жидкие отходы, содержащие короткоживущие изотопы с периодом полураспада не свыше 15 дней, выдерживаются в течение времени, обеспечивающего снижение активности для твердых отходов до $1 \cdot 10^{-7}$ *кюри/кг*, а жидких — до $1 \cdot 10^{-8}$ *кюри/л*, после чего твердые отходы удаляются с обычным мусором, а жидкие в канализацию с оформлением соответствующего акта.

104. Могильники предназначаются для захоронения радиоактивных отходов промыслово-геофизического предприятия (треста, конторы, базы или экспедиции).

Могильник сооружается на охраняемой территории предприятия вдали от служебных помещений, предназначенных для постоянной работы; место для сооружения ямы-могильника согласуется с органами местного санитарного надзора и органами милиции.

Могильники, предназначенные для захоронения радиоактивных отходов, должны проектироваться из расчета их наполнения в течение нескольких лет, но не менее десяти. Они должны быть подземными, закрытыми. Размеры и глубина заложения могильников определяются их полезной емкостью и уровнем горизонта подземных вод. Конструкция дна и стен могильника

определяется степенью водонепроницаемости грунтов. Она должна исключать возможность проникновения радиоактивных веществ в грунты и подземные воды. Основание дна могильника должно быть не ближе 4 *м* от наивысшего уровня подземных вод. Должна быть исключена возможность проникновения в могильники атмосферных осадков.

Толщина перекрытия могильника должна обеспечивать надежную защиту персонала от облучения. Мощность дозы гамма-излучения на расстоянии 1 *м* от поверхности могильника при полной загрузке его не должна превышать 18 *мр/час*.

В зависимости от характера отходов могильники следует предусматривать для захоронения твердых и жидких отходов.

Загрузку отходов в могильники надлежит механизировать, исключив возможность рассыпания и разлива радиоактивных отходов. Складирование отходов вне могильников запрещается.

Кругом могильника на расстоянии не менее 3 *м* ставится изгородь со знаками, запрещающими вход посторонним лицам на эту площадь.

Могильник должен иметь удобный подъезд для грузовых автомашин.

Меры индивидуальной защиты и личной гигиены

105. Работающие с радиоактивными изотопами и по хранению радиоактивных веществ должны пользоваться индивидуальными средствами защиты, перечисленными в табл. 6 в соответствии с характером работ.

Работающие должны быть снабжены индивидуальными дозиметрами гамма-излучения.

Пребывание сотрудников в рабочих помещениях, в которых ведутся работы с радиоактивными веществами и на соответствующих рабочих местах на буровой без указанных выше средств индивидуальной защиты запрещается.

106. Для непосредственной работы с открытыми радиоактивными веществами необходимо всегда пользоваться резиновыми перчатками. Надевать и снимать перчатки следует так, чтобы их внутренняя поверхность не загрязнялась радиоактивными изотопами.

Запрещается работать в проколотых, порванных резиновых перчатках.

107. При выходе из помещения, с рабочего места на буровой, где ведутся работы с радиоактивными веществами, средства индивидуальной защиты должны быть сняты, руки вымыты. Руки, спецодежда и личная одежда должны быть проверены на загрязненность.

Работающему необходимо тщательно следить за чистотой кожи, особенно на руках. Загрязнение кожи может явиться причиной занесения радиоактивных веществ внутрь организма. При очистке кожи от радиоактивных загрязнений следует помнить,

что она будет тем эффективнее, чем раньше к ней приступят, так как длительная задержка радиоактивных загрязнений на коже приводит к большей фиксации их и затрудняет очистку.

Наиболее простым и эффективным средством очистки кожи является мытье рук щеткой с мылом в теплой воде. Особенно следует обращать внимание на ладони, на участки кожи между пальцами и на ногти.

Таблица 5

Средства индивидуальной защиты

Характер работы с радиоактивными изотопами	Средства индивидуальной защиты
Лабораторные работы общего характера	Халат из неокрашенного отбеленного мелескина (артикул 555 или 553), шапочка из того же материала, резиновые перчатки ВТУ Главрезинпрома № ТУ 995-58 (размер 8,9) или артикул 374
Лабораторные работы с открытыми радиоактивными препаратами (порошки, растворы и т. д.) с общей активностью свыше 1 *мкюри*	То же, что и при работах общего характера, и, кроме того, пленочный полихлорвиниловый фартук и нарукавники или пленочный халат, тапочки
Лабораторные работы при общей активности открытого радиоактивного источника на рабочем месте более 10 *мкюри*	То же, что и в предыдущем случае, и, кроме того, хлопчатобумажный комбинезон, нательное белье из бязи (артикул 50, 52, 55), тапочки и бахилы ВТУ Р1026-58
Уборка помещений, в которых производится работа с радиоактивными изотопами	Хлопчатобумажный комбинезон, спецбелье, резиновые перчатки, фартук, нарукавники и калоши или резиновые сапоги
Исследование скважин при помощи радиоактивных изотопов (персонал промысловой геофизической партии и имеющие дело с изотопами рабочие из буровой бригады цементировочного агрегата и др.)	Белый хлопчатобумажный колпак, надеваемый на головной убор, комбинезон из светлого материала, надеваемый на обычную спецодежду, пленочный халат, резиновые перчатки, резиновые сапоги и очки-консервы
Работа в условиях загрязнения воздуха активными аэрозолями, парами или газами (работы с порошками, кипячение радиоактивных растворов и т. п.)	То же, что и при работе общего характера, и респиратор ШБ-1 типа «Лепесток»

Не рекомендуется пользоваться жесткой щеткой и тереть руки слишком сильно, чтобы не раздражать кожу, так как через незначительную ранку или ссадину загрязнение может проникнуть внутрь организма. Мыть руки нужно 3—5 *мин*, затем прополоскать руки в чистой теплой воде, после чего следует снова

проверить загрязненность рук. Если загрязненность рук превышает допустимую дозу, то поступают следующим образом:

а) моют руки насыщенным раствором марганцевокислого калия;

б) прополаскивают руки водой;

в) обмывают 5%-ным раствором кислого сернистокислого натрия;

г) прополаскивают водой;

д) смазывают руки ланолином или другим кремом.

108. Загрязненная одежда с активностью, дающей при измерении на радиометре ТИСС с блоком Т-4 скорость счета менее 1000 *имп/мин,* стирается обычным способом и возвращается владельцу.

Загрязненную одежду, при проверке на радиометре ТИСС дающую скорость счета более 1000 *имп/мин,* прополаскивают последовательно в воде, горячем 6%-ном растворе лимонной кислоты, горячей воде с детергентом, растворе кислоты, горячей воде, горячей воде с детергентом, горячем растворе кислоты и трижды в горячей воде.

Каждый из упомянутых этапов очистки должен длиться примерно 5 *мин.* Если после очистки загрязненность одежды не устраняется, она должна храниться до распада радиоактивных веществ или уничтожаться.

Перчатки перед сдачей для очистки предварительно моют, не снимая с рук.

109. Во всех помещениях, где производится работа с радиоактивными веществами, а также в соответствующих рабочих местах на буровой запрещается курить, хранить пищевые продукты и принимать пищу, держать бытовую одежду и предметы, не относящиеся к работе, а также книги и журналы.

110. При транспортировке, хранении и обращении с радиоактивными веществами должны соблюдаться все доступные меры предосторожности для исключения возможности разлива или разбрызгивания раствора радиоактивных изотопов.

Дозиметрический контроль

111. Во всех предприятиях (учреждениях), проводящих работы с радиоактивными изотопами на буровых и в лабораториях, комиссией, назначаемой приказом по предприятию, должен осуществляться дозиметрический контроль.

Дозиметрический и радиометрический контроль проводятся с целью предотвращения переоблучения работающих. Контроль позволяет своевременно выявить и устранить источники излучений и загрязнений воздуха, оборудования, помещений радиоактивными веществами.

Таблица 6

Дозиметрический контроль
(по гамма-излучению)

Объекты проверки	Периодичность	Что проверяется	Допустимое излучение
Помещение для работы с радиоактивными изотопами (лаборатория и прилегающие к ней комнаты)	Не менее 1 раза в месяц	Рабочие столы, вытяжные шкафы, пол, дверные ручки и все места, могущие служить источниками радиоактивного загрязнения	2—3 фона
Приспособления и защитные средства работников лаборатории	Ежедневно, по окончании работ	Приспособления для работы, средства индивидуальной защиты, спецобувь, спецодежда	2—3 фона
Буровая, где проводились работы с радиоактивными изотопами	После окончания работ	Приборы и оборудование каротажной партии, буровое оборудование, трубопроводы и территория скважины	2—3 фона
Приспособления и защитные средства работников, проводивших работы на буровой с радиоактивными изотопами	То же	Приспособления для работы, средства индивидуальной защиты работников промысловой геофизической партии, буровой бригады и бригады цементировочного агрегата и других, обычная спецодежда работников партии и буровой бригады (бушлаты, плащи, рукавицы, шапки, обувь)	2 фона
Контейнер	Перед очередной транспортировкой	Наружные и внутренние части контейнера	2 фона
Место захоронения активированного бурового раствора и промывочной жидкости	1 раз в месяц	Над местом захоронения на поверхности и на глубине 0,5 *м*, а также за пределами места захоронения на расстоянии 5 *м* от ямы (замеры производятся по периметру через 1 *м*) и на расстоянии 10 *м* от ямы (замеры производятся по периметру через 2 *м*)	2—3 фона

Дозиметрический контроль в лабораториях проводится периодически, но не реже, чем 1 раз в месяц, в зависимости от особенностей работ и их объема.

112. Дозиметрические измерения и контроль радиоактивных загрязнений производится при помощи радиометров ТИСС или РПП-1 и дозиметра РУС-4 или ДКЗ-2М (табл. 6, 7).

Таблица 7

Приборы для проведения дозиметрического контроля

Наименование прибора	Тип	Назначение
Комплект индивидуального дозиметрического контроля	КИД-1	Индивидуальный дозиметрический контроль
То же	ДК-0,2	То же
Переносный радиометр нейтронов	РПН-1М	Измерение потоков нейтронов
Универсальный бета-гамма-радиометр	Луч-А	Измерение бета- и гамма-излучений
Поисковый сцинтилляционный радиометр	СРП-2	Измерение гамма-излучений
Универсальный радиометр	ТИСС	Измерение альфа- и бета-излучений

Примечание. Наряду с указанными могут использоваться также другие приборы, имеющие аналогичное назначение.

Для проверки загрязненности рук и одежды радиометр устанавливается в определенном месте лаборатории или буровой, например, ТИСС с блоком Т-4.

При измерении загрязненности рук нажимают кнопку блока Т-4 и кладут руку ладонью вниз на блок. Через 12 *сек* прибор показывает загрязнены руки или нет.

113. Измерение степени загрязнения спецодежды и личной одежды проводится следующим образом: берут блок в руки, нажимают кнопку на нижней стороне блока и прикладывают блок Т-4 лицевой стороной к одежде. Переставляя блок, проверяют всю поверхность спецодежды.

Для проверки труднодоступного участка предмета, например, внутренней части контейнера, в которую помещается радиоактивный изотоп, ее протирают увлажненным марлевым тампоном, свернутым в шарик; затем тампон подносят к дозиметру или счетчику, по показаниям которых и судят о степени загрязнения.

114. Все дозиметрические измерения заносятся в специальный журнал.

Форма 1

Приходно-расходный журнал по учету радиоактивных веществ

(наименование радиоактивного вещества)

№	Дата	Наименование операции (поступление, выдача, передача, списание)	Приход			Расход					Остаток		Примечание
			№ и дата накладной, по которой получено вещество	количество		№ и дата документации (требования или акт на передачу или списание)	какой лаборатории и для какой работы выдано или израсходовано вещество	наименование соединения	количество		количество		
				в *г* или *мл*	общая активность, *мкюри* (по накладной поставщика)				в *г* или *мл*	общая активность, *мкюри* (дробью: числитель — по накладной поставщика, знаменатель — фактически с учетом распада)	в *г* или *мл*	общая активность, *мкюри* (дробью: числитель — по накладной поставщика, знаменатель — фактически с учетом распада)	

Остаток на _____ 196 __ г.

Примечание. Каждое радиоактивное вещество указывается на отдельной странице.

Форма 2

РАЗРЕШАЮ

_____
(Подпись руководителя лаборатории, учреждения, предприятия)

„ ——— " _____ 196__ г.

ТРЕБОВАНИЕ №———

Прошу выдать для _____

_____
(указать, для какой конкретной работы)

следующие радиоактивные вещества.

Наименование веществ и вид соединений	Количество, *г* или *мл*	Общая активность, *мкюри*	Фактически выдано			Примечание
			количество, *г* или *мл*	общая активность, *мкюри*		
				по накладной	в пересчете на час выдачи вещества	

Затребовал сотрудник

_____

_____
(название лаборатории или цеха)

„ ——— " _____ 196__ г.

Выдал ответственный за хранение радиоактивных веществ

_____
(наименование лаборатории,

_____
учреждения, предприятия)

_____
(подпись)

Получил: _____
(подпись)

„ ——— " _____ 196__ г.

Примечание. Требование составляется в двух экземплярах и подлежит хранению у ответственного лица и лица, получившего вещество.

Форма 3

УТВЕРЖДАЮ

_____
(подпись заведующего лабораторией, начальника цеха)

„_____" _____ 196__ г.

А К Т

_____
(название лаборатории, учреждения, предприятия)

Настоящий акт составлен сотрудниками _____

_____
(фамилия, инициалы)

руководителем работ _____

в том, что полученное по требованию №_____

„_____"_____ 196__ г. радиоактивное вещество_____

_____
(наименование)

в количестве _____ с удельной активностью_____

_____ и общей активностью_____

по измерениям на _____ час _____ мин.

„_____"_____ 196__ г. использовано для_____

_____
(указать характер работы)

Работа проводилась_____
(фамилии сотрудников)

В процессе работы _____
(краткое описание того, что произошло

_____
с исходным изотопом)

Отходы в виде_____

сданы на захоронение по документу от „_____"_____ 196__ г.

№_____ Остаток вещества_____

в количестве_____ общей активностью_____

„_____"_____ 196__ г. _____
(возвращен в хранилище или отсутствует)

Руководитель работ_____
(подпись)

Сотрудник_____
(подпись)

Ответственный за хранение изотопов_____
(фамилия, инициалы)

_____
(подпись)

Примечание. Настоящий акт подлежит хранению в бухгалтерии предприятия или учреждения.

Форма 4

А К Т №_____

дозиметрического обследования степени радиоактивной загрязненности территории буровой, бурового оборудования и инвентаря, цементировочного агрегата, аппаратуры, оборудования и инвентаря каротажной партии и загрязнение спецодежды персонала цементировочного агрегата, буровой бригады и каротажной партии

„_____" _____ м-ца 196__ г.

Скважина №_____

Промысел (разведка) _____

Буровая контора (трест, нефтепромысловое управление) _____

_____

Каротажная партия_____

Промыслово-геофизическая база (экспедиция, контора)_____

_____

Тре _____

Настоящий акт составлен_____
(должность, фамилия и инициалы)

в присутствии представителей буровой организации_____

_____
(должности, фамилии и инициалы)

в том, что мною произведены дозиметрические измерения после исследования скважины с применением раствора радиоактивного изотопа_____

_____

_____
(название изотопа и период его полураспада)

введенного в скважину с помощью _____
(способ закачки раствора

_____
изотопа)

_____

В результате измерений установлено следующее наименьшее и наибольшее значения гамма-излучения в микрорентгенах:

1. Значение космического фона, замеренное в четырех точках в радиусе 50 *м* от буровой_____
(замеряется перед началом работ на скважине)
2. Цементировочный агрегат от_____ до_____
3. Трубопровод (шланги) от_____ до_____
4. Буровой насос от_____ до_____

5. Буровой инструмент (насосно-компрессорные трубы)_____

_____ от _____ до _____

6. Инвентарь (лопаты, ключи и др.) от _____ до _____

7. Приемник бурового раствора от _____ до _____

8. Желоба от _____ до _____

9. Буровая жидкость в яме для слива от _____ до _____

10. Территория буровой и устье скважины от _____ до _____

11. Культбудка от _____ до _____

12. Подъемник с кабелем от _____ до _____

13. Лаборатория от _____ до _____

14. Скважинный прибор РК от _____ до _____

15. Проходы между буровой, подъемником, лабораторией, цементировочным агрегатом и культбудкой от _____ до _____

16. Значение фона гамма-излучения (в микрорентгенах) верхней одежды и обуви всех лиц, принимавших участие в работе_____

_____
(фамилия и инициалы)

1) _____ от _____ до _____

2) _____ от _____ до _____

3) _____ от _____ до _____

4) _____ от _____ до _____

5) _____ от _____ до _____

6) _____ от _____ до _____

7) _____ от _____ до _____

8) _____ от _____ до _____

9) _____ от _____ до _____

10) _____ от _____ до _____

Проверку произвел:
Начальник партии (оператор) _____
(подпись)

Присутствовали при проверке: _____
(подпись)

_____
(подпись)

Примечание. 1. В случае обнаружения загрязнений оборудования и территории буровой, превышающих 3 космических фона, должны приниматься немедленные меры по дезактивации радиоактивной загрязненности. 2. При обнаружении радиоактивного загрязнения одежды и обуви персонала, превышающего величину космического фона, спецодежда должна быть немедленно заменена на чистую. Принятые меры по очистке оборудования, территории и одежды отмечаются в акте.

Форма 5

А К Т №_____

дозиметрического контроля уровня излучения погребенного активированного бурового раствора

„_____" _____ м-ца 196__ г.

Промысел (разведка) _____

Буровая контора (трест, нефтепромысловое управление)_____

_____

Скважина №_____

Трест_____

Промыслово-геофизическая база (экспедиция, контора)_____

_____

Каротажная партия №_____

Настоящий акт составлен_____
(должность, фамилия и инициалы)

в присутствии представителя буровой организации_____

_____ и представителя по технике
(должность, фамилия, инициалы)

безопасности_____
(должность, фамилия, инициалы)

в том, что мною произведены дозиметрические измерения интенсивности гамма-излучения погребенного радиоактивного бурового раствора

„_____" _____ м-ца 196__ г.

активированного радиоактивным изотопом_____
(название радиоактивного

_____
изотопа)

с периодом полураспада_____ $\frac{\text{дней}}{\text{часов}}$

с удельной концентрацией_____ *мкюри/м*^{3} в количестве _____ *мкюри*

В результате измерений установлены следующие наименьшие и наибольшие значения интенсивности гамма-излучения в микрорентгенах:

1. Значение космического фона, замеренного в четырех точках в радиусе 50 *м* от ямы с активированным буровым раствором (замеряется перед началом работ) от_____до_____

2. На поверхности ямы (один замер на 1 $м^2$) от_____до_____

3. На глубинах до 0,5 *м* (один замер на 1 $м^2$) от_____до_____

4. На расстоянии 5 *м* от ямы (замеры производятся по периметру через 1 *м*) от _____до_____

5. На расстоянии десяти метров от ямы (замеры производятся по периметру через два метра) от _____до_____

Проверку произвел:

Начальник партии (оператор)_____
(подпись)

Присутствовали при проверке_____
(подпись)

_____
(подпись)

Примечание. При уменьшении интенсивности гамма-излучения на поверхности ямы и на глубине 0,5 *м* до 2—3 космических фонов, акт должен быть утвержден органами местного санитарного надзора. После чего органами милиции дается разрешение о снятии изгороди и запрещающих знаков у ямы могильника.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ФОРМА ЖУРНАЛА РЕГИСТРАЦИИ И ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЯВОК

№ п/п	Дата и час поступления заказа	Заказчик	Местоположение скважины (трест, разведка)	№ скважины	Перечень заявленных работ	Интервал, глубина исследования		Данные о скважине															
						от	до	Глубина забоя d_c	Глубина башмака колонны $d_к$	Удельный вес бурового раствора	Диаметр задвижки, уровень раствора	Глубина прострела	Марка стали	Уровень жидкости	Диаметр колонны	Толщина стенок	Температура	Цель прострела	Фамилии заявителя и передавшего заказ	Фамилия принявшего заказ	На какое число и час принят заказ	Исполнитель: № партии, нач партии	Время выезда партии (дата, час)	Выполнение заявки или причина невыполнения	Время прибытия партии на базу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ФОРМА ЖУРНАЛА ПРИЕМКИ И СДАЧИ МАТЕРИАЛОВ ЗАКАЗЧИКУ

Дата производства работ	№ скважины и район	Характер работ	№ партии, выполнявшей работы	Фамилия начальника партии	Дата и часы сдачи материалов в проверку	Оценка материалов, дефекты	Фамилия проверившего (подпись)	Дата и час сдачи материалов заказчику	Должность и фамилия принявшего материал для заказчика
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ФОРМА НАРЯДА-МАРШРУТА НА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

(трест, контора, отделение)

(база, экспедиция)

Наряд-маршрут №_____

Партия_____
(№ партии, начальник партии)

Месяц_____ число_____ 196__ г.

№ п/п	Заказчик	Район работ	№ скважины	Расстояние от базы до скважины	Диаметр		Глубина	
					скважины / колонны	муфты / задвижки	забоя / интервала	башмака / уровня
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение

Раствор, удельный вес, вязкость	Выезд на скважину (время)	Прибытие (время)	Скважина подготовлена (время)	Работа окончена (время)	Примечание (простои, причины простоев)
10	11	12	13	14	15

Продолжение

№ п/п	Наименование работ	Заданный объем и интервалы исследований	Выполненный объем работ	Количество спуско-подъемов	Примечание (замечания о качестве работ, причинах расхождения между заявленным и выполненным объемом; технические неполадки и брак)
16	17	18	19	20	21

№ п/п	Фамилия рабочих и ИТР партии	Должность	Часы работы	Из них ночных	Часы простоя	Проезд до скважины	Проезд до базы
1	2	3	4	5	6	7	8

Марка автомашины _____ Лаборатория № _____

Станция № _____ Подъемник № _____

Диспетчер базы _____ Начальник партии _____

Отметка о выполнении работ (заданий) _____

_____

Отметка диспетчера о качестве выполненных работ _____

_____

_____

Руководитель бюро интерпретации
(ст. инженер) базы _____
(подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

(Заполняется на буровой после окончания работ)

_____

(трест, контора, отделение, база, экспедиция)

АКТ О ВЫПОЛНЕНИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Число _____ месяц _____ 196__ г.

Партия № _____

(фамилия начальника партии)

Заказчик _____

Представитель заказчика _____

(фамилия, занимаемая должность)

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Глубина интервала		Выполненный объем	Количество спуско-подъемов	Цена	Сумма	Примечание
			от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Партия прибыла на буровую _____

Начало работы _____

Конец работы _____

Простои (партии, скважины, указать причины и количество часов простоя)

_____

_____

Примечание (отмена заказа, неподготовленность скважины и т. д.)

Начальник партии _____ (подпись) Заказчик _____ (подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

(Заполняется до начала работ
на буровой)

АКТ О ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Скважина №_____ Район_____

1. Глинистый раствор

Удельный вес_____ Вязкость_____ Фильтрация _____

Сдвиг_____ Содержание песка_____

2. Проработка ствола скважины_____
(диаметр, тип долота,

_____
интервал и время)

3. Наличие уступов, обвалов, пробок и их глубины_____

_____

4. Как проходил последний спуск инструмента, наблюдались ли остановки

_____

5. Как проходил последний подъем инструмента, наблюдались ли затяжки

_____

6. Состояние наземного оборудования (исправность электрооборудования, бурового станка) _____

_____

_____

Геолог_____

Буровой мастер_____

СВЕДЕНИЯ О ПРОМЕРЕ КАБЕЛЯ НА БУРОВОЙ

Подъемник №_____ Марки кабеля_____

Длина кабеля на лебедке_____ Цена первой метки_____

Куски кабеля в метрах_____Длина измеренного кабеля

_____

Длина куска_____

Изменение длины кабеля по сравнению с предыдущим промером

Укорочение_____Удлинение _____

Кабель промерялся (тип ленты и дата ее проверки)

_____

_____

Примечание.

_____

(вес груза, характеристика раствора и т. д.)

_____

№ меток	Показания счетчика	№ меток	Показания	счетчика	

Нач. партии_____ Представитель заказчика_____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К ПОДЛИННИКАМ ДИАГРАММ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел)_____

Контора (экспедиция, база)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследования_____

Забой_____ *м*

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Буровой раствор (тип)

Уровень _____

Удельный вес _____

Вязкость _____

Удельное сопротивление _____ *ом·м*

при _____ °С

Подъемник (тип)_____ №_____

Лаборатория (тип)_____ №_____

Скважинный прибор_____ №_____

Кабель (тип) _____

Цена первой метки_____ *м*

Сопротивление изоляции жил кабеля: 1-й_____ 2-й_____ 3-й_____

	Зонды	ПС	
K *м*			
I *ма*			
R_0 *ом*			
l *см*			
Предел измерений			
Скорость регистрации *м/час*			

Примечания (условия измерений)_____

Дата измерений_____ Начальник (оператор) партии

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К КОПИИ ДИАГРАММ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

НПУ (геологоразведочный трест) _____

Геофизический трест _____

Контора бурения (промысел) _____

Контора (экспедиция, база) _____

Район _____

Скважина № _____

Вид исследования _____

Раствор (тип)

Забой _____ *м*

Уровень _____

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Удельный вес _____

Вязкость _____

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Удельное сопротивление _____ *ом·м*

при _____ °С

Зонд

Условные обозначения кривой

1. _____ _____
2. _____ _____
3. _____ _____
4. _____ _____

Скорость регистрации, *м/час* _____

Дата измерений _____

Начальник (старший инженер) интерпретационной группы _____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К ПОДЛИННИКАМ ДИАГРАММ РК

НПУ (геологоразведочный трест) _____

Геофизический трест _____

Контора бурения (промысел) _____

Контора (экспедиция, база) _____

Район _____

скважина № _____

Вид исследования _____

Раствор (тип)

Забой _____ *м*

Уровень _____

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Удельный вес _____

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Удельное сопротивление _____ *ом·м*

при _____ °С

Подъемник (тип) _____ № _____

Лаборатория (тип) _____ № _____

Скважинный прибор (тип) _____ № _____

Кабель (тип) _____

Цена первой метки _____ *м*

	ГК	НГК	
Индикатор (тип)			
число счетчиков			
Источник (тип)			
мощность			
Космический фон, *имп/мин*			
Данные об эталонировке, число *имп/мин* на 1 *мкр/час* или на условные единицы НГК			
Масштаб регистрации, *мкр/час* или условная единица НГК на 1 *см*			
Смещение нуля, *мкр/час* или условная единица НГК			
Постоянная времени, *сек*			
Скорость регистрации, *м/час*			

Примечание (условия измерения) . . . _____

Дата измерений _____

Начальник (оператор) партии _____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К КОПИЯМ ДИАГРАММ РК

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел)_____

Контора (база, экспедиция)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследования_____ Раствор (тип)

Забой_____ *м*

Уровень_____

Долото диаметр _____ *мм* / глубина _____ *м*

Удельный вес_____

Вязкость_____

Колонна диаметр _____ *мм* / башмак _____ *м*

Удельное сопротивление_____ *ом·м* при_____ °С

	ГК	НГК	
Индикатор (тип)			
число счетчиков			
Источник (тип)			
мощность			
Постоянная времени, *сек*			
Скорость регистрации, *м/час*			

Дата измерений_____

Начальник (старший инженер) интерпретационной группы_____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К ПОДЛИННИКАМ КАВЕРНОГРАММ

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел)_____

Контора (экспедиция, база)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследования_____

Подъемник (тип)_____ №_____

Лаборатория (тип)_____ №_____

Скважинный прибор (тип)_____ №_____

Кабель (тип)_____

Цена первой метки_____ *м*

Сопротивление изоляции кабеля, *ом*

I ма Предел измерений_____

R *ом* Постоянная каверномера_____

l см Скорость регистрации_____

Примечание (условия измерений)_____

Дата измерений_____

Начальник (оператор) партии_____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К КОПИЯМ КАВЕРНОГРАММ

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел) _____

Контора (экспедиция, база)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследования_____

Раствор (тип)

Забой_____ *м*

Удельный вес_____

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Вязкость _____

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Скорость регистрации, *м/час*_____

Дата измерений _____

Начальник (старший инженер), интерпретационной группы_____

ПРИЛОЖЕНИЕ 15ж

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К ПОДЛИННИКАМ ТЕРМОГРАММ

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел)_____

Контора (экспедиция, база)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследований_____

Забой_____ *м*

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Уровень раствора_____

Удельный вес_____

Вязкость_____

Подъемник (тип)_____ №_____

Лаборатория (тип)_____ №_____

Скважинный прибор (тип)_____ №_____

Кабель (тип)_____ №_____

Сопротивление изоляции кабеля, *Мом*_____

Цена первой метки_____ *м*

*I*_____ *ма* *l*_____ *см*

ΔV начальное_____ *мв* *T* начальное_____ °C

ΔV конечное_____ *мв* *T* конечное_____ °C

Предел_____

Начальная температура_____

Постоянная термометра_____

Постоянная времени_____

Скорость регистрации_____

Примечание (условия измерений)_____

Время регистрации_____ Начальник (оператор) партии

Дата регистрации_____ _____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА К КОПИЯМ ТЕРМОГРАММ

НПУ (геологоразведочный трест)_____

Геофизический трест_____

Контора бурения (промысел) _____

Контора (экспедиция, база)_____

Район_____

Скважина №_____

Вид исследования_____

Забой_____ *м*

Долото $\frac{\text{диаметр}}{\text{глубина}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Колонна $\frac{\text{диаметр}}{\text{башмак}}$ _____ $\frac{мм}{м}$

Уровень раствора_____

Удельный вес_____

Вязкость _____

Время измерений	Условные обозначения	Скорость регистрации

Дата измерений_____

Начальник (старший инженер) интерпретационной группы_____

ФОРМА ЗАГОЛОВКА ГАЗОКАРОТАЖНОЙ ДИАГРАММЫ

Геологоразведочный трест _____ Геофизический трест _____

Контора бурения _____ Контора (экспедиция) _____

Скважина № _____

Район (площадь) _____

Начало работы _____ Интервал каротажа _____

Конец работы _____ Пропуск _____

Ст. техник-оператор _____

Начальник партии _____

Масштаб _____

Глубина, *м*	Суммарное газосодержание при 1,1 *в*, %	Газонасыщение, *см³/л*	Скорость проходки, *м/час*	Удельный вес раствора	Добавки в раствор	Перерывы циркуляции	Люминесцентный анализ	Отбор керна	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ФОРМА РАБОЧЕГО ЖУРНАЛА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Рабочий журнал №_____

Скважина №_____

Площадь_____

Начат_____ окончен _____

при забое_____ при забое_____

Состав отряда

Ст. техник-оператор: _____

Техники-операторы: _____

_____

_____

_____

Категория скважины _____

Проектный горизонт_____ Проектная глубина_____

Конструкция скважины_____

Типы насосов_____ количество_____ диаметр рубашек_____ *мм*

Длина хода поршня_____ *см* _____ коэффициент заполнения

Способ бурения

Турбинное_____ от_____ до_____

Роторное _____ от_____ до_____

Проектный стратиграфический разрез

_____

_____

_____

_____

_____

Подсчет отставания глинистого раствора

Глубина, *м*	Производительность, *л/сек*			Суммарная производительность, *л/сек*	Диаметр долота, *дюймы*	Диаметр бурильных труб, *дюймы*	Количество ходов насоса, *мин*	Расчет отставания по формуле, циклы	Отставание глинистого раствора от забоя до устья скважины, циклы	Отставание по шлангам, циклы	Общее отставание, циклы	Подпись лица, производившего подсчеты
	1	2	3									
H	Q_1	Q_2	Q_3	Q	d_c	d	n					

РАБОЧИЙ ЖУРНАЛ

Фамилия дежурного оператора, подпись и дата	Отставание бурового раствора, *мин*	Отсчет количества циклов насоса	Время перерыва бурения	Глубина, *м*	Газ 1,1 *в, мка*	Время начала и конца бурения метра	Время бурения одного метра	Скорость проходки, *м/час*	Результаты люминесцентного анализа керна и бурового раствора	Параметры бурового раствора	
										удельный вес	вязкость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение

Режим бурения				Калибровка при напряжении 1,1 *в* и активация			Время циркуляции		Тип применяемого дегазатора	Отбор проб		Интервалы отбора керна	Примечание
добавки в раствор воды, нефти и реагентов на глубине	количество работающих насосов и их производительность	тип, размер долота и бурильных труб	нагрузка на долото	CH_4	газоанализатора	индикатора газа	начало	конец		глинистого раствора	газовоздушной смеси		
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

ПРИЕМ И СДАЧА ДЕЖУРСТВА

Дата	Время приема и сдачи	Прием дежурства		Сдача дежурства		Примечание
		фамилия	подпись	фамилия	подпись	

Ведомость дефектов и неполадок в процессе работы

№ п/п, дата	Глубина, *м*	Характер и причина дефекта	Когда и как устранен дефект	Время простоя	Подпись техника-оператора

Особые замечания

ФОРМА ОБЪЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГАЗОКАРОТАЖНЫХ РАБОТ

Скважина №_____ Площадь_____

1. Интервал газового каротажа.
2. Интервалы повышенных газопоказаний, компонентный состав газа по интервалам и содержание его в процентах.
3. Результаты люминесцентно-битумного анализа, качественный состав битума и его количество в шламе, керне или растворе.
4. Перспективные участки разреза, обоснование перспективности. Предполагаемый характер насыщения пластов (нефть — газ).
5. Рекомендации по дополнительным исследованиям и опробованию перспективных интервалов.

ФОРМА ЗАКЛЮЧЕНИЯ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И РЕКОМЕНДАЦИЯМ НА ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

1. Район, участок, № скважины.
2. Запроектированный комплекс геофизических исследований в скважине. Интервалы БКЗ.
3. Фактически выполненные измерения. Интервалы измерений. Масштабы глубин. Сопротивление бурового раствора в процессе измерений. Комплект зондов БКЗ.
4. Время начала и окончания бурения интервала, подлежащего БКЗ. Дата проведения БКЗ.
5. Причины несоответствия запроектированного комплекса измерений и фактически выполненного.
6. Оценка качества диаграммного материала:
а) стандартный каротаж;
б) БКЗ;
в) радиоактивные методы каротажа;
г) газовый каротаж.
7. Количество отобранных грунтов и их характеристика.
8. Минерализация пластовых вод.
9. Сведения о коллекторских свойствах пласта (пористость, проницаемость).
10. Пласты, рекомендуемые для испытаний, их возможная продуктивность и характеристика по данным анализа керна, скорости проходки, проявления в процессе бурения, по результатам электрического, радиоактивного и геохимического каротажа, а также по результатам испытаний данного пласта в соседних скважинах.
11. Пласты, рекомендуемые для испытания с целью изучения гидрогеологической характеристики разреза.
12. Рекомендации по методике испытаний пластов (метод вскрытия пласта, тип перфоратора, плотность прострелки, целесообразность одновременного испытания нескольких горизонтов, целесообразность обработки пласта коллектора, гидроразрыва и др.).

Заключение подписывается интерпретатором и главным (старшим) геологом партии (экспедиции) и передается заказчику в сроки, установленные существующими положениями.

13. К заключению прикладываются результаты обработки БКЗ и материалов геофизических и геохимических исследований (табл. 1 и 2).

Таблица 1

Результаты обработки материалов

БКЗ_____площадь,

скважина №_____

№ пластов п/п	Глубина, *м*	*H*, *м*	ρ_c, *ом·м*	$d_ф$, *см*	Значения КС						$\rho_{вм}$, *ом·м*	$\rho_п$, *ом·м*	Характер проникновения раствора	$\rho_Д/\rho_c$	D/d
					АО=		АО=		АО=						
					макс.	сред.	макс.	сред.	макс.	сред.					

Примечание. $d_ф$ — фактический диаметр скважины по кавернограмме; *H* — мощность пласта.

Таблица 2

Результаты обработки материалов геофизических и геохимических исследований

№ пластов п/п	Интервал глубин, *м*	Мощность пласта, *м*	Удельное сопротивление пласта, *ом·м*	Характер проникновения раствора в пласт	Характер аномалии кривой ПС	Характеристика пласта по микрозондированию	$d_ф/d_н$	Характеристика пласта по РК		Характеристика пласта по данным газового каротажа	Литологическая характеристика пласта	Заключение о характере насыщения пласта
								ГК	НГК			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

ФОРМЫ ПО УЧЕТУ КАБЕЛЯ

Книга учета эксплуатации кабеля

Дата получения кабеля	Тип кабеля	№ барабана, длина, *м*	Дата пуска кабеля в эксплуатацию	№ подъемника (лебедки)	Дата проверки кабеля (длины, изоляции, меток), пробег кабеля на день проверки	Результаты проверки меток		Ремонт кабеля	Сопротивление изоляции жил кабеля после ремонта	Номер подъемника или лебедки, на которую намотан кабель	№ акта на списание	Подпись лица, производившего запись
						удлинен	укорочен					

Журнал учета эксплуатации кабеля предприятия _____

Кабель марки _____

Завод-изготовитель _____

Длина _____

Барабан № _____

Дата изготовления _____

Дата получения _____

Дата пуска в эксплуатацию _____

Продолжение

№ подъемника	Проверка изоляции				Проверка и установка меток				Ремонтные работы	
	дата	сопротивление, *ом·м*			дата	проведенные работы	цена метки	изменение длины	дата	характер ремонта
		I	II	III						

Кабелем проведены работы в _____ скважинах

Сделано _____ спуско-подъемных операций

Пробег до 1-го дефекта _____ *км*

Общий пробег _____ *км*

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАССЛЕДОВАНИЮ И УЧЕТУ АВАРИЙ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТАХ

1. Аварией считают внезапную полную или частичную остановку нормального производственного процесса, вызванную поломками или повреждениями установок, оборудования, аппаратуры.

Примечание. Повреждения или поломки оборудования и аппаратуры, ликвидируемые в течение одного рабочего дня силами обслуживающего персонала, к авариям не относятся.

2. К авариям при геофизических работах относят:

а) поломку и повреждение геофизической (каротажной) станции, скважинного прибора, каротажного кабеля бурового станка и других установок;

б) поломку и повреждение транспортных средств (специальные и грузовые автомашины, автоцистерны, тракторы и автоприцепы);

в) при бурении скважин для разведочной геофизики — поломку и повреждение бурового инструмента; попадание в скважину посторонних предметов и долота, вызвавших ловильные работы;

г) при геофизических работах в скважине — прихват и оставление в бурящейся или обсаженной колонной скважине скважинного прибора, стреляющего аппарата и каротажного кабеля, вызвавшие ловильные работы.

3. Аварии в зависимости от последствий разделяются на сложные и простые.

К сложным авариям относят:

а) оставление в скважине инструмента, прибора и кабеля, вызвавшее длительные ловильные работы, ликвидацию скважины, забуривание нового ствола или возврат на вышележащий горизонт;

б) прострел или торпедирование колонны скважины не в заданном заказчиком интервале, повлекшие за собой производство тампонажных и ремонтных работ или возврат на вышележащий горизонт;

в) вывод из строя геофизической станции, каротажной лаборатории, подъемника, бурового агрегата и автомашины, вызвав-

Форма № 1

Совнархоз (Геологическое управление)

Трест _____

Экспедиция _____

Дата составления акта _____

Акт об аварии в геофизической организации (партии, экспедиции, конторе и т. д.)

1. Акт составлен комиссией в составе _____
2. Дата аварии: год _____, месяц _____, число _____, час _____
3. Место аварии: скважина № _____ район _____ буровая организация, проводящая бурение _____; забой скважины _____; диаметр скважины _____; диаметр колонны _____; состояние скважины _____
4. Исполнители работ (отряд, партия, бригада)

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Должность	Стаж работы			Примечание
			в данной партии	в данном предприятии	в данной должности	

5. Описание аварии _____
6. Причины аварии _____
7. Виновники аварии _____
8. Меры, рекомендуемые по ликвидации аварии _____
9. Замечания и предложения _____

Главный инженер предприятия _____

Начальник партии (отряда) _____

Представитель организации, проводящей буровые работы _____

ший необходимость капитальных затрат на их восстановление.

Все остальные виды аварий относятся к группе простых.

4. О всех сложных авариях и авариях с человеческими жертвами посылаются немедленно извещения в вышестоящую организацию, органам горно-технического надзора, техническому инспектору профсоюза и органам милиции.

5. Данные о простых авариях представляются вышестоящей организации вместе с информационно-техническими отчетами.

6. На все происшедшие в скважинах аварии независимо от их характера, в том числе случаи оставления грузов, зондов и т. п., составляется акт главным инженером предприятия, начальником партии (отряда), представителем организации, проводящей буровые работы (форма 1).

В акте должна быть установлена причина аварии и виновники ее.

В случае разногласий между представителями геофизического предприятия и организацией, проводящей бурение, в определении причин аварии стороны прибегают к технической экспертизе вышестоящих организаций; решение экспертизы является обязательным для обеих сторон.

7. Сложные аварии расследуются комиссией в составе главного инженера предприятия, начальника партии (отряда), представителя органов горно-технического надзора, представителя буровой организации, а по мере надобности — представителя автоинспекции и местной пожарной охраны.

Комиссия обязана:

а) установить причины, вызвавшие аварию;

б) установить конкретных виновников аварии и рекомендовать меры воздействия в отношении их;

г) наметить необходимые мероприятия для ликвидации аварий и мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем.

8. При ликвидации сложной аварии, происшедшей при геофизических работах на скважине, составляется акт.

9. На основании актов об авариях трест (контора) при представлении отчета составляет раздел отчета об аварийности, включающей статистические данные и анализ технических и организационных причин аварий.

ПРИНЯТЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Наименование	Обозначения
Каротаж по методу сопротивлений	
Удельное сопротивление	ρ
Истинные удельные сопротивления неизмененного пласта	$\rho_{п}$
Удельное сопротивление:	
глинистого раствора	$\rho_{с}$
фильтрата глинистого раствора	$\rho_{ф}$
глинистой корки	$\rho_{гк}$
Удельное сопротивление зоны проникновения	$\rho_{зп}$ (ρ_{Δ})
Удельное сопротивление промытой части пласта (промытой зоны)	$\rho_{пп}$
Удельное сопротивление вмещающих пород	$\rho_{вм}$
Удельное сопротивление пласта, на 100% заполненного водой	$\rho_{вп}$
Удельное сопротивление воды (пластовой воды)	$\rho_{в}$
Кажущееся удельное сопротивление	$\rho_{к}$
Разность потенциалов между измерительными электродами	ΔV
Ток питания электродов A и B	I
Коэффициент зонда	K
Длина зонда (градиент-зонда, потенциал-зонда)	L (AO, AM)
Диаметр зоны проникновения	D
Самопроизвольная поляризация	
Амплитуда отклонения кривой ПС (кажущаяся величина э. д. с. ПС)	$E_{к}$
Приведенная амплитуда отклонения ПС (максимальная для данных $\rho_{ф}/\rho_{в}$)	E
Приведенная амплитуда отклонения ПС для глинистого коллектора	$E_{гл}$
Коэффициент в формуле потенциала ПС $E = K \lg \frac{\rho_{ф}}{\rho_{в}}$	K K
Радиоактивный каротаж	
Интенсивность излучения при радиоактивном каротаже	
Термометрия скважин	
Геотермический градиент	
Геотермическая ступень	G

Продолжение

Наименование	Обозначение
Температура пласта	$t_п$
Температура скважины	$t_с$
Параметры, характеризующие пласт	
Относительное сопротивление $\frac{\rho_{вп}}{\rho_в}$	P
Показатель степени пористости (в формуле $P = \frac{a}{\kappa_п^m}$)	m
Коэффициент увеличения сопротивления $\frac{\rho_п}{\rho_{вп}}$	Q
Показатель степени, водонасыщенности в формуле $Q = \frac{1}{k_в^n}$	n
Кажущееся удельное сопротивление	КС
Боковое каротажное зондирование	БКЗ
Токовый каротаж	ТК
Микрозонд	МЗ
Метод скользящих контактов	МСК
Самопроизвольная поляризация (естественные потенциалы)	ПС
Метод электродных потенциалов	МЭП
Вызванные потенциалы	ВП
Радиоактивный каротаж	РК
Гамма-каротаж	ГК
Нейтронный каротаж	НК
Нейтронный гамма-каротаж	НГК
Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	НК-Т
Нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам	НК-Н
Гамма-гамма-каротаж	ГГК
Плотностной гамма-гамма-каротаж	ГГК-П
Селективный гамма-гамма-каротаж	ГГК-С
Фотонейтронный (гамма-нейтронный) каротаж	ГНК
Наведенная активность	НА
Магнитный каротаж	МК
Кавернограмма	ДС

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3
Введение 5

Глава I. **Организация и проектирование каротажных работ** . . . 6
§ 1. Организация работ 6
§ 2. Проектирование геофизических исследований скважин . . . 7
§ 3. Состав партии и обязанности инженерно-технического персонала 10

Глава II. **Программа геофизических исследований скважин** 13
§ 4. Скважины, бурящиеся на нефть и газ 13
§ 5. Скважины, бурящиеся на уголь 16
§ 6. Скважины, бурящиеся на руды и минеральное сырье . . . 18
§ 7. Скважины, бурящиеся на воду 21

Глава III. **Электрический каротаж** 22
§ 8. Основные требования к кривым КС и ПС 22
§ 9. Порядок записи кривых КС и ПС 23
§ 10. Помехи в записи КС 24
§ 11. Помехи в записи кривой ПС 26
§ 12. Колебания пишущих устройств 28
§ 13. Влияние металла 29
§ 14. Измерения скважинным резистивиметром 30
§ 15. Измерения микрозондами 31

Специальные методы электрического каротажа скважин рудных и угольных месторождений 32
§ 16. Метод электродных потенциалов 32
§ 17. Токовый каротаж 33
§ 18. Метод скользящих контактов 34
§ 19. Метод вызванных потенциалов 36

Глава IV. **Радиоактивный каротаж** 37
§ 20. Методы радиоактивного каротажа 37
§ 21. Требования к аппаратуре радиоактивного каротажа 38
§ 22. Подготовка и проверка аппаратуры 39
§ 23. Эталонировка и проверка стандартности аппаратуры РК . . 41
§ 24. Выбор режима работы аппаратуры радиоактивного каротажа 47
§ 25. Определение положения водонефтяного контакта и контакта газ—жидкость в обсаженных скважинах 54
§ 26. Проведение работ на буровой 56

Глава V. **Магнитный каротаж** 60
§ 27. Аппаратура 60
§ 28. Эталонировка аппаратуры 60

Глава VI. **Геохимические методы исследования нефтяных и газовых скважин** 62
§ 29. Аппаратура для геохимических исследований скважин . . . 62
§ 30. Газовый каротаж 63
§ 31. Калибровка газоанализаторов 65
§ 32. Определение глубин 66
§ 33. Методика проведения газового каротажа 69
§ 34. Люминесцентный (люминесцентно-битуминологический) анализ 72
§ 35. Помехи при газовом каротаже и люминесцентном анализе 73
Глава VII. **Термометрия, измерение диаметра и искривления скважин и работа с радиоактивными изотопами** 75
§ 36. Термометрия скважин 75
§ 37. Измерение диаметра скважин 81
§ 38. Измерение искривления скважин 83
§ 39. Представление результатов измерения искривления скважин 86
§ 40. Определение элементов залегания пластов 87
§ 41. Работа с радиоактивными изотопами 87
Глава VIII. **Контроль за состоянием скважины и проводимыми в ней работами** 92
§ 42. Определение высоты подъема цемента (уровня цементного кольца) в затрубном пространстве (ОЦК) 92
§ 43. Определение распределения цемента в затрубном пространстве по сечению скважины 94
§ 44. Определение поглощающих (отдающих) пластов и затрубного движения жидкости 95
§ 45. Определение места поглощения бурового раствора при помощи радиоактивных изотопов 100
§ 46. Контрольные измерения в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах 100
§ 47. Контроль за гидравлическим разрывом пласта и соляно-кислотной обработкой 101
§ 48 Определение профиля приемистости 102
§ 49. Определение скорости фильтрации подземного потока по результатам измерений в одиночной скважине 105
Глава IX. **Аппаратура и оборудование** 107
§ 50. Требования к аппаратуре 107
§ 51. Каротажный кабель 109
§ 52. Спуско-подъемное оборудование 118
Глава X. **Проведение работ** 121
§ 53. Изоляция жил кабеля и электрических цепей измерительных схем 121
§ 54. Определение глубин 123
§ 55. Проведение работ на буровой 125
§ 56. Предотвращение аварий 130
Глава XI. **Обработка каротажных диаграмм** 133
§ 57. Оформление и предварительная обработка каротажных диаграмм 133
§ 58. Проверка каротажных диаграмм 134
§ 59. Определение границ пластов 136
§ 60. Обработка материалов БКЗ 138
§ 61. Обработка диаграмм микрозондов 143
§ 62. Обработка диаграмм радиоактивного каротажа 143
Глава XII. **Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин** 145
§ 63. Расчленение разреза скважины 145
§ 64. Корреляция разрезов скважин 146
§ 65. Типовые геолого-каротажные разрезы 147

Интерпретация данных каротажа нефтяных и газовых скважин . . . 148
§ 66. Выделение коллекторов в разрезе скважин 148
§ 67. Определение мощности коллектора 150
§ 68. Интерпретация данных газового каротажа 150
Количественная интерпретация данных каротажа нефтяных и газовых скважин 153
§ 69. Оценка минерализации (удельного сопротивления) пластовых вод по ПС 153
§ 70 Определение глинистости пород по данным ГК 155
§ 71. Определение пористости пластов по их удельному сопротивлению 156
§ 72. Определение пористости пластов по показаниям малых градиент-зондов 157
§ 73. Определение пористости по диаграммам нейтронного гамма-каротажа 160
§ 74. Определение нефтегазонасыщенности пластов по данным каротажа по методу сопротивлений 161
§ 75. Оценка нефтегазоносности пластов 163
§ 76. Определение водонефтяного контакта (ВНК) по кривым сопротивления 164
§ 77. Общие вопросы 165
Интерпретация данных каротажа скважин на угольных месторождениях 165
§ 78. Выделение пластов угля в разрезе скважин 165
§ 79. Определение мощности и строения пластов угля 167
Интерпретация данных каротажа скважин на рудных месторождениях других полезных ископаемых 168
§ 80. Выделение железных руд 168
§ 81. Выделение руд цветных металлов 169
§ 82. Выделение залежей других полезных ископаемых 170

Приложения

1. Технические условия на подготовку скважин для производства геофизических работ 174
2. Технические условия на геофизические исследования скважин на нефть и газ 180
3. Технические условия на проведение геофизических исследований в скважинах на угольных месторождениях 190
4. Технические условия на геофизические исследования скважин, бурящихся на руды и минеральное сырье 203
5. Технические условия на геохимические исследования нефтяных и газовых скважин 211
6. Условия использования данных каротажа при подсчете разведанных запасов углей 216
7. Правила техники безопасности при проведении геофизических работ на буровой 220
8. Правила техники безопасности при геофизических работах на буровых с применением радиоактивных веществ 227
9. Форма журнала регистрации и выполнения заявок 261
10. Форма журнала приема и сдачи материалов заказчику . . . 262
11. Форма наряда-маршрута на промыслово-геофизические работы 263
12. Акт о выполнении промыслово-геофизических работ 265

13. Акт о подготовке скважины для производства промыслово-геофизических работ 266
14. Сведения о промере кабеля на буровой 267
15. Формы заголовков к каротажным диаграммам 268
16. Форма рабочего журнала при проведении геохимических исследований 277
17. Форма объяснительной записки по результатам газокаротажных работ 282
18. Форма заключения по геофизическим методам исследования скважин и рекомендациям на опробование пластов 283
19. Форма по учету кабеля . . . . . .
20. Инструкция по расследованию и учету аварий при геофизических работах 290
21. Принятые обозначения и сокращения 293

Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах

Редактор издательства *Л. Н. Федорова*
Технический редактор *В. В. Быкова*
Корректор *Э. И. Капульская*

Сдано в набор 2/II-1963 г. Подписано к печати 8/IV-1963 г.
Формат бумаги 60×90¹/₁₆. Бум. л. 9,38. Печ. л. 18,75.
Уч.-изд. л. 17,32. Т—04543. Тираж 10000 экз. Зак. № 146.
Цена 97 коп.

Типография им. Анохина
Полиграфиздата Министерства культуры
Карельской АССР
г. Петрозаводск, ул. „Правды", 4

ИСПРАВЛЕНИЯ И ОПЕЧАТКИ

Стр.	Строка	Напечатано	Следует читать
17	22 св.	каротаж в тонких	каротаж; в тонких
39	9 св.	нейтронной	непрерывной
49	Табл. 2; 5 св.	НГ	НК
57	Табл. 6; 2 св.	НГК-57	НГГК-57
106	3 св.	водонепроницаемость	водопроницаемость
137	4 сн.	измерения	изменения
142	11 св.	$H = d$	$H = L$
163	9 сн.	НГК	НК
167	6 сн.	(до 2 *м*)	(до 1 *м*)
174	15 св.	провод	привод
182	19 сн.	При исследовании	При повторном исследовании
186	16 сн.	амплитуды	аппаратуры
228	20 св.	измерений	излучений
237	23 св.	к скважине, приборы	в скважинные приборы
293	9 сн.; 2 графа	K K	K, K_t
293	5 сн. 2 графа		I

Зак. 146

gost.e-ecolog.ru