



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Программно-управляемые
и информационно-измерительные
системы для ГИРС

том 6

ОАО «Башнефтегеофизика»

Геофизические исследования и работы в скважинах

В 7 томах

Том 6

**Программно-управляемые
и информационно-измерительные
системы для ГИРС**

УФА 2010

УДК 550.3
ББК 26.21
К 66

Рекомендовано научно-техническим советом ОАО «Башнефтегеофизика»
и НПФ «ГеоТЭК»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Я.Р. Адиев, генеральный директор ОАО «Башнефтегеофизика», канд. техн. наук; заместитель главного редактора – Г.З. Валеев, зам. генерального директора ОАО «Башнефтегеофизика», главный геолог;
члены редакционной коллегии: Р.А. Валиуллин, д-р техн. наук, профессор;
Р.Б. Булгаков, канд. техн. наук; В.М. Коровин, д-р техн. наук; Ш.Г. Шаисламов, канд. техн. наук; С.Н. Шматченко; Г.Г. Шаисламова (отв. секретарь).

В.М. Коровин, В.М. Лобанков, Д.Р. Шокуров, Н.А. Тарасов

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 6. Программно-управляемые и информационно-измерительные системы для ГИРС. – Уфа: Информреклама, 2010. – 288 с., ил.

ISBN 978-5-904555-18-4 (т. 6)
ISBN 978-5-904555-12-2 (общий)

© ОАО «Башнефтегеофизика», составление, 2010
© ООО «Информреклама», оформление, 2010

Уважаемые коллеги, друзья!



Российская геофизика пришла в XXI век, пройдя большой и тернистый путь. Начавшийся в прошлом столетии научно-технический прогресс, затронул все сферы геофизики. Основой прогресса послужили новейшие открытия в фундаментальных науках и наступившая эра компьютерных технологий. Именно эти ключевые факторы коренным образом изменили

нефтегазовую геофизику. Ушли в далекую историю аналоговые каротажные станции, на смену «ручной» интерпретации пришла компьютерная обработка и интерпретация скважинных материалов, с появлением комплексных цифровых приборов изменились технологии проведения каротажа. В целях сокращения времени на принятие решений по скважине были успешно внедрены в повседневную практику современные системы связи, в том числе и спутниковые технологии. Повысился общий уровень достоверности и представительности выдаваемых геофизических заключений. В то же время объективные реалии современной геофизики таковы, что идет постоянный процесс расширения круга решаемых задач. В этих условиях задача подготовки и переподготовки кадров выходит на первый план. При этом мы столкнулись с отсутствием современной учебно-методической и специальной литературы в области геофизики, что и послужило поводом к подготовке данного издания. Пособия составлены ведущими специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» и коллегами из Башкирского государственного университета, НПФ «Геофизика», ВНИИГИС, которые изложили материал в свете своего научно-производственного опыта и понимания проблем геофизики. Главной целью настоящего издания было, не претендуя на роль первооткрывателей, подготовить и издать учебно-методические пособия, которые охватили бы все сферы нефтегазовой геофизики и отображали бы новейшие достижения в отрасли. Учебные пособия предназначены для подготовки (адаптации, переподготовки) специалистов, получивших образование в ВУЗах и ССУЗах геофизического или близкого профиля. Надеемся, что изложенная информация будет полезной широкому кругу специалистов, а также студентам, магистрантам и аспирантам соответствующих специальностей. Издания не планируется использовать для коммерческого распространения.

*Главный редактор,
генеральный директор
ОАО «Башнефтегеофизика»,
кандидат технических наук*

Я.Р. Адиев

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

в 7 томах

Сводное оглавление издания

Том 1. Промысловая геофизика

Том 2. Исследования геологического разреза скважин

Том 3. Исследования действующих скважин

Том 4. Контроль технического состояния скважин

Том 5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции

Том 6. Программно-управляемые и информационно-измерительные
системы для ГИРС

Том 7. Геолого-технологические исследования в скважинах

Оглавление

Введение	7
Глава 1. Общие принципы построения информационных систем для проведения ГИС	11
§ 1. Развитие комплексных программно-управляемых скважинных приборов на основе компьютерных технологий	11
§ 2. Программно-управляемая информационно-измерительная система для ГИС	18
§ 3. Основные принципы комплексирования скважинных приборов	29
§ 4. Структура и алгоритмы работы функциональных модулей	42
Глава 2. Элементы информационно-измерительных систем	55
§ 1. Подъемники и каротажные станции	55
§ 2. Мультиплексный канал связи между модулями комплексного скважинного прибора и компьютеризованной каротажной станцией	64
§ 3. Системы управления и измерения глубины с геофизическим кабелем	85
§ 4. Системы измерения глубины с автономными приборами	95
§ 5. Регистрирующие системы	105
Глава 3. Метрологическое обеспечение элементов информационно-измерительных систем для ГИС	112
§ 1. Основы метрологии геофизических измерений	112
§ 2. Калибровка и поверка аппаратуры электрического каротажа (БКЗ, БК, ИК и МЗ)	141
§ 3. Калибровка и поверка аппаратуры акустического каротажа	164
§ 4. Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа	171

§ 5. Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры стационарного нейтронного каротажа	183
§ 6. Градуировка и калибровка аппаратуры плотностного гамма-гамма-каротажа.....	200
§ 7. Калибровка скважинных гамма-плотномеров- толщиномеров СГДТ-НВ и цементомеров ЦМ-8-16 ...	209
§ 8. Калибровка каверномеров и профиломеров	225
§ 9. Градуировка, калибровка и поверка инклинометров...	230
Глава 4. Технологии ГИС, алгоритмическое и программное обеспечение.....	241
§ 1. Структура программного обеспечения	241
§ 2. Технологии ГИС и программное обеспечение при работе с использованием кабельного канала связи.....	248
§ 3. Технологии ГИС и программное обеспечение при работе с автономными приборами	260
§ 4. Телекоммуникационные системы передачи информации	267
Список принятых сокращений	279
Список условных обозначений	281
Список используемой литературы	282
Предметный указатель	286

ВВЕДЕНИЕ

Развитие геофизического приборостроения как в России, так и в других странах характеризуется непрерывным усложнением измерительной аппаратуры и расширением круга задач, решаемых с ее помощью. Создание и совершенствование техники для исследований скважин связано с разработками в области теории и методики интерпретации геофизических методов, новейшими достижениями в измерительной технике, электронике, применением новейших компьютерных и информационных технологий.

В развитии и совершенствовании геофизических технологий при проведении ГИС можно выделить два основных направления:

1. Совершенствование и разработка новых информационно-измерительных систем, включающих комплексные программно-управляемые скважинные приборы, реализующие различные методы ГИС, канал связи (каротажный кабель) и регистрирующую аппаратуру, работающую под управлением компьютера (нижний уровень).

2. Совершенствование и разработка общей системы управления проведением ГИС, организации передачи данных, программное обеспечение и интерпретация полученных результатов (верхний уровень).

Реализация компьютеризации скважинных исследований привела к значительному расширению функциональных возможностей не только с точки зрения увеличения количества методов исследования, но и максимальной реализации физических возможностей каждого из методов, появления дополнительных к измерительным функций управления, сигнализации, диагностирования и т. д., осуществления автоматиче-

ского контроля качества измерений, экспресс-обработку измерительной информации, различных сервисных функций, включая адаптацию к различным условиям проведения измерений.

Таким образом, одним из радикальных и перспективных направлений существенного поднятия уровня геофизического приборостроения является его интеллектуализация путем реализации достаточно сложных измерительных процедур специальными аппаратными и программными средствами. Центральным и определяющим моментом для интеллектуальных средств измерений является наличие памяти в компьютерах, которая дает возможность реализовать процедуры самонастройки, управления, самоконтроля, адаптации, взаимодействия и другие характерные элементы интеллекта.

Совокупность аппаратных и программных средств, совместно существующих и взаимодействующих, определяет интеллектуальность систем измерений при геофизических исследованиях скважин. Разработка таких систем ставит новые задачи, к которым относятся проблемы рационального компромисса между аппаратными и программными способами реализации отдельных процедур, организации взаимодействия вычислительных средств и устройств преобразования и сбора информации, рациональной организации памяти с целью минимизации ее требуемых объемов для обеспечения тех или иных функций.

Наибольшую эффективность от использования компьютеризованных технологий можно получить только при рациональном подходе при разработке аппаратуры и в целом технологий ГИС как на первом, так и на втором уровне, что требует взаимоувязанных решений по созданию конструкций комплексных скважинных приборов и отдельных модулей, систем телеметрии и программно-управляемых схем измерения параметров различных физических полей, рационального распределения схмотехнических функций и программного обеспечения регистрации и последующей обработки. Аналогичная проблема и при организации автоматизации геофизического предприятия, заключающаяся в рациональном распределении аппаратных и программных средств

сбора и обработки геофизической информации, объединенных компьютеризованными телекоммуникационными системами.

Большой вклад в развитие современного геофизического приборостроения внесли известные ученые д-р техн. наук Лукьянов Э.Е., д-р техн. наук Хаматдинов Р.Т., д-р техн. наук Белоконь Д.В., д-р техн. наук Митюшин Е.М., д-р техн. наук Широков В.Н., д-р техн. наук Неретин В.Д., д-р техн. наук Руднев О.В., д-р техн. наук Блюменцев А.М., д-р техн. наук Лобанков В.М., канд. техн. наук Даниленко В.Н., канд. техн. наук Чупров В.П., канд. техн. наук Сулейманов М.А., канд. техн. наук Иванов В.Я., Булгаков А.А., Булгакова Ю.А., Киселев А.В. и многие другие.

Над подготовкой к изданию данного тома работали следующие авторы:

1. Коровин В.М., д-р техн. наук (общая редакция, введение, главы 1, 2, 4)
2. Лобанков В.М., д-р техн. наук (глава 3)
3. Шокуров Д.Р. (глава 4 параграф 3)
4. Тарасов Н.А. (глава 4 параграф 4)

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИС

§ 1. Развитие комплексных программно-управляемых скважинных приборов на основе компьютерных технологий

В связи с необходимостью повышения эксплуатационных характеристик используемой в настоящее время скважинной геофизической аппаратуры и, особенно, сокращением времени исследований скважин различными геофизическими методами как в РФ, так и в других странах наиболее перспективным является направление создания комплексных скважинных приборов по блочно-модульному (агрегатированному) принципу. Данный принцип построения скважинной геофизической аппаратуры позволяет максимально унифицировать узлы скважинных приборов, существенно сократить время на разработку и освоение продукции, реализовать принцип преемственности при конструировании геофизических приборов путем выбора современных решений отдельных блоков и модулей на длительную перспективу и сосредоточения основных усилий на разработке первичных преобразователей информации на новой физической основе.

Вся разрабатываемая на перспективу скважинная геофизическая аппаратура, наземные информационно-измерительные системы, вспомогательное оборудование, методическое и метрологическое обеспечение, включая технологии исследований и обработки полученной информации, а также соответствующее программное обеспечение,



должны иметь единую идеологическую основу. Это требование диктуется как широким применением микропроцессорной техники, так и принципиальным функциональным изменением геофизической аппаратуры – от пассивной регистрации к автоматически управляемым процессам получения информации при проведении измерений на скважине с одновременной диагностикой и адаптацией режимов измерений в различных геолого-технических условиях.

Вся история развития геофизического приборостроения характеризуется стремлением комплексирования различных методов в скважинной аппаратуре и автоматизацией измерений. К середине 70-х годов были разработаны основные методы и приборы электрического, радиоактивного и акустического каротажа. При этом была разработана и внедрена в производство комплексная высокоэффективная скважинная аппаратура электрического каротажа типа КСП-3, АБКМ, Э1, Э2, Э3 и т. д., причем для обеспечения многоканальности использовались принципы частотного разделения каналов с частотной модуляцией несущей частоты измеряемым сигналом. В последующем при комплексировании скважинной аппаратуры электрического каротажа были реализованы принципы время-импульсной модуляции (ВИМ) и ее разновидности – квантованной время-импульсной модуляции (КВИМ).

На базе этой телеметрии была разработана также комплексная аппаратура КАС-1, предназначенная для проведения геофизических исследований разрезов в необсаженных скважинах с измерением кажущихся сопротивлений пород (ρ_k), зондами стандартного каротажа (СК, БКЗ), трехэлектродного бокового каротажа (БК-3), индукционного каротажа (ИК), потенциалов (ПС) и инклинометрии. В последующем был разработан и широко внедрен комплексный прибор электрического каротажа К1А-723 (К1А-723М), предназначенный для измерения кажущихся сопротивлений зондами БКЗ, зондом трехэлектродного бокового каротажа, удельного электрического сопротивления промывочной жидкости ($\rho_{ж}$), потенциалов

самопроизвольной поляризации (ПС), мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород (ГК), среднего диаметра поперечного сечения скважины (d_c), четырех взаимно перпендикулярных расстояний от центра прибора до стенок скважины. Характерными отличительными особенностями этого прибора являются:

- в приборе применена многоканальная телеизмерительная система с временным разделением каналов и время-импульсной модуляцией сигналов, что позволяет передавать до 30 каналов различной информации, включая служебную;

- конструктивно и функционально прибор разработан на основе агрегатированной системы скважинных геофизических приборов (АСГП), что позволило достичь высокого уровня унификации элементной и конструктивной базы для скважинных геофизических приборов.

Однако, как показала практика работы данного прибора, он обладает существенными недостатками, ограничивающими его применение:

- режим работы телесистемы синхронный и жестко «привязан» к питающей сети, вследствие этого недостаточна надежность всей системы из-за возможности нарушения синхронизации по всем каналам;

- ограниченные частотные и динамические диапазоны передаваемых сигналов (не более 200 Гц и 20 дБ);

- необходимость многократных аналоговых преобразований, что в условиях рабочих температур от 0 до 120 °С приводит к дополнительным температурным погрешностям;

- ограниченные возможности управления режимами измерений.

В последующем во ВНИИГИ (г. Грозный) на базе новой телесистемы с временным разделением и синхронной частотной модуляцией был разработан комплекс приборов для работы в особо сложных условиях (до температуры окружающей среды 250 °С). Эта система также синхронна, но обладает более высокими метрологическими параметрами по динамическому диапазону – до 60 дБ с погрешностью



преобразования не более 0,2%. Наиболее сложными для комплексирования являются акустические и радиоактивные методы ГИС. Основными проблемами при этом являются:

- высокая информативность обоих методов, что исключает возможность передачи их информации по каналам с время-импульсной или частотной модуляцией;
- большие динамические диапазоны сигналов (до 80 дБ);
- высокие требования по линейности и стабильности амплитудно-частотных характеристик;
- необходимость большого количества каналов для передачи сигналов с высокой точностью;
- необходимость управления и адаптации режимов работы скважинных приборов для работы в различных геолого-технических условиях.

Одной из первых в этой области, в 1979–1981 годах во ВНИИнефтепромгеофизики, была разработана комплексная аппаратура для контроля качества цементирования ЦМГА-2, состоящая из акустического и радиоактивного модулей, при этом способы передачи информации не отличались от традиционных аналоговых, т. к. передача осуществлялась по разным жилам каротажного кабеля с временной блокировкой каналов радиоактивных методов на время передачи аналоговых акустических сигналов. Этот же способ использовался при создании комплексной аппаратуры для необсаженных скважин КАПАК-1, реализующей акустические и радиоактивные методы исследования. Дополнительная синхронная блокировка осуществлялась также в наземной аппаратуре, где производилась обработка сигналов и измерение их параметров. На базе акустического модуля МАК-1, предназначенного для работы в составе аппаратуры КАПАК-1, и модуля индукционного каротажа ИК, входящего в состав комплексной аппаратуры К1А-723 с время-импульсной телеметрией, был разработан комплексный прибор КАИК. В этом приборе передача информации также осуществлялась

по разным жилам каротажного кабеля при жесткой синхронизации с тактами время-импульсной телеметрии. Общими недостатками этих комплексов являлись необходимость синхронизации работы всех систем, отсутствие возможности управления режимами измерений и проблемы, связанные с аналоговыми наземными измерительными системами: сложность и длительность настроечных операций, их дрейф и в связи с этим необходимость постоянной подстройки при длительной работе, что значительно снижает эффективность комплексирования.

Более прогрессивным направлением, как уже отмечалось выше, является комплексирование приборов с применением кодоимпульсной телеметрии, программно-управляемых каротажных станций и использованием принципов агрегатирования. В 1982–1984 годах во ВНИИГеоинформсистем (г. Москва) и ВНИИГИК (г. Тверь) в рамках комплексной программы «Скважина-2» были проведены работы по созданию телеметрической системы и ряда модулей стационарного нейтронного, импульсного нейтронного и широкополосного акустического каротажа. Данный комплекс базировался на телесистеме с кодоимпульсной модуляцией «Манчестер-2». Код «Манчестер-2» в это время уже применялся в последовательных мультиплексных каналах связи в различных системах общепромышленного и специального назначения – там, где требовалось обеспечить работу сложного автоматизированного оборудования в условиях воздействия высокого уровня электромагнитных помех, вибраций, повышенных температур и других факторов.

В качестве базового в данном комплексе использовался модуль телеметрии, в котором располагались различные преобразователи для преобразования информации, поступающей от других модулей, в код «Манчестер-2» для передачи по каротажному кабелю к наземной аппаратуре. Опрос преобразователей и передача информации на поверхность производились циклически с частотой 20 Гц и, кроме того, от станции передавались команды для изменения режимов измерения.



Вместе с отдельными модулями или их группой образовывался комплексный скважинный прибор для решения определенных геофизических задач. Основной проблемой для дальнейшего развития этого направления являлось отсутствие электронной элементной базы, так как гибридные микросхемы не отличались большой надежностью и имели ограниченные функциональные возможности.

За рубежом, в ведущих фирмах США Schlumberger, Dresser Atlas, Halliburton, Computalog и других, в области скважинных геофизических исследований, также начиная с 70-х годов, основное направление выбрано на комплексирование скважинных приборов и автоматизацию измерений. Наличие современной микроэлектронной базы, работающей до температуры 180 °С, позволило установить ее непосредственно в скважинные приборы, что дало возможность создания целого ряда комплексных и комбинированных программно-управляемых модулей. Фирма Dresser Atlas разработала систему SLAM, в которую входят компьютеризованная каротажная станция (ККС), комплекс обрабатывающих программ для анализа полученной информации непосредственно на скважине и различные комплекты скважинных приборов. Станция оборудована всеми необходимыми техническими средствами и программным обеспечением для сбора, обработки, хранения и отображения информации. Для передачи информации по семижильному каротажному кабелю используется специальный телеметрический модуль (PCM), преобразующий аналоговые сигналы в сигналы кодоимпульсной модуляции (КИМ). В комплексных скважинных приборах, входящих в эту систему, реализуются следующие методы исследования: электрического каротажа, ПС, гамма-каротажа, акустики, гамма-гамма-каротажа и нейтронного каротажа. Причем количество модулей постоянно увеличивается для решения новых геофизических задач. Кроме ускорения проведения ГИС в два раза, по мнению авторов, SLAM представляет следующие важные преимущества:

- более точную привязку по глубине всех методов;
- повышение надежности измерений из-за постоянного контроля и объективной проверки;
- уменьшение числа холостых рейсов;
- повышение точности каротажа из-за исключения влияния линии связи – каротажного кабеля.

В РФ попытки создания компьютеризованных регистраторов начались с начала 80-х годов, в частности регистраторы АЦРК (ННГФ), НО-78 (ВНИИГеофизики), НО-90 (ВНИИЯГГ) и другие. Массовое применение получил регистратор ТРИАС (ВНИИГИ и СКБ «Сейсмоаппарат», Саратов), на его базе в последующем были созданы регистраторы СКР-1М (СКБ «Сейсмоаппарат») и СКР – САМООТЛОР (ННГФ). В дальнейшем были попытки создания регистраторов на базе мини-ЭВМ «Электроника-60» (Лоза-1, Геофит), а также на базе сейсмической станции «Прогресс-К». В последующем с появлением новой элементной базы были разработаны и внедрены в производство системы типа «КАРАТ-П», «ЮГРА», «ГЕКТОР», «ВУЛКАН» и т. д., которые вместе с современными персональными компьютерами явились ядром практически всех современных каротажных геофизических станций как в РФ, так и во многих странах СНГ.

Важным событием середины 80-х годов было появление в СССР стандарта ГОСТ 26765.52-87 (в США MILD STD 1553B) «Интерфейс магистральный последовательный системы электронных модулей», а также соответствующей микроэлектронной базы, работающей до температуры 120 °С, что вместе с первыми компьютеризованными регистраторами предоставило реальные возможности для создания комплексных программно-управляемых скважинных приборов различного назначения.

Как показали эксперименты, проведенные в различных научно-исследовательских геофизических предприятиях России в 1986–



1990 годах, основные параметры стандарта наилучшим образом подходили для организации мультимплексного канала связи по каротажному геофизическому кабелю, создания программно-управляемой скважинной аппаратуры и ее работы под управлением компьютеризованной каротажной станции. При этом программно-управляемая скважинная аппаратура и компьютеризованная каротажная станция вместе с каналом связи – каротажным кабелем – образовали принципиально новую информационно-измерительную систему, основным назначением которой является сбор, обработка и регистрация геофизической информации в функции глубины скважины. Функционирование данной системы производится в полуавтоматическом режиме, при котором основные функции калибровки, управления, контроля и сбора информации осуществляются бортовым компьютером под контролем оператора каротажной станции.

§ 2. Программно-управляемая информационно-измерительная система для ГИС

Программно-управляемая информационно-измерительная система для ГИС (ПУ ИИС), структурная схема которой приведена на рис. 1.1, представляет собой комплексный скважинный прибор (КСП), состоящий из N функциональных модулей $ФМ(a...n)$, с помощью которых реализуются различные методы исследований скважин, линии связи – каротажного кабеля (ЛС) и компьютеризованной каротажной станции (ККС), в которую входит система управления и регистрации процессом проведения ГИС (СУР). Совокупность аппаратных и программных средств системы характеризуется вполне определенной функциональной и пространственной организацией, соответствующей назначению системы и условиям функционирования.



В процессе функционирования по командам, инициируемым компьютеризированной каротажной станцией, производится периодическое измерение физических параметров каждого из методов исследования ГИС, передача измеряемой информации по линии связи – каротажному кабелю к компьютеризированной каротажной станции, первичная обработка и запись в память бортового компьютера ККС совместно с информацией о глубине скважины. Программные средства информационно-измерительной системы должны управлять процессом измерений каждым из методов с целью получения результатов, соответствующих назначению системы. Отличительной чертой программного обеспечения (ПО) программно-управляемых информационно-измерительных систем является необходимость обеспечения работы в реальном времени.

В отличие от операционных систем (ОС) общего назначения, основанных на управлении четырьмя основными типами ресурсов: процессором, памятью, устройствами ввода-вывода информации, – на исполнительные операционные системы реального времени накладываются ограничения, определяемые спецификой геофизических исследований:

- программно-управляемая информационно-измерительная система решает ограниченный набор задач, характеристики которых известны и учитываются при разработке операционных систем;
- поток внешних событий частично или полностью детерминирован и определяется режимами работы программно-управляемой информационно-измерительной системы;
- входные и выходные данные имеют простые структуры, а количество измерительных каналов достаточно ограничено;
- все функциональные программы к моменту проведения исследований считаются отлаженными.

Ввиду достаточно узкой специализации в составе специализированной ОС реального времени отсутствуют средства систем программи-

рования и отладки; все программное обеспечение находится в памяти бортового компьютера ККС.

В процессе функционирования программно-управляемая информационно-измерительная система получает и обрабатывает информацию с объекта исследования (ОИ). Модель объекта исследования может в принципе иметь различное математическое описание и должна отражать взаимосвязь параметров объекта исследования $X_{oi1}, X_{oi2}, X_{oi1} \dots X_{oim}$, подлежащих измерению. Такими параметрами являются, например, характеристики электрических, радиоактивных, температурных, электромагнитных, акустических и других естественных и искусственных полей.

Для получения оценки вектора параметров

$$\bar{X}_{oim} = [\bar{X}_{oi1}, \bar{X}_{oi2}, \bar{X}_{oi3} \dots \bar{X}_{oim}] , \quad (1.1)$$

где $\bar{X}_{oim}$ – характеристика объекта исследования, программно-управляемая информационно-измерительная система в ходе перемещения комплексного скважинного прибора по скважине производит измерение этих параметров. Полученная информация проходит в компьютеризированной каротажной станции первичную обработку, затем часть ее используется для управления режимами работы отдельных методов, а основная часть регистрируется вместе с информацией о глубине в памяти бортового компьютера. При этом в рабочем состоянии оказываются определенные группы аппаратных и программных модулей информационно-измерительной системы. Эти группы модулей можно определить условно как каналы программно-управляемой информационно-измерительной системы. Таким образом, под каналом программно-управляемой системы подразумевается набор аппаратных и программных средств, выполняющих логически единую последовательность действий, связанных с получением и/или использованием полученных данных. Такое определение канала дает возможность представить программно-управляемую информационно-измерительную



систему как совокупность программно-управляемых каналов различного назначения, включаемых с определенной частотой и в определенные периоды времени.

Каждый канал в этом случае состоит из двух частей – функционального модуля (ФМ), являющегося исполнительным устройством канала, и программы канала (ПК). ФМ преобразует информацию из исходного состояния в требуемое для передачи по каналу связи в устройство, которое по отношению к функциональному модулю является приемником данных. Программы канала (ПК) – это последовательность команд, записанная в терминах инструкций для ФМ, необходимая для выполнения каналом своих функций. Взаимодействие ПК с функциональным модулем осуществляется через системный интерфейс, включающий канал связи – каротажный геофизический кабель. Программа канала хранится в памяти бортового компьютера каротажной станции.

Блок-схема программно-управляемого канала приведена на рис. 1.2. Она состоит из функционального модуля (ФМ), интерфейса (И), программы канала (ПК) и компьютеризированной каротажной станции (ККС). Считаем, что с каждым i -м программно-управляемым каналом программно-управляемый комплекс ($i = 1 \dots m$) связан i -м параметром объекта исследования X_{oui} , определяемым с частотой $f(i)$, а полученная информация регистрируется или используется для управления режимами измерения. Погрешность оценки параметра

$$\varepsilon_i = \beta_i(X_{oui}, \hat{X}_{oui}) \quad (1.2)$$

в общем случае является случайной величиной.

Здесь: $\hat{X}_{oui}$ – оценка параметра X_{oui} , полученная с учетом обработки в компьютеризированной каротажной станции; β – функция, отражающая близость величин $\hat{X}_{oui}$ и X_{oui} . Погрешность ε_i каждого измеряемого параметра, кроме специфических составляющих для каждого из геофизических методов исследования, зависит от скорости каротажа V_k и частоты измерения f_i . С увеличением частоты измерения f_i и уменьшении

ем скорости каротажа V_{ki} увеличивается объем информации, который можно отнести к элементарному участку скважины по ее глубине Δh , что должно уменьшить алгоритмическую составляющую погрешности ε_i . Однако это приведет к возрастанию объемов обрабатываемой и регистрируемой информации. Поэтому должен быть определен разумный компромисс между величинами ε_i , f_i и V_{ki} . Скорость каротажа V_k в основном определяется физическими возможностями методов, применяемых в ПУ ИИС, причем общая скорость комплексного прибора определяется минимальной из всех возможных

$$V_{k0} = \min \{V_{k1}, V_{k2} \dots V_{kn}\}, \quad (1.3)$$

где V_{kn} – значения скорости отдельных методов.

Выбор частоты опроса f_i зависит от структуры программно-управляемого комплекса, физики источников сообщений и характера решаемых задач. Совмещение процессов работы каналов в каждом отдельном случае представляет собой специальную задачу, зависящую как от характера геофизических задач, так и от вида информации в каналах.

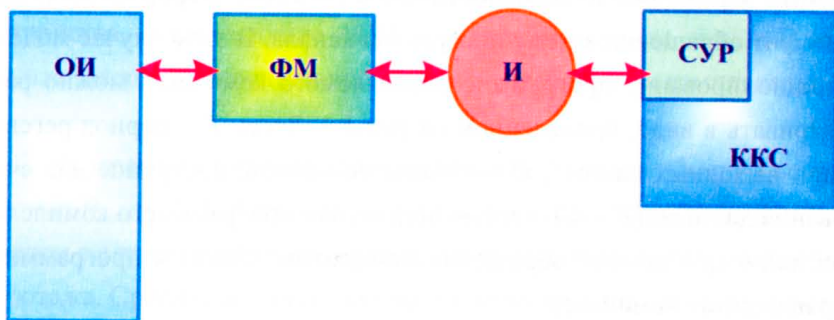


Рис. 1.2. Блок-схема программно-управляемого канала

ККС – компьютеризованная каротажная станция; ОИ – объект исследования; СУР – система управления и регистрации; ФМ – функциональный модуль; И – интерфейс

Характеризовать программно-управляемый комплекс можно временем реакции канала E_r , то есть временем, прошедшим с момента инициализации ПК до момента завершения регистрации полученной



информации. Тогда среднее значение этой задержки можно оценить следующим образом:

$$E\tau = E(\tau_u) + E(\tau_{\text{нук}}) + E(\tau_e), \quad (1.4)$$

где: τ_u – задержка в интерфейсе и канале связи, вносимая при передаче командного слова от каротажной станции к программному комплексу и измерительной информации в обратном направлении; $\tau_{\text{нук}}$ – задержка, вносимая процессом измерения; τ_e – задержка, вносимая вычислительной частью программы и записью подготовленной информации в память бортового компьютера.

Задержка в интерфейсе τ_u зависит от алгоритма обмена, формата данных, числа разрядов в командных и информационных словах и тактовой частоты интерфейса.

Задержка, вносимая программным комплексом ($\tau_{\text{нук}}$), определяется видом датчиков, физическими процессами, происходящими в измерительной схеме, и алгоритмом работы схемы преобразования информации. Степень готовности программного комплекса к обмену можно оценить вероятностью готовности его к передаче информации (P_{gom}) в момент обращения к нему программы канала. В этом случае модель функционирования программно-управляемого комплекса можно рассматривать в виде, приведенном на рис 1.3. Здесь T_i – период регенерации выходных данных; C – временное «окно», доступное для считывания данных; $(T_i - C)$ – время подготовки программного комплекса к обмену; t_3 – момент обращения программы канала к программно-управляемому комплексу.

В момент t_0 программный комплекс будет находиться в той или иной степени готовности. В зависимости от вероятности готовности к обмену все программно-управляемые комплексы можно разделить на три типа:

1. Программно-управляемые комплексы, всегда не готовые к обмену $P_{\text{gom}} = 0$, $t_0 = t_3$. Это комплексы с внешним запуском, к ним относятся

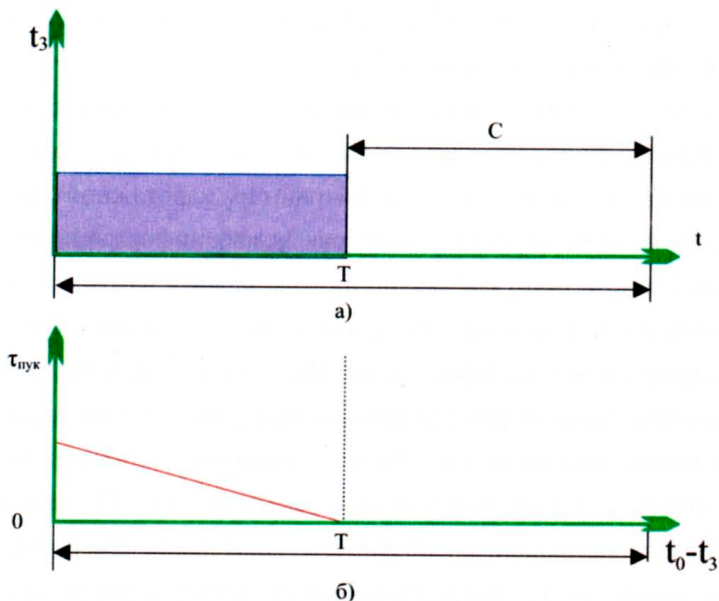


Рис. 1.3. Модель функционирования программно-управляемого комплекса
а) модель; б) зависимость времени ожидания готовности от разности $t_0 - t_3$

активные акустические методы, некоторые электрические методы, устройства, использующие АЦП с внешним запуском, и т. д. В этом случае задержка, вносимая программно-управляемым комплексом:

$$\tau_{\text{пук}} = T_i - C. \quad (1.5)$$

2. Программно-управляемые комплексы, готовые к обмену с вероятностью $P_{\text{зот}} = C/T$. К этим каналам можно отнести программные комплексы с автономной коммутацией, например, каналы радиоактивного каротажа. Среднее время ожидания готовности таких каналов будет

$$\tau_{\text{пук}} = (T_i - C)2/2T_i. \quad (1.6)$$

3. Программно-управляемые комплексы, всегда готовые к обмену: $P_{\text{зот}} = 1$, $\tau_{\text{пук}} = 0$. К ним относятся регистры, счетчики, таймеры, исполнительные датчики и т. д.

Время реакции $\tau_{\text{пук}}$ является чистым временем канала, так как оно не содержит задержек системного характера и определяется индиви-



дуально для каждого из комплексов в зависимости от свойств разработанной схемы и методики измерений.

Задержка, вносимая вычислительной частью программы канала t_6 , определяется сложностью алгоритмов предварительной обработки сигналов и возможностями бортового компьютера каротажной станции.

Основной задачей программно-управляемых информационно-измерительных систем при ГИС можно назвать заранее разработанную законченную последовательность действий по получению, сбору, обработке и представлению информации ГИС. Эти действия определяются программным диспетчером системы управления и регистрации по запросу и выполняются в соответствии со всеми необходимыми программами каналов, которые образуют программу задачи (ПЗ). При выполнении задачи, состоящей, как правило, из нескольких программ, управление от одной программы к другой, ввиду необходимости цикличности скважинных измерений, должно передаваться по принципу «эстафеты». Тогда процесс выполнения задачи будет являться процессом последовательного включения необходимых функциональных каналов, выполняющих действия, предписанные данной геофизической задаче. В программно-управляемых информационно-измерительных системах при ГИС исполнителем всех программ является бортовой компьютер компьютеризованной каротажной станции.

Выполнение каждой i -й задачи ($i = 1 \dots m$) требует вполне определенных затрат времени t_i , причем сумма временных затрат не должна превышать длительности цикла измерения T_0 , т. е.

$$\sum_{i=1}^m T_i \leq T_0. \quad (1.7)$$

На рис. 1.4 представлена проекция задачи на ось времени программно-управляемой информационно-измерительной системы, где: t_{01} – начало цикла; t_1 – окончание работы первого канала; t_{02} – начало работы второго канала; t_i – длительность работы канала.

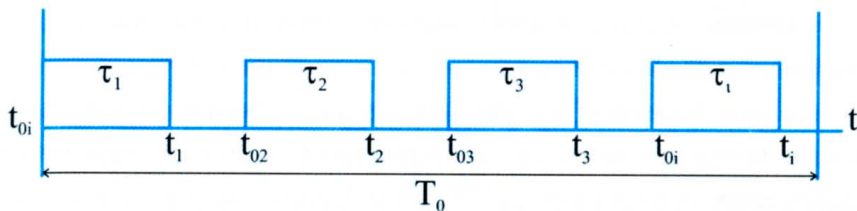


Рис. 1.4. Проекция задачи на ось времени работы программно-управляемых информационно-измерительных систем

Величина τ_i зависит от алгоритма работы канала, сложности предварительной обработки информации и возможностей бортового компьютера. Пусть общее количество задач, различимых диспетчером, будет M , и пусть в некотором текущем цикле длительностью T_0 они выполняются за время, равное T_i :

$$T_i = \sum_{i=1}^M \tau_i. \quad (1.8)$$

Тогда отношение временных затрат T_i к величине T_0 характеризует потребность i -й задачи в ресурсах ПУ ИИС на интервале анализа T_0 , выраженную в единицах загрузки системы:

$$P_i = \frac{T_i}{T_0}, \quad (1.9)$$

или с учетом (1.8)

$$P_i = \frac{\sum_{i=1}^M \tau_i}{T_0}. \quad (1.10)$$

Величина P_i в общем виде определяет возможности системы для проведения работ по получению, сбору и обработке информации, и, кроме того, она ограничивает алгоритмические возможности системы, так как для выполнения некоторых задач обработки сигналов, таких как спектральный анализ акустических сигналов, временных ресурсов может быть недостаточно, тогда может потребоваться достижение определенного компромисса между аппаратными и программными средствами в реальном времени и в последующей обработке на персональных компьютерах с регистрацией промежуточной информации.



Основным продуктом программно-управляемых информационно-измерительных систем при ГИС является информация различных геофизических методов Q , полученная при перемещении комплексного скважинного прибора по глубине скважины h и зарегистрированная в памяти бортового компьютера. Если общее время получения информации на скважине обозначить через T , то тогда при равномерном перемещении прибора получим:

$$T = T_0 \cdot \eta, \quad (1.11)$$

где η – количество циклов измерения, а так как

$$T = h/V_k \quad (1.12)$$

и

$$T_0 = 1/f_i, \quad (1.13)$$

где f_i – частота опросов, тогда

$$\eta = \frac{h \cdot f_i}{V_k}. \quad (1.14)$$

Обозначив через q_i количество информации, получаемой одним функциональным каналом за один цикл измерения, получим

$$Q = \frac{h \cdot f_i}{V_k} \sum_{i=1}^n q_i. \quad (1.15)$$

Так как Q – работа, выполненная программно-управляемой информационно-измерительной системой на скважине глубиной h , ее информационная производительность будет определяться по формуле

$$W = \frac{Q}{h \cdot t}, \quad (1.16)$$

или

$$W = \frac{f_i \cdot \sum_{i=1}^n q_i}{V_k \cdot t} \left[\frac{\text{бит}}{\text{м} \cdot \text{с}} \right]. \quad (1.17)$$

Необходимо отметить, что получение максимально возможного количества информации на скважине было всегда определенной тенденцией в геофизике. Однако, в связи с быстрым развитием коммуникационных компьютерных технологий и при соответствующем развитии автоматизированных систем получения и обработки геофизической информации, любое ее количество необходимо зарегистрировать

и передать по каналам связи, что представляет значительные затраты. Так, например, исходя из опыта передачи данных в ОАО «Башнефтегеофизика» по каналам спутниковой связи М4 «Инмарсат» объем первичной информации окончательного каротажа при глубине скважины около 2 км составляет в среднем 50 Мбайт, при сжатии стандартными и специальными средствами это количество уменьшается до 1,7 Мбайт. Однако затраты на передачу и этого количества информации, при массовом внедрении данной технологии, представляют значительные суммы. Поэтому оптимизация разработки алгоритмов и программного обеспечения каждого программно-управляемого канала и их совокупности в программно-управляемой системе при ГИС, исходя из отмеченных выше параметров, представляет собой сложную, но необходимую научно-техническую задачу в каждом конкретном комплексе и соответствующей технологии исследований.

§ 3. Основные принципы комплексирования скважинных приборов

В связи со сложностью создания программно-управляемых информационно-измерительных систем для ГИС с применением комплексных скважинных приборов, имеющих множество различных физических датчиков, преобразователей информации и других систем, работающих в программно-управляемом режиме, наиболее актуальным становится выбор оптимальной структуры, от которого зависят эффективность, стоимость и надежность разработки. Основные задачи, которые должны решаться при оптимизации структуры комплексных скважинных приборов (КСП), следующие:

1. Разработка оптимальной внутри- и межмодульной компоновки КСП.



2. Обеспечение минимальных габаритов (L_{min} , D_{min}) и веса (G_{min}) как каждого модуля, так и КСП в целом.

Особенностью геофизических приборов является то, что они представляют собой, как правило, распространенные по определенной длине (l) измерительные зонды отдельных методов исследования (ИЗ_{*i*}). Измерительные зонды, в свою очередь, представляют собой распределенные по длине зонда датчики, причем расстояния, на которых они размещаются, определяют базу зонда (d). Поэтому для организации комплекса методов в одном скважинном приборе возможно в основном распределение зондов только по одной координате – длине прибора. Основными ограничениями габаритов комплексных скважинных приборов являются диаметр (D) и длина (L). Диаметр прибора ограничивается диаметром исследуемых скважин (обсадных колонн), а длина L условиями конструкции скважин, условиями перевозки и технологичностью сборки приборов при проведении ГИС. В практике ГИС возможны варианты решения отдельных геологических или технологических задач, не требующих полного комплекса методов, а только отдельных их комбинаций. Поэтому наиболее рациональным является разделение комплексных скважинных приборов на отдельные функциональные модули, из которых возможны различные варианты их построения. Наиболее простым решением является разделение на отдельные модули, которые бы включали один метод исследования, со своей функциональной электронной схемой. В этом случае общая длина комплексного прибора определяется суммой длин отдельных модулей

$$L = \sum_{i=1}^n l_i. \quad (1.18)$$

Уменьшение общей длины возможно объединением по определенным признакам отдельных методов исследования, в этом случае сокращается как общая длина L , так и количество модулей

$$L = \min \{l_i, n\}. \quad (1.19)$$

Основными признаками внутримодульного комплексирования являются:

- частота использования методов;
- возможность решения частных методических задач;
- физическая совместимость;
- информационная совместимость;
- электронная совместимость;
- конструкторско-технологическая совместимость.

На отдельных этапах строительства и эксплуатации скважин требуется проведение как полного комплекса ГИС, так и различных частных вариантов. В этом случае задача разбивается на ряд частных:

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= [Y_{01}, Y_{02} \dots Y_{0m}] \\
 Y_2 &= [Y_{01}, Y_{02} \dots Y_{0k}] \\
 &\dots\dots\dots \\
 &\dots\dots\dots \\
 Y_n &= [Y_{01}, Y_{02} \dots Y_{0l}].
 \end{aligned}
 \tag{1.20}$$

Тогда $Y = [Y_1, Y_2 \dots Y_n]$.

При решении частных задач все методы можно разделить по частоте применения, так, например, в обсаженных скважинах методы ГК и ЛМ, необходимые для привязки информации к разрезу и муфтам обсадной колонны, должны применяться при решении любой из обозначенных задач, тогда

$$\varphi_i = a_i/j, \tag{1.21}$$

где: φ_i – частота использования метода; a_i – количество задач, в которых принимает участие j -й метод исследования.

Максимальное значение $\varphi_{imax} = 1$, в этом случае метод применяется при решении всех частных задач. При $\varphi_{imin} = 1/j$ метод используется при решении только одной частной задачи.

Другим фактором является физическая совместимость методов (S_ϕ), при рассмотрении которой необходимо отметить, что физические поля



разных видов – акустических, радиоактивных, тепловых, электромагнитных и других – при тех уровнях воздействия, которые используются в скважинной геофизике при проведении исследований, практически не оказывают влияния друг на друга и не изменяют характеристик объекта исследования. В этом случае можно рассматривать взаимное влияние методов одной физической основы. Все методы, применяющиеся при ГИС, можно разделить на два вида:

- активные, имеющие источники излучения;
- пассивные, не имеющие источников излучения.

Естественно, что размещение источников излучения активных методов и приемников естественных излучений одной физической основы в непосредственной близости невозможно, их можно размещать только на таком расстоянии, чтобы их влияние могло вносить дополнительную погрешность не более определенной величины для каждого конкретного метода. Это расстояние зависит от многих факторов, таких как мощность излучения, чувствительность приемников, конструкции приборов и других причин.

Под информационной совместимостью (S_n) понимается вид первичных информационных сигналов, получаемых от датчиков, например, для радиоактивных методов – это случайная последовательность импульсов, для акустических – волновые пакеты, для термометрии – аналоговый сигнал или цифровой код и т. д. При информационной совместимости двух или нескольких каналов возможна первичная обработка (преобразование) сигналов последовательно одним преобразователем, что уменьшает объем электронной схемы и упрощает алгоритмы вторичной обработки. Кроме этого должны учитываться такие параметры, как динамический диапазон (число разрядов) и необходимая частота опроса канала. При этом необходима максимально возможная стандартизация первичных сигналов.

Одним из важных факторов является обеспечение электромагнитной совместимости ($S_{эм}$), в этом случае неприемлемым вариантом является, например, размещение в одном модуле мощных генераторов и высокочувствительных схем преобразования и усиления. Кроме этого должны быть максимально рационально решены вопросы организации питания и их влияния на датчики и измерительные каналы.

При компоновке модулей должны учитываться также конструктивные и технологические ($S_{кт}$) особенности каждого из комплексиремых методов, в частности, в акустических модулях должна обеспечиваться акустическая изоляция и необходимая центрация в скважинах различного диаметра, датчики температуры должны располагаться в нижней части модулей для измерения температуры на спуске в неперемешанном растворе и т. д.

Общий алгоритм компоновки модулей можно представить блок-схемой, представленной на рисунке 1.5.

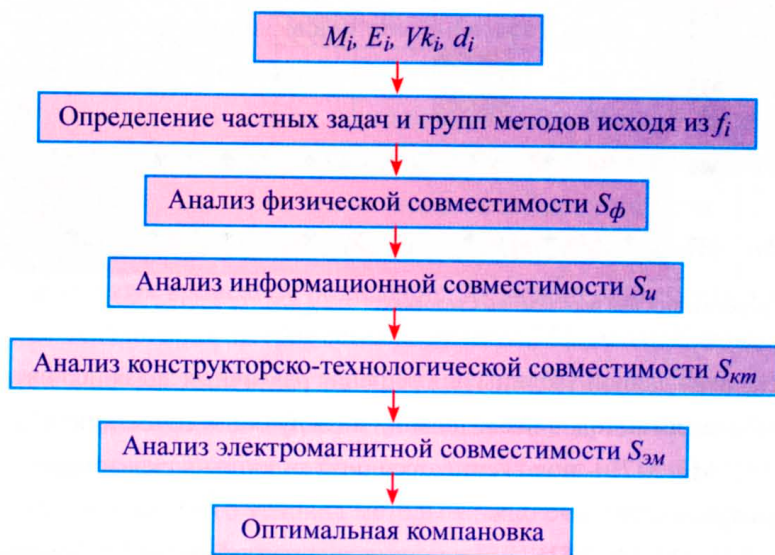


Рис. 1.5. Общий алгоритм компоновки модулей

(M_i – метод ГИС; E_i – комбинация отдельных методов; $V k_i$ – скорость каротажа; d_i – база зондов)



На основании данного алгоритма была проведена оптимизация компоновки комплексного скважинного прибора для работы в обсаженных скважинах. Исходя из физических возможностей методов, необходимых для решения задач, например, контроля качества цементирования скважин, можно составить следующую таблицу:

Таблица 1.1

Методы ГИС	Mj	Показатели оценки качества цементирования								
		ε	$h_{мф}$	$h_{цк}$	ρ	Σ	$\Phi_{цк}$	$x_{мф}$	$x_{цк}$	ω
АКЦ	M1		*	*			+	+	*	
ГГЦ	M2	+	+	+	+	+				
Т	M3			+		*	*			
АШ	M4					*		*		
ННК	M5			*						+
ГК	M6	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ЛМ	M7	+	+	+	+	+	+	+	+	+

 – определяется при определенных условиях;

⊕ – возможность комплексирования.

Исходя из данной таблицы для решения различных задач используются комбинации методов исследований в следующих сочетаниях (1.22):
 $E = \{M2, M6, M7\}$ – положение обсадной колонны в скважине (эксцентриситет);

$h_{мф} = \{M1, M2, M6, M7\}$ – местоположение по глубине муфт, фонарей;

$h_{цк} = \{M1, M2, M3, M5, M6, M7\}$ – высота подъема цемента;

$\rho = \{M2, M6, M7\}$ – величина плотности цемента;

$$\left. \begin{aligned} \Sigma &= \{M2, M3, M4, M6, M7\} - \text{характер распределения цемента по высоте и периметру;} \\ \varphi_{II} &= \{M1, M3, M6, M7\} - \text{фазовое состояние тампонажных материалов;} \\ \chi_{\text{цк}} &= \{M1, M4, M6, M7\} - \text{состояние контакта цементное кольцо-колонна;} \\ \chi_{\text{цп}} &= \{M1, M6, M7\} - \text{состояние контакта цементное кольцо-порода;} \\ \omega &= \{M5, M6, M7\} - \text{определение влагонасыщенной пористости.} \end{aligned} \right\} (1.22)$$

На основании (1.22) определяются частоты повторения применения методов исследований:

$$\varphi_{M1} = \frac{5}{7}; \varphi_{M2} = \frac{5}{7}; \varphi_{M3} = \frac{3}{7}; \varphi_{M4} = \frac{2}{7}; \varphi_{M5} = \frac{2}{7}; \varphi_{M6} = 1; \varphi_{M7} = 1.$$

Следовательно, методы М6 (ГК) и М7(ЛМ) используются при решении всех задач и могут быть объединены в один модуль, высокую частоту применения имеют также методы М1 (АКЦ) и М2 (ГГЦ), которые также, в принципе, могут объединяться в один модуль, наименьшую частоту применения имеют методы М4 (АШ) и М5 (ННК).

На основании алгоритма оптимальной компоновки и физических основ используемых методов можно провести анализ физической совместимости $S_{\text{ф}}$, для этого также составим таблицу методов.

Из таблицы 1.2 следует, что методы АКЦ и АШ несовместимы, однако, используя временное разделение, их можно совместить в одном модуле. Аналогично несовместимы методы ГГЦ и ННК из-за паразитного влияния источника нейтронного излучения на каналы ГГЦ. Для его исключения необходим разнос между приемниками гамма-излучения и источником нейтронного излучения не менее $l \geq 1,5$ м, при выполнении этого условия методы можно считать совместимыми. Аналогично для совместимости методов ГГЦ и ГК, а также ННК и ГК расстояние от источников соответственно гамма- и нейтронного излучения до приемника метода ГК должно быть не менее $l \geq 1,2$ м.



Таблица 1.2

Анализ физической совместимости модулей комплексных скважинных приборов

Методы		АКЦ	ГГЦ	Т	АШ	ННК	ГК	ЛМ
		М1	М2	М3	М4	М5	М6	М7
АКЦ	М1		+	+	-*	+	+	+
ГГЦ	М2	+		+	+	-*	-*	+
Т	М3	+	+		+	+	+	+
АШ	М4	-*	+	+		+	+	+
ННК	М5	+	-*	+	+		-*	+
ГК	М6	+	-*	+	+	-*		+
ЛМ	М7	+	+	+	+	+	+	

* – совместимость обеспечивается при определенных условиях;

+

Информационная совместимость S_u представлена в таблице 1.3, она также составлена на основе анализа физических процессов, происходящих при проведении измерений.

Информационно совместимы методы М1 и М4, так как в этом случае может использоваться один общий приемник акустических сигналов и общий тракт усиления. Совместимы также радиоактивные методы ГГЦ, ННК и ГК, так как они реализуются общими схемами преобразования и согласования с каналом телеметрии КИМ.

Конструкторско-технологическая совместимость $S_{кт}$ разработана на основе опыта ранее разработанных приборов, в которых

Таблица 1.3

Анализ информационной совместимости модулей комплексных скважинных приборов

Методы		АКЦ	ГГЦ	Т	АШ	ННК	ГК	ЛМ
		М1	М2	М3	М4	М5	М6	М7
АКЦ	М1		-	-	+	-	-	-
ГГЦ	М2	-		-	-	+	+	-
Т	М3	-	-		-	-	-	-
АШ	М4	+	-	-		-	-	-
ННК	М5	-	+	-	-		+	-
ГК	М6	-	+	-	-	+		+
ЛМ	М7	-	-	-	-	-	+	

⊕ — возможность комплексирования;

— — не комплексироваться.

использовались данные методы; результаты анализа представлены в таблице 1.4.

Конструктивно совместимы методы АКЦ и АШ, так как в обоих случаях необходим акустический приемник с обеспечением звукоизоляции от сигналов-помех по корпусу прибора и от центраторов. Вместе с ними может быть совмещен датчик термометра, он, как и акустический приемник, должен быть расположен в нижней части прибора, удаленной от центраторов и массивных металлических деталей. Конструктивно совместимы также и методы ГГЦ, ННК, ГК и ЛМ.



Таблица 1.4

**Анализ конструкторско-технологической совместимости модулей
комплексных скважинных приборов**

Методы		АКЦ	ГГЦ	Т	АШ	ННК	ГК	ЛМ
		М1	М2	М3	М4	М5	М6	М7
АКЦ	М1		-	+	+	-	+	+
ГГЦ	М2	-		+	-	+	+	+
Т	М3	+	+		+	+	+	+
АШ	М4	+	-	+		-	+	+
ННК	М5	-	+	+	-		+	+
ГК	М6	+	+	+	+	+		+
ЛМ	М7	+	+	+	+	+	+	

⊕ – возможность комплексирования;

– – не комплексироваться

Электрическая совместимость представлена в таблице 1.5, она составлена на основе анализа схем существующих скважинных приборов, реализующих анализируемые методы.

На основании таблиц 1.1–1.5 можно составить результирующую таблицу 1.6.

Общее количество вариантов возможных для комплексирования методов можно определить по числу сочетаний из m по n , где m – количество методов и n – количество комплекслируемых методов, тогда

$$N = \frac{n(n-1)(n-2)\dots[n-(m-1)]}{1 \times 2 \times 3 \times \dots \times m}, \quad (1.23)$$

т. е. при $n = 7$ и $m = 2$ $N = 21$.

Таблица 1.5

Анализ электрической совместимости модулей комплексных скважинных приборов

Методы		АКЦ	ГГЦ	Т	АШ	ННК	ГК	ЛМ
		М1	М1	М1	М1	М1	М1	М1
АКЦ	М1		-	+	+	-	-	+
ГГЦ	М2	-		+	-	+	+	+
Т	М3	+	+		+	+	+	+
АШ	М4	+	-	+		-	-	+
ННК	М5	-	+	+	-		+	+
ГК	М6	-	+	+	-	+		+
ЛМ	М7	+	+	+	+	+	+	

⊕ — возможность комплексирования;

— — не комплексироваться.

Наибольшую вероятность совместимости W определенных вариантов можно определить с помощью метода экспертных оценок исходя из материалов анализа каждого из признаков совместимости и их совокупности. В этом случае оптимальной компоновкой будет являться вариант, при котором

$$W_{opt} = \text{MAX}\{W_{ij}\}, \quad (1.24)$$

где: $W_i = p_i / q$; q — количество признаков совместимости и p_i — количество совместимых признаков для каждого из вариантов, тогда

$$W_{opt} = \text{MAX}\{p_i / q\}. \quad (1.25)$$



Таблица 1.6

Совместимость вариантов комплексирования приборов

S_{ϕ}	S_{ϕ}	$S_{и}$	$S_{кт}$	$S_{э}$	Примечание
M2 M6 M7	M1 M2	M1 M4	M1 M3	M1 M3	
M1 M2 M6 M7	M1 M3	M2 M5	M1 M4	M1 M4	
M1 M2 M3 M5 M6 M7	M1 M4	M2 M6	M1 M6	M1 M7	
M2 M3 M4 M6 M7	M1 M5	M5 M6	M1 M7	M2 M3	
M1 M3 M6 M7	M1 M6	M6 M7	M2 M3	M2 M5	
M1 M4 M6 M7	M1 M7		M2 M5	M2 M6	
M1 M6 M7	M2 M3		M2 M6	M2 M6	
M5 M6 M7	M2 M4		M2 M7	M2 M7	
	M2 M5*		M3 M4	M3 M4	
	M2 M6*		M3 M5	M3 M5	
	M2 M7		M3 M6	M3 M6	
	M3 M4		M3 M7	M3 M7	
	M3 M5		M4 M6	M4 M7	
	M3 M6		M4 M7	M5 M6	
	M3 M7		M5 M6	M5 M7	
	M4 M5		M5 M7	M6 M7	
	M4 M6		M6 M7		
	M4 M7				
	M5 M6*				
	M5 M7				
	M6 M7				

S_{ϕ} – совместимость по частоте применения; S_{ϕ} – совместимость по физическим параметрам;

$S_{и}$ – информационная совместимость; $S_{кт}$ – конструкторско-технологическая совместимость;

$S_{э}$ – электрическая совместимость

Результаты анализа представлены в таблице 1.7.

Исходя из данной таблицы $W_{max} = 1$ возможно при вариантах M1 M4 (АКЦ + АШ), M2 M5 (ГТЦ + ННК), M2 M6 (ГТЦ + ГК), M5 M6 (ННК + ГК) и M6 M7 (ГК + ЛМ) (рис. 1.6). Наибольшую частоту применения ϕ из всех перечисленных комбинаций имеет вариант M6 M7, который вместе с ретранслятором может быть объединен в один модуль, получивший в последующем условное обозначение ТГЛ. Вторым вариантом возможно комплексирование M2 M5 (ГТЦ + ННК), дополнительным фактором в этом случае является то обстоятельство, что его прототип – скважинный прибор СГДТ-НВ – серийно освоен и возможна технологическая преемственность. В дальнейшем данный модуль получил условное наименование модуль радиоактивных методов (РМ).

Таблица 1.7

<i>i</i>	<i>Mij</i>	<i>P</i>	<i>Wi</i>
1	M1 M2	2	0.4
2	M1 M3	4	0.8
3	M1 M4	5	1
4	M1 M5	1	0.2
5	M1 M6	3	0.6
6	M1 M7	4	0.8
7	M2 M3	4	0.8
8	M2 M4	2	0.4
9	M2 M5	5	1
10	M2 M6	5	1
11	M2 M7	4	0.8
12	M3 M4	4	0.8
13	M3 M5	4	0.8
14	M3 M6	4	0.8
15	M3 M7	4	0.8
16	M4 M5	1	0.2
17	M4 M6	3	0.6
18	M4 M7	4	0.8
19	M5 M6	5	1
20	M5 M7	4	0.8
21	M6 M7	5	1

i – номер по порядку; *Mij* – возможные комбинации; *P* – количество совместимых признаков варианта; *Wi* – вероятность совместимости комбинации

Третьим возможным вариантом является комплексирование М1 М4 (АКЦ + АШ), метод термометрии (Т) также возможен с АКЦ и АШ с $W_i = 0,8$, однако по вариантам задач имеется отдельная задача использования шумометрии с термометром, поэтому данный вариант был разделен на модуль акустической шумометрии и термометрии (АТШ) и модуль акустического излучателя.

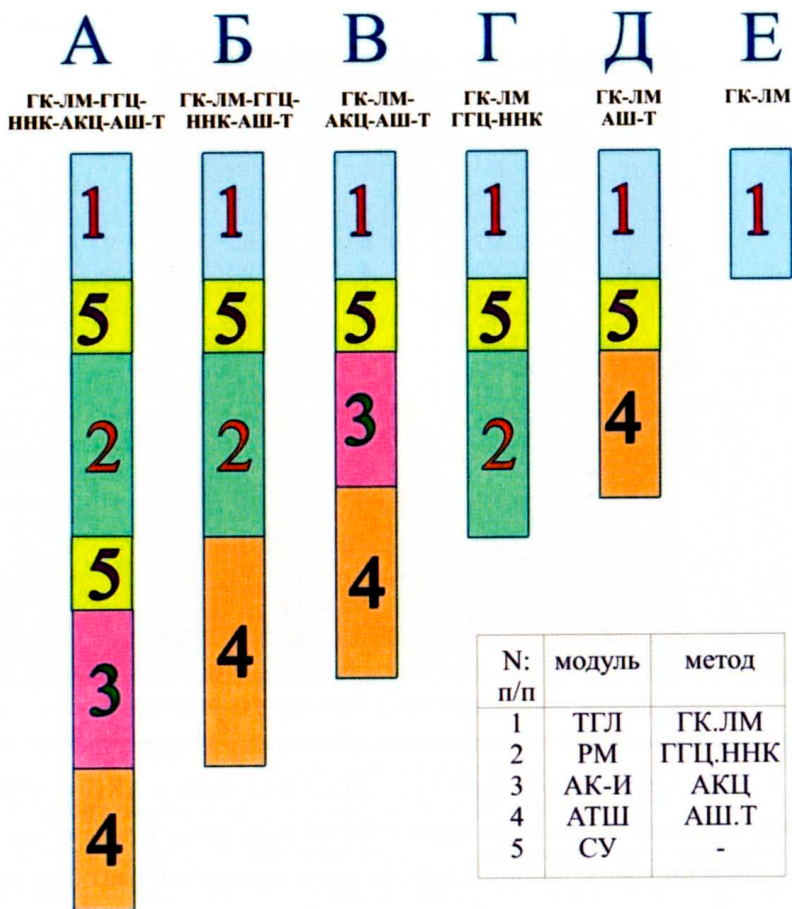


Рис. 1.6. Комплексный программно-управляемый скважинный прибор для контроля качества цементирования в различных вариантах сборки

§ 4. Структура и алгоритмы работы функциональных модулей

Как отмечалось выше, каждый канал комплексного скважинного прибора состоит из функционального модуля (ФМ) и программы канала (ПК). При этом основное назначение ФМ – принять команды

управления от ККС, в соответствии с ПК произвести необходимые операции, получить информацию и передать ее в компьютеризованную каротажную станцию по каналу связи – каротажному кабелю. При разработке функционального модуля могут быть несколько вариантов, в первом – структура остается традиционной, на выходе ФМ формируется измерительная информация, практически готовая к регистрации, управление всеми процессами производится внутренним контроллером по фиксированной программе, записанной в памяти контроллера, а изменение программы производится по командам от каротажной станции. По такому пути разработаны многие автономные и комплексные приборы. Недостатком данного направления является сложность электронных схем, большие габариты, недостаточная надежность и недостаточная гибкость при работе отдельных модулей. В другом варианте функции каждого модуля ограничиваются приемом команд, управлением режимами измерений, приемом информации от датчиков и ее передачей в каротажную станцию. В этом случае электронная схема уменьшается до минимально необходимого, а основные процессы измерений для управления режимами и регистрацией производятся в бортовом компьютере каротажной станции, т. е. основная нагрузка ложится на программное обеспечение канала. К данному программному обеспечению должны предъявляться особые требования по надежности функционирования с обеспечением резервирования, анализом кризисных ситуаций, адаптацией к различным условиям измерений и т. д. Дополнительным достоинством данного варианта являются минимальные габариты и функциональная законченность отдельных узлов, что позволяет создавать более гибкие гибридные модули комплексных скважинных приборов. Так как все геофизические методы имеют свою специфику, связанную со своей физической основой, то реализация программно-управляемых модулей каждого метода также различается по своим схемным решениям. Однако каждый модуль имеет в своем



составе основные элементы программно-управляемого канала. На рисунке 1.7 представлена типовая функциональная схема модуля, где:

ОИ – объект исследования;

ДП₁...ДП_i – первичные преобразователи (датчики);

ДИ₁...ДИ_i – электрические, электромагнитные, акустические и прочие излучатели различных физических полей;

МП – мультиплексоры;

К – коммутаторы;

Г – генераторы;

АЦП – аналого-цифровые преобразователи;

КН – устройства программного управления процессами получения информации (контроллеры);

ПИ – преобразователь интерфейса и системы приема-передачи последовательного кода «Манчестер-2» по каротажному геофизическому кабелю.

В соответствии с командами, полученными от каротажной станции, контроллер управляет работой прибора, с помощью коммутатора К переключает каналы излучения (генерирования), мультиплексор МП переключает каналы приема информации, аналого-цифровой преобразователь АЦП производит ее оцифровку и передает через преобразователь интерфейса ПИ и каротажный кабель в каротажной станции.

В качестве примера реализации современного программно-управляемого модуля на рис. 1.8 приведена схема акустического широкополосного модуля МАК-9Д. Как известно, одной из основных проблем при разработке акустических приборов как для контроля качества цементирования, так и для исследований в открытом стволе, является усиление, аналого-цифровое преобразование, передача и регистрация акустических сигналов по каротажному кабелю в необходимом диапазоне частот от 5 до 40 кГц и динамическом диапазоне изменения амплитуд до 80 дБ, в зависимости от длины зондов, чувствительности

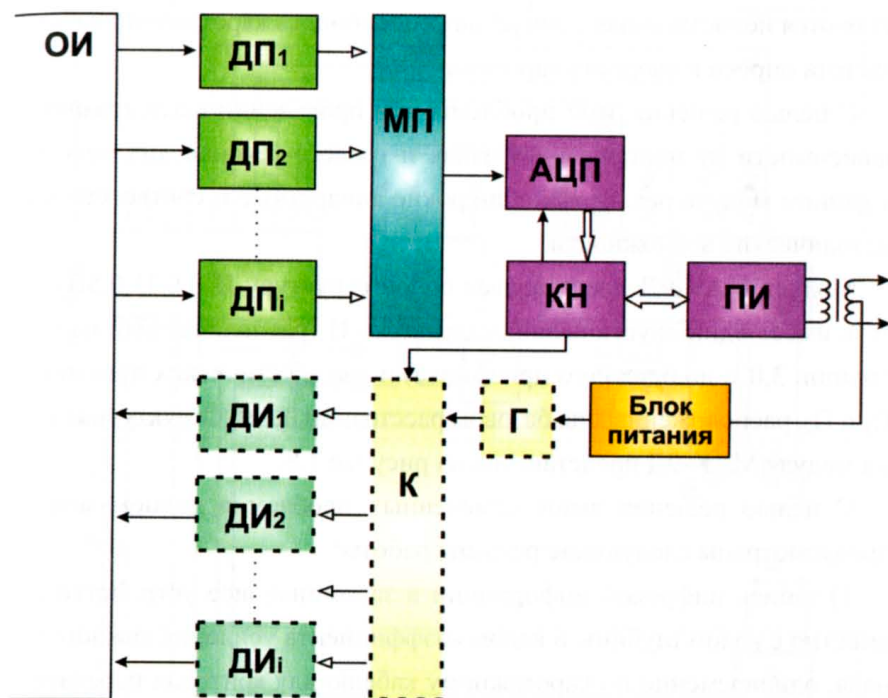


Рис. 1.7. Типовая схема программно-управляемого функционального канала

акустических приемников и мощности излучателей. Попытки создания усилительного тракта без внешнего управления уровнем усиления пока, по ряду причин, не дали существенных результатов. При этом основной проблемой остается максимально возможное использование всего динамического диапазона акустических сигналов, так как от этого в последующем зависит и объективность интерпретации как при контроле качества цементирования скважин, так и при работе в открытом стволе. Кроме этого с появлением быстродействующих аналого-цифровых преобразователей появилась возможность полной оцифровки всего акустического сигнала, что предоставляет новые методические возможности перед этим методом. Однако в связи с необходимостью передачи большого количества цифровой информации ограничением



являются недостаточная пропускная способность каротажного кабеля, частота опроса и скорость каротажа.

С целью решения этой проблемы при проведении исследований в зависимости от поставленных задач и геолого-технических условий в данном модуле реализованы широкие аппаратные и соответственно методические возможности.

Модуль МАК-9Д представляет собой структуру И 3,0 П₁0,5П₂, то есть имеет один акустический излучатель И (расположенный на расстоянии 3,0 м до ближнего приемника) и два акустических приемника П₁ и П₂, расположенных на базовом расстоянии 0,5 м. Структурная схема модуля МАК-9Д представлена на рисунке 1.8.

С целью решения выше отмеченных проблем в данном модуле предусмотрены следующие режимы работы:

1) запись цифровой информации в запоминающее устройство совместно с кодом глубины и кодом коэффициента усиления каждого канала, одновременно по каротажному кабелю для контроля передается выборочно часть аналоговых волновых пакетов;

2) полная запись цифровой информации в запоминающее устройство (ЗУ) и передача всех волновых пакетов в аналоговом виде;

3) полная запись цифровой информации в ЗУ и передача всех волновых пакетов в цифровом виде;

4) передача всех волновых пакетов только в аналоговом виде.

Схема прибора включает следующие основные функциональные узлы:

БЭГ – блок электронный генераторный, включающий магнитоотрицательный излучатель И, схему управления и преобразователя питания;

БЭП – блок электронный приемный, включающий два акустических приемника и электронную схему усиления, аналого-цифрового преобразования и хранения информации.

Блок электронный генераторный (БЭГ) предназначен для приема управляющих сигналов по последовательному интерфейсу «Манчестер-2»

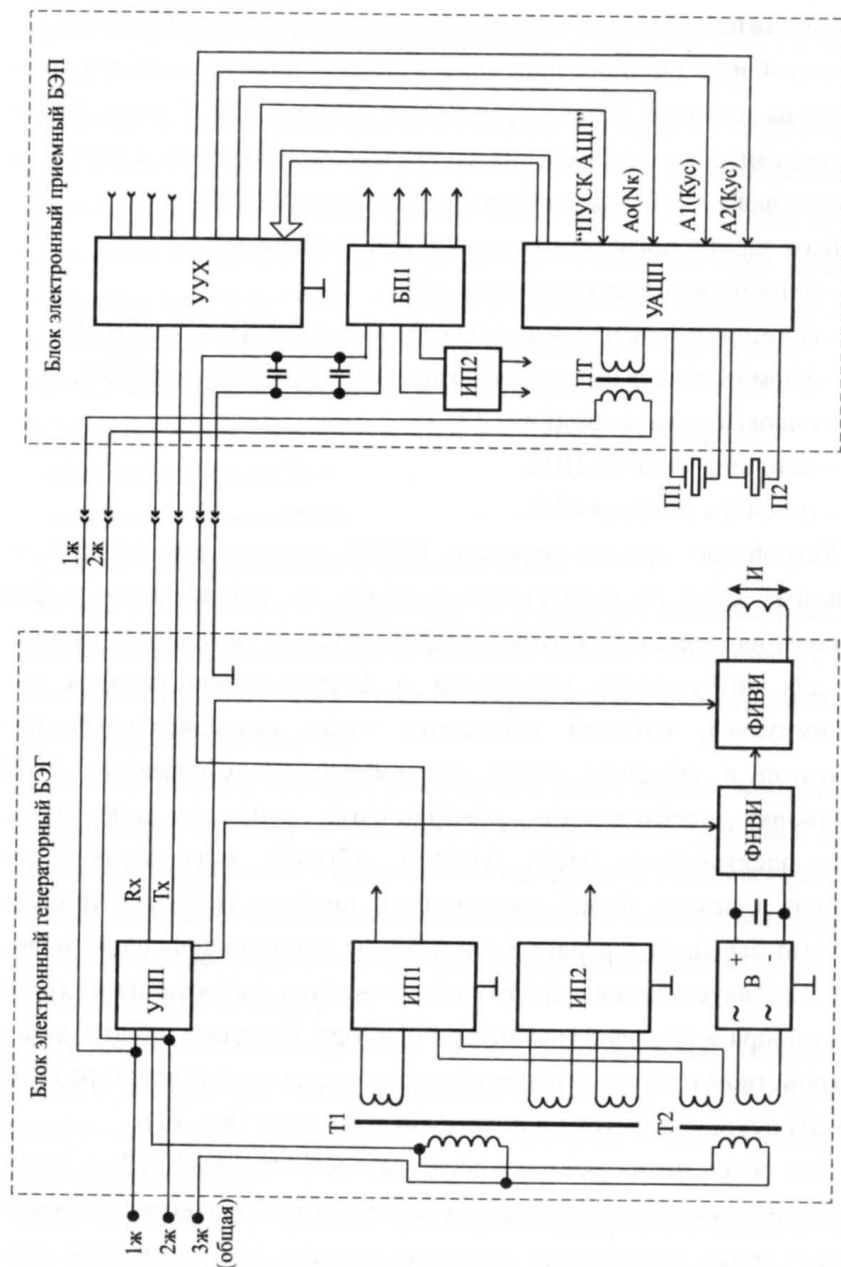


Рис.1.8. Схема акустического широкополосного модуля МАК-9Д



от каротажной станции, передачи обратно цифровой и аналоговой акустической информации с приемников Π_1 и Π_2 , а также данных о напряжении на головке и температуре внутри прибора. В БЭГ также формируются импульсы возбуждения акустического излучателя и управляющие сигналы для блока электронного приемного (БЭП).

Блок электронный генераторный (БЭГ) содержит:

- устройство приема-передачи УПП;
- формирователь напряжения возбуждения излучателя ФНВИ;
- формирователь импульсов возбуждения излучателя ФИВИ;
- силовые трансформаторы Т1, Т2;
- источник питания ИП1;
- источник питания ИП2.

Устройство приема-передачи (УПП) служит для приема командных слов от каротажной станции, их дешифрации и формирования команд: запуск преобразователя, открытие тиристора для возбуждения излучателя и формирования сигнала синхроимпульса, который передается через разделительный конденсатор в среднюю точку фантомного трансформатора УПП, установку необходимого коэффициента усиления для приемного электронного блока $A1(K_{ус})$, $A2(K_{ус})$, кода глубины для записи в память блока электронного питания (БЭП). Устройство приема-передачи передает в каротажную станцию цифровую информацию с акустических приемников, значения напряжения на головке прибора и температуры внутри прибора. Передача данных между устройством приема-передачи блока электронного генератора (БЭГ) и БЭП осуществляется по интерфейсной линии (R_x , T_x).

Для обеспечения работы с регистратором «ВУЛКАН V3» в модуле применяется схема формирования синхроимпульса, соответствующего началу цикла регистрации волновых пакетов. Синхроимпульс передается через среднюю точку фантомного трансформатора устройства

приемо-передачи (УПП) блока электронного генератора (БЭГ) и коротажный кабель в регистратор.

Формирователь напряжения возбуждения излучателя (ФНВИ) преобразовывает при поступлении соответствующей команды напряжение постоянного тока +50 В в напряжение +600 В, которое поступает на накопительный конденсатор. По команде от регистратора через устройство приемо-передачи (УПП) открывается тиристор и происходит разряд накопленной энергии на магнитострикционный излучатель.

Блок электронный приемный (БЭП) содержит:

- устройство аналого-цифрового преобразования УАЦП;
- источник питания БП1;
- источник питания ИП2;
- устройство управления и хранения УУХ.

Устройство управления и хранения (УУХ) содержит контроллер (КОН) и запоминающее устройство (ЗУ) с объемом памяти 1 или 2 Гбайта.

Контроллер (КОН) управляется от устройства приемо-передачи через 485-й интерфейс (Rx, Tx).

При поступлении команды с наземного регистратора контроллер осуществляет установку необходимого коэффициента усиления (A1, A2), выбор приемника и запуск аналого-цифрового преобразователя. Кодовый эквивалент сигнала приемника записывается в запоминающее устройство и передается по интерфейсу в устройство приемо-передачи для передачи в регистратор.

Устройство аналого-цифрового преобразования (УАЦП) содержит выходной усилитель и может передавать аналоговые сигналы приемников П1 и П2 через трансформатор Т по фантомной связи (1ж, 2ж) в наземный регистратор.

В запоминающее устройство (ЗУ) кроме информации от обоих каналов записывается информация о коде глубины, поступающая от коротажной станции.



Считывание массива информации из запоминающего устройства (ЗУ) осуществляется через разъем, расположенный в электронном приемном блоке (БЭП), по скоростному 485-му интерфейсу (Rx, Tx) через кабель и дополнительное интерфейсное устройство (USB RS), подключенного к USB-порту компьютера.

Функциональные модули автономной скважинной аппаратуры

В последние годы в связи с большим объемом горизонтального бурения многие геофизические научно-исследовательские предприятия разработали и в массовом порядке применяют автономные скважинные комплексные приборы типа АМК «Горизонт-09-K4/K5» и АМК «Горизонт-90-ВАК» (ОАО «НПП «ВНИИГИС»), АМАК-«Обь» и «АМАК-45» (НПП «ГЕРС»), «АЛМАЗ-2» (НПП ГА «Луч»), «Горизонталь» (ОАО «НПФ «Геофизика»), комплекс автономных приборов (ООО «Нефтегазгеофизика»). Практически все они представляют собой программно-управляемые функциональные модули, дополненные из-за отсутствия канала связи блоками автономной регистрации и питания.

На рисунке 1.9 представлена типовая схема автономного функционального модуля с блоком батарей и регистрации (ББР), входящего в автономную систему «Горизонталь», разработанную в ОАО «НПФ «Геофизика». В ББР входят следующие основные элементы: блок питания (БП), включающий набор батарей или аккумуляторов, схему управления (контроллера), запоминающего устройства (ЗУ) и блока акселерометров (БА).

Блок питания в автономной скважинной аппаратуре является одним из важнейших элементов, от которого зависят возможности каждого модуля, и представляет собой набор последовательно соединенных аккумуляторов или батарей в зависимости от температурных условий и необходимой длительности работы аппаратуры. Вопрос об использовании того или иного типа питания зависит от температуры в скважине

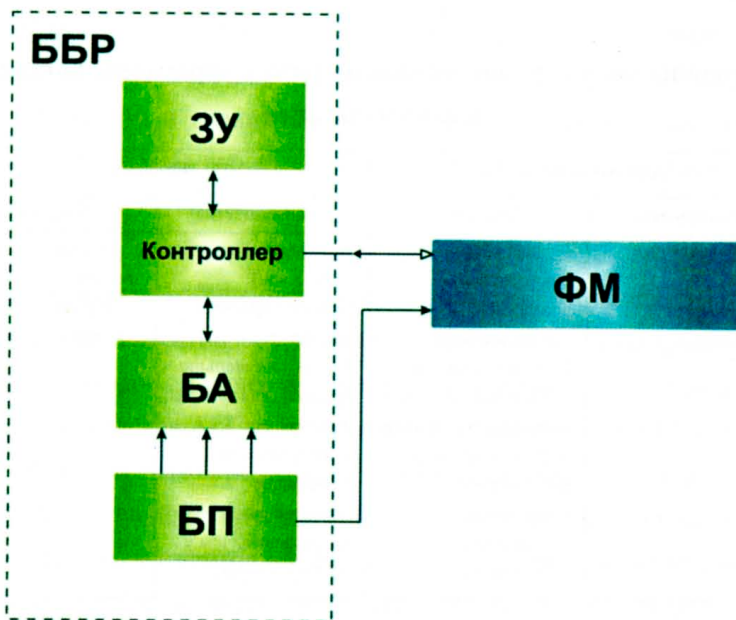


Рис. 1.9. Функциональная схема автономного модуля

ББР – блок батарей и регистрации; ЗУ – запоминающее устройство;

БА – блок акселерометров; ФМ – функциональный модуль; БП – блок питания

и потребления электрического тока функциональным модулем. Аккумуляторы в основном применяются при температурах в скважине до 65–90 °С (в зависимости от параметров аккумуляторов). Наиболее часто применяются аккумуляторы с номинальным напряжением 1,2 В и емкостью от 4,5 до 8 А/ч. В таблице 1.8 приведены сравнительные технико-экономические параметры батарей и аккумуляторов.

Низкая емкость аккумуляторов не позволяет производить запись в более длительном диапазоне времени в случае форсмажорных обстоятельств на скважине, таких как доставка приборов к забою с большим опозданием, что впоследствии может привести к невозможности произвести запись во всем заявленном диапазоне глубин. Все аккумуляторные батареи характеризуются количеством циклов заряд-разряда и в среднем варьируются от 500 до 1 000 циклов. Теоретически одного комплекта



Таблица 1.8

**Сравнительные технико-экономические параметры батарей
и аккумуляторов**

Аккумуляторы		Батареи	
Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
1. Используются часто. 2. Дешевле по стоимости.	1. Низкий температурный диапазон использования. 2. Низкая емкость. 3. Требуют большого времени для зарядки. 4. Необходимость постоянного контроля за состоянием аккумуляторов.	1. Высокая емкость. 2. Высокий температурный диапазон. 3. Требуют меньше времени для замены, чем зарядка аккумуляторов. 4. Большее номинальное напряжение, чем у аккумуляторов.	1. Требуют частой замены. 2. Дороже по стоимости.

аккумуляторов (установленного в приборе) может хватить для проведения от 500 до 1 000 каротажей. Но на практике это число гораздо меньше, и это связано, в первую очередь, с применением аккумуляторов в широком температурном диапазоне. Возможно использование аккумуляторов при температурах выше заявленных производителем, но это в свою очередь ведет также к резкой потере емкости аккумуляторов и уменьшению их сроков службы (известны факты успешного применения аккумуляторов в скважинах до 105 °С, при верхней температурной границе аккумулятора 65 °С).

Время проведения цикла разрядки – зарядки зависит от емкости аккумулятора, степени его разрядки после проведения каротажа и тока зарядки и может занимать в среднем от 5 до 9 часов. При этом считается, что меньшие токи заряда дольше сохраняют емкостные характеристики аккумуляторных батарей.

В отличие от аккумуляторов гальванические элементы могут эксплуатироваться в более широком диапазоне температур. И зачастую

не требуют большого времени для замены, а при малых токах потребления прибором могут использоваться несколько раз. За счет более высокой емкости и сравнительно высокого напряжения значительно увеличивается время работы автономного прибора по сравнению с аккумуляторами.

Аккумуляторы и гальванические элементы, используемые для автономных приборов, собираются в блоки – батареи, состоящие из необходимого числа элементов, обеспечивающих достаточное напряжение для питания приборов. К примеру, для обеспечения питания автономных приборов комплекса АГС «Горизонталь» устанавливается 12 аккумуляторов, общее напряжение батареи – 14,4 В, а емкость батареи составит 5–8 А/ч (в зависимости от типа аккумулятора). При использовании гальванических элементов с емкостью 12 А/ч, при том же количестве, что и аккумуляторов, можно получить емкость 36 А/ч. В ББР можно установить 12 аккумуляторных элементов (размер D) с номинальным суммарным напряжением 14,4 В. Для исключения полной разрядки аккумуляторов автоматически происходит отключение питания при понижении напряжения на аккумуляторной батарее до 12 В. При использовании гальванических элементов этот порог снижают до 11 В.

Блок акселерометров (БА) выполняет измерение ускорения по каждой из трех осей. В среднем диапазон измерения ускорения составляет от ± 10 до ± 15 g у различных производителей. Основная функция акселерометров – это контроль механических воздействий, оказываемых на автономные приборы при спуско-подъемных операциях в скважине. Также по показаниям акселерометров можно грубо рассчитать зенитный угол расположения прибора в скважине. Включение датчиков акселерометров происходит автоматически при задании регистрации на прибор, что позволяет все время работы прибора фиксировать в память прибора всевозможные толчки и удары сразу же после программирования приборов.



Запоминающее устройство (ЗУ) обеспечивает хранение достаточно большого объема геофизической и необходимой технологической информации (1 или 2 Гб). Связь с функциональным модулем и блоком ББР обеспечивается через 485-й интерфейс. Управление всеми процессами измерений производится контроллером, который программируется перед проведением геофизических исследований. С целью последующей «привязки» геофизической информации к глубине в контроллере имеются электронные часы текущего времени, которые перед спуском синхронизируются с часами в наземном компьютере с погрешностью не более $\pm 0,1$ сек.

ГЛАВА 2. ЭЛЕМЕНТЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

§ 1. Подъемники и каротажные станции

Для производства спуско-подъемных операций на геофизическом кабеле в скважинах при проведении геофизических исследований используются каротажные подъемники. Причем ввиду компьютеризации ГИС начиная с 90-х годов, как правило, самоходные каротажные подъемники совмещают с каротажными лабораториями, которые вместе образуют каротажную станцию. Каротажные подъемники подразделяются на три вида: самоходные (установленные на шасси автомобилей высокой проходимости), стационарные (установленные например на морских платформах) и облегченные (вертолетный вариант).

В состав современных каротажных станций входят автомобиль с системами жизнеобеспечения, спуско-подъемный агрегат с системой управления, включающей канал измерения глубины, канал измерения натяжения кабеля, канал контроля, индикации и предотвращения аварийных ситуаций. Кроме этого, в состав станции входят регистраторы ГИС, вспомогательное оборудование для перевозки и сборки скважинных приборов, контейнеры для перевозки радиоактивных источников, а также системы передачи информации ГИС по каналам телекоммуникаций.

Ниже приведены технические параметры одного из каротажных подъемников, на базе которого созданы каротажные станции:

Основные технические характеристики подъемников:

1. Наибольшая глубина исследования скважин, м.



2. Наибольший диаметр каротажного кабеля, наматываемого на барабан спуско-подъемного агрегата (СПА), мм.
3. Вместимость барабана лебедки спуско-подъемного агрегата (СПА), максимальная, м.
4. Диапазон скоростей движения кабеля на среднем диаметре намотки на барабан лебедки СПА, м/ч.
5. Тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки барабана лебедки СПА:
 - максимальное, кН;
 - при максимальной скорости движения кабеля, кН.
6. Тип привода лебедки спуско-подъемного агрегата: механический/гидравлический.
7. Способ укладки кабеля: с ручной/автоматической корректировкой.
8. Питание электрических цепей: род тока, напряжение, частота, потребляемая мощность.
9. Длина силового кабеля для подключения к системе энергоснабжения скважины, м.
10. Длина кабеля заземления, м.
11. Габаритные размеры подъемника, мм, на базе различных шасси, не более.
12. Масса полностью укомплектованного подъемника, кг, на базе шасси, не более.

Таблица 2.1

Характеристика каротажного подъемника

Шасси автомобиля	База шасси	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
Урал 4320-1951-40	4555/1400	9 500	2 550	3 650	20 650
Урал 4320-1151-41	3525/1400	8 500	2 550	3 650	16 000
КамАЗ 53228-1090-15	4100/1320	9 200	2 550	4 000	18 070
КамАЗ 43118-1017-15	3690/1320	8 820	2 550	4 000	18 980
КамАЗ 43114-1031-15	3340/1320	8 200	2 550	4 000	15 000
ЗИЛ 131	3400/1265	7 000	2 550	3 700	8 700

Базовое расположение узлов и агрегатов показано на рис. 2.1.

Модификации подъемников отличаются друг от друга маркой применяемого шасси и способом привода спуско-подъемного агрегата:

- механический – от коробки отбора мощности (на раздаточной коробке шасси а/м) через карданный вал, редуктор и цепную передачу;
- гидравлический – от гидромотора через редуктор и цепную передачу. Рабочая жидкость в гидромотор подается от гидронасоса, который приводится во вращение от двигателя автомобиля через коробку отбора мощности (на раздаточной коробке) и карданный вал.

Кузов подъемника состоит из двух отсеков: лабораторного и лебедочного. Спуско-подъемный агрегат располагается в лебедочном отделении кузова подъемника и состоит из барабана для геофизического кабеля с коллектором, рамы, редуктора с цепной передачей, кабелеукладчика и тормозной системы.

Измерительный комплекс состоит из геофизического информационного комплекса (ГИК) и датчиков:

- длины кабеля;
- магнитных меток ДМГ;
- усилия натяжения геофизического кабеля.

Геофизический регистрирующий комплекс размещается в лабораторном отсеке, датчики – на кабелеукладчике или на мерном ролике. Пульт управления размещается в лабораторном отсеке и предназначен для проведения технологических операций на скважине и управления работой двигателя автомобиля. Кассетники для перевозки скважинных приборов располагаются: поперечный – на передней стенке кузова снаружи или внутри, продольный – в лебедочном отделении слева, продольный – под кузовом подъемника между лонжеронами. Кассетники могут быть изготовлены с механическими или пневматическими зажимами для крепления скважинных приборов.

Как отмечалось выше, в современные подъемники устанавливают

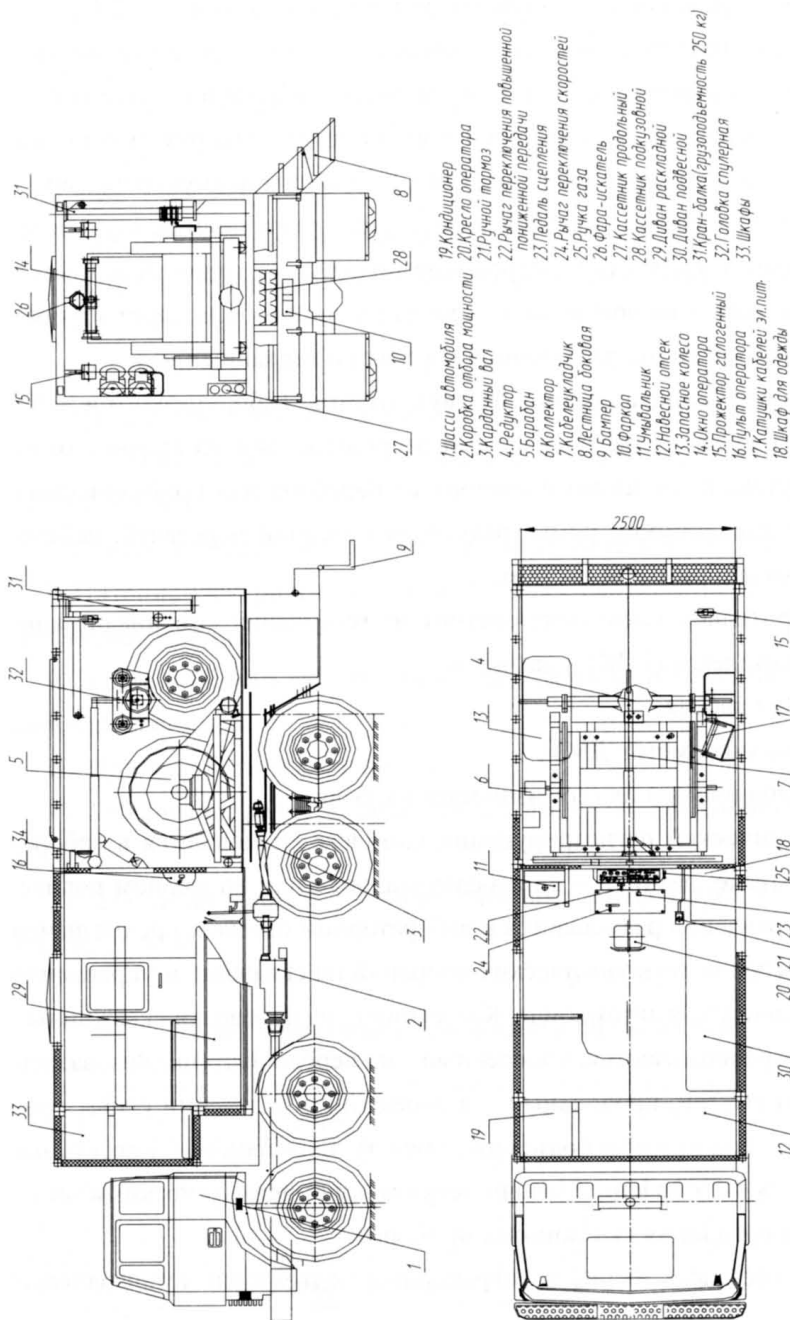


Рис. 2.1. Базовое положение узлов и агрегатов каротажного подъемника

в основном спуско-подъемные агрегаты с применением гидравлических приводов. В основе всех гидроприводов используется наклонный диск, который взаимодействует с мини-насосами (плунжерами), расположенными по окружности поверхности, с которой соприкасается наклонный диск. При вращении наклонного диска происходит поочередная работа мини-насосов, в результате создается давление в гидросистеме, которое в свою очередь передается к гидроприводу. В гидроприводе происходит обратный процесс, при поочередной подаче давления в мини-насосы наклонный диск приводится в движение, которое передается на спуско-подъемный агрегат. Данная система достаточно легко управляется, обеспечивает широкий диапазон скоростей и достаточно высокую стабильность.

По функциональному назначению гидравлическая система типового ПКС-Г (с гидравлическим приводом) включает три подсистемы: систему гидромеханического привода лебедки, систему гидропривода включения трансмиссии (двухскоростного планетарного редуктора), систему гидропривода укладчика (спулера). Также в гидравлическую систему ПКС-Г могут входить система гидропривода электрогидрогенератора и система гидромеханического привода проволоочной лебедки. Кроме этого, в гидросистему ПКС входят: система управления (пульт управления), система питания (бак гидравлический и устройства коммутации с бортовой электрической сетью автомобиля).

Гидравлическая система гидромеханического привода спуско-подъемного агрегата (СПА) ПКС-Г представляет собой насосный, объемный гидропривод с объемно-дрессельным регулированием, выполненный по схеме с «замкнутой циркуляцией» (рис. 2.2), и предназначена для обеспечения привода лебедки от гидромотора через двухскоростной планетарный редуктор-трансмиссию с передаточными числами: I скорость – $k_1 = 100,89$; II скорость – $k_2 = 29,16$.

Выходными параметрами гидромеханического привода являются: линейная скорость движения кабеля и тяговое усилие на барабане лебедки.

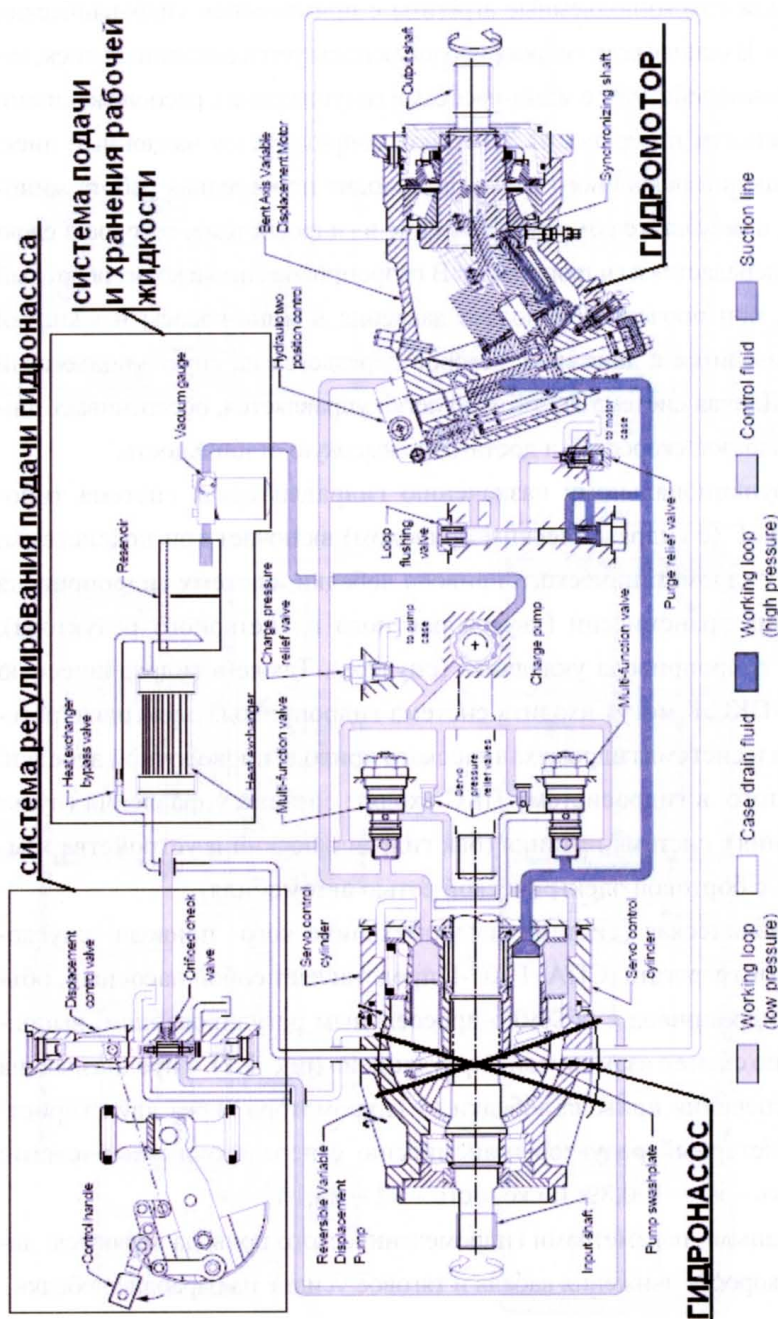


Рис. 2.2. Гидравлическая система по схеме с «замкнутой циркуляцией»

В систему гидромеханического привода лебедки СПА входят следующие основные устройства: гидронасос привода лебедки, гидромотор привода лебедки и редуктор планетарный двухскоростной.

Гидронасос привода лебедки представляет собой аксиально-плунжерный регулируемый насос с наклонным диском. Насос предназначен для подачи рабочей жидкости в гидромотор лебедки СПА под заданным рабочим давлением для обеспечения необходимого крутящего момента и угловой скорости на выходном валу. Гидронасос приводится во вращение от коробки дополнительного отбора мощности автомобиля. Насос гидропривода лебедок (рис. 2.3) состоит из корпуса, в котором смонтированы: насос подпитки, блок цилиндров с плунжерами, наклонный диск (шайба), сервопоршень управления углом наклона диска.

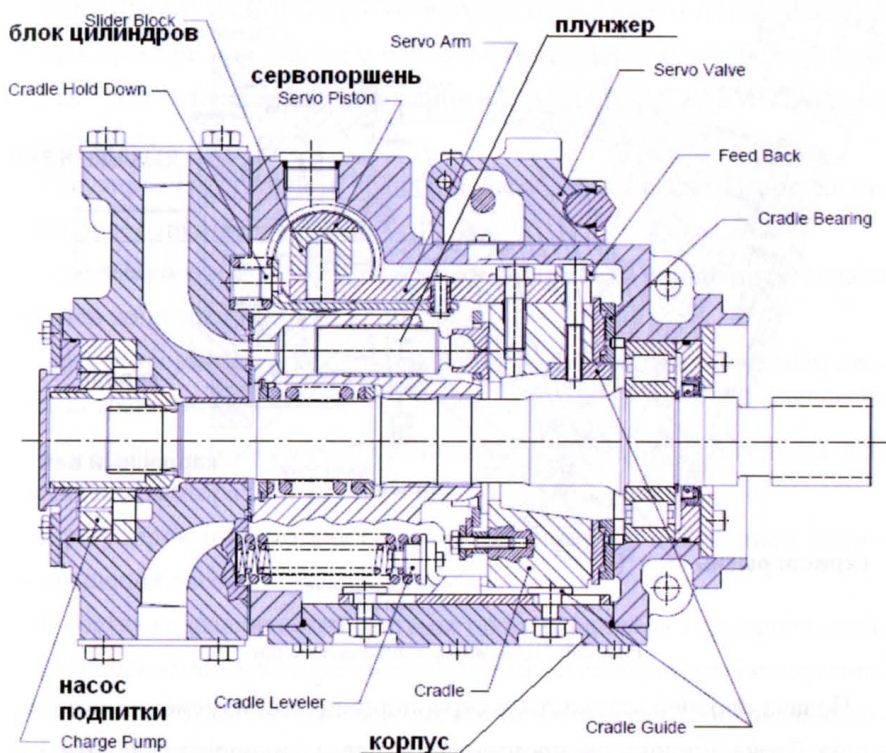


Рис. 2.3. Гидронасос привода лебедки



Гидромотор привода лебедки аксиально-поршневой, регулируемый, с наклонным блоком цилиндров. Предназначен для преобразования энергии потока рабочей жидкости (давление, расход), создаваемой насосом, в механическую и обеспечения на выходном валу гидромотора необходимого крутящего момента и угловой скорости. Гидромотор привода лебедки (рис. 2.4) состоит из корпуса, в котором смонтированы блок цилиндров с поршнями и сервопоршень изменения угла наклона блока цилиндров. Блок цилиндров через кардан равных угловых скоростей связан с выходным валом.

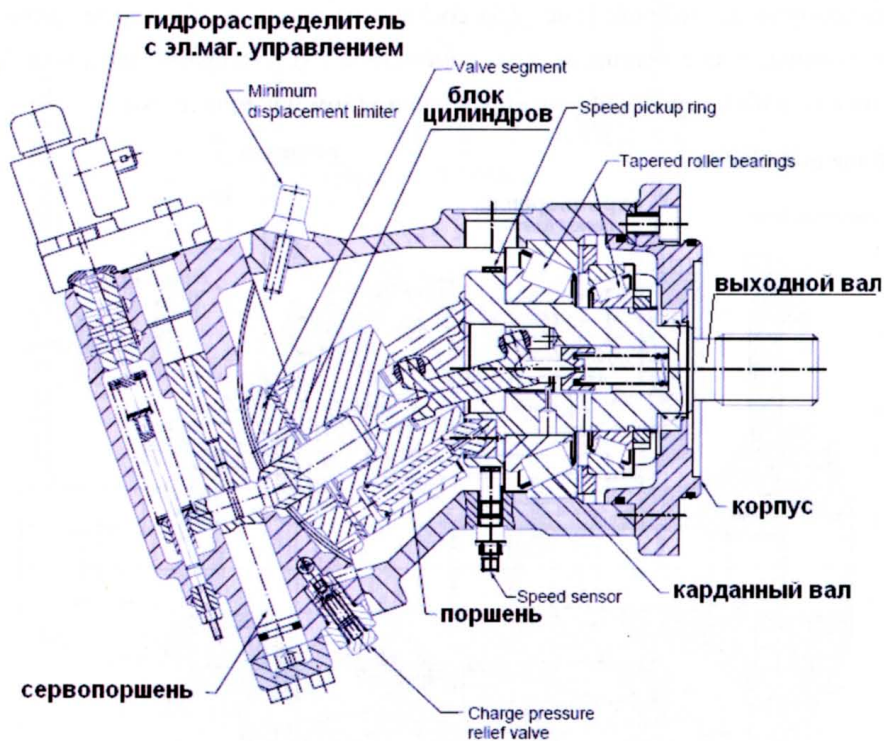


Рис. 2.4. Гидромотор привода лебедки

Подача рабочей жидкости к сервопоршню для изменения угла наклона блока цилиндров производится через гидрораспределитель с

электромагнитным управлением, который встроен в гидромотор. Изменение угла наклона блока цилиндров позволяет регулировать скорость вращения вала гидромотора при постоянной подаче рабочей жидкости от насоса и существенно расширить диапазон регулирования скоростей по сравнению с механическим и электрическим приводом.

Редуктор планетарный двухскоростной (гидравлическая трансмиссия) представляет собой планетарный редуктор с возможностью направления потока механической мощности от входного вала к выходному валу в двух режимах: при передаточных числах $k_1 = 100,89$ – I скорость и $k_2 = 29,16$ – II скорость, а также разъединения механической связи входного и выходного валов – режим «нейтраль», который обеспечивает операцию «СВОБОДНАЯ РАЗМОТКА». Операция «СВОБОДНАЯ РАЗМОТКА» является технологической и используется при промере или смотке с барабана геофизического кабеля; в других случаях использование операции «СВОБОДНАЯ РАЗМОТКА» не допускается.

Регулирование скорости вращения барабана лебедки СПА осуществляется четырьмя способами:

- регулированием скорости вращения барабана изменением подачи рабочей жидкости от насоса;
- регулированием скорости вращения барабана переключением скоростей трансмиссии;
- регулированием скорости вращения барабана переключением скорости гидромотора;
- регулированием скорости вращения барабана изменением частоты вращения насоса.

В состав гидравлической системы также входит бак гидравлический, который представляет собой емкость, предназначенную для фильтрации, хранения и охлаждения рабочей жидкости. Объем емкости бака составляет $V_6 = 210 \text{ дм}^3$, объем заправки рабочей жидкостью $V_3 = 180 \text{ л}$.



На баке смонтированы места соединения трубопроводов гидросистем, фильтры тонкой очистки, запорный кран (задвижка), фильтр грубой очистки (установлен внутри бака), уровнемер-термометр, крышка-фильтр.

§ 2. Мультиплексный канал связи между модулями комплексного скважинного прибора и компьютеризованной каротажной станцией

Канал связи между компьютеризованной каротажной станцией и функциональными модулями, входящими в комплексный скважинный прибор, является одним из важнейших элементов программно-управляемых информационно-измерительных систем для ГИС, и длительное отсутствие такого канала являлось основной причиной сдерживания процесса компьютеризации скважинных исследований. Как отмечалось выше, только появление мультиплексного последовательного канала (МПК) межмодульного обмена на основе кода «Манчестер-2» предоставило возможность автоматизации ГИС и создания действительно комплексных агрегатированных программно-управляемых скважинных приборов.

Начиная с 80-х годов как в России, так и в США мультиплексные каналы на основе кода «Манчестер-2» все шире используются в специальных и аэрокосмических отраслях, в военно-морском флоте, при автоматизации общепромышленного оборудования и начиная с 1987 года при создании приборов для ГИС. Основой для создания мультиплексных каналов является ГОСТ 26765.52-87 и его американский аналог MIL-STD-1553B. Эти документы регламентируют все параметры схем и видов сигналов, а также все возможные протоколы обмена. Кроме этого, производится и широко применяется специальная достаточно надежная элементная база для создания мультиплексных каналов.

При анализе возможности использования стандартного мультиплексного последовательного канала при разработке комплексных программно-управляемых скважинных приборов для ГИС выявились две основные причины, не позволяющие полностью применение вышеуказанных стандартов. Во-первых, оба стандарта предусматривают, что скорость передачи данных в этих каналах должна быть 1 Мбит/с. Таковую скорость передачи по обычному каротажному геофизическому кабелю реализовать практически невозможно из-за его ограниченной частотной характеристики. Во-вторых, оба стандарта предусматривают, что длина интерфейсных линий должна быть не более 100 м, что также неприемлемо, так как при ГИС длина каротажного кабеля должна быть не менее 5 000 м для широких исследований и от 5 000 до 10 000 м для специальных, причем установка на этой длине каких-либо ретрансляторов практически невозможна. С другой стороны, для массовых исследований отсутствует необходимость использования такой высокой скорости передачи данных. Для определения параметров мультиплексного канала по каротажному геофизическому кабелю необходимо рассмотреть его основные электрические характеристики.

Основные электрические параметры геофизических каротажных кабелей

Геофизический кабель объединяет в себе механическую и электрическую линии связи между скважинным прибором или зондом и компьютеризованной каротажной станцией (ККС). С помощью кабеля осуществляются спуско-подъемные операции со скважинными приборами, питание их электрическим током, передача измерительной информации в ККС, а также определение глубин при геофизических исследованиях скважин.

В соответствии с этими функциями геофизический кабель должен удовлетворять следующим требованиям:



- иметь высокую механическую прочность, позволяющую выдерживать собственную массу, массу скважинных приборов и грузов, а также перегрузки, возникающие при возможных прихватах скважинных приборов или при изменении скорости их перемещения в скважине; характеризоваться высокой абразивной износостойкостью;
- обладать хорошими электрическими характеристиками, позволяющими обеспечивать высокую точность результатов измерения физических величин в скважинах;
- не иметь остаточных удлинений и не раскручиваться при натяжении в скважине.

Многожильные геофизические кабели, кроме того, должны быть геометрически симметричны во избежание возникновения индуктивных помех.

В процессе эксплуатации на кабель действуют повышенная температура, давление, он испытывает также воздействие нефти, газа и агрессивных компонентов, содержащихся в промысловой жидкости. Качественное выполнение геофизических исследований возможно лишь в тех случаях, когда внешние условия не приводят к существенным изменениям механических и электрических характеристик кабеля.

Геофизические кабели включают следующие элементы:

- одну или несколько токопроводящих жил;
- изоляционное покрытие;
- защитную оболочку.

Геофизические кабели, выпускаемые отечественной промышленностью, классифицируются по характеру защитной оболочки (кабели в оплетке из волокнистого материала, в шланговой оболочке, в проводочной броне), числу токопроводящих жил (одножильные, трехжильные, семижильные, коаксиальные, волоконно-оптические), типу изоляционного покрытия и нагревостойкости (до 90 °С; 180 °С; 250 °С).

При исследовании глубоких нефтяных и газовых скважин в основном

используют бронированные кабели, обладающие высокой механической прочностью, большим удельным весом, способствующим хорошей проходимости их в скважинах, заполненных тяжелой и вязкой промывочной жидкостью; относительно небольшим диаметром, позволяющим размещать на лебедке самоходного подъемника большее количество кабеля и тем самым исследовать скважины значительной глубины.

Конструкция бронированных кабелей показана на рисунке 2.5. В зависимости от типа кабеля токопроводящие жилы скручены из медных проволок или выполнены биметаллическими (скрученными между собой стальными и медными проволоками). Каждая жила изолирована несколькими слоями специальной резины или пластмассы (фторопласт, полиэтилен). Жилы многожильных кабелей скручены между собой, а пространство между ними заполнено хлопчатобумажной пряжей для придания скрутке цилиндрической формы. Поверх скрученных жил или слоя изоляции (для одножильных кабелей) уложена оплетка из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом.

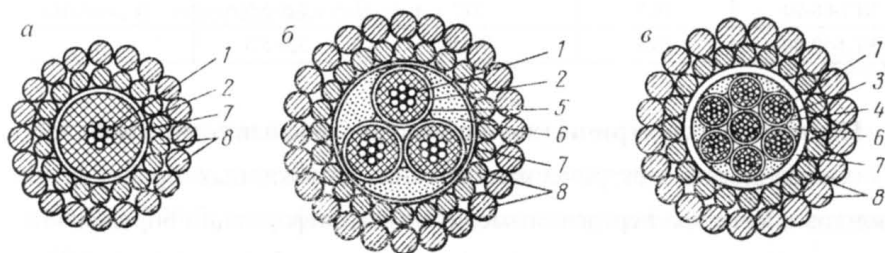


Рис. 2.5. Устройство бронированных геофизических кабелей

Кабель: а – одножильный; б – трехжильный; в – семижильный;

1 – жила; 2–5 – изоляция жилы; 6 – заполнение из волока; 7 – оплетка (подушка под броню); 8 – проволоки брони

Наружная оболочка кабеля (броня) выполняет несколько функций: защищает жилы кабеля от механических повреждений, служит основным грузонесущим элементом, определяющим разрывную прочность кабеля, и дополнительной токопроводящей линией. Обычно ее изготавливают



из двух повивов (слоев) стальной оцинкованной проволоки, уложенных во избежание раскручивания в противоположных направлениях.

Основные характеристики наиболее распространенных типов геофизических бронированных кабелей приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Общие характеристики бронированных геофизических кабелей

Марка кабеля	Номинальный наружный диаметр, мм	Номинальная расчетная масса 1 км, кг	Строительная длина, тыс. м	Тип изоляции
КГ1-24-180	6,3	195	3,5–5,0	Фторопласт40Ш
КГ1-53-180	9,2	345	5,0–6,0	То же
КГ3-67-180	12,1	499	5,0–6,0	»
КГ7-68-180	12,5	602	5,0–6,0	»
КГ1-66-250	10,0	677	7,5	Фторопласт 4
КГ1-59-220	9,9	407	6,0–7,0	То же
КГ1-59-250	9,9	395	7,0	Фторопласт 4
КГ3-78-250	14,1	671	7,0	То же
КГ1-24-90	6,3	178	3,2–5,0	Полиэтилен
КГ1-53-90	9,4	361	3,5–5,5	»
КГ7-68-90	19,5	517	3,5–5,5	»
КГ3-59-90	10,6	422	3,5–5,5	»

Первичные электрические параметры геофизических кабелей

Особенности электрического питания скважинных приборов или зондов и качество передачи измерительной информации определяются электрическими параметрами геофизического кабеля, которые оказывают существенное влияние на выбор измерительной схемы, способ питания электронных схем модулей КСП и вид телеметрического канала.

Электрические параметры характеризуют свойства единицы длины (1 км) кабеля как электрической линии связи. К первичным параметрам относятся:

- активное сопротивление токопроводящих жил R , Ом/км;
- индуктивность L , Г/км;

- емкость C , Ф/км;
- электропроводность изоляции G , См/км.

Активное сопротивление токопроводящих жил

Активное сопротивление жилы как проводника электрического тока определяется материалом, из которого она выполнена, геометрическими (длиной, сечением) и конструктивными (характером скрутки проволок) особенностями.

Сопротивление километрового отрезка жилы кабеля, изготовленной из медных проволок, может быть рассчитано по формуле:

$$R = \frac{\rho m}{S}, \quad (2.1)$$

где: ρ – удельное электрическое сопротивление меди; S – сечение жилы (суммарное сечение всех проволок, скрученных в жилу); m – коэффициент, характеризующий увеличение длины проволок за счет их скрутки.

Сопротивление биметаллической жилы рассчитывается как общее сопротивление параллельно включенных медных R_m и стальных $R_{ст}$ проволок, из которых она скручена:

$$R_m = \frac{R_m R_{ст}}{R_m + R_{ст}}. \quad (2.2)$$

Окружающая температура способствует увеличению сопротивления токопроводящих жил. Расчеты показывают, что при температуре порядка 150–200 °С активное сопротивление жил кабеля возрастает на 40–60 % по сравнению с их значениями, измеренными на поверхности. Обычно сопротивление жил R_T , измеренное при любой температуре T , приводит к температуре 20 °С в соответствии с формулой:

$$R_T = R_0 (1 + \alpha (T - 20)), \quad (2.3)$$

где α – температурный коэффициент сопротивления материала проволок.

Увеличение частоты тока, проходящего по кабелю, приводит к возрастанию активного сопротивления токопроводящих жил (рис. 1.8), что можно объяснить следующими причинами. При прохождении переменного



тока как вне жилы, так и внутри нее, возникает переменное магнитное поле, по отношению к которому не все части жилы находятся в одинаковых условиях. Центральная часть жилы охвачена всеми линиями магнитной индукции, а периферийная часть – только линиями, проходящими вне жилы. Поскольку при изменении тока в проводнике изменяется и магнитный поток, то в проволоках, составляющих жилу, возникают индуцированные э.д.с., величина которых тем больше, чем больше магнитный поток, сцепленный с жилой, т. е. чем ближе к центру жилы расположена проволока.

Поэтому плотность тока в центральных проволоках меньше, чем у поверхности жилы. На высоких частотах эта разница достигает столь больших значений, что плотность тока во всех частях жилы, за исключением небольшого поверхностного слоя, можно считать практически равной нулю. Неравномерное распределение плотности тока по сечению жилы носит название поверхностного эффекта. Интенсивность его проявления возрастает также при увеличении радиуса жилы, магнитной проницаемости и удельной электропроводности материала проволок. Величина R определяет тепловые потери в кабеле при прохождении электрического тока, поэтому необходимо, чтобы она была как можно меньше.

Индуктивность

Под индуктивностью геофизического кабеля понимается отношение потокосцепления Φ , связанного с кабелем, к величине тока I , протекающего по нему:

$$L = \frac{\Phi}{I}. \quad (2.4)$$

Индуктивность зависит от материала жил, брони кабеля и конструкции кабеля. Если жила и броня изготовлены из одного и того же металла, имеющего удельное электрическое сопротивление ρ и магнитную проницаемость μ , то для одножильного кабеля индуктивность может быть рассчитана по формуле:

$$L = \left[\frac{100}{\pi} \sqrt{\frac{\mu \rho}{f}} \left(\frac{1}{d} + \frac{1}{D} \right) + 2 \ln \frac{D}{d} \right] \cdot 10^{-4}, \quad (2.5)$$

где: f – частота проходящего по кабелю тока; d и D – диаметры жилы и брони кабеля.

Индуктивность одножильного кабеля, у которого жила и броня изготовлены из разных металлов, рассчитывается по формуле:

$$L = \left[\frac{100}{\pi \sqrt{f}} \left(\frac{\sqrt{\mu_1 \rho_1}}{d} + \frac{\sqrt{\mu_2 \rho_2}}{D} \right) + 2 \ln \frac{D}{d} \right] \cdot 10^{-4}, \quad (2.6)$$

где: μ_1 и μ_2 – магнитная проницаемость материала жилы и брони кабеля; ρ_1 и ρ_2 – удельное электрическое сопротивление материала жилы и брони кабеля.

При повышенной частоте тока индуктивность одножильного бронированного кабеля может быть вычислена по формуле для коаксиальных кабелей:

$$L = 2 \ln \frac{D}{d} \cdot 10^{-4}. \quad (2.7)$$

Использование формул (2.5)–(2.7) для расчета индуктивности многожильных кабелей приводит к получению результатов, заниженных на 25–30% по сравнению с измеренными, поскольку индуктивность многожильного кабеля складывается из внутренней индуктивности (жил кабеля) L_B и наружной междужильной индуктивности L_H :

$$L = L_B + L_H. \quad (2.8)$$

С увеличением частоты переменного тока в кабеле в результате уплотнения тока у периферии токопроводящих жил происходит уменьшение напряженности магнитного поля внутри жил и как следствие – уменьшение индуктивности кабеля (рис. 2.6.). При частотах более 5–10 кГц индуктивность практически не меняется. Индуктивности бронированных кабелей, спущенных в скважину и намотанных на барабан лебедки, почти не различаются.

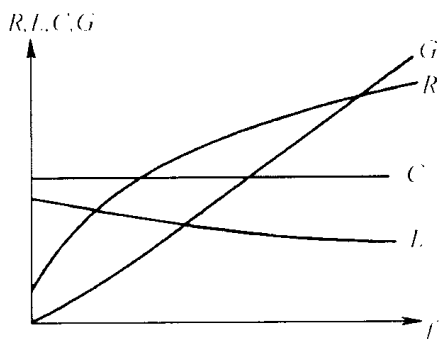


Рис. 2.6. Зависимость первичных электрических параметров (R , L , C , G) геофизических кабелей от частоты f

R – активное сопротивление токопроводящих жил, Ом/км; L – индуктивность, Г/км;
 C – емкость, Ф/км; G – электропроводность изоляции, См/км

Емкость

Под электрической емкостью кабеля обычно понимают отношение заряда Q , внесенного на токопроводящую жилу, к потенциалу U , до которого зарядилась эта жила под воздействием заряда:

$$C = \frac{Q}{U}. \quad (2.9)$$

Емкость кабеля зависит от диэлектрических свойств изолирующих материалов, толщины слоя изоляции, а также от внешних условий (температуры и давления). Например, емкость одножильного бронированного кабеля с однородным диэлектриком определяется выражением:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln \frac{D}{d}}, \quad (2.10)$$

где: ϵ – диэлектрическая проницаемость изоляционного материала; D – внешний диаметр жилы по изоляции; d – диаметр токопроводящей жилы по металлу.

Общая емкость многожильного кабеля складывается (рис. 2.7) из частичных емкостей между каждой из жил кабеля (1–3) и его броней (оплеткой) и емкостей между каждой парой жил. Ввиду сложности рас-

чета численные значения отдельных составляющих емкостей и их комбинаций для многожильных кабелей определяют экспериментально.

Емкость кабеля мало изменяется в зависимости от частоты передаваемого тока (рис. 2.8), а также от температуры и давления. Заметное изменение емкости наблюдается лишь при длительном пребывании кабеля в скважине и связано главным образом с изменением диэлектрических свойств материала изолятора.

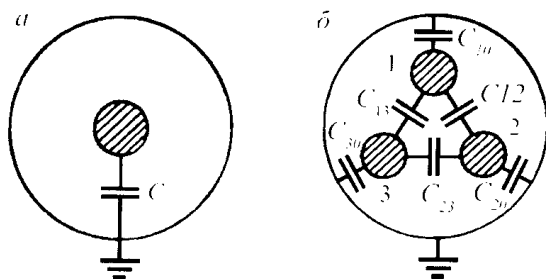


Рис. 2.7. Схема емкостей в одножильном (а) и трехжильном (б) геофизических кабелях

Проводимость изоляции жил кабеля

Проводимость изоляции определяет потери энергии в изоляции токопроводящих жил кабелей.

Все электроизоляционные материалы характеризуются определенными значениями проводимости изоляции. В идеальном случае проводимость изоляционных материалов равна нулю; у реальных изоляционных материалов проводимость на единицу длины кабеля изменяется в соответствии с формулой (2.11):

$$G = G_0 + G_f = \frac{1}{R_{из}} + \omega C \operatorname{tg} \delta, \quad (2.11)$$

где: G_0 – проводимость изоляции при постоянном токе; G_f – проводимость изоляции при переменном токе; ω – круговая частота тока; δ – угол диэлектрических потерь; $R_{из}$ – сопротивление изоляции.

Величина $R_{из}$ представляет собой отношение приложенного к изоляции жилы напряжения постоянного тока U (В) к току утечки (А), то есть



$$R_{\text{из}} = \frac{U}{I_y} = \frac{R_V R_S}{R_V + R_S}, \quad (2.12)$$

где: R_V – объемное сопротивление изоляции, численно определяющее препятствие прохождению тока в толще изоляции; R_S – поверхностное сопротивление, определяющее препятствие прохождению тока по поверхности изоляции.

Существуют формулы для расчета сопротивления изоляции жил различных кабелей. Например, $R_{\text{из}}$ (МОм·км) сухого одножильного кабеля может быть рассчитано по формуле:

$$R_{\text{из}} = \frac{\rho_V}{2\pi} \ln \frac{r_2}{r_1} 10^{-11}, \quad (2.13)$$

где: ρ_V – удельное объемное сопротивление изоляции; r_1 – радиус жилы из скрученной проволоки; r_2 – радиус изолированной жилы.

Сопротивление изоляции жил кабеля, находящегося в скважине, уменьшается под влиянием температуры и давления. Это уменьшение определяется изменением электрофизических характеристик изоляционных материалов. В частности, при повышении температуры удельное сопротивление электроизоляционных материалов уменьшается в соответствии с выражением:

$$\rho = \rho_0 e^{\left(A + \frac{B}{T}\right)}, \quad (2.14)$$

где: ρ_0 , A и B – постоянные для данного материала; T – абсолютная температура, К.

Изоляционные материалы, применяемые в термостойких кабелях (фторопласт марок 40Ш, 4Д, 4М, полиэтилен), сохраняют свои изоляционные свойства при высоких температурах (180–250 °С).

Изменение сопротивления изоляции жил кабелей под влиянием температуры можно определить расчетным путем или экспериментально; рассчитать увеличение проводимости изоляции при возрастании давления трудно.

Изоляционные свойства геофизических кабелей существенно зависят от срока их эксплуатации. Если, например, сопротивление изоля-

ции новых кабелей при спуске в скважину с температурой около $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ уменьшается от нескольких тысяч мегаомкилометров до десятков, то для кабелей, бывших в эксплуатации, это уменьшение происходит до $8\text{--}10\text{ МОм}\cdot\text{км}$ и ниже.

Низкая электропроводность (высокое сопротивление) изоляции жил кабеля – одно из необходимых условий получения точных результатов при геофизических исследованиях скважин.

Рассмотрение первичных электрических параметров геофизических кабелей показывает, что они не зависят от напряжения и передаваемого тока, а определяются лишь конструкцией кабеля, свойствами используемых в нем материалов, частотой тока и условиями эксплуатации. В процессе геофизических исследований различные отрезки кабеля находятся в неодинаковых условиях, то есть испытывают разное по длине кабеля воздействие давления и температуры. В общем случае это приводит к изменению первичных параметров отдельных частей кабеля в зависимости от их расположения в скважине. Однако первичные параметры бронированных кабелей мало изменяются в указанных выше условиях, в связи с чем такие кабели с достаточной степенью точности можно считать однородными электрическими линиями, в которых распределение первичных параметров по длине равномерно и непрерывно. В этом случае геофизический кабель можно уподобить колебательному контуру, составленному из сосредоточенных элементов R , L , C и G , включенных, как показано на рисунке 2.8.

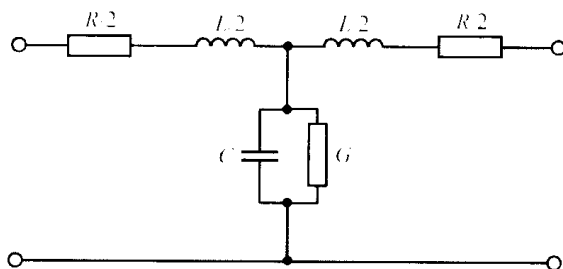


Рис. 2.8. Эквивалентная электрическая схема одножильного бронированного кабеля



В данной схеме параметры R и L образуют суммарное характеристическое сопротивление $Z=R+j\omega L$, а параметры C и G – суммарную электропроводность кабеля по отношению к токам утечки (здесь ω – круговая частота тока).

Данные о первичных электрических параметрах бронированных геофизических кабелей приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Электрические параметры геофизических кабелей

Марка кабеля	Сопротивление жилы, Ом/км	Сопротивление изоляции, МОм-км	Емкость ¹ , мкФ/км	Индуктивность ¹ , мГ/км	Волновое сопротивление ¹ , Ом/км	Коэффициент затухания V , Нп/км	
						$f=30$ кГц	$f=50$ кГц
КГ1-24-180	34	500	0,20	4,70	55	0,64	0,93
КГ1-53-180	27	10 000	0,11	1,80	77	0,40	0,50
КГ3-67-180	27	10 000	0,11	1,60	76	0,40	0,54
КГ7-68-180	34	500	0,14	1,90	50	0,60	0,70
КГ1-59-250	19	500	0,13	1,40	64	0,40	0,55
КГ3-78-250	19	500	0,13	–	69	–	0,42
КГ1-24-90	34	100	0,09	0,81	79	0,51	0,65
КГ1-53-90	37	100	0,11	1,45	108	0,70	0,90
КГ3-59-90	34	100	0,10	0,99	89	0,90	0,93

¹ Значения приведены для цепи кабеля между жилой и броней.

Вторичные (волновые) параметры геофизических кабелей

Передача энергии по кабелю осуществляется в виде электромагнитной волны тока (напряжения), распространяющейся в изоляционном слое. Токпроводящие жилы кабеля являются направляющими электромагнитного поля. Электрические свойства кабелей по отношению к передаваемой высокочастотной электромагнитной энергии обычно характеризуются вторичными (волновыми) параметрами. Сведения о вторичных параметрах геофизических кабелей совершенно необходимы при разработке скважинной аппаратуры, в которой информация об измеряемых величинах передается в виде электрических сиг-

налов высокой частоты, в том числе и для организации мультиплексного последовательного канала связи между модулями скважинного прибора и каротажной станции.

Вторичные электрические параметры кабелей являются функциями первичных параметров и частоты передаваемого тока (напряжения).

Волновое сопротивление

Под волновым сопротивлением понимается сопротивление, которое встречает электромагнитная волна при распространении вдоль однородной кабельной линии без отражения:

$$L_c = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}}. \quad (2.15)$$

Как видно из формулы, величина волнового сопротивления не зависит от длины кабеля, она характерна для определенного типа кабеля и постоянна в любой точке цепи.

Волновое сопротивление может быть определено экспериментально по результатам измерения входных сопротивлений кабеля в режимах холостого хода Z_{xx} и короткого замыкания $Z_{кз}$:

$$Z_c = \sqrt{Z_{xx} Z_{кз}}. \quad (2.16)$$

С увеличением частоты тока волновое сопротивление монотонно убывает, а начиная с частоты $f \approx 20$ кГц остается практически постоянным (рис. 2.9).

Из теории однородных проводных линий связи следует, что стационарный процесс распространения волн напряжения, т. е. отсутствие отражений в линии, устанавливается лишь при нагрузке кабеля на волновое сопротивление Z_c . Если обозначить выходное сопротивление источника и входное сопротивление приемника электромагнитной энергии, установленных на концах кабеля, соответственно через $Z_{и}$ и $Z_{п}$, то наиболее полную (без отражения) передачу энергии по кабелю от источника к приемнику можно будет осуществлять лишь при $Z_{и} = Z_{п} = Z_c$.

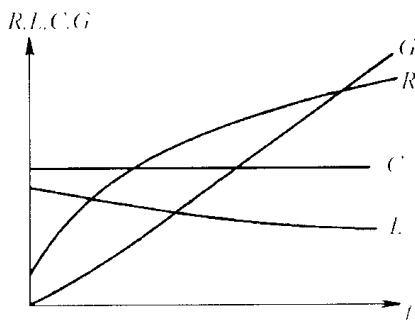


Рис. 2.9. Зависимость вторичных электрических параметров геофизических кабелей (Z_c , α , β) от частоты тока f .

R – активное сопротивление токопроводящих жил, Ом/км; L – индуктивность, Г/км;
 C – емкость, Ф/км; G – электропроводность изоляции, См/км

В неоднородных линиях и при несогласованных нагрузках в местах электрических несогласованностей возникают отраженные волны, и часть энергии возвращается к началу линии. Передаваемая энергия при несогласованной нагрузке значительно меньше, чем при согласованной. Соотношение между энергией, поступающей к приемнику, и энергией, отраженной от него, характеризуется коэффициентом отражения:

$$p = \frac{Z_n - Z_c}{Z_n + Z_c}. \quad (2.17)$$

При согласованной нагрузке ($Z_n = Z_c$) коэффициент отражения равен нулю, и энергия полностью поглощается приемником. При коротком замыкании ($Z_n = 0$) и режиме холостого хода, когда цепь изолирована на конце ($Z_n = \infty$), коэффициенты отражения равны соответственно -1 и +1. В случае, когда $0 < Z_n < \infty$, но не равно Z_c , за счет несогласованности лишь часть энергии будет воспринята приемником.

Из сказанного следует, что для наиболее полной передачи энергии по кабелю из модулей скважинных приборов в ККС и обратно необходимо тщательное согласование передающих и воспринимающих элементов аппаратуры с волновым сопротивлением кабеля.

Коэффициенты распространения, затухания и фазы

Электромагнитная энергия при распространении по кабелю уменьшается по величине вследствие потерь на нагревание жил и поляризацию молекул изоляции.

Если обозначить напряжение, ток и мощность в начале кабельной линии соответственно через U_0 , I_0 и P_0 , а значения этих же параметров в конце линии через U_l , I_l и P_l , то будут справедливы следующие соотношения:

$$\begin{aligned}\frac{U_0}{U_l} &= e^{\gamma l}; \\ \frac{I_0}{I_l} &= e^{\gamma l}; \\ \frac{P_0}{P_l} &= e^{2\gamma l},\end{aligned}\tag{2.18}$$

где l – протяженность кабельной линии.

Величина γ характеризует интенсивность уменьшения электромагнитной энергии, передаваемой по кабелю, и называется коэффициентом (постоянной) распространения. С первичными электрическими параметрами кабеля коэффициент распространения связан следующим образом:

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \beta + j\alpha.\tag{2.19}$$

В соответствии с этим выражением формулы (2.18) можно переписать в виде:

$$\begin{aligned}\frac{U_0}{U_l} &= \frac{I_0}{I_l} = e^{\beta l} \cdot e^{j\alpha l}; \\ \frac{P_0}{P_l} &= e^{2\beta l} \cdot e^{2j\alpha l}.\end{aligned}\tag{2.20}$$

Модуль этих выражений ($e^{\beta l}$) отражает уменьшение абсолютного значения напряжения, тока или мощности электромагнитной волны на участке кабеля длиной l , а величина β характеризует степень затухания



энергии на единице длины кабеля и называется коэффициентом затухания.

Если прологарифмировать обе части уравнений (1.45), то получим:

$$\beta l = \ln \left| \frac{U_0}{U_l} \right| = \ln \left| \frac{I_0}{I_l} \right| = \frac{1}{2} \ln \frac{P_0}{P_l} \quad (2.21)$$

или

$$\beta = \frac{1}{l} \ln \left| \frac{U_0}{U_l} \right| = \frac{1}{l} \ln \left| \frac{I_0}{I_l} \right| = \frac{1}{2l} \ln \frac{P_0}{P_l}.$$

Затухание измеряется в неперах Нп или децибелах дБ на 1 км. Затухание, соответствующее 1 Нп, происходит в кабельной линии длиной 1 км, у которой ток и напряжение в начале линии больше по величине, чем ток и напряжение в конце линии, в 2,718 раза ($e = 2,718$). Затухание в децибелах рассчитывается по формуле:

$$\beta = \frac{20}{l} \lg \frac{U_0}{U_l} = \frac{20}{l} \lg \frac{I_0}{I_l} = \frac{10}{l} \lg \frac{P_0}{P_l}. \quad (2.22)$$

Если геофизический кабель является однородным и нагружен на волновое сопротивление, то величина β характеризует собственное затухание кабеля. В неоднородных кабельных линиях β определяет рабочее затухание, то есть собственное затухание кабеля и затухание из-за неоднородности его электрических характеристик.

Коэффициент затухания возрастает при увеличении частоты передаваемого тока (рис. 2.9). В наибольшей степени это проявляется при $f > 10\text{--}20$ кГц. Для бронированных кабелей затухание мало зависит от того, намотан ли кабель на барабан лебедки или спущен в скважину.

Уменьшение затухания может быть достигнуто путем уменьшения R (т. е. увеличением диаметра токопроводящих жил или применением медных жил), уменьшения G (применением изоляционных материалов с повышенными электроизоляционными свойствами), уменьшения C (увеличением толщины слоя изоляции) и увеличения L (обычно достигаемого искусственным путем).

Мнимая часть выражений (2.20), т. е. $e^{\alpha l}$, характеризует изменение угла вектора тока или напряжения на участке кабельной линии длиной l , а параметр α называется коэффициентом фазы (фазовой постоянной) и измеряется в радианах или градусах на 1 км длины кабеля. При увеличении частоты передаваемого тока происходит увеличение α (рис. 2.10). Таким образом, коэффициент распространения γ характеризует изменение передаваемого тока (напряжения) одновременно как по абсолютной величине, так и по фазе на 1 км длины кабеля и является важным параметром, определяющим кабель как электрическую линию связи.

В практике частотные характеристики кабелей нередко оценивают с помощью величин U_l/U_0 , I/I_0 или P_l/P_0 , называемых коэффициентами передачи, соответственно по напряжению, току или мощности. Бронированные кабели характеризуются уменьшением коэффициентов передачи при возрастании частоты тока в кабеле, наиболее резко проявляющемся при частотах более 10 кГц.

Данные о вторичных электрических параметрах геофизических кабелей приведены в таблице 2.3.

Вторичные параметры особенно важны для передачи сигналов кодоимпульсной модуляции «Манчестер-2». Согласно стандартам на мультиплексный канал для передачи этих сигналов должны использоваться две жилы кабеля, скрученные по всей длине с определенным шагом. Так как в кабеле КГЗ-60-180 отсутствует равномерная скрутка, то в нем достаточно сложно получить полную симметрию. Кроме передачи данных, ввиду ограниченности количества жил каротажного кабеля, по этим же жилам необходимо обеспечение питания скважинного прибора и передача, при необходимости, аналоговых сигналов. Таким образом, основные задачи при создании телеметрического канала связи следующие:

1. Выбор оптимальной частоты и уровня сигналов передачи данных.
2. Разработка канала связи, обеспечивающего мультиплексный режим совместно с передачей напряжения питания и аналоговыми сигналами.



Согласно стандартам на МПК информационное или командное слово состоит из синхроимпульса, γ -информационных сигналов ($\gamma = 8 - 16$) и бита четности/нечетности, тогда длительность слова будет состоять из:

$$\tau_{сл} = \tau_{ис} + (\gamma + 1)\tau_u, \quad (2.23)$$

где: $\tau_{ис}$ – длительность импульса синхронизации, при этом $\tau_{ис} = 1,5\tau_u$; τ_u – длительность информационного импульса, $\tau_u = 1/f_t$, тогда

$$\tau_{сл} = (\gamma + 2,5)\tau_u \text{ или } \tau_{сл} = (\gamma + 2,5)/f_t.$$

Как отмечалось ранее, периоды опросов всех каналов одинаковы по длительности и равны T_0 , тогда количество информационных слов, включая командные, будет определяться как

$$N = T_0 / \kappa \tau_{сл}, \quad (2.24)$$

где: N – количество слов (каналов) за один цикл измерения; κ – коэффициент запаса, учитывающий необходимый дополнительный промежуток между словами для исключения наложения при переходных процессах в кабеле, $\kappa = (1,2 - 1,5)$ в зависимости от длины кабеля.

Исходя из (2.23) и (2.24) получим:

$$f_t = (\gamma + 2,5) \kappa N / T_0. \quad (2.25)$$

Так, например, для комплексного прибора, предназначенного для исследования в обсаженных скважинах, необходимое минимальное количество каналов должно быть $N = 33$, тогда при $T_0 = 50$ мс минимально необходимая тактовая частота будет равна 20 кГц. В соответствии со структурой слова в спектре сигнала будут присутствовать три основные частоты: 13,3, 20 и 10 кГц. Характеристики каротажного кабеля в этой области достаточно хорошо известны, так как этот диапазон частот длительное время применяется в приборах акустического каротажа для передачи аналоговых сигналов волновых пакетов, в том числе и широко распространенная дифференциальная («фантомная») схема передачи акустических сигналов, которая, как оказалось, наилучшим образом подходит для передачи сигналов кода «Манчестер-2». В результате исследований было выяснено, что при частотах выше 60 кГц резко увели-

чивается затухание, затягивается задний фронт сигнала и появляются значительные искажения формы сигналов. Таким образом, наилучшим диапазоном частот является диапазон до 60 кГц, хотя, в принципе, возможно применение и более высоких частот с усложнением схем приема и восстановления формы сигналов. Учитывая необходимость кварцевой стабилизации опорной частоты и возможность ее использования для измерительных схем, наиболее оптимальным является выбор основной опорной частоты, равной 1 МГц, из которой делением (специфика использования микросхем серии 588 преобразователей кода «Манчестер-2») получается частота 41,667 кГц, которая, в принципе, может быть стандартной практически для всех возможных в настоящее время комплексов, так как согласно (2.24) позволяет реализовать до 70 шестнадцатиразрядных каналов с периодом следования $T_0 = 50$ мс, что более чем достаточно для коммутирования практически всех применяющихся на производстве геофизических методов.

Схемы построения интерфейсов МПК с использованием каротажного кабеля возможны в двух вариантах. В первом, представленном на рисунке 2.10, применяется базовый модуль, в котором расположен ретранслятор интерфейса и измерительные каналы, имеющие наибольшую частоту применения, и, кроме этого, в данном модуле может быть расположен преобразователь питающих напряжений. Все это несколько усложняет внутримодульный интерфейс, но при этом значительно упрощаются остальные, входящие в комплекс, модули, уменьшаются их габариты и общая длина комплекса. В этом случае ретранслятор может быть выполнен в нескольких вариантах. В первом (рис 2.10, а) – ретранслятор пассивный, он только принимает, фильтрует, формирует новые сигналы и отправляет либо в модули комплексного прибора, либо по каротажному кабелю к каротажной станции.

Во втором варианте – ретранслятор активный программно-управляемый с достаточно большой внутренней памятью, а внутримодульный



интерфейс может быть полностью выполнен по ГОСТ 26765.52-87 с основной частотой 1 МГц или по любому другому высокоскоростному последовательному интерфейсу типа RS-485 по стандарту EIA или аналогичному. Отрицательным моментом является зависимость от базового модуля как при разработке, так и при эксплуатации.

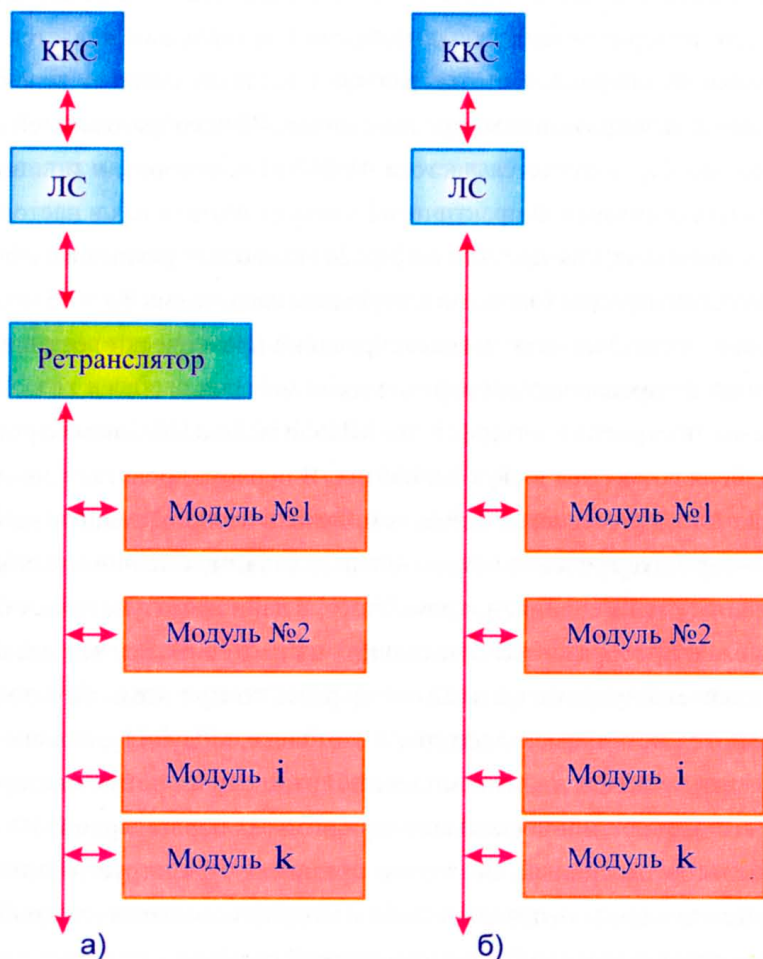


Рис. 2.10. Схема построения интерфейса МПК:

а) с использованием базового модуля; б) без базового модуля
(ККС – компьютеризованная каротажная станция; ЛС – линии связи)

Во втором варианте (рис. 2.10, б) базовый модуль отсутствует, внутренний интерфейс является продолжением внешнего (кабельного), в каждом модуле имеются все необходимые преобразователи питающих напряжений и соответствующие схемы преобразователей интерфейса. В этом случае все модули полностью независимы, могут разрабатываться и изготавливаться на различных предприятиях, однако общие габариты (длина) отдельных модулей и комплексов возрастают в 1,5–2,5 раза.

§ 3. Системы управления и измерения глубины с геофизическим кабелем

Глубина пробуренных нефтегазовых и других скважин определяется различными способами как в процессе их бурения, так и в процессе ГИС в необсаженных и обсаженных скважинах.

В качестве средств измерений глубины применяются следующие:

- колонна бурильных труб, длина каждой из которых известна и определена заранее;
- измерители глубины, устанавливаемые на буровой лебедке;
- измерители длины колтюбинговых труб;
- геофизический кабель диаметром от 5 до 36 мм, размеченный на стационарной установке магнитными метками;
- размеченная магнитными метками стальная проволока, предназначенная для спуска и подъема автономных скважинных приборов;
- полевые средства измерений глубины скважин, устанавливаемые в каротажном подъемнике.

В процессе бурения скважины ее глубина определяется по колонне бурильных труб, каждая из которых заранее измерена рулеткой с пределами погрешности ± 2 мм.



Глубину, на которой находится скважинный прибор при регистрации геофизических параметров, проведении прострелочно-взрывных и других работ в скважине, устанавливают путем измерения длины кабеля, спускаемого в скважину. Приблизительно эта глубина определяется числом оборотов мерного ролика, по желобу которого кабель направляется в скважину. Уточняют глубины по магнитным меткам, нанесенным на кабель через определенные интервалы.

Мерный ролик и датчик глубин

Мерный ролик рассчитан таким образом, что за один оборот через него проходит участок кабеля определенной известной длины l_p . Обычно расчетную длину l_p устанавливают равной 1 500 или 2 000 мм для бронированных кабелей. Таким образом, расчетный радиус r_p , по которому кабель должен огибать ролик, определяется формулой:

$$r_p = r_0 + d/2 = l_p/2\pi, \quad (2.26)$$

где: r_0 – радиус ролика, измеренный по дну желоба; d – диаметр кабеля.

Поскольку диаметры кабелей различных марок неодинаковы, радиус r_0 должен быть регулируемым, чтобы удовлетворялось указанное равенство. С этой целью мерные ролики снабжают корректирующими вкладышами, которые при необходимости укрепляют в желобе ролика, доводя сумму $r_0 + d/2$ до расчетных величин 239 мм (при $l_p = 1\,500$ мм) или 318 мм (при $l_p = 2\,000$ мм).

Передача вращения мерного ролика к блоку синхронизации цифрового регистратора осуществляется с помощью системы электрической синхронной связи, сельсинной передачи. Независимо от диаметра мерного ролика эта передача рассчитана таким образом, что прохождению 1 м кабеля соответствуют четыре оборота ротора сельсина-датчика. Для этого вал мерного ролика соединяется с ротором сельсина посредством редуктора с передаточным числом 6 при $l_p = 1\,500$ мм или 8 при $l_p = 2\,000$ мм.

Разметка кабеля по глубинам

Рассмотренная система согласования перемещений скважинного прибора не гарантирует необходимой точности привязки результатов измерений к глубинам. Это происходит в основном из-за проскальзывания кабеля и несоответствия фактического радиуса огибания кабелем мерного ролика принятому расчетному значению. Корректировку шкалы глубин и уточнение фактических глубин нахождения скважинного прибора выполняют путем использования магнитных меток, нанесенных на кабель через определенные интервалы – от 10 до 50 м. При их нанесении необходимо учитывать удлинение кабеля под действием натяжения и температуры.

Натяжение кабеля в процессе его подъема из скважины изменяется непрерывно и оценивается выражением:

$$p = (Q - Q_{ж}) + T_T + T_u, \quad (2.27)$$

где: Q – масса скважинного прибора и кабеля, опущенного в скважину; $Q_{ж}$ – масса жидкости, вытесненной прибором и кабелем; T_T – сила трения кабеля о стенки скважины и промывочную жидкость; T_u – сила инерции кабеля при изменении скорости его движения.

На стационарной разметочной установке натяжение меняют ступенями, обычно через каждые 500 м передвижения кабеля, руководствуясь специальными таблицами, составленными для различных типов кабеля, массы приборов, параметров промывочной жидкости и скорости регистрации.

Измерения глубины скважин сопровождаются основными (в нормальных условиях измерений) и дополнительными (в рабочих условиях) погрешностями.

Процедура разметки кабеля сводится к нанесению на него «штрихов» (невидимых магнитных меток) и является операцией периодической градуировки кабеля как средства измерений длины в нормальных условиях.



За нормальные условия разметки кабеля приняты следующие:

- температура окружающего воздуха 20 ± 5 °С;
- плотность промывочной жидкости 1 г/см³;
- свободное раскручивание кабеля отсутствует (концы кабеля жестко закреплены на лебедке каротажного подъемника и на стационарной лебедке разметочной установки);
- натяжение воспроизводится ступенчато через каждые 500 м длины кабеля;
- скорость движения кабеля при разметке 3 000 м/ч.

Дополнительные погрешности измерений глубины скважин размеченным геофизическим кабелем обусловлены реакцией кабеля на воздействие температуры жидкости или газа в скважине, выталкивающей силой жидкости в скважине, трением брони кабеля о стенку скважины, свободным раскручиванием кабеля (с одним закрепленным концом), отличием растягивающей нагрузки в скважине и при разметке. Кроме того, при измерениях глубин залегания объектов в наклонно-направленных скважинах возникают методические погрешности. Они обусловлены отклонением оси кабеля от оси скважины, так как свободно подвешенный кабель выбирает минимальное расстояние между точками касания стенки скважины. Это расстояние по кабелю всегда короче длины оси скважины.

При градуировке (разметке) кабеля метрологические операции, связанные с оцениванием погрешности штриховой меры длины и сравнением ее с нормированным значением погрешности, не выполняются.

Периодической калибровке (один раз в год) подвергается вся система «разметочная установка – кабель» в процессе метрологических исследований разметочной установки органами ведомственной метрологической службы.

На геофизических предприятиях разметку геофизического кабеля магнитными метками, наносимыми на броню кабеля, выполняют с по-

мощью установки УРС-10 или УРС-1010, разработанной и выпущенной институтом НИИГИ в г. Грозном, начиная с 1970 по 1993 г. С 2004 г. ЦМИ «Урал-Гео» выпускает установки УАРК-10-5-12, УАРК-10-16-36, УАРК-1-5-12 и УАРК-1-16-36 для автоматизированной разметки кабеля диаметром от 5 до 12 мм или от 16 до 36 мм с магнитной мерной базой 10 м и 1 м. Установка УРС-1010 состоит из основания с мерной механической базой $10\,000 \pm 1$ мм, устройства, стирающего старые магнитные метки, электромагнита, наносящего новые метки, датчика меток для считывания нанесенных меток, блока управления и системы измерения натяжения кабеля. В качестве нормальных условий разметки кабеля на установке УРС-1010 принято ступенчатое изменение натяжения через каждые 500 метров длины при температуре воздуха плюс 20 ± 5 °С. Значения натяжения при разметке кабеля КГ1-55-130 приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Значения натяжения при разметке кабеля КГ1-55-130

Интервал глубины, м	Плотность бурового раствора, г/см ³		
	1,0	1,5	2,0
0–500	150	100	100
500–1 000	250	250	200
1 000–1 500	400	350	300
1 500–2 000	550	450	400
2 000–2 500	700	600	500
2 500–3 000	800	700	600
3 000–3 500	950	850	700
3 500–4 000	1100	950	800

В этих условиях оценки реальной погрешности воспроизведения расстояний между магнитными метками на кабеле не должны превышать нормированных пределов основной относительной погрешности $\pm 0,01\%$.

Однако реальные условия в скважинах существенно отличаются от условий разметки. При этом коррекция возникающих систематических



погрешностей не производится. Это происходит по двум причинам: первая – не определены константы, отражающие свойства кабеля конкретного типа, необходимые при измерении длины; вторая – не определены значения влияющих факторов в скважине.

Применяется следующая методика выполнения измерений (МВИ) скважинной глубины залегания объектов, пересеченных скважиной или находящихся в скважине вдоль ее оси:

1) разметка кабеля с учетом некоторых влияющих факторов на удлинение кабеля по наиболее вероятным их значениям, принятым за нормальные условия разметки для каждой типовой конструкции и пространственного положения скважины;

2) коррекция систематических погрешностей, обусловленных отличием реальных значений влияющих факторов в рабочих условиях измерений от номинальных значений в нормальных условиях разметки, после (или в процессе) каротажа.

Указанная методика реализована в программно-управляемой установке УАРК-10-5-12 для автоматизированной разметки геофизического кабеля, однако в настоящее время сохранен только прежний режим разметки кабеля при различном натяжении, предусмотренный ранее в установке УРС-1010.

Фотография общего вида установки УАРК-10-5-12 приведена на рисунке 2.11.

Установка может иметь любую механическую базу из ряда 10,5 или 2 м в зависимости от размеров помещения для разметки кабеля, но магнитные метки ставятся через 10 м (лишние метки стираются). Разметка выполняется при переменном натяжении, например, в соответствии с таблицей 2.4.

В установке конструктивно обособлены два независимых разнесенных в пространстве блока – блок нанесения (записи) и блок считывания магнитных меток, что повышает помехоустойчивость и надежность ее

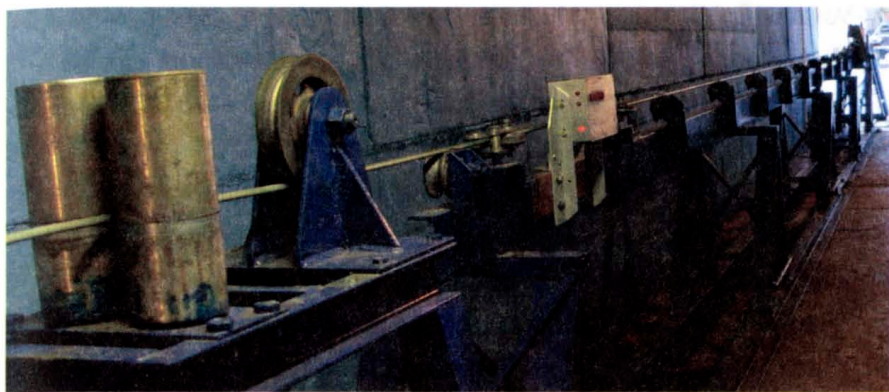


Рис. 2.11. Общий вид установки УАРК-10-5-12 для автоматизированной разметки геофизического кабеля

работы. Предварительно тщательно выполняется настройка базовой магнитной длины 10 м с максимальной абсолютной погрешностью 0,2 мм. Нормированные пределы допускаемой основной относительной погрешности разметки кабеля – $\pm 0,01\%$.

Установка УПРК-1-5-12 предназначена для автоматизированной разметки магнитными метками бронированных геофизических кабелей (далее по тексту кабелей) в полевых условиях непосредственно в процессе спуска геофизического зонда в скважину или его подъема из скважины с целью измерения глубин залегания объектов, пересеченных скважиной или расположенных в скважине. Разметка кабеля производится путем нанесения на его бронированную оплетку магнитных меток на расстоянии фиксированной мерной базы установки 1 000 мм и последующего стирания каждые 9-ти меток из каждые 10-ти нанесенных меток при заданной скорости движения кабеля. На размеченном кабеле остаются нанесенными основные метки через каждые 10 м и по одной дополнительной сигнальной метке через каждые 500 м, а также по две дополнительных сигнальных метки через каждые 1 000 м.



Установка УПРК-1-5-12 состоит из следующих узлов и блоков:

- основания с роликами и датчиком скорости движения кабеля;
- съемного измерительного блока с устройствами нанесения магнитных меток и датчиком магнитных меток;
- входного управляемого размагничивающего дросселя;
- выходного управляемого размагничивающего дросселя;
- блока управления с индикатором и блоком питания.

Принцип работы установки основан на периодическом намагничивании участков брони кабеля длиной не более 25 см, полярностью SNS равномерно через каждые 10 м во время его спуска в скважину или подъема из нее. Метки первоначально наносятся на кабель на расстоянии фиксированной длины (номинальная измерительная база) 1 000 мм. Затем 9 меток сразу же стираются управляемым размагничивающим дросселем. На кабеле остается только каждая десятая нанесенная метка. На кабель, помимо основных меток, через каждые 10 м наносится одна дополнительная сигнальная метка через каждые 500 м, а через каждые 1 000 м наносятся две дополнительные сигнальные метки. Разметка кабеля выполняется при номинальной скорости движения кабеля 2 500 м/ч. Отклонение от номинальной скорости разметки более чем на 500 м/ч вызывает дополнительные погрешности воспроизведения расстояний между основными соседними метками.

Основание установки вместе с двумя размагничивающими дросселями навешивается на горизонтальный участок кабеля между каротажной лебедкой и поворотным роликом на буровой и с помощью поводка крепления присоединяется к горизонтально расположенной оси водильника каротажной лебедки. Под дальний от лебедки край основания установки устанавливается амортизирующая подставка, позволяющая исключать удары установки о землю в случае ослабления натяжения кабеля. Измерительный блок устанавливается на фиксаторы основания в исходное положение электромагнитом в сторону скважины (датчиком меток в сторону лебедки подъемника).

После включения установки и нанесения первой метки на заданном расстоянии от кабельного наконечника (цена первой метки – ЦПМ) производится разметка кабеля на спуске его в скважину. Это основной режим разметки. Измерение глубины скважины и глубины залегания объектов в скважине выполняется путем считывания магнитных меток при подъеме размеченного кабеля из скважины. По количеству считанных меток определяется глубина погружения скважинного прибора в скважину относительно стола ротора буровой.

В случае использования установки на скважинах с намагниченной обсадной колонной или сбоев в разметке кабеля во время его спуска в скважину используется аварийный режим работы установки. В этом режиме перед подъемом кабеля из скважины измерительный блок снимается с основания, разворачивается на 180° и вновь устанавливается на основание. Принудительно ставится новая первая метка, и разметка кабеля выполняется в процессе его подъема из скважины.

Схема взаимодействия электронных блоков и узлов установки УПРК-1-5-12 для полевой разметки кабеля показана на рисунке 2.12.

Двигаясь через установку, кабель проходит магнитную очистку входным управляемым размагничивающим дросселем, находящимся постоянно во включенном состоянии. После нажатия кнопки «Метка» на блоке управления на кабель наносится первая магнитная метка, которая перемещается к датчику меток измерительного блока. В момент считывания нанесенной метки датчиком меток вырабатывается управляющий сигнал на простановку следующей метки.

После нанесения 10-й метки от блока микропроцессорного управления считыванием меток поступает сигнал в блок микропроцессорного управления размагничиванием, который выключает катушку выходного размагничивающего дросселя во время прохождения метки. Затем через вычисляемый интервал времени, зависящий от скорости движения кабеля, определяемой с помощью датчика скорости

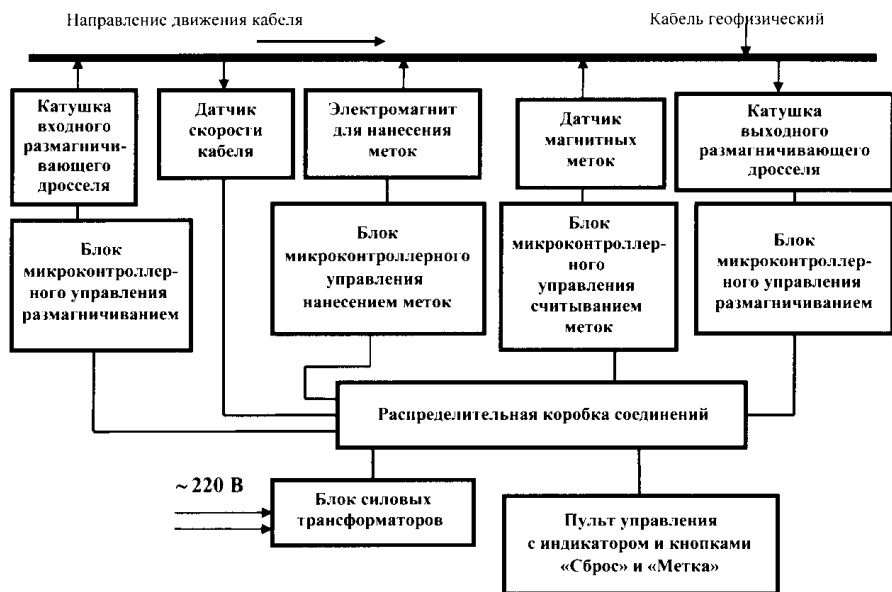


Рис. 2.12. Структурная схема соединений электронных узлов и блоков полевой разметочной установки УАРК-ИП-5-12

перемещения кабеля, катушка выходного размагничивающего дросселя вновь включается. Таким образом, на кабеле остается каждая десятая метка. В момент, когда требуется нанесение дополнительной сигнальной метки, катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на удвоенный период времени. Если требуется нанесение двух дополнительных сигнальных меток, то катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на утроенный период времени, а затем вновь включается. Пульт управления индуцирует текущие значения длины кабеля в метрах и скорость его перемещения в км/ч. Нажатие кнопки «Сброс» на пульте управления возвращает электронные блоки установки в исходное стартовое состояние. Блок трансформаторов подключен к сети 220 В и обеспечивает питание электронных блоков постоянным током напряжением 5 В и блоков микропроцессорного управления размагничиванием постоянным током напряжением 60 В.

Калибровка разметочных установок УАРК-10-5-12, УАРК-10-16-36, УАРК-1-5-12 и УАРК-1-16-36 заключается в сравнении длины участка кабеля, например 200 м, измеренной на установке между метками и мерной лентой между теми же самыми метками.

§ 4. Системы измерения глубины с автономными приборами

Методика привязки данных к глубине по стволу скважины основана на информации наземного датчика измерения глубины и информации о промере инструмента. Перед спуском связки автономных приборов производится синхронизация таймеров приборов и системы сбора наземного датчика глубины. После подъема производится расчет глубины. Учитываются показания датчика глубины (положение талевого блока), данные о промере инструмента, информация о конструкции связки и точках записи приборов. Вычисляется положение связки в скважине (подсчет свечей) и производится коррекция глубины в ключевых точках с распределением погрешности измерения на всю свечу, что не позволяет накапливаться ошибке измерения глубины.

Привязка к глубине может осуществляться автоматически при спуске и при подъеме с автоматическим выделением участков повторных замеров.

Принцип измерения глубины погружения колонны с автономным прибором

При подъеме инструмента производится непрерывный счет количества импульсов, выдаваемых датчиком оборотов лебедки (ДОЛ). Каждый импульс с датчика соответствует определенному углу поворота вала лебедки. В свою очередь, лебедка, наматывая талевый канат, поднимает или опускает талевый блок, к которому подвешен буровой инструмент. Следовательно, любому линейному перемещению бурового



инструмента соответствует определенный угол поворота вала лебедки и определенное число импульсов с датчика оборотов лебедки:

$$L = K \cdot N,$$

где: L – линейное перемещение колонны; K – коэффициент датчика оборотов лебедки; N – число импульсов датчика оборотов лебедки.

Значение коэффициента датчика оборотов лебедки зависит от геометрических размеров лебедки, коэффициента оснастки и характеристик самого датчика. Датчик оборотов выдает также сигнал «направление вращения». При спуске колонны число импульсов N наращивается, а при подъеме – уменьшается. Другие технологические параметры: вес на крюке, давление промывочной жидкости и датчик положения клиньев предназначены для распознавания вида технологической операции (бурение, промывка, проработка, скважинное программное обеспечение, наращивание и т. д.). Программа ведет счет импульсов датчика оборотов лебедки только тогда, когда талевый блок движется вместе с колонной. В случае работы с автономными приборами программа считает импульсы только при подъеме колонны, отсекая моменты, когда талевый блок спускается пустой после подъема очередной свечи.

Датчик нагрузки на крюке (ДН). Принцип действия датчика нагрузки на крюке основан на измерении силы натяжения талевого каната на «мертвом» конце с применением силоизмерительного датчика. Датчик состоит из двух частей, силоизмерительного датчика и электронного блока, конструктивно соединенных между собой. Силоизмерительный датчик предназначен для преобразования силы натяжения талевого каната в электрический сигнал.

Внешний вид датчика нагрузки на крюке показан на рисунках 2.13 и 2.14. Электрический сигнал с силоизмерительного датчика поступает к электронному блоку, где усиливается до стандартного уровня 0–5 В. Питание тензометрического моста силоизмерительного датчика производится стабилизированным напряжением 7,6 В. Сигнал разбаланси-

рования тензометрического моста, пропорциональный силе натяжения талевого каната, поступает в инструментальный усилитель.

Электронная схема содержит цепь регулировки усиления и нулевого уровня.

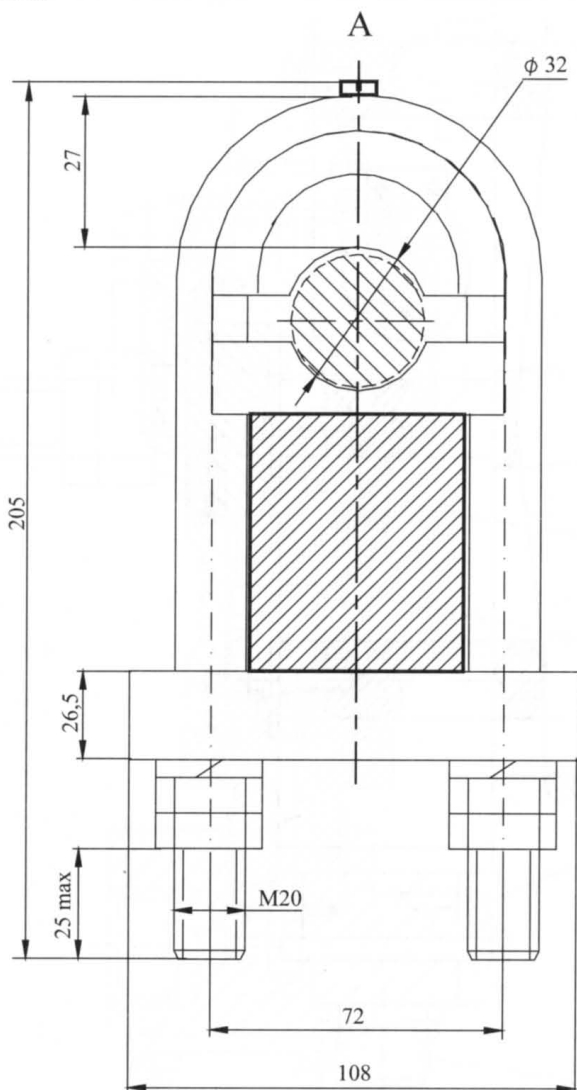


Рис. 2.13. Конструкция датчика на крюке

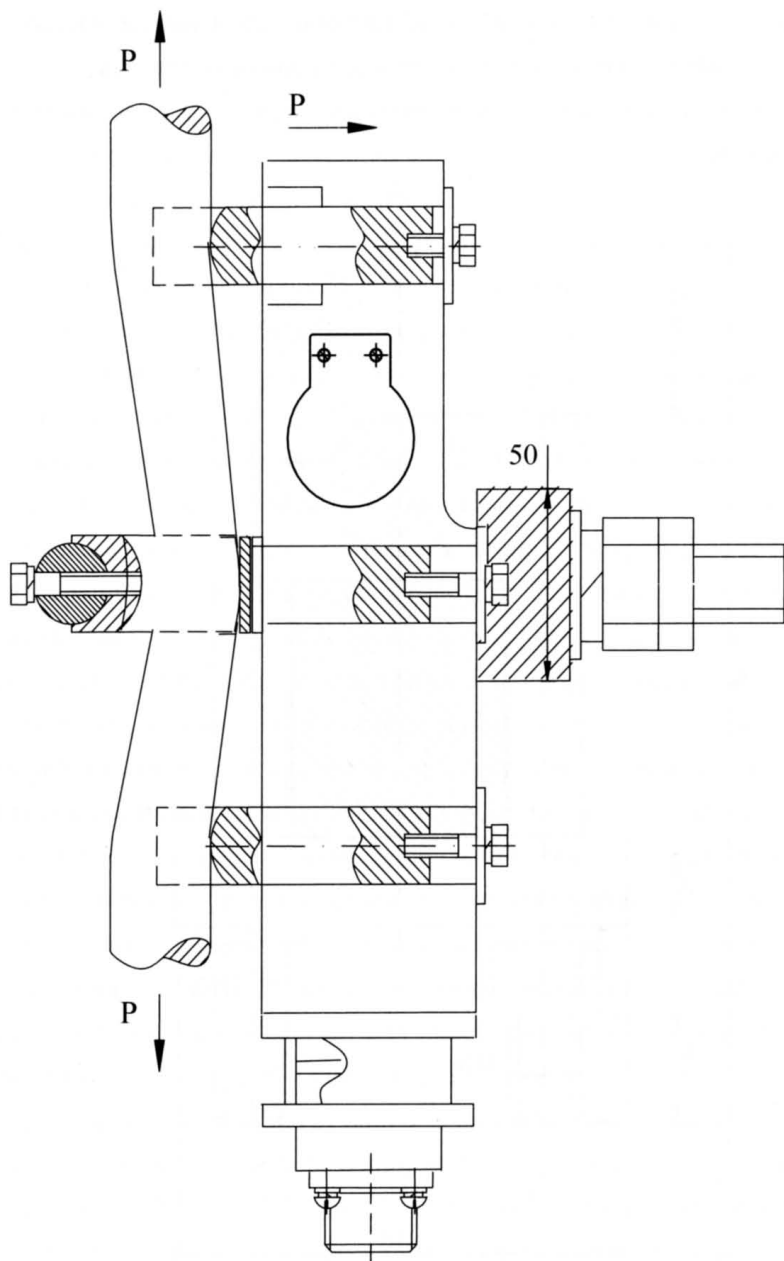


Рис. 2.14. Конструкция датчика на крюке (вид сбоку)

Датчик давления промывочной жидкости на входе (ДДВ). ДДВ представляет собой тензометрический преобразователь давления и подключается к нагнетательной линии. Внешний вид датчика показан на рисунке 2.15. Конструктивно датчик давления состоит из корпуса (6)

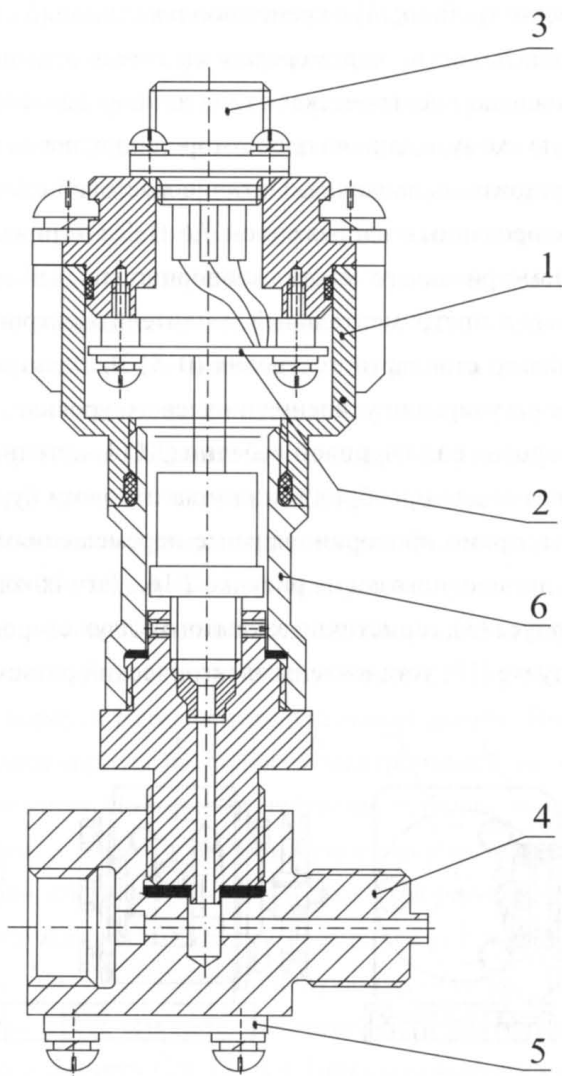


Рис. 2.15. Конструкция датчика давления на входе



в виде патрубка, внутри которого размещен тензометрический преобразователь давления. К торцу корпуса ввернут корпус электронного блока (1). На корпусе электронного блока установлен электрический разъем (3), внутри корпуса размещена электронная плата (2). Датчик имеет в комплекте тройник (4) с крепежной пластиной (5), который позволяет установить датчик через средоразделитель штатного манометра. Принципиальная электрическая схема датчика давления включает в себя мостовую схему, в одно из плеч которой подключен тензометрический преобразователь давления. Питание мостовой схемы производится стабилизированным напряжением 7,6 В. Электрический сигнал с выхода тензометрического моста, пропорциональный давлению на входе, поступает в инструментальный усилитель электронного блока, где усиливается до стандартного уровня (0–5) В. Электронная схема содержит цепь регулировки усиления и нулевого уровня.

Датчик оборотов вала буровой лебедки (ДОЛ – датчик глубины). ДОЛ предназначен для преобразования угла поворота буровой лебедки в импульсы, прямо пропорциональные перемещениям кронблока. Внешний вид датчика показан на рисунке 2.16. Датчик конструктивно состоит из корпуса (3), герметично закрытого с двух сторон крышками (7) и (8). На втулке (10) установлены электрический разъем (9) с одной

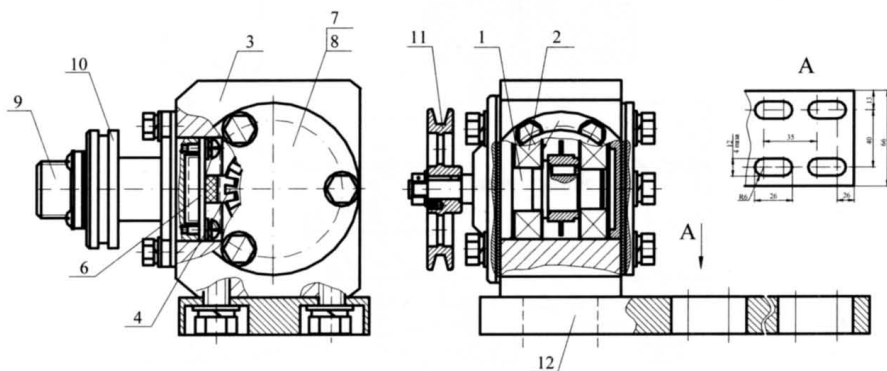
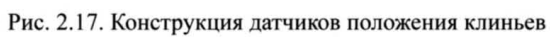
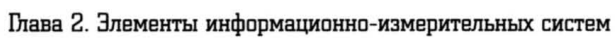


Рис. 2.16. Конструкция датчика оборотов лебедки (ДОЛ)

стороны и электронная плата (6) с энкодером «направление + скорость» с другой стороны. Втулка крепится к корпусу таким образом, чтобы электронная плата размещалась внутри корпуса. Внутри корпуса также установлен вал (1), являющийся основным исполнительным узлом датчика и свободно вращающийся на двух подшипниках (2). Вал жестко связан с кодовым диском (4) с прорезями. К торцу вала жестко закреплен шкив (11), который служит для ременной передачи вращения вала буровой лебедки. Для крепления датчика на буровой предусмотрена планка (12). Кодовый диск, вращаясь в прорези энкодера, периодически перекрывает инфракрасное излучение от источника к приемникам. Фазы сигналов каждого канала различаются на четверть периода, чем определяется направление вращения вала. Количество счетных импульсов пропорционально количеству оборотов вала лебедки. Сигналы «счет» и «направление» из энкодера поступают на электронную плату, где преобразуются в стандартные сигналы ТТЛ уровня.

Датчик положения клиньев ДПК. Основным исполнительным узлом ДПК является датчик индуктивный бесконтактный (ТУ 3428-005-32581429-02), который выдает импульсы, пропорциональные ходу штока пневмонасоса. Внешний вид датчика показан на рисунке 2.17. Конструктивно датчик состоит из двух частей. В первой части в конце разъемного корпуса размещен индуктивный датчик. Во второй части на другом конце корпуса расположен электронный блок, где размещена плата согласования. На корпусе электронного блока закреплен электрический разъем, а также на его боковую стенку выведен светодиодный индикатор для контроля работы датчика. Для регулировки положения датчика между двумя его частями на корпусе установлены кронштейн и струбцина. Датчик работает следующим образом. При движении штока пневмонасоса его металлические части должны проходить как можно ближе к датчику (10–12) мм. При прохождении металла в непосредственной близости от индуктивного датчика изменяется значение



магнитной индукции, и на выходе датчика появляется логический «0», при удалении металла – логическая «1». Светодиодный индикатор загорается, когда на выходе датчика логический «0», и гаснет – когда логическая «1».

Расчет глубины может производиться несколькими способами:

1. По показаниям наземных датчиков (веса, оборотов лебедки).
2. По зарегистрированным вручную моментам времени начала и окончания подъема свечей (ручная регистрация свечей).
3. По показанию акселерометров автономных приборов.

Кроме того, по показаниям акселерометров автономных приборов можно минимизировать погрешность, которая возникает из-за растяжения буровой колонны в момент начала подъема.

Первый способ расчета – это способ расчета глубины в штатном режиме. Это самый точный из трех способов. Для этого способа расчета необходимо, чтобы показания датчиков ДОЛ (датчик оборотов лебедки) и веса были зарегистрированы без разрывов на протяжении всего каротажа. Расчет глубины производится после завершения процесса регистрации. Оператору предоставляется возможность активно вмешиваться в процесс расчета глубины и корректировать его работу. Если для работы с автономными приборами и наземными датчиками используются два разных компьютера, то оператор должен уделить особое внимание точной синхронизации часов этих компьютеров. Это необходимо, так как привязка данных автономных приборов к глубине происходит по времени. Разность хода часов не должна составлять более $\pm 0,1$ секунды. Глубина рассчитывается по промеру инструмента, который обычно точно известен. При регистрации первым способом необходимо, чтобы ДОЛ и датчик веса были откалиброваны. В программе применяются два способа калибровки датчика глубины.

1. Первый способ – самый простой. В этом случае задается один коэффициент – на всю длину хода талевого блока.



2. Второй способ – более сложный. Коэффициент датчика оборотов лебедки рассчитывается для нескольких точек с разной высотой крюка над роторным столом. Второй способ дает более точные результаты, так как показания датчика в этом случае не будут зависеть от числа витков намотки буровой лебедки.

Регистрация и обработка данных. Перед началом подъема инструмента необходимо начать новый рейс. Данные этого рейса будут использованы при расчете глубины. В процессе регистрации данных подъема инструмента оператор должен следить за работой программы. Как только регистрация данных будет завершена, нужно определить границу веса для того, чтобы программа правильно рассчитала положение свечей. Для этого нужно просмотреть график веса на крюке. На этом графике оператор определяет нулевой вес, то есть показание датчика веса, ниже которого программа будет считать, что колонна не нагружена. Далее программа, проанализировав показания датчиков веса и положения тальблока, сама расставит свечи в порядке их подъема. После этого можно подредктировать результат автоматического промера свечей. Оператор может вручную изменить положение свечей, руководствуясь опытом или на основе данных автономных приборов. Даже если по каким-то причинам нет возможности вести регистрацию по показаниям наземных датчиков, у оператора всегда есть возможность провести регистрацию вручную, то есть он должен будет отмечать время начала и окончания подъема каждой свечи. Если и это не удалось сделать, то остается последняя возможность – вручную установить время начала и конца подъема каждой свечи по показаниям датчиков автономных приборов. Последние два способа дают большую погрешность по сравнению с первым. После того как будет известно время выхода свечей, программа точно рассчитает глубину по промеру инструмента. В результате формируется LAS-файл, в котором записываются моменты времени и точная глубина. В дальнейшем эти данные

используются программным обеспечением «Горизонталь» для привязки данных автономных приборов к глубине.

§ 5. Регистрирующие системы

В последние десятилетия в практике геофизических исследований скважин широко использовались регистрирующие системы, разработанные на основе персональных компьютеров (ПК). Причем в связи с расширением функциональных возможностей ПК по различным параметрам и появлением нового более совершенного программного обеспечения (ПО) резко расширились методические и технологические возможности современных регистрирующих систем. В настоящее время широко применяются системы «ТВЕРЦА-П» (ОАО «НПП «ГЕРС»), Б51М-НС (ОАО «Киевский завод «Геофизприбор»), «ЮГРА-СКАН» (ЗАО «Микросистемы»), «КЕДР-02» (ЗАО «Геофизика»), «КАСКАД» (ОАО «Нефтегазгеофизика») и многие другие. Широкое распространение в геофизических организациях РФ, в том числе и в ОАО «Башнефтегеофизика», получил и регистратор «ГЕКТОР», разработанный в ЗАО «НПФ «ЭЛИКОМ». В последние годы в ЗАО «НПФ «ЭЛИКОМ» на основе современной элементной базы разработан и внедрен в эксплуатацию новый аппаратно-программный комплекс «Вулкан-V3», в котором реализованы программно-управляемые источник питания и модуль коммутации, улучшены характеристики устройств обработки сигнала, а также сохранены все достоинства предыдущего регистратора «Гектор».

Реализована новая концепция создания программного обеспечения регистрации и предварительной обработки геофизических данных в среде *Windows*, разработан удобный единый пользовательский интерфейс для работ с различными типами регистраторов, стандартизованы и классифицированы интерфейсы скважинных приборов,



геофизические данные регистрируются в режиме реального времени в мультизадачной среде.

Предыдущий регистратор «Гектор» был построен по схеме, в которой использовались готовая вычислительная платформа и несколько специализированных модулей, объединенных стандартным интерфейсом. Настройка системы на конкретную скважинную аппаратуру происходила при помощи загружаемых драйверов, а передача принятых и частично обработанных данных на главный компьютер комплекса – через стандартный *COM*-порт.

В регистраторах поколения «Вулкан-V3» основная схема построения значительно упростилась, в результате чего уменьшилось количество модулей, модули стали более универсальными, достигнуты большая надежность и экономичность. При этом сохранились концепция загружаемых драйверов и программная настройка от прежнего регистратора «Гектор».

В новом регистраторе появился программно-управляемый источник питания для скважинных приборов. Встроенный источник питания достаточен для подключения большинства скважинных приборов, использующих питание постоянным током, для остальных случаев сохранена возможность подключения внешних источников питания. Кроме того, добавился программно-управляемый модуль коммутации, исключающий ручное задание режимов, улучшены характеристики устройств обработки сигнала, например, разрядность АЦП для приема данных акустического каротажа (АК) стала составлять 14 ед. при максимальной частоте 2 МГц.

Для связи с компьютером применен интерфейс USB, что дало известные преимущества в скорости, надежности и простоте использования.

Краткий перечень дополнительных возможностей, заложенных в «Вулкан-V3»:

- улучшенное автоматическое тестирование;
- меньшее количество аппаратных модулей при увеличившейся универсальности;
- просмотр в режиме программного осциллографа сигналов по любой из трех жил и в наиболее важных точках;
- встроенный универсальный имитатор скважинных приборов;
- усиление по каждой из трех жил управляется в диапазоне 0–10 линейно с шагом 0,1;
- автоматическая настройка параметров в зависимости от характеристик геофизического кабеля.

АПК поколения «Вулкан» существенно отличаются от регистратора «Гектор» по внутренней архитектуре, а также по способу приема и передачи данных каротажа. В этом комплексе реализована и новая концепция создания программного обеспечения (ПО) регистрации и предварительной обработки данных ГИС в среде *Windows*.

На рисунке 2.18 представлена функциональная схема регистратора «Вулкан-V3», а на рисунке 2.19 – его внешний вид.

В основе схемы регистратора «Вулкан-V3» заложены многофункциональные микросхемы XILINX с загружаемой конфигурацией – ПЛИС-1 и ПЛИС-2. Особенность этих микросхем в том, что их функциональность определяется загруженной программой межсоединений, которая хранится в специальном внутреннем конфигурационном операционном запоминающем устройстве (ОЗУ), и допускается неограниченное число циклов перепрограммирования. Кроме этого, в отличие от программируемых микроконтроллеров программа в ПЛИС описывает аппаратный уровень и позволяет определять большое число параллельно работающих функциональных блоков. ПЛИС-1 выполняет фиксированные функции независимо от выбранного скважинного прибора – подсчет импульсов глубины от датчика глубины и сбор результатов преобразования от АЦП 1 (аналого-цифровой преобразователь).

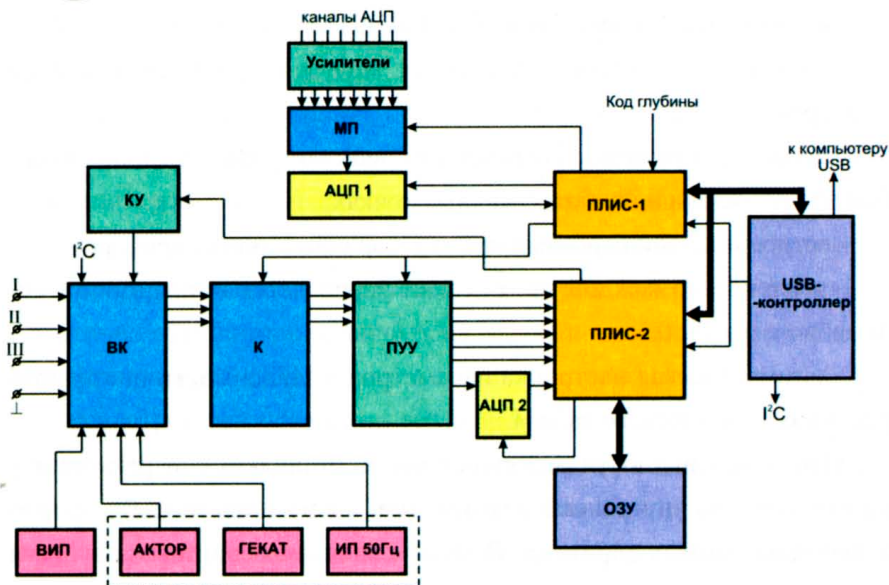


Рис. 2.18. Функциональная схема регистратора «Вулкан-V3»

МП – мультиплексор; КУ – кабельный усилитель; ВК – входной коммутатор (блок реле);

К – коммутатор; ПУУ – программно-управляемые усилители;

ВИП – встроенный источник питания скважинных приборов;

АКТОР – внешний источник питания скважинных приборов 200, 300, 400 Гц;

ГЕКАТ – внешний источник питания скважинных приборов постоянного тока;

ИП 50 Гц – внешний источник питания скважинных приборов 50 Гц



Рис. 2.19. Регистратор нового поколения «Вулкан-V3»

Текущая конфигурация ПЛИС-2 определяет необходимые цифровые функции для декодирования сигнала, поступающего от скважинного прибора. Загрузка текущей конфигурации осуществляется по шине USB при помощи USB-контроллера в начале работы с конкретным скважинным прибором. Этот же USB-контроллер обеспечивает пере-

дачу обработанных данных в компьютер и команд настроек и управления из компьютера.

АЦП-1 – 16-разрядный АЦП для медленно меняющихся сигналов. Сбор информации с него осуществляется параллельно с декодированием сигнала от скважинного прибора. Служит для подключения восьми дифференциальных каналов медленно меняющихся сигналов в диапазоне от -5 до $+5$ В (например, от датчика натяжения или других датчиков с аналоговым выходом). Усилители перед АЦП-1 преобразуют дифференциальный сигнал в однофазный и блокируют синфазную составляющую.

АЦП-2 – 14-разрядный аналогово-цифровой преобразователь для быстро меняющихся сигналов (приборы акустического каротажа).

Операционно-запоминающее устройство 64К x 16 бит служит для временного хранения декодированной информации и синхронизации информации, поступающей от скважинного прибора с циклом передачи в компьютер.

Усилители перед АЦП-2 – с программно задаваемым коэффициентом усиления, обеспечивают настройку в зависимости от различных условий прохождения сигнала – типа и длины кабеля. Регистратор «Вулкан-V3» работает совместно с PC-совместимым компьютером и требует оперативную систему *WIN-98* или *XP* (предпочтительнее), RAM не менее 128 Кбайт, USB-порт.

Как известно, в практике геофизических исследований (ГИС) при регистрации исходных данных каротажа с применением регистраторов типа «Гектор» до сих пор использовалось программное обеспечение, работающее в рамках операционной системы *DOS*. Ранее это было вполне оправданно ее скоростными характеристиками, большой надежностью и стабильностью при написании программ регистрации и первичной обработки данных каротажа.

Однако данная операционная система (ОС) имеет слабый пользовательский интерфейс, что затрудняет работу с программами в интерак-



тивном (диалоговом) режиме в полевых условиях, кроме того, в рамках ОС *DOS* возникают трудности при пользовании библиотеками программ, палеточными и метрологическими материалами, а также при работе со вспомогательными программами в одном временном интервале, что в итоге сводит к минимуму высокоскоростные возможности современных процессоров. Поэтому актуальной задачей стала замена программного обеспечения, работающего под операционную систему (ОС) *DOS*, на программы, работающие в рамках ОС *Windows*, при этом появляются следующие преимущества:

- более простой и удобный интерфейс пользователя;
- многозадачность работы в одном временном интервале: можно запустить регистрацию данных каротажа и в то же время работать с вспомогательными программами (например, программное обеспечение визуализации или первичной обработки);
- возможность подключения любых типов принтеров, а также других вспомогательных устройств;
- пользователю доступно гораздо больше средств для настройки обработки по формулам в соответствии с его требованиями, а также любого набора необходимого геофизического палеточного материала;
- программы легко использовать для задач метрологии, поскольку *Windows* позволяет обмениваться данными независимым программам, выполняющимся одновременно.

Кроме этого, появляются новые функциональные возможности:

- **увеличивается доля программно-реализуемых функций в современной геофизической аппаратуре.** Для примера можно привести такое расширение возможностей, как оперативное управление следующими параметрами аппаратных узлов: коэффициенты усиления, пороги дискриминации, параметры фильтров; коммутация жил геофизического кабеля, коммутация источников питания и т. д. При этом управление многими аппаратными ресурсами и другие функциональные измене-

ния в среде *Windows* оперативно возможны программным путем. Если бы настройка этих параметров по-прежнему производилась в аппаратуре вручную, то этот процесс занял бы много времени, не говоря уже о количестве инструкций, разъясняющих, как всем этим пользоваться. В регистраторе нового поколения «Вулкан-V3» (рис. 2.19) программное управление доведено до логической завершенности. Цифровая часть регистратора является стопроцентно переконфигурируемой, при этом фиксированных аппаратных узлов осталось немного. В последующем возможно расширение этой системы за счет многократного увеличения плотности переконфигурируемой части. В последней версии новой программы регистрации необходимо только нажать 3–4 последовательно расположенные кнопки, чтобы подготовить регистратор к работе с определенным скважинным прибором;

– **усложняются программно-реализуемые функции.** При установке программы необходимо не только выставить ее параметры, но и необходимо также, чтобы она сама, по возможности, настроила их оптимальным образом. Для этого должны привлекаться методы эвристического поиска решений в условиях всякого рода ограничений, нечеткой логики и другие известные приемы;

– **возрастают требования к незаметности (прозрачности) программ.** Этот пункт формулируется таким образом: хорошо разработанная программа должна выполнять свою работу незаметно для пользователя. Необходимо скрыть внутреннюю сложность системы и предоставить пользователю очень простой набор действий;

– **увеличивается разнообразие типов скважинных приборов и регистраторов.** Это всегда представляло важную задачу для геофизиков, так как в производственных организациях периодически появляются новые и часто оригинальные скважинные приборы. В данном регистраторе адаптация к новым приборам облегчилась за счет более широких возможностей как регистратора, так и программного обеспечения.

ГЛАВА 3. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ГИС

§ 1. Основы метрологии геофизических измерений

Наука об измерениях

Метрология – наука об измерениях физических величин, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности измерений параметров объектов физической реальности.

Физический мир представляет собой совокупность предметов, процессов и явлений, каждый из которых характеризуется **физической величиной** (далее – величиной).

Величина – это свойство, которое в качественном отношении характерно для многих предметов, процессов, явлений, но в количественном отношении индивидуально для каждого из них. Количественное содержание величины называется **значением величины**.

Метрология базируется на двух главных принципах:

1. Существует истинное значение величины, которое в количественном отношении идеально отражает свойство объекта (предмета, процесса или явления) физической реальности.
2. Определить истинное значение величины невозможно из-за наличия неизбежных погрешностей измерений.

Измерением называется «совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины». Измерением также называют процесс определения доверительного интервала для

истинного значения величины опытным путем с использованием технических средств, называемых средствами измерений (СИ).

Измеряемая величина (измеряемый параметр) – это параметр (или функционал параметров) модели объекта измерений, выраженный в единицах величины или в относительных единицах.

Целью измерения любой величины, отражающей свойства реального объекта, является определение доверительного интервала для истинного значения измеряемой величины – параметра принятой модели объекта измерений.

Исходя из рассмотренных определений понятия «измерение» можно записать выражение:

$$B_{ист} = (a \pm \tilde{\Delta}a) \cdot [B], \quad (3.1)$$

где: $B_{ист}$ – истинное значение величины; a – числовое значение, принятое за измеренное значение величины; $\tilde{\Delta}a$ – оценка симметричных доверительных границ абсолютной погрешности измерений; $[B]$ – значение, принятое за единицу величины и идеальным образом отражающее систему воспроизведения и передачу единицы величины. Границы погрешности могут быть несимметричными. Выражение (3.1) называется «**основным уравнением измерения**».

Единицей величины называется фиксированное значение величины, которое принято за единицу данной величины и применяется для количественного выражения однородных с ней величин.

Измерительный процесс – это совокупность сложных процедур, связанных со сбором и анализом априорной (предварительной, заранее известной) информации об объекте измерений и условиях их выполнения, с построением математической модели объекта измерений и анализом ее измеряемых параметров, с анализом адекватности выбранной (принятой) модели реальному объекту, с технологией выполнения измерений и представлением результата измерений в виде доверительного интервала для истинного значения измеряемого параметра.



Методика (метод) измерений (МИ) – совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

При измерениях физических величин различают метод непосредственной оценки и метод сравнения. Последний, в свою очередь, делится на дифференциальный (нулевой) метод, метод замещения и метод совпадения.

Классификация измерений

По общим приемам получения результатов измерения делятся на прямые и косвенные. Иногда отдельно рассматривают совместные и совокупные измерения.

Прямыми называются измерения, при которых искомое значение величины получают непосредственно от СИ. Например, масса измеряется непосредственно с помощью весов, температура – термометром, азимут и зенит оси скважины – считываются с экрана компьютера измерительной инклинометрической системы.

Косвенные измерения – это измерения, при которых значение измеряемой величины находят на основании известной зависимости между ней и величинами, выполненными методами прямых измерений (или других косвенных измерений) в одинаковых условиях.

Совокупными называются проводимые одновременно измерения нескольких одноименных величин, при которых их искомые значения находят решением системы уравнений, получаемых при прямых измерениях различных сочетаний этих величин.

Совместными называются проводимые одновременно измерения двух или нескольких неоднородных величин для установления зависимости между ними или реализации косвенных измерений.

По отношению к изменению измеряемой величины измерения делятся на статические и динамические. Если в процессе измерений инерци-

онные свойства СИ не вызывают существенных динамических погрешностей, то измерения можно считать **статическими**. Иначе измерения считаются **динамическими**. Измерения в скважинах относятся к динамическим измерениям, так как измеряемый параметр на входе перемещающегося вдоль скважины зонда непрерывно меняет свое значение.

В зависимости от числа измерений различают однократные и многократные измерения. **Однократными** называются измерения величины, выполненные один раз. **Многократные** измерения выполняются соответственно несколько раз. Например, они выполняются при определении случайной составляющей погрешности измерений одной и той же неизменной величины.

Часто измерения выполняются с целью проведения испытаний для подтверждения соответствия качества продукции установленным требованиям. Так, в процессе сертификации скважинной геофизической аппаратуры проводят испытания на воздействие предельного гидростатического давления и предельной температуры, которые воспроизводятся в испытательной камере высокого давления и измеряются поверенными СИ.

Поверку СИ можно отнести к «метрологическим испытаниям», в процессе которых происходит подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям. Например, периодическую поверку скважинных нейтронных влагомеров горных пород выполняют с использованием эталонов (моделей пластов или имитаторов), производя ее отбраковку по метрологическим признакам с заключением «годен» или «не годен».

Погрешности измерений

Учитывая неидеальность средств измерений и измерительного процесса в целом, можно записать выражение для истинного значения измеряемой величины:

$$B_{ист} = B_{изм} + \Delta B_{ист}, \quad (3.2)$$



где: $B_{изм}$ – измеренное значение (наилучшая оценка значения измеряемой величины); $\Delta B_{ист}$ – истинное значение погрешности измерений.

Поскольку истинное значение величины никогда не известно, то и истинное значение погрешности измерений не может быть определено.

Значит, выражение:

$$\Delta B_{ист} = B_{изм} - B_{ист}, \quad (3.3)$$

может иметь практическую ценность только при математическом моделировании идеального измерительного процесса.

В реальном измерительном процессе под словами «погрешность измерений» понимают **оценку погрешности измерений** $\tilde{\Delta}B$, которая определяется по формуле:

$$\tilde{\Delta}B = B_{изм} - B, \quad (3.4)$$

где B – **действительное** (эталонное) значение величины, которое для практических целей используется вместо истинного значения и определяется более точными СИ.

Формула (3.4) является универсальной и практически единственной для нахождения оценки абсолютной погрешности СИ при его метрологическом контроле (поверке). Следует различать **истинное, оцененное и нормированное** значения погрешности измерений. Их условные обозначения, определения с отличительными особенностями представлены в таблице 3.1.

При упоминании слова «погрешность» следует всегда уточнять, о каком числовом значении абсолютной (или относительной) погрешности идет речь.

Истинное и оцененное значения абсолютной погрешности носят систематический характер. В этом случае число указывается со своим знаком (плюс или минус). Оцененное значение абсолютной систематической погрешности с обратным знаком называется **поправкой**. Поправка всегда приплюсовывается к измеренному значению параметра со своим знаком (если со знаком «минус», то, соответственно, вычитается).

Таблица 3.1

**Условные обозначения, определения понятий «истинное»,
«оцененное» и «нормированное» значения погрешности**

Понятие	Обозначение	Определение
Истинное значение погрешности	$\Delta B_{ист}$	Числовое значение абсолютной погрешности, вычисляемое как разность между измеренным и истинным значениями величины (при математическом моделировании идеального измерительного процесса).
Оцененное значение (оценка) погрешности	$\tilde{\Delta B}$	Числовое значение абсолютной погрешности, вычисляемое в измерительном процессе как разность между измеренным и действительным значениями величины (при калибровке и поверке средств измерений).
Нормированное значение погрешности	$\tilde{\Delta B}_{норм}$	Не вычисляемое числовое значение абсолютной погрешности, устанавливаемое субъектом исходя из решаемой измерительной задачи. Это значение (норма) не определяется (не вычисляется) по формулам, а назначается («придумывается») человеком – создателем средства измерений и указывается в документации на него.

Нормированное значение погрешности обычно указывается в виде двух симметричных числовых пределов погрешности (со знаком «±»), в которых может оказаться истинное значение погрешности измерений параметра с доверительной вероятностью $P = 1$. Нормированное значение погрешности указывается как в документации для средств измерений, так и в документе, описывающем методику измерений.

Иногда при наличии случайной составляющей погрешности выполненных измерений под оценкой погрешности подразумевается «оценка доверительных границ абсолютной погрешности», которые также чаще всего вычисляются и указываются в виде двух симметричных границ погрешности со знаком «±». При этом необходимо указывать значение доверительной вероятности в долях единицы, например, $P = 0,95$.



Классификация погрешностей измерений

По источнику возникновения погрешности измерений подразделяются на **методические** (м), **инструментальные** (и) и **личные** (л) – погрешности отсчета значений измеряемой величины (субъективные погрешности):

$$\Delta_{\text{сум}} = \Delta_{\text{м}} + \Delta_{\text{и}} + \Delta_{\text{л}}. \quad (3.5)$$

Следует заметить, что формула (3.5) показывает разделение погрешности на условные составляющие измерений и не является формулой для вычисления оценки общей (суммарной) погрешности. Инструментальные составляющие погрешности в измерительном процессе присутствуют всегда. Методические и личные составляющие погрешности измерений иногда могут отсутствовать.

По характеру проявления при многократных измерениях одной и той же неизменной величины погрешности делятся на **систематические** (с) и **случайные**. Каждая из составляющих погрешности в выражении (3.5) может быть разделена еще на эти две составляющие. В итоге выражение (3.5) преобразуется в (3.6):

$$\Delta_{\text{сум}} = \Delta_{\text{мс}} + \Delta_{\text{ис}} + \Delta_{\text{лс}} + \dot{\Delta}_{\text{м}} + \dot{\Delta}_{\text{и}} + \dot{\Delta}_{\text{л}}. \quad (3.6)$$

Систематические погрешности при многократных измерениях неизменной величины не меняют оценки своего числового значения.

Случайные погрешности при многократных измерениях одной и той же величины изменяют оценку своего числового значения.

Все погрешности при статических измерениях какого-либо параметра объекта называются **статическими**. **Динамические** погрешности возникают тогда, когда проявляются инерционные свойства средств измерений, то есть когда показания приборов (выходной сигнал) не успевают отслеживать изменения величины. При высокой скорости каротажа в тонких пластах, пересеченных скважиной, могут возникать динамические погрешности измерений.

По способу выражения погрешности измерений делятся на **абсолютные** и **относительные**. Значения абсолютных погрешностей выражаются в единицах физической величины (например, в килограммах,

метрах, секундах). Значения относительных погрешностей выражаются в долях единицы или в процентах.

Оценку **относительной** погрешности обычно обозначают значком $\tilde{\delta}$ и в процентах определяют по формуле:

$$\tilde{\delta} = \frac{\tilde{\Delta B}}{B_0} \cdot 100\%, \quad (3.7)$$

где: $\tilde{\Delta B}$ – оценка (оцененное значение) абсолютной погрешности; B_0 – действительное значение величины.

Разновидностью относительных погрешностей являются **приведенные** погрешности γ , то есть погрешности, приведенные к нормирующему значению (обычно к верхнему значению нормированного диапазона измерений СИ).

Оценку приведенной погрешности СИ в долях единицы определяют через оценку абсолютной погрешности по формуле:

$$\tilde{\gamma} = \frac{\tilde{\Delta B}}{B_g}, \quad (3.8)$$

где B_g – верхнее значение диапазона измерений или другое нормирующее (фиксированное) значение измеряемого параметра.

Нормированные значения составляющих погрешности (нормы) могут быть представлены в виде функциональной зависимости абсолютной Δ_{op} или относительной δ_{op} погрешности от значения измеряемой величины, например:

$$\Delta_{op} = \pm(a + bB_{изм}); \quad (3.9)$$

$$\delta_{op} = \pm[c + d(\frac{B_g}{B_{изм}} - 1)], \quad (3.10)$$

где: a , b , c и d – числовые константы; $B_{изм}$ – измеренное значение параметра.

Средства измерений

Технические средства, предназначенные для измерений, называются **средствами измерений**.



Различают следующие виды средств измерений:

1. **Мера** – средство измерений, воспроизводящее одно или несколько фиксированных значений величины. Однозначная мера воспроизводит одно значение величины (гиря, кольцо для каверномера, один ИПП). Многозначная мера воспроизводит несколько значений величины (магазин сопротивлений, комплект имитаторов пористости КИПНК-90). К мерам относятся эталоны единиц физических величин.

2. **Измерительный прибор** – средство измерений, имеющее шкалу или цифровое табло. Прибор может быть показывающим или регистрирующим.

3. **Измерительный преобразователь** – средство измерений, выходной сигнал которого не доступен для непосредственного восприятия человеком.

4. **Измерительная установка** – совокупность средств измерений, сосредоточенных в одном месте и объединенных для выполнения одной задачи. Например, установка УАК-БКЗ-БК для автоматизированной калибровки аппаратуры электрического каротажа, установка УАК-СТМ-100/60 для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров.

5. **Измерительная система** – совокупность средств измерений, размещенных в пространстве на значительные расстояния и соединенных каналами связи (например, геофизическим кабелем). Вся скважинная геофизическая аппаратура, состоящая из скважинной и наземной частей, соединенных геофизическим кабелем, относится к измерительным системам.

Средства измерений, предназначенные для обычных технических измерений, называются **рабочими**. Вся скважинная геофизическая аппаратура относится к рабочим средствам измерений.

Средства измерений, предназначенные для воспроизведения, хранения и передачи единиц величин, называются **эталоны**. Обычно

эталон используются для метрологических целей. К ним относятся эталоны единиц физических величин, все установки и устройства для калибровки и поверки скважинной аппаратуры, а также для метрологического контроля калибровочных и поверочных установок.

Средства измерений могут иметь либо шкалу, либо цифровое табло, либо градуировочную характеристику, либо семейство градуировочных характеристик при различных влияющих факторах.

Градуировочной характеристикой называется зависимость выходного сигнала x от измеряемой физической величины B , то есть $x = f(B)$.

Часто применяется обратная градуировочная характеристика СИ, представляющая собой зависимость измеряемого параметра от выходного сигнала СИ. Такая характеристика удобна для непосредственного вычисления измеренного значения по значению выходного сигнала СИ.

Градуировочная характеристика СИ может быть номинальной (одинаковой для всей совокупности однотипных измерительных преобразователей) или индивидуальной (различной для каждого экземпляра однотипной аппаратуры). Аппаратура электрического и акустического каротажа имеет номинальные градуировочные характеристики (функции преобразования). Для аппаратуры интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа, плотностного гамма-гамма-каротажа обычно строится индивидуальная градуировочная характеристика.

Если линейная градуировочная характеристика проходит через ноль (начало декартовых координат), то в документации указывается коэффициент преобразования, если не через ноль, то указывают формулу $a + vx$, описывающую функцию преобразования двумя коэффициентами. Если характеристика не линейная, то чаще всего указывают функцию преобразования в виде полинома второй степени $a + vx + cx^2$ (с тремя коэффициентами) и (или) график функции, так как степень кривизны функции обычно не велика. Реже используются степенная и логарифмическая функции преобразования.



Совокупность операций по определению вида и числовых коэффициентов функции преобразования измеряемого параметра в выходной сигнал средства измерений называется **градуировкой средства измерений**. Градуировка – построение градуировочной характеристики средства измерений с использованием эталонов измеряемой величины. Если при градуировке СИ не оцениваются погрешности построенной для него функции преобразования, то такая процедура не относится к области метрологического контроля.

Если в процессе метрологического контроля СИ оцениваются его реальные метрологические характеристики (например, характеристики погрешности) и не требуется подтверждение их соответствия нормированным метрологическим характеристикам, то такая процедура называется **калибровкой средства измерений**.

Если выполняется совокупность операций в целях подтверждения соответствия средств измерений принятым метрологическим требованиям, то такая процедура называется **поверкой средства измерений (СИ)** (или просто – поверкой).

Источники инструментальной погрешности

Источником инструментальной погрешности измерений является неидеальность (несовершенство) средств измерений, которая проявляется в следующем:

- нелинейность реальной функции преобразования, принимаемой за линейную градуировочную характеристику (функцию);
- нестабильность функции преобразования (показаний) во времени;
- наличие люфтов, гистерезиса (вариации показаний);
- реакция (изменение показаний) на воздействие влияющих факторов (температуры, давления, содержания химических элементов, диаметра скважины и пр.).

Напомним, что погрешности средств измерений являются лишь со-

ставной частью общей погрешности измерений (см. выражение (3.5)).

Другим источником инструментальной погрешности является неидеальность эталонов единиц величин и системы передачи единиц рабочим СИ.

Все свойства средств измерений, связанные с источниками погрешности, отражаются в документации нормированными метрологическими характеристиками.

Оценки погрешности средств измерений (СИ) могут быть определены экспериментально или получены **расчетным путем** по нормированным метрологическим характеристикам СИ.

Нормируемые характеристики основной и дополнительной погрешности

Научно обоснованные подходы к нормированию метрологических характеристик средств измерений были отражены в ГОСТ 8.009-72 ГСИ «Нормируемые метрологические характеристики средств измерений». В этом стандарте выделены следующие группы характеристик: характеристики преобразования; характеристики погрешности; характеристики влияния; входные и выходные импедансы; неинформативные параметры выходного сигнала.

Рассмотрим только нормируемые характеристики основной погрешности и характеристики влияния (характеристики дополнительной погрешности).

Характеристики основной погрешности устанавливаются для определенных нормальных условий измерений и выбираются из ряда:

- 1) Δ_{osp} – пределы допускаемой основной абсолютной систематической погрешности;
- 2) $\sigma_p \left[\dot{\Delta}_o \right]$ – предел допускаемого среднего квадратичного отклонения случайной составляющей основной абсолютной погрешности;
- 3) H_p – предел допускаемой вариации;



4) Δ_{tp} – наибольшие допускаемые изменения абсолютной погрешности за установленный интервал времени t ;

5) Δ_{op} – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности.

Первые две характеристики нормируют, когда случайная составляющая основной погрешности существенна и соизмерима с систематической составляющей, например, у инклинометров.

Пятая составляющая нормируется вместо первых двух, когда случайная составляющая погрешности незначительна. Это основной случай нормирования метрологических характеристик для скважинной аппаратуры.

Эти характеристики связаны между собой соотношением:

$$\Delta_{op} = \Delta_{osp} + 2 \cdot \sigma_p \left[\dot{\Delta}_o \right]. \quad (3.11)$$

Третья характеристика отражает люфты кавернометров и гистерезис манометров.

Четвертая характеристика отражает существенное изменение погрешности во времени и нормируется, например, для скважинных термометров.

Рассмотренные характеристики регламентируют для некоторых фиксированных условий, условно принятых за нормальные условия измерений; они так и называются – «нормальные условия». При этом нормальные значения регламентируются для каждого из влияющих факторов. Например, температура окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$, атмосферное давление $(1\,000 \pm 80)$ ГПа.

В том случае, когда рабочие условия отличаются от нормальных и погрешности аппаратуры существенно изменяются в зависимости от параметров влияющих факторов, нормируют характеристики влияния (характеристики дополнительной погрешности).

Воспроизведение и передача единиц величин

Для обеспечения единства измерений в стране необходимы единые

единицы, в которых градуированы все существующие средства измерений одной и той же величины. Это достигается путем точного воспроизведения и хранения в метрологических институтах Агентства по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации установленных единиц физических величин и передачи их размеров применяемым средствам измерений.

Воспроизведение единицы физической величины выполняют комплексом измерительных операций посредством эталона единицы или стандартных образцов состава и свойств веществ и материалов. Размер единицы передается «сверху вниз» – от более точных средств измерений менее точным.

Система передачи размеров единиц физических величин от первичных государственных эталонов России к рабочим средствам измерений регламентирована стандартами на поверочные схемы, содержащие поля средств измерений и ступени методов передачи размеров единиц.

Калибровка средств измерений

Калибровка средств измерений – это совокупность операций, выполняемых в целях определения действительных значений метрологических характеристик средства измерений. Из данного определения видно, что при калибровке не требуется подтверждение соответствия калибруемых средств измерений метрологическим требованиям, то есть нет необходимости проверять выполнимость неравенства, в котором оцененные действительные значения метрологических характеристик меньше их нормированных значений. Иными словами, в процедуре калибровки отсутствует правовой аспект, направленный на отбраковку. Целью калибровки является только определение числовых значений тех характеристик, которые отражают его реальные метрологические свойства. Обычно это характеристики погрешности. Калибровка по смыслу близка к метрологическим исследованиям СИ.



Рассмотрим типовые методики определения некоторых метрологических характеристик скважинных геофизических средств измерений, используемые в методиках их калибровки или поверки.

1. Основная абсолютная погрешность.

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}X_i$ определяют по формуле (i – порядковый номер точки контроля погрешности аппаратуры по диапазону измерений):

$$\tilde{\Delta}X_i = X_i - X_{i3}, \quad (3.12)$$

если выполнено однократное измерение параметра в каждой точке контроля, или по формуле:

$$\tilde{\Delta}X_i = |X_{ij} - X_{i3}|_{\max}, \quad (3.13)$$

если выполнены многократные (j – от 1 до n) измерения параметра X , где: X_{ij} – j -е измеренное значение параметра X («результат j -го измерения») в i -й точке контроля; X_{i3} – эталонное значение параметра X , воспроизводимого калибровочным устройством; n – число выполненных измерений в контрольной точке.

Формула (3.12) используется в том случае, если нормированы пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, то есть когда собственные случайные составляющие погрешности аппаратуры незначительны. Тем не менее рекомендуется выполнить не менее трех измерений в одной какой-либо i -й точке контроля и убедиться в незначительности разброса показаний. Если случайные погрешности окажутся существенными, то в каждой i -й точке контроля следует выполнить многократные измерения, затем по формуле (3.14) найти оценки погрешности и выбрать из них наибольшую для сравнения с нормированным пределом погрешности.

2. Основная абсолютная систематическая погрешность.

При нахождении оценки основной абсолютной систематической погрешности сначала вычисляют среднее значение $\bar{X}_i$ величины X в каждой i -й точке контроля по формуле:

$$\bar{X}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n X_{ij}, \quad (3.14)$$

где n – число измерений в точке контроля.

Затем находят оценку основной абсолютной систематической погрешности по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{os} = \bar{X}_i - X_{io}, \quad (3.15)$$

где: $\bar{X}_i$ – i -е измеренное значение параметра; $\bar{X}$ – среднее арифметическое значение для n выполненных в i -контрольной точке измерений; X_{io} – значение параметра, воспроизводимого эталоном (калибровочным устройством).

3. Среднее квадратическое отклонение.

Оценку среднего квадратического отклонения случайной составляющей основной абсолютной погрешности определяют по формуле:

$$\tilde{\sigma}[\Delta_o] = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (X_{ij} - \bar{X}_i)^2}, \quad (3.16)$$

где: X_{ij} – результат j -го измерения в i -й контрольной точке; $\bar{X}_i$ – среднее значение параметра из n результатов измерений параметра X .

4. Изменения погрешности за нормированное время непрерывной работы.

Максимальные изменения погрешности (или систематической погрешности) за время τ , нормированное в документации на геофизическую аппаратуру, определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_\tau = |X_\tau - X_o|_{\max}, \quad (3.17)$$

если случайная составляющая основной погрешности несущественна, где: X_τ – измеренное значение параметра X (показания аппаратуры) в течение времени τ непрерывной работы; X_o – результат измерений параметра X в начальный момент времени $\tau = 0$ контроля стабильности аппаратуры.

Если случайная составляющая погрешности нормирована, то оценка определяется по формуле:

$$\tilde{\Delta}_\tau = |\bar{X}_\tau - \bar{X}_o|_{\max}, \quad (3.18)$$



где: $\bar{X}_\tau$ – среднее значение показаний аппаратуры в течение времени непрерывной работы τ ; $\bar{X}_0$ – среднее значение показаний аппаратуры в начальный момент времени ($\tau = 0$) контроля стабильности аппаратуры.

Функция влияния температуры скважинной среды на погрешность

Функция влияния температуры на погрешность (или на систематическую погрешность) средств измерений строится в следующей последовательности:

1) в камеру термостата помещают скважинную часть СИ и убеждаются в том, что начальная температура в камере установилась в пределах

$$T = (20 \pm 5) \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (3.19)$$

2) фиксируют значение начальной температуры T и значение измеряемого параметра X (показания средств измерений) при температуре T и заносят их в протокол калибровки;

3) включают термостат и обеспечивают скорость изменения температуры не более $2 \text{ } ^\circ\text{C}$ в минуту;

4) по мере изменения температуры в термостате следят за изменениями показаний калибруемого СИ, фиксируя и занося в протокол эти показания не менее чем при пяти значениях температуры T , равномерно распределенных в нормированном диапазоне температуры, включая нижнее и верхнее значение диапазона;

5) следят, чтобы изменение температуры в камере термостата за время считывания показаний (в том числе и при многократных измерениях) не превышало $2 \text{ } ^\circ\text{C}$;

6) строят по точкам функцию влияния температуры на погрешность аппаратуры в виде графика функции, представляющей собой зависимость абсолютной систематической погрешности от текущего значения температуры в камере термостата.

Если характеристика случайной погрешности нормирована или случайная погрешность признана существенной, то при каждом значении

температуры T выполняют многократные измерения (многократное снятие показаний калибруемой аппаратуры).

Изменения погрешности при изменении напряжения питания

Наибольшие изменения погрешности при изменении напряжения (тока) питания в нормированных пределах определяют в следующей последовательности:

– с помощью автотрансформатора увеличивают напряжение питания СИ в пределах $U = (220 \pm 4)$ В или тока питания в пределах $I = I_n (1 \pm 0,02)$ А, фиксируют показания средства измерения при воспроизведении измеряемого параметра X вблизи середины диапазона и значение U или I (где I_n – номинальное значение тока питания в амперах);

– изменяя напряжение питания в нормированных пределах (например, от 200 до 240 В) или тока питания в нормированных пределах, фиксируют наибольшие отклонения показаний аппаратуры от начального показания X_o , соответствующего номинальному значению напряжения (тока) питания, то есть определяют оценку погрешности по формуле:

$$\tilde{\Delta}_u = |X_u - X_o|_{\max} \quad (3.20)$$

или по формуле:

$$\tilde{\Delta}_u = |\bar{X}_u - \bar{X}_o|_{\max}, \quad (3.21)$$

если случайная составляющая погрешности аппаратуры существенна.

Изменения погрешности, обусловленной взаимным влиянием измерительных каналов

Взаимное влияние измерительных каналов многоканальной геофизической измерительной аппаратуры определяют по следующей методике:

1) во всех измерительных каналах, кроме первого, устанавливают значение измеряемого параметра, соответствующее приблизительно середине диапазона измерений;



2) изменяя значение информативного параметра входного сигнала (измеряемого параметра) первого канала от нижнего значения диапазона измерений до верхнего или наоборот, фиксируют изменения показаний во всех остальных каналах; если собственная случайная погрешность канала существенна, то фиксируют изменения среднего значения показаний;

3) устанавливают в первом канале значение измеряемого параметра, соответствующее приблизительно середине диапазона измерений;

4) изменяя значение информативного параметра входного сигнала второго канала от нижнего значения диапазона измерений до верхнего или наоборот, фиксируют изменения показаний во всех остальных каналах;

5) операции 1 и 2 (или 3 и 4) данного пункта повторяют для всех остальных каналов по аналогичной методике и выявляют два канала, взаимное влияние которых максимально и равно погрешности аппаратуры от влияния каналов друг на друга; это максимальное значение погрешности заносят в протокол калибровки.

Характеристики влияния на случайную составляющую погрешности и вариацию здесь не рассматриваются ввиду их незначительности практически для всех видов скважинных геофизических средств измерений.

Нормированный предел основной погрешности измерительного прибора, применяемого для измерений выходного сигнала калибруемой аппаратуры скважинного средства измерения, обычно не превышает 0,2 нормированного предела ее основной погрешности. Поэтому погрешность эталона при нахождении оценок метрологических характеристик считается пренебрежимо малой.

Поверка средств измерений

Поверка средства измерений – это совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения его соответствия метрологическим требованиям.

Из данного определения следует, что процедура поверки средств измерений содержит правовой аспект, направленный на подтверждение годности конкретного экземпляра СИ к применению по назначению – измерять конкретную величину в нормированном диапазоне измерений в пределах нормированных значений характеристик погрешности. Таким образом, понятие «поверка» процедурно шире понятия «калибровка». Калибровку можно условно считать составной частью поверки.

Поверка может быть обязательной, если поверяемое средство измерения находится в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (статья 1 Закона № 102), или добровольной (статья 13). В первом случае она ранее называлась «государственной поверкой» средств измерений. «Государственная» поверка СИ выполняется поверителем, аккредитованным на техническую компетентность уполномоченным компетентным органом.

На геофизические средства измерений сфера действия госрегулирования не распространяется, поэтому они могут подвергаться поверке метрологической службой геофизического предприятия в добровольном порядке. Причем на большинстве предприятий поддерживаются жесткие требования по подтверждению соответствия геофизических средств измерений установленным метрологическим требованиям. Перечень геофизических средств измерений, подвергаемых периодической поверке, составляется и утверждается руководством самого предприятия.

Если метрологическая служба предприятия оказывает услуги по поверке или калибровке геофизических средств измерений другим предприятиям, то она должна быть аккредитована на техническую компетентность в российской системе калибровки.

Рассмотрим вопросы поверки применительно к геофизическим средствам измерений.



В эксплуатационной документации (например, в «Техническом описании и руководстве по эксплуатации») на средства измерений конкретного типа в разделе «Поверка» должны быть указаны:

- типы и основные характеристики используемого метрологического оборудования;
- перечень метрологических характеристик, подлежащих определению и метрологическому контролю;
- диапазон действительных значений измеряемого параметра и число точек контроля, воспроизводимых при поверке;
- число измерений в каждой точке контроля;
- методика определения метрологических характеристик;
- показатели достоверности и качества поверки.

Поверка средств измерений выполняется путем измерения действительных значений параметра, воспроизводимого эталоном, и сравнением полученной оценки характеристики погрешности с его нормированным пределом. Если нормированы характеристики систематической и случайной составляющих основной погрешности, то всегда выполняются многократные измерения (чаще всего 6 или 11 измерений – для удобства вычислений).

При проведении поверки должны быть применены эталоны, имеющие **свидетельство о поверке** или **сертификат о калибровке**.

В общем случае поверка геофизических средств измерений включает следующие основные операции:

- 1) внешний осмотр и опробование;
- 2) выполнение измерений параметров, воспроизводимых эталонами;
- 3) обработка результатов измерений и нахождение оценок метрологических характеристик;
- 4) определение годности (негодности) аппаратуры к применению путем сравнения полученной оценки метрологической характеристики с ее нормированным пределом (или с контрольным допуском);

5) оформление результатов поверки (протокола и свидетельства о поверке или извещения о непригодности).

При проведении поверки обычно требуется отсутствие вибраций, тряски, ударов, электрических и магнитных полей, являющихся источниками погрешности выполняемых измерений, а также должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность $(65 \pm 15)\%$;
- атмосферное давление (100 ± 6) кПа;
- напряжение и частота тока питания (220 ± 5) В, $(50,0 \pm 0,5)$ Гц.

Средство измерений с индивидуальной статической функцией преобразования поступает на поверку вместе с градуировочной характеристикой (формула, таблица, график).

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие его комплектности требованиям технического описания, отсутствие механических повреждений аппаратуры, влияющих на ее работоспособность и метрологические характеристики. Аппаратура, забракованная при внешнем осмотре, дальнейшей поверке не подлежит.

При опробовании аппаратуры следует проверить ее работоспособность и убедиться в выполнении требований к неинформативным параметрам входных и выходных сигналов.

В зависимости от комплекса нормируемых метрологических характеристик (НМХ) средства измерений применяют различные методики измерений (МИ) параметров, воспроизводимых при его поверке.

Если в комплексе метрологических характеристик отсутствуют характеристики случайной составляющей погрешности и вариации, а в эксплуатационной документации не указано число измерений в контрольных точках, то метролог убеждается в отсутствии необходимости строить свою методику измерений на основе многократных измерений. В этом случае выполняют трехкратные измерения параметра вблизи



середины диапазона (или вблизи другого значения, где возможно ожидать наибольшие случайные погрешности).

Если размах показаний при этом не превышает 10% от нормированного предела основной погрешности, то в дальнейшем МИ строят на основе однократных измерений, в противном случае измерения в каждой контрольной точке выполняют не менее трех раз.

Если в комплексе НМХ отсутствуют характеристики вариации, то в ее несущественности убеждаются только для аппаратуры, содержащей преобразователи, у которых по принципу действия могут возникать люфты и явления гистерезиса. При этом калибровочное устройство должно позволять воспроизведение параметра плавно как со стороны меньших, так и со стороны больших значений. Если оценка вариации не превышает 20% от нормированного предела основной погрешности, то МИ строят без учета вариации.

Если в комплексе НМХ имеются характеристики случайной составляющей погрешности, то рекомендуется проводить не менее 11 измерений в каждой контрольной точке. Если нормирована еще и вариация, то многократные измерения выполняют поочередно сначала со стороны меньших, а затем со стороны больших значений.

При контроле характеристик изменения погрешности за установленный интервал времени выполняют измерения параметра, воспроизводимого в диапазоне (0,5–0,9) от верхнего значения диапазона измерений в начальный момент времени и через каждые 20% от времени, указанного в документации для этой характеристики.

Установление годности средства измерений к применению по результатам поверки осуществляется на основании сравнения вычисленных оценок характеристик его погрешности с нормированными значениями этих характеристик.

СИ считается пригодным к эксплуатации, если в каждой точке его контроля модуль оценки каждой характеристики погрешности меньше

каждого нормированного значения соответствующей характеристики погрешности. Должны выполняться неравенства:

$$\begin{aligned} |\tilde{\Delta}_o| &\leq \Delta_{op}; \\ |\tilde{\Delta}_{os}| &\leq \Delta_{osp}; \\ \tilde{\sigma}[\Delta_o] &\leq \sigma_p[\Delta_o], \end{aligned}$$

где: Δ_{op} и Δ_{osp} – положительные пределы допускаемой основной абсолютной погрешности и систематической абсолютной погрешности; $\sigma_p[\Delta_o]$ – предел допускаемого среднего квадратического отклонения случайной составляющей основной абсолютной погрешности.

СИ считается пригодным к эксплуатации, если реальная функция влияния изменения температуры не выходит за пределы граничных функций влияния температуры и реальная функция влияния изменения напряжения питания не выходит за пределы наибольших допускаемых изменений погрешности в нормированном диапазоне изменения напряжения питания СИ.

Результаты поверки СИ оформляют протоколом произвольной формы. При положительных результатах поверки производят запись в паспорте аппаратуры о ее годности к эксплуатации с указанием действительных значений характеристик погрешности, даты калибровки, фамилии и инициалов поверителя, запись заверяется подписью поверителя, а также оформляется свидетельство о поверке. График функции влияния температур на погрешность прикладывается к паспорту или к свидетельству о поверке.

При отрицательных результатах поверки СИ не допускается к эксплуатации и изымается из обращения для выполнения ремонтных работ. При этом после ремонта в паспорте производится запись о выполненных ремонтных работах.

Сведения о результатах поверки геофизических СИ хранятся в базе данных метрологической службы и передаются в технический отдел и



интерпретационную службу геофизического предприятия по компьютерной сети или другим способом.

Качество и достоверность поверки

Деятельность метрологической службы любого предприятия, в том числе и геофизического характеризуется показателями качества ее работы. Эти показатели отражают правильность и достоверность отбраковки негодных геофизических СИ в результате их поверки (метрологических испытаний на подтверждение соответствия метрологическим требованиям).

Методики проведения поверки СИ всегда предполагают использование эталонов и других вспомогательных технических средств, вносящих в результаты поверки погрешность, называемую **погрешностью поверки**. Если бы погрешность поверки была равна нулю, то при сравнении оценки характеристик погрешности средства измерения с нормированным значением его метрологической характеристики (МХ) всегда можно было бы сделать 100%-ное правильное заключение о годности (негодности) СИ. Качество поверки будет тем выше, чем ниже погрешность поверки и, следовательно, меньше ошибок в оценке годности поверяемых средств измерений. Поэтому имеется вероятность $P \neq 0$ признать годным в действительности негодное средство измерения и забраковать заведомо годное.

Для метрологической службы ГИС забраковать заведомо годные средства измерений менее опасно, чем признать годной в действительности негодную аппаратуру.

Поэтому при проведении поверки СИ рассматриваются два показателя, отражающих качество его поверки и достоверность его годности.

Показатель качества поверки ($P_{кп}$) – это отношение предела допускаемой погрешности поверяемого средства измерения к пределу допускаемой погрешности применяемого при поверке эталона. Данный показатель отражает потенциальные возможности достоверной отбра-

ковки негодных СИ. Чем выше этот показатель, тем выше качество поверки и достоверность отбраковки негодных средств измерений. Так, например, при $P_{\text{кн}} = 10$ потенциальные возможности достоверной отбраковки метрологически негодных СИ выше, чем при $P_{\text{кн}} = 3$.

Степень (или вероятность) годности (P_g) – это наибольшая вероятность годности поверяемого средства измерения для наибольшего вычисленного значения оценки погрешности СИ (показатель достоверности поверки).

Функциональная связь степени годности P_g с оценкой абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}$ определяется формулой:

$$P_g = \int_{\Delta_{op} - \Delta_{эp}}^{\Delta_{op} + \Delta_{эp}} \varphi(\tilde{\Delta}) \cdot d\tilde{\Delta}, \quad (3.22)$$

где: $\varphi(\tilde{\Delta})$ – плотность распределения вероятности появления погрешности СИ в интервале $\Delta_{op} \pm \Delta_{эp}$; Δ_{op} – нормированный предел погрешности поверяемой аппаратуры; $\Delta_{эp}$ – нормированный предел (или максимальная оценка) погрешности эталона.

Однако плотность распределения вероятности появления погрешности СИ в интервале $\Delta_{op} \pm \Delta_{эp}$ определить экспериментально чрезвычайно трудно. Поэтому целесообразно выбрать какой-либо известный теоретический закон распределения случайных величин, подходящий для решения поставленной задачи.

Для практических целей следует выбрать законы распределения плотности вероятности появления погрешности СИ и эталона в интервале $\Delta_{op} \pm \Delta_{эp}$ равномерными. Тогда композиция этих двух равномерных законов распределения погрешностей будет описываться треугольным законом распределения плотности вероятности совместного появления погрешности СИ и эталона в любой точке интервала $\Delta_{op} \pm \Delta_{эp}$. Следовательно, кривую вероятности P_g признания средства измерения годным по результатам метрологических исследований можно представить следующим графиком функции (рис. 3.1).

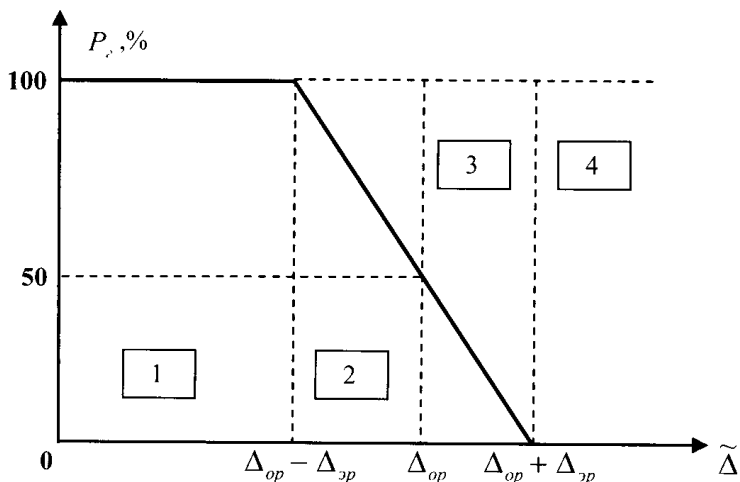


Рис. 3.1. График функции «годности» СИ при его поверке

При появлении оценки погрешности $\tilde{\Delta}$ калибруемой аппаратуры в каждой из четырех зон на этом рисунке делается заключение о ее годности в соответствии с таблицей 3.2.

Таблица 3.2

**Заключение о годности средства измерения (СИ)
при разных значениях оценки его погрешности**

Зона на графике рис. 3.1	Область нахождения оценки погрешности СИ	Заключение о годности поверяемого СИ
1	$\tilde{\Delta} \leq \Delta_{op} - \Delta_{эп}$	Заведомо годно
2	$\Delta_{op} - \Delta_{эп} < \tilde{\Delta} < \Delta_{op}$	Возможно годно
3	$\Delta_{op} < \tilde{\Delta} < \Delta_{op} + \Delta_{эп}$	Возможно негодно
4	$\tilde{\Delta} \geq \Delta_{op} + \Delta_{эп}$	Заведомо негодно

При оценке степени годности СИ рассматривается только зона 2 на рис. 3.1 с областью нахождения оценки его погрешности в интервале $\Delta_{op} - \Delta_{эп} < \tilde{\Delta} < \Delta_{op}$, для которого степень годности в % вычисляется по формуле:

$$P_c = 100 - 50 \cdot \frac{|\tilde{\Delta}| - \Delta_{op} + \Delta_{эп}}{\Delta_{эп}}. \quad (3.23)$$

Степень годности СИ по результатам поверки может быть легко вычислена и использована для принятия решения при оценке погрешности, приближающейся к ее пределу.

Степень годности в зоне 2 может меняться от 100 до 50%, а в зоне 3 – от 50% до 0.

Показатель P_z в зоне 3 нами не рассматривается, так как при $\tilde{\Delta} < \Delta_{op}$ поверитель сразу выполнит отбраковку средства измерения как «возможно негодного».

При равенстве оценки погрешности нормированному пределу ($\tilde{\Delta} = \Delta_{op}$) всегда степень годности $P_z = 50\%$ при любом значении показателя качества поверки $P_{кп}$.

Для других законов распределения погрешностей, например, усеченного нормального, показатели достоверности и качества поверки средства измерения СИ будут более благоприятными для ее потребителя.

Обычно в процессе поверки средства измерения оценивают только степень годности.

Чем ближе оценка метрологической характеристики аппаратуры к ее нормированному пределу, тем меньше вычисленное числовое значение степени годности, тем меньше уверенность метролога-поверителя в годности поверяемого СИ. Анализ степени годности позволяет поверителю принять решение о необходимости построения новой градуировочной характеристики средства измерения при соизмеримости оцененного и нормированного значений его погрешности.

Значение показателя качества поверки зависит от характеристик погрешности применяемого эталона, определяемых при его калибровке или поверке аккредитованными специалистами. Полученные пределы или доверительные границы погрешности эталона вносятся в настройки метрологической обрабатывающей программы для вычисления текущего значения степени годности СИ в каждой точке его метрологи-



ческого контроля. Такие программы могут рекомендовать поверителю возможные варианты для принятия решения.

Метрологическая служба геофизического предприятия осуществляет свою деятельность в соответствии с «Положением о метрологической службе» своего геофизического предприятия, утвержденным главным инженером предприятия. Она создается в российской системе калибровки для организации и выполнения работ по поверке и калибровке скважинной и полевой геофизической аппаратуры, аппаратуры для ГТИ, а также измерительной техники в станциях контроля цементирования скважин. Руководит метрологической службой главный метролог геофизического предприятия. Он несет полную ответственность за обеспечение единства и требуемой точности измерений, выполняемых предприятием по заказам нефтяных и газовых компаний.

Для организации работ по калибровке и поверке измерительной аппаратуры на геофизическом предприятии необходимо иметь:

1. Производственное помещение, в котором обеспечиваются нормальные условия калибровочных и поверочных работ.
2. Метрологическое оборудование, предназначенное для калибровки геофизической аппаратуры и аттестованное в российской системе калибровки компетентной метрологической организацией.
3. Утвержденные методики поверки и калибровки геофизической аппаратуры.
4. Специалистов, прошедших обучение и имеющих удостоверение метролога-поверителя (калибровщика) геофизической аппаратуры.

На каждом аттестованном рабочем месте метролога должны находиться следующие документы:

- технологическая карта поверки или калибровки («памятка»);
- методика поверки (калибровки) геофизической аппаратуры;
- техническое описание поверочной (калибровочной) установки;

- копия сертификата об аттестации эталона (калибровочной установки или калибровочного устройства);
- журнал учета аппаратуры, поступившей на поверку (калибровку);
- папка протоколов поверки (калибровки).

Обработка результатов поверки выполняется с помощью комплекса метрологических обрабатывающих программ, позволяющих формировать и хранить стандартные протоколы, свидетельства о поверке и сертификаты о калибровке.

Все сведения о поверке и калибровке геофизической аппаратуры (градуировочные характеристики, графики и таблицы поправок и др.) хранятся на сервере метрологической службы, включенном в локальную компьютерную сеть предприятия. В случае отсутствия локальной компьютерной сети предприятия результаты поверки (калибровки) аппаратуры (после обработки по метрологическим программам) могут передаваться интерпретаторам и начальникам партий на любых носителях информации, принятых в обращение на предприятии.

§ 2. Калибровка и поверка аппаратуры электрического каротажа (БКЗ, БК, ИК и МЗ)

Аппаратура электрического каротажа методами БКЗ, БК, ИК и МЗ используется для измерений удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов горных пород, пересеченных скважиной. Метод БКЗ основан на измерениях кажущихся значений удельного электрического сопротивления пластов горных пород, пересеченных скважиной, зондами различной длины (различной радиальной глубинности исследований).

Кажущимся значением удельного электрического сопротивления называется значение, которое определяется по параметрам электромагнитного поля, созданного в неоднородной среде, при фиксированном



расположении источника и приемников поля относительно структурных зон исследуемой среды в предположении, что поле распространяется и его параметры измеряются в однородной среде. Единица измерений УЭС – ом-метр (Ом·м).

При калибровке и поверке аппаратуры электрического каротажа измеряемый параметр «кажущееся значение удельного электрического сопротивления» и физическая величина «удельное электрическое сопротивление» совпадают, поскольку воспроизводятся электрические параметры бесконечной однородной среды.

Аппаратура электрического каротажа имеет номинальную функцию преобразования, поэтому периодической градуировке не подвергается.

Калибровку аппаратуры электрического каротажа рассмотрим на примере наиболее распространенных комплексного прибора электрического каротажа К1А-723-М и комплексного прибора микрокаротажа КЗ-723, выпускаемых предприятием «Геопром» в г. Уфе.

Метрологические характеристики измерительных каналов аппаратуры регламентированы для измерительной системы в виде скважинной и наземной частей, соединенных геофизическим кабелем. Диапазон измерений удельного электрического сопротивления регламентирован от 0,5 до 10 000 Ом·м – для зондов БК, от 0,2 до 5 000 Ом·м – для градиент-зондов БКЗ с разбивкой на поддиапазоны и от 0,2 до 1 000 Ом·м – для потенциал-зондов БКЗ. Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений кажущихся значений удельного электрического сопротивления $\pm 10\%$ – для зондов БК; $\pm [5 + 0,1(\rho_v/\rho - 1)]\%$ – для зондов БКЗ, где ρ_v – верхнее значение диапазона (поддиапазона) измерений УЭС.

Калибровку аппаратуры выполняют путем измерения действительных значений УЭС, воспроизводимого метрологическим оборудованием (стандартными образцами или имитаторами УЭС) с гарантированной точностью. Поверку (подтверждение соответствия НМХ) аппаратуры электрокаротажа (ЭК) выполняют путем сравнения полученной при

калибровке оценки характеристики основной погрешности с нормированным пределом допускаемого значения этой характеристики. При проведении калибровки и поверки должны быть применены эталонные средства измерений, указанные в эксплуатационной документации на калибруемую аппаратуру и имеющие «Свидетельство о поверке» или «Сертификат о калибровке». Нормированный предел основной погрешности прибора, применяемого для измерений выходного сигнала аппаратуры, не должен превышать 0,2 нормированного предела основной погрешности калибруемой аппаратуры. Однако при калибровке (поверке) аппаратуры ЭК считывание измеренных значений УЭС целесообразно выполнять непосредственно с выхода каротажного регистратора.

Выполнение требований безопасности работ при калибровке проверяется при аттестации рабочего места метролога непосредственно на предприятии.

Процедура поверки аппаратуры ЭК включает следующие основные операции:

- 1) внешний осмотр, опробование и подготовку аппаратуры к измерениям;
- 2) выполнение измерений УЭС, воспроизводимых эталонными СИ;
- 3) обработку результатов измерений и нахождение оценок основной погрешности;
- 4) определение годности (негодности) аппаратуры к применению путем сравнения полученной оценки погрешности с ее нормированным пределом;
- 5) оформление свидетельства о поверке.

При проведении калибровки выпадает операция № 4, а вместо свидетельства о поверке оформляют сертификат о калибровке.

В процессе поверки должны быть соблюдены следующие условия измерений: температура окружающей среды (20 ± 5) °С; относительная влажность (65 ± 15)%; атмосферное давление (100 ± 6) кПа; напряжение



и частота тока питания (220 ± 5) В, $(50,0 \pm 0,5)$ Гц, а также отсутствие вибрации, тряски, ударов, электрических и магнитных полей, являющихся источником погрешности выполняемых измерений.

Перед проведением калибровки и поверки аппаратуры рекомендуется выполнить следующие подготовительные операции: ознакомиться с техническим описанием и руководством по эксплуатации аппаратуры; соединить скважинную и наземную части аппаратуры через эквивалент кабеля; выполнить мероприятия по обеспечению условий безопасности; подготовить к работе метрологическое оборудование; выдержать во включенном состоянии измерительную аппаратуру не менее 15 минут.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено отсутствие механических повреждений аппаратуры, влияющих на ее работоспособность и метрологические характеристики. При опробовании аппаратуры следует проверить ее работоспособность.

Калибровка измерительных каналов УЭС для градиент-зондов и потенциал-зондов

В качестве измеряемого параметра принято удельное электрическое сопротивление (УЭС) бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭС от 0,1 до 5 000 Ом·м. Пределы допускаемой основной относительной погрешности регламентированы формулой:

$$\delta_{op} = \pm [5 + 0,1 \cdot \left(\frac{\rho_g}{\rho_{zi}} - 1 \right)] \%. \quad (3.24)$$

Градуировочная характеристика – номинальная. Градуировка не требуется.

Калибровка и поверка измерительных каналов УЭС на основе градиент-зондов и потенциал-зондов выполняются либо с использованием эталонных электролитических моделей пластов, либо с использованием имитаторов УЭС. Иногда для их калибровки и выявления утечек в электродах зондов используются контрольные скважины.

Эталонные модели пластов (стандартные образцы УЭС) представляют собой стальную емкость диаметром 8 м и глубиной 8 м (около 400 м³ воды), заполненную раствором хлористого натрия. Такая модель пласта имеется в Центре метрологических исследований «Урал-Гео» в г. Уфе и воспроизводит УЭС в диапазоне от 0,5 до 40 Ом·м.

Электролитическое моделирование позволяет контролировать весь измерительный канал, включая зонд, а также калибровку имитаторов УЭС. Но оно имеет два существенных ограничения:

1) существующие электролитические модели имеют ограниченные размеры, что не дает возможности контроля характеристик градиент-зондов длиной более 2 м;

2) приготовление электролита с удельным электрическим сопротивлением более 50 Ом·м на основе пресной воды в большом объеме чрезвычайно затруднено. Поэтому калибровка с использованием стандартных образцов УЭС предусмотрена только в начале диапазона измерений и только для тех зондов, на которые влияние краевых эффектов ограниченных размеров электролитической модели пренебрежимо мало.

Имитаторы УЭС имитируют распространение электрического поля в бесконечной однородной среде, вызывая на выходе аппаратуры сигнал, эквивалентный сигналу от бесконечной однородной среды с заданным УЭС.

Такие имитаторы выполняют в виде электрической цепи из стандартных магазинов сопротивлений, подключаемых к электродам А, М, N и В градиент- и потенциал-зондов электрометрии по схеме, изображенной на рис. 3.2.

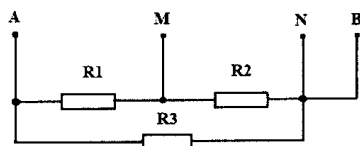


Рис. 3.2. Электрическая схема имитатора УЭС для калибровки аппаратуры БКЭ



Функция преобразования данного имитатора имеет следующий вид:

$$\rho_{из} = K_{зн} \cdot \frac{R_2 \cdot R_3}{R_1 + R_2 + R_3}, \quad (3.25)$$

где: $K_{зн}$ – номинальное значение коэффициента зонда, указанное в документации на аппаратуру; R_1 , R_2 и R_3 – значения электрического сопротивления, воспроизводимые магазинами сопротивления R_1 , R_2 и R_3 .

Формула (3.25) может быть легко получена путем расчета электрических цепей в схеме, изображенной на рисунке 3.2, с использованием законов Ома и Кирхгофа, а также правил расчета электрических сопротивлений при последовательном и параллельном их соединении.

В наглядном виде эта функция преобразования имитатора УЭС для градиент- и потенциал-зондов представлена в таблице 3.3.

Поверочная схема для скважинной аппаратуры БКЗ и БК приведена на рисунке 3.3.

Она содержит четыре поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Кондуктометр лабораторный КЛ-3 или КЛ-4 необходим для определения методом прямых измерений УЭС комплекта СО в виде электролитических моделей бесконечной однородной среды (пласта) на поле исходных эталонов. Комплект общетехнических СИ (генераторы, осциллографы, частотомеры, измерители емкости и индуктивности, мосты переменного тока) служит для калибровки и поверки имитаторов УЭС, расположенных на поле эталонов. Исходные эталоны могут использоваться для поверки и калибровки аппаратуры БКЗ и БК повышенной точности. Рабочая аппаратура БКЗ и БК калибруется и поверяется либо с использованием имитаторов УЭС, либо в контрольно-калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами-компараторами, которым единица УЭС передана от исходных эталонов.

Таблица 3.3

**Функция преобразования имитатора УЭС для градиент-
и потенциал-зондов**

Шифр зонда, коэффициент $K_{ин}$	$\rho_{ин}$, Ом·м	R1, Ом	R2, Ом	R3, Ом
A8MIN 904,78	1	150 000	11,05	15
	10	15 000	11,07	15
	100	1 500	11,25	15
	1 000	150	13,12	15
	5 000	30	26,25	15
A4MIN 251,33	1	30 000	3,98	30
	10	15 000	19,96	30
	100	1 500	20,57	30
	1 000	150	27,52	30
	5 000	30	118,12	30
A2M0,5N 125,66	1	30 000	4,78	50
	10	15 000	23,99	50
	100	1 500	25,07	50
	1 000	150	37,86	50
	5 000	30	311,73	50
A1M0,1N 138,23	1	30 000	4,35	50
	10	15 000	21,81	50
	100	1 500	22,76	50
	1 000	150	33,83	50
	5 000	30	209,26	50
A0,4M0,1N 25,133	1	30 000	23,93	50
	10	15 000	120,72	50
	100	1 500	134,01	50
	1 000	150	779,31	50

Методика калибровки и поверки аппаратуры БКЗ с использованием эталонных моделей пластов основана на прямых измерениях УЭС, воспроизводимых СО в каждой из трех точек контроля. Каждый из зондов аппаратуры БКЗ (за исключением зондов длиной более 4 м) помещают в стандартный образец УЭС в виде цилиндрического металлического бассейна диаметром 8 м и глубиной 8 м, заполненного пресной водой.

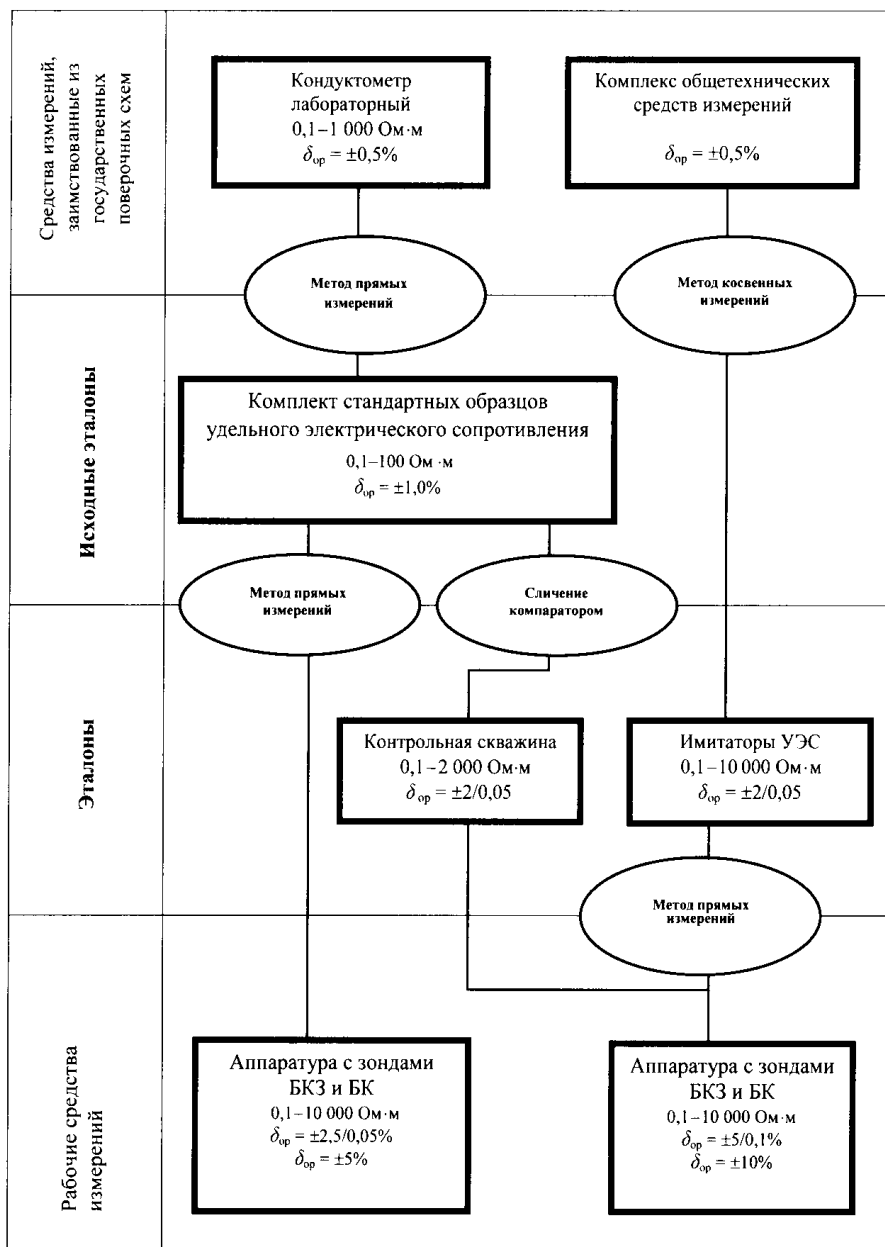


Рис. 3.3. Поверочная схема для скважинных СИ УЭС зондами БКЗ и БК

При этом зонд аппаратуры располагают в центре бассейна по его оси, а удаленный электрод «В» соединяют со стальным корпусом бассейна.

Выполняют измерения удельного электрического сопротивления бесконечной однородной среды, воспроизводимого стандартным образцом, так же, как и при измерениях в нефтегазовой скважине.

Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \rho_{ii} - \rho_{zi}, \quad (3.26)$$

где: ρ_{ii} – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i -й точке контроля; ρ_{zi} – эталонное значение УЭС в i -й точке контроля, воспроизводимое СО.

Имитационное моделирование измерительного процесса электрометрии скважин ввиду его доступности и простоты широко применяется при калибровке и поверке аппаратуры в производственных условиях, а также при выпуске аппаратуры из производства. Поскольку при имитационном способе калибровки аппаратуры БКЗ электрический ток протекает только через резисторы, а не через пласты горных пород, то контролю подвергаются только электрические цепи аппаратуры, начиная от входных трансформаторов.

Параметры зонда при имитационном способе воспроизведения УЭС учитываются только теоретически через номинальное значение коэффициента идеального зонда $K_{зи}$. Поэтому экспериментальная оценка погрешности каждого измерительного канала аппаратуры БКЗ производится в два этапа, включая оценку погрешности от «неидеальности» коэффициента зонда и погрешности телеизмерительной.

Калибровка. Определение основной абсолютной погрешности аппаратуры по измерительным каналам БКЗ выполняют в следующей последовательности. С помощью рулетки выполняют измерения расстояний AM и AN между центрами электродов зонда и определяют



действительное значение коэффициента зонда $K_{зд}$ по формуле:

$$K_{зд} = 4 \cdot \pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{AN - AM}, \quad (3.27)$$

где $\pi = 3,14159$.

Оценку относительной погрешности $\tilde{\delta}_{оз}$ коэффициента зонда определяют по формуле:

$$\tilde{\delta}_{оз} = 100 \cdot \frac{K_{зд} - K_{зн}}{K_{зн}} \%, \quad (3.28)$$

где $K_{зн}$ – номинальное значение коэффициента зонда, указанное в документации системы.

Затем подключают к электродам зонда А, В, М и N имитатор удельного электрического сопротивления, аттестованный в качестве эталонного средства измерений для целей калибровки аппаратуры БКЗ, и включают аппаратуру, подготовив ее к работе (к измерениям) в соответствии с техническим описанием и руководством по эксплуатации на нее. Выполняют однократные измерения удельного электрического сопротивления, воспроизводимого имитатором в соответствии со значениями, указанными в таблице 3.3.

Оценку основной абсолютной погрешности определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \rho_{ui} - \rho_{zi}, \quad (3.29)$$

где: ρ_{ui} – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i -й точке контроля; ρ_{zi} – эталонное значение УЭС, воспроизводимое имитатором в i -й точке контроля.

Поверка. Аппаратура признается пригодной к применению, если для каждого измерительного канала в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\Delta_{oi}| < 0,01 \cdot \rho_{zi} \cdot [5 + 0,1 \cdot \left(\frac{\rho_e}{\rho_{zi}} - 1 \right) - \delta_{оз}], \quad (3.30)$$

где: ρ_e – верхнее значение диапазона измерений УЭС; $\delta_{оз}$ – оценка относительной погрешности коэффициента зонда. Вид окна обрабатывающей программы показан на рисунке 3.4.

Калибровка и поверка градиент-зонда А04М0,1Н
Ввод данных: Протокол Справка

Введите исходные данные:

Н ← Прибор → Н 331
Заводской номер: 56
Калибровщик: В.И.Соколов

Периодическая поверка

Режим работы
☐ Калибровка
☒ Поверка

8:50:55
Сегодня: 20.01.2008

Показания зонда

1	1
2	10
3	104
4	509
5	1048

Результаты обработки

Номер точки контроля	Измеренное значение УЭС	Эталонное значение УЭС	Оценка абсолютной погрешности	Предел абсолютной погрешности	Вероятность годности, %
1	1,0	$1,00 \pm 0,03$	0,0	1,00	Годен 100%
2	10,0	$10,0 \pm 0,5$	0,0	1,5	Годен 100%
3	104,0	$100,0 \pm 1,2$	4,0	5,9	Годен 100%
4	509,0	$500 \pm 5,0$	9,0	25,5	Годен 100%
5	1048,0	1000 ± 10	48,0	50	60

Обработать данные
Создать протокол
Выход

Рекомендации:

Рис. 3.4. Вид окна обрабатывающей программы для зонда А0,4М0,1Н

Из рисунка 3.4 видно, что обрабатывающая программа для режимов калибровки и поверки одна и та же. В режиме калибровки информация о степени (вероятности) годности аппаратуры не выводится.

Калибровка измерительных каналов УЭС на основе зонда трехэлектродного бокового каротажа

В качестве измеряемого параметра принято удельное электрическое сопротивление (УЭС) бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭС от 0,2 до 10 000 Ом·м. Пределы допускаемой основной относительной погрешности $\delta_{op} = \pm 10\%$.

Калибровка и поверка измерительных каналов УЭС на основе зондов бокового каротажа с фокусировкой тока выполняются либо с использованием эталонных электролитических моделей пластов, либо с использованием имитаторов УЭС. Эталонные модели пластов (стандартные образцы УЭС) те же, что и для БКЗ.

Электрическая схема имитатора УЭС в виде резисторов (магазинов



сопротивлений), подключаемых к центральному электроду зонда БК A_0 , одному из экранных электродов зонда A_3 , удаленному электроду N (на «косе») и оплетке геофизического кабеля – электроду В, изображена на рисунке 3.5.

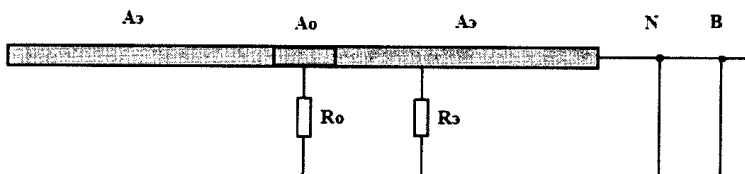


Рис.3.5 Электрическая схема имитатора УЭС для зонда трехэлектродного БК

Функция преобразования данного имитатора имеет следующий вид:

$$\rho_{из} = K_{зн} \cdot R_0, \quad (3.31)$$

где: $K_{зн}$ – номинальное значение коэффициента зонда, указанное в документации на аппаратуру; R_0 – сопротивление резистора (магазина сопротивлений) в цепи центрального электрода.

В табличном виде эта функция представлена в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Функция преобразования имитатора УЭС для БК

$\rho_{из}$, Ом	R_0 , Ом	R_3 , Ом
1	4,22	4,2
10	42,2	5
100	422	10
1 000	4 220	40
10 000	42 200	40

Поверочная схема для аппаратуры БК аналогична схеме для БКЗ и показана на рисунке 3.6.

Методика калибровки аппаратуры БК с использованием эталонных моделей пластов основана на прямых измерениях УЭС, воспроизводимых СО в каждой из трех точек контроля. Зонд аппаратуры трехэлектродного БК помещают в стандартный образец УЭС в виде цилиндрического металлического бассейна диаметром 8 м и глубиной 6 м, запол-

ненного пресной водой. При этом зонд располагают в центре бассейна, а удаленный электрод N соединяют с корпусом бассейна. Выполняют измерения удельного электрического сопротивления, воспроизводимого стандартным образцом. Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \rho_{ui} - \rho_{zi}, \quad (3.32)$$

где: ρ_{ui} – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i -й точке контроля; ρ_{zi} – эталонное значение УЭС в i -й точке контроля, воспроизводимое СО.

Калибровка. Определение основной абсолютной погрешности аппаратуры по измерительному каналу трехэлектродного БК выполняют в следующей последовательности. С помощью рулетки выполняют измерения длины экранных электродов $L_{1з}$ и $L_{2з}$, с помощью линейки – длины центрального электрода L_o и толщины зазоров (изоляторов) между центральным электродом и соответствующими экранными электродами h_1 и h_2 , с помощью штангенциркуля – диаметра центрального электрода d_o и определяют действительное значение коэффициента зонда $K_{зo}$ по формуле:

$$K_{зo} = \frac{2 \cdot \pi (L_o + 0,33 \cdot (h_1 + h_2))}{\ln \frac{2 \cdot (L_{1з} + L_{2з} + L_o + h_1 + h_2)}{d_o}}, \quad (3.33)$$

где $\pi = 3,14159$.

Оценку относительной погрешности $\tilde{\delta}_{оз}$ коэффициента зонда определяют по формуле:

$$\tilde{\delta}_{оз} = \frac{K_{зн} - K_{зз}}{K_{зн}} \cdot 100\%, \quad (3.34)$$

где $K_{зн}$ – номинальное значение коэффициента зонда, указанное в документации на аппаратуру.

Выполняют однократные измерения удельного электрического сопротивления, воспроизводимого имитатором, в соответствии со значениями, указанными в таблице 3.4.



Оценку основной абсолютной погрешности определяют по формуле:

$$\Delta_{oi} = \rho_i - \rho_{zi}, \quad (3.35)$$

где: ρ_i – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i -й точке контроля; ρ_{zi} – эталонное значение УЭС, воспроизводимое имитатором в i -й точке контроля.

Поверка. Аппаратура признается пригодной к применению по калибруемому каналу, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq 0,01 \cdot \rho_{zi} \cdot [10 - \tilde{\delta}_{oz}], \quad (3.36)$$

где $\tilde{\delta}_{oz}$ – оценка относительной погрешности коэффициента зонда в процентах.

Калибровка измерительных каналов удельной электрической проводимости (УЭП) на основе зонда индукционного каротажа

В качестве измеряемого параметра принята удельная электрическая проводимость (УЭП) бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭП от 2 до 2 500 мСм/м. Единица УЭП – мили-сименс на метр. Пределы допускаемой основной относительной погрешности регламентированы формулой:

$$\delta_{op} = \pm [5 + 0,2 \cdot \left(\frac{\sigma_{zi}}{\sigma_n} - 1 \right)] \%, \quad (3.37)$$

где: σ_n – нижнее значение диапазона измерений, равное 2 мСм/м; σ_{zi} – эталонное значение УЭП в i -й точке контроля.

Калибровка и поверка измерительных каналов УЭП на основе градиент-зондов и потенциал-зондов выполняются либо с использованием эталонных электролитических моделей пластов, либо с использованием имитаторов УЭП. Эталонная электролитическая модель пластов (стандартный образец УЭП) представляет собой диэлектрическую емкость диаметром 8 м и глубиной 5,5 м, заполненную раствором хлористого натрия. Такая модель пласта имеется в Центре метрологических

исследований «Урал-Гео» в г. Уфе. Электролитическое моделирование позволяет контролировать весь измерительный канал, включая зонд.

В производственных условиях широко применяются имитаторы УЭП в виде катушки индуктивности (тест-кольца), в цепь которой включены резистор и конденсатор. Электрическая схема такого имитатора представлена на рисунке 3.6.

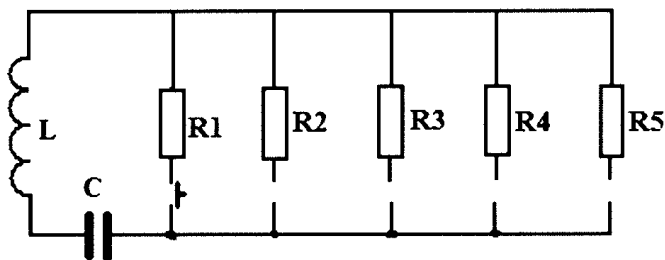


Рис. 3.6. Электрическая схема имитатора УЭП для бесконтактных методов электрометрии (ИК, ЭМК)

Функция преобразования имитатора УЭП имеет следующий вид:

$$\rho_{из} = K_u \cdot R_a, \quad (3.38)$$

где: K_u – коэффициент преобразования имитатора, зависящий от геометрических и электрических параметров тест-кольца, генераторных и измерительных катушек зонда ИК и их взаимного расположения; R_a – активное сопротивление в цепи индукционной катушки, определяемое резистором R1 (или R2, R3, R4, R5), плюс активное сопротивление катушки и подводящих проводов. Конденсатор C служит для компенсации реактивной составляющей катушки индуктивности.

В наглядном виде функция преобразования имитатора УЭП для аппаратуры К1А-723-М представлена в таблице 3.5.

Поверочная схема для скважинных средств измерений УЭП приведена на рисунке 3.7. Она содержит четыре поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Кондуктометр лабораторный КЛ-3 или КЛ-4



Таблица 3.5

Функция преобразования имитатора УЭП

$\sigma_{из}$, мСм/м	R_a , Ом
2 500	31,6
1 000	82
100	840
10	8 400
0,1	∞

необходим для определения методом прямых измерений УЭП комплекта стандартных образцов в виде электролитических моделей бесконечной однородной среды (пласта) на поле исходных эталонов.

Комплект общетехнических средств измерений (генераторы, осциллографы, частотомеры, измерители добротности, емкости и индуктивности, мосты переменного тока) служит для калибровки имитаторов УЭП, расположенных на поле средств измерений, заимствованных из государственных поверочных схем.

Исходные эталоны могут использоваться для калибровки аппаратуры ИК повышенной точности. Рабочая аппаратура ИК калибруется либо с использованием имитаторов УЭП, либо в контрольно-калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами-компараторами, градуируемыми в исходных эталонах.

Методика калибровки и поверки аппаратуры ИК с использованием эталонных электролитических моделей пластов основана на прямых измерениях УЭП, воспроизводимых стандартных образцов в каждой из трех точек контроля. Зонд ИК помещают в стандартный образец УЭП в виде цилиндрического диэлектрического бассейна диаметром 8 м и глубиной 5,5 м, заполненного пресной водой. При этом зонд располагают в центре бассейна по его оси.

Выполняют измерения УЭП, воспроизводимого стандартным образцом или имитатором.

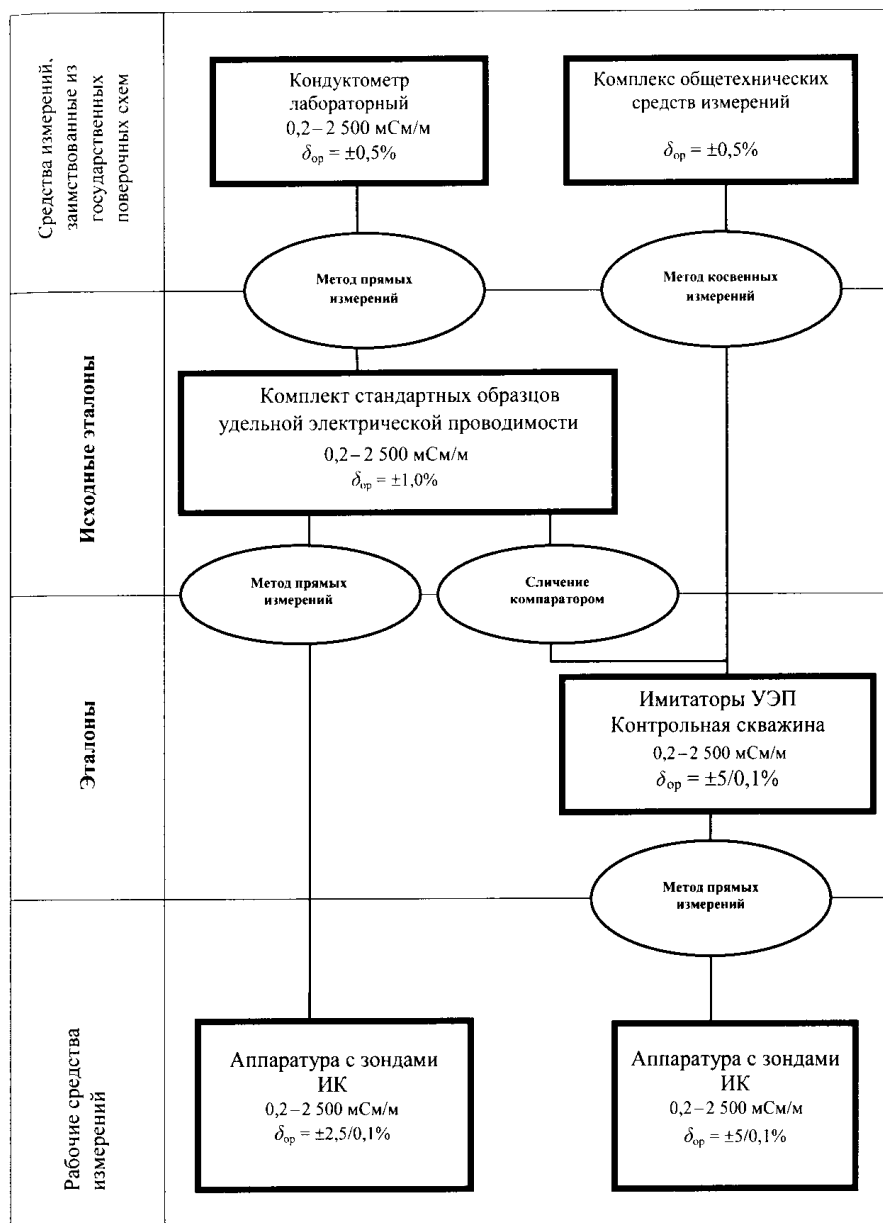


Рис. 3.7. Калибровка и поверка аппаратуры ИК с использованием имитаторов УЭП производится также методом прямых измерений



Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \sigma_{ui} - \sigma_{zi}, \quad (3.39)$$

где: σ_{ui} – показания аппаратуры (измеренное значение УЭП) в i -й точке контроля; σ_{zi} – эталонное значение УЭП в i -й точке контроля, воспроизводимое СО или имитатором.

Аппаратура признается пригодной к применению по измерительному каналу УЭП, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq \Delta_{opi} = 0,01 \cdot \sigma_{zi} \cdot \left[5 + \left(\frac{\sigma_{zi}}{\sigma_n} - 1 \right) \right], \quad (3.40)$$

где σ_n – нижнее значение диапазона измерений УЭП.

Вид окна обрабатывающей программы показан на рисунке 3.8.

Введите исходные данные:

М Прибор П И KI-723

Заводской номер: 17

Калибровщик: В.И.Соколов

11:21:33
Сегодня
20.01.2007

Поверка аппаратуры ИК

Показания зонда

Номер точки контроля	Измеренное значение УЭП	Эталонное значение УЭП	Оценка абс. погрешности	Предел абс. погрешности	Степень годности, %
1	20	20,00 ± 0,20	0,0	1,00	Годен 100%
2	100	100,0 ± 1,0	0,0	5,0	Годен 100%
3	504	500,0 ± 5,0	4,0	25,0	Годен 100%
4	1009	1000 ± 10,0	9,0	50,0	Годен 100%
5	2375	2400 ± 30	-25,0	120	Годен 100%

Результаты обработки

Рекомендации: **Годен к применению**

Обработать данные
Печать протокола
Выход

Рис. 3.8. Вид окна обрабатывающей программы для зонда ИК

Из рисунка 3.8 видно, что обрабатывающая программа для режимов калибровки и поверки подсказывает метрологу рекомендации для принятия решения.

Калибровка измерительных каналов УЭС для микрозондов

В качестве измеряемого параметра принято удельное электрическое сопротивление (УЭС) бесконечной однородной среды. Диапазон измерений УЭС от 0,1 до 40 Ом·м. Пределы допускаемой основной относительной погрешности регламентированы формулой:

$$\delta_{op} = \pm [5 + 0,2 \cdot (\frac{\rho_{\text{с}}}{\rho_{\text{эл}}} - 1)] \% \quad (3.41)$$

Калибровка и поверка измерительных каналов УЭС на основе градиент-зондов и потенциал-микрозондов выполняются с использованием эталонных электролитических моделей пластов. Модели пластов (стандартные образцы УЭС) представляют собой стальную емкость диаметром 2 м и глубиной 1,5 м, заполненную раствором хлористого натрия. Они позволяют калибровать весь измерительный канал, включая первичный преобразователь – микрозонд.

Поверочная схема для скважинных средств измерений УЭС микрозондами приведена на рисунке 3.9.

Она содержит три поля и две ступени. На верхнем поле расположено средство измерений, заимствованное из государственной поверочной схемы, – кондуктометр лабораторный КЛ-3 или КЛ-4, необходимый для определения методом прямых измерений УЭС комплекта стандартных образцов на поле эталонов. Рабочая аппаратура электрокаротажа с микрозондами калибруется с использованием эталонных электролитических моделей пластов.

Методика калибровки и поверки микрозондов основана на прямых измерениях эталонных значений УЭС, воспроизводимых стандартных образцов в каждой точке контроля. Каждый из микрозондов аппаратуры помещают в стандартный образец УЭС. При этом зонд располагают в центре емкости, а удаленный электрод В соединяют с корпусом емкости.

Выполняют измерения удельного электрического сопротивления, воспроизводимого стандартным образцом.

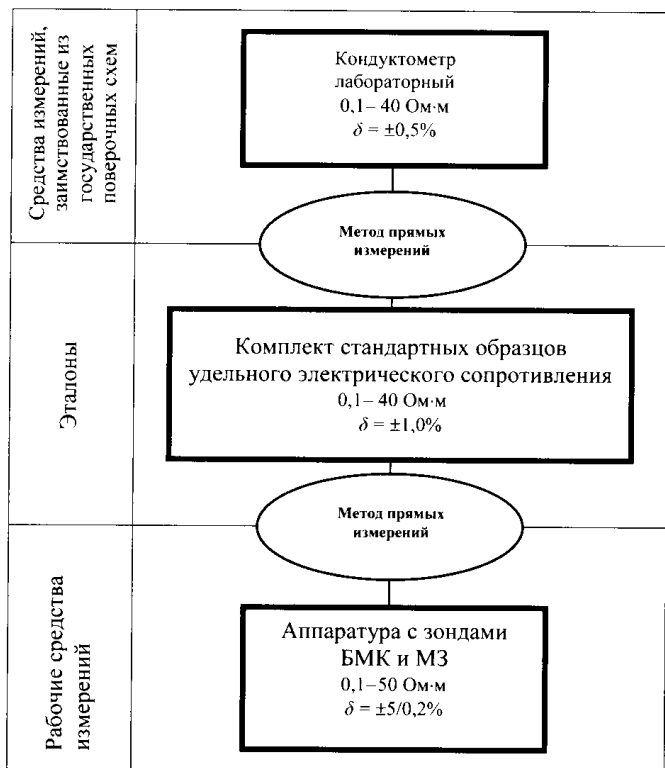


Рис. 3.9. Поверочная схема для скважинных СИ УЭС микрозондами

Калибровка. Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \rho_{ui} - \rho_{эi}, \quad (3.42)$$

где: ρ_{ui} – показания аппаратуры (измеренное значение УЭС) в i -й точке контроля; $\rho_{эi}$ – эталонное значение УЭС в i -й точке контроля, воспроизводимое СО.

Аппаратура признается пригодной к применению по калибруемому каналу, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq \Delta_{opi} = 0,01 \cdot \rho_{эi} \cdot \left[8 + \left(\frac{\rho_{\epsilon}}{\rho_{эi}} - 1 \right) \right], \quad (3.43)$$

где ρ_{ϵ} – верхнее значение диапазона измерений УЭС.

Если неравенство (3.43) не выполняется в связи с тем, что в течение межкалибровочного периода произошло изменение коэффициента микрозонда, то определяют новое его значение по следующей методике. В той же самой калибровочной емкости готовят два водных раствора хлористого натрия с УЭС ρ_1 и ρ_2 . Выполняют измерения микрозондом УЭС каждого из растворов и фиксируют значения выходного напряжения U_1 и U_2 при стабилизированном токе I_A через токовый электрод A (для МГЗ или МПЗ) или центральный электрод A_o (для БМК). Новое значение коэффициента микрозонда определяют по формуле:

$$K_{мз} = \frac{(\rho_2 - \rho_1) \cdot I_A}{U_2 - U_1}. \quad (3.44)$$

Определение температурной погрешности измерительных каналов УЭС и влияния изменения тока питания

1. Определение **влияния температуры** на погрешности измерений УЭС любыми зондами (БКЗ, БК, ИК) выполняют с использованием имитаторов УЭС и специальной суховоздушной диэлектрической термокамеры. Независимо от нормированной характеристики дополнительной погрешности, обусловленной реакцией аппаратуры на воздействие температуры, строят реальную функцию влияния температуры на систематическую составляющую погрешности.

Построение функции влияния температуры скважинной среды на погрешность измерений УЭС выполняют в следующей последовательности.

Помещают скважинную часть аппаратуры ЭК в аттестованную термокамеру и убеждаются в том, что начальная температура в камере установилась в пределах $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

Фиксируют измеренное значение начальной температуры T_o и измеренное значение УЭС ρ_o аппаратуры ЭК и заносят их в протокол.

Включают нагрев термокамеры, обеспечивая скорость изменения температуры не более 2°C в минуту. По мере изменения температуры



в термокамере следят за изменениями показаний аппаратуры, фиксируя и занося в протокол эти показания не менее чем при пяти значениях температуры T_i , равномерно распределенных в нормированном диапазоне рабочих температур скважинной среды.

Строят функцию влияния температуры на погрешность аппаратуры в виде функции или таблицы, отражающей зависимость изменения показаний аппаратуры по каналу УЭС от изменения температуры в термокамере (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Зависимость изменения показаний аппаратуры ЭК от изменения температуры в термокамере

Изменение температуры в термокамере	$T_1 - T_0$	$T_1 - T_0$	$T_1 - T_0$	$T_1 - T_0$	$T_1 - T_0$
Изменение показаний – температурная погрешность	$\tilde{\Delta}_1 = \rho_1 - \rho_0$	$\tilde{\Delta}_2 = \rho_2 - \rho_0$	$\tilde{\Delta}_3 = \rho_3 - \rho_0$	$\tilde{\Delta}_4 = \rho_4 - \rho_0$	$\tilde{\Delta}_5 = \rho_5 - \rho_0$

Если проверкой предусмотрено подтверждение соответствия аппаратуры нормированной температурной погрешности, то полученные из таблицы 3.6 оценки погрешности сравниваются с нормированными значениями для каждого значения температуры.

Допускаемые изменения показаний аппаратуры при каждом i -м фиксированном значении температуры в термокамере определяют по нормированной граничной функции влияния температуры среды в скважине на относительную погрешность измерительного канала УЭС по формуле:

$$\Delta_{pi}[T] = 0,01 \cdot \rho_0 \cdot \delta_{op} \cdot (T_i - T_0), \quad (3.45)$$

где δ_{op} – пределы допускаемой основной относительной погрешности канала в процентах.

2. Определение изменений погрешности измерений УЭС от **изменения напряжения питания** определяют в следующей последовательности.

Соединяют наземную часть аппаратуры с ее скважинной частью через эквивалент кабеля и с помощью автотрансформатора устанавливают напряжение питания аппаратуры в пределах ($U_{\text{ном}} \pm 2\%$), например, $U = (220 \pm 4)$ В. Фиксируют начальные показания аппаратуры. Изменяя напряжение питания в нормированных пределах (например, от 200 до 240 В), фиксируют наибольшие отклонения показаний аппаратуры от начальных значений. Наибольшие изменения погрешности аппаратуры по измерительным каналам при изменении напряжения питания на $\pm 10\%$ от номинального значения не должны превышать 0,3 от соответствующих пределов допускаемой основной относительной погрешности.

Краткие выводы.

В завершение описания метрологического контроля аппаратуры всех методов электрометрии отметим следующее.

1. Измерительные каналы всех методов электрометрии имеют стандартные (номинальные) типовые функции преобразования, поэтому периодическая индивидуальная градуировка аппаратуры электрокаротажа не производится. Исключение могут составлять микрозонды.

2. Производится только периодическая поверка аппаратуры ЭК. Ее калибровка не производится, поскольку не требуется исключение незначительных инструментальных погрешностей на фоне высоких методических погрешностей измерений УЭС пластов.

3. Электролитическое моделирование методов электрометрии выполняется разработчиками аппаратуры ЭК на этапе ее проектирования и построения. В производственных условиях при ее поверке используются имитаторы УЭС и УЭП.

4. Для метрологической аттестации или калибровки имитаторов УЭС и УЭП используются общетехнические СИ их электрических параметров с подтверждением соответствия расчетным параметрам, или такая калибровка выполняется с использованием стандартных образцов УЭС и УЭП – резервуаров с водными растворами хлористого натрия.



5. В рассмотренном имитационном методе контроля характеристик основной погрешности измерительных каналов УЭС оценивается во всем регламентированном диапазоне измерений только линейность функции преобразования аппаратуры. В этом случае зонд аппаратуры исключен из измерительного процесса, хотя имитатор УЭС может быть подключен непосредственно к электродам зонда (чаще он подключается непосредственно к штепсельному разъему телеизмерительной системы – к входным трансформаторам). Коэффициент зонда контролируется отдельно путем линейных измерений расстояний между центрами электродов А, М и N. При этом возникают погрешности не только за счет отклонения реальных расстояний между электродами от их номинальных значений, но и за счет того, что реальные (объемные) электроды зонда отличаются от «точечных» (принятых при расчетах и построениях теоретических кривых зондирования). Теоретические расчеты коэффициента зонда с учетом их реальных размеров также не могут гарантировать определение действительного значения коэффициента зонда из-за влияния состояния поверхности электродов, утечек и других факторов.

6. При поверке аппаратуры электрометрии с использованием имитаторов УЭС уместно применять методы повышения ее достоверности, например, использовать контрольный допуск, равный 0,8–0,9. Полученные оценки основной погрешности аппаратуры целесообразно сравнивать не с нормированным пределом основной погрешности, а с его частью, равной 80–90% от него.

§ 3. Калибровка и поверка аппаратуры акустического каротажа

При калибровке и поверке аппаратуры акустического каротажа в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

– интервальное время распространения ультразвука в диапазоне от 140 до 600 мкс/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 3\%$;

– коэффициент затухания ультразвука в диапазоне от 2 до 30 дБ/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 15\%$.

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют комплект трубных волноводов (стандартных образцов скорости распространения и коэффициента затухания ультразвука). Волноводы выполнены в виде стаканов (труб с доннышком) длиной 4 или 6 м из стали, стеклопластика, асбоцемента и полиэтилена.

Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром 0,6–0,8 м (рис. 3.10).

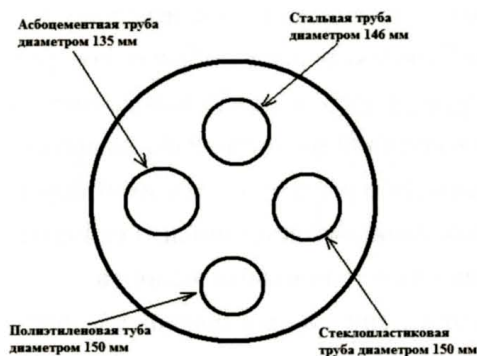


Рис. 3.10. Схема и фото комплекта трубных волноводов для аппаратуры акустического каротажа

Технические характеристики трубных волноводов приведены в таблице 3.7.

Значения воспроизводимых величин интервального времени, коэффициента затухания и доверительных границ погрешности определяются в процессе метрологической аттестации после монтажа оборудования на объекте эксплуатации.



Таблица 3.7

Технические характеристики трубных волноводов

Номер образца	Материал – носитель свойств	Внутренний Ø волновода, мм	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент затухания (на $f = 20$ кГц), дБ/м
№ 1	Сталь	(125 ± 2)	182	$(2,5 \div 3,0)$
№ 2	Асбоцемент	(135 ± 2)	330	$(2,0 \div 3,0)$
№ 3	Стеклопластик	(115 ± 2)	352	$(6,0 \div 6,5)$
№ 4	Полиэтилен	(145 ± 2)	540	$(13,0 \div 15,0)$

Поверочная схема для аппаратуры акустического каротажа (АК) приведена на рисунке 3.11.

Она содержит 4 поля и 3 ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем. Они необходимы для определения методом прямых измерений параметров комплекта СО в виде трубных волноводов на поле исходных эталонов. Волноводы служат для калибровки установок и имитаторов, расположенных на поле эталонов. Исходные эталоны могут использоваться для калибровки аппаратуры АК повышенной точности. Рабочая аппаратура АК поверяется с использованием либо установок, либо имитаторов, либо в контрольно-калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами АК, поверенными с использованием исходных эталонов.

Методика калибровки и проверки измерительных каналов аппаратуры АК с использованием эталонных волноводов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука, воспроизводимых стандартными образцами акустических параметров (волноводами).

Зонд аппаратуры АК помещают в центральную часть волновода, заполненного водой или маслом. Выполняют калибруемой (поверяемой) аппаратурой АК однократные измерения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука, воспроизводимого стандартными образцами.

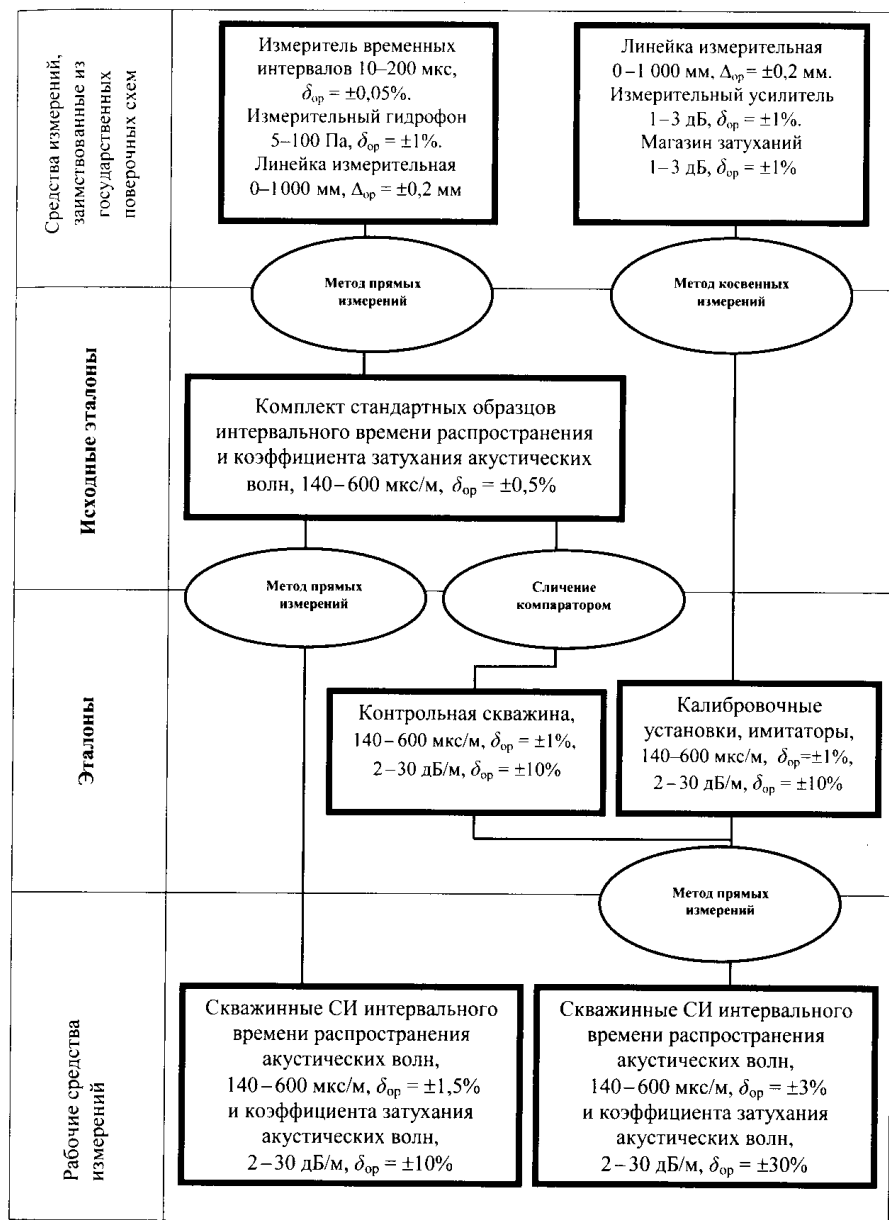


Рис. 3.11. Калибровочная схема для аппаратуры АК по каналам интервального времени распространения и коэффициента затухания акустических волн



Калибровка. Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой i -й точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t] = \Delta t_i - \Delta t_{эi} \quad (3.46)$$

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha] = \alpha_i - \alpha_{эi}, \quad (3.47)$$

где: Δt_i и α_i – показания аппаратуры (измеренные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука) в i -й точке контроля; $\Delta t_{эi}$ и $\alpha_{эi}$ – эталонные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука в i -й точке контроля.

Проверка. Аппаратура признается годной к применению по калибруемым каналам, если в каждой точке контроля выполняются следующие неравенства:

$$\tilde{\delta}[\Delta t] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t]|}{\Delta t_i} \leq \delta_{opi}[\Delta t] = 3\%; \quad (3.48)$$

$$\tilde{\delta}[\alpha] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha]|}{\alpha_i} \leq \delta_{opi}[\alpha] = 15\%. \quad (3.49)$$

В случае, если указанные неравенства не выполняются и оценки погрешности незначительно превышают нормированные значения, то следует выполнить настройку на идентичность одноименных акустических преобразователей (излучателей или приемников) с помощью созданной в НПФ «Геофизика» установки УПАК-2м (рис. 3.12), позволяющей воспроизводить (или измерять) акустическое давление с наружной стороны стальной трубы с помощью внешнего магнитострикционного преобразователя. При этом акустический зонд располагают внутри этой стальной трубы длиной 4 или 6 м под давлением 5 МПа.

Установка УПАК-2м конструктивно выполнена в виде стального цилиндрического корпуса диаметром 520 мм и высотой 6 или 4 м, внутри которого коаксиально установлена стальная труба (акустический волновод) с наружным диаметром 168 мм. Пространство внутри кор-

пуса и внутри волновода заполнено трансформаторным маслом. Вдоль наружной поверхности волновода перемещается цилиндрический магнитострикционный преобразователь, приводимый в движение реверсивным двигателем с винтовой парой.



Рис. 3.12. Установка УПАК-2м со стальным волноводом

При настройке двух и более излучателей скважинного акустического зонда на идентичность (равенство создаваемого акустического давления на поверхности каждого излучателя) перемещаемый преобразователь работает в режиме приемника акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого излучателя зонда по максимуму его показаний.

При настройке двух и более приемников скважинного акустического зонда на идентичность (равенство параметров функций преобразования акустического давления на поверхности каждого приемника в электрический сигнал) перемещаемый преобразователь работает в режиме излучателя акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого приемника акустического зонда по максимуму амплитуды его выходного сигнала. При этом неидентичность измерительных каналов устраняют путем изменения коэффициента усиления в одном из этих каналов тщательным подбором подстроечных резисторов.



В современной микропроцессорной аппаратуре АК неидентичность акустических преобразователей, определенную с помощью установки УПАК-2м, учитывают программным путем.

Гидростатическое давление 5 МПа, создаваемое внутри волновода, позволяет существенно уменьшить влияние воздуха, возникающего на поверхности акустических преобразователей зонда аппаратуры при его размещении в волноводе установки, на погрешности измерений акустических параметров. В случае использования в акустическом зонде аппаратуры магнитострикционных преобразователей создаваемое в установке давление позволяет стабилизировать выходные сигналы этих преобразователей при наличии в них дефектов (плохого склеивания пластин и других).

Вид окна обрабатывающей программы для аппаратуры АК представлен на рисунке 3.13.

Калибровка аппаратуры АК

Вход данных: Протокол Справка

Введите исходные данные:

Прибор: МАК-2

Заводской номер: 123

Калибровщик: В.И.Соколов

21:24:13

Сегодня: 16.12.2007

Калибровка аппаратуры АК

Измеренные значения

Измеренное значение
Инт время 1: 184
Инт время 2: 241
Инт время 3: 514

Загрузка 1: 3

Загрузка 2: 11

Загрузка 3: 19

Обработать данные

Печать протокола

Выход

Результаты обработки по каналу интервального времени

Номер точки контроля	Измеренное значение	Эталонное значение	Оценка абс погрешности	Правда абс погрешности	Степень годности, %
1	184,0	183,0 ± 1,0	1,0	3,0	100
2	241,0	243,0 ± 1,0	-2,0	3,0	100
3	514,0	512,0 ± 1,0	2,0	3,0	100

Результаты обработки по каналу коэффициента затухания

Номер точки контроля	Измеренное значение	Эталонное значение	Оценка абс погрешности	Правда абс погрешности	Степень годности, %
1	3	3,0 ± 1,0	0,0	3,0	100
2	11	10,0 ± 1,0	1,0	3,0	100
3	19	18,0 ± 1,0	1,0	3,0	100

Рекомендация:

Годен к применению

Рис. 3.13. Вид окна обрабатывающей программы для зонда АК

Обычно протокол калибровки и поверки содержит те же сведения, что отображаются в главном окне обрабатывающей программы. Для

удобства документирования результатов метрологических работ протоколы и сертификаты хранятся в формате EXCEL.

§ 4. Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа

В аппаратуре интегрального гамма-каротажа (ГК) в качестве измеряемого параметра принята мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения пластов горных пород. Диапазон измерений МЭД для аппаратуры ГК устанавливают в пределах от 2 до 20 мкР/ч. Пределы допускаемой основной относительной погрешности – $\pm 15\%$. При организации попутных поисков урановых элементов верхний предел диапазона измерений аппаратурой ГК увеличивают до 250 мкР/ч.

Слово «интегральный» подчеркивает, что детектором (стинциляционным счетчиком) аппаратуры ГК регистрируются все гамма-кванты, энергия которых выше порогового уровня – 60 килоэлектронвольт.

При градуировке, калибровке и поверке аппаратуры интегрального ГК используется метод прямых измерений МЭД, воспроизводимой дозиметрической установкой, построенной на основе ампульного источника гамма-квантов «Радий-226» (Ra-226). Значения МЭД воспроизводятся обратно пропорционально квадрату расстояния от центра ампульного источника гамма-квантов до центра кристалла NaJ детектора аппаратуры интегрального ГК. Хотя спектр энергий источника Ra-226 отличается от спектра энергий горных пород, принятый подход вполне приемлем, так как канал интегрального ГК все же в большей степени счетчик гамма-квантов, часто используемый для привязки каротажных кривых к геологическому разрезу. К тому же метод интегрального ГК связан с глинистостью пород. Поэтому величина МЭД по Ra-226 удобна для стандартизации зондов ГК и обеспечения единства геофизических измерений путем



обеспечения прослеживаемости единицы МЭД от государственного эталона России через эталонный геофизический дозиметр.

В настоящее время в геофизике широко применяются два типа дозиметрических установок: установка УАК-ИГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры гамма-каротажа (рис. 3.14); установка УПГК для поверки аппаратуры ГК ручным способом (рис. 3.15).

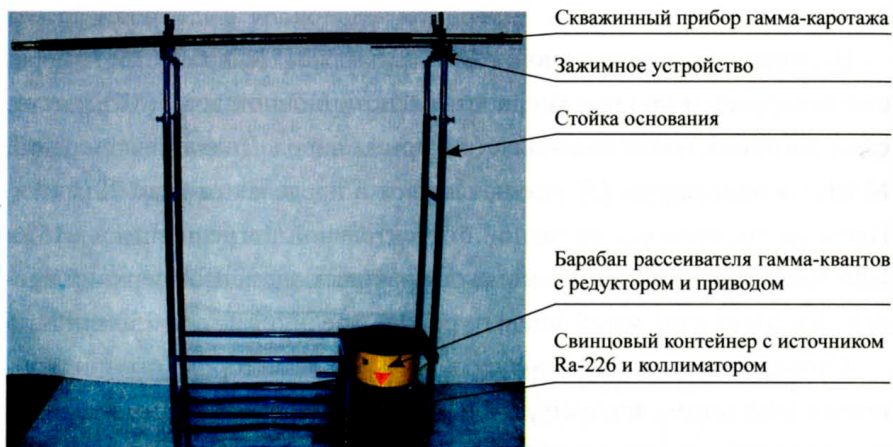


Рис. 3.14. Установка УАК-ИГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры (каналов) гамма-каротажа

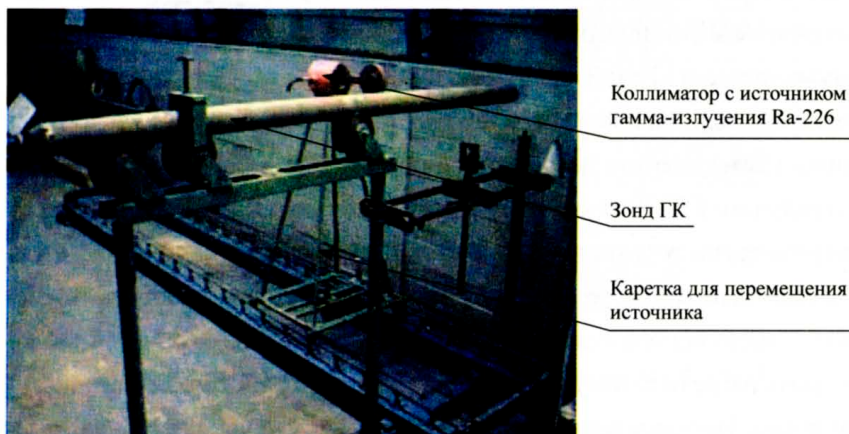


Рис. 3.15. Установка УПГК для калибровки аппаратуры гамма-каротажа

Установка в первом исполнении состоит из контейнера для ампульного источника гамма-квантов с коллиматором, барабана с шестисекторным поглотителем гамма-квантов, блока ручного управления, блока регистрации и сопряжения с компьютером. Ее принцип действия основан на том, что количество гамма-квантов от ампульного источника изменяется на фиксированном расстоянии от него (в детекторе аппаратуры ГК) в зависимости от толщины слоя поглотителя (кварцевого песка). Барабан через редуктор приводится во вращение с помощью шагового двигателя. При повороте барабана на 60° коллимационное окно сначала закрывается сектором, заполненным свинцом, что обеспечивает почти полное поглощение гамма-излучения, и детектором аппаратуры ГК регистрируется МЭД, соответствующая космическому фону. При очередном повороте барабана еще на 60° коллимационное окно перекрывается сектором, в котором находится слой песка максимальной толщины, что обеспечивает воспроизведение очередного значения МЭД в области детектора ГК. В пятой точке контроля регистрируется наибольшее количество гамма-квантов.

Установка не требует периодической переустановки источника Ra -226 в отдельный контейнер, так как одновременно выполняет функции контейнера для хранения источника гамма-квантов, что обеспечивает минимальное облучение персонала при ее использовании. Применяется специальный держатель ампульного источника с целью исключения разного положения источника относительно коллиматора при его периодическом извлечении из установки для длительного хранения в хранилище изотопов.

Установка УАК-ИГК-50 во втором исполнении состоит из балки, установленной на двух опорах, каретки, перемещающейся по балке, коллиматора с ампульным источником гамма-квантов, подвешенного на каретке, блока ручного управления и блока регистрации и сопряжения с компьютером. В ней использован классический принцип дей-



ствия, основанный на изменении количества гамма-квантов от ампульного источника на разном расстоянии от него. Каретка с коллиматором и источником, перемещаясь по балке, останавливается в точках контроля, для которых известны эталонные значения МЭД.

Для установки УАК-ИГК-50 регламентированы следующие основные технические характеристики:

- диапазон воспроизведения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от 5 до 50 мкР/ч;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 5\%$;
- количество точек контроля – 5;
- режимы управления: ручной и автоматический;
- время калибровки одного скважинного прибора не более 20 мин.

Установка УПГК для поверки аппаратуры ГК была построена на базе серийной эталонной дозиметрической установки УПГД и широко применялась на геофизических предприятиях до 2000 года. Она продолжает использоваться и в настоящее время. Установка состоит из основания, по которому перемещается тележка со стандартным коллиматором диаметром 90 мм, где размещается ампульный источник гамма-квантов Ra-226, и устройства крепления (зажимное устройство) скважинного прибора ГК.

Оператор-калибровщик перекачивает тележку с коллимированным источником по полозьям вдоль основания установки таким образом, чтобы каждый раз воспроизводились фиксированные расчетные расстояния от центра источника, МЭД которого на расстоянии 1 м известна и указана в паспорте, до центра детектора гамма-квантов скважинного прибора.

В каждой точке контроля выполняются измерения МЭД прибором интегрального ГК и записываются его показания в протокол калибровки или поверки.

Градуировка. В общем случае градуировочная характеристика (ГХ) канала интегрального ГК представляет собой зависимость частоты сле-

дования импульсов на выходе аппаратуры ГК от МЭД, воспроизводимой на ее входе (в центре кристалла NaJ детектора гамма-излучения). Она имеет линейную зависимость и может быть представлена в виде таблицы, графика или формулы.

Градуировочная характеристика в аналитическом виде представляет собой функцию:

$$N = K_{нк} \cdot W, \quad (3.50)$$

где: N – выходной сигнал – частота следования импульсов (имп/мин); $K_{нк}$ – постоянная гамма-канала; W – МЭД гамма-излучения в центре детектора градуируемой аппаратуры.

Формулу для вычисления МЭД легко получить из (3.50). Она имеет следующий вид:

$$W = \frac{N}{K_{нк}}. \quad (3.51)$$

График функции градуировочной характеристики (3.50) проходит через начало координат, так как при отсутствии гамма-квантов импульсы электрического тока на выходе аппаратуры отсутствуют.

Построение ГХ измерительного канала ГК аппаратуры с использованием источника Ra-226 основано на значении мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, воспроизводимой любой из перечисленных калибровочных установок, и регистрации выходного сигнала аппаратуры. При этом зонд градуируемой аппаратуры ГК помещают в установку таким образом, чтобы центр кристалла зонда находился на оси коллиматора этой установки. Выполняют измерения МЭД, воспроизводимой калибровочной установкой.

Первоначально измеряют зондом ГК не менее 5 раз фон космического гамма-излучения без источника. Определяют среднее значение выходного сигнала канала ГК в импульсах в минуту $\bar{N}_ф$. Затем устанавливают источник в коллиматор установки и последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД ($W_{э}$), приблизительно равные 5, 10, 15, 20 и 50 мкР/ч, и регистрируют выходной сигнал канала ГК в каждой



точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\bar{N}_i$ при каждом воспроизводимом значении МЭД. Затем для каждой точки воспроизведения МЭД из среднего значения выходного сигнала вычитают его среднее значение, соответствующее космическому фону излучения, то есть $\bar{N}_{i-\phi} = \bar{N}_i - \bar{N}_\phi$. Полученные пары данных заносят в таблицу 3.8.

Таблица 3.8

Зависимость выходного сигнала от МЭД

$\bar{N}_{1-\phi}$	$\bar{N}_{2-\phi}$	$\bar{N}_{3-\phi}$	$\bar{N}_{4-\phi}$	$\bar{N}_{5-\phi}$
W_1	W_2	W_3	W_4	W_5

Определяют коэффициент преобразования (постоянную канала) $K_{\text{эк}}$ с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов (МНК):

$$K_{\text{эк}} = \frac{\sum \bar{N}_{i-\phi} \cdot \bar{W}_i - \frac{1}{n} \cdot \sum \bar{N}_{i-\phi} \cdot \sum \bar{W}_i}{\sum \bar{W}_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum \bar{W}_i \cdot \sum \bar{W}_i}. \quad (3.52)$$

Рассмотрим числовой пример.

Пусть в таблицу 3.9 будут занесены, например, следующие пары экспериментальных данных частоты следования импульсов (верхняя строка в имп/мин) и МЭД (нижняя строка в мкР/ч).

Таблица 3.9

Исходные данные для построения градуировочной характеристики (ГХ)

500	1 001	1 500	2 002	5 001
5	10	15	20	50

Определим коэффициент преобразования $K_{\text{эк}}$ методом наименьших квадратов.

Сначала вычислим все суммы, входящие в формулу (3.52).

$$\sum \bar{N}_{i-\phi} = 500 + 1001 + 1500 + 2002 + 5001 = 10\,004$$

$$\sum \bar{W}_i = 5 + 10 + 15 + 20 + 50 = 100$$

$$\sum \bar{N}_{i-\phi} \cdot W_i = 500 \cdot 5 + 1001 \cdot 10 + 1500 \cdot 15 + 2002 \cdot 20 + 5001 \cdot 50 = 325\,100$$

$$\sum \bar{W}_i^2 = 5 \cdot 5 + 10 \cdot 10 + 15 \cdot 15 + 20 \cdot 20 + 50 \cdot 50 = 3\,250.$$

Подставим полученные данные в формулу (3.52):

$$K_{\text{ЭК}} = \frac{325\,100 - \frac{1}{5} \cdot 10\,004 \cdot 100}{3\,250 - \frac{1}{5} \cdot 100 \cdot 100} = \frac{325\,100 - 200\,080}{3\,250 - 2\,000} = \frac{125\,020}{1\,250} = 100,016.$$

Округлим полученный результат до трех значащих цифр и получим $K_{\text{ЭК}} = 100$ (имп/мин) / (мкР/ч). Отбрасывание числа 0,016 вызывает относительную погрешность менее 0,02%.

Таким образом, в нашем примере градуировочная характеристика имеет вид $N = 100 \cdot W$, и ее график представлен на рисунке 3.16.

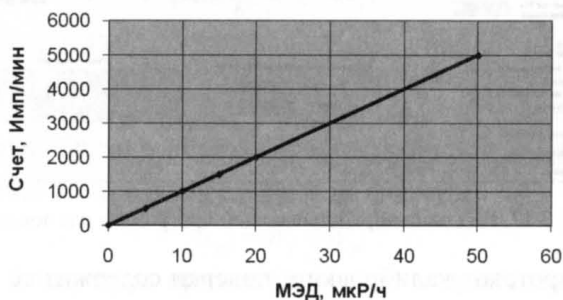


Рис. 3.16. График градуировочной характеристики канала гамма-каротажа

Наибольшие отклонения экспериментальных точек от линии принятой градуировочной характеристики во второй и четвертой точках составляют +0,1%.

В качестве оценки погрешности градуировки следует принять только пределы допускаемой погрешности калибровочной установки, равные, например, $\pm 5\%$, так как остальные погрешности пренебрежимо малы. Данная оценка погрешности градуировки канала ГК значительно



меньше нормированного значения основной относительной погрешности аппаратуры ГК, равного $\pm 15\%$. Следовательно, имеется полная уверенность в годности аппаратуры ГК и поверка после выполнения ее градуировки не требуется.

Вид окна обрабатывающей программы для зонда ГК представлен на рисунке 3.17.

Калибровка аппаратуры интегрального гамма-каротажа от источника Ra-226

Вход данных: Протокол Сервис

Введите исходные данные:

№ Прибор: ПКЛ

Заводской номер: 95

Калибровщик: В.М. Орлов

Счет в Имп/мин

Фон	3745
1	14685
2	21756
3	38941
4	35874
5	51066
Сс	4988

Счет от Сс без фона: 1243

Запись фона

Запись от источника Радий

Запись от источника Кобальт

Обработать данные

Печать протокола

Выход

Первичная градуировка аппаратуры ГК

Вид метрологических работ

☐ Периодическая калибровка

☒ Первичная градуировка после ремонта

9:13:43

Сегодня: 12.02.2008

Результаты обработки

Счет без фона	Измеренное значение МЗД	Эталонное значение МЗД	Оценка абс. погрешности	Предел абс. погрешности	Степень годности, %
10860	14.5	14.5 ± 1.2	0.0	2.18	Годен 100%
17511	23.4	23.4 ± 1.8	0.0	3.51	Годен 100%
27196	36.3	36.3 ± 2.7	0.0	5.45	Годен 100%
32129	42.9	42.9 ± 3.2	0.0	6.44	Годен 100%
47321	63.2	63.2 ± 4.6	0.0	9.48	Годен 100%

Коэффициент в Имп/мин/мгР/ч

Прямой: 778

Обратный: 758

Рекомендации:

Рис. 3.17. Вид окна обрабатывающей программы для зонда ГК

Обычно протокол калибровки и поверки содержит те же сведения, что отображаются в главном окне обрабатывающей программы. Для удобства документирования результатов метрологических работ протоколы и сертификаты хранятся в формате EXCEL.

Аппаратура ГК поступает на калибровку или поверку не позднее чем через 3 месяца после градуировки. Межкалибровочный (межповерочный) интервал на аппаратуру ГК конкретного типа указан в «Руководстве по эксплуатации» и в «Методике калибровки».

Методика калибровки и поверки измерительного канала аппаратуры ГК с использованием источника Ra-226 основана на прямых из-

мерениях мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, воспроизводимой любой из перечисленных установок. Зонд аппаратуры ГК помещают в установку таким образом, чтобы центр кристалла зонда совпадал с осью коллиматора установки. Выполняют измерения МЭД, воспроизводимой установкой.

Первоначально зондом ГК измеряют фон космического гамма-излучения не менее 5 раз. Заносят в протокол калибровки среднее значение выходного сигнала канала ГК в импульсах в минуту $\bar{N}_\phi$. Затем на установке последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД W_{zi} , приблизительно равные 5, 10, 15, 20 и 50 мкР/ч, и регистрируют выходной сигнал в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\bar{N}_i$.

Измеренные значения МЭД W_i в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$W_i = \frac{1}{K_{зк}} (\bar{N}_i - \bar{N}_{\phi i}), \quad (3.53)$$

где $K_{зк}$ – постоянная канала ГК, определяемая при градуировке канала интегрального ГК и измеряемая в $\frac{\text{имп/мин}}{\text{мкР/ч}}$.

Калибровка. Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{zi}. \quad (3.54)$$

Поверка. Аппаратура признается годной к применению по калибруемому каналу ГК, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq |\Delta_{opi}| = 0,15 \cdot W_{zi}. \quad (3.55)$$

В случае если указанное неравенство не выполняется, но прибор ГК не имеет явных признаков нарушения работоспособности и оценки погрешности незначительно превышают нормированные значения, то его с незначительной потерей точности можно переградуировать – определить новое приближенное значение коэффициента преобразования



(постоянной канала ГК) по формуле (первая пара данных отбрасывается)

$$K_{\text{ЭК}} = \frac{1}{4} \sum_{i=2}^5 \frac{\bar{N}_i - \bar{N}_\phi}{W_{\text{Э}i}}. \quad (3.56)$$

Например, аппаратура ГК поступила на калибровку в метрологическую службу предприятия с графиком, представленным на рис. 3.16.

Пусть в таблицу 3.10 будут занесены, например, следующие пары экспериментальных данных – частоты следования импульсов (верхняя строка – среднее арифметическое показаний аппаратуры в имп/мин) и эталонное значение МЭД (нижняя строка в мкР/ч).

Таблица 3.10

Исходные данные для построения градуировочной характеристики

$\bar{N}_i$	611	1091	1615	2225	5655
$W_{\text{Э}i}$	5,0	10,0	15,0	20,0	50,0

Пусть средние показания аппаратуры ГК от космического гамма-фона (без источника Ra-226) равны 100 имп/мин. Тогда результаты обработки экспериментальных данных могут быть представлены в виде рабочей таблицы 3.11.

Таблица 3.11

Результаты обработки экспериментальных данных калибровки канала ГК

Номер точки контроля	$\bar{N}_{i-\phi}$ имп/мин	W_i мкР/ч	$W_{\text{Э}i}$ мкР/ч	$\tilde{\Delta}_{oi}$ мкР/ч	Δ_{opi} мкР/ч	$\Delta_{opi\phi}$ мкР/ч	Вероятность годности, %
1	511	5,11	5,0	0,11	0,75	0,35	100
2	991	9,91	10,0	-0,09	1,5	0,7	100
3	1515	15,15	15,0	0,15	2,25	1,05	100
4	2125	21,25	20,0	1,25	3,0	1,4	100
5	5555	55,55	50,0	5,55	7,5	3,5	78

В данной таблице по столбцам применены следующие обозначения и формулы для вычисления всех необходимых параметров в процессе обработки результатов измерений:

$\bar{N}_{i-\phi} = \bar{N}_i - \bar{N}_\phi$ – средние значения выходного сигнала в точках контроля (без фона); $\bar{W}_i = \frac{\bar{N}_{i-\phi}}{100}$ – измеренное значение МЭД в точке контроля; $W_{\text{эи}}$ – эталонное значение МЭД, воспроизводимое калибровочной установкой в точке контроля; $\Delta_{opi} = 0,15 \cdot W_{\text{эи}}$ – предел допускаемой основной абсолютной погрешности аппаратуры ГК; $\Delta_{opi\text{э}}$ – предел допускаемой основной абсолютной погрешности калибровочной установки в точке контроля.

В последнем столбце таблицы указан показатель достоверности поверки (подтверждения соответствия), условно называемый «Вероятность годности» (ВГ) или «Степень годности» (СГ). Он представляется в относительных единицах (чаще всего в %) как вероятность того, что прибор по результатам поверки может оказаться годным.

Вероятность (степень) годности изменяется в пределах от 50 до 100% и вычисляется по формуле:

$$P_{\text{Годн}} = \left(100 - \frac{50 \cdot (|\tilde{\Delta}_o| + \Delta_{op\text{э}} - \Delta_{op})}{\Delta_{op\text{э}}} \right) \%. \quad (3.57)$$

Все вычисленные значения показателя $P_{\text{Годн}}$ более 100% принимаются за 100%, что означает незначительность полученных (вычисленных) оценок абсолютной погрешности СИ по сравнению с допускаемыми пределами погрешности и отсутствие сомнений в его годности по результатам поверки.

Вычислим этот показатель для пятой точки контроля по данным из таблицы 3.11:

$$P_{\text{Годн}} = \left(100 - \frac{50 \cdot (|5,55| + 3,5 - 7,5)}{3,5} \right) = 100 - 22,14 = 77,86 \approx 78\%.$$

Таким образом, достоверность качественной поверки аппаратуры ГК остается под сомнением только в пятой точке контроля.

Краткие выводы.

1. Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа выполняется с использованием одних и тех же эталонных



дозиметрических установок на основе ампульного источника «Радий-226».

2. За оценку погрешности градуировки аппаратуры ГК принимается предел погрешности применяемой дозиметрической установки.

3. За оценку погрешности аппаратуры ГК при ее калибровке и поверке принимается максимальная разность между измеренным и эталонным значениями МЭД, вычисленная во всех точках ее метрологического контроля.

4. Качество калибровки и поверки аппаратуры ГК определяется показателем качества, равным отношению предела допускаемой погрешности аппаратуры ГК к пределу допускаемой погрешности (или оценке погрешности) дозиметрической установки. Качество калибровки и поверки можно считать высоким, если этот показатель более пяти.

5. Достоверность поверки аппаратуры ГК определяется показателем «Вероятность (степень) годности» в каждой точке ее контроля. Достоверность поверки можно считать высокой, если этот показатель более 75%. При меньших его значениях целесообразно вновь выполнить ее градуировку, так как нормированный предел 15% и без того слишком высок. Анализ достоверности путем вычисления вероятности годности целесообразно выполнять и в процессе калибровки аппаратуры ГК, когда потребителю не требуется подтверждение соответствия, но информацию о качестве и достоверности ее метрологического контроля в протоколе можно указать для последующего анализа и принятия решения.

6. Если при калибровке и поверке полученные оценки погрешности превысили нормированный предел 15% более чем в 2,5 раза, то аппаратура ГК не может быть заново градуирована. Метрологическая служба обязана выполнить отбраковку такой аппаратуры и отправить ее в ремонт.

§ 5. Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры стационарного нейтронного каротажа

В качестве измеряемого параметра для аппаратуры стационарного нейтронного каротажа (НК) принят коэффициент водонасыщенной пористости (объемное влагосодержание, K_n) песчаных, кальцитовых или доломитовых горных пород. Он измеряется в диапазоне от 1 до 40% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm (0,9 + 0,01 K_n)\%$.

Аппаратура стационарного НК относится к группе СИ, для которых при градуировке и калибровке (или поверке) используются разные эталоны K_n .

Для градуировки аппаратуры НК с модификациями зондов НГК, ННКт и ННКнт применяют стандартные образцы свойств и состава (эталонные модели пластов и скважины) песчаных, кальцитовых и доломитовых горных пород, пересеченных скважиной, монолитного и насыпного типа (рис. 3.18 и 3.19).



а



б

Рис. 3.18. Стандартные образцы свойств и состава (модели пластов) кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной, монолитного типа:

а) цилиндрический блок мрамора $K_n = 0,8\%$; б) блок известняка $K_n = 14\%$

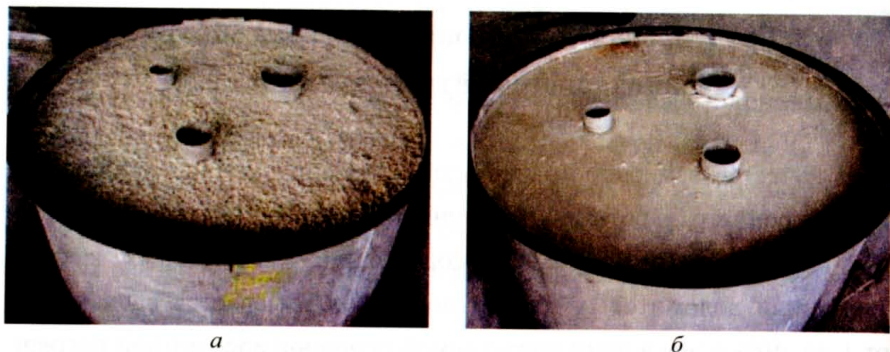


Рис. 3.19. Стандартные образцы свойств и состава (модели пластов) кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной, насыпного типа:

а) однофракционного состава; б) двухфракционного состава

Характеристики государственных стандартных образцов свойств и состава горных пород, пересеченных скважиной (эталонных моделей пластов), хранящихся в корпусе эталонов Центра метрологических исследований «Урал-Гео», приведены в табл. 3.12.

В 1980 г. в СССР были приняты следующие нормальные условия градуировки аппаратуры НК для геологоразведочных скважин: минералогический состав пласта – кальцит; диаметр скважины – 196 ± 1 мм; хлоросодержание в пласте – 0 г/л; хлоросодержание в скважине – 0 г/л; температура воды в скважине – $(20 \pm 1)^\circ\text{C}$.

В настоящее время за нормальное значение диаметра скважины, пересекающей пласт горной породы (вещество-носитель свойств и состава СО), принято значение диаметра в интервале 216 ± 1 мм (для скважин эксплуатационного бурения).

Для калибровки и поверки аппаратуры НК методом прямых измерений применяют комплект имитаторов коэффициента водонасыщенной пористости (рис. 3.20), позволяющих воспроизводить (имитировать) коэффициент водонасыщенной пористости песчаных, кальцитовых или доломитовых горных пород в диапазоне от 1 до 40% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm (0,5 + 0,01 K_{\text{п}})\%$.

Таблица 3.12

**Характеристики государственных стандартных образцов свойств
и состава горных пород**

Тип СО, состав скелета и порового пространства	Коэффициент пористости, %	Плотность, кг/м ³	Диаметр скважины, мм
ГСО-ПВ-32,5%-2118-120-155-216-295 Песчаник однофракционный водонасыщенный	32,5±0,2	2 118±5	120±1; 155±1; 216±1; 295±1
ГСО-ПВ-16,6%-2376-120-155-216-295 Песчаник однофракционный водонасыщенный	16,6±0,2	2 376±6	120±1; 155±1; 216±1; 295±1
ГСО-ПГ 34,5%-1745-216 Песчаник однофракционный газонасыщенный	34,5±0,2	1 745±6	216±1
ГСО-ПГ-17,0%-2200-216 Песчаник двухфракционный газонасыщенный	17,0±0,2	2 200±5	216±1
ГСО-ПВМ150-32,7%-2139-216 Песчаник однофракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	32,7±0,2	2 139±5	216±1
ГСО-ПВМ150-16,0%-2395-216 Песчаник двухфракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	16,0±0,2	2 395±6	216±1
ГСО-КВ-35,4%-2102-124-156-216 Кальцит однофракционный водонасыщенный	35,4±0,2	2 102±5	124±1; 156±1; 216±1
ГСО-КВ-15,9%-2437-124-156-216 Кальцит двухфракционный водонасыщенный	15,9±0,2	2 437±6	124±1; 156±1; 216±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-124 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2 696±5	124±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-156 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2 696±5	156±1
ГСО-КВ-0,8%-2696-216 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8±0,2	2 696±5	216±1

Комплект имитаторов КИП-НК-90 (КИП-НК-73) представляет собой устройство в виде трех коаксиально расположенных тонкостенных

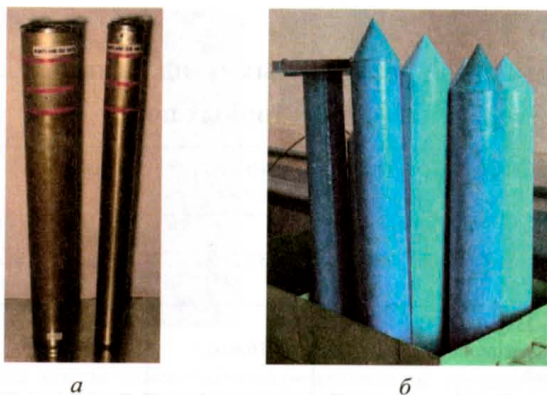


Рис. 3.20. Комплекты имитаторов пористости:
а) – КИП-НК-90 и КИП-НК-60; б) – ИПП

стальных стаканов, погружаемое вместе с зондом НК в емкость с пресной водой. Устройство сначала погружается до нижней отметки (первая точка контроля), затем до средней отметки (вторая точка контроля) и до верхней отметки (третья точка контроля). Для воспроизведения (имитации) коэффициента водонасыщенной пористости при калибровке аппаратуры нейтронного каротажа необходимо, чтобы вода через отверстия в стаканах в области второй и третьей отметок последовательно попадала в пространство между стаканами, вытесняя воздух. По окончании калибровки воду из стаканов имитатора выливают в ту же емкость и готовят имитатор для повторного использования. Имитаторы пористого пласта – ИПП просты в изготовлении (три герметичных цилиндрических стакана в комплекте), но менее радиационно безопасны, так как метролог вынужден трижды поочередно надевать их на прибор с источником нейтронов и затем каждый раз снимать их руками.

Обычно для воспроизведения коэффициента водонасыщенной пористости в нормальных условиях при градуировке и калибровке аппаратуры НГК, ННК-Т, ННК-НТ применяют эталонные модели карбонатных пластов. Однако допускается применять градуировочные

характеристики, построенные с использованием СО пористости песчаных и (или) доломитовых пластов. Например, на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в основном песчано-глинистый разрез.

Наметилась тенденция использования семейства градуировочных характеристик для аппаратуры НК в виде зависимостей ее относительных показаний от коэффициента пористости, построенных отдельно для песчаных, кальцитовых и доломитовых пород, при разном насыщении пласта (вода, нефть, газ) для каждого из номинальных диаметров скважины (124; 155; 196; 216 и 295 мм).

Таким образом, в зависимости от условий измерений для аппаратуры НК из существующего семейства градуировочных характеристик, построенных заранее с использованием эталонных моделей пластов, можно выбирать наиболее подходящую для конкретных геологических условий измерений в скважинах. При измерениях в скважинах целесообразно сначала зарегистрировать показания (выходной сигнал) аппаратуры по одному (НГК) или двум (ННК-Т и ННК-НТ) зондам. Затем в процессе интерпретации после уточнения минералогического состава и характера насыщения каждого конкретного исследуемого пласта применить нужную градуировочную характеристику с минимумом последующих операций, связанных с коррекцией полученного промежуточного результата измерений K_n путем введения поправок.

Однако делаются попытки создания в ущерб точности аппаратуры НК с возможностью записи каротажной диаграммы в единицах коэффициента пористости с использованием стандартной номинальной (типовой) градуировочной характеристики, построенной для нормальных условий кальцитового водонасыщенного пласта, пересеченного скважиной диаметром 196 мм. Такой подход требует высочайшей стандартности и стабильности измерительных каналов аппаратуры НК, что на практике не наблюдается из-за изменений характеристик счетчиков нейтронов и электронных компонентов во времени. Кроме того, требуется



стандартная коррекция всех наиболее существенных влияющих факторов (диаметра скважины, глинистой корки, хлоросодержания в пласте и скважине, химического состава скелета, глинистости, температуры) применительно к условиям продуктивных коллекторов конкретного месторождения (залежи). Но такие обоснованные методики также отсутствуют.

В любом случае метрологические службы на геофизических предприятиях стремятся иметь собственные эталонные модели пластов для выполнения градуировки аппаратуры НК после ее ремонта. Но стабильность построенной градуировочной характеристики (собственно, калибровку и поверку аппаратуры НК) все же целесообразно выполнять с помощью имитаторов пористости, «привязанных» к этой индивидуальной характеристике аппаратуры после ее градуировки в эталонных моделях пластов. Использование имитаторов вместо стандартных образцов (СО) при калибровке и поверке средств измерений позволяет увеличить ресурс дорогостоящих эталонных моделей пластов.

При отсутствии таких собственных моделей пластов метрологическая служба предприятия вынуждена выполнять градуировку аппаратуры НК в имитаторах пористости применительно к тем условиям измерений, которые указаны в сертификате о калибровке этих имитаторов. Построение градуировочной характеристики нестандартной аппаратуры НК с использованием аттестованных имитаторов пористости осуществляется весьма грубо с погрешностью, превышающей допускаемые пределы погрешности аппаратуры.

Градуировочная характеристика аппаратуры НК может быть представлена в виде зависимости относительной частоты следования импульсов на выходе аппаратуры НК от коэффициента пористости или коэффициента пористости от выходного сигнала. Эта зависимость может быть показана в виде таблицы, графика или формулы. Обычно в обрабатывающих программах используются все три формы представления градуировочной характеристики (ГХ) (рис. 3.21).

Введите исходные данные:

И. Прибор: ПРК-П-73
 Заводской номер: 37
 Калибровщик: В.И.Соколов

Условия градуировки:
 Минерал. состав: Кальцит (чистый)
 Насыщенность пор: Вода
 Хлоросодержание в г/л: 0
 Диаметр скважины: 216

Исп./лен в СО: МЗ-1: 42930, МЗ-2: 1964, МЗ-3: 265962
 Исп./лен в ИПП: МЗ-1: 40716, МЗ-2: 1813, МЗ-3: 254379

Обработать данные
 Сохранить новые коэффициенты
 Формирование, просмотр и печать протокола
 Выход

Градуировка аппаратуры ННК-Т в СО

Вид метрологического работ:
☐ Периодическая калибровка в ИПП
☒ Первичная градуировка в СО

Вид градуировочной характеристики:
☒ Параболическая: $A+Bx+Cx^2$
☐ Линейная: $A+Bx$

Результаты обработки

Апп.	Измеренное значение K_0	Эталонное значение K_0	Оценка абс. погрешности	Процент абс. погрешности	Степень точности, %
0.110	0.00	0.00	0.00	1.01	Выше 100%
0.312	15.90	15.90	0.00	1.27	Выше 100%
0.568	35.20	35.20	0.00	1.80	Выше 100%

Коэффициенты $A+Bx+Cx^2$ в стандартных образцах:
 $A = -2.4$
 $B = 73.3$
 $C = 1.9$
 $A_0 = 21.8$

Рекомендации:
 В режиме градуировки всегда новые коэффициенты A, B и C

Рис. 3.21. Вид рабочего окна обрабатывающей программы для зонда ННК-Т

В аналитическом виде градуировочная характеристика аппаратуры НК представляет собой функцию либо параболическую, либо линейную:

$$K_n = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2; \quad (3.58)$$

$$K_n = A + B \cdot \alpha, \quad (3.59)$$

где: $\alpha = \frac{\bar{N}_m \cdot \bar{N}_{бв}}{\bar{N}_б \cdot \bar{N}_{мв}}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам, приведенного к отношению показаний по этим же зондам в воде; A , B и C – коэффициенты полинома.

График функции такой градуировочной характеристики не проходит через начало координат, так как при отсутствии пор (или водорода в порах) импульсы электрического тока на выходе аппаратуры всегда присутствуют.

Градуировка. Градуировку аппаратуры типа ПРК-Л, СРК-73, РК-5-76, СРК-1, РК-3м по каналу ННКт с использованием эталонных моделей кальцитовых пластов, пересеченных скважиной диаметром 216 мм, выполняют в следующей последовательности:

- погружают зонд в емкость с пресной водой, выполняют много-



кратные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{мв}$ и $\bar{N}_{бв}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\bar{\alpha}_в = \frac{\bar{N}_{мв}}{\bar{N}_{бв}}; \quad (3.60)$$

– погружают поочередно зонд в модели пласта СО-КВ-0,8%-2696-216, СО-КВ-15,9%-2437-216 и СО-КВ-35,4%-2102-216, каждый раз выполняя многократные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам;

– определяют средние значения выходного сигнала по малому и большому зондам $\bar{N}_{м1}$, $\bar{N}_{м15}$, $\bar{N}_{м35}$ и $\bar{N}_{б1}$, $\bar{N}_{б15}$, $\bar{N}_{б35}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов по формулам:

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{\bar{N}_{м1}}{\bar{N}_{б1}}; \bar{\alpha}_2 = \frac{\bar{N}_{м15}}{\bar{N}_{б15}}; \bar{\alpha}_3 = \frac{\bar{N}_{м35}}{\bar{N}_{б35}}; \quad (3.61)$$

– определяют параметр α_1 как отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов к отношению сигналов по большому и малому зондам в воде по формулам:

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{\bar{\alpha}_1}{\bar{\alpha}_в}; \bar{\alpha}_2 = \frac{\bar{\alpha}_2}{\bar{\alpha}_в}; \bar{\alpha}_3 = \frac{\bar{\alpha}_3}{\bar{\alpha}_в}; \quad (3.62)$$

– составляют систему уравнений по известным K_{ni} и α_1

$$\begin{aligned} K_{n1} &= A + B \cdot \alpha_1 + C \cdot \alpha_1^2; \\ K_{n2} &= A + B \cdot \alpha_2 + C \cdot \alpha_2^2; \\ K_{n3} &= A + B \cdot \alpha_3 + C \cdot \alpha_3^2; \end{aligned} \quad (3.63)$$

– решают систему уравнений относительно коэффициентов A , B и C , что завершает процесс построения ГХ в виде полинома второй степени.

Можно использовать известный компьютерный алгоритм поиска этих трех коэффициентов, включающий следующую последовательность действий:

$$\begin{aligned}
 b &= \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 & d &= b & q &= k/3 \\
 c &= \alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2 & e &= c & l &= l - q \cdot b \\
 f &= \alpha_1^3 + \alpha_2^3 + \alpha_3^3 & k &= c & m &= m - q \cdot c \\
 m &= \alpha_1^4 + \alpha_2^4 + \alpha_3^4 & l &= f & s &= s - q \cdot p \\
 p &= K_{n1} + K_{n2} + K_{n3} & q &= d/3 & q &= 1/e \\
 r &= K_{n1} \cdot \alpha_1 + K_{n2} \cdot \alpha_2 + K_{n3} \cdot \alpha_3 & e &= e - q \cdot b & C &= (s - r \cdot q)/(m - f \cdot q) \\
 s &= K_{n1} \cdot \alpha_1^2 + K_{n2} \cdot \alpha_2^2 + K_{n3} \cdot \alpha_3^2 & f &= f - q \cdot c & B &= (r - f \cdot C)/e \\
 & & r &= r - q \cdot p & A &= (p - b \cdot B - c \cdot C)/3.
 \end{aligned}$$

Однако, решая систему уравнений методом последовательного исключения переменных, можно сразу получить следующие более простые формулы для вычисления коэффициентов A , B и C :

$$C = \frac{K_{n3} - K_{n2} - (K_{n2} - K_{n1}) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2) / (\alpha_2 - \alpha_1)}{(\alpha_3 - \alpha_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)}; \quad (3.64)$$

$$B = \frac{K_{n2} - K_{n1}}{\alpha_2 - \alpha_1} - (\alpha_2 + \alpha_1) \cdot C; \quad (3.65)$$

$$A = K_{n3} - \alpha_3 \cdot B - \alpha_3^2 \cdot C. \quad (3.66)$$

Если в обрабатывающей программе (рис. 3.24) переключатель вида градуировочной характеристики установлен на «линейная», то ГХ будет построена в виде $K_n = A + B \cdot \alpha$.

Определим коэффициенты B и A_o в формуле (3.63) методом наименьших квадратов:

$$B = \frac{\sum \alpha_i \cdot K_{ni} - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum K_{ni}}{\sum \alpha_i^2 - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum \alpha_i}; \quad (3.67)$$

$$A = \frac{1}{3} \cdot (\sum K_{ni} - B \cdot \sum \alpha_i). \quad (3.68)$$

Примеры графиков полученных параболической и линейной градуировочных характеристик, построенных с использованием программы EXCEL, представлены на рисунке 3.22.

Из рисунка 3.22 видно, что коэффициент A в параболической

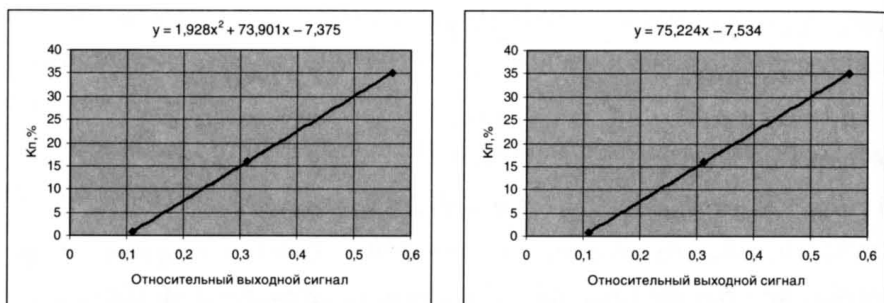


Рис. 3.22. Графики градуировочных характеристик аппаратуры ПРК-Л-73 № 37

и линейной функции отличается всего на 0,16% (в процентах потому, что он соответствует коэффициенту пористости в абсолютных единицах при $\alpha = 0$), а коэффициент В – на 1,27%. Значит, ГХ действительно близка к линейной.

Числовые значения коэффициентов градуировочных характеристик, вычисляемые обрабатывающей программой и программой EXCEL, могут незначительно отличаться в результате округлений исходных данных.

В процесс градуировки аппаратуры НК с использованием СО входит обязательная процедура калибровки имитаторов пористости, с помощью которых в дальнейшем будет осуществляться контроль стабильности построенной градуировочной характеристики во времени.

Измерения аппаратурой НК в имитаторах пористости выполняют сразу же после измерений в воде и в СО с тем же источником нейтронов в следующей последовательности:

- вставляют зонд НК в центральный цилиндр (стакан) комплекта имитаторов (например, КИП-НК-73) и погружают его в емкость с водой до уровня нижней полосы на корпусе устройства;
- выполняют многократные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{м1}$ и $\bar{N}_{б1}$;

- погружают имитатор в воду до уровня второй (средней) полосы на его корпусе, выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{м2}$ и $\bar{N}_{б2}$;
- погружают имитатор в воду до уровня третьей (верхней) полосы на его корпусе, выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{м3}$ и $\bar{N}_{б3}$;
- определяют отношение сигналов по большому и малому зондам по формулам:

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{\bar{N}_{м1}}{\bar{N}_{б1}}; \bar{\alpha}_2 = \frac{\bar{N}_{м2}}{\bar{N}_{б2}}; \bar{\alpha}_3 = \frac{\bar{N}_{м3}}{\bar{N}_{б3}}; \quad (3.69)$$

- определяют параметр α как отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов к отношению сигналов по большому и малому зондам в воде по формулам:

$$\bar{\alpha}_{1ипп} = \frac{\bar{\alpha}_1}{\alpha_в}; \bar{\alpha}_{2ипп} = \frac{\bar{\alpha}_2}{\alpha_в}; \bar{\alpha}_{3ипп} = \frac{\bar{\alpha}_3}{\alpha_в}; \quad (3.70)$$

- используя построенную градуировочную характеристику аппаратуры НК, определяют значения коэффициента водонасыщенной пористости $\bar{K}_{н1ипп}$, $\bar{K}_{н2ипп}$, $\bar{K}_{н3ипп}$, имитируемые комплектом имитаторов пористости, по относительным выходным сигналам аппаратуры, вычисленным по формулам (3.70).

Если градуировка выполнена по обрабатывающей программе, то полученные значения коэффициентов A , B и C и имитируемые значения коэффициента водонасыщенной пористости $\bar{K}_{н1ипп}$, $\bar{K}_{н2ипп}$, $\bar{K}_{н3ипп}$ будут запомнены в специальном INI-файле для их хранения и дальнейшего использования в процессе калибровки и поверки конкретного экземпляра аппаратуры НК. Кроме того, программа формирует протокол градуировки в виде электронной таблицы, содержащий два листа – собственно протокол с таблицами и коэффициентами градуировочной характеристики и отдельно ее график с представлением аналитического вида функции (рис. 3.23).

Если обработка выполнялась вручную, то необходимо зафиксиро-

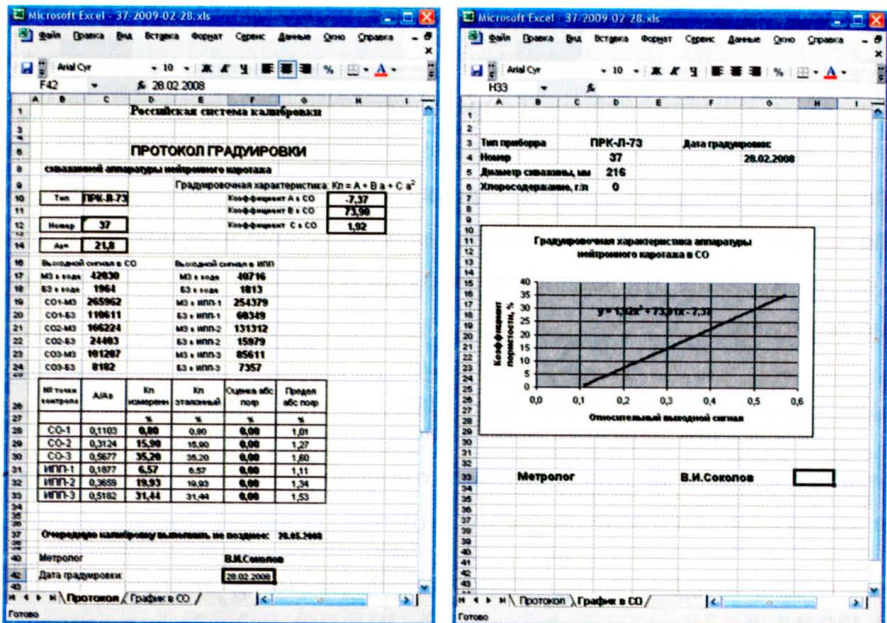


Рис. 3.23. Вид протокола градуировки аппаратуры НК

вать все необходимые данные в протоколе градуировки произвольной формы. Подпись калибровщика, подтверждающая достоверность представленных в протоколе данных, обязательна.

В протоколе градуировки хранится вся первичная информация о выходных сигналах по обоим каналам аппаратуры при измерениях в воде, СО и имитаторах, результаты вычислений относительного выходного сигнала, эталонные (в СО) и имитируемые (в ИПП) значения K_n , значения оцененные и предельно допускаемые значения абсолютной погрешности. В режиме градуировки протоколируются нулевые значения погрешности. Заключение о годности аппаратуры НК к применению по назначению (подтверждением соответствия) не делается.

Калибровка. Калибровку аппаратуры НК с использованием имитаторов выполняют в следующей последовательности:

– погружают зонд в емкость с пресной водой, выполняют много-

кратные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{мв}$ и $\bar{N}_{бв}$:

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\bar{\alpha}_в = \frac{\bar{N}_{мв}}{\bar{N}_{бв}};$$

– погружают зонд с комплектом имитаторов в емкость с водой точно так же, как и при градуировке аппаратуры НК в СО;

– выполняют многократные измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{м1}$, $\bar{N}_{м2}$, $\bar{N}_{м3}$ и $\bar{N}_{б1}$, $\bar{N}_{б2}$, $\bar{N}_{б3}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам по формулам:

$$\bar{\alpha}_1 = \frac{\bar{N}_{м1}}{\bar{N}_{б1}}; \bar{\alpha}_2 = \frac{\bar{N}_{м2}}{\bar{N}_{б2}}; \bar{\alpha}_3 = \frac{\bar{N}_{м3}}{\bar{N}_{б3}};$$

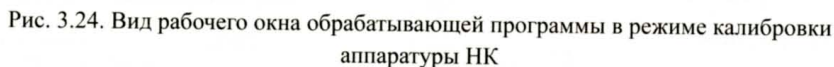
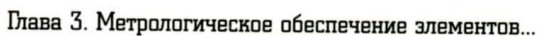
– определяют параметр α по формулам:

$$\bar{\alpha}_{1ИПП} = \frac{\bar{\alpha}_1}{\bar{\alpha}_в}; \bar{\alpha}_{2ИПП} = \frac{\bar{\alpha}_2}{\bar{\alpha}_в}; \bar{\alpha}_{3ИПП} = \frac{\bar{\alpha}_3}{\bar{\alpha}_в}.$$

На рисунке 3.24 показан вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме калибровки аппаратуры НК. При вводе исходных данных записываются счета по малому и большому зондам только при измерениях в воде и в ИПП. В качестве эталонных значений K_n уже используются не значения коэффициента пористости СО, а имитируемые значения, ранее приписанные ИПП на этапе градуировки. При калибровке используется ранее построенная градуировочная характеристика аппаратуры НК. По ней определяются измеренные значения коэффициента водонасыщенной пористости по показаниям аппаратуры в ИПП $\bar{K}_{n1}$, $\bar{K}_{n2}$, $\bar{K}_{n3}$.

Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений в каждой точке контроля определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{o1} = \bar{K}_{n1} - K_{o1}; \tilde{\Delta}_{o2} = \bar{K}_{n2} - K_{o2}; \tilde{\Delta}_{o3} = \bar{K}_{n3} - K_{o3}. \quad (3.71)$$



На рисунке 3.25 приведен вид протокола периодической калибровки аппаратуры НК, сформированного обрабатывающей программой в таблице EXCEL.

Рис. 3.25. Вид протокола периодической калибровки аппаратуры НК

Поверка. Аппаратура НК признается годной к применению (по калибруемому каналу ННКт), если выполняются неравенства:

$$|\tilde{\Delta}_{o1}| \leq |\Delta_{opl}|; |\tilde{\Delta}_{o2}| \leq |\Delta_{op2}|; |\tilde{\Delta}_{o3}| \leq |\Delta_{op3}|,$$

эталонные значения коэффициента водонасыщенной пористости K_{nzi} которых указаны в сертификате об их калибровке (аттестации).

В таблице 3.14 приведен числовой пример заполнения результирующих данных из протокола калибровки аппаратуры ПРК-Л-73 по каналу ННКт с использованием комплекта имитаторов пористости КИП-НК-73, воспроизводящих следующие эталонные значения коэффициента водонасыщенной пористости кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной диаметром 216 мм: 6,57%; 19,9%; 31,4%.

Таблица 3.14

Данные из протокола калибровки аппаратуры НК

№ точки контроля	А/Ав	Измеренное значение K_n	Эталонное значение K_n	Оценка абсолютной погрешности	Пределы абсолютной погрешности	Вероятность годности
		%	%	%	%	%
ИПП-1	0,189	6,64	6,57	0,07	$\pm 1,11$	Годен на 100%
ИПП-2	0,375	20,63	19,93	0,70	$\pm 1,34$	Годен на 100%
ИПП-3	0,534	32,64	31,44	1,20	$\pm 1,53$	Годен на 90%

Оценку абсолютной погрешности находят как разность между измеренным K_{ni} и эталонным K_{nzi} значениями коэффициента пористости в каждой точке контроля. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аппаратуры НК вычисляют по формуле:

$$\Delta_{opi} = 0,01 \cdot K_{ni} \cdot [4,2 + 2,3 \cdot (\frac{40}{K_{ni}} - 1)]. \quad (3.72)$$

Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента водонасыщенной пористости горных пород, отражающая теоретическую прослеживаемость единицы K_n к государственным эталонам России, приведена на рисунке 3.26.

Она содержит четыре поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем.

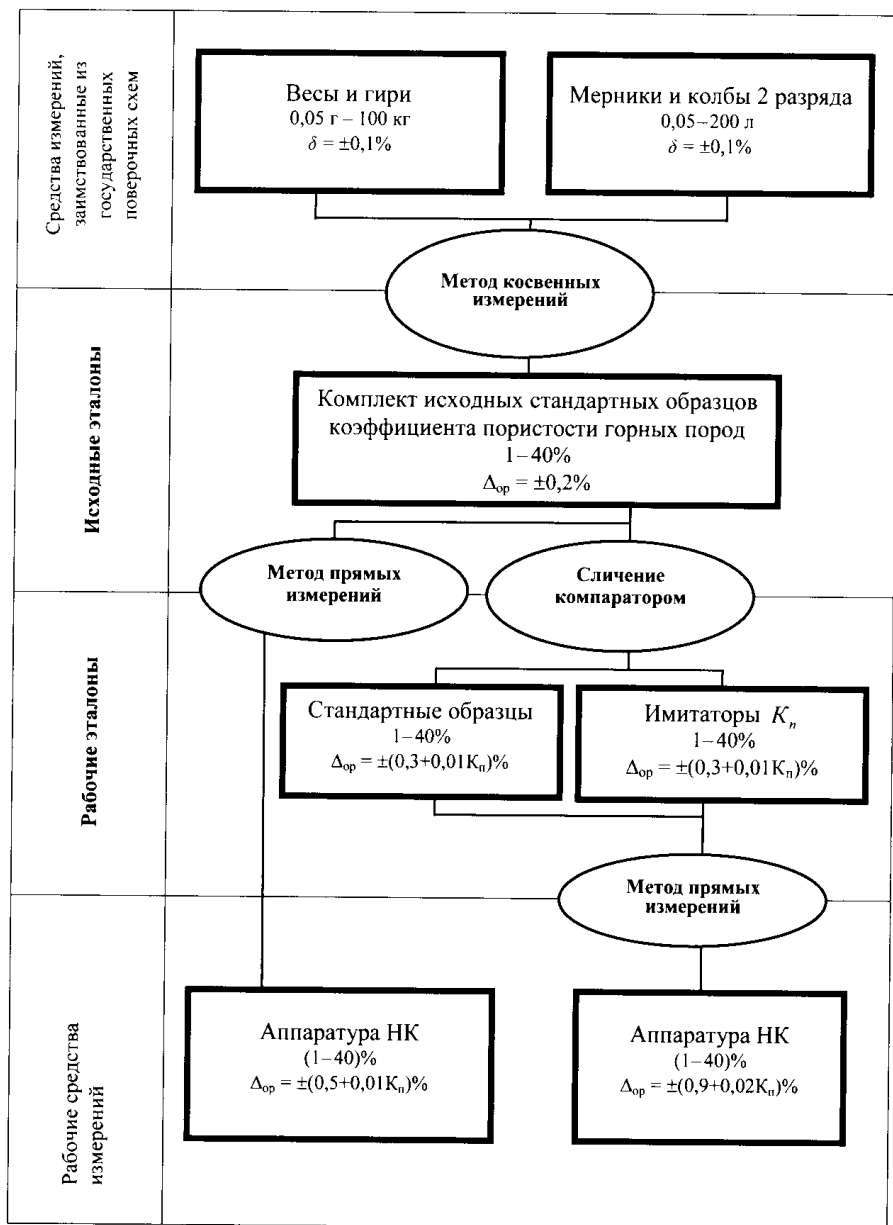


Рис. 3.26. Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента водонасыщенной пористости горных пород, пересеченных скважиной

Весы, гири и мерники необходимы для определения методом прямых измерений K_{Π} комплекта СО водонасыщенной пористости горных пород, пересеченных скважиной номинального диаметра (196 или 216 мм), выполненных в виде монолитных или насыпных моделей пластов. Эти СО расположены на поле «Исходные эталоны».

Исходные СО (исходные эталонные модели пластов) служат для калибровки рабочих СО K_{Π} и имитаторов K_{Π} , расположенных на поле «Рабочие эталоны», методом сличения при помощи компаратора. Они могут использоваться также для калибровки аппаратуры НК повышенной точности.

Рабочая аппаратура НК градуируется с использованием рабочих СО K_{Π} , а калибруется с помощью имитаторов K_{Π} , пластов или в калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами-компараторами НК, градуируемыми в исходных эталонах K_{Π} .

Краткие выводы.

1. Градуировку аппаратуры НК выполняют с помощью СО (моделей пластов), а калибровку и поверку – с помощью имитаторов пористости. Градуировать аппаратуру НК с помощью имитаторов пористости не рекомендуется.

2. Качество поверки аппаратуры НК низкое, ее показатель (отношение пределов погрешностей аппаратуры и эталона) не превышает двух, так как имитаторы пористости сначала калибруются поверяемой аппаратурой, а затем используются для ее собственной периодической поверки.

3. За оценку погрешности градуировки аппаратуры НК принимают пределы погрешности применяемых СО пористости.

4. Достоверность поверки аппаратуры НК определяется показателем «Вероятность (степень) годности» в каждой точке ее контроля. Достоверность поверки с использованием имитаторов можно считать высокой, если этот показатель более 80%, вследствие высокой вероятности возникновения грубых погрешностей.



5. Отбраковку аппаратуры в процессе поверки и отправку ее в ремонт выполняют при условии, если при поверке полученные оценки погрешности превысили нормированный предел в какой-либо точке контроля более чем в два раза.

6. Отсутствие эталонных моделей пластов непосредственно на геофизическом предприятии не дает основания для продолжения измерений аппаратурой НК, признанной по результатам поверки негодной, при оказании геофизических услуг нефтяным компаниям.

§ 6. Градуировка и калибровка аппаратуры плотностного гамма-гамма-каротажа

При выполнении измерений аппаратурой плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П) в качестве измеряемого параметра принята объемная плотность горных пород в диапазоне от 2 000 до 3 000 кг/м³ с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ± 50 кг/м³.

Аппаратура плотностного ГГК, так же как и аппаратура НК, относится к группе СИ, для которых при градуировке и калибровке (или поверке) используются разные эталоны объемной плотности.

Для калибровки и градуировки аппаратуры ГГК-П методом прямых измерений применяют комплект стандартных образцов (СО) водонасыщенной пористости и объемной плотности горных пород, пересеченных скважиной номинального диаметра (196 или 216 мм). Фотография этих СО-НК-ГГК показана на рисунке 3.27.

В Центре метрологических исследований «Урал-Гео» для градуировки аппаратуры плотностного ГГК применяют стандартные образцы объемной плотности горных пород, пересеченных скважиной номинального диаметра (эталонные модели пластов), основные технические характеристики которых приведены в таблице 3.15.

Таблица 3.15

**Основные технические характеристики стандартных образцов
объемной плотности горных пород, пересеченных скважиной**

Название, тип, структура и размеры эталонной модели пласта	Воспроизводимое значение плотности, кг/м ³	Диаметр скважины, мм
Стандартный образец объемной плотности пород ГСО-ПВ-32,5%-2118-120-155-216-295 (модель песчаного пласта насыпного типа; имитатор скважины – дюралюминиевая труба толщиной 2 мм; диаметр корпуса 2,0 м, высота 2,0 м)	2 118 ± 5	216 ± 1
Стандартный образец объемной плотности пород ГСО-ПВ-16,6%-2376-120-155-216-295 (модель песчаного пласта насыпного типа; имитатор скважины – дюралюминиевая труба толщиной 2 мм; диаметр корпуса 2,0 м, высота 2,0 м)	2 376 ± 5	216 ± 1
Стандартный образец объемной плотности кальцитовых пород ГСО-КВ-0,8%-2696-216 (монокристаллический блок диаметром 1,2 м и высотой 1,5 м)	2 696±2	218±1

Для калибровки аппаратуры ГГК-П методом прямых измерений используются имитаторы объемной плотности, общий вид которых показан на рисунке 3.27.

Комплект имитаторов КИП-ГГК (рис. 3.27) представляет собой набор блоков (полупластов) 0,4 x 0,4 x 0,85 м, изготовленных из мрамора, алюминиевых сплавов и чередующихся дюралюминиевых и гетинаксовых пластин. Вдоль длинной стороны блоков-полупластов выполнен проточка диаметром 200 мм, в которую укладывают зонд ГГК таким образом, чтобы коллимационные отверстия зонда были направлены в центр полупласта-имитатора.

Параметры комплекта имитаторов КИП-ГГК представлены в таблице 3.16.

Градуировочная характеристика в общем случае представляет собой зависимость относительной частоты следования импульсов на выходе аппаратуры ГГК-П от объемной плотности. Она может быть представлена в виде таблицы, графика или формулы.



Таблица 3.16

Основные параметры комплекта имитаторов КИП-ГГК

Номер имитатора	Материал – носитель свойств	Имитируемое значение объемной плотности	Пределы абсолютной погрешности
ИП-1	Чередующиеся пластины алюминия и гетинакса	2 070	±20
ИП-2	Сплав АДО	2 590	±15
ИП-3	Сплав В95	2 650	±15
ИП-4	Мрамор	2 740	±20

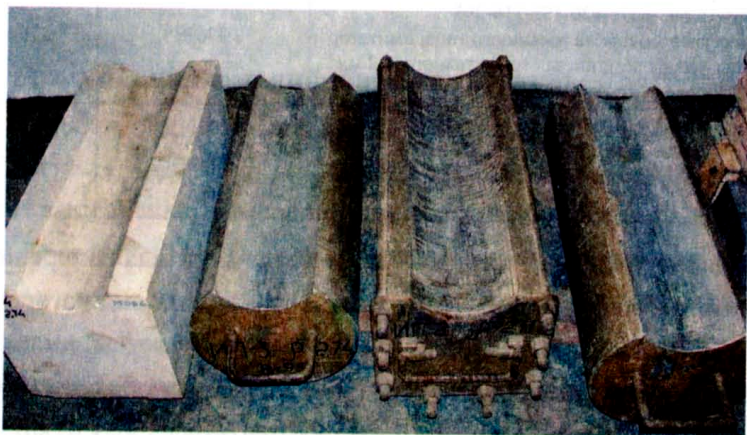


Рис. 3.27. Комплект имитаторов объемной плотности КИП-ГГК для калибровки аппаратуры плотностного ГГК

Градуировочная характеристика для канала ГГК-П в общем аналитическом виде представляет собой функцию, выраженную полиномом второй степени

$$\sigma = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2, \quad (3.73)$$

где: $\alpha = \frac{\bar{N}_m \cdot \bar{N}_{бв}}{\bar{N}_б \cdot \bar{N}_{мв}}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам, приведенного к отношению показаний по этим же зондам в воде; A – смещение градуировочной характеристики относительно начала координат; B и C – коэффициенты, отражающие наклон и кривизну линии; σ – объемная плотность пласта.

Градуировка. Измерения при градуировке аппаратуры типа СГП-2, МАРК-1 и др. по каналу плотности с использованием эталонных моделей пластов выполняют в следующей последовательности:

– погружают зонд в емкость с пресной водой, выполняют пять раз измерения частоты следования импульсов (скоростей счета в имп/мин) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{мв}$ и $\bar{N}_{бв}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\alpha_g = \frac{\bar{N}_{мв}}{\bar{N}_{бв}}; \quad (3.74)$$

– погружают поочередно зонд в модели пласта, эталонные значения плотности которых указаны в сертификате об их калибровке; выполняют измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{ми}$ и $\bar{N}_{би}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\bar{N}_{ми}}{\bar{N}_{би}}; \quad (3.75)$$

– определяют параметр α как отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов к отношению сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\alpha_i = \frac{\alpha_i}{\alpha_g}; \quad (3.76)$$

– эталонные значения плотности и относительные выходные сигналы аппаратуры ГГК-П попарно заносят в таблицу 3.17.

Таблица 3.17

Эталонные значения плотности и относительные выходные сигналы аппаратуры ГГК-П

Относительный выходной сигнал	A_1	A_2	A_3
Объемная плотность	σ_1	σ_2	σ_3

Обычно ГХ аппаратуры ГГК имеет ярко выраженную нелинейность.



Тогда она может быть описана параболической функцией, коэффициенты которой следует определить по формулам:

$$C = \frac{\sigma_3 - \sigma_2 - (\sigma_2 - \sigma_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2) / (\alpha_2 - \alpha_1)}{(\alpha_3 - \alpha_1) \cdot (\alpha_3 - \alpha_2)}; \quad (3.77)$$

$$B = \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\alpha_2 - \alpha_1} - (\alpha_2 + \alpha_1) \cdot C; \quad (3.78)$$

$$A = \sigma_3 - \alpha_3 \cdot B - \alpha_3^2 \cdot C. \quad (3.79)$$

Если ГХ близка к линейной, то ее коэффициенты A и B в формуле (3.79) определяют методом наименьших квадратов по формулам:

$$B = \frac{\sum \alpha_i \cdot \sigma_i - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum \sigma_i}{\sum \alpha_i^2 - \frac{1}{3} \cdot \sum \alpha_i \cdot \sum \alpha_i}; \quad (3.80)$$

$$A = \frac{1}{3} \cdot (\sum \sigma_i - B \cdot \sum \alpha_i). \quad (3.81)$$

Построение градуировочной характеристики аппаратуры ГГК-П аналогично построению ГХ для аппаратуры НК. Поэтому рассматривать числовой пример детально не будем, а покажем некоторые фрагменты типовой обрабатывающей программы для метрологического контроля аппаратуры ГГК-П.

На рисунке 3.28 показан вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме градуировки аппаратуры ГГК-П «МАРК-1». Поскольку программа универсальная и для построения ГХ, и для контроля ее стабильности во времени, то в программе предусмотрены две группы переключателей – одна для выбора вида метрологических работ (градуировка или калибровка), а другая для выбора вида ГХ (линейная или параболическая) (рис. 3.29).

В левой части окна автоматически вводятся необходимые исходные данные «по умолчанию», выбранные в настройках. Сведения о типах и заводских номерах приборов выбираются калибровщиком из базы данных. При необходимости введенные данные можно корректировать с клавиатуры.

Вводите исходные данные:

И 4 Прибор: МАРК-1
Заводской номер: 85
Калибровщик: В.И. Соколов

Исходные данные в СОП:

М3-1	25474	М3-1	28542
М3-2	13583	М3-2	17206
М3-3	20564	М3-3	23738
М3-4	7056	М3-4	9838
М3-5	15816	М3-5	17495
М3-6	4282	М3-6	4366

Исходные данные в ИП:

М3-1	25474	М3-1	28542
М3-2	13583	М3-2	17206
М3-3	20564	М3-3	23738
М3-4	7056	М3-4	9838
М3-5	15816	М3-5	17495
М3-6	4282	М3-6	4366

Результаты обработки:

№-№	Измеренное значение G	Эталонное значение G	Оценка абс. погрешности	Процент абс. погрешности	Степень годности, %
1,9	2187	2187	8	58	
2,9	2437	2437	8	58	
3,8	2696	2696	8	58	

Коэффициенты A, B, C в стандартной обработке:

A = 1,477
B = 346,4
C = 4,9

Рекомендации:

В режиме градуировки всегда вводите новые коэффициенты A, B и C

Обработать данные
Сохранить новые коэффициенты
Формирование, просмотр и печать протокола
Выход

Рис. 3.28. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме градуировки аппаратуры ГГК-П «МАРК-1»

После того как переключатели установлены и введены все данные, нажимается кнопка «Обработать данные». Автоматически заполняются таблица «Результаты обработки» с полями «выходной сигнал», «измеренное значение», «эталонное значение», «оценка погрешности», «предел погрешности» и таблица «Коэффициенты» ГХ. Столбец «Степень годности» в режиме градуировки не заполняется. В текстовом поле «Рекомендации» высвечиваются подсказки калибровщику для принятия решения относительно метрологической исправности аппаратуры ГГК.

Калибровка. Калибровку аппаратуры ГГК с использованием имитаторов плотности выполняют в следующей последовательности:

– погружают зонд в емкость с пресной водой, выполняют многократные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{мв}$ и $\bar{N}_{бв}$;

– определяют отношение сигналов по малому и большому зондам в воде по формуле:



$$\alpha_8 = \frac{\bar{N}_{м6}}{\bar{N}_{б6}}; \quad (3.82)$$

– укладывают поочередно зонд в канавки имитаторов плотности, эталонные значения плотности σ_{ji} которых указаны в сертификате об их калибровке (аттестации); выполняют многократные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{м1}$, $\bar{N}_{м2}$, $\bar{N}_{м3}$ и $\bar{N}_{б1}$, $\bar{N}_{б2}$, $\bar{N}_{б3}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов по формулам:

$$\alpha_1 = \frac{\bar{N}_{м1}}{\bar{N}_{б1}}; \alpha_2 = \frac{\bar{N}_{м2}}{\bar{N}_{б2}}; \alpha_3 = \frac{\bar{N}_{м3}}{\bar{N}_{б3}}; \quad (3.83)$$

– определяют параметр A как отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов к отношению сигналов по большому и малому зондам в воде по формулам:

$$A_1 = \frac{\alpha_1}{\alpha_8}; A_2 = \frac{\alpha_2}{\alpha_8}; A_3 = \frac{\alpha_3}{\alpha_8}; \quad (3.84)$$

– используя прежнюю градуировочную характеристику калибруемой аппаратуры ГГК, представляющую зависимость плотности от параметра α , определим результат измерения плотности $\bar{\sigma}_1$, $\bar{\sigma}_2$, $\bar{\sigma}_3$ по показаниям калибруемой аппаратуры;

– оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой точке контроля определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{o1} = \bar{\sigma}_1 - \sigma_{31}; \tilde{\Delta}_{o2} = \bar{\sigma}_2 - \sigma_{32}; \tilde{\Delta}_{o3} = \bar{\sigma}_3 - \sigma_{33}; \quad (3.85)$$

– аппаратура признается годной к применению по калибруемому каналу ГГК-П, если выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq |\Delta_{opi}| = 50 \text{ кг/м}^3.$$

Калибровочная схема для скважинных СИ объемной плотности горных пород приведена на рисунке 3.30.

Она содержит четыре поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем.

Калибровка аппаратуры плотностного ГГК

Ввод данных Протокол Справка

Введите исходные данные:

Прибор: МАРК-1
Заводской номер: 05
Калибровщик: В.И.Соколов

Условия градуировки:
Материал состава: Кальцит (имитатор)
Насыщение пор: Вода
Диаметр скважины: 216

Имп/лн в СОП
МЗ-1: 0
МЗ-2: 0
МЗ-3: 0
МЗ-3: 0
МЗ-3: 0

Имп/лн в ИП
МЗ-1: 28542
МЗ-2: 17206
МЗ-3: 23738
МЗ-3: 9838
МЗ-3: 17495
МЗ-3: 4366

Обработать данные
Сохранить новые коэффициенты
Формирование, просмотр и печать протокола
Выход

11:02:12
Счетчик: 08.05.2008

Калибровка аппаратуры ГГК в ИП

Вид метрологических работ:
☒ Периодическая калибровка в ИП
☐ Первичная градуировка в СО плотности

Вид градуировочной характеристики:
☒ Параболическая: $A \cdot Bx + Cx^2$
☐ Линейная: $A \cdot Bx$

Результаты обработки

N=Ns	Измеренное значение G	Эталонное значение G	Оценка абс. погрешности	Превал абс. погрешности	Степень годности, %
1.7	2837	2837	0	50	Годен 100%
2.4	2280	2280	0	50	Годен 100%
4.0	2768	2768	0	50	Годен 100%

Коэффициенты $A \cdot Bx + Cx^2$ в стандартных образцах:
 A = 1476.9
 B = 340.4
 C = 6.5

Рекомендация:
 Прибор годен

Рис. 3.29. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме калибровки аппаратуры ГГК-П «МАРК-1»

Весы, гири и мерники необходимы для определения методом прямых измерений плотности комплекта СО объемной плотности горных пород, пересеченных скважиной номинального диаметра (обычно 196 или 216 мм), выполненных в виде монолитных или насыпных моделей пластов. Эти СО расположены на поле «Исходные эталоны».

Исходные СО (исходные эталонные модели пластов) служат для калибровки рабочих СО плотности пород, пластов в контрольной скважине и имитаторов плотности, расположенных на поле «Рабочие эталоны», методом сличения при помощи компаратора. Они могут использоваться также для калибровки аппаратуры ГГК-П повышенной точности.

Рабочая аппаратура ГГК-П калибруется либо с использованием рабочих СО плотности, либо имитаторов плотности, либо с помощью пластов в калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами-компараторами ГГК-П, градуируемыми в исходных эталонах объемной плотности горных пород.

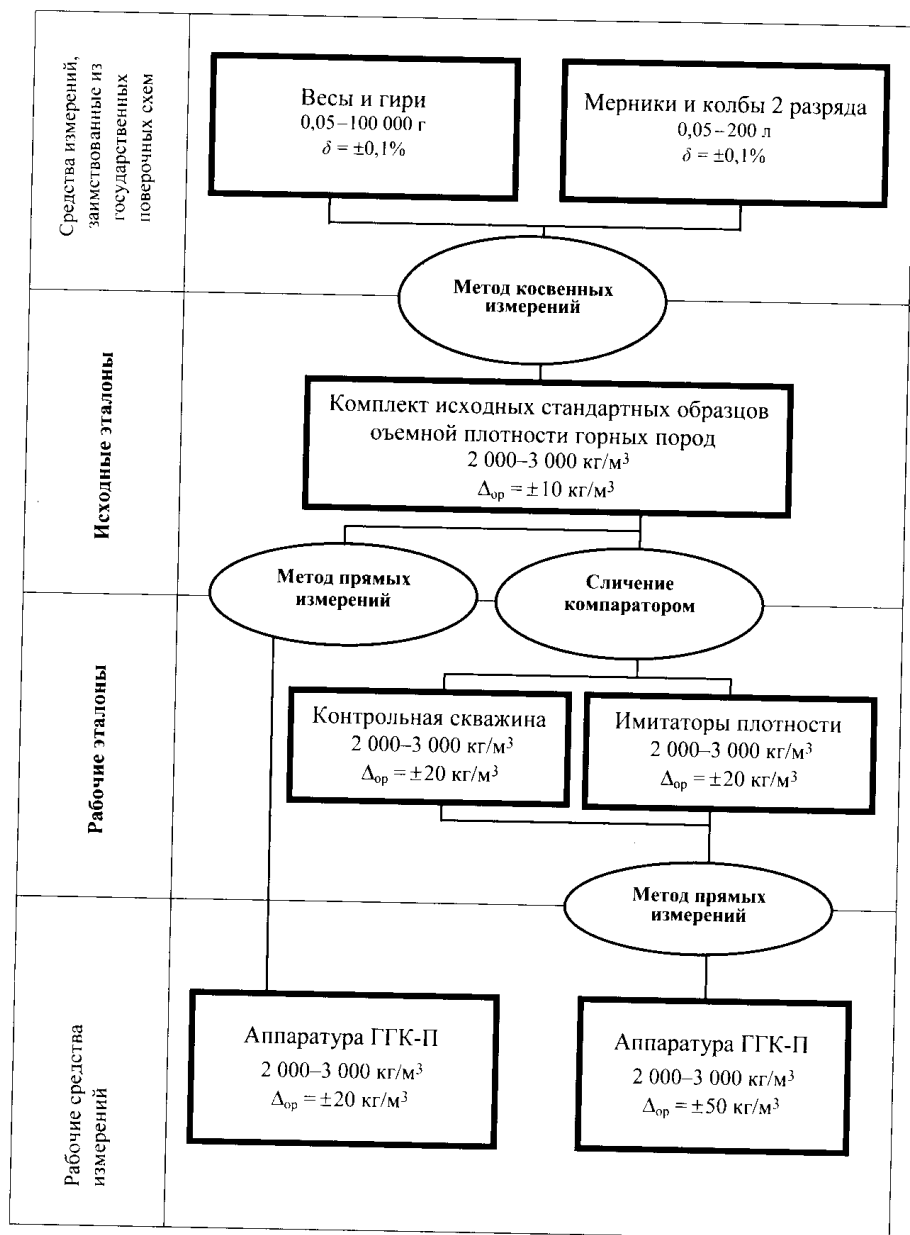


Рис. 3.30. Калибровочная схема для скважинных СИ объемной плотности горных пород

§ 7. Калибровка скважинных гамма-плотномеров-толщиномеров СГДТ-НВ и цементомеров ЦМ-8-16

В аппаратуре СГДТ-НВ в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- объемная плотность вещества в затрубном пространстве горных пород в диапазоне от 1 000 до 2 000 кг/м³ с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ± 150 кг/м³;
- толщина стенки труб в диапазоне от 5 до 12 мм с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,5$ мм.

В настоящее время разработаны и внедрены новые эталоны единиц стандартных образцов толщины и плотности (СОПТ) для градуировки аппаратуры СГДТ и ЦМ. Они созданы в виде СО плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1 000, 1 650 и 2 050 кг/м³), в которой расположены стальные трубы разного диаметра – СО толщины стенки обсадной колонны. СО толщины стенки обсадной колонны выполняются в виде колонны из трех эталонных (обработанных на токарном станке) цилиндров разной толщины с двумя дополнительными цилиндрами такого же номинального диаметра, приваренных к торцам эталонной части колонны, для обеспечения центрирования градуируемой аппаратуры.

Номинальный наружный диаметр труб выбирался из ряда: 102, 114, 127, 146, 168, 178, 219, 245, 324 и 430 мм толщиной 5–6, 7–8 и 9–10 мм.

Предусмотрены два варианта размещения колонны стандартных образцов толщины стенки труб в корпусе СО плотности:

- по одной колонне в каждом отдельном корпусе одного СО плотности;
- по несколько колонн в отдельном корпусе одного СО плотности.

Фото общего вида эталонов плотности вещества в затрубном про-



странстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ по варианту 1 представлено на рисунке 3.31, а его параметры – в таблице 3.18.

Конструктивно эти СОТП выполнены в виде шести цилиндрических стаканов высотой по 3,5 м и диаметром по 1 620 мм с расположенными внутри стакана стальными колоннами диаметром: 102, 114, 146, 168, 178, 219, 245, 324, 430 мм. Каждая колонна состоит из трех составных цилиндров высотой по 1 м с разной толщиной стенки (рис. 3.31).

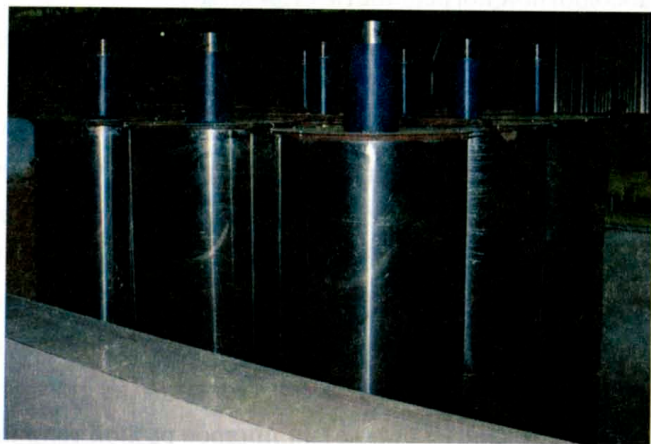


Рис. 3.31. Общий вид участка эталонов плотности вещества в затрубном пространстве обсадных колонн для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ

Таблица 3.18

Аттестованные характеристики СОТП

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
СОТП-1000-146-6,4-7,9-9,3	146	1 000	6,4; 7,9; 9,3
СОТП-1630-146-5,7-8,3-9,0	146	1 630	5,7; 8,3; 9,0
СОТП-2030-146-5,6-8,3-8,6	146	2 030	5,6; 8,3; 8,6
СОТП-1000-168-6,1-8,1-10,2	168	1 000	6,1; 8,1; 10,2
СОТП-1630-168-6,6-8,1-9,6	168	1 630	6,6; 8,1; 9,6
СОТП-2030-168-6,7-8,1-9,6	168	2 030	6,7; 8,1; 9,6
СОТП-1000-245-5,7-7,2-8,7	245	1 000	5,7; 7,2; 8,7
СОТП-1630-245-7,1-8,5-10,1	245	1 630	7,1; 8,5; 10,1
СОТП-2030-245-7,4-8,9-10,5	245	2 030	7,4; 8,9; 10,5

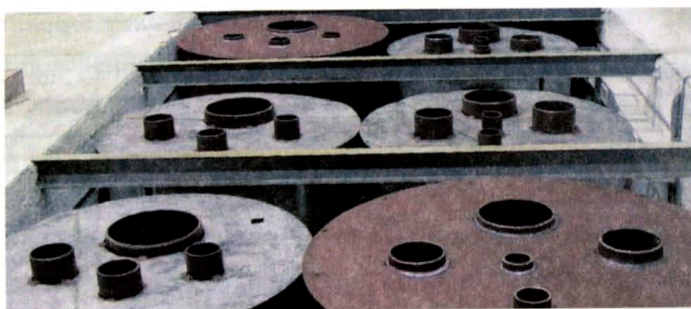


Рис. 3.32. Комплект СО плотности вещества в затрубном пространстве колонн диаметром: 114, 146, 168, 178, 219, 245, 324, 430 мм

Таблица 3.19

Аттестованные характеристики СОТП для СГДТ и ЦМ

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
СОТП-1000-114-5,2-6,1-7,7	114	1 000	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1640-114-5,1-6,1-7,5	114	1 640	5,1; 6,1; 7,5
СОТП-2070-114-5,2-6,1-7,7	114	2 070	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1000-127-5,4-6,1-7,6	127	1 000	5,4; 6,1; 7,6
СОТП-1640-127-5,6-6,3-7,8	127	1 640	5,6; 6,3; 7,8
СОТП-2070-127-5,6-6,3-7,9	127	2 070	5,6; 6,3; 7,9
СОТП-1000-146-5,3-6,8-7,5	146	1 000	5,3; 6,8; 7,5
СОТП-1640-146-5,1-6,9-7,5	146	1 640	5,1; 6,9; 7,5
СОТП-2070-146-5,3-6,8-7,6	146	2 070	5,3; 6,8; 7,6
СОТП-1000-168-5,7-6,8-9,3	168	1 000	5,7; 6,8; 9,3
СОТП-1640-168-5,8-6,9-9,2	168	1 640	5,8; 6,9; 9,2
СОТП-2070-168-5,8-7,4-9,2	168	2 070	5,8; 7,4; 9,2
СОТП-1000-178-6,2-7,1-7,9	178	1 000	6,2; 7,1; 7,9
СОТП-1640-178-6,2-7,4-8,2	178	1 640	6,2; 7,4; 8,2
СОТП-2070-178-6,8-7,7-8,5	178	2 070	6,8; 7,7; 8,5
СОТП-1000-219-6,3-6,9-8,4	219	1 000	6,3; 6,9; 8,4
СОТП-1640-219-6,6-8,1-9,8	219	1 640	6,6; 8,1; 9,8
СОТП-2070-219-6,2-8,3-9,0	219	2 070	6,2; 8,3; 9,0
СОТП-1000-245-7,3-9,1-10,6	245	1 000	7,3; 9,1; 10,6
СОТП-1640-245-6,4-8,0-9,1	245	1 640	6,4; 8,0; 9,1
СОТП-2070-245-7,5-8,5-10,8	245	2 070	7,5; 8,5; 10,8
СОТП-1000-324-3,3-5,7-8,4	324	1 000	3,3; 5,7; 8,0



Продолжение таблицы 3.19

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
СОТП-1640-324-4,4-7,2-8,0	324	1 640	4,4; 7,2; 8,4
СОТП-2070-324-3,1-5,8-6,4	324	2 070	3,1; 5,8; 6,4
СОТП-1000-432-7,9-9,4-14,1	432	1 000	7,9; 9,4; 14,1
СОТП-1640-432-7,9-8,9-12,3	432	1 640	7,9; 8,9; 12,3
СОТП-2070-432-8,8-9,6-14,1	432	2 070	8,8; 9,6; 14,1

Стандартные образцы плотности с колоннами диаметром 146, 168 и 178 мм предназначены для калибровки скважинных гамма-плотномеров-толщиномеров СГДТ-НВ (СГДТ-НВЦ, СГДТ-100) по каналам толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве.

Стандартные образцы с колоннами диаметром: 102, 114, 219, 245, 324, 430 мм предназначены для калибровки скважинных гамма-цементномеров ЦМ-3-4, ЦМ-8-10 и ЦМ-12-16 по каналам толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве. Конструктивно все эти насыпные модели с колоннами выполнены одинаково и отличаются только составом вещества в затрубном пространстве.

Длина зонда толщиномера аппаратуры СГДТ и ЦМ равна 210 мм, зонда плотномера – 420 мм. Вследствие того что канал плотномера измеряет плотность вещества всегда через обсадную колонну, то минимальная длина стандартного образца колонны заданной толщины должна быть не менее 600 мм.

Расстояние от наружной стенки колонны до внутренней стенки корпуса СО (или до соседней колонны) должно быть не менее глубинности зонда канала плотномера – около 300 мм. Но реальные исследования аппаратуры СГДТ-НВ в бочке с пресной водой показали, что ее выходные сигналы по обоим каналам не изменяются при приближении прибора к корпусу бочки на расстояние до 240 мм. Значит, при наличии колонны и вещества с большей плотностью это расстояние может быть меньше 230 мм.

Толщину стенки всех образцов труб в составе каждого эталона измеряют поверенным ультразвуковым толщиномером «Взлет-2м» с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,025$ мм по всей наружной поверхности образца с шагом 200 мм по длине и в четырех точках равномерно по длине окружности. Измерения толщины стенки каждого из трех образцов выполняют после полной сборки (сварки образцов) колонны из пяти составных частей (два крайних отрезка колонны в измерениях не участвуют).

Воспроизводимые значения плотности вещества в затрубном пространстве определяют косвенным методом путем измерения общего объема засыпки и массы засыпки кварцевого песка до уровня контрольной отметки на внутренней поверхности корпуса СО и объема залитой воды. Плотность пресной воды при температуре 20 °С определяют поверенным ареометром.

Равномерность толщины стенки вдоль образца проверяют также по показаниям эталонного зонда аппаратуры СГДТ-НВ. Этой же аппаратурой проводят исследования неоднородности СО плотности на основе засыпанного в модель кварцевого песка.

Влияние соседних колонн в эталонах плотности, выполненных по многоколонному варианту, определяют путем откачки воды из соседних колонн. Показания аппаратуры по всем селективным каналам плотномеров не должны изменяться более чем на 1,5%.

Градуировка. Градуировку аппаратуры СГДТ и ЦМ производят сначала при вводе в эксплуатацию, а затем после каждого ее ремонта.

Следует учитывать то обстоятельство, что в существующей аппаратуре типа СГДТ и ЦМ имеются два взаимозависимых нелинейных измерительных канала: канал толщиномеров стальной колонны (его показания зависят от плотности вещества за трубой); канал интегрального плотномеров (его показания зависят от толщины стенки обсадной колонны).



Поскольку отмеченные измерительные каналы взаимозависимы и нелинейные, то СО плотности воспроизводят девять пар значений измеряемых параметров (сочетание трех значений плотности с тремя значениями толщины стенки колонны).

Градуировка аппаратуры СГДТ-НВ, СГДТ-НВЦ, ЦМ3-4, ЦМ8-10, ЦМ8-12 и ЦМ12-16 осуществляется по результатам измерений, выполненных в девяти точках контроля в сочетании трех толщин и трех плотностей однородного вещества в затрубном пространстве для каждого номинального диаметра колонны. Градуировочная характеристика канала интегрального плотномера строится в виде нелинейной функции двух переменных – зависимости плотности от выходного сигнала плотномера и толщины стенки колонны, измеренной каналом толщиномера. Для селективных каналов плотномера ГХ не строятся.

Методической особенностью градуировки аппаратуры СГДТ-НВ является использование ГХ канала толщиномера в виде нелинейной функции одной переменной, а канала интегрального плотномера – в виде функции двух переменных. Следует учитывать, что корректирующая функция для плотномера разная для разных интервалов плотности вещества в затрубном пространстве, а для канала толщиномера строятся три ГХ для трех разных значений плотности заколонного вещества.

Градуировочная характеристика для канала толщиномера в общем виде представляет собой функцию, выраженную полиномом второй степени

$$h = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2, \quad (3.86)$$

где: $\alpha = \frac{\bar{N}_m}{\bar{N}_{m6}}$ – отношение выходного сигнала по малому зонду к его показаниям в воде; A , B и C – коэффициенты полинома второй степени; h – толщина стенки обсадной колонны.

При градуировке канала интегрального плотномера аппаратуры СГДТ-НВ с использованием СО плотности вещества в затрубном пространстве целесообразно строить ГХ в виде нелинейной зависимости

плотности σ от относительного выходного сигнала α и толщины стенки колонны h :

$$\sigma = D + E \cdot (\alpha + K) + F \cdot (\alpha + K)^2, \quad (3.87)$$

где K – корректирующая функция по толщине стенки труб в виде нелинейной зависимости относительного выходного сигнала интегрального плотнотмера от толщины стенки колонны:

$$K = \alpha_n - (G + M \cdot h + N \cdot h^2), \quad (3.88)$$

где: α_n – относительный выходной сигнал плотнотмера при номинальной толщине стенки колонны, например, толщина 7,7 мм для колонны диаметром 146 мм; G , M и N – коэффициенты корректирующего полинома ГХ аппаратуры СГДТ-НВ, которая всегда индивидуальная. Вид главного рабочего окна программы обработки данных СГДТ-НВ в режиме ее градуировки показан на рисунке 3.33, окон ввода данных и результатов обработки – на рисунках 3.34 и 3.35.

В этом окне выводится только счет в воде по семи каналам (для грубого контроля стабильности работы каналов аппаратуры во времени),

Градуировка - калибровка аппаратуры СГДТ-НВ в колонне диаметром 146 мм

Вид: Счетчик Протокол Оправка

Выведите исходные данные:

Н < Прибор > Н СГДТ-НВЦ

Заводской номер: 708

Калибровка: А.А. Вязунов

Условия градуировки

Диаметр колонны, мм: 146

Источника Cs-137

758

Мощность источника: 1,36

Счет в воде, Исполн

Канал	Новый	Прежний
СЧ-1	173013	173013
СЧ-2	180368	180368
СЧ-3	168595	168595
СЧ-4	180366	180366
СЧ-5	176911	176911
СЧ-6	179836	179836
Толщиномер	127162	127162

Заполнить новые коэффициенты

Формирование, просмотр и печать протокола

Завершить работу

Первичная градуировка аппаратуры СГДТ после ремонта

Вид измерений работ:

Периодическая калибровка

Первичная градуировка

Функция преобразования канала толщинотмера

Вид градуировочной характеристики:

Новые коэффициенты

	a	b	c
При 1000 кг/м ³	17,28	-28,00	11,34
При 1620 кг/м ³	19,68	-34,94	18,07
При 2030 кг/м ³	14,40	-16,56	3,03

Прежние коэффициенты

	a	b	c
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00

Функция преобразования канала плотнотмера

Вид ГХ: $d = a \cdot (\alpha + K) + F \cdot (\alpha + K)^2$

Корректирующая функция $K = \alpha_n - (G + M \cdot h + N \cdot h^2)$

Новые коэффициенты:

	d	a	f	g	m	n	Ан
1000-1200	2,35606	-0,25272	0,00736	0,8463			
1500-1700	1,75369	-0,34761	0,02201	0,3823			
1800-2000	0,63382	-0,09966	0,00776	0,1667			

Прежние коэффициенты:

	d	a	f	g	m	n	Ан
1000-1200	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000			
1500-1700	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000			
1800-2000	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000			

Рекомендации:

Рис. 3.33. Вид рабочего окна программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее градуировки



указывается диаметр колонны, тип и мощность источника гамма-излучения, тип и заводской номер градуируемой аппаратуры, а также фамилия калибровщика. Имеется только один переключатель «Вида метрологических работ» – «первичная градуировка» или «периодическая калибровка». По умолчанию переключатель всегда находится в положении «периодическая калибровка».

В главном окне отображаются все коэффициенты функции преобразования канала толщиномера при трех значениях плотности вещества в затрубном пространстве и функции преобразования канала интегрального плотнотера. Причем выводятся как коэффициенты вновь построенных ГХ, так и коэффициенты предыдущих ГХ. Коэффициенты корректирующей функции разные в зависимости от плотности вещества в заколонном пространстве.

Имеются три кнопки управления. После нажатия кнопки «Запомнить новые коэффициенты» в INI-файле сохраняются новые коэффициенты ГХ по обоим каналам, которые в дальнейшем будут использованы в процессе периодической калибровки аппаратуры. Кнопка «Формирование, просмотр и печать протокола» позволяет запомнить вновь сформированный протокол в отдельном файле, идентифицированном по заводскому номеру и дате градуировки или калибровки. Для завершения работы программы имеется отдельная кнопка.

В окне ввода данных отображаются счета (частоты) по каждому из каналов во всех точках предусмотренного метрологического контроля аппаратуры.

Результаты обработки выходных сигналов аппаратуры отображаются в отдельном окне по обоим измерительным каналам, включая средние значения счета, относительный выходной сигнал, измеренное и эталонное значения толщины и плотности, оцененные и нормированные значения абсолютной погрешности, а также степень годности.

Измерения в СО толщины стенки труб и плотности вещества

Ввод сигналов по каналу СГДТ-НВЦ

Ввод из файла Ввод с клавиатуры Выход из режима ввода сигналов

Введите значения выходного сигнала аппаратуры СГДТ-НВЦ при измерениях в СО плотности и толщины в Имг/мин

Плотность СО = 1000 кг/м³

	СИ-1	СИ-2	СИ-3	СИ-4	СИ-5	СИ-6	Толщина
Толщина = 5.4	211929	216877	200440	215036	213577	218614	173380
Толщина = 6.9	169593	173103	158513	171854	171154	175316	186476
Толщина = 8.3	138548	138147	126335	137916	133451	136210	173597

Плотность СО = 1630 кг/м³

	СИ-1	СИ-2	СИ-3	СИ-4	СИ-5	СИ-6	Толщина
Толщина = 4.2	118657	124723	112186	122657	121392	122835	224886
Толщина = 5.7	84939	89330	81009	88159	86069	86873	185036
Толщина = 7.2	69436	71475	64235	63771	68856	71570	154695

Плотность СО = 2030 кг/м³

	СИ-1	СИ-2	СИ-3	СИ-4	СИ-5	СИ-6	Толщина
Толщина = 4.1	55598	59679	54469	60528	59165	59572	233955
Толщина = 5.7	42473	44431	40183	44294	44056	44151	185476
Толщина = 7.1	32164	33842	30666	33671	33891	33857	158029

В воде (без колонны)

	СИ-1	СИ-2	СИ-3	СИ-4	СИ-5	СИ-6	Толщина
Толщина = 0	173013	180368	168699	180366	176911	179836	327162

Ввод сигналов из файла Обработать данные Выход из режима ввода Ввод с клавиатуры

Рис. 3.34. Вид окна ввода данных программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ

Результаты калибровки аппаратуры СГДТ-НВЦ в колонне 146 мм

Результаты обработки выходных сигналов аппаратуры СГДТ-НВЦ

Номер: 708

Канал толщиномеров

Счет. Имг/мин	A/B	Измеренное значение	Эталонное значение	Оценка абсолютной погрешности	Предел абсолютной погрешности	Степень годности
1000 - 5.4	0.54	5.4	5.4 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
1000 - 6.9	0.45	6.9	6.9 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
1000 - 8.3	0.38	8.3	8.3 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
1630 - 4.2	0.69	4.2	4.2 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
1630 - 5.7	0.57	5.7	5.7 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
1630 - 7.2	0.47	7.2	7.2 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
2030 - 4.1	0.72	4.1	4.1 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
2030 - 5.7	0.59	5.7	5.7 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%
2030 - 7.1	0.48	7.1	7.1 ± 0.2	0.0	0.5	Годен 100%

Канал интегрального плотнотера

Счет. Имг/мин	A/B	Измеренное значение	Эталонное значение	Оценка абсолютной погрешности	Предел абсолютной погрешности	Степень годности
1000 - 5.4	1.21	1000	1000 ± 40	0	150	Годен 100%
1000 - 6.9	0.96	1000	1000 ± 40	0	150	Годен 100%
1000 - 8.3	0.77	1000	1000 ± 40	0	150	Годен 100%
1630 - 4.2	0.68	1630	1630 ± 40	0	150	Годен 100%
1630 - 5.7	0.49	1630	1630 ± 40	0	150	Годен 100%
1630 - 7.2	0.39	1630	1630 ± 40	0	150	Годен 100%
2030 - 4.1	0.33	2030	2030 ± 40	0	150	Годен 100%
2030 - 5.7	0.25	2030	2030 ± 40	0	150	Годен 100%
2030 - 7.1	0.19	2030	2030 ± 40	0	150	Годен 100%

Возврат в исходное окно

Рис. 3.35. Вид окна результатов обработки данных программы для аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее градуировки



в затрубном пространстве выполняются в следующей последовательности.

Сначала погружают зонд в емкость с пресной водой, не менее пяти раз выполняют измерения частоты следования импульсов (скоростей счета в имп/мин) по малому (толщиномер) и большому (плотномер) зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{Мв}$ и $\bar{N}_{Бв}$.

Зонд СГДТ (или ЦМ) погружают поочередно в каждую из трех моделей из комплекта СО-ПТ напротив каждого из образцов толщины стенки трубы. Сведения об эталонных значениях плотности $\sigma_{эi}$ и толщины $h_{эi}$ СО должны быть заранее известны и указаны в сертификате об их калибровке.

В каждой из девяти точек контроля выполняют пятикратные измерения частоты следования импульсов по малому зонду и по шести каналам большого зонда. Определяют их средние значения и заносят в таблицу 3.19 для малого и большого зондов.

Таблица 3.19

**Средние значения счета по каналу толщиномера и плотномера
в 9-ти точках контроля**

Толщина стенки	6,0 мм	8,0 мм	10,0 мм
Плотность 1 г/см ³	$\bar{N}_{M1m1n}; \bar{N}_{B1m1n}$	$\bar{N}_{M2m1n}; \bar{N}_{B2m1n}$	$\bar{N}_{M3m1n}; \bar{N}_{B3m1n}$
Плотность 1,6 г/см ³	$\bar{N}_{M2m1n}; \bar{N}_{B2m1n}$	$\bar{N}_{M2m2n}; \bar{N}_{B2m2n}$	$\bar{N}_{M3m1n}; \bar{N}_{B3m1n}$
Плотность 2 г/см ³	$\bar{N}_{M3m1n}; \bar{N}_{B3m1n}$	$\bar{N}_{M2m3n}; \bar{N}_{B2m3n}$	$\bar{N}_{M3m3n}; \bar{N}_{B3m3n}$

В каждой из точек контроля определяют отношение сигнала по малому зонду в моделях пластов к сигналу по малому зонду в воде и отношение сигнала по большому зонду в моделях пластов к сигналу по большому зонду в воде:

$$\alpha_{M1m1n} = \frac{\bar{N}_{M1m1n}}{\bar{N}_{Мв}}; \alpha_{B1m1n} = \frac{\bar{N}_{B1m1n}}{\bar{N}_{Бв}} \text{ и так далее} \quad (3.89)$$

и полученные значения заносят в таблицу 3.20.

Таблица 3.20

**Значения относительного выходного сигнала по каналу
толщиномера и плотнмера в 9-ти точках контроля**

Толщина стенки, мм	6,0	8,0	10,0
Плотность 1 г/см ³	$\alpha_{M1m1n}; \alpha_{B1m1n}$	$\alpha_{M2m1n}; \alpha_{B2m1n}$	$\alpha_{M3m1n}; \alpha_{B3m1n}$
Плотность 1,6 г/см ³	$\alpha_{M1m2n}; \alpha_{B1m2n}$	$\alpha_{M2m2n}; \alpha_{B2m2n}$	$\alpha_{M3m2n}; \alpha_{B3m2n}$
Плотность 2 г/см ³	$\alpha_{M1m3n}; \alpha_{B1m3n}$	$\alpha_{M2m3n}; \alpha_{B2m3n}$	$\alpha_{M3m3n}; \alpha_{B3m3n}$

Рассмотрим числовой пример. Исходные данные для построения градуировочных характеристик примем следующие. Результаты регистрации выходных сигналов аппаратуры СГДТ-НВЦ при измерениях в воде приведены в таблице 3.21.

Таблица 3.21

**Результаты регистрации выходных сигналов аппаратуры
СГДТ-НВЦ при измерениях в воде**

№ измер.	S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщина
1	185112	187957	185512	198355	172171	191640	795396
2	184663	187968	184671	198924	172474	192299	795192
3	185537	189171	186841	198108	170832	191054	795476
Nв	185104	188365	185675	198462	171826	191664	795355

Результаты измерения (показания аппаратуры СГДТ) в СО плотности вещества в затрубном пространстве с тремя значениями толщины стенки труб приведены в таблице 3.22.

Таблица 3.22

**Результаты регистрации выходных сигналов при измерениях
аппаратурой СГДТ-НВ в СО плотности вещества в затрубном
пространстве и толщины стенки труб**

Плотн.	Толщ.		S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщи- номер
1000	7,4	$\bar{N}$	161966	166938	165098	173470	153608	164387	349111
		$\bar{N} / \bar{N}_e$	0,875	0,886	0,889	0,874	0,894	0,858	0,439



Продолжение таблицы 3.22

Плотн.	Толщ.		S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщи- номер
1000	8,0	$\bar{N}$	151521	156020	153047	160641	142732	152621	320519
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,819	0,828	0,824	0,809	0,831	0,796	0,403
1000	9,6	$\bar{N}$	118821	122764	121272	127366	112932	119779	266819
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,642	0,652	0,653	0,642	0,657	0,625	0,335
1650	7,7	$\bar{N}$	81926	84945	82264	88259	79979	84671	365245
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,443	0,451	0,443	0,445	0,465	0,442	0,459
1650	8,0	$\bar{N}$	70649	71826	70809	76015	68666	72493	339036
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,382	0,381	0,381	0,383	0,400	0,378	0,426
1650	9,7	$\bar{N}$	65046	66239	65027	69843	63478	66728	280743
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,351	0,352	0,350	0,352	0,369	0,348	0,353
2000	7,5	$\bar{N}$	37001	37359	36877	39536	36260	38391	370847
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,200	0,198	0,199	0,199	0,211	0,200	0,466
2000	8,0	$\bar{N}$	32762	33749	33616	35438	32270	33392	337450
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,177	0,179	0,181	0,179	0,188	0,174	0,424
2000	9,6	$\bar{N}$	25804	26027	25957	27808	25837	26799	284296
		$\bar{N}/\bar{N}_e$	0,139	0,138	0,140	0,140	0,150	0,140	0,357

Строим градуировочные характеристики аппаратуры СГДТ-НВ по каналу толщины при трех разных значениях плотности 1 000, 1 630 и 2 070 кг/м³, представляющих собой зависимости толщины стенки труб от параметра α_M , и по интегральному каналу плотности вещества в затрубном пространстве (по среднему из показаний по шести каналам) при номинальной толщине стенки труб. Номинальное значение толщины выбирается как наиболее вероятная толщина колонн в скважинах конкретного месторождения.

Таким образом, получаем семейство из 4-х градуировочных характеристик, представленных на рисунках 3.36–3.39.

Итак, построены 4 ГХ аппаратуры СГДТ-НВ для измерений в колоннах с наружным диаметром 146 мм. Аналогичным образом строятся ГХ для измерений в колоннах с диаметром 168 и 178 мм. Всего 12 градуировочных характеристик.

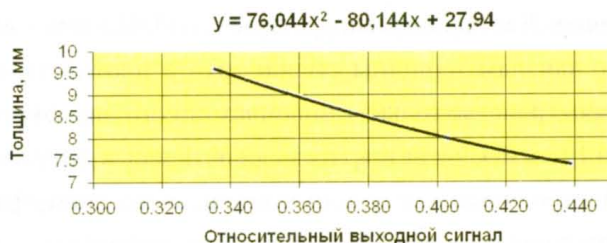


Рис. 3.36. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-Н при плотности 1 000 кг/м³ вещества за колонной диаметром 146 мм



Рис. 3.37. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 1 630 кг/м³ вещества за колонной диаметром 146 мм



Рис. 3.38. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 2 070 кг/м³ вещества за колонной диаметром 146 мм

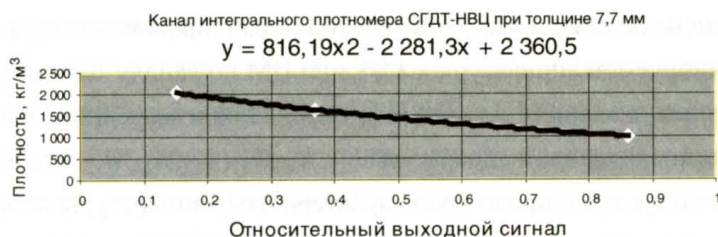


Рис. 3.39. Градуировочная характеристика канала плотнмера аппаратуры СГДТ-НВ при номинальной толщине 7,7 мм колонны диаметром 146 мм



Калибровка. Калибровку аппаратуры СГДТ-НВ производят одновременно по каналам толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве только в колоннах одного диаметра – или 146, или 168, или 178 мм. Считается, что если остались в допускаемых пределах ГХ, построенные для одного номинального диаметра колонны, то для других диаметров эти ГХ будут так же стабильны.

В качестве исходных эталонов при калибровке используются те же модели скважин, содержащие стальную колонну заданной толщины, расположенную в однородной среде заданной плотности, которые использовались при градуировке.

Измерения аппаратурой СГДТ-НВ и обработку из результатов выполняют в следующей последовательности:

- погружают зонд в емкость с пресной водой и регистрируют пять значений выходного сигнала по каждому каналу (скоростей счета в Имп/мин по малому и большому зондам) и определяют их средние значения $\bar{N}_{M6}$ и $\bar{N}_{B6}$;

- погружают поочередно зонд в каждую из трех моделей из комплекта СОПТ напротив каждого из образцов толщины стенки, эталонные значения плотности σ_{zi} и толщины h_{zi} которых указаны в сертификате об их калибровке;

- в каждой из девяти точек контроля выполняют пятикратную регистрацию выходного сигнала и заносят в таблицы 3.19 и 3.20, так же как и при градуировке;

- используя каждую из трех прежних градуировочных характеристик калибруемой аппаратуры СГДТ или ЦМ по каналу толщины (при трех разных значениях плотности), определим измеренные значения толщины по показаниям аппаратуры $h_{11}, h_{21}, h_{31}, h_{12}, h_{22}, h_{32}, h_{13}, h_{23}, h_{33}$;

- используя градуировочную характеристику аппаратуры по каналу плотности, представленную в протоколе «Градуировка» в виде функции плотности от относительного выходного сигнала интегрального

плотномера и толщины стенки колонны, определим измеренные значения плотности $\sigma_{11}, \sigma_{21}, \sigma_{31}, \sigma_{12}, \sigma_{22}, \sigma_{32}, \sigma_{13}, \sigma_{23}, \sigma_{33}$;

– оценки абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений толщины в каждой i -й точке контроля при каждом из трех значений плотности определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oM11} = h_{11} - h_{\text{э}1}; \tilde{\Delta}_{oM12} = h_{12} - h_{\text{э}1}; \tilde{\Delta}_{oM13} = h_{13} - h_{\text{э}1}; \quad (3.90)$$

$$\tilde{\Delta}_{oM21} = h_{21} - h_{\text{э}2}; \tilde{\Delta}_{oM22} = h_{22} - h_{\text{э}2}; \tilde{\Delta}_{oM23} = h_{23} - h_{\text{э}2}; \quad (3.91)$$

$$\tilde{\Delta}_{oM31} = h_{31} - h_{\text{э}3}; \tilde{\Delta}_{oM32} = h_{32} - h_{\text{э}3}; \tilde{\Delta}_{oM33} = h_{33} - h_{\text{э}3}; \quad (3.92)$$

– оценки абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений плотности в каждой i -й точке контроля при каждом из трех значений толщины определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oB11} = \sigma_{11} - \sigma_{\text{э}1}; \tilde{\Delta}_{oB12} = \sigma_{12} - \sigma_{\text{э}1}; \tilde{\Delta}_{oB13} = \sigma_{13} - \sigma_{\text{э}1}; \quad (3.93)$$

$$\tilde{\Delta}_{oB21} = \sigma_{21} - \sigma_{\text{э}2}; \tilde{\Delta}_{oB22} = \sigma_{22} - \sigma_{\text{э}2}; \tilde{\Delta}_{oB23} = \sigma_{23} - \sigma_{\text{э}2}; \quad (3.94)$$

$$\tilde{\Delta}_{oB31} = \sigma_{31} - \sigma_{\text{э}3}; \tilde{\Delta}_{oB32} = \sigma_{32} - \sigma_{\text{э}3}; \tilde{\Delta}_{oB33} = \sigma_{33} - \sigma_{\text{э}3}. \quad (3.95)$$

Проверка. Аппаратура СГДТ-НВ признается годной к применению по каналам толщины и плотности, если выполняются неравенства:

$$\left| \tilde{\Delta}_{oMij} \right| \leq \left| \Delta_{opM} \right| = 0,5 \text{ мм};$$

$$\left| \tilde{\Delta}_{oBij} \right| \leq \left| \Delta_{opB} \right| = 150 \text{ кг/м}^3.$$

Калибровочная схема для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 по каналам плотности вещества в затрубном пространстве и толщины стенки труб приведена на рисунке 3.40.

Комплект стандартных образцов толщины стенки труб на поле эталонов подвергается метрологической аттестации методом прямых измерений с использованием ультразвукового толщиномера. Калибровка канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 осуществляется методом прямых измерений толщины, воспроизводимой стандартными образцами толщины стенки труб.

Комплект стандартных образцов плотности вещества в затрубном пространстве на поле эталонов подвергается метрологической атте-

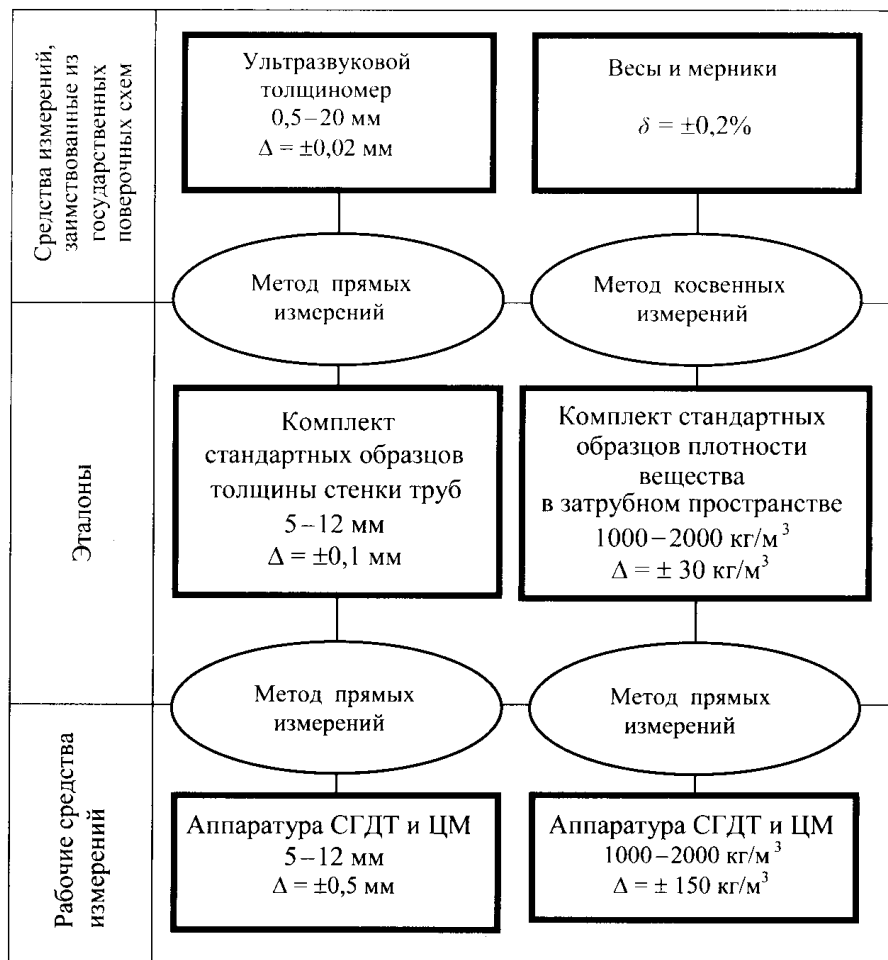


Рис. 3.40. Калибровочная схема для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 по каналам плотности вещества в затрубном пространстве и толщины стенки труб

станции методом косвенных измерений с использованием мерников и весов, заимствованных из государственных поверочных схем.

Калибровка канала плотномера аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 осуществляется методом прямых измерений толщины, воспроизводимой стандартными образцами плотности вещества в затрубном пространстве, при каждом фиксированном значении толщины стенки трубы.

Краткие выводы.

1. Аппаратура СГДТ-НВ содержит два взаимозависимых измерительных канала – толщины стенки стальных труб и плотности вещества в затрубном пространстве.

2. Градуировку и калибровку аппаратуры СГДТ-НВ выполняют с использованием одних и тех же эталонов – стандартных образцов плотности вещества в затрубном пространстве колонны с заданной толщиной стенки для номинальных диаметров 146, 168 и 178 мм.

3. Градуировку канала толщиномера выполняют при трех значениях плотности за колонной; строят три разные градуировочные характеристики.

4. Градуировочную характеристику канала плотномера строят в виде функции двух переменных – зависимость плотности от выходного сигнала интегрального плотномера и толщины колонны. Ее строят таким образом, чтобы при номинальной толщине колонны корректирующая функция по толщине принимала нулевое значение.

5. Калибровку и поверку аппаратуры типа СГДТ и ЦМ выполняют для одного диаметра колонны.

6. Реальные измерения аппаратурой СГДТ и ЦМ выполняются в скважине в неоднородной среде, когда на ее показания оказывают влияние пласт, вертикальный незацементированный канал, эксцентриситет колонны и скважины и другие факторы.

§ 8. Калибровка каверномеров и профиломеров

При измерениях каверномерами и профиломерами в скважинах в качестве измеряемых приняты следующие параметры:

– расстояние между концами противоположных измерительных рычагов (для каверномеров с прижимными башмаками);



– среднее значение диаметра скважины, измеренное двумя парами взаимно перпендикулярных измерительных рычагов (для четырех рычажных каверномеров);

– расстояние от оси прибора до конца измерительного рычага (для скважинных профилемеров).

Каверномеры отличаются от профилемеров тем, что у профилемеров (радиусомеров) измерительные каналы созданы от каждого рычага, а у каверномеров (диаметромеров) используются по два противоположных рычага попарно для каждого измерительного канала.

Современные каверномеры и профилемеры имеют типовые ГХ, поэтому градуировка не требуется. Регистрируется непосредственно диаметр или радиус. Они подвергаются только периодической калибровке или поверке.

При калибровке в качестве эталонов используются измерительные кольца, концевые меры в виде «ромба» и «елки», установки с ручным управлением и автоматизированные установки.

Комплект эталонных колец предназначен для калибровки каверномеров и профилемеров и выполнен в виде набора стальных цилиндров (рис. 3.41).

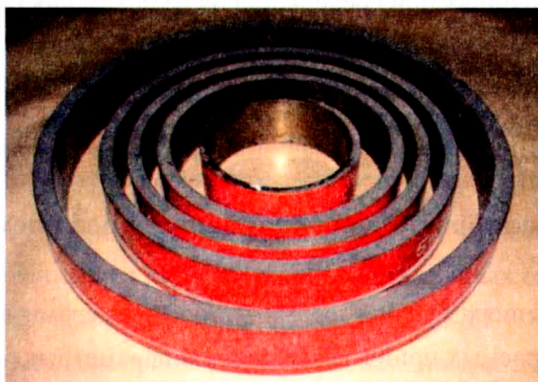


Рис. 3.41. Комплект 5-ти эталонных колец для градуировки и калибровки каверномеров

К недостаткам измерительных колец относится то, что с их использованием не представляется возможным оценивать вариацию показаний (люфты) каверномеров, так как изменение диаметра при заправке рычагов каверномера в кольцо происходит только со стороны меньших значений. Устройства «Ромб» и «Елка» в виде концевых мер длины также не позволяют оценивать вариацию.

На рисунке 3.42 показано фото установки УПК-1 для градуировки и калибровки каверномеров и профиломеров, позволяющей оценивать вариацию показаний каверномеров и профиломеров. В ней вращающийся блок эталонных колец, установленных в одной плоскости, позволяет рычагам каверномера и профиломера скользить по рабочей поверхности и плавно переходить с одного кольца на другое. При вращении в одну сторону рычаги поочередно переходят на одно и то же кольцо со стороны меньших значений, а при вращении блока колец в противоположную сторону – со стороны больших значений. При этом разность показаний каверномера (профиломера) принимается за оценку вариации.

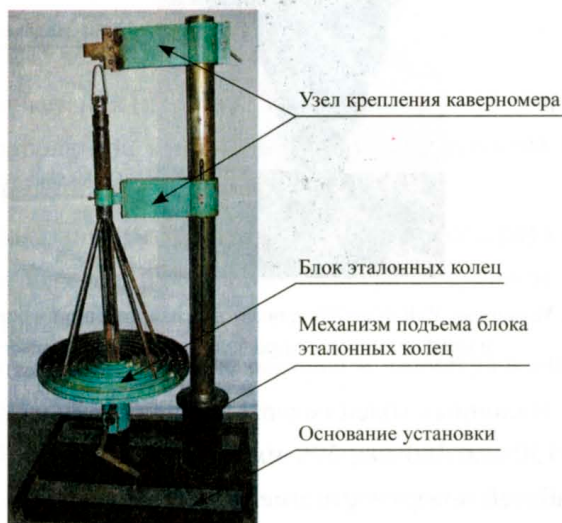


Рис. 3.42. Установка УПК-1 для калибровки каверномеров и профиломеров с определением вариации показаний (люфтов)



Однако такая установка имеет ряд недостатков, связанных с техническими трудностями при выполнении как градуировки каверномеров-профилемеров, так и при проведении калибровочных работ. По мере раскрытия рычагов каверномера приходится приподнимать блок эталонных колец, чтобы рычаги не «выпрыгнули» из кольца большего диаметра. Поверхность эталонных колец изнашивается в результате трения о твердосплавные напайки на измерительных рычагах. Производительность такой установки весьма низкая.

На рисунке 3.43 показана установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров.

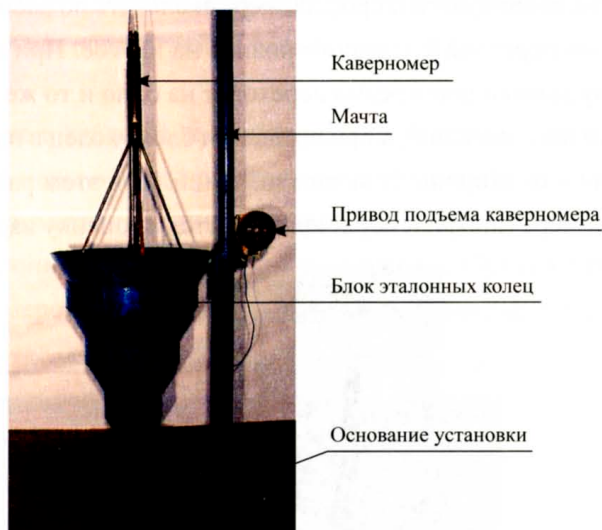


Рис. 3.43. Установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров с определением вариации показаний

Блок эталонных колец содержит четыре кольца с внутренним диаметром 130 мм, 300 мм, 500 мм и 700 мм. Каждое кольцо в средней части рабочей поверхности имеет проточку глубиной 5 мм, обеспечивающую возможность оценки люфтов каверномеров и профилемеров при их вертикальном перемещении.

С помощью подъемного устройства каверномер через неподвижный блок на мачте опускается в блок эталонных колец до упора. После раскрытия рычагов каверномер медленно поднимается из блока эталонных колец, скользя рычагами по рабочей поверхности колец. При этом выполняется запись выходных сигналов каверномера в файл через каротажный регистратор или другим путем.

После завершения измерений в блоке эталонных колец записанные значения выходного сигнала подаются на вход обрабатывающей программы.

Калибровка. Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений в каждой i -й точке контроля (в каждом кольце) определяют по формулам:

– для профиломера

$$\tilde{\Delta}_{oim} = R_{im} - R_{zi}; \quad (3.96)$$

$$\tilde{\Delta}_{oio} = R_{io} - R_{zi}; \quad (3.97)$$

– для каверномера

$$\tilde{\Delta}_{oim} = D_{im} - D_{zi}; \quad (3.98)$$

$$\tilde{\Delta}_{oio} = D_{io} - D_{zi}; \quad (3.99)$$

где: R_{im} и R_{io} – показания (измеренные значения радиуса) профиломера в i -й точке контроля при изменении радиуса со стороны меньших и больших значений;

D_{im} и D_{io} – показания (измеренные значения диаметра) каверномера в i -й точке контроля при изменении диаметра со стороны меньших и больших значений.

R_{zi} и D_{zi} – эталонное значение радиуса и диаметра в i -й точке контроля.

Проверка. Профиломер (каверномер) признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности не превышает нормированных значений, указанных в паспорте калибруемого прибора.



Каверномер признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности не превышает нормированных значений, указанных в паспорте калибруемого каверномера.

Краткие выводы.

1. Каверномеры и профиломеры имеют типовую градуировочную характеристику, поэтому не подвергаются периодической градуировке.
2. Применение измерительных колец и многозначных концевых мер для калибровки и поверки каверномеров (профиломеров) не позволяет оценивать вариацию их показаний и, соответственно, достоверно оценивать их погрешности.
3. Автоматизация калибровки каверномеров и профиломеров на базе блока эталонных колец с проточками на рабочих поверхностях позволяет производительно и качественно оценивать их метрологические характеристики.

§ 9. Градуировка, калибровка и поверка инклинометров

При выполнении угловых измерений скважинными инклинометрами в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- азимутальный угол плоскости наклона оси инклинометра;
- зенитный угол оси инклинометра (угол отклонения оси от вертикали);
- угол вращения инклинометра вокруг собственной оси (визирный или апсидальный угол).

Будем пользоваться следующими определениями применяемых терминов в области инклинометрии скважин:

Настройка инклинометра – процедура юстировки инклинометра, выполняемая при выпуске его из производства или после ремонта. Эта процедура позволяет учесть взаимную неперпендикулярность акселе-

рометров и магнитометров в блоке преобразователей. В результате такой настройки формируется служебная таблица данных, отражающих сигналы с датчиков (первичных преобразователей-акселерометров и феррозондов) в ключевых точках их пространственного положения.

Градуировка инклинометра – процедура определения поправок к показаниям инклинометра, выполняемая при выпуске, после ремонта и в процессе его эксплуатации (формируется таблица поправок или график поправок).

Калибровка инклинометра – периодическая процедура определения реальных границ погрешности инклинометра, выполняемая в процессе его эксплуатации (формируется протокол и сертификат о калибровке).

Поверка инклинометра – периодическая процедура определения погрешности инклинометра и подтверждения соответствия инклинометра нормируемым характеристикам погрешности (подтверждения годности), выполняемая в процессе его эксплуатации (формируется протокол и свидетельство о поверке).

В качестве эталонных средств измерений при градуировке, калибровке и поверке инклинометров применяют следующие:

- установка УАК-СИ-А3В для автоматизированной калибровки скважинных инклинометров;
- установка УПИ-1 для поверки инклинометров;
- установка УКИ-2 для калибровки инклинометров;
- установочный стол инклинометрический УСИ-2 для калибровки инклинометров.

Для настройки инклинометров в заводских условиях используются специальные установки с оптическими угломерами на основе призм, воспроизводящие изменение углов через каждые 5° с пределами основной абсолютной погрешности не более одной угловой минуты.

Установка УАК-СИ-360/180 относится к наиболее совершенным инклинометрическим установкам. Она предназначена для автоматизи-



рованной калибровки магнитометрических и гироскопических инклинометров методом прямых измерений углов, воспроизводимых эталонной установкой.

Конструктивно установка выполнена из немагнитных материалов в виде жесткой рамки, вращающейся вокруг вертикальной оси, с зажимным узлом для крепления инклинометра, вращающимся вокруг горизонтальной оси в рамке (рис. 3.44).

Установка воспроизводит следующие углы:

- азимутальные в диапазоне от 0 до 360° с пределами основной абсолютной погрешности ± 15 угловых минут;
- зенитные в диапазоне от 0 до 180° с пределами основной абсолютной погрешности ± 3 угловые минуты;
- углы вращения прибора вокруг собственной оси в диапазоне от 0 до 360° с пределами основной абсолютной погрешности ± 15 угловых минут.



Привод вращения вертикальной оси с редуктором и эталонным датчиком азимута

Привод оси вращения прибора с эталонным датчиком апсидальных углов

Привод вращения горизонтальной оси с редуктором и эталонным датчиком зенитных углов

Узел крепления инклинометра

Устройство балансировки

Инклинометр

Основание установки

Рис. 3.44. Установка УАК-СИ для калибровки инклинометров

При проведении градуировки инклинометров должны отсутствовать вибрации, тряска, удары, электрические и магнитные поля, являющиеся источником погрешности выполняемых угловых измерений.

Перед проведением градуировки инклинометра рекомендуется выполнить следующие подготовительные операции:

- ознакомиться с техническим описанием и руководством по эксплуатации градуируемого инклинометра;
- соединить скважинную и наземную части инклинометра через эквивалент кабеля;
- выполнить мероприятия по обеспечению условий безопасности;
- выдержать во включенном состоянии измерительную аппаратуру не менее 15 минут.

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено отсутствие механических повреждений инклинометра, влияющих на его работоспособность и метрологические характеристики.

При подготовке инклинометра к измерениям выполняют операции в соответствии с указаниями (по методике), изложенными в технической документации на него.

Методика градуировки инклинометров по каналу зенитных углов

Градуировка инклинометра по каналу зенитного угла выполняется в режиме без введения поправок в обрабатывающей программе инклинометра в следующих точках контроля, указанных в таблице 3.23 в угловых градусах.

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой УАК-СИ, равный 0° (по шкале или по показаниям эталонного измерителя азимута), и требуемое значение визирного угла.

Запустить управляющую и обрабатывающую программу «Калибровка инклинометров». Из списка приборов выбрать необходимый



Таблица 3.23

Точки контроля зенитных углов оси инклинометра в процессе градуировки

Тип инклинометра	Точки контроля зенитного угла	При следующих значениях визирного угла
ИОН-1 ИОН-2	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 120°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по зениту
ИМММ-73 ИММН-73	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100°	При любом угле
ИММН-73А МИН	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100°	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315°
ИММН-60 ИММН-36	1; 3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100°	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315°

тип и номер калибруемого инклинометра. Нажать кнопку «Новое измерение», выбрать из списка фамилию калибровщика, выбрать режим **«Градуировка»** и нажать кнопку **«Начать»**. Выбрать закладку **«Зенитный угол»**, нажать кнопку «Пуск шага». После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения зенитных углов и считываться показания инклинометра по каналу зенитных углов.

Методика градуировки инклинометров по каналу азимута

Градуировка инклинометра по каналу азимутальных углов выполняется в обрабатывающей программе инклинометра в режиме без введения поправок в следующих точках контроля, указанных в таблице 3.24 в угловых градусах.

Установить значение визирного угла, равное «0».

Запустить управляющую и обрабатывающую программу «Калибровка инклинометров». Из списка приборов выбрать необходимый тип и номер калибруемого инклинометра. Нажать кнопку «Новое измерение», выбрать режим «Градуировки» и нажать кнопку «Начать». Выбрать закладку «Азимутальный угол», выбрать из списка зенитный угол «3», визир «0» и нажать кнопку «Пуск шага». После чего на установке

Таблица 3.24

Точки контроля азимутальных углов инклинометра в процессе градуировки

Тип инклинометра	Точки контроля азимута	При следующих значениях зенитного и визирного углов
ИОН-1 ИОН-2	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по азимуту
ИМММ-73 ИММН-73	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3; 30; 60; 90 При любом значении визирного угла
ИММН-73А МИН	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3; 30; 60; 90 Визир: 0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330
ИММН-60 ИММН-36	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3; 30; 60; 90 Визир: 0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330

автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при зенитном угле, равном 3° , и считываться показания инклинометра по каналу азимутов.

Выбирать из списка последовательно визирные углы «45», «90», «135», «180», «225», «270» и «315» и каждый раз нажимать кнопку «Шаг». После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при зенитном угле, равном 3° , при визирном угле «45», «90», «135», «180», «225», «270» и «315», и каждый раз считываться показания инклинометра по каналу азимутов.

По окончании 8-го цикла измерений азимута при визирном угле «315» выбрать из списка зенитный угол «30» и повторить измерения азимута при всех восьми заданных визирных углах.

По окончании цикла измерений азимута при всех визирных углах выбрать из списка зенитный угол «60» и повторить измерения азимута при всех заданных визирных углах, а затем – «90» и снова повторить измерения азимута при всех заданных визирных углах.

По окончании всего цикла запланированных измерений нажать кнопку «Выход с обработкой». После чего в базу данных запишется



необходимая информация о выполненной градуировке и будет сформирован протокол градуировки и график поправок, которые можно просмотреть, нажав кнопки «Протокол» и «График поправок» главного меню рабочей метрологической управляющей и обрабатывающей программы.

Калибровка инклинометров выполняется с целью подтверждения стабильности индивидуальной функции преобразования (индивидуального графика функции поправок) или номинальной функции преобразования (без графика поправок).

Перед проведением калибровки инклинометра рекомендуется выполнить те же подготовительные операции, что и при градуировке.

Методика калибровки инклинометров по каналу зенитных углов

Калибровка инклинометра по каналу зенитного угла выполняется в режиме с введением поправок в обрабатывающей программе инклинометра в следующих точках контроля, указанных в таблице 3.25 в угловых градусах.

Таблица 3.25

Точки контроля зенитных углов оси инклинометра в процессе калибровки

Тип инклинометра	Точки контроля зенитного угла	При следующих значениях визирного угла	Нормированные пределы основной абсолютной погрешности
ИОН-1 ИОН-2	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 120°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по зениту	$\pm 15''$
ИМММ-73 ИММН-73	3; 5; 10; 30; 60; 90	При любом	$\pm 15''$
ИММН-73А	3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 15''$
МИН	3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 15''$
ИММН-60	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 12''$
ИММН-36	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 15''$

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой, равный 0° .

Запустить управляющую и обрабатывающую программу «Калибровка инклинометров». Из списка приборов выбрать необходимый тип и номер калибруемого инклинометра. Нажать кнопку «Новое измерение», выбрать из списка фамилию калибровщика, выбрать режим «Калибровки» и нажать кнопку «Начать». Выбрать закладку «Зенитный угол», нажать кнопку «Пуск шага». После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения зенитных углов и считываться показания инклинометра по каналу зенитных углов.

Выполнить измерения зенитных углов при всех значениях визирного угла.

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений зенитного угла в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \theta_i - \theta_{\theta i}, \quad (3.100)$$

где: θ_i – измеренное калибруемым инклинометром значение зенитного угла в i -й точке контроля (с учетом поправки); $\theta_{\theta i}$ – эталонное значение зенитного угла в i -й точке контроля, воспроизводимое установкой.

Методика калибровки инклинометров по каналу азимута

Калибровка инклинометра по каналу азимута выполняется в режиме с введением поправок в обрабатывающей программе инклинометра в следующих точках контроля, указанных в таблице 3.26 в угловых градусах.

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой УАК-СИ, равный 0° , и требуемое значение визирного угла.

Запустить программу «ИММН-60» (или «ИММН-36» или «ИММН-73А») на рабочем столе компьютера, ввести номер прибора, нажать «ОК», «F8», установить шаг «5» (шаг «1» для ИММН-36 и ИММН-73А), «F4», нажать кнопку «Начать измерения».



Таблица 3.26

**Точки контроля азимутальных углов оси инклинометра
в процессе поверки**

Тип инклинометра	Точки контроля азимута	При следующих значениях зенитного и визирного углов	Пределы основной абсолютной погрешности
ИОН-1 ИОН-2	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по азимуту	$\pm 1,5^\circ$
ИМММ-73 ИММН-73	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 При любом значении визирного угла	$\pm 1,5^\circ$
ИММН-73А МИН	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 1,5^\circ$
ИММН-60 ИММН-36	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 7^\circ$ при зените 1–3° $\pm 2^\circ$ при зените 3–6° $\pm 1^\circ$ при зените 6–120°

Запустить управляющую и обрабатывающую программу **«Калибровка инклинометров»**. Из списка приборов выбрать необходимый тип и номер калибруемого инклинометра. Нажать кнопку **«Новое измерение»**, выбрать из списка фамилию калибровщика, выбрать режим **«Калибровка»** и нажать кнопку **«Начать»**. Выбрать закладку **«Азимутальный угол»**, выбрать из списка зенитный угол **«3»**, визир **«0»** и нажать кнопку **«Пуск шага»**. После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при зенитном угле, равном 3° , и считываться показания инклинометра по каналу азимутов.

Выбрать из списка последовательно визирные углы **«60»**, **«120»**, **«180»**, **«240»** и **«300»** и каждый раз нажимать кнопку **«Шаг»**. После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при зенитном угле, равном 3° , при визирном угле **«60»**, **«120»**, **«180»**, **«240»** и **«300»**, и каждый раз считываться показания инклинометра по каналу азимутов.

По окончании 6-го цикла измерений азимута при визирном угле

«300» выбрать из списка зенитный угол «30» и повторить измерения азимута при всех шести заданных визирных углах.

По окончании цикла измерений азимута при всех визирных углах выбрать из списка зенитный угол «90» и повторить измерения азимута при всех заданных визирных углах.

По окончании всего цикла запланированных измерений нажать кнопку «Завершить обработку», затем нажать «Сохранить изменения». После чего в базу данных запишется необходимая информация о выполненной калибровке и будет сформирован протокол калибровки и сертификат, которые можно просмотреть, нажав кнопки «Протокол» и «Сертификат» главного меню рабочей метрологической управляющей и обрабатывающей программы. Если по результатам калибровки инклинометр по какому-либо каналу окажется негодным, то при нажатии кнопки «Сертификат» на экране появится текст «Извещения о непригодности».

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений азимутального угла в каждой i -й точке контроля при каждом значении зенитного угла определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \alpha_i - \alpha_{zi}, \quad (3.101)$$

где: α_i – измеренное значение азимута в i -й точке контроля; α_{zi} – эталонное значение азимута в i -й точке контроля.

Поверка. Инклинометр признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученные оценки абсолютной погрешности измерений зенитных и азимутальных углов, вычисленные по формулам (3.99) и (3.100), не превышают нормированных значений основной абсолютной погрешности, указанных в паспорте (в таблицах 3.25 и 3.26).

Если в документации на калибруемый инклинометр регламентированы требования к допускаемой погрешности измерений визирных углов, то оценки этой погрешности определяют при произвольных значениях зенитного и азимутального углов в следующих точках



контроля: 0; 60; 120; 180; 240; 300 и 330°. Полученные оценки визирных углов не должны превышать соответствующих пределов допускаемых погрешностей инклинометра.

Краткие выводы.

1. Градуировка, калибровка и поверка инклинометров выполняются с использованием одних и тех же эталонных установок.

2. За оценку погрешности градуировки инклинометра принимается предел погрешности применяемой установки.

3. За оценку погрешности инклинометра при его калибровке и поверке принимается максимальная разность между измеренным и эталонным углами, вычисленная во всех точках ее метрологического контроля.

4. Качество калибровки и поверки можно считать высоким, если этот показатель более пяти.

5. Достоверность поверки инклинометра определяется показателем «Вероятность годности» в каждой точке ее контроля. Достоверность поверки можно считать высокой, если этот показатель более 80%.

6. Критерий для принятия решения о необходимости переградуирования инклинометра по каналу зенитного или азимутального углов:

$$\Delta_{op} \leq \left| \tilde{\Delta}_o \right| \leq 3 \cdot \Delta_{op}.$$

7. Критерий для принятия решения о передаче инклинометра в ремонт на настройку и юстировку:

$$\left| \tilde{\Delta}_o \right| > 3 \cdot \Delta_{op}.$$

ГЛАВА 4. ТЕХНОЛОГИИ ГИС, АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

§ 1. Структура программного обеспечения

Программное обеспечение (ПО) является одним из важнейших элементов обеспечения работы программно-управляемой скважинной аппаратуры и в значительной мере определяет ее функциональные возможности, точность измерений, надежность функционирования всей системы, способы обработки и представления полученной информации. Для обеспечения подготовки работы скважинной аппаратуры и регистрирующих систем, проведения работ на скважинах, передачи информации и последующей обработки информации применяется следующий комплекс программ, представленный на рисунке 4.1.

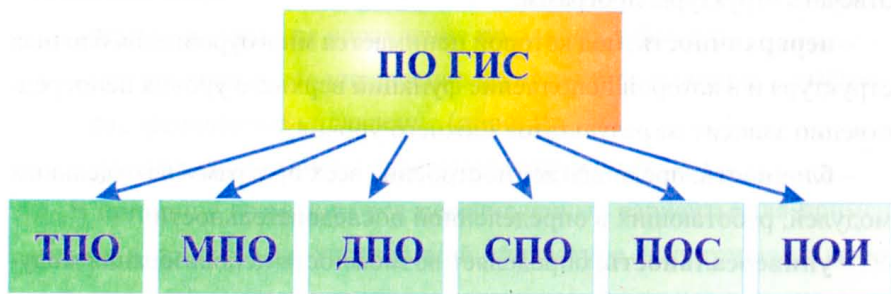


Рис. 4.1. Состав программного обеспечения

1. Тестовое программное обеспечение (ТПО) предназначено для проверки и настройки отдельных узлов схем, отдельных модулей и системы в целом в различных вариантах сборки комплексной аппаратуры.



2. Метрологическое программное обеспечение (МПО) предназначено для проведения работ по калибровке всех функциональных каналов аппаратуры.

3. Диагностическое программное обеспечение (ДПО) предназначено для дистанционного определения работоспособности всех функциональных каналов как скважинной аппаратуры, так и наземных регистрирующих устройств.

4. Скважинное программное обеспечение (СПО) предназначено для проведения геофизических исследований в скважинах с различными комбинациями модулей комплексной скважинной аппаратуры.

5. Программное обеспечение передачи информации предназначено для подготовки, сжатия и передачи по различным телекоммуникационным каналам связи (спутниковой, волоконно-оптической и сотовой) (ПОС).

6. Программное обеспечение приема, обработки и интерпретации данных (ПОИ).

Исходя из системной организации программного обеспечения для программно-управляемой аппаратуры, работающей в реальном времени, существуют следующие основные требования, которым должны отвечать структуры программ:

- **иерархичность**, под которой понимается многоуровневая блочная структура и в которой исполнение функций верхнего уровня непосредственно зависит от результатов нижнего уровня;
- **блочность**, предполагает построение всех программ из отдельных модулей, работающих в определенной последовательности;
- **универсальность**, определяет возможность использования модулей ПО для решения задач одного класса;
- **адаптивность**, позволяет использовать одну и ту же систему обмена в любых вариантах комплекса;
- **открытость**, предполагает возможность расширения программных модулей и их номенклатуры без изменения общей структуры ПО;

– **защищенность** от несанкционированного доступа является обязательной, так как внесение несогласованных изменений может привести как к открытому, так и скрытому дефекту, что снижает эффективность и надежность всей системы.

Для управления процессами получения информации на скважине применяется реализация следующих функций:

- управление режимами измерений каждого из каналов измерений и их группами, образующими комплексный скважинный прибор в различных вариантах;
- управление оборудованием, входящим в компьютеризованную каротажную станцию;
- управление сбором информации;
- управление подготовкой и передачей информации по каналам связи.

Согласно стандарту на мультимплексные последовательные каналы (МПК) ГОСТ 26765.52-87 организация передачи данных и управления в системах обмена информацией разработана в различных вариантах, из которых для применения в ГИС при управлении программно-управляемыми скважинными приборами можно выделить четыре основных вида:

- централизованное управление по одному таймеру;
- централизованное управление по принципу «команда – ответ»;
- распределенное управление (опрос);
- децентрализованное управление (соперничество).

В принципе возможны все перечисленные варианты для применения их в программно-управляемой аппаратуре, а критериями выбора той или иной системы являются задачи, необходимые для измерения, методические особенности каждого из методов измерения, параметры датчиков и особенности функциональных и принципиальных схем каждого из каналов. Оптимальной организацией при этом будет такая (глава 1, § 2), при которой обеспечивается минимальная потребность



в ресурсах P_{ti} при выполнении задачи Y_i с необходимой точностью ε_i

$$P_{ti \min} = \tau_{\min} f_{\min}. \quad (4.1)$$

Одной из главных специфик ГИС является необходимость периодического опроса всех каналов измерения в процессе подъема (спуска) скважинного прибора. В связи с этим наиболее рациональной является концепция управления доступом к каналу в виде комбинации централизованного принципа «команда – ответ» и распределенного «опрос». Принцип «команда – ответ» позволяет гибко реагировать на изменяющиеся требования к потоку данных, обеспечивает простоту реализации и возможность подвергать изменениям лишь ограниченное число устройств. Важным фактором в этом случае является и простота организации синхронизации, что особенно важно для реализации практически всех геофизических методов исследований.

Форматы передачи сообщений также можно разделить на единичные и групповые. Последние используются при опросе одинаковых по назначению датчиков, например, каналов спектрометрии радиоактивного каротажа или каналов сканирующей гамма-гамма-цементометрии, при этом значительно сокращаются ресурсы на формирование и передачу служебной информации.

Специфика мультимплексных каналов и указанные выше стандарты определяют также и формат используемых слов. Согласно данному формату применяется фиксированная длина слов и пословная синхронизация, при этом в качестве синхроимпульса используется специальный искаженный «манчестерский» сигнал, по длительности равный трем информационным битам. Так как одним из наиболее уязвимых элементов системы является канал связи, в качестве которого используется каротажный кабель, крайне необходим постоянный контроль его параметров. С этой целью, во-первых, производится, как правило, постоянный контроль питающих токов и напряжений на входе и выходе каротажного кабеля, что позволяет оперативно оценить удельное

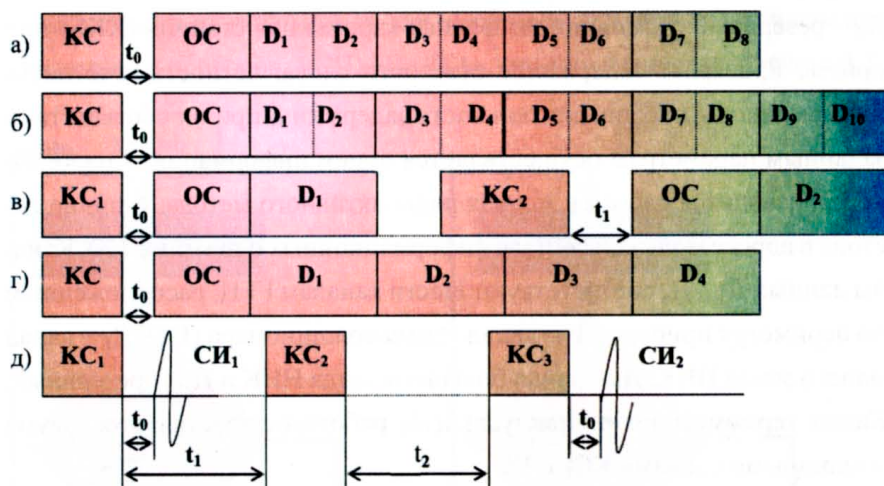


Рис. 4.2. Форматы сообщений функциональных каналов:

а) каналы модуля ТГЛ; б) каналы модуля РМ; в) канал термометра модуля АТШ;
г) канал шумометрии; д) канал модуля АК-И

сопротивление кабеля и сопротивление утечки и соответственно обнаружить обрыв или нарушения изоляции, и, во-вторых, производится постоянная проверка командных слов по принципу «эха», то есть в информации ответных слов повторяется информация командных слов и в каротажной станции производится их сравнение с последующей выдачей разрешения на продолжение работы. В качестве примера на рисунке 4.2 приведены форматы сообщений модулей КСП «ВАРТА», где KC – командное слово, OC – ответное слово, $D_1 \dots D_n$ – информация, $СИ_1$ и $СИ_2$ – синхроимпульсы двух акустических каналов. В модуле ТГЛ он групповой (рис. 4.2), по запросу от каротажной станции через фиксированную задержку t_0 , необходимую для окончания переходных процессов в каротажном кабеле, модуль передает ответное слово операционной системе и четыре слова данных, в каждом из которых содержится по два однобайтовых сообщения каналов в следующей очередности: D_1 -ГМ1, D_2 -ГМ2, D_3 -ГМ-3, D_4 -ЛМ, D_5 , D_6 , D_7 – контрольные напряжения в каналах внешнего и внутреннего интерфейсов,



Д₈ – резервный. Компьютеризованная каротажная станция (ККС) при приеме проверяет содержание ответного слова, четность/нечетность информационных слов, длительность задержки и при их соответствии заданным параметрам осуществляется прием информации. Аналогично производится работа и модуля радиоактивного метода, отличие состоит в адресе модуля и составе информационных слов (рис. 4.3). Каналы данных Д₁ – Д₆ соответствуют шести каналам ГГЦ, расположенным по периметру прибора, Д₇ – канал гамма-толщиномера (ГТ), Д₈ – канал малого зонда ННК, Д₉ – канал большого зонда ННК и Д₁₀ – резервный. Канал термометрии индивидуальный, работа осуществляется двумя командными словами КС₁ и КС₂.

Формат сообщения канала шумометрии (рис. 4.2, *з*) также состоит из командного слова (КС), через задержку t_0 ответного слова (ОС) и четырех 16-разрядных каналов, обеспечивающих измерение уровней шума в четырех областях спектра. Существенное отличие имеет канал акустики (рис. 4.2, *д*), в нем производится поочередная передача трех командных слов КС₁, КС₂ и КС₃. По команде КС₁ производится заряд накопительного конденсатора до заданного напряжения в зависимости от времени задержки, по командам КС₂ и КС₃ производится его разряд через обмотки магнитострикционных излучателей и одновременно по каналу телеметрии передаются к ККС синхросигналы СИ₁ и СИ₂, необходимые для запуска быстродействующего аналого-цифрового преобразователя (АЦП) в каротажную станцию, и одновременно амплитуды синхросигналов используются для оценки качества работы акустических излучателей. Роль ответного слова в этом канале играют синхросигналы СИ₁ и СИ₂, которые также проверяются в станции в ожидаемых интервалах.

Из перечисленных выше программ тестовое и метрологическое ПО являются достаточно простыми программами и представляют собой периодическую последовательность одного из видов форматов

в зависимости от типа модуля, как, например, для модулей комплексных скважинных приборов (КСП) «ВАРТА», представленных на рисунке 4.3.

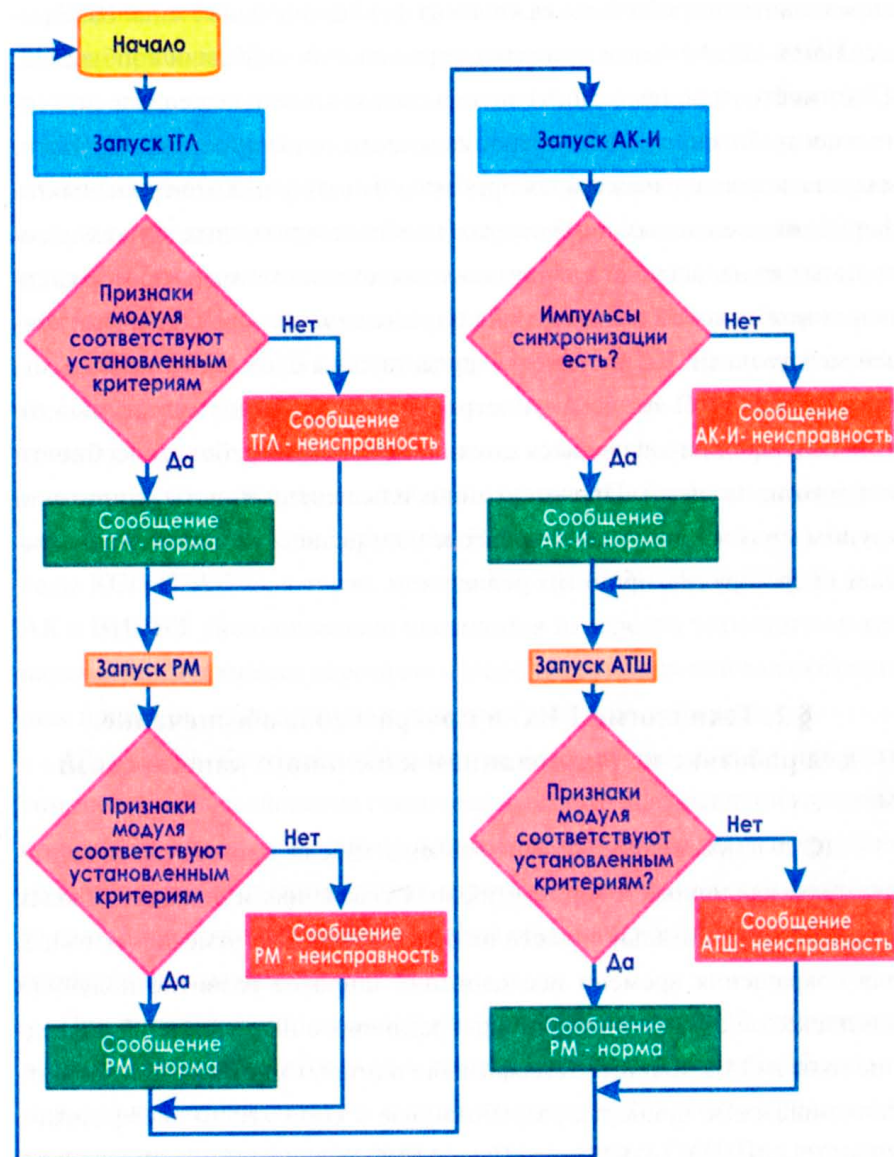


Рис. 4.3. Блок-схема программы диагностики комплексного прибора «ВАРТА»



Более сложным является диагностическое программное обеспечение (ДПО). Основой его могут быть различные алгоритмические признаки «правильного» сообщения каждого из функциональных каналов. Применяются специальные признаки «правильной» передачи сообщений, в частности, для этого могут использоваться время задержки t_0 , длительность битов, длительность и количество слов и т. д. Кроме этого, для диагностики скважинных приборов используется контрольная информация о сигналах в некоторых наиболее критичных точках электронных схем, а также информация каждого из методов при ее сравнении между собой из-за наличия определенных корреляционных связей между ними. На рисунке 4.3 представлена блок-схема программы диагностики КСП «ВАРТА», построенная по принципу «эстафеты», то есть по очереди производится циклический анализ работоспособности каждого из модулей. При отсутствии или неисправности одного или группы модулей программа проверяет оставшиеся, а информацию выдает оператору для принятия решения.

§ 2. Технологии ГИС и программное обеспечение для работы с использованием кабельного канала связи

ГИС с применением геофизического кабеля проводятся в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах и боковых стволах с длиной горизонтальной части не более 300 м. Как отмечалось выше, для сокращения времени исследований широкое развитие получили комплексные скважинные приборы различного назначения. В последние годы в ОАО «Башнефтегеофизика» в открытом стволе применяются комплексные приборы, разработанные в ОАО «НПФ «Геофизика», К1А-723-МИН, К7А-823 и АМК МАГИС-2, а для обсаженных скважин – АМК-2000.

КСП К1А-723-МИН. В данном комплексе реализованы методы БКЗ, БК, ИК, ПС, РЕЗ, ИНКЛ и ГК.

КСП К7А-823. Данный КСП является дальнейшим развитием предыдущего прибора. Кроме методов, реализованных в К1А-723-МИН, дополнительно введены методы профилометрии и микрокаротажа (МБК и МЗ). В данном приборе зондовая установка БКЗ реализована в штанговом (жестком) варианте, что резко повышает ее надежность по сравнению с традиционными гибкими косами. При использовании жесткого кабеля данным комплексом можно проводить исследования в горизонтальных и наклонных скважинах без применения контейнеров.

АМК МАГИС-2. В настоящее время данный КСП является одним из современных приборов в РФ, в нем применена современная электронная база, что позволило реализовать новые функциональные возможности, в частности, адаптивную телеметрию и флэш-память для сохранения текущей информации. В комплексе реализованы все методы КСП К7А-783, а также методы ГК, ГК-С, 2ННК-Т, НГК, ГГК-П, АК и ВИКИЗ. Дополнительно проводится измерение технологических параметров в процессе каротажа: осевой нагрузки на головке скважинных приборов, температуры и давления окружающей среды.

АМК-2000. Комплекс позволяет за один спуско-подъем провести комплексные исследования технического состояния обсадной колонны, определить качество цементирования скважин методами сканирующего акустического и гамма-гамма-каротажа, выявить перетоки флюида за колонной, а также привязать муфты обсадной колонны и интервалы перфорации к разрезу.

При использовании сложной комплексной скважинной аппаратуры резко возрастают требования к надежности программного обеспечения, так как его надежность вместе с надежностью электронных и механических систем в целом определяет надежность ГИС. При этом возможности применяемых в настоящее время компьютеров позволяют



не только проводить регистрацию информации ГИС, но и обеспечивать контроль технологии проведения ГИС. С этой целью перед проведением каротажа в память компьютера, кроме служебной информации, записываются все требуемые технологические параметры: глубина, скорость спуска прибора, интервал основной и повторной записи, скорость записи, время каждой технологической операции и т. д. При реальном проведении технологических операций компьютер контролирует весь процесс и при необходимости сообщает о его нарушениях начальнику партии. На рисунке 4.4 представлена блок-схема программы регистрации «WINLOG-2». В соответствии с данной схемой проводятся следующие операции:

1. Включение.
2. Тестирование программ (проверка наличия необходимого комплекса ПО).
3. Тестирование вспомогательного оборудования (напряжение и ток внешнего питания, систем внутреннего питания, питания для скважинных приборов, возможно, параметров каротажного кабеля и т. д.).
4. Тестирование модулей (каналов/ приборов), включая наличие метрологических характеристик.
5. Обеспечение контроля технологии ГИС (заполнение специального раздела для автоматического контроля технологии проведения работ на скважине (из задания/заявки): цель, интервалы исследования (в том числе повторные), скорость спуска и скорость каротажа, текущее время контроля работ и другие параметры).
6. Проведение ГИС (должен осуществляться автоматический контроль параметров каротажа в соответствии с п. 5).
7. Автоматическое проведение оценки качества полученной информации по специальным критериям для каждого вида каротажа, включая сравнение основных и повторных измерений в автоматическом режиме.

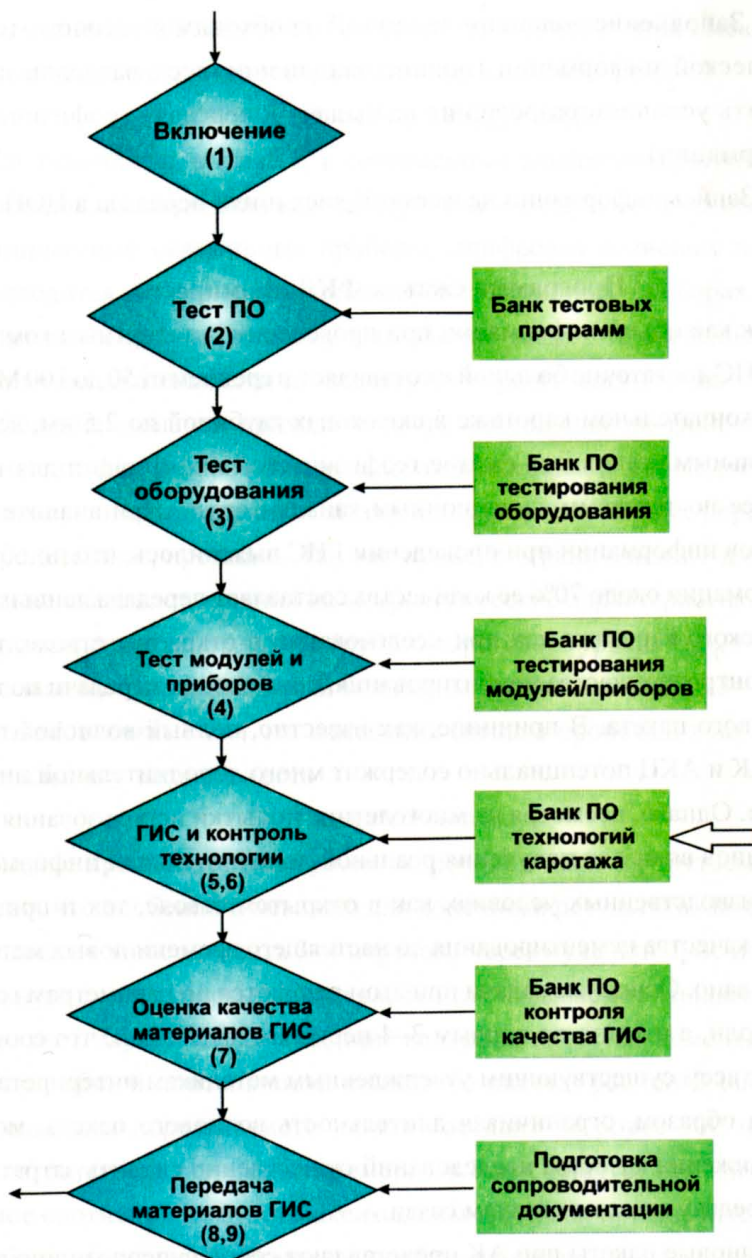


Рис. 4.4. Схема программы работы на скважине



8. Заполнение «шапки» и другой необходимой геолого-технологической информации (полное заполнение всех разделов должно быть условием разрешения на выдачу и передачу геофизической информации).

9. Запись информации на жесткий диск и/или передача в ЦОИ.

Программа сжатия ФКД «Компресс»

Так как объем информации при проведении стандартным комплексом ГИС достаточно большой и составляет в среднем от 50 до 100 Мбайт при окончательном каротаже в скважинах глубиной до 2,5 км, весьма актуальным становится сжатие геофизической информации для передачи ее по телекоммуникационным каналам связи. При анализе всех потоков информации при проведении ГИС выяснилось, что по объему информации около 70% ее количества составляет передача данных акустического каротажа как при исследовании в открытом стволе, так и при контроле качества цементирования, при условии передачи полного волнового пакета. В принципе, как известно, полный волновой пакет при АК и АКЦ потенциально содержит много дополнительной информации. Однако, несмотря на многолетние попытки использования других типов волн для получения реальной дополнительной информации в производственных условиях как в открытом стволе, так и при контроле качества цементирования до настоящего времени новых методик не создано. Основные задачи при этом решаются по параметрам головных волн, а именно по первым 3–4 периодам колебаний, что соответствует всем существующим утвержденным методикам интерпретации. Таким образом, ограничивая длительность волнового пакета, можно без снижения качества исследований существенно снизить затраты на их передачу по всем каналам связи.

Волновые пакеты при АК представляют собой суперпозицию пакетов отдельных волн (продольных, поперечных, Рэлея, Лэмба, Стоунли

и т. д.), которые в зависимости от природы возникновения имеют различные параметры (скорости, амплитуды, частоты и т. д.):

$$X(t) = \sum A_j \cos[\omega_j + \phi_j(t)] + n_f(t). \quad (4.2)$$

Как отмечалось в главе 1, в современных аппаратно-программных комплексах, включающих каротажную компьютеризованную станцию и комплексные скважинные приборы, оцифровка волновых пакетов производится либо непосредственно в скважинных приборах, либо в наземных системах, поэтому в принципе возможно введение ограничения по длительности по отсчету от первого вступления. Однако определение момента прихода первого вступления на фоне шумов и их идентификация по разным каналам представляет собой достаточно сложную и ответственную задачу, которую рациональнее перенести на процесс интерпретации. Так как процесс ограничения по длительности не оказывает влияния на метрологические характеристики, возможно введение специального грубого порогового уровня $U_{\text{пор}} = \text{Const}$, превышающего максимальный возможный уровень шумов в 3–4 раза. При этом, в связи с тем что изменение сигнала происходит по экспоненциальному закону, то есть

$$X(t) = A_0 t^m e^{-\beta \cdot t} \sin \omega_0 t, \quad (4.3)$$

сравнение произойдет на первом, втором или даже на третьем вступлении, что особенно и неважно для конечного результата. Затем, отсчитывая от этого момента 3–4 перехода через нуль или просчитывая заданную длительность, можно ввести так называемое «плавающее» временное ограничение. Так, при контроле качества цементированния при общей длительности волнового пакета, равной 2 000 мкс, длительность передаваемого пакета составит не более 300 мкс, то есть затраты будут снижены примерно в 7 раз. Следует отметить, что данное соотношение будет максимальным, так как при значительном ослаблении сигналов возможно срабатывание на сигналы, которые будут находиться в конце волнового пакета, однако длительность



передаваемого сигнала останется практически постоянной, не более 300 мкс.

Следующим этапом сокращения передаваемого количества информации является сжатие.

Существенный выигрыш при сжатии можно получить, используя многоуровневое разложение по базису вейвлет-функций, используя эффективный алгоритм быстрого дискретного вейвлет-преобразования (ДВП) (рис. 4.5).

В ДВП для анализа сигнала на разных масштабах используются фильтры с различными частотами среза. Сигнал пропускается через древовидно-соединенные высоко- и низкочастотные фильтры. Разрешение сигнала, являющееся мерой количества детальной информации, изменяется за счет фильтрации, а масштаб изменяется за счет децимации и интерполяции сигнала. Децимация соответствует снижению частоты дискретизации или удалению некоторых отсчетов из сигнала. Интерполяция соответствует увеличению частоты дискретизации сигнала путем добавления новых отсчетов между существующими. Обычно в качестве новых отсчетов используется нуль.

Процедура начинается с пропускания сигнала через НЧ- и ВЧ-фильтры с импульсными характеристиками $h[n]$ и $g[n]$ соответственно:

$$y_{high}[k] = \sum_n x[n] \cdot g[2k - n], \quad (4.4)$$

$$y_{low}[k] = \sum_n x[n] \cdot h[2k - n], \quad (4.5)$$

где: $x[n]$ – исходный сигнал; $y_{high}[k]$ и $y_{low}[k]$ – прореженные в два раза выходы ВЧ- и НЧ-фильтров соответственно.

Эта процедура может повторяться далее: выход НЧ-фильтра первого уровня преобразования подается на такую же схему обработки, а выход ВЧ-фильтра считается вейвлет-коэффициентами.

Наиболее значимые частоты исходного сигнала будут отображаться как большие амплитуды вейвлет-коэффициентов. Малые значения

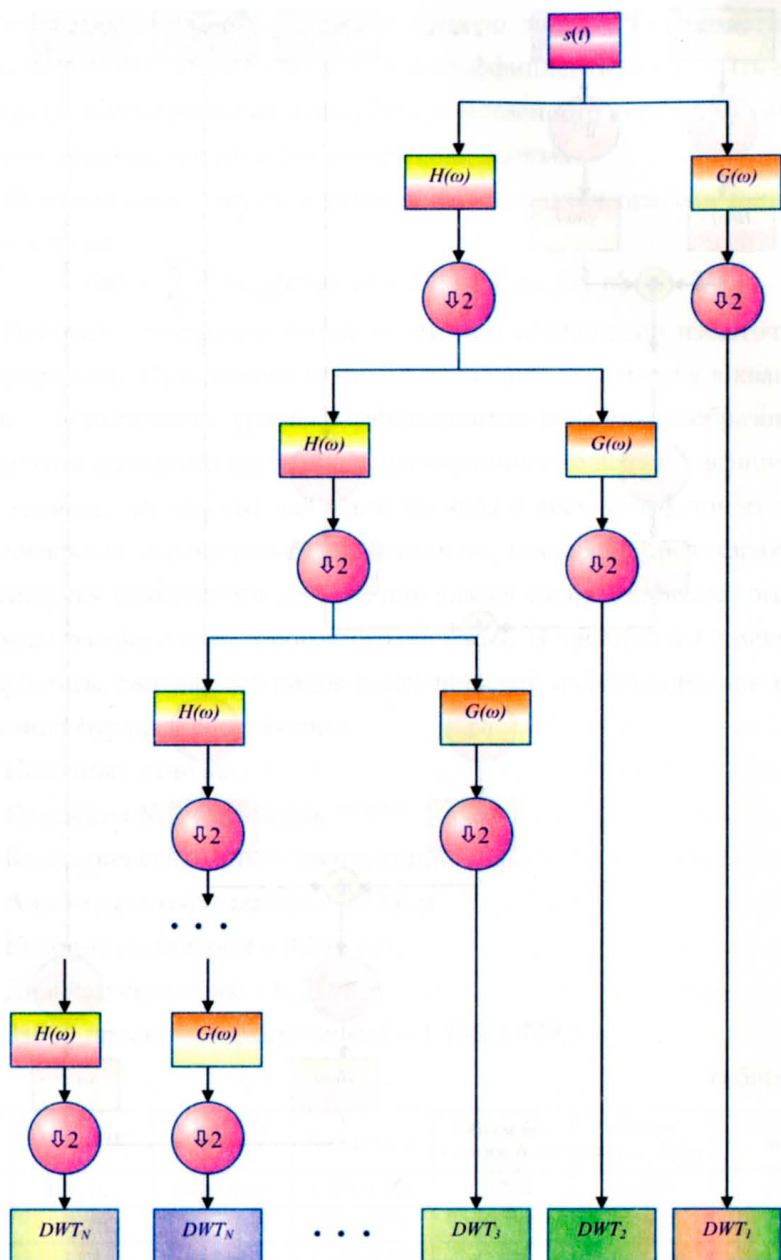


Рис. 4.5. Схема прямого многоуровневого дискретного вейвлет-преобразования (ДВП)

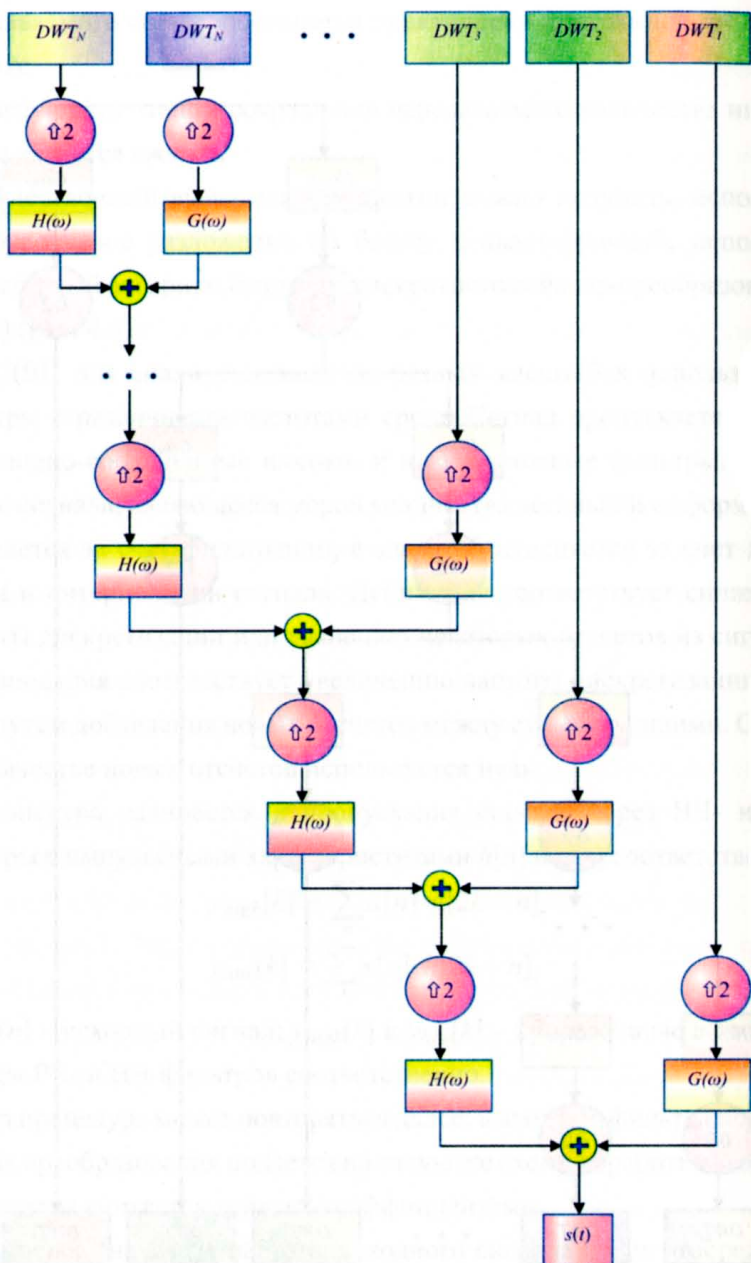


Рис. 4.6. Схема обратного дискретного вейвлет-преобразования

вейвлет-коэффициентов означают низкую энергетику соответствующих частотных полос в сигнале. Эти коэффициенты могут быть отброшены (приняты равными нулю) без существенного искажения сигнала. Таким образом, достигается компрессия данных.

Формула реконструкции сигнала на этапе декомпрессии записывается в виде:

$$x[n] = \sum_k (y_{high}[k] \cdot g[-n + 2k]) + (y_{low}[k] \cdot h[-n + 2k]). \quad (4.6)$$

Вейвлеты открывают новые подходы в сокращении избыточности информации. Суть одного из таких подходов заключается в квантовании – ограничении уровня коэффициентов вейвлет-преобразования. При этом возможно как глобальное ограничение всех коэффициентов по уровню, одинаковое для всего сигнала и всех коэффициентов, так и локальное ограничение, учитывающее изменяющийся характер и специфику конкретного сигнала или класса сигналов. Более того, возможны разные типы порогов ограничения. В таблице 4.1 приведены результаты сжатия всех видов геофизической информации при исследовании бурящейся скважины.

Исходные данные:

Скважина №*** площадь *****

Категория скважины – эксплуатационная

Альтитуда ствола ротора – 272,6 м

Колонна диаметром – 0,245 мм

Диаметр скважины – 0,216 мм

Забой проектный/фактический – 1 730/1 729,5 м

Таблица 4.1

№	Метод ГИС	Масштаб	Интервал, м	Объем без сжатия, байт	Объем сжатия, байт	Ксж.
1	КП, ПС	1/200 повт.	1 560- 1 729	20 724	13 345	1,55
2	КП, ПС	1/500 повт.	453-1 729	153 716	91 201	1,70
3	БКЗ	1/200	1 560-1 729	42 024	30 145	1,40
4	БК	1/200 повт.	1 560-1 729	14 252	10 901	1,31



Продолжение таблицы 4.1

№	Метод ГИС	Масштаб	Интервал, м	Объем без сжатия, байт	Объем сжатия, байт	Ксж.
5	ИК	1/200 повт.	1 560–1 729	14 316	11 267	1,27
6	Рез.	1/200	1 560–1 729	7 004	5 021	1,40
7	ДС	1/200	1 560–1 729	7 424	4 913	1,51
8	ПФ1, ПФ2	1/200	1 560–1 729	14 848	10 095	1,47
9	ДС	1/500	453–1 729	154 440	91 505	1,70
10	РК	1/200	1 560–1 729	14 336	10 270	1,40
11	РК	1/500	2–1 729	138 528	74 887	1,85
12	АК	1/200 повт.	1 560–1 729	7 551 040	443 280	17,03
13	ИНКЛ		0–1 725	9 790	3 345	2,93
14	ЦМ 9	1/500 повт.	4–448	42 744	26 124	1,64
15	АКЦ 9	1/500 повт.	4–468	9 048 088	754 839	12
16	Сопр. док.			116 736	11 942	9,77
17	Сл. файлы			489 828	31 309	16
ИТОГО:				17 839 838	1 624 389	11

В данной таблице информация по пунктам 12 и 15 акустического каротажа и акустического контроля качества цементированния сжималась алгоритмом с ДКП (ФКД-компресс версии 2.0), по остальным пунктам с помощью стандартной программы WinRar версии 3.11. В исходной информации доля АК (АКЦ) составляет 93%, в сжатой – 73%, при этом максимальный коэффициент сжатия – 17,03. При использовании вейвлет-преобразования (ДВП) максимальный коэффициент сжатия изменяется от 15 до 30 раз.

На основе данных алгоритмов в ОАО «Башнефтегеофизика» применяется технология передачи данных АК с использованием ДВП, что позволило значительно сократить расходы на передачу информации по всем каналам связи и, что особенно важно, обеспечить массовое внедрение спутниковой и сотовой связи.

Дальнейшим развитием компьютерных технологий регистрации ГИС является технология «Телелог», основанная на организации компьютерной связи между каротажными партиями, проводящими геофи-

зические исследования на различных месторождениях практически в любой географической точке, и специальной диспетчерской службой центра обработки информации (ЦОИ). Причем данная связь должна работать постоянно начиная с момента прибытия партии на скважину и до окончания проведения каротажа. В этом случае компьютерные системы в ЦОИ будут работать в реальном времени как удаленные пользователи с ответным каналом связи для передачи служебных сообщений и команд.

Основные возможности и преимущества технологии:

1. Постоянный контроль технологии подготовки и проведения каротажа в реальном времени.
2. Оценка качества проведения исследований на всех этапах с возможностью оперативного управления.
3. Информация передается на сервер ЦОИ отдельными небольшими файлами, что не требует высокоскоростных телекоммуникационных каналов.
4. Значительно снижаются квалификационные требования к операторам (начальникам партий).
5. Значительно повышается качество исследований.
6. Резко сокращаются сроки передачи заключений заказчику, так как по окончании каротажа вся необходимая **качественная информация** будет находиться в службе интерпретации.
7. Практически не ограничено реальное количество партий, в принципе 2–3 компьютера и такое же количество операторов могут одновременно обслуживать до 10–15 партий.

Особенно эффективно внедрение данной технологии при освоении новой техники и проведении экспериментальных работ на новых месторождениях.



§ 3. Технологии ГИС и программное обеспечение при работе с автономными приборами

Геофизические исследования скважин с применением автономных скважинных приборов проводятся в наклонных и горизонтальных скважинах с большой длиной горизонтальной части ствола. Сборка автономных модулей доставляется в интервал исследований с помощью бурильных труб. Как отмечалось выше, каждый функциональный модуль, реализующий один или несколько методов ГИС, располагается в специальном ударопрочном контейнере и имеет свой блок питания и регистратор. На рисунке 4.7 представлена схема модулей, входящих в АГС «Горизонталь». В отличие от аналогичной аппаратуры данный комплекс позволяет в процессе доставки проводить промывку инструмента буровым раствором в опасных прихватах интервалах разреза. В данной аппаратуре реализована возможность регистрации за один рейс в скважину широкого комплекса методов в различных комбинациях. АГС «Горизонталь» включает модули БК, ИК (2ИК + резистивиметр + ПС), ВИКИЗ, РК (ГК + 2ННК-Т), ГК (ГК + ИНКЛ), АК. Система имеет открытый характер и в дальнейшем может дополняться другими модулями, включая модули, разработанные разными геофизическими организациями.

Ввиду особой сложности, технологии ГИС с применением комплексных автономных скважинных приборов в основном разрабатываются опытным путем, причем каждый вид комплекса обладает своей спецификой. Однако во всех комплексах существуют две обязательные технологические операции:

- расчет времени до включения автономного комплекса;
- создание задания на регистрацию и сборка комплекса на скважине.

Расчет времени до включения автономного комплекса ($T_{\text{вк}}$)

Время до включения складывается из следующих позиций:

1. $T_{пзр}$ – проведение задания на регистрацию приборов и подготовка к сборке;

2. $T_{сб}$ – сборка приборов на устье скважины;

3. $T_{сп}$ – спуск приборов до забоя;

4. $T_{ск}$ – скручивание бурильных труб при спуске;

5. $T_{пм}$ – проведения промывки (если есть необходимость).

Рассмотрим каждый пункт подробнее:

1. Проведение задания на регистрацию приборов и подготовка к сборке занимает в среднем $T_{пзр} =$ (от 0,5 до 1) часа. Это время целиком зависит от количества модулей, планируемых для спуска в скважину.

2. Сборка приборов на устье зависит от конструктивных особен-

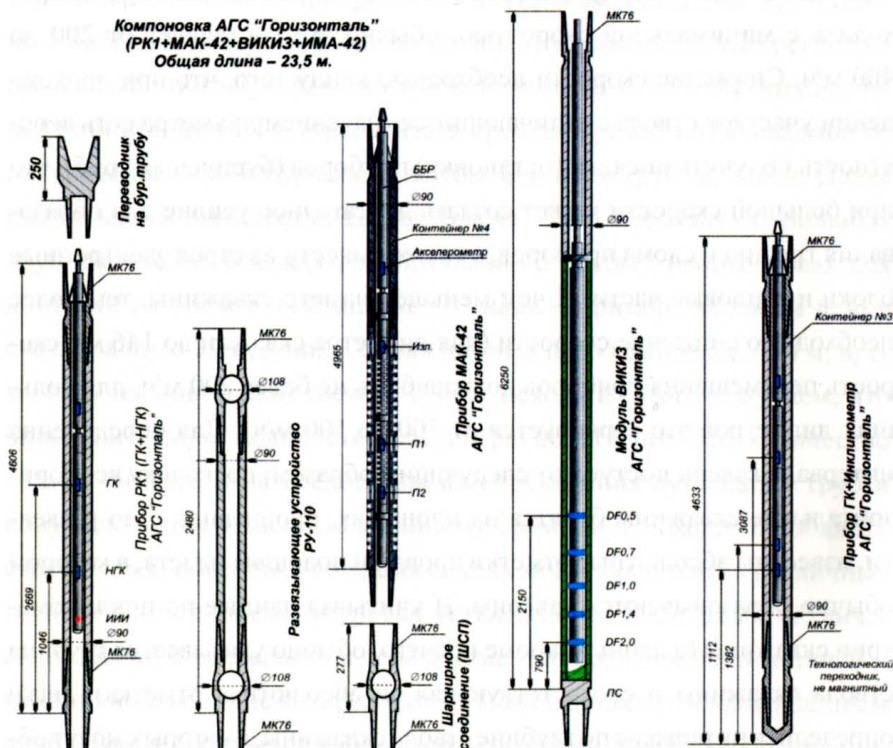


Рис. 4.7. Схема модулей, входящих в АГС «Горизонталь»



ностей каждого комплекса. К примеру, в большинстве автономных комплексов реализована методика вертикальной сборки, что имеет ряд преимуществ перед сборкой модулей на мостках буровой как по времени, так и по защите резьбовых соединений от излишних механических нагрузок при сборке. В целом время, затрачиваемое на сборку, может варьироваться $T_{сб} =$ (от 0,5 до 1,0) часа и также зависит от количества собираемых модулей.

3. $T_{сп}$ – спуск приборов до забоя. Это время рассчитывается исходя из планируемой скорости спуска (обычно это 1 500–2 000 м/ч) и глубины забоя. Необходимо отметить, что это время затрачивается именно на перемещение бурильных труб. Также учитывается, что интервалы зарезки боковых стволов, набора кривизны и каверн всегда нужно проходить с минимальной скоростью, обычно это составляет от 200 до 400 м/ч. Снижение скорости необходимо ввиду того, что при прохождении участков ствола с отличающимся значением диаметра есть вероятность получить посадку (остановку) приборов (бурильных труб), что при большой скорости может создать достаточное усилие для образования трещин и слома приборов, а также вывести из строя электронные блоки и зондовые части. И чем меньше диаметр скважины, тем более необходимо снижение скорости (для диаметра скважин до 146 мм скорость перемещения приборов должна быть не более 200 м/ч, для больших диаметров это варьируется от 300 до 500 м/ч). Для определения интервала каверн поступают следующим образом: поскольку все горизонтальные скважины бурятся на площадях, прошедших этап разведки, известны абсолютные отметки кровли и подошвы пласта, в котором обычно образуются каверны. И учитывая данные по инклинометрии скважины (в данных, кроме прочего, обычно указывается глубина ствола скважины и соответствующая ей абсолютная отметка), легко определить интервалы по глубине ствола скважины, в которых могут образовываться каверны. Рассмотрим следующий пример. Глубина забоя

скважины составляет 3 000 м, интервал каверн – 1 500–1 550 м, диаметр скважины – 216 мм, башмак колонны – 750 м. Общая скорость спуска – 1 500 м/ч, отсюда общее время перемещения бурильных труб 2 часа, интервалы каверны и на выходе из башмака колонны необходимо пройти со скоростью 300 м/ч, что займет около 0,3 часа. Округлив, получим среднее время, равное 2,5 часа.

4. Основная доля времени при спуско-подъемных операциях на буровой приходится на скручивание (раскручивание) бурильных труб. В зависимости от диаметра бурильного инструмента, скорости вращения автоматического ключа (АКБ), скорости подъема пустого талевого блока (крюка) и времени установки бурильной трубы в элеватор это время может варьироваться в широком диапазоне $T_{ск}$ = (от 1 до 5 мин). Поэтому необходимо проанализировать данные регистрации скважинного программного обеспечения технологических исследований станции ГТИ и рассчитать среднее время, затрачиваемое на скручивание одной бурильной трубы или всех труб до забоя. Далее высчитываем количество свечей (свеча – это несколько бурильных труб, скрученных между собой, обычно 2 трубы), необходимых для доставки автономного комплекса. В нашем примере заложим длину свечи, равную 25 м, длину сборки автономного комплекса – 30 м, время скручивания одной свечи – 2 мин, исходя из этого получаем, что приблизительное количество свечей равно 118 шт. Это количество свечей умножаем на среднее время скручивания бурильных труб и получаем почти 4 часа. Но к данному времени необходимо добавить еще 0,5 часа, поскольку во время спуска могут возникнуть различные технические проблемы (буровая установка – это сложный технический объект, содержащий в себе множество вращающихся деталей и механизмов, наличие которых всегда может привести к неожиданным проблемам и, соответственно, форсмажорным задержкам по времени). При расчете времени необходимо учесть процесс скручивания



при спуске компоновки для бурения (время скручивания желатель-но считать по предыдущему спуску бурильных труб), в некоторых сервисных буровых компаниях принято дополнительно докручивать трубы универсальным механическим ключом (УМК), что может уве-личить расчетное время и привести к ошибке.

5. Необходимость промывки указывается и регламентируется заре-нее при составлении геолого-технологического наряда (ГТН) на сква-жину. Обычно это делается при наличии притока пластового углево-дородного флюида (газ, нефть), но также исходя из конструкционных особенностей автономного комплекса. К примеру, АГС «Горизонталь» имеет в своем составе модуль акустического каротажа, который уста-навливается в специальный контейнер, имеющий прорези напротив излучателей и приемников. В процессе спуска возможно частичное заполнение этих отверстий шламом, что может сильно ухудшить ин-формативность метода, поэтому при наличии этого модуля в составе компоновки желательно проведение промывки после спуска на забой для очистки контейнера от шлама. Производительность промывки указывается в руководстве по эксплуатации на конкретный автоном-ный комплекс и зависит от конструкции промывочных отверстий, в среднем варьируется от 12 до 20 л/с. При этом желательно сделать полный цикл промывки, а не только до вымывания газовой пачки, по-скольку в случае разницы плотности раствора в трубах и затрубном пространстве подъем труб будет происходить с постоянным изливом бурового раствора из труб. Расчет времени для полного или частич-ного цикла промывки проводит технолог станции ГТИ или буровой мастер. Для нашего примера примем, что скорость промывки 20 л/с и была проведена частичная промывка до вывода газовой пачки. Это время $T_{\text{пм}}$ может быть до 2 часов.

Итак, рассчитывая общее время для нашего примера, мы получим следующую таблицу:

Наименование операции	Расчетное время (час)
1. Задание на регистрацию и подготовка приборов ($T_{пр}$)	1,0
2. Сборка комплекса ($T_{сб}$)	0,5
3. Спуск приборов ($T_{сп}$)	2,5
4. Скручивание бур.труб ($T_{ск}$)	4,5
5. Промывка ($T_{пм}$)	2,0
Время включения комплекса установить через: $T_{вк} = T_{пр} + T_{сб} + T_{сп} + T_{ск} + T_{пм}$	10,5

Конечно, все расчеты времени на практике могут отличаться от того, что будет получаться на самом деле. И для каждой конкретной ситуации возможны проявления своих конкретных технических нюансов, которые могут быть учтены лишь опытным путем. В любом случае необходимо на каждой скважине отмечать фактическое время доставки автономного комплекса на забой или расписывать время, затраченное на каждую конкретную операцию.

Задание на регистрацию и сборка на скважине. При проведении задания на регистрацию в первую очередь определяют степень зарядки аккумуляторов всех используемых модулей. В различных автономных комплексах это выполняется по-разному. К примеру, в комплексе «АМАК-Тверь» задание на регистрацию производится при использовании питания от собственных аккумуляторных батарей, установленных в приборе (без внешнего источника питания), и анализ падения напряжения при токовой нагрузке можно произвести сразу. А в комплексах АГС «Горизонталь» и АК «Алмаз» первоначально задание устанавливается при подключении питания прибора от внешнего источника тока (интерфейсного блока), и поэтому для проверки напряжения необходимо запрограммировать прибор для работы на короткое время. После считывания и просмотра можно оценить напряжение на аккумуляторах во время работы прибора.

В то же время проводят проверку для определения функционирования



измерительных устройств, зондов автономных приборов, также в автоматическом режиме происходит синхронизация часов автономного модуля с компьютером, на котором будет производиться регистрация глубины и времени. Здесь необходимо отметить следующее. При наличии на буровой станции ГТИ и возможности извлечения из материала файла «глубина – время» необходимо предварительно синхронизировать время с регистрирующим компьютером станции ГТИ и только после этого начать процедуру программирования приборов.

После проведения проверки и синхронизации в автономном приборе устанавливаются дата и время включения прибора. В комплексе АГС «Горизонталь» в отличие от АК «Алмаз» и «АМАК-Тверь» имеется функция указания времени выключения, что необходимо в связи с экономией емкости аккумуляторных или гальванических батарей.

Система измерения глубины (а также создание файла «глубина – время»), как отмечено в главе 2, § 4, заключается в регистрации веса на крюке талевого блока буровой установки и фиксации перемещения талевого блока. По наличию веса определяют перемещение бурильных труб, а показания талевого блока – для определения направления перемещения. Здесь необходимо отметить следующее. Поскольку при подъеме происходит вытяжка бурильных труб, то начало движения автономных приборов по времени наступает несколько позднее, чем начало движения бурильных труб, поэтому необходимо устанавливать начало движения приборов по данным блока акселерометров. Аналогичную операцию нужно производить и с отметкой времени конца перемещения прибора, так как установка (посадка) бурильных труб на клинья происходит со смещением колонны бурильных труб в низ. Таким образом, после регистрации веса на крюке и перемещения талевого блока необходимо проделать ряд манипуляций:

1. Ввод данных промера бурильных труб и длины компоновки автономных приборов.

2. Выделение нужного интервала записи (количество и порядок буровых труб).

3. Коррекция времени начала и конца перемещения приборов по данным акселерометров.

Фактически возможно создание файла «глубина – время» без наличия данных о весе на крюке и перемещении талевого блока, при этом необходимо точно знать время начала записи, поскольку одних данных показаний акселерометров может быть недостаточно для корректного выделения интервала по времени перемещения приборов при записи. Необходимо заметить, что в этом случае не будет учтена неравномерность скорости перемещения приборов, то есть при одинаковых оборотах вала буровой лебедки на каждом намотанном ряду талевого каната скорость перемещения тальблока будет расти. Но эти моменты могут быть в принципе учтены программно. После разборки и считывания материала с приборов происходит их увязка (сшивка) с файлом «глубина – время», при этом параметром, по которому происходит привязка данных каротажа к глубине, является время. Поэтому всегда очень важно следить за временем, оценивать флуктуации как в приборе, так и в наземном компьютере.

§ 4. Телекоммуникационные системы передачи информации

Бурное развитие современных телекоммуникационных технологий, начиная с конца 90-х годов, отразилось и на организации работ как в нефтяной промышленности, так и в промысловой геофизике. Основными каналами связи ввиду специфики бурения скважин и проведения в них геофизических исследований являются: волоконно-оптические линии связи (ВОЛС), спутниковые системы (СС) и сотовые каналы связи (GPRS). С помощью ВОЛС по внутренней корпоративной сети



АНК «Башнефть» в настоящее время все Управления промысловой геофизики и Центр обработки информации (ЦОИ) ОАО «Башнефтегеофизика» соединены со всеми подразделениями АНК «Башнефть», что позволяет оперативно передавать и получать большие объемы геофизической и геолого-технологической информации. Кроме этого, через сеть «Башинформсвязь» все Управления и ЦОИ имеют постоянную связь как со своими экспедициями, так и с другими заказчиками. При этом основной оставалась проблема передачи информации от скважины до места обработки информации. С появлением в конце 90-х годов мобильных спутниковых терминалов системы связи «Inmarsat» и VSAT (Very Small Aperture Terminal) эта проблема практически решена.

Спутниковые системы для мобильной связи. Многие важные свойства спутниковых систем связи напрямую зависят от высоты и типа орбит космических аппаратов (КА), а также от их числа и состава орбитальной группировки (ОГ). Высоты орбит не могут быть произвольными. Первое ограничение связано с тем, что наша планета окружена двумя облаками ионизированных частиц, так называемыми поясами Ван-Аллена. Эти частицы удерживаются благодаря магнитному полю Земли. Пояса Ван-Аллена расположены в экваториальной плоскости. Первый пояс – на высотах от 1,5 тыс. км до примерно 4 тыс. км, его «толщина» составляет около 600 км. Второй пояс Ван-Аллена расположен на высотах 13–19 тыс. км и занимает области порядка 500 км по обе стороны от плоскости экватора при «толщине» – 1 000 км. Уровень ионизационного излучения в области поясов Ван-Аллена около 10 тыс. имп/с, что на порядок выше прилегающих зон. В связи с этим выделяют четыре возможные основные градации высот орбит: **низкоорбитальные** группировки (LEO – low earth orbit) с высотами порядка 500–2 000 км, **средневысотные** группировки (MEO – medium earth orbit) с высотами 5–15 тыс. км (между первым и вторым поясами Ван-Аллена), **геостационарные** орбитальные группировки (GEO) на

фиксированной высоте 36 тыс. км и **орбитальные** группировки на высокоэллиптических орбитах (НЕО). В последнем случае орбита представляет сильно вытянутый эллипс с Землей в одном из ее фокусов. Высоты в апогее (наивысшей точке), как правило, составляют порядка 7–70 тыс. км, в перигее 400–500 км. Каждая из этих орбитальных позиций обладает своими достоинствами и недостатками. Основные параметры орбит приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Показатель	GEO (геостационарные)	MEO (средне-высотные)	LEO (низко-орбитальные)
Высота орбиты, км	36 000	5 000–15 000	500–2 000
Количество КА в ОГ, шт.	3	8–12	48–66
Зона покрытия одного КА (угол радиовидимости 50), % от поверхности Земли	34	25–28	3–7
Время пребывания КА в зоне радиовидимости (в сутки)	24 ч	1,5–2 ч	10–15 мин
Задержка при передаче речи, мс			
Региональная связь	500	80–130	20–70
Глобальная связь	600	250–400	170–300
Время переключения, мин			
с одного спутника на другой	Не требуется	50	8–10
из одного луча в другой	10–15	5–6	1,5–2,0
Относительный максимальный доплеровский сдвиг, Гц	610–866	10–6	10–5

О важности геостационарных орбит (GEO) еще в 1945 году писал Артур Кларк. Как и следует из названия, период обращения спутника на этой орбите строго соответствует периоду вращения Земли. Нетрудно заметить, что возможна всего только одна такая орбита, расположенная в экваториальной плоскости Земли. Простейший расчет показывает, что ее радиус 42 164 км (или высота 35 768 км от поверхности Земли), соответственно протяженность 264 790 км. Космический аппарат (КА) на геостационарной орбите неподвижно висит над заданной точкой



Земли, поэтому GEO еще называют геосинхронной орбитой. Очевидно, что трех спутников на GEO достаточно, чтобы по крайней мере один из них был в зоне прямой видимости в любой точке Земли. Начиная с 1964 года появилось достаточно много компаний, желающих разместить свои спутники на GEO. Проблема в том, что близко расположенные спутники, работающие в одинаковых частотных диапазонах, будут серьезно мешать работе друг друга. Ситуацию нужно было урегулировать, для чего и был организован Международный комитет по регистрации частот (IFRB – International Frequency Registration Board). Эта организация занимается вопросами распределения позиций (точек стояния) на GEO. Стандартный шаг точек стояния 1° . Однако допускается интервал и $0,5^\circ$, если частотный диапазон соседних спутников существенно различен. Таким образом, всего возможно не более 720 точек стояния. В одной точке стояния разрешено располагать несколько спутников, если они принадлежат одной стране или компании.

Достоинства КА на GEO связаны с их неподвижностью относительно Земли и хорошей видимостью. В результате отпадает необходимость перестройки антенн наземных станций, отсутствует изменение несущих частот в связи с эффектом Доплера и т. д. Но у этого варианта есть и определенные проблемы. Прежде всего, из-за высокой орбиты возникает более чем ощутимая задержка распространения сигнала на трассе «Земля – спутник – Земля» не менее 500 мс ($36\,000\text{ (км)} \times 2/300\,000\text{ (м/с)} = 0,48\text{ с}$), реально – от 600 мс. Согласно существующим стандартам в телефонии задержка распространения сигнала не должна превышать 250 мс, иначе это становится заметным. С задержками 500–600 мс не справятся никакие системы компенсации эхосигнала. Высокая орбита существенно повышает требования к мощности передатчиков и чувствительности приемников, к размерам приемо-передающих антенн как на космических аппаратах, так и на наземных терминалах. Для того чтобы спутник постоянно находился в определенной точке геостационарной орбиты,

требуется периодическая коррекция его полета. Еще один недостаток КА на GEO – в полярных районах (в широтах выше $76,5^\circ$) они становятся практически невидимыми, что для нефтегазоносных перспективных месторождений России является чрезвычайно актуальным.

В последнее десятилетие чрезвычайно мощное развитие получили сети, использующие геостационарные КА и наземные станции с очень малой апертурой антенн (VSAT – Very Small Aperture Terminal) и их разновидность USAT – станции с ультрамалой апертурой антенн (диаметром менее 0,5), Inmarsat M2 и M4, Inmarsat BGAN, Inmarsat Explorer.

Основное принципиальное отличие систем VSAT и Inmarsat состоит в конструктивных особенностях антенных систем, что представляет определенные преимущества и недостатки каждой из них.

Антенная система VSAT – традиционная, имеет облучатель и рефлектор, достаточно узкая диаграмма направленности и основное достоинство – широкая полоса пропускания, что обеспечивает высокую скорость передачи данных. Недостатком является громоздкость антенной системы, что требует достаточно большого времени на ее монтаж и демонтаж. При этом достаточно сложная ее юстировка, то есть технология направления на спутник, что требует специальной аппаратуры и обученных специалистов. Кроме этого, установка таких антенн требует их «жесткой» стабилизации. Из-за этого VSAT-системы занимают промежуточное положение между мобильными и стационарными системами, к тому же до 2008 года в РФ существовали определенные законодательные ограничения по их применению при изменении местоположения. VSAT-системы широко используются при создании корпоративных СС. Такие системы за счет относительной простоты и невысокой стоимости наземных станций (диаметр антенн порядка 1–1,5 м в Ku-диапазоне и 0,5 м в Ka-диапазоне) позволяют достаточно просто объединить удаленные друг от друга локальные объекты в единую сеть передачи информации со скоростями обмена порядка 2 Мбит/с и выше.



Архитектура VSAT-сетей может быть произвольной: «точка-точка», «каждый с каждым», «звезда». Однако для построения распределенных сетей передачи данных наиболее приемлема последняя технология. Она подразумевает наличие одной центральной наземной станции с большой антенной и ряд удаленных терминалов. Связь организуется через центральную станцию в режиме разделения времени. Используют и технологию «каждый с каждым», при этом каналы, как правило, не фиксированы и предоставляются по запросу (механизм DAMA). С точки зрения спутникового сегмента отличие технологии VSAT в том, что зона обслуживания не покрывается одним глобальным лучом, а разбита на ряд сегментов, охватываемых рядом относительно узких лучей. Такой метод поддерживают практически все современные космические аппараты на GEO. В качестве характерной VSAT-системы можно назвать принадлежащую ОАО «Газпром» систему «Ямал». Зона покрытия спутника Экспресс AM33 для системы спутниковой связи VSAT показана на рисунке 4.8.

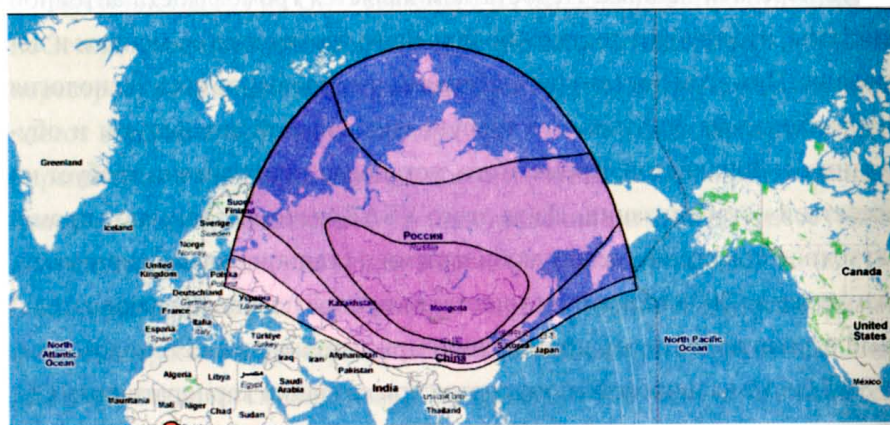


Рис. 4.8. Зона покрытия спутника Экспресс AM33 для системы спутниковой связи стандарта VSAT

На рисунке 4.9 представлена схема с применением систем спутниковой связи стандарта VSAT, которая сейчас развернута на одном из месторождений Восточной Сибири. Там ведется эксплуатационное кустовое

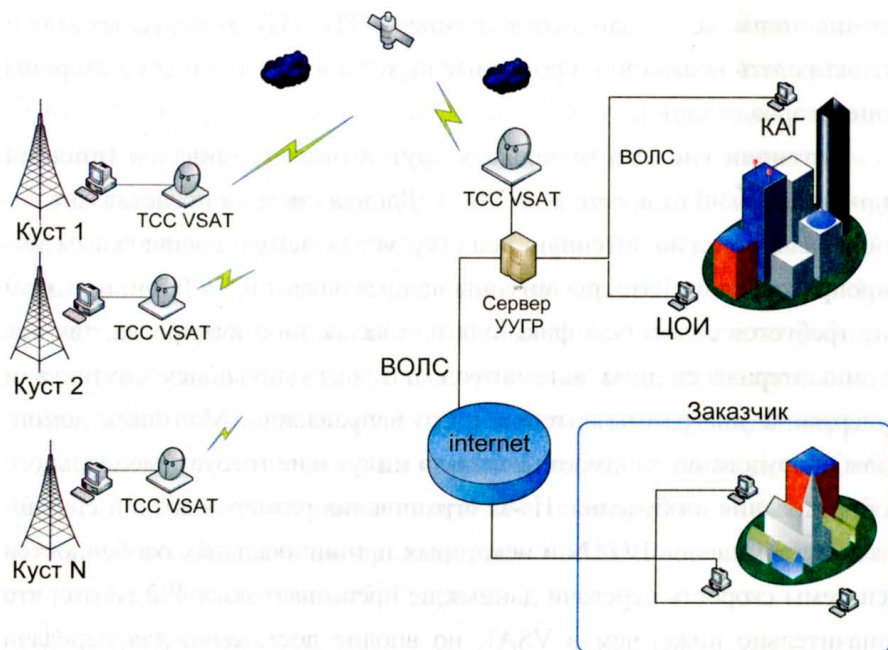


Рис. 4.9. Схема организации телекоммуникационной сети с применением технологии VSAT на одном из месторождений Восточной Сибири

бурение, при котором станция ГТИ стоит на одном месте до 1,5 лет. Особенность заключается в том, что терминал спутниковой связи VSAT, установленный на кустах данного месторождения, используется как «удлинитель» локальной сети и не имеет прямого выхода в сеть Internet. Данная «локальная» сеть включает в себя 14 станций ГТИ на кустах, рабочее место менеджера ГТИ ГИС – на месторождении и в Уфимском УГР. Также все вышеперечисленные точки объединены качественной телефонной связью, которая подключена к мини-АТС Уфимского УГР. Это дает возможность позвонить на любую станцию ГТИ на месторождении из любого кабинета Уфимского УГР, в котором установлен внутренний телефон.

Отправка суточного материала и суточных сводок происходит через сервер, установленный в УГР. Данная схема позволяет оградить



компьютеры, установленные в станциях ГТИ (ТИ), от вирусных атак и блокировать несанкционированные выходы в сеть Internet со стороны операторов станции.

Антенная система мобильных спутниковых терминалов **Inmarsat** принципиально отличается от VSAT. Данная система представляет собой фазированную антенную решетку, управляемую специальным микропроцессором. Размеры антенны не превышают 0,5 x 0,5 м, при этом не требуется ее жесткая фиксация или какая-либо юстировка, так как компьютерная система автоматически производит поиск спутника и удержание диаграммы антенны в его направлении. Монтаж и демонтаж оборудования занимает несколько минут и не требует специального оборудования и обучения. Из-за ограничения размеров антенн спутниковых терминалов BGAN и некоторых принципиальных особенностей системы скорость передачи данных не превышает пока 492 кбит/с, что значительно ниже, чем в VSAT, но вполне достаточно для передачи геолого-технологической и геофизической информации. Сеть Inmarsat BGAN функционирует на базе новейших геостационарных спутников Inmarsat I-4. Первый из них был запущен 11 марта 2005 года, второй – 8 ноября 2005 года. Это позволило добиться устойчивой работы системы в Европе, Африке, Ближнем и Среднем Востоке, Азии, на большей части территории Северной и Южной Америк. В феврале 2009 года выведен на орбиту третий спутник, что существенно расширило зону охвата сети.

Стойкие к внешним воздействиям, компактные (размером с половину ноутбука) спутниковые терминалы BGAN обеспечивают высококачественную и надежную связь из любой точки зоны действия системы. Их можно легко и быстро подключить к персональному компьютеру и другому оборудованию с помощью функции «plug and play». Работа с ними не требует специальных знаний. Настройка терминала легко выполняется с помощью программы, поставляемой в комплекте на компакт-диске.

С целью обеспечения надежности каналов связи на космических аппаратах сети BGAN используются антенны, которые направляются на любой терминал, вошедший в данную сеть. Для этого спутниковая система через сеть GPS определяет координаты данного терминала и направляет на него узкий пучок с диаметром 150 км. Всего у каждого спутника есть возможность создания 228 таких направлений. Такая технология позволяет увеличить количество абонентов, работающих в конкретном частотном диапазоне, и резко снизить требования к чувствительности приемных трактов и мощности передающих устройств. Сеть Inmarsat BGAN предоставляет потоковую передачу данных с гарантированными скоростями (quality of service – QoS) 32, 64, 128, 256 кбит/с, пакетную передачу на скоростях до 492 кбит/с, телефонную и факсимильную связь. Дополнительно пользователи могут получить фиксированный IP адрес.

Поддерживаемые услуги:

- подключение к Интернет (пакетная передача данных);
- подключение к телефонным сетям общего пользования для телефонной и факсимильной связи, обмена данными (с использованием аналогового модема);
- отправка/получение SMS-сообщений;
- передача данных;
- пакетная передача данных.

Зона покрытия системы спутниковой связи Inmarsat BGAN и Inmarsat M4 показана на рисунках 4.10 и 4.11 соответственно.

Системы сотовых каналов связи

В последние годы получило широкое распространение использование сотовой мобильной связи, а именно, возможности передачи данных в сотовых сетях (GPRS, HSDPA). GPRS (англ. General Packet Radio Service – пакетная радиосвязь общего пользования) – надстройка над

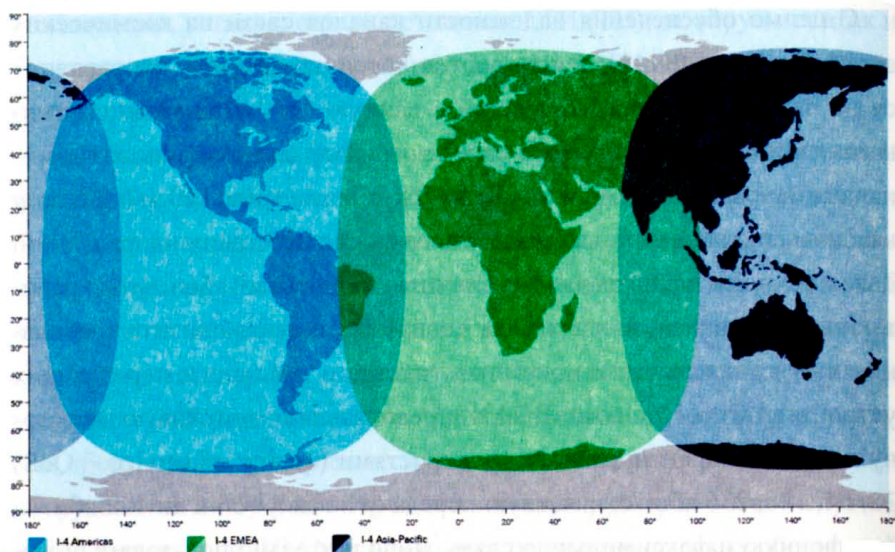


Рис. 4.10. Зона покрытия системы спутниковой связи Inmarsat BGAN

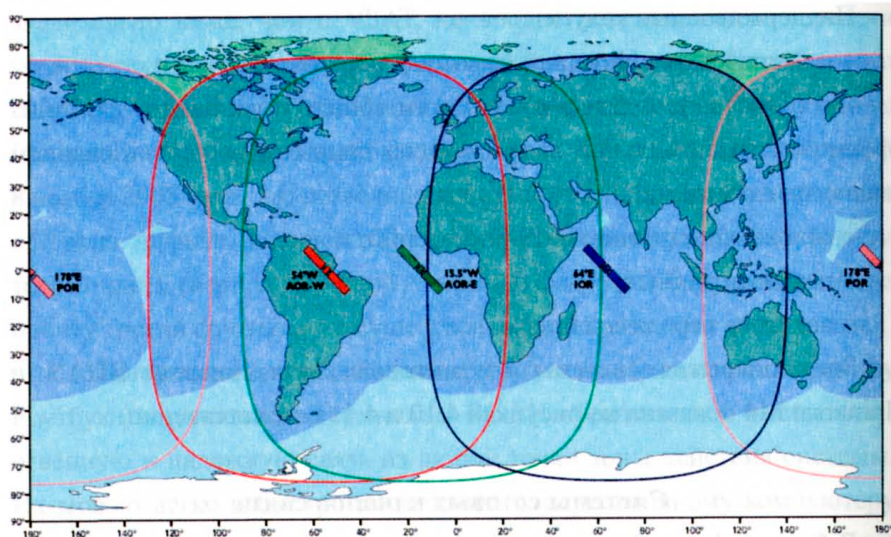


Рис. 4.11. Зона покрытия системы спутниковой связи Inmarsat M4

технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных. GPRS позволяет пользователю сети сотовой связи произ-

водить обмен данными с другими устройствами в сети GSM и с внешними сетями, в том числе Интернет. GPRS предполагает тарификацию по объему переданной/полученной информации, а не по времени, проведенному онлайн. Служба передачи данных GPRS надстраивается над существующей сетью GSM. На структурном уровне систему GPRS можно разделить на две части: подсистему базовых станций (BSS) и опорную сеть GPRS (GPRS Core Network). В BSS входят все базовые станции и контроллеры, которые поддерживают пакетную передачу данных. Для этого BSC (Base Station Controller) дополняется блоком управления пакетами – PCU (Packet Controller Unit), а BTS (Base Transceiver Station) – кодирующим устройством CCU (Channel Codec Unit). Основным элементом опорной сети является сервисный узел поддержки GPRS – SGSN (Serving GPRS Support Node). Он занимается обработкой пакетной информации и преобразованием кадров данных GSM в форматы, используемые протоколами TCP/IP.

HSDPA (англ. High-Speed Downlink Packet Access – высокоскоростная пакетная передача данных от базовой станции к мобильному телефону) – стандарт мобильной связи, рассматривается специалистами как один из переходных этапов миграции к технологиям мобильной связи четвертого поколения (4G). Максимальная теоретическая скорость передачи данных по стандарту составляет 14,4 Мбит/с, практическая достижимая в существующих сетях – около 4 Мбит/с.

Следует отметить, что операторы мобильной (сотовой) связи в первую очередь стремятся удовлетворить потребности клиентов в сегменте голосовой связи, передача данных пока остается на втором плане. Покрытие сетями сотовой связи производится в населенных пунктах и на дорогах, соединяющих их. В то же время бурение на нефть и газ производится, как правило, в отдаленных малонаселенных районах, где содержание сотовой сети для операторов крайне невыгодно. Поэтому главной проблемой при выборе системы связи становится географическое



местоположение партии ГИС или ГТИ. Существуют районы, отдаленные от мегаполисов и поселков, где нет охвата сети того или иного оператора сотовой связи. Также существуют районы, находящиеся под охватом сети, но вследствие топографических условий (низменность, непосредственная близость возвышенностей) имеют недостаточный или не имеют вообще достаточного уровня сигнала с базовой станции оператора сотовой связи.

В случае недостаточного сигнала применяются пассивные и активные средства усиления сигнала. К пассивным средствам улучшения сигнала относятся дополнительные узко и всенаправленные антенные устройства различных моделей, мачты и штанги для подвеса антенн. К активным средствам относятся антенные усилители (бустеры).

Основным преимуществом сотовой связи перед спутниковой является простота эксплуатации, низкая стоимость единицы переданной информации, низкая стоимость клиентской части оборудования. При приезде на скважину начальник партии определяет, имеется ли в данной географической точке охват сотовой связи, и его уровень. После анализа принимается решение о возможности использования сотовой связи и необходимом дополнительном оборудовании. В качестве приемопередающего оборудования может использоваться GSM-модем или сотовый телефон со встроенной функцией модема. Применение телефона со встроенным модемом удобнее, так как сразу позволяет пользоваться голосовой связью и имеет относительно невысокую стоимость.

Основными критериями выбора системы связи являются:

1. Объем и требуемая скорость передачи информации.
2. Длительность нахождения на месте проведения исследований.
3. Зона покрытия сотовой или космической сетью и надежность канала связи.
4. Стоимость оборудования.
5. Стоимость объема передачи данных.

Список принятых сокращений

АК	– акустический каротаж
АКТОР	– внешний источник питания скважинных приборов 200, 300, 400 Гц
АСГП	– агрегатированная система скважинных геофизических приборов
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь
БА	– блок акселерометров
ББР	– блок батарей и регистрации
БК	– боковой каротаж
БКЗ	– боковое каротажное зондирование
БП	– блок питания
БЭГ	– блок электронный генераторный
ВИМ	– время-импульсная модуляция
ВИП	– встроенный источник питания скважинных приборов
ВК	– входной коммутатор (блок реле)
ВОЛ	– волоконно-оптические линии связи
Г	– генераторы
ГЕКАТ	– внешний источник питания скважинных приборов постоянного тока
ГИК	– геофизический информационный комплекс
ГТИ	– геолого-технологические исследования
ДВП	– дискретные вейвлет-преобразования
ДДВ	– датчик давления ПЖ на входе
ДОЛ	– датчик оборотов лебедки
ДПК	– датчик положения клиньев
ДПО	– диагностическое программное обеспечение
ЗУ	– запоминающее устройство
И	– магнитострикционный излучатель
ИП	– источник питания
ИПП	– имитатор пористого пласта
К	– коммутаторы
КА	– космический аппарат
КВИМ	– квантовая время-импульсная модуляция
КИМ	– кодо-импульсная модуляция
КИП-ГГК	– комплект имитаторов
ККС	– компьютеризованная каротажная станция
КН	– контроллер
КСП	– комплексный скважинный прибор

КУ	– кабельный усилитель
ЛС	– линии связи
МИ	– методика измерений
МНХ	– метрологическая нормированная характеристика
МП	– мультиплексоры
МПК	– мультиплексный последовательный канал
МПО	– метрологическое программное обеспечение
МЭД	– мощность экспозиционной дозы
ОГ	– орбитальная группировка
ОИ	– объект исследования
ОЗУ	– операционное запоминающее устройство
ОС	– операционная система
ПИ	– преобразователь интерфейса
ПК	– программа канала
ПО	– программное обеспечение
ПОИ	– программное обеспечение приема, обработки и интерпретации данных
ПОС	– программное обеспечение передачи информации
ПУК	– программно-управляемый канал
ПУ ИИС	– программно-управляемая информационно- измерительная система
ПУУ	– программно-управляемые усилители
СГ	– степень годности
СИ	– средство измерения
СПО	– скважинное программное обеспечение
СО	– стандартный образец
СС	– спутниковые системы
СУР	– система управления и регистрации
Т1, Т2	– силовые трансформаторы
ТПО	– тестовое программное обеспечение
УПП	– устройство приема-передачи
УУХ	– устройство управления и хранения
ФИВИ	– формирователь импульсов возбуждения излучателя
ФМ	– функциональный модуль
ФНВИ	– формирователь напряжения возбуждения излучателя
УЭС	– удельное электрическое сопротивление
УЭП	– удельная электрическая проводимость
ЦОИ	– центр обработки информации
ЭК	– электрический каротаж

Список условных обозначений

$B_{изм}$	– измеренное значение
$\Delta B_{изм}$	– истинное значение погрешности измерений
Γ	– коэффициент распространения энергии
G	– электропроводность изоляции
G_0	– проводимость изоляции при постоянном токе
G_f	– проводимость изоляции при переменном токе
H_p	– предел допускаемой вариации
$h_{мф}$	– местоположение по глубине муфт, фонарей
$h_{цк}$	– высота подъема цемента
I/I_0	– коэффициент передачи по току
P_i/P_0	– коэффициент передачи по мощности
q_i	– количество информации, получаемой одним функциональным каналом
S	– сечение
S_u	– информационная совместимость
$S_{эм}$	– электромагнитная совместимость
$R_{из}$	– сопротивление изоляции
U_i/U_0	– коэффициент передачи по напряжению
Z_c	– волновое сопротивление
α	– коэффициент фазы (фазовая постоянная)
β	– коэффициент затухания энергии
$\Delta_{осп}$	– пределы допускаемой основной абсолютной систематической погрешности
δ	– угол диэлектрических потерь
ρ	– удельное электрическое сопротивление
ρ	– величина плотности цемента
$\sigma_p [\dot{\Delta}_o]$	– предел допускаемого среднего квадратичного отклонения абсолютной погрешности
$\phi_{ц}$	– фазовое состояние тампонажных материалов
$\chi_{цк}$	– состояние контакта цементное кольцо – колонна
$\chi_{цп}$	– состояние контакта цементное кольцо – порода
ω	– определение влагонасыщенной пористости
Σ	– характер распределения цемента по высоте и периметру

Список используемой литературы

1. *Астафьева Н.М.* Вейвлет-анализ: основы теории и примеры применения//Успехи физических наук, 1996. Т. 166. № 11. С. 1145–1170.
2. *Адиев Я.Р., Ахметшин И.Н., Валеев Г.З., Коровин В.М.* Геофизическая служба Башкортостана, состояние и развитие науки и производства/ Геофизическая служба Башкортостана на рубеже веков. Сб. докл. Республиканская научно-практическая конференция. – Уфа, 2000. С. 116–120.
3. *Адиев Я.Р., Коровин В.М., Исхаков И.А., Гибадуллин Н.З.* Автоматизированная система сбора и обработки информации при геофизических исследованиях скважин на основе современных коммуникационных технологий/Новые технологии в геофизике: Тез. докл. Научный симпозиум. – Уфа, 2001. С. 4–6.
4. *Акустический метод исследования скважин*//Обзор зарубежной литературы, сер. «Нефтегазовая геология и геофизика». – М.: ВИИОЭНГ, 1970. С. 34.
5. *Балашов К.Ю.* Сжатие информации: анализ методов и подходов//Ин-т техн. кибернетики НАН Беларуси. – Минск, 2000. № 6.
6. *Блаттер К.* Вейвлет-анализ. Основы теории. – М.: Техносфера, 2004. С. 280.
7. *Белоконь Д.В., Еникеева Ф.Х., Козяр В.Ф., Митюшин Е.М., Пантюхин В.А., Труков А.С., Хаматдинов Р.Т.* Компьютеризированные технологии геофизических исследований скважин: состояние и перспективы развития в России//НТВ «Каротажник», 1996. № 28. С. 14–28.
8. *Брагин А.А., Михайловский В.Н.* Телеизмерение радиоактивных излучений. – Киев.: Изд-во АН УССР, 1963. С. 155.
9. *Булатова Ж.М., Волкова Е.А., Дубров Е.Ф.* Акустический каротаж. – Л.: Недра, 1970. С. 252.
10. *Ватищев Д.И.* Методы оптимального проектирования. – М.: Радио и связь, 1984. С. 248.
11. *Величкин А.И.* Передача аналоговых сообщений по цифровым каналам связи//Статистическая теория связи. – М.: Радио и связь, 1983. Вып. 19. С. 240.

12. *Ватолин Д., Ратушняк А., Смирнов М., Юкин В.* Методы сжатия данных. Устройство архиваторов, сжатие изображений и видео. – М.: Диалог – Мифи, 2003. С. 384.
13. *Воробьев В.И., Грибунин В.Г.* Теория и практика вейвлет-преобразования. – СПб.: Изд-во ВУС, 1999. С. 203.
14. *Виттих В.А., Цибатов В.А.* Оптимизация бортовых систем сбора и обработки данных. – М.: Наука, 1985. С. 176.
15. *Горовой В.В., Таратьян И.А., Хвоц С.Т.* Комплект интерфейсных БИС серии К538 для мультимплексного канала/Электронная промышленность. 1985.
16. *Громаков Ю.А.* Стандарты и системы подвижной радиосвязи//Серия «Инженерная энциклопедия технологий электронных коммуникаций». – М.: Эко-Трендз, 2000. С. 190.
17. ГОСТ 26765.52-87. Интерфейс магистральный последовательный системы электронных модулей. Общие требования.
18. *Дремин И.М., Иванов О.В., Нечитайло В.А.* Вейвлеты и их использование//Успехи физических наук, 2001. Т. 171. № 5. С. 465–501.
19. *Дьяконов В., Абраменкова И.* MATLAB. Обработка сигналов и изображений/Специальный справочник. – СПб.: Питер, 2002. С. 608.
20. *Дьяконов В.П.* Вейвлеты. От теории к практике. – М.: СОЛОН-Р, 2002. С. 48.
21. *Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С.* Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. С. 432.
22. *Железнов Н.А.* Синтез информационных систем и использование избыточности/Использование избыточности в информационных системах. – Л.: Наука, 1970, С. 9–28.
23. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1978. С. 320.
24. *Исследование и разработка телеметрической линии связи для модульной и комплексной аппаратуры термостойкостью до 200 °С/Отчет по теме XI Г.П.5/ЮИ, Калинин. Номер госрегистрации 01.84.0012200.*
25. *Киселев А.В., Глазков А.И., Филлин Н.И.* Прибор комплексный электрического каротажа и профилометрии для исследования бурящихся

- скважин на нефть и газ/Исследование коллекторов сложного строения, техника и методика. Тр. ВМнефтепромгеофизики. – Уфа, 1982. Вып.12. С. 80–86.
26. *Коровин В.М., Лаптев В.В., Насибуллин И.А., Кулик Ю.Ф.* Комплексная аппаратура для исследования в обсаженных скважинах («ВАРТА»)/ Тезисы докладов областной научно-практической конференции 16–19 марта 1987 г. – Тюмень, 1987. С. 117.
27. *Коровин В.М., Адиев Я.Р., Валиуллин Р.А., Иванов В.Я.* Контроль технического состояния скважин//Геофизика, 2000. Спец. вып. С. 36–38.
28. *Коровин В.М., Адиев Я.Р., Валеев Г.З., Шилов А.А., Гибадуллин Н.З., Рубин А.Г., Врублевская Е.А.* Опыт создания автоматизированной системы сбора и обработки данных ГИС на основе современных телекоммуникационных технологий//Технологии ТЭК. № 4. С. 17–19.
29. *Коровин В.М., Адиев Р.Я., Булаев В.И., Барышев В.И., Лесников В.В.* Передача данных акустического каротажа по цифровым каналам связи//НТВ «Каротажник». – Тверь АИС, 2004. № 2 (115). С. 59–65.
30. *Коровин В.М.* Технологии геофизических и геолого-технологических исследований скважин на основе современных средств телекоммуникаций//Геофизический вестник, 2006. № 6. С. 14–16.
31. *Коровин В.М.* Анализ автоматизированной системы сбора и обработки информации для ГИС//Нефтяное хозяйство, 2006. № 7. С. 112–114.
32. *Коровин В.М., Бандов В.П.* Концепция создания и производства аппаратно-программного комплекса ГИС для бурящихся скважин/ Использование геолого-геофизических методов при поисках, разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых в Республике Башкортостан. Тезисы докладов Научно-практической конференции.– Октябрьский, 1994. С. 13–14.
33. *Невдяев Л.М.* Мобильная спутниковая связь: Справочник. – М.: «Связь и бизнес» МЦНТИ, 1998. С. 155.
34. *Недоступ Г.А., Пятахин В.И., Смушкевич В.Л.* К вопросу о частотных характеристиках каротажных кабелей//Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1968. Вып. 38. С. 102–107.
35. *Окунев Ю.Б.* Теория фазоразностной модуляции. – М.: Связь, 1979. С. 216.
36. *Пронин Е.Г., Мозуева О.В.* Проектирование бортовых систем обмена

- информации. – М.: Радио и связь, 1989. С. 240.
37. Уайндер С. Справочник по технологиям и средствам связи. – М. Мир, 2000. С. 429.
 38. Федоров В.В. Теория оптимального эксперимента. – М.: Наука, 1971.
 39. Хвоц С.Т., Дорошенко В.В., Горовой В.В. Организация последовательных мультиплексных каналов систем автоматического управления. – Л.: Машиностроение, 1989. С. 271.
 40. Хвоц С.Т., Васильев А.К., Кудрявцев В.А. Архитектура мультиплексных каналов последовательной передачи данных//НТЖ «Зарубежная радиоэлектроника». – М.: Радио и связь, 1964. № 12. С. 67–82.
 41. Хвоц С.Т., Горовой В.В., Свиридович В.С. Организация мультиплексных каналов на основе интерфейсного комплекса БИС. – Л.: ЛДНТП, 1984. С. 26.
 42. Шилов А.А., Коровин В.М., Шматченко С.Н. Опыт работы службы технологических исследований бурящихся скважин с применением систем контроля процесса бурения «Леуза» и спутниковых систем связи/Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности: Тез. докл. Научный симпозиум. – Уфа, 2003. С. 90.
 43. Аболищ А.И. Системы спутниковой связи. – М.: ИТИС, 2004.
 44. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация. – М.: Макс Пресс, 2008.
 45. Широков В.Н., Митюшин Е.М., Неретин В.Д., Лукьянов Э.Е., Белоконь Д.В. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – М.: Недра, 1996.
 46. Беляков Н.В. Интегрированные геофизические исследования бурящихся скважин. – М.: Физматкнига, 2008.

Предметный указатель

А

АГС «Горизонталь» 254

В

Вейвлет-преобразования 254

Величина 12

Внутримодульное комплексирование 29

Волновое сопротивление 77

Вторичные (волновые) параметры геофизических кабелей 76

Г

Гидромотор привода лебедки 62

Гидронасос привода лебедки 61

Годность средств измерений 134

Градуировочная характеристика 121

Д

Датчик глубин 86

Датчик давления ПЖ на входе (ДДВ) 99

Датчик оборотов вала буровой лебедки 100

Датчик оборотов лебедки 95

Датчик положения клиньев ДПК 101

Е

Единица величины 113

З

Значение величины 112

И

Измерение 113

Измерительный процесс 113

Измерительная система 120

Индуктивность 70

К

Кабель геофизический 65

– бронированный 67

– многожильный 66

Калибровка средства измерений 122, 125

Классификация измерений 114

Коэффициент затухания энергии кабеля 80

– распространения 79

- передачи по напряжению 81
- передачи по сопротивлению 81
- передачи по току 81
- (постоянная) распространения энергии кабеля 79
- фазы (фазовая постоянная) 81

М

Мера 120

Мерный ролик 86

Методика (метод) измерений 114

Метрология 112

Метрологическое программное обеспечение (МПО) 241

Н

Нормированная метрологическая характеристика (НМХ) 132

О

Оценки погрешности 123

П

Поверка средств измерений 122, 130, 136

Погрешность измерения 126

Подъемник каротажный 55

Показатель качества поверки 136

Проводимость изоляции жил кабеля 73

Р

Разметка геофизического кабеля 87

Регистрирующие системы 105

Редуктор планетарный 63

С

Сертификат о калибровке 132

Совместимость методов ГИС 30

Средства измерений 113, 119

Станция каротажная 55

Степень годности СИ 137

Т

Телекоммуникационные системы передачи информации 267

Тестовое программное обеспечение (ТПО) 241

Э

Электрическая емкость кабеля 72