



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Контроль технического
состояния скважин

том 4

ОАО «Башнефтегеофизика»

Геофизические исследования и работы в скважинах

В 7 томах

Том 4

**Контроль технического
состояния скважин**

УФА 2010

УДК 550.30
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, А.В. Миллер,
А.А. Миллер, А.А. Сулейманов, В.И. Барышев,
И.Л. Соломина, Г.Г. Шаисламова**

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 4. Контроль технического состояния скважин. – Уфа: Информреклама, 2010. – 436 с., ил.

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. Конструкция скважин и задачи контроля	
технического состояния	10
§1. Конструкция скважин и общие сведения о креплении скважин	10
§2. Особенности технологии изготовления обсадных труб нефтегазовых скважин и повреждения труб в процессе эксплуатации	14
§3. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн	20
§4. Тампонажные материалы	28
§5. Цементирование скважин	39
§6. Контроль технологии цементирования скважин	47
§7. Задачи, решаемые при контроле технического состояния скважин	56
§8. Комплекс методов для контроля качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн	59
Глава 2. Акустические методы контроля качества	
цементирования скважин	63
§1. Акустический контроль качества цементирования на преломленных волнах	63
§2. Акустический метод сканирующей цементометрии (АКЦ-СК)	91
§3. Акустический контроль качества цементирования на отраженных волнах	108
Глава 3. Радиоактивные методы исследования	
контроля качества цементирования скважин	118
§1. Радиоактивный метод	118
§2. Структура и алгоритмы работы радиоактивных модулей	127
§3. Метрологическое обеспечение аппаратуры метода ГГЦ	137
§4. Метрологическое обеспечение метода ННК	161
§5. Новые возможности метода ГГЦ	186

Глава 4. Электромагнитная дефектоскопия обсадных колонн...	190
§ 1. Физические основы электромагнитной дефектоскопии.....	191
§ 2. Аппаратура скважинной электромагнитной дефектоскопии .	220
§ 3. Сканирующие магнитные интроскопы (СМИ).....	238
Глава 5. Дополнительные методы ГИС для контроля технического состояния скважин	254
§ 1. Интегральный гамма-каротаж.....	254
§ 2. Электромагнитная локация муфт.....	267
§ 3. Акустическая шумометрия.....	269
§ 4. Термометрия	271
§ 5. Трубная профилометрия	283
Глава 6. Обработка материалов скважинных исследований и их интерпретация.....	292
§ 1. Сбор априорной геолого-геофизической информации для интерпретации ГИРС	293
§ 2. Прием скважинного материала ГИРС	297
§ 3. Оценка качества первичных данных ГИРС	298
§ 4. Обработка и интерпретация данных акустической цементометрии.....	316
§ 5. Интерпретация данных сканирующей акустической цементометрии.....	348
§ 6. Интерпретация данных гамма-гамма-цементометрии.....	352
§ 7. Термометрия для определения высоты подъема цемента	378
§ 8. Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия	380
§ 9. Обработка и интерпретация данных акустического каротажа на отраженных волнах	402
§ 10. Обработка и интерпретация данных замеров трубными профиломерами	408
Технические параметры скважинных приборов различного назначения	421
Список условных обозначений.....	423
Список принятых сокращений	426
Список используемой литературы	428
Предметный указатель.....	431

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач при строительстве скважин является спуск обсадной колонны и ее цементирование. Обеспечение качественного цементирования обсадных колонн является одной из сложнейших проблем и необходимо для надежного разобщения пластов и изоляции продуктивных горизонтов от остальной части разреза. От качества проведения данной технологической операции зависит последующая производительность скважины и экологическая безопасность в процессе эксплуатации нефтегазового месторождения.

Для решения данной проблемы предусмотрены различные технологические операции – начиная от создания проекта строительства скважины до обеспечения контроля технологии цементирования с помощью специальных станций (СКЦ) и контроля качества цементирования на всех этапах строительства и ремонта скважин с помощью различных геофизических приборов и специальных методик обработки и интерпретации информации с соответствующим программным обеспечением.

Большой вклад в создание и развитие геофизических методов для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн внесли д-р. техн. наук С.Г. Комаров, д-р. техн. наук Д.В. Белоконов, канд. техн. наук П.А. Прямов, Ю.А. Гулин, канд. техн. наук Д.А. Бернштейн, д-р. техн. наук Ю.А. Гуторов, д-р. техн. наук Б.И. Кирпиченко, д-р. техн. наук В.А. Сидоров, канд. геол.-минерал. наук А.В. Миллер и многие другие.

На производстве для решения задач по контролю техническо-

го состояния обсадных колонн и контроля качества цементирования в 70-е годы широко применялась аппаратура типа АКЦ-2, АКЦ-4, СГДТ-2, СГДТ-3, СГДТ-НВ. В 80-х годах, после тщательной доработки совместно специалистами НПФ «Геофизика» и народным предприятием ВЕВ «Geofizika» (ГДР), в массовом порядке применялась достаточно надежная и современная аппаратура акустического контроля качества цементирования УЗБА-21 и УЗБА-21А. В последующем она была заменена различными модификациями аппаратуры серии МАК для различных диаметров обсадных колонн. Аналогично развитие получила и аппаратура радиоактивного каротажа, были разработаны и внедрены в производство приборы типа ЦМЗ-4, ЦМ8-10, ЦМ10-12.

В начале 80-х годов под руководством П.А. Прямова впервые была разработана комплексная аппаратура радиоактивного и акустического контроля качества цементирования ЦМГА-2. Несмотря на свою высокую эффективность по резкому снижению времени проведения исследований выявились две основные проблемы, сдерживающие дальнейшее применение комплексной скважинной аппаратуры. Первая – отсутствие надежного телеметрического канала связи по каротажному кабелю, и вторая – аналоговая система регистрации, не позволяющая в полном объеме реализовать преимущества комплексной аппаратуры.

Значительный шаг в области создания комплексной скважинной аппаратуры был сделан в середине 80-х годов, когда появился стандарт на «Интерфейс магистральный последовательный системы электронных модулей» по ГОСТ 26765.52-87 (аналог MIL-STD-1553B) и соответствующая электронная база для его реализации. Практически одновременно во всех научно-исследовательских геофизических организациях РФ началась разработка скважинной геофизической аппаратуры с применением данного интерфейса. В НПФ «Геофизика» в короткие сроки была разработана комплексная программно-управляемая аппаратура «ВАРТА» (В.М. Коровин), реализующая методы ГК, ЛМ, АКЦ, АШ, ВТ, ГГЦ, НК. Разработка проводилась из-за отсутствия ком-

пьютеризированных станций с модернизированной станцией для сейсмических исследований «Прогресс-К». Задержка в разработке и изготовлении компьютеризированных регистраторов в последующем не позволила быстро реализовать внедрение новой комплексной аппаратуры. С появлением регистрирующих систем типа «Гектор», «Карат» и др. данная аппаратура была доработана и под названием «АМК-2000» (М.А. Сулейманов) достаточно широко применяется на производстве.

Основные принципы программно-управляемого режима работы скважинной аппаратуры практически полностью изменили алгоритмы регистрации, управления, метрологического обеспечения и последующей обработки информации как для данной аппаратуры, так и для последующих разработок, что практически не отражено в учебно-методической литературе. Авторы в данной книге попытались устранить этот пробел как для инженеров-геофизиков, так и для инженеров-метрологов и инженеров-интерпретаторов.

Над подготовкой к изданию данного тома
работали следующие авторы:

1. Коровин В.М., д-р техн. наук (общая редакция, введение, главы 1, 2, 3, 5)
2. Лобанков В.М., д-р техн. наук (метрологическая часть глав 2, 3, 5)
3. Миллер А.В., канд. геол.-минерал. наук (глава 4)
4. Миллер А.А., канд. техн. наук (глава 4)
5. Сулейманов М.А., канд. техн. наук (глава 2, параграф 2)
6. Шаисламова Г.Г. (глава 1)
7. Барышев В.И. (глава 6)
8. Соломина И.Л. (глава 6)

ГЛАВА 1. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН И ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

§ 1. Конструкция скважин и общие сведения о креплении скважин

Скважина (нефтяная, газовая, водяная и т.д.) представляет собой сооружение, преимущественно круглого сечения, образуемое путем бурения и крепления и характеризуемое относительно малым размером площади поперечного сечения по сравнению с размером площади боковой поверхности и заранее заданным положением в пространстве.

Способы бурения по характеру воздействия на горные породы подразделяются на механические, термические, физико-химические, электроискровые и др. Широко применяются только способы, связанные с механическим воздействием на горные породы, остальные не вышли из стадии экспериментальной разработки.

При бурении нефтяных и газовых скважин в России применяется исключительно вращательный способ бурения. При этом способе бурения скважина как бы высверливается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струей бурового раствора или нагнетаемым в скважину воздухом или газом.

Одной из важнейших задач при строительстве скважин является спуск обсадной колонны и ее цементирование. Обеспечение качественного цементирования обсадных колонн является одной из сложнейших проблем и необходимо для надежного разобщения пластов и

изоляции продуктивных горизонтов от остальной части разреза. От качества проведения данной технологической операции зависит последующая производительность скважины и экологическая безопасность в процессе эксплуатации нефтегазового месторождения.

Крепление скважин заключается в спуске в скважину обсадных колонн и их цементировании с целью укрепления стенок скважин, сложенных недостаточно устойчивыми горными породами, и разобщения нефтегазоносных и водоносных пластов друг от друга, а также для изоляции от остальной части разреза. Разобщение пластов, т.е. изоляция затрубного пространства, достигается путем закачки цементного раствора и формирования в затрубье прочного цементного камня, имеющего плотный (сплошной) контакт с обсадной колонной и горными породами.

Выбор типа обсадных колонн и тампонажных материалов зависит от конкретных геолого-технических условий бурения скважин: физико-механических свойств горных пород, пластовых давлений и температур, характеристик пластовых флюидов, искривления ствола и других факторов и осуществляется буровыми организациями в процессе строительства скважины.

В конструкции скважины различают следующие типы обсадных колонн: направление, кондуктор, промежуточная колонна и эксплуатационная колонна. Типовая конструкция скважины представлена на рис. 1.1.

Направление

Направление спускается для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми породами, а также для предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. При бурении без спуска направления возможность бурения скважин на месторождении подтверждается заказчиком в примечании к конструкции скважин. В сложных геологических условиях проводки скважин при бурении в пойменных



Рис. 1.1. Конструкция скважины

местах, верхняя часть разреза которых сложена гравием, плывуном, и при невозможности полного перекрытия их одним направлением спускается второе направление. Особо остро задача крепления стоит при бурении в многолетних мерзлых породах, где требуется специальная технология.

Основные диаметры обсадных колонн, применяемых для направления 324 мм, приведены в таблице 1.1.

Кондуктор

Глубина спуска кондуктора определяется требованиями крепления скважин верхних неустойчивых отложений, перекрытия верхних пресноводных горизонтов от загрязнения и по конкретной площади – решением технического совета объединения.

Основные диаметры обсадных колонн, применяемых для кондукторов, – 245 мм.

Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна спускается на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта с целью разобщения продуктивных горизонтов и других газо-, нефте- и водоносных пластов, вскрытых скважиной, а также служит каналом связи от устья до забоя скважины.

Основные диаметры обсадных колонн, применяемых для эксплуатационных колонн, – 146,0 (168,3) мм, при диаметре скважин – 215,9.

В настоящее время для крепления нефтегазовых скважин применяют в основном обсадные трубы, изготавливаемые по ГОСТ 632-64 с наружным диаметром: 114,3; 127,0; 139,7; 146,0; 168,3; 177,8; 193,7; 219,1; 244,5; 273,1; 298,5; 339,7; 406,4; 426; 508,0 мм и толщиной стенки от 6 до 12 мм.

Для обсадки скважин старого фонда, в том числе при бурении боковых стволов, используют также насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром: 73,0; 101,6; 114,3 мм и толщиной стенки от 5,5 до 7 мм.

Наиболее часто в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазовых провинциях используют конструкцию скважины, приведенную в таблице 1.1.

Т а б л и ц а 1.1

Типичная конструкция скважины

Тип обсадной колонны	Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Номинальный диаметр ствола скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная	146 (168,3)	215,9



§ 2. Особенности технологии изготовления обсадных труб нефтегазовых скважин и повреждения труб в процессе эксплуатации

Методы изготовления обсадных труб, наряду с химическим составом стали, определяют их электромагнитные свойства и возможные вариации толщины стенок в пределах одной трубы.

При строительстве нефтегазовых скважин применяются цельнотянутые обсадные трубы (без сварных швов). Конструкция обсадных труб представлена на рис. 1.2.

В процессе прокатки и полировки труба вращается, а по ее поверхности катятся валки. В связи с этим может происходить винтообразное изменение толщины с периодичностью от 0,2 до 0,3 м и амплитудой до нескольких долей миллиметра. Нередко происходит постепенное изменение толщины стенок трубы от начала к концу трубы, достигающее в отдельных случаях 0,5 мм и даже более. Концы труб подвергаются специальной обработке, и толщина стенок у концов часто оказывается на несколько долей миллиметра тоньше, чем в остальной части трубы.

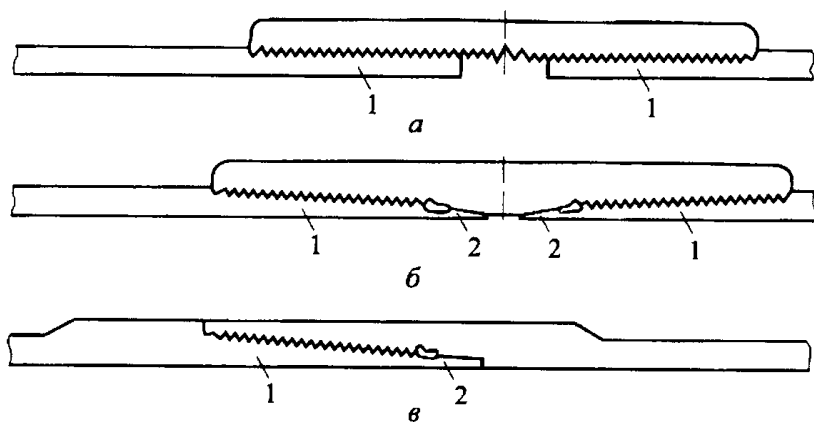


Рис. 1.2. Конструкция обсадных труб:

а – ОТТМ; б – ОТТГ; в – ТБО;

1 – резьбовое соединение; 2 – уплотнительная часть соединения

Согласно ГОСТ 632-80 у трубы, выпускаемой заводом, допускается отклонение толщины стенок трубы от номинального от -12,5% до +8%. Это означает, что у труб с толщиной стенок 8 мм допускается отклонение от -1,0 мм до +0,64 мм.

Таким образом, измерения толщины стенки колонны в скважинных условиях достаточно производить с точностью не более 0,5 мм, так как технология изготовления труб на трубопрокатных заводах допускает изменения толщины в указанных пределах.

Колонны эксплуатационных и особенно нагнетательных скважин подвергаются мощному механическому и физико-химическому воздействию среды. Неизбежным следствием этого воздействия является коррозия металла. Коррозия – это разрушение металла вследствие физико-химического воздействия внешней среды, при этом металл изменяет механические и электромагнитные свойства. По механизму коррозионного процесса различают два основных типа коррозии: химическую и электрохимическую. Под химической коррозией подразумевают взаимодействие металлической поверхности с окружающей средой, не сопровождающееся возникновением электрохимических (электродных) процессов на границе фаз. Механизм химической коррозии сводится к реактивной диффузии атомов или ионов металла сквозь постепенно утолщающуюся пленку продуктов коррозии и встречной диффузии атомов или ионов кислорода. По современным воззрениям этот процесс имеет ионно-электронный механизм, аналогичный процессам электропроводности в ионных кристаллах. Примером химической коррозии является взаимодействие металла с жидкими неэлектролитами в условиях, когда влага на поверхности металла не конденсируется, а перемещается вдоль поверхности, что и происходит в нефтегазовых скважинах. Практически наиболее важным видом химической коррозии является взаимодействие металла с кислородом и другими активными средами, в частности, с сероводоро-



дом. Стойкость против такого рода коррозии можно повысить при введении в состав сплава металла различных добавок (хрома, алюминия, кремния и др. – ингибиторные добавки).

Электрохимическая коррозия связана с образованием коррозионной пары: положительного электрода – анода в глубине трещины или коррозионной язвы и катода в неповрежденной части трубы. Напряжение между ними составляет сотые или тысячные доли вольта, но этого оказывается достаточно для возникновения тока в электролите, которым является минерализованный скважинный флюид. Обратный ток замыкается по телу трубы. На аноде в области дефекта происходит потеря ионов металла, дефект начинает углубляться и расширяться. По распределению коррозии по трубе различают равномерную и местную коррозию. При равномерном распределении коррозионных разрушений по всей поверхности металла коррозию называют равномерной, но это возможно только при полном отсутствии цементного камня. Если же значительная часть поверхности металла свободна от коррозии и последняя сосредоточена на отдельных участках, то ее называют местной. Язвенная, точечная (питтинговая), щелевая, контактная, межкристаллическая коррозия – наиболее часто встречающиеся типы местной коррозии. Однако достаточно часто встречается и так называемая «ручейковая» коррозия, напоминающая прорезанные флюидами в теле колонны каналы в местах, свободных от контакта с цементным камнем с внешней стороны. Этот вид дефекта колонны недоступен для поиска акустическими методами, так как находится с наружной стороны колонны. Необходимо отметить, что при корродировании металла колонн происходит не только потеря самого металла, но и изменение физических свойств, прежде всего электромагнитных.

Коррозионные процессы нарушают герметичность колонны, что приводит к заводнению продуктивных пластов, потере воды из на-

гнетательных скважин, межпластовым перетокам, попаданию нефти и высокоминерализованных вод в пресноводные горизонты и другим весьма нежелательным явлениям. Однако наиболее опасными видами повреждений являются смятие, смещение и, наконец, слом колонны, приводящий скважину в полностью негодное состояние. Данные процессы возникают при воздействии на колонну напряжений со стороны породы, превышающих запас прочности обсадных труб. Аварии этого типа отмечаются не повсеместно, а в основном лишь в тех районах и в тех интервалах разреза, где присутствуют высокопластичные породы.

В Прикаспийской впадине и Предуральском прогибе, где разрез сложен в основном хомогенными осадочными породами, и в том числе солями калия и натрия, аварии и осложнения возникают в половине глубоких поисково-разведочных скважин. Главным фактором нарушения устойчивости стенок обсадных колонн является пластическое течение солей под влиянием давления перекрывающих горных пород. Горное давление p_r , возникающее за счет веса вышележащих слоев, определяется формулой:

$$p_r = \gamma g H, \quad (1.1)$$

где: γ – плотность пород, кг/м³;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²);

H – глубина залегания, м.

Давление внутри скважины, если она не герметизирована устьевым оборудованием, определяется весом флюида, заполняющего скважину, а поскольку плотность флюида чаще всего в 1,5–2,5 раза меньше плотности пород, давление внутри скважины во столько же раз меньше давления в породах. В глубоких скважинах, 4000–5000 м и более, разница давления в скважине и окружающих породах достигает особенно большой величины. В твердых породах горное давление, то есть давление в породах, не передается в скважину, а в высокопластичных, текучих по-



родах, в особенности в солевых отложениях, в некоторых типах глин, горное давление воздействует на наружную стенку цементного кольца, а при его нарушении – на стенку скважины. Поскольку пластичность солей и глин неидеальна, эти породы способны передавать не только всестороннее, но и направленное давление, возникающее при тектонических подвижках. Неравномерная по окружности нагрузка чаще всего и служит непосредственной причиной смятия и разрушения колонны.

Кроме тектонических явлений, причинами неравномерной нагрузки могут быть дефекты цементного кольца: неполное заполнение колонного пространства цементным камнем или разрушение цементного камня фильтрационными потоками как до, так и после схватывания тампонажного раствора. Со стороны уцелевшего цементного камня избыточное давление в пласте пластичных пород ослабляется и выравнивается по длине колонны сопротивлением цемента, а на локальных участках при отсутствии цемента давление полностью передается на стенку колонны; давление на колонну становится несимметричным. Неравномерная нагрузка на колонну может возникнуть при отсутствии центрирования обсадной трубы в скважине, когда труба прижимается к одной стенке, а цемент заполняет только противоположную часть скважины, не затекая в узкую щель между стенкой и колонной. По некоторым оценкам, хорошее цементное кольцо увеличивает устойчивость скважины примерно на 30 %. Возможны и другие причины разрушения колонны в присутствии пластичных пород.

На месторождениях Ноябрьского района выявлено около 50 аварийных скважин со сломами эксплуатационных колонн, причем все без исключения нарушения колонн приурочены к глубинам 550–750 м, где разрез представлен глинистыми породами люлинворской и талицкой свит. Исходя из практики строительства скважин наиболее вероятный механизм разрушения колонн происходит следующим образом.

Вначале происходит нарушение герметичности колонны нагнетательной скважины в теле трубы или в резьбовом соединении. Через это нарушение за колонну нагнетается большой объем воды. От воды глины набухают, переходят в текучее состояние. Давление в глинистом пласте растет, и когда оно превосходит горное давление, происходит гидроразрыв пласта и в нем образуются трещины горизонтальной ориентации. По мере поступления воды трещины растут, горные породы начинают подниматься вверх вместе с кондуктором. Колонны зафиксированы вверху на устье и закреплены внизу цементом, поэтому они начинают растягиваться и рваться. И так разрушаются не только нагнетательная, но и соседние добывающие скважины, иногда все скважины куста и даже добывающие скважины в соседних кустах, отстоящих на 500–600 м от данной нагнетательной скважины. Однако наиболее часто страдают нагнетательные скважины. Во всех случаях вероятность разрушения колонны существенно возрастает, если прочность стенок уменьшается за счет развития коррозионных процессов.

В связи с вышеизложенным становится очевидной необходимость систематического контроля технического состояния колонн. Наилучшим решением была бы организация мониторинга скважин комплексом геофизических методов, контролирующим процесс коррозии, позволяющим не только выявить участки негерметичности колонн, но и своевременно предсказать возможность разгерметизации, выявить участки уменьшения толщины стенок за счет коррозии, где в будущем может образоваться смятие и разрыв колонны. Своевременное обнаружение негерметичности позволит организовать и правильно спланировать ремонт колонны, который уменьшит потери при добыче продукта и закачке воды в нагнетательную скважину, предотвратит набухание глинистых пластов, грозящее разрывом колонны. Наконец возможен прогнозный расчет устойчивости колонны с оценкой срока дальнейшей безаварийной эксплуатации.



Для успешного решения этих задач комплекс геофизических методов должен включать методы достоверного и детального изучения как площадной коррозии, ослабляющей сопротивление смятию колонны, так и локальных коррозионных проявлений: питтинговых язв, сквозных отверстий и щелей. Важнейшую роль в этом комплексе играет электромагнитная дефектоскопия. Как уже говорилось выше, при описании технологии изготовления труб, для изучения площадной коррозии, а также механического истирания колонны буровыми трубами и НКТ в процессе спуско-подъемных операций представляется достаточной детальность порядка $0,1 \times 0,1$ м при точности определения толщины около 0,5 мм. Минимальные размеры сквозных отверстий и щелей, существенно нарушающих герметичность колонны, оценить трудно. Расход жидкости, протекающей через отверстие, зависит не только от размеров дефекта, но и от перепада давления, который может варьировать в широких пределах. Опасность дефектов увеличивается в интервалах с нарушениями цементного кольца, против пластов глин, способных набухать и становиться текучими, и против водоносных горизонтов.

§ 3. Устройства и приспособления для оснащения обсадных колонн

В конструкции низа обсадных колонн входят: башмачная направляющая пробка, башмак или короткий патрубок с боковыми отверстиями, обратные клапаны, упорное кольцо, кольца жесткости и турбулизаторы. Для эксплуатационных и промежуточных колонн в комплект оборудования их низа включаются также центрирующие фонари и скребки.

Башмачная направляющая пробка (рис. 1.3) крепится к башмаку обсадной колонны и служит направлением при ее спуске. При отсутствии направляющей пробки башмак колонны срывает со стенок сква-

жины глинистую корку и породу. В результате сильно загрязняется ствол скважины, закупоривается нижняя часть колонны, что делает невозможным продавку промывочной жидкости. Пробки могут быть бетонными, чугунными, деревянными.

Башмак колонны устанавливается на первой трубе для предупреждения смятия торца нижней трубы обсадной колонны при спуске в скважину и представляет собой толстую короткую (0,5 м) трубу (рис. 1.4).

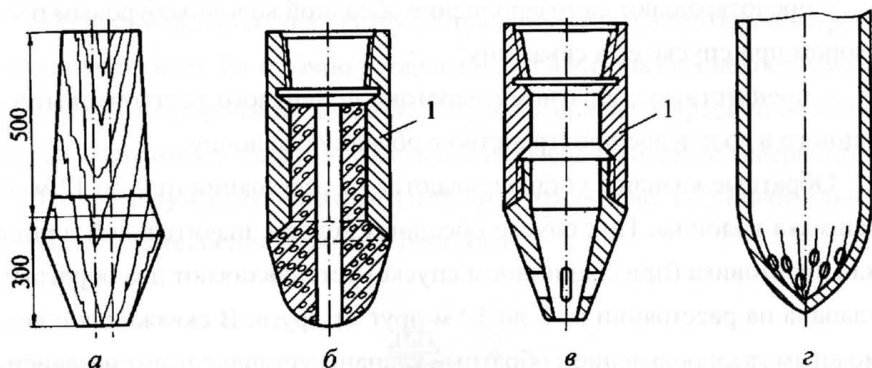


Рис. 1.3. Башмачные направляющие пробки:

а – деревянная; б – бетонная; в – чугунная; г – стальная («паук»);

1 – башмак



Рис. 1.4. Башмак колонны



Наружный диаметр равен диаметру муфты, внутренний – внутреннему диаметру обсадной трубы.

При спуске обсадных колонн секциями на первой трубе второй и последующих секций вместо башмака устанавливается патрубок с боковыми отверстиями для пропуска бурового и цементного раствора.

Обратные клапаны (рис. 1.5, 1.6) выполняют следующие функции:

- предотвращают samozаполнение обсадной колонны буровым раствором при спуске ее в скважину;
- препятствуют обратному перетоку цементного раствора, вытесненного в кольцевое пространство в обсадную колонну.

Обратные клапаны устанавливаются на расстоянии от 2 до 12 м от башмака колонны. При спуске обсадных колонн значительной длины или хвостовика (при секционном спуске) устанавливают два обратных клапана на расстоянии от 8 до 12 м друг от друга. В скважинах с возможным газопроявлением обратные клапаны устанавливают независимо от глубины спуска колонны во избежание газового выброса в процессе спуска колонны и ее цементирования.

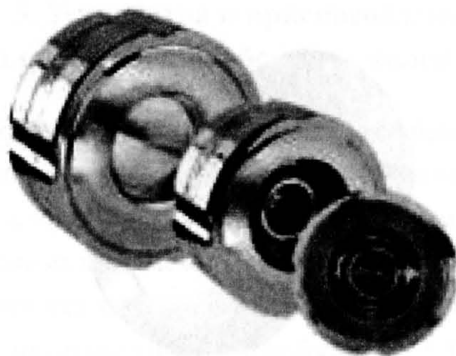


Рис. 1.5. Внешний вид обратного клапана

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном (на расстоянии от 6 до 12 м).

Кольца жесткости рекомендуется устанавливать на кондукторы и промежуточные колонны. Для усиления нижней части обсадной колонны и повышения прочности соединения на нижние 4–5 труб надеваются короткие (100–200 мм) патрубки и закрепляются под и над муфтами электросваркой.

Турбулизаторы способствуют лучшему замещению бурового раствора цементным. Их обычно устанавливают в интервалах недостаточно хорошего центрирования колонны, со сложной конфигурацией сечения ствола скважины, а также на участках с не очень большими кавернами.

Центрирующие фонари (центраторы) (рис. 1.7) значительно улучшают вытеснение бурового раствора.

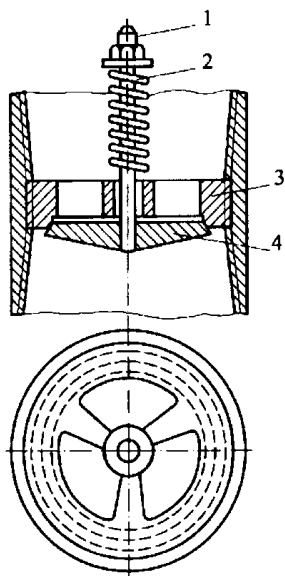


Рис. 1.6. Тарельчатый клапан:

1 – стержень; 2 – пружина; 3 – седло клапана; 4 – тарелка

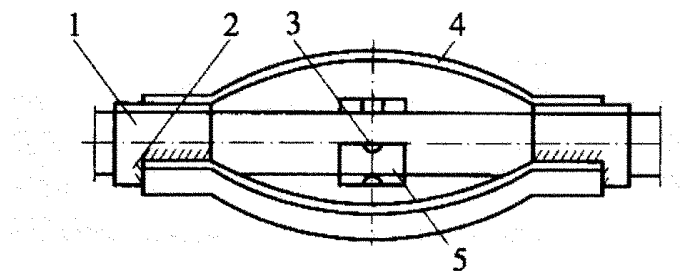


Рис. 1.7. Центрирующий фонарь (центратор) конструкции ГрозНИИ:

1 – обсадная труба; 2 – кольцо; 3 – отверстия для сварки; 4 – планки; 5 – упорное кольцо

Если обсадная колонна не отцентрирована в скважине, то цементный раствор не вытесняет буровой по всей площади кольца, а оставляет застойные зоны бурового раствора. Центрирующий фонарь представляет собой устройство, центрирующее обсадную колонну в скважине, способствуя образованию более равномерного цементного кольца вокруг колонны. Центрирующие фонари по своим конструктивным особенностям могут быть упругими (рис. 1.8) и жесткими (рис. 1.9).

Для участков ствола скважины с зенитным углом более 35° рекомендуется использовать центраторы выдвижного типа и жесткие, в остальных случаях – упругие.

Число фонарей на опускаемой обсадной колонне в каждом конкретном случае определяется мощностью интервала, в котором необходимо разобщить пласты.

Центратор жесткий предназначен для оборудования обсадных колонн, опускаемых в вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины с целью максимального приближения оси колонны к оси скважины. Центратор обеспечивает также постоянство площади опоры независимо от угла поворота относительно оси колонны.

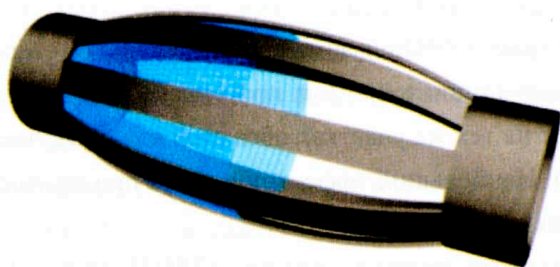


Рис. 1.8. Центрирующий фонарь (упругий)



Рис. 1.9. Центрирующий фонарь (жесткий)

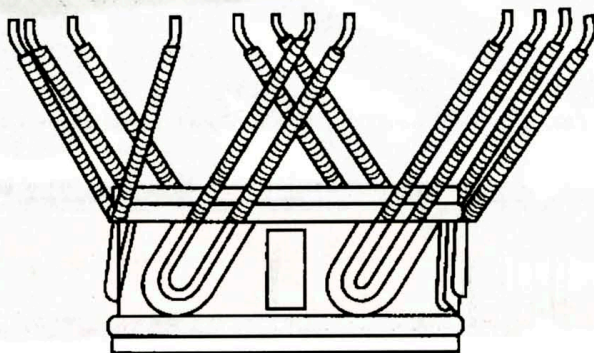


Рис. 1.10. Скребок



Скребки (рис. 1.10) применяют для удаления со стенок скважины фильтрационной глинистой корки при спуске обсадной колонны. Их устанавливают на тех же участках обсадной колонны, что и центрирующие фонари. Наибольший эффект получают при совместном применении скребков и центраторов.

Модульный отсекаТЕЛЬ пласта (МОП) (рис. 1.11, 1.12) предназначен для:

- изоляции выбранного интервала затрубного пространства (обычно продуктивного пласта) от тампонажного раствора в процессе цементирования обсадной колонны путем отсечения пакерующими модулями и перепуска его по специальным каналам устройства;
- селективной эксплуатации отдельных пластов (или пропластков одного мощного пласта) или иных целей в скважине, имеющей несколько продуктивных горизонтов, может быть одновременно спущено несколько модульных отсекателей пластов.



Рис. 1.11. Модульный отсекаТЕЛЬ пласта (внешний вид)

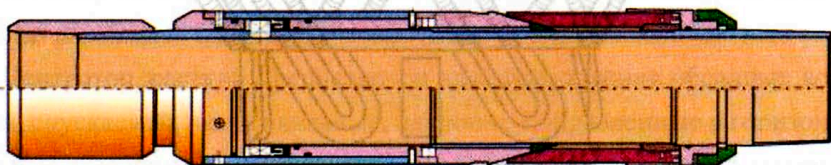


Рис. 1.12. Конструкция модульного отсекателя пласта

Технология закачивания с применением МОП позволяет:

- повысить продуктивность скважин за счет сохранения коллекторских свойств пласта от загрязнения фильтратом и твердыми частицами цементного раствора;
- повысить продуктивность скважин за счет эффективного совмещения вторичного вскрытия пласта с кислотной обработкой призабойной зоны скважины;
- снизить добычу попутной воды за счет сохранения достигнутого качества разобщения пластов путем предупреждения разрушения крепи скважины с использованием «щадящих» методов вторичного вскрытия пласта и т. п.

Муфта ступенчатого цементирования (МСЦ) (рис. 1.13) предназначена для цементирования обсадных колонн в два этапа в скважинах с любой кривизной ствола. Применяют в условиях неизолированных зон поглощения с целью репрессии на продуктивный пласт, а также при манжетном цементировании в комплексе с другими устройствами.



Рис. 1.13. Муфта ступенчатого цементирования



§ 4. Тампонажные материалы

Для цементирования нефтегазовых скважин применяют различные тампонажные материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый непроницаемый камень.

Для затворения тампонажной смеси необходимого объема можно использовать следующие данные, приведенные в таблице 1.2

Т а б л и ц а 1.2

Объем выхода тампонажного раствора из одной тонны сухого цемента

Плотность сухого цемента	Способ цементирования	Плотность цементного раствора, г/см ³	Плотность жидкости затворения, г/см ³	Объем выхода цементного раствора (м ³ из 1 т вещества)
1	2	3	4	5
3,15	мокрый	1,50	1,03	1,432
3,15	мокрый	1,50	1,04	1,456
3,15	мокрый	1,50	1,05	1,481
3,15	мокрый	1,50	1,06	1,508
3,15	мокрый	1,55	1,03	1,294
3,15	мокрый	1,55	1,04	1,313
3,15	мокрый	1,55	1,05	1,333
3,15	мокрый	1,55	1,06	1,354
3,15	мокрый	1,60	1,03	1,181
3,15	мокрый	1,60	1,04	1,196
3,15	мокрый	1,60	1,05	1,212
3,15	мокрый	1,60	1,06	1,229
3,15	сухой	1,65	1,00	1,050

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5
3,15	сухой	1,70	1,00	0,978
3,15	сухой	1,75	1,00	0,910
3,15	сухой	1,80	1,00	0,853
3,15	сухой	1,85	1,00	0,803
3,15	сухой	1,90	1,00	0,758
2,8	сухой	1,30	1,00	2,143
2,8	сухой	1,35	1,00	1,837
2,8	сухой	1,40	1,00	1,607
2,8	сухой	1,45	1,00	1,429
2,8	сухой	1,50	1,00	1,286
2,8	сухой	1,55	1,00	1,169
2,8	сухой	1,60	1,00	1,071
2,8	сухой	1,65	1,00	0,989

Примечание. При мокром способе цементирования в жидкости затворения уже присутствует небольшое количество растворенного цемента. При сухом способе для затворения цементного раствора используется чистая вода.

К важнейшим свойствам цементного раствора относятся водосодержание (водоцементное отношение), водоотдача, плотность, подвижность (растекаемость), сроки схватывания, время загустения, седиментационная устойчивость (способность частиц цементного раствора не оседать в жидкости под действием сил тяжести), структурная вязкость, механическая прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионная устойчивость и некоторые другие.

В зависимости от добавки тампонажные цементы и их растворы подразделяют на песчаные, волокнистые, гелцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низкой водоотдачей, водоземulsionные, нефцементные и др. Номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:



– тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент – для скважин с температурой до 50°C ; «горячий» цемент – для скважин с температурой до 100°C ; плотность раствора – $1,88 \text{ г/см}^3$);

– облепченные цементы для получения растворов плотностью $4\text{--}1,6 \text{ г/см}^3$ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температуры $90\text{--}140^{\circ}\text{C}$); в качестве облепчивающих добавок используют глинопорошки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.;

– утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее $2,15 \text{ г/см}^3$ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температуры $90\text{--}140^{\circ}\text{C}$. В качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.;

– термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурами от 90 до 140°C и от 140 до 180°C ;

– низкогигроскопические тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

В настоящее время широкое применение находит использование алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) с целью облегчения тампонажной смеси. Сверхлегкие цементы с содержанием АСПМ обладают высокой прочностью, низкой проницаемостью, просты в расчетах раствора и долговечны.

Алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ) – продукт (зола) после сжигания каменных углей на тепловых электростанциях. Зола от сжигания углей гидротранспортом транспортируется в водяной бассейн. То что всплывает, собирают, сушат и получают микросферы. Материал получается в виде очень мелких полых сферических зерен, заполненных в основном углекислым газом и воздухом.

По тонкости АСПМ сопоставимы с тампонажным цементом, средний диаметр зерен около 50 мкм. Плотность АСПМ 0,68–0,72 г/см³, насыпная плотность 400–600 кг/м³. При давлении 50–75 атм и выше часть микросфер схлопывается и плотность их возрастает. Например, при 100 атм плотность 0,87 г/см³, при 400 атм – 1,18 г/см³.

АСПМ добавляют в тампонажные цементы в качестве облегчающей добавки в количестве от 10 до 30% к массе цемента. При этом плотность раствора при затворении составляет 1,26–1,40 г/см³. В скважинах часть микросфер схлопывается, и плотность раствора повышается.

Достаточно широко применяется в Сибири для ускорения процесса образования цементного камня и быстрого набора его прочности.

Введение в цементный раствор любых инертных добавок (шлака, пемзы, глины, опилок и др.) существенно снижает прочность и герметичность цементного кольца, увеличивает его проницаемость и создает благоприятные условия для межпластовых перетоков жидкости и газа.

Формирование цементного камня сопровождается выделением тепла и перехода цементной смеси из жидкой фазы в твердую, образующую жесткую механическую связь (сцепление) с поверхностью колонны и стенками скважины. Максимальное тепловыделение наблюдается в процессе схватывания цемента. На этапе твердения температура снижается, приближаясь к геотермической.

Наиболее высокую скорость формирования цементного камня имеют портландцементные смеси, набирающие необходимую прочность на устье скважины не позднее 24 ч после окончания цементировочных работ, а азрированные смеси имеют примерно те же сроки формирования, что и неазрированные, на основе которых они изготовлены. Характер формирования цементного камня продемонстрирован на рис. 1.14, где показана графическая зависимость величины важного интерпретационного параметра α_K АКЦ от времени схватывания цемента.

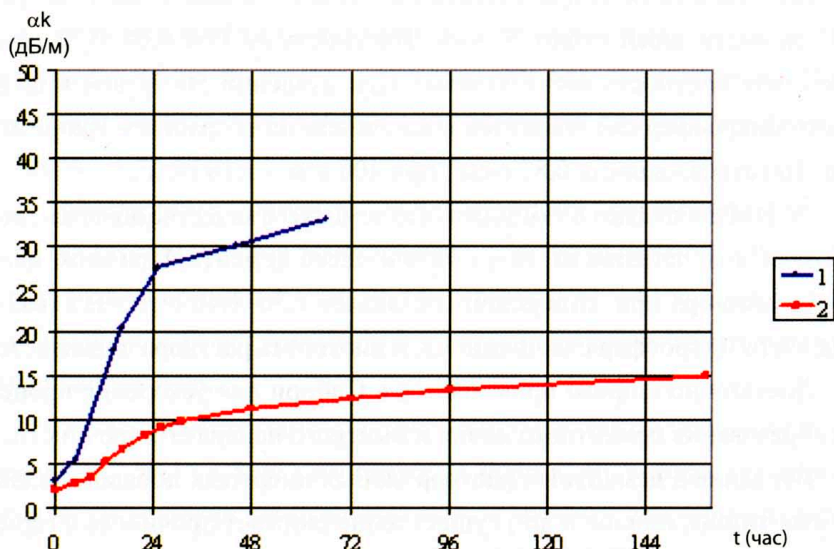


Рис. 1.14. Зависимость α_k от времени формирования в модели с бездефектным цементным кольцом:

1 – плотностью $\sigma = 1,85 \text{ г/см}^3$; 2 – плотностью $\sigma = 1,6 \text{ г/см}^3$

Из графика видно, что величина α_k для сформировавшегося цементного камня из портландцемента ($\sigma = 1,85 \text{ г/см}^3$) достигает своего значения 24 дБ/м не ранее 24 часов, для сформировавшегося цементного камня из гельцемента ($\sigma = 1,6 \text{ г/см}^3$) достигает значения 9 дБ/м – также не ранее 24 часов. Следовательно, исследования в скважине можно проводить через сутки от момента окончания цементирования обсадной колонны в скважине.

Граничные значения α_k при различных сроках формирования цементного камня приведены в таблице 1.3.

Гельцементные смеси, обладающие малым тепловыделением, в этих условиях затягивают сроки формирования до нескольких суток. Особенно это выражено в смесях с добавлением микросфер, полученных из золы угля. По этой причине в скважинах, сложенных многолетнемерзлыми породами, не исключено замораживание гелцементно-

го раствора, растяжение которого в процессе освоения и эксплуатации скважины может привести к полной потере герметичности и повреждению (смятию) колонны обсадных труб.

Т а б л и ц а 1.3

Граничные значения α_k

Плотность цементного камня, г/см ³	Интерпретационный параметр акустич. цементометрии, дБ/м	Сроки формирования цементного камня, сут.			
		1	2	7	14
1,85	α_k	24	30	35	-
1,6		9	11	15	20

Опережающее схватывание и «зависание» цемента в интервалах проницаемых пород приводит к разгрузке нижележащих горизонтов от давления столба цементного раствора и возникновению в затрубном пространстве движения флюидов из пласта в пласт, образующих каналы в цементном кольце.

Регулируют свойства цементных растворов путем изменения водоцементного отношения, а также путем добавления различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

На практике в большинстве случаев применяют цементный раствор с водоцементным отношением 0,4–0,5. Нижний предел водоцементного отношения ограничивается текучестью цементного камня и удлинением срока схватывания.

К ускорителям относятся хлористые кальций, калий и натрий, жидкое стекло (силикаты натрия и калия), кальцинированная сода, хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора такие химические реагенты, как гидролизированный полиакрилонитрил, карбоксиметилцел-



люлоза, полиакриламид, сульфитоспиртовая барда, концентрированная сульфинспиртовая барда, нитролигнин. Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают водоотдачу и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

На практике наиболее часто используют тампонажные смеси, характеристики которых приведены в таблице 1.4

Т а б л и ц а 1.4

**Характеристики наиболее распространенных
тампонажных материалов по ГОСТ 1581-96**

Тампонажный материал	Условное обозначение	Ограничения по температуре окружающей среды, °С	Плотность цементного раствора, г/см ³	Прочность при изгибе, МПа	
				1 сут.	2 сут.
1	2	3	4	5	6
Портландцемент тампонажный бездобавочный	ПЦТI-50 ПЦТI-100	15–50	1,88–1,90	-	2,7
		50–100	1,88–1,90	3,5	-
Портландцемент тампонажный с минеральными добавками	ПЦТII-50 ПЦТII-100	15–50	1,83–1,85	-	2,7
		50–100	1,85–1,93	3,5	-
Портландцемент тампонажный облегченный	ПЦТIII-О6 (4–6)–50 ПЦТIII-О6 (4–6)–100	20–50	1,40–1,60	-	0,7
		50–100	1,40–1,60	-	1,0
Портландцемент тампонажный утяжеленный	ПЦТIII-Ут (0,3)–50 ПЦТIII-Ут (0,3)–100	25–50	2,0–2,3	-	-
		50–100	2,0–2,3	-	2,0

Во многих нефтегазодобывающих регионах эксплуатационную колонну цементируют двумя марками цемента. Верхнюю часть скважины от устья до продуктивных интервалов цементируют облегченным гелецементным раствором плотностью от 1,5 до 1,6 г/см³, а нижнюю

часть скважины в интервале продуктивных пластов – нормальным портландцементным раствором плотностью от 1,8 до 1,9 г/см³.

Срок схватывания и скорость твердения цементного камня в затрубном пространстве скважины зависят от состава и плотности цементных растворов, термобарических условий, фильтрационно-емкостных свойств горных пород и других геолого-технических условий. К примеру, скорость формирования гелецементного камня значительно ниже по сравнению с портландцементным камнем нормальной плотности. Поэтому оптимальные сроки контроля качества цементирования обсадных колонн для конкретных цементных растворов определяют экспериментальным путем в заданных геолого-технических условиях.

В результате различных факторов технико-технологического и геологического характера в процессе цементирования затрубного пространства и при дальнейшей эксплуатации скважины в цементном кольце могут формироваться следующие основные дефекты:

- вертикальные каналы и трещины;
- кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами;
- разрывы сплошности;
- низкая прочность и высокая проницаемость цементного камня.

Дефекты цементного кольца можно разделить по своему происхождению на первичные, т. е. образующиеся до начала эксплуатации продуктивных интервалов, и вторичные, которые возникают в процессе длительной эксплуатации скважины.

Первоначальные дефекты цементирования могут возникнуть в результате:

- неполного вытеснения объема бурового раствора (как правило, это происходит в глубоких кавернах и при быстром продавливании тампонажного раствора в затрубье);
- несинхронной работы цементировочных агрегатов и неодинако-



вой плотности цементного раствора, подаваемого в скважину;

- чрезмерной отдачи воды в сильно проницаемые пласты, усадки цемента;
- снижения гидростатического давления внутри обсадной колонны в процессе формирования цементного камня и притока газа или жидкости из высоконапорных пластов в затрубное пространство.

Прочностные характеристики цементного камня и условия его механического контакта с колонной и стенками скважины могут измениться в процессе эксплуатации скважины вследствие воздействия гидродинамических и химических (осолонение) процессов, протекающих в системе «скважина-пласт», возрастания перепадов давления между проницаемыми пластами при отборе продукции, закачки в пласты воды, а также в результате механического воздействия на колонну при перфорации, работе штанговых насосов.

В нефтяных эксплуатационных скважинах образование дефектов происходит в основном в интервалах, прилегающих к водонасыщенным участкам пластов за счет коррозионных явлений. В нагнетательных скважинах образование дефектов ускоряется эрозионным воздействием потока закачиваемых вод.

По характеру и размерам дефекты крепления скважин, влияющие на состояние герметичности цементного кольца, подразделяются на:

1. Контактные (кольцевые микрозазоры между цементным кольцом, поверхностью колонны и стенками скважины).

Для зазоров характерен контакт цементного кольца с поверхностью колонны или стенкой скважины через тонкий слой инородных материалов (глинистая корка, жидкость, мазут, краска) с пренебрежительно малым изменением плотности цементного кольца. Следует учитывать, что жесткий контакт в практике цементирования скважин в чистом виде маловероятен, так как формирование контакта происходит между неидеально гладкими поверхностями цемента и стенки колонны. Так,

например, шероховатость наружных стенок обсадных труб составляет от 50 до 300 мкм и зависит от технологии изготовления и микроструктуры применяемого металла. При этом с увеличением диаметра трубы шероховатость растет.

Кольцевой микрозазор на границе цементного камня со стенкой обсадной колонны является одним из наиболее распространенных дефектов цементирования. Однако широко используемое понятие «зазор» на границе цемента с колонной необходимо понимать условно, так как действительного зазора в общепринятом понимании, как правило, не образуется, а существует некоторое нарушение контакта между поверхностями с достаточно большими неоднородностями (шероховатостями), при котором раскрытость нарушения в некоторых случаях может быть даже меньше шероховатости. С этой точки зрения скользящий контакт соответствует раскрытости равной или большей максимальной шероховатости контактирующих поверхностей, а жесткий контакт – раскрытости меньшей минимальной шероховатости.

Зазоры считаются переточными, если они простираются на большие расстояния (более 10–20 м) по стволу скважины и отмечаются в интервалах коллекторов. Зазоры относятся к случаю пониженной герметичности, а в газовых скважинах – к низкой.

Схематическое изображение различных вариантов возможного качества цементирования обсадной колонны показано на рис. 1.15.

2. Объемные (сообщающиеся между собой вертикальные каналы и трещины в цементном камне, разрывы сплошности цементного кольца).

Каналы простираются в горизонтальном сечении скважины, либо примыкают только к поверхности колонны, либо только к стенке скважины. Вследствие ограниченной толщины цементного кольца каналы любого размера всегда считаются переточными (низкая герметичность цементного кольца). Разрывы ассоциируются с полным отсутствием цементного кольца, а следовательно, и герметичности.

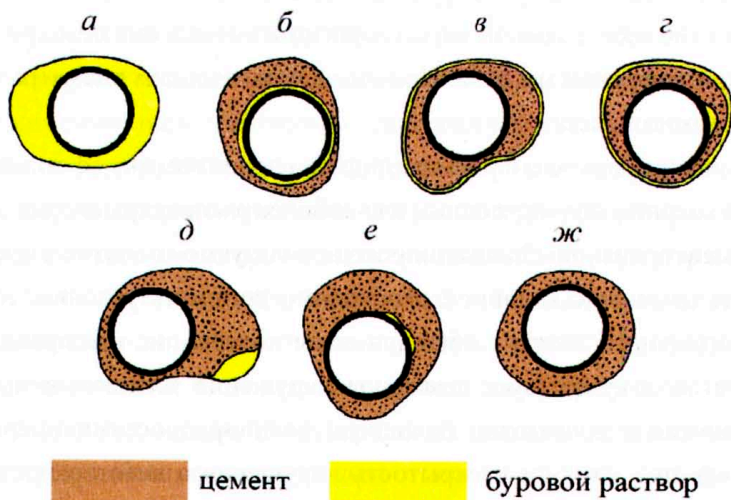


Рис. 1.15. Варианты различных случаев качества цементирования обсадной колонны:

- а* – свободная колонна (цементное кольцо за колонной отсутствует);
- б* – отсутствие контакта цементного кольца с колонной (наличие микрозазоров);
- в* – отсутствие контакта цементного камня с породой (сплошной зазор между цементным кольцом и стенками скважины);
- г* – частичный контакт цементного кольца с колонной (наличие каналов);
- д* – сплошной контакт с колонной, частичный с породой;
- е* – частичный контакт с колонной, сплошной с породой;
- ж* – жесткий контакт сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины

Исследования технического состояния скважины выполняются периодически в течение всего времени эксплуатации скважины. Первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, крепления ее обсадной колонной и цементации. Они служат для установления дефектов строительства скважины (некачественного цементации и негерметичности колонны), а также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов по методике временных исследований. Эти исследования выполняются комплексом методов (акустического и гамма-гамма-каротажа).

§ 5. Цементирование скважин

Крепление скважин осуществляется для разобщения нефтегазоносных пластов от всех пластов, лежащих выше, с обязательным одновременным разобщением нефтесодержащих и газосодержащих пластов друг от друга и защитой обсадных труб от корродирующего действия минерализованных вод, циркулирующих в недрах. Поэтому спущенные в скважину обсадные колонны должны быть зацементированы путем закачки тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны.

Перед тем как начать процесс цементирования скважины, она должна быть подготовлена следующим образом:

- Обсадная колонна должна быть заполнена однородным по физическим свойствам буровым раствором и не должна содержать газовоздушных пузырьков.

- Обсадная колонна должна быть центрирована по всей длине. Колонны труб устанавливают в скважине с помощью центрирующих фонарей. Чаще всего центрирующие фонари ставят на ту часть эксплуатационной колонны, которая перекрывает продуктивные и водоносные горизонты.

- Размеры обсадной трубы выбирают таким образом, чтобы разница между нормальным диаметром скважины или внутренним диаметром промежуточной колонны и внешним диаметром основной колонны составляла не менее 30 мм.

- Перед цементированием с наружной поверхности колонны должны быть удалены ржавчина, всевозможные корки и загрязнения мазутами и нефтепродуктами, которые могут привести к ухудшению контактных связей цементного кольца с поверхностью колонны, а также могут препятствовать свободному прохождению скважинных приборов.



Закрепление колонны обсадных труб и кондуктора в скважине цементным камнем служит для обеспечения герметичности затрубного пространства и предотвращения коррозии. При этом должно обеспечиваться:

- разобщение вскрытых скважиной пластов-коллекторов (продуктивных, водосодержащих, поглощающих);
- предотвращение выхода на поверхность агрессивных вод, нефти и газа и загрязнения ими окружающей среды, а также предохранение колонны от коррозии и разрушения;
- предотвращение загрязнения пресноводных пластов коллекторов минерализованными водами других горизонтов.

Существует ряд методов цементирования скважин, таких как одноступенчатое цементирование, двухступенчатое цементирование, манжетное цементирование, цементирование хвостовиков, цементирование под давлением.

В зависимости от условий залегания нефтяных или газовых пластов, степени их насыщенности, литологического состава, проницаемости применяют тот или иной метод цементирования скважины.

Одноступенчатое цементирование скважин (одноцикловой способ) – наиболее распространенный вид цементирования.

Процесс цементирования заключается в следующем. После того как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ее после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке труб. После того как скважина промыта, все линии от цементировочного агрегата до цементировочной головки опрессованы и проверены, приступают к приготовлению и закачиванию цементного раствора в скважину (рис. 1.16).

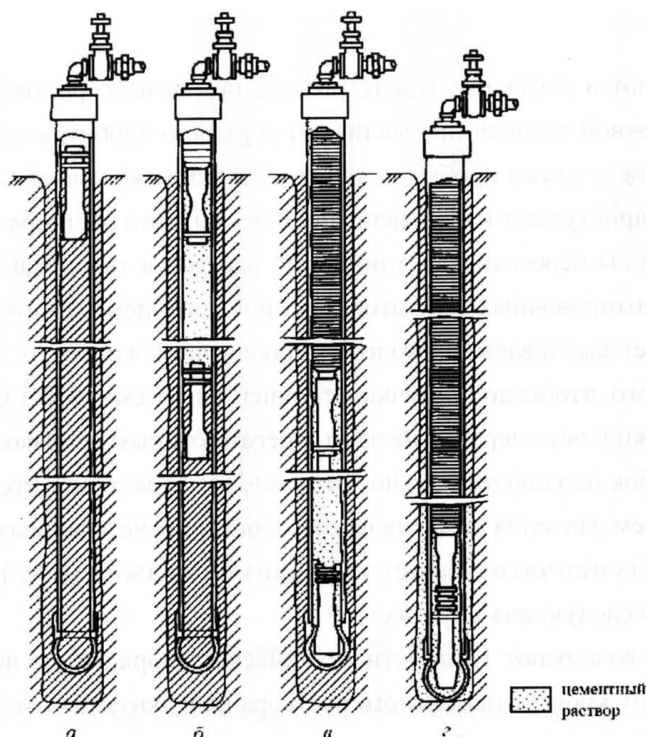


Рис. 1.16. Стадии процесса цементирования с двумя пробками:

- а* – опускание нижней пробки;
- б* – закачка цемента и опускание верхней пробки;
- в* – продавливание цемента к башмаку колонны;
- г* – продавливание цемента в заколонное пространство

Рекомендуется непосредственно перед началом затворения цементной смеси произвести закачивание в колонну буферной жидкости, в качестве которой наиболее часто используются вода и водные растворы солей. Объем буферной жидкости рассчитывается из условий допустимого гидростатического давления на продуктивный пласт. После закачивания буферной жидкости в колонну опускают нижнюю пробку. Затем при помощи цементосмесителей и цементируочных агрегатов приготавливают цементный раствор, который агрегатами прокачки



прокачивают в скважину. После закачки цементного раствора из цементирующей головки продавливают верхнюю пробку, и цементный раствор между двумя пробками движется к башмаку колонны.

Затем приступают к продавливанию цементного раствора вниз. Бутовые насосы перекачивают глинистый раствор в тарированные мерники цементирующих агрегатов. При продавке цементного раствора ведется счет закачиваемой в колонну продавочной жидкости. Это делается для того, чтобы до прокачки оставшегося объема ($0,5-1,0 \text{ м}^3$) продавочной жидкости перейти на один агрегат, которым производится посадка пробок на упорное кольцо. Этот момент характеризуется резким повышением давления на заливочной головке, так называемым ударом.

Двухступенчатое цементирование скважин (рис. 1.17) применяется в следующих случаях:

- если возникают трудности технического порядка, не позволяющие поднять уровень цементного раствора на нужную высоту;
- при наличии на забое скважины высокой температуры, ограничивающей во времени проведение одноступенчатого цементирования;
- в отдельных случаях, не требующих заполнять заколонное пространство цементом полностью.

Для проведения двухступенчатого цементирования необходимо внутри обсадной колонны на некотором расстоянии от забоя установить специальную заливочную муфту (рис. 1.18).

Первая ступень цементирования заключается в поднятии цемента на заданную высоту от башмака колонны. Одновременно заливается вторая ступень через цементирующие отверстия заливочной муфты. После твердения цемента спускают бурильную колонну с долотом и разбуривают цементные пробки, промывают скважину до цементного стакана в башмаке колонны и проверяют высоту подъема первой и второй ступени цементирования.

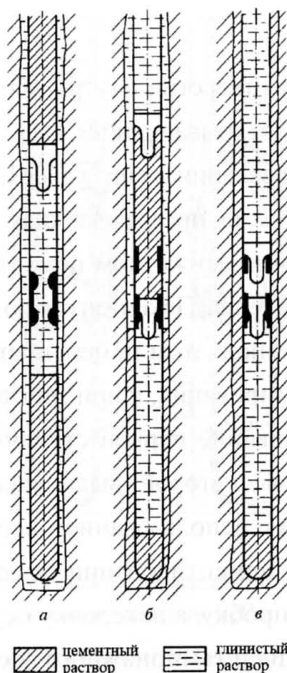


Рис. 1.17. Схема двухступенчатой заливки скважины:

а – опускание нижней цементировочной пробки; б – опускание верхней цементировочной пробки; в – окончание цементирования

Двухступенчатый способ цементирования ствола скважины часто применяют с некоторыми изменениями, например, проводят заливки с выдержкой во времени между затворением первой и второй порции цемента.

Манжетное цементирование производится в тех случаях. Когда при нормальном цементаже возникает опасность цементирования малодебитных или сильно дренированных пластов, что может снизить производительность скважины. Нижняя часть эксплуатационной колонны (в интервале коллектора) составляется из специально перфорированных труб-фильтров. Цементный раствор в заколонное пространство поступает через блоковые отверстия в обсадных трубах, расположенных над



фильтром. Ниже боковых отверстий внутри обсадной колонны устанавливается прямой клапан, открывающийся вверх и пропускающий жидкость только в одном направлении – снизу вверх, а снаружи устанавливается воронкообразная манжета, преграждающая движение цемента вниз.

При двухступенчатом и манжетном цементировании широко применяются заколонные пакеры. Пакер опускают в скважину на обсадной колонне. При двухступенчатом цементировании пакер размещают между ступенями цементирования, а при манжетном – над продуктивным пластом. Цементирование первой ступени (ниже пакера) проводят через башмак колонны, а второй (выше пакера) – через цементировочные отверстия пакера с использованием верхней цементировочной пробки. При манжетном цементировании скважины применяют верхнюю цементировочную пробку, а пакеровку осуществляют промывочной жидкостью или порцией тампонажного раствора (рис. 1.19)

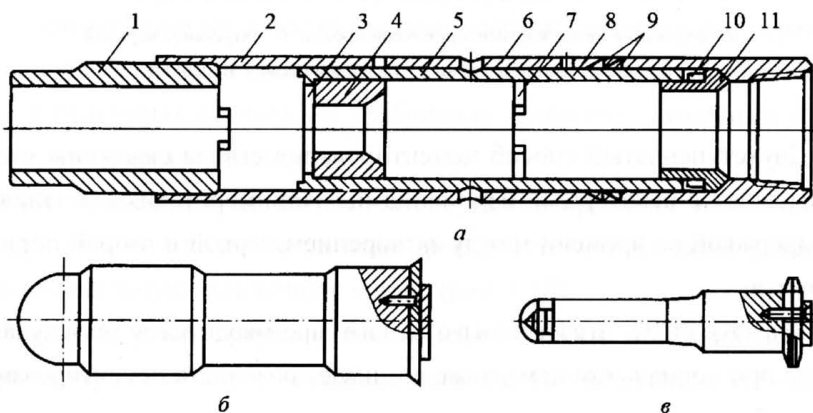


Рис. 1.18. Заливочная муфта (а), верхняя (б) и нижняя (в) пробки для двухступенчатого цементирования:

- 1 – переводник; 2 – кожух; 3 – вырезы под замок против вращения в нижнем цилиндре; 4, 11 – седло; 5 – цилиндр нижний; 6 – резиновое кольцо; 7 – вырезы под замок против вращения в верхнем цилиндре; 8 – цилиндр верхний; 9 – вырезы; 10 – предохранительное кольцо

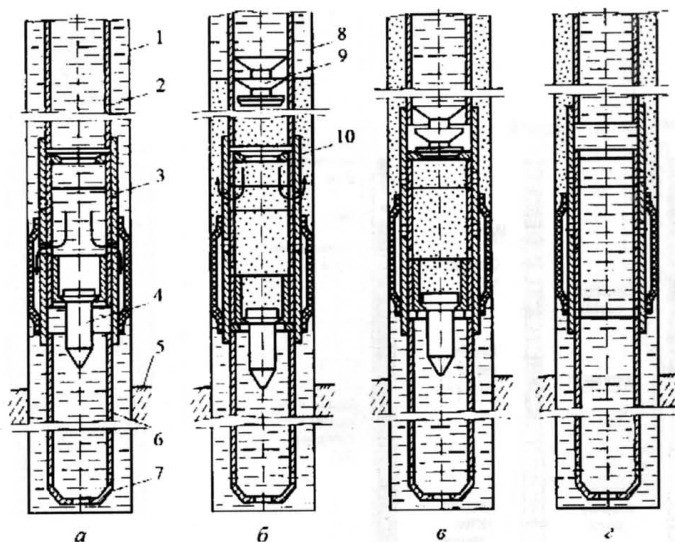


Рис. 1.19. Технологическая схема манжетного цементирования скважин с пакером ПДМ:

- а* – спуск и посадка пробки; *б* – цементирование; *в* – закрытие цементировочных отверстий пакером;
г – скважина после разбуривания пробок, втулки и седел;
 1 – скважина; 2 – обсадная колонна; 3 – паз; 4 – пробка; 5 – продуктивный пласт; 6 – фильтр;
 7 – башмак колонны; 8 – продажная жидкость; 9 – пробка верхняя; 10 – тампонажный раствор

Цементирование хвостовиков (рис. 1.21) осуществляется двумя способами: с разделительной цементировочной пробкой и без нее. При этом хвостовик спускается на бурильных трубах с помощью специальных переводников с левой резьбой.

На рис. 1.20 приведена технологическая схема крепления бокового ствола хвостовиком с манжетным цементированием.

Цементаж с использованием разделительной цементировочной пробки более совершенен. Если в скважину опускают хвостовик с частично перфорированными обсадными трубами, то цементаж проводят через отверстия, расположенные над фильтром, а не через башмак. Герметизация кольцевого пространства между предыдущей обсадной колонной и хвостовиком достигается при помощи специальных уплотняющих устройств.

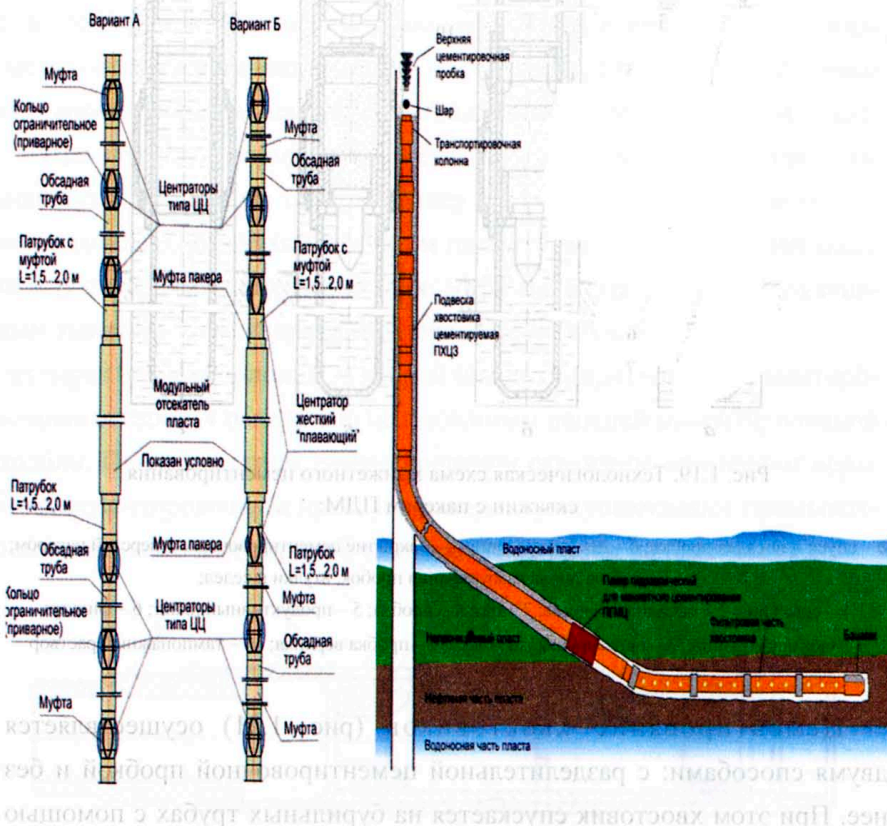


Рис. 1.20. Технологическая схема крепления бокового ствола хвостовиком с манжетным цементированием, с применением комплекса типа ПХМЦ

К цементированию под давлением относят обратное и ремонтное цементирование через заливочные трубы. Обратное цементирование — это цементирование обсадной колонны с закачиванием цементного раствора и продавочной жидкости в заколонное пространство и выходом циркуляции через колонну. Обратное цементирование на практике применяется очень редко.

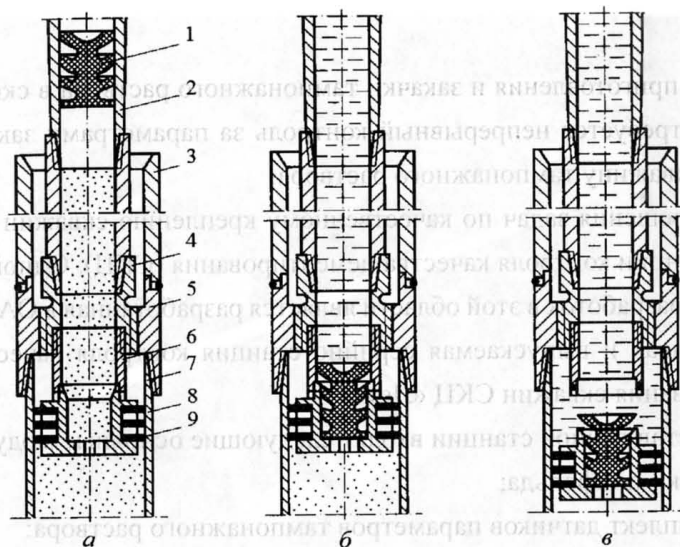


Рис. 1.21. Схема цементирования хвостовика с разделительными пробками:

а – закачка цементного раствора; *б* – посадка верхней упругой части пробки на нижнюю;

в – прокачка цементного раствора по обсадной колонне;

1 – бурильные трубы; 2 – верхняя упругая часть разделительной пробки; 3, 5 – специальная муфта;

4 – левый переводник; 6 – патрубок; 7 – шпильки; 8 – нижняя часть разделительной пробки;

9 – обсадные трубы

§ 6. Контроль технологии цементирования скважин

Одним из основных технологических процессов при строительстве скважин, во многом обеспечивающих ее качество, является крепление скважин тампонажным раствором. Качество крепления скважин характеризуется герметичностью обсадной колонны и степенью разобщения пластов тампонажным материалом и определяется в свою очередь параметрами цементного раствора, его объемом, плотностью, режимом цементирования и многими другими факторами. Для обеспечения хорошего качества цементного кольца и его контакта с обсадными трубами и стенкой скважины необходимо четкое соблюдение тех-



нологии приготовления и закачки тампонажного раствора в скважину, а также требуется непрерывный контроль за параметрами закачиваемого в скважину тампонажного раствора.

Для решения задач по качественному креплению скважин применяют станции контроля качества цементирования (СКЦ). Одной из последних разработок в этой области является разработанная в ОАО НПФ «Геофизика» и выпускаемая серийно станция контроля качества цементирования скважин СКЦ «Леуза».

В состав данной станции входят следующие основные модули:

- блок манифольда;
- комплект датчиков параметров тампонажного раствора:
 - а) датчика расхода раствора;
 - б) датчика давления раствора;
 - в) датчика плотности раствора;
 - г) датчика температуры раствора;
- модуль сопряжения с датчиками;
- индикаторное табло;
- компьютер для регистрации данных в комплекте с программным обеспечением (ПО).

Внешний вид блока манифольда СКЦ «Леуза» приведен на рис. 1.22.

Блок манифольда конструктивно представляет собой квадратную трубу, в которую смонтированы датчик плотности (радиоизотопный), датчик давления со средоразделителем, датчик температуры закачиваемого тампонажного раствора. Расходомер РГР-100 последовательно соединяется с квадратной трубой. Блок манифольда соединяется с напорной линией при помощи быстроразъемных соединителей БРС.

Для удобства транспортировки и монтажа блок манифольда установлен на специальный каркас и закрыт защитным кожухом.

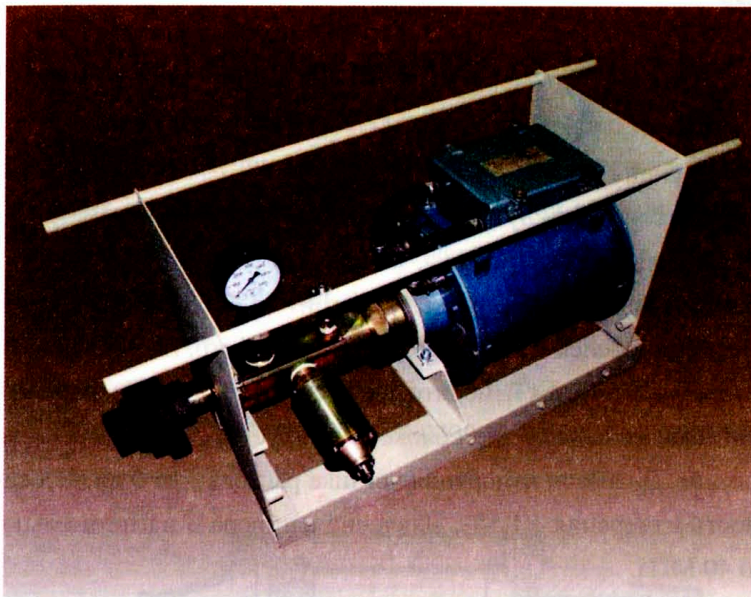


Рис. 1.22. Внешний вид блока манифольда СКЦ «Леуза»

Датчик давления раствора представляет собой тензометрический преобразователь давления и подключается к нагнетательной линии. Конструктивно датчик давления состоит из корпуса в виде патрубка, внутри которого размещен тензометрический преобразователь давления. К торцу корпуса свернут корпус электронного блока, внутри которого размещена электронная плата. Датчик имеет в комплекте тройник, который позволяет установить к датчику манометр.

Диапазон измерения датчика давления раствора от 0 до 40 МПа, погрешность измерения $\pm 1\%$.

Датчик расхода раствора РГР 100 электромагнитного типа, принцип действия основан на явлении электромагнитной индукции. При прохождении электропроводящей жидкости через однородное магнитное поле в ней наводится электродвижущая сила (ЭДС), пропорциональная средней скорости потока:



$$E = BLV, \quad (1.2)$$

где: E – ЭДС;

B – индукция магнитного поля;

L – расстояние между электродами, м;

V – средняя скорость потока, м/сек.

Конструктивно датчик расхода состоит из соединенных между собой преобразователей – первичного и передающего. В первичном преобразователе формируется измерительный сигнал, пропорциональный скорости потока, а в передающем блоке формируется стандартное выходное напряжение. Диапазон измерения датчика расхода – от 0 до 50 л/сек, погрешность измерения $\pm 1,5\%$. Давление раствора в нагнетательной линии до 40 МПа.

Станция СКЦ «Леуза» может комплектоваться датчиком расхода «Взлет» ПДД-213. При этом габаритные размеры и вес станции значительно уменьшаются, что дает дополнительные преимущества при транспортировке ее на удаленные труднодоступные скважины воздушным транспортом.

Датчик плотности тампонажного раствора радиоактивного типа. В основу работы датчика положен принцип ослабления интенсивности гамма-излучения исследуемой средой. Поток гамма-излучения от источника проходит через трубопровод с контролируемой средой и регистрируется блоком детектирования. Связь между плотностью измеряемой среды и ослаблением гамма-излучения имеет экспоненциальный характер и выражается формулой:

$$I = I_0 e^{-\mu \rho d}, \quad (1.3)$$

где: I – интенсивность гамма-излучения, регистрируемая детектором;

I_0 – интенсивность гамма-излучения, падающая на измеряемую среду;

ρ – плотность измеряемой среды;

μ – массовый коэффициент поглощения;

d – толщина слоя измеряемой среды.

Конструктивно датчик плотности состоит из двух частей: источника излучения и блока детектирования. Источник излучения представляет собой металлическую герметичную капсулу и служит для помещения внутри него источника ионизирующих излучений. В качестве радиоактивного источника может быть использован Ам или Na22.

Блок детектирования выполнен в цилиндрическом корпусе герметичного исполнения и состоит из следующих элементов (рис. 1.23):

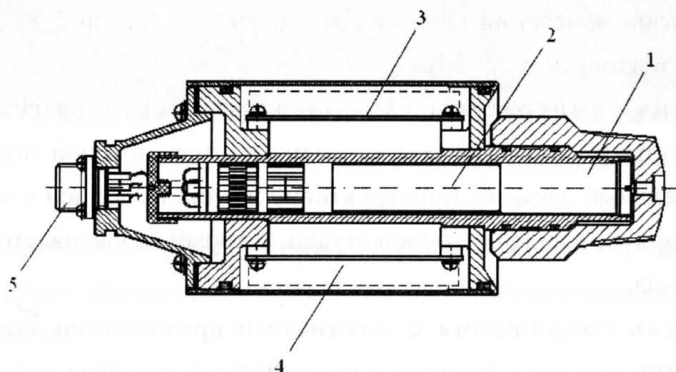


Рис. 1.23. Внешний вид блока детектирования

- сцинтилляционный детектор (1);
- фотоэлектронный умножитель ФЭУ (2);
- плата усилителя-селектора (3);
- плата высоковольтного источника (4);
- разъем (5).

Сцинтилляционный детектор, фотоэлектронный умножитель и резистивный делитель напряжения для питания динодов ФЭУ образуют модуль ФЭУ. Гамма-кванты, проходя через детектор, образуют в нем световые вспышки, которые с помощью ФЭУ преобразуются в импульсы анодного тока. Импульсы с ФЭУ поступают на вход усилителя-



селектора, формирующего последовательность импульсов, средняя частота которых пропорциональна интенсивности гамма-излучения. С выхода усилителя-селектора импульсы средней частоты поступают на вход модуля сопряжения с датчиками.

Для преобразования интенсивности гамма-излучения в значение плотности используется кусочно-линейная аппроксимация экспоненциальной зависимости. Данная аппроксимация экспоненциальной зависимости, преобразующая среднюю частоту в значение плотности, реализована в программе регистрации СКЦ.

Диапазон измерения датчика плотности – от 0,8 до 2,5 г/см³, погрешность измерения $\pm 1,5\%$.

Датчик температуры тампонажного раствора реализован по стандартной мостовой схеме, в одно из плеч которой подключен чувствительный элемент. Конструктивно датчик выполнен в металлическом корпусе в виде резьбовой втулки, который вворачивается в блок манифольда.

Модуль сопряжения с датчиками предназначен для приема и обработки сигнала с датчиков и последующей передачи информации по интерфейсу RS-485 на компьютер регистрации. Конструктивно датчик выполнен в металлическом корпусе в пылебрызгозащищенном исполнении. На одной стороне корпуса смонтирована панель с соединительными разъемами для подключения датчиков.

Индикаторное табло предназначено для индикации параметров тампонажного раствора. Табло конструктивно выполнено в герметичном металлическом корпусе. На лицевой панели индикаторного табло расположены 4 линейных шкалы (которые дублируются цифровыми индикаторами) на 4 контролируемых параметра и цифровой индикатор на 1 расчетный параметр (объем раствора). Внешний вид модуля сопряжения и индикаторного табло показан на рис. 1.24.

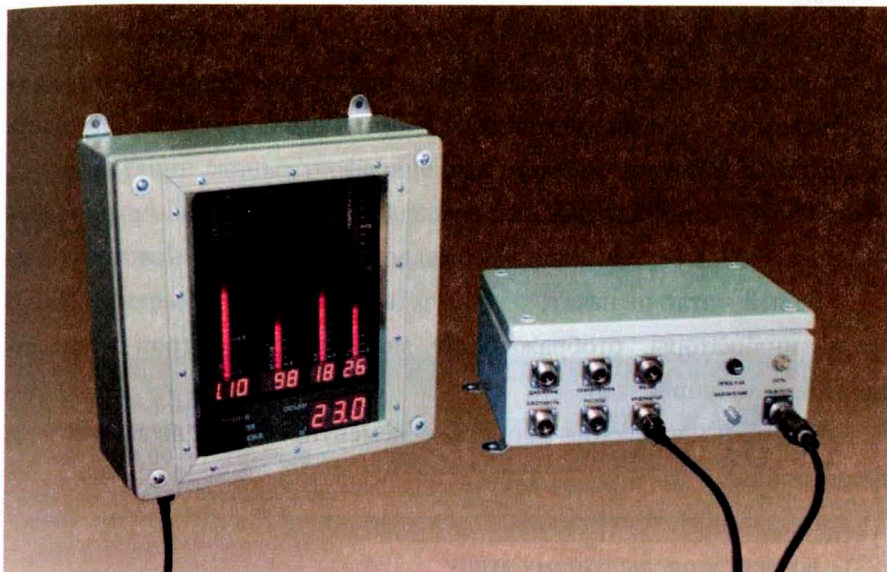


Рис.1.24. Индикаторное табло и модуль сопряжения

Программное обеспечение (ПО), входящее в состав станции СКЦ «Леуза», обеспечивает в реальном масштабе времени следующие возможности:

- прием и оперативную обработку информации от датчиков технологических параметров цементирования;
- визуализацию информации на мониторе в виде таблиц или диаграмм;
- формирование базы данных реального времени в масштабах времени, глубины и «исправленной» глубины с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске;
- формирование отчетов и выдачу на их печать.

Основной рабочий экран ПО изображен на рис. 1.25.

Экран условно разбит на две части:

1. Программа цементажа. Эта часть размещена на левой стороне экрана и отображает следующую информацию (сверху вниз):



а) список этапов программы цементирования. В данном списке отображаются этапы процесса цементажа, в зависимости от состояния они выделены разным цветом:

- серый – этап закончен;
- желтый – текущий этап;
- белый – этап не начат;

б) индикаторы, отображающие значения параметров цементирования и текущий этап;

в) кнопки управления процессом цементирования, выдачи отчета и настройки:

- следующий этап – переход к следующему этапу;
- возврат к предыдущему этапу;
- отчет – выдача отчета по цементированию. Эта кнопка активна только после полного завершения программы цементирования;
- настройки – настройка модуля цементирования.

2. Результат. Эта часть отображает две колонки с диаграммами параметров цементирования.

В левой колонке отображены параметры: давление, плотность, температура, расход. В правой – объем текущего этапа и суммарный объем закачанных жидкостей. В процессе работы этапы цементирования выделяются на диаграмме разным цветом.

Таким образом, (ПО) контроля цементажа осуществляет в реальном масштабе времени прием, оперативную обработку данных от датчиков технологических параметров и обеспечивает выдачу результатов измерения в графической, текстовой или в любой удобной для восприятия форме на экране монитора или на принтере.

ПО обеспечивает визуализацию информации на индикаторном табло, контроль и сигнализацию выхода технологических параметров за установленные пределы, формирование базы технико-

технологических данных по исследуемой скважине и по группе скважин с дальнейшим сохранением всей информации на жестком диске. В последующем она должна использоваться при комплексной интерпретации данных геофизических исследований. Вся регистрируемая информация в масштабе реального времени по каналам спутниковой и сотовой связи может передаваться в технические и информационные центры верхнего уровня.

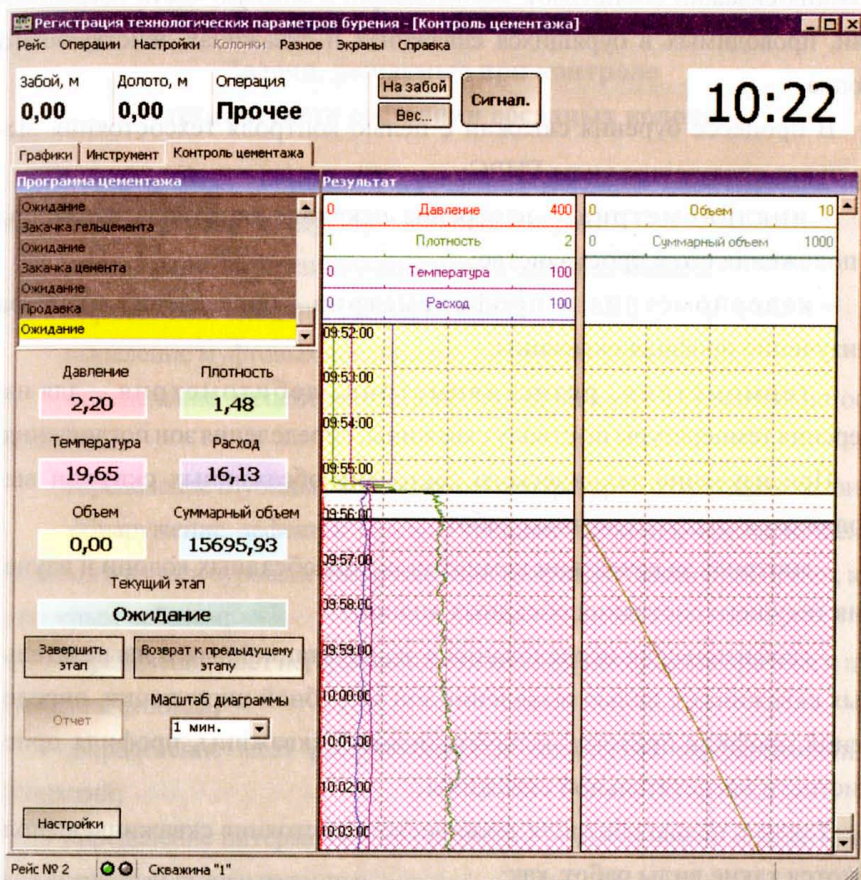


Рис. 1.25. Внешний вид экрана «Контроль цементаж»



§ 7. Задачи, решаемые при контроле технического состояния скважин

Общие задачи изучения технического состояния скважин

В настоящее время геофизические методы контроля технического состояния скважин составляют значительную и важную часть исследований, проводимых в бурящихся скважинах и скважинах действующего фонда.

В процессе бурения скважин с целью контроля техсостояния выполняют следующие виды ГИРС:

- инклинометрия – измерение искривления ствола скважины и положения его в пространстве;
- кавернометрия и профилометрия – определение диаметра и изучение профиля скважины;
- термометрия, резистивиметрия, дебитометрия – для измерения температуры по стволу скважины, определения зон поглощения.

При изучении технического состояния обсаженных скважин выполняются следующие виды работ:

- контроль за качеством цементирования обсадных колонн и изучения текущего состояния обсадных колонн;
- геофизические исследования в эксплуатационных и нагнетательных скважинах с целью выявления зон затрубной циркуляции, определения профиля притока эксплуатационной скважины, профиля приемистости нагнетательной скважины.

Также с целью контроля технического состояния скважины выполняются такие виды работ, как:

- установление местоположения искусственного забоя, уровня воды и нефти в стволе скважины, установка цементных мостов, разоб-

щающих пакеров, исследование зон гидроразрыва пласта, определение местоположения металлических объектов и т. д.

Результаты изучения технического состояния скважины, получаемые геофизическими методами, имеют высокую важность для успешного строительства скважины, контроля за разработкой месторождения, проведения ремонтных работ и способствуют повышению эффективности интерпретации данных ГИС.

Задачи, решаемые при контроле технического состояния обсадных колонн

При контроле технического состояния обсадных колонн геофизическими методами решают следующие основные задачи:

- определение внутреннего диаметра и профиля колонн;
- определение толщины стенки колонн;
- выделение муфтовых соединений и оценки их состояния;
- определение эксцентриситета обсадной колонны относительно оси скважины;
- определение глубины расположения центраторов и башмаков колонн;
- обнаружение дефектов колонн: трещин, коррозии, обрывов, механического износа буровым инструментом, геофизическими приборами, каротажным кабелем;
- определение мест негерметичности колонн, интервалов притока и поглощения флюида;
- определение мест расположения и количества перфорационных отверстий;
- определение интервалов с инородными отложениями и покрытиями на внутренней стенке колонны;
- определение мест напряженного состояния обсадной колонны или ее прихвата.



Задачи, решаемые при контроле качества цементирования скважин

При контроле качества цементирования скважин решают следующие основные задачи:

- определение уровня цементного кольца в затрубном пространстве скважины;
- определение интервалов с бездефектным цементным кольцом, имеющим сплошной (плотный) контакт с обсадной колонной и горными породами;
- выявление интервалов с дефектами в цементном кольце (каналы, разрывы сплошности, микрозазоры на границах цемента с колонной и породой);
- определение типа дефекта в цементном кольце: объемный или контактный;
- определение пространственной ориентации и размеров дефектов в цементном кольце;
- определение интегральной и селективной плотности цементного камня;
- оценка прочностных свойств цементного камня в интервалах с бездефектным цементным кольцом;
- оценка степени изоляции затрубного пространства и вероятности заколонных перетоков флюидов;
- определение влияния механических и других воздействий на состояние цементного кольца;
- определение наличия цементного камня и состояния его контактов на границах в межтрубье и затрубье при многоколонной скважине.

§ 8. Комплекс методов для контроля качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн

Под контролем и оценкой качества цементирования подразумевается степень герметичности изоляции зацементированного пространства за обсадной колонной. Для решения этой задачи проводятся геофизические исследования с целью получения наиболее полной информации о герметичности затрубного пространства скважины по всему зацементированному интервалу. Основной задачей оценки качества цементирования скважин является установление наличия или отсутствия каналов межпластового сообщения в цементном камне и в местах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных интервалов, а также равномерности и плотности цементного кольца вокруг обсадной колонны по всей длине до устья скважины. Оценку степени герметичности производят косвенно, с определенной степенью вероятности по измерениям комплекса геофизических методов. К косвенным показателям относятся:

- положение обсадной колонны в стволе скважины, величина эксцентриситета (ε);
- местоположение по глубине соединительных муфт, заколонных центрирующих фонарей, специальных пакеров и т. п. ($h_{\text{мф}}$);
- общая высота цементного камня за обсадной колонной и границы интервалов, содержащих в затрубном пространстве различные по составу тампонажные смеси (чистый цемент, глиноцемент, аэрированные смеси и т. д. ($h_{\text{цк}}$);
- величина плотности тампонажных материалов в затрубном пространстве (ρ);
- характер распределения тампонажных материалов по высоте и периметру затрубного пространства – односторонняя заливка, каналы в цементном кольце и т. д. (Σ);



- фазовое состояние тампонажных материалов в затрубном пространстве – цементный раствор, цементный камень и т. д. (φ_n);
- состояние контакта цементное кольцо – колонна ($\chi_{ик}$);
- состояние контакта цементное кольцо – порода ($\chi_{ин}$).

Кроме того, комплекс геофизических методов используют для решения следующих задач:

- исследование эффективности технологических мероприятий, направленных на повышение качества крепления скважин;
- исследование эффективности применения различных по составу цемента и совершенствования рецептур применяемых тампонажных смесей на основе изучения фактических сроков формирования кристаллизационной структуры цементного кольца в реальных скважинных условиях;
- исследование эффективности применения различных элементов заколонной технологической оснастки;
- исследование влияний различного рода механических воздействий на целостность обсадной колонны и цементного кольца;
- выявление и изучение интервалов с механическим и коррозионным износом обсадной колонны и цементного кольца.

Для решения всех вышеперечисленных задач используют следующие основные геофизические методы исследований:

- акустические методы контроля качества цементирования, в том числе: АКЦ на преломленных волнах, сканирующая цементометрия (АКЦ-СК) и АКЦ на отраженных волнах (АРКЦТ) и акустическую спектральную шумометрию (АШ);
- радиоактивные методы контроля качества цементирования, в том числе: гамма-гамма-цементометрия (ГГЦ) и нейтронный каротаж (НК) для облегченных цемента;
- термометрия (Т);

– электромагнитную дефектоскопию (ЭМДС) в интегральном и сканирующем варианте.

Акустический метод на преломленных волнах (АКЦ) является индикатором наличия цементного камня и индикатором механического контакта на его границах, если последний непосредственно или через зазоры контактирует с поверхностью обсадной колонны и с горной породой. Данный метод был реализован в различных приборах, созданных во ВНИИГИС, НПФ «Геофизика», Киевском СКТБ и других организациях.

Акустический метод на преломленных волнах в сканирующем варианте (АКЦ-СК) разработан в последние годы и является дополнением к методу АКЦ для детализации дефектов.

Акустический метод на отраженных волнах (АРКЦТ), основанный на эффекте реверберации, применяется для более точной характеристики и детализации контакта цементного камня с обсадной колонной, что позволяет определять потенциальные интервалы возможных перетоков.

Метод рассеянного гамма-излучения (ГГЦ) чувствителен к плотности вещества и является надежным индикатором наличия и распределения цементного раствора в затрубном пространстве, если плотность его превышает плотность раствора на $0,15\text{--}0,20\text{ г/см}^3$. Метод нечувствителен к тому, в какой фазе (жидкой или твердой) находится цемент в затрубном пространстве. Данный метод реализован в целом ряде скважинных приборов, разработанных во ВНИИГИС и НПФ «Геофизика». Дополнительным является нейтронный метод (НК), с помощью которого определяются интервалы заполнения заколонного пространства аэрированными тампонажными смесями.

Метод электромагнитной дефектоскопии является одним из основных для исследования технического состояния обсадных колонн. С помощью ЭМДС решаются задачи детального обследования технического состояния колонны по нескольким образующим, обнаружения



дефектов, определения их формы и размеров, а также определения величины толщины стенки колонны как средней по окружности, так и по нескольким образующим. Кроме этого, данным методом возможно выявление и определение местоположения перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации.

Метод термометрии является индикатором наличия цементного камня при условии, если величина температурной аномалии, появившейся при его твердении в момент измерений, превышает чувствительность применяемого термометра (чувствительность термометра должна быть не менее $0,005^{\circ}\text{C}$). Термометрия не дает необходимой информации, если температура схватывания цементного раствора соизмерима с геотермическим градиентом горных пород. Метод реализован в целом ряде серийных скважинных приборов, применяется в основном в высокотемпературных скважинах.

Кроме этого, для обеспечения более достоверной интерпретации привлекаются сведения о конструкции скважины, технологии цементирования (в том числе плотности закачиваемого цемента), инклинометрии, профилеметрии, кавернометрии и электрометрии. Для привязки информации к литологическому разрезу и муфтам обсадных колонн применяют электромагнитную локацию муфт (ЛМ) и регистрацию естественного гамма-излучения горных пород (ГК).

Таким образом, для проведения исследований в обсаженных скважинах для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн необходим следующий комплекс методов исследований (КМ):

$$\text{КМ} = \{\text{АКЦ, АКЦ-СК, АРКЦТ, АШ, ГГЦ, НК, ЭМДС, Т}\}.$$

Реализация данного комплекса методов производится как отдельными скважинными приборами, так и программно-управляемыми комплексными приборами.

ГЛАВА 2. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Акустический контроль качества цементирования на преломленных волнах

Акустический метод на преломленных волнах основан на высокой чувствительности акустических сигналов к жесткости контакта на границе между двумя средами и к разрывам механической сплошности среды. Акустические измерения реализуются путем возбуждения в скважине упругого импульса и регистрации его отклика в одной или нескольких точках наблюдения, удаленных на фиксированные расстояния от источника (рис. 2.1).

По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектральных составляющих между контактирующими средами: обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, при этом перераспределение энергии и спектра сигнала зависит от нескольких основных факторов:

- от степени жесткости механической связи на границах цементного кольца со стенками колонны и скважины;
- от соотношения величин волновых сопротивлений σV контактирующих сред;
- от отношения суммарной толщины труб обсадной колонны Δ и цементного кольца δ к преобладающей длине упругой волны λ ;
- от отношения диаметра обсадной колонны d_k к преобладающей длине волны λ ;

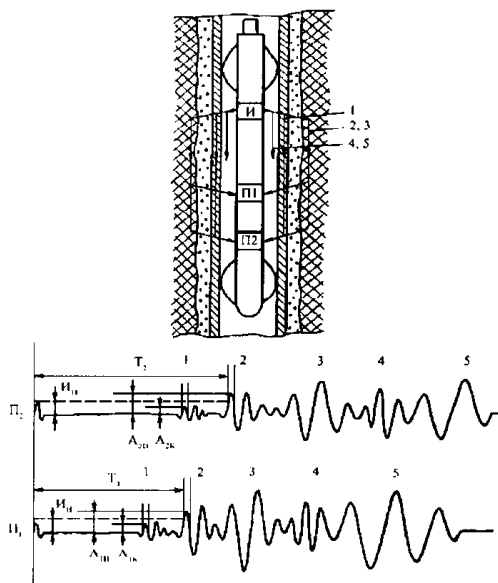


Рис. 2.1. Схема распространения упругих волн в обсаженной скважине и их параметры, регистрируемые аппаратурой:

1 – волна по обсадной колонне; 2 – продольная волна по горной породе; 3 – поперечная волна по горной породе; 4 – продольная волна по промывочной жидкости; 5 – поверхностные волны Лэмба-Стоунли

– от величины измерительной базы (l – длины зонда) между излучателем и приемником.

В процессе распространения сигнала по многослойной среде в зависимости от перечисленных параметров появляются разные типы упругих волн:

- продольная и поперечная обобщенная волна по колонне, цементному кольцу и породе;
- обобщенная волна по колонне и цементному кольцу;
- обобщенная волна по цементному кольцу и породе;
- волна по обсадной колонне;
- волна по цементному камню;

– поверхностные (трубные) волны.

Теория распространения упругих волн в коаксиальных цилиндрических средах, которые представляют собой обсаженные скважины, позволяет рассмотреть шесть идеализированных случаев крепления затрубного пространства скважин:

1. Жесткий контакт цементного камня на границах цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Характеризуется появлением волны по колонне, распространяющейся со скоростью $V = E\sigma$ (где E – модуль Юнга и σ – плотность стали). Возникает также обобщенная волна по цементному камню и горной породе, скорость которой близка к скорости в породе.

2. Жесткий контакт цементного камня с породой, но скользящий с колонной. Характеризуется появлением волны по колонне, распространяющейся со скоростью $V = \sqrt{E/\sigma}$ (где E – модуль Юнга и σ – плотность стали). Возникает также обобщенная волна по цементному камню и горной породе, скорость которой близка к скорости в породе.

3. Жесткий контакт цементного камня с колонной, но скользящий с горной породой. Характеризуется возникновением обобщенной волны по цементному камню и колонне, распространяющейся со скоростью, промежуточной между V_k и $V_{ц}$.

4. Скользящий контакт цементного камня как с колонной, так и с породой. Характеризуется наличием отдельных волн по колонне и по цементному камню. Волна по породе отсутствует.

5. Скользящий контакт на границе с колонной и с породой (цементный камень отсутствует и колонна свободна). Характеризуется наличием интенсивной волны по колонне и поверхностных трубных волн.

6. Жесткий контакт на границе обсадной колонны с породой. Цемент за колонной отсутствует, но колонна задемпфирована горной породой. Характеризуется наличием слабой волны по колонне и обобщенной волны по колонне и горной породе со скоростью, близкой к скорости в породе.



На основе данных физических предпосылок были разработаны методики исследований двух- и трехэлементными зондами, а также разработан целый ряд скважинных приборов типа МАК-2, 3, 4, 7, 9; МАК-42; ЗАС-03 и т. д., которые в настоящее время широко применяются на производстве.

Основными параметрами, измеряемыми этой аппаратурой, являются:

- t_1, t_2 – время прихода первого вступления сигнала;
- A_{p1}, A_{p2} – амплитуды первых вступлений;
- A_{k1}, A_{k2} – амплитуды, измеренные в фиксированном временном «окне»;
- $\Delta t = (t_2 \div t_1)$ – интервальное время, измеренное на измерительной базе;
- $\alpha_p = 20 \lg A_{p1} / A_{p2}$ – коэффициент затухания, измеренный по амплитудам первых вступлений;
- $\alpha_k = 20 \lg A_{k1} / A_{k2}$ – коэффициент затухания, измеренный по амплитудам в фиксированном временном «окне».

Основным отличием современной скважинной аппаратуры от предыдущего поколения является программно-управляемый режим работы и регистрация на скважине полного волнового пакета по всему стволу скважины с последующей обработкой и вычислением необходимых параметров в стационарных условиях. При этом конструкция приборов не претерпела существенных изменений, т. е. остались прежние формулы трехэлементных зондов $I_1 d I_2 / \Pi$ или $\Pi_1 d \Pi_2 / I$.

Одной из основных проблем при разработке акустических приборов как для контроля качества цементирования, так и для исследований в открытом стволе является усиление, 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 акустических приемников и мощности излучателей, а также от плотности бурового раствора, диаметра обсадных колонн и прочих технологических причин. 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 цементирувания скважин, так и при работе в открытом стволе.

С целью решения этой проблемы при проведении исследований различных вариантов предложено, в зависимости от поставленных задач и геолого-технических условий, производить автоматическое или полуавтоматическое управление параметрами приемных трактов и программное управление запуском излучения акустических импульсов. Для решения этой задачи были разработаны схемы программного управления приемопередающими трактами.

Один из вариантов программно-управляемого прибора, реализующего метод АКЦ, представляет собой, как отмечалось выше, структуру И1,0 П1 0,5 П2, т.е. имеет один акустический излучатель (И) и два акустических приемника, расположенных на базовом расстоянии d и от акустического излучателя (И) на длине зонда l (расстояние от излучателя до ближнего приемника).

Структурная схема канала измерения методом АКЦ представлена на рис. 2.2.

Схема состоит из модуля акустических излучателей (АК-И), в который входят схема излучения (И) и ее контроллер (КИ), и модуля П, в котором находятся приемники акустических колебаний с управляемой схемой усиления и контроллер приема (КП), линии связи (ЛС) и компьютеризированной каротажной станции (ККС). Объектом исследова-



ния (ОИ) является обсаженная скважина, где необходимо произвести контроль качества цементирования. Программно-управляемый режим измерения, в отличие от аналоговых приборов, имеет свои особенности, связанные как со структурой приборов, так и требованиями к программному обеспечению и технологии исследований.

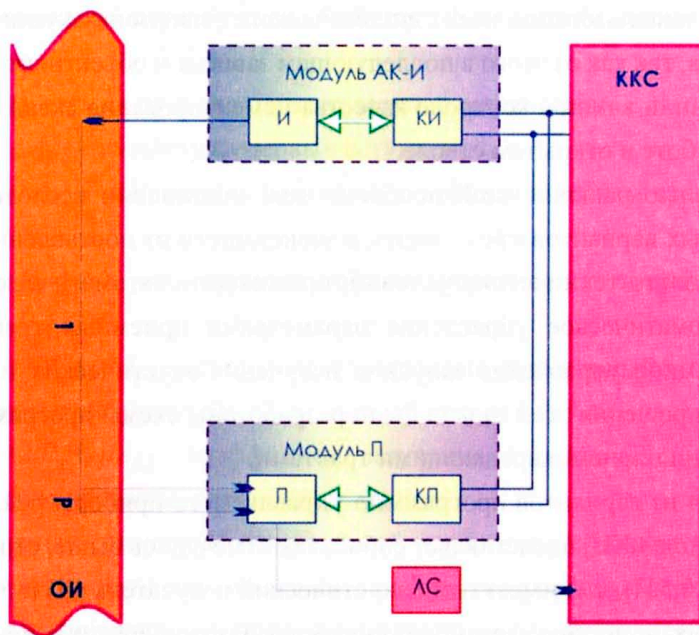


Рис. 2.2. Структурная схема канала измерения методом АКЦ

Работа схемы измерения заключается в том, что ККС инициирует с периодом T_y командные слова $F(z)$, в которых содержится информация об адресе абонентов – А-модулей, АК-И и П, номере канала приема N и код коэффициента усиления K_z акустических сигналов, т. е.

$$F(z) = \{A, N, K_z\}. \quad (2.1)$$

Под воздействием $F(z)$ акустический излучатель излучает в определенной последовательности в зависимости от программы акустические сигналы $X_0(t)$ в ОИ. При этом программно-управляемый режим в отличие от жестко синхронизированного режима позволяет в зависимости от различных технологических особенностей каждой скважины изменять частоту измерений и управлять коэффициентами передачи приемно-усилительного тракта. На входе акустических приемников, кроме полезных сигналов $X_1(t)$ и $X_2(t)$, имеется сигнал помехи $n(t)$, вызванный в основном движением прибора в скважине – шумами центраторов. Сигналы во временной области на входе приемников описываются выражением:

$$x(t) = \sum_{j=1}^n A_{ij}(t) \cos[\omega_j t + \psi_j(t)] + n_i(t), \quad (2.2)$$

где $A_{ij}(t)$ – огибающая j -й волны на i -м канале ;

ω_j – угловая частота j -й волны;

$\psi_j(t)$ – фаза j -й волны;

$n_i(t)$ – помеха на i -м канале.

Тогда, выделив из этого сигнала волны по колонне и по породе для каждого из каналов, получим следующие выражения для первого канала:

$$x_1(t) = A_{1K}(t) \cos[\omega_K t + \psi_K(t)] + A_{1P}(t) \cos[\omega_P t + \psi_P(t)] + \sum_{j=1}^n A_{1j}(t) \cos[\omega_j t + \psi_j(t)] + n_1(t), \quad (2.3)$$

и, соответственно, для второго:

$$x_2(t) = A_{2K}(t) \cos[\omega_K t + \psi_K(t)] + A_{2P}(t) \cos[\omega_P t + \psi_P(t)] + \sum_{j=1}^n A_{2j}(t) \cos[\omega_j t + \psi_j(t)] + n_2(t). \quad (2.4)$$



Исходя из физических основ методики контроля качества цементирования скважин акустическим методом могут быть следующие крайние ситуации:

– «Свободная» колонна, тогда $A_{iK}(t) = A_{iP}(t) = A_{max}$, $t = t_K$, $\Delta t = \Delta t_K$, т.е. сигнал по колонне (K -волне) достигает своего максимального значения, а так как отождествление P -волны производится по пороговому признаку, то K -волна отождествляется как P -волна.

– Скважина, зацементированная с различными дефектами, при которых $A_{nop} < A_{iK}(t) < A_{imax}$, $\Delta t = \Delta t_K$. В этом случае K -волна и P -волна отождествляются, но их спектральные характеристики характеризуют дефекты цементирования.

– Скважина зацементирована без дефектов, в этом случае $A_{iK}(t) < A_{nop}$, $A_{iP}(t) = V_{a2}$, $\Delta t = V_{a2}$ и изменяется в зависимости от геолого-технических условий.

Во всех трех ситуациях ограничивающими параметрами являются максимальная амплитуда сигнала A_{max} и минимальная амплитуда, определяющая пороговый уровень обнаружения сигнала A_{nop} . В свою очередь, как A_{max} , так и A_{nop} зависят от мощности излучателя, чувствительности тракта, коэффициентов усиления, амплитудно-частотных характеристик электронно-акустического тракта, уровня различного рода помех и других факторов. В смежных областях совокупность аналогичных факторов характеризует так называемый энергетический потенциал прибора или системы. Скважинный прибор для акустических исследований также представляет собой приемопередающую систему с соответствующим управлением и обработкой, поэтому по аналогии он также может характеризоваться энергетическим потенциалом Q , который определяется зависимостью (2.5).

$$Q = F(P_0, a, P_{\text{АШ}}, A_{\text{ЭШ}}, l, d, \alpha_{\text{max}}), \quad (2.5)$$

где: P_0 – звуковое давление, развиваемое акустическим излучателем;

α – чувствительность приемника;

$P_{АШ}$ – звуковое давление шумов, вызванное движением центрирующих устройств;

$A_{ЭШ}$ – амплитуда электрических шумов в линии связи;

l – расстояние от излучателя до ближнего приемника;

d – базовое расстояние между двумя приемниками;

α_{max} – максимальная величина затухания в объекте исследования.

Амплитуда сигнала на входе акустического приемника определяется по формуле:

$$A_{пр} = A_0 \Gamma K_{\phi} e^{-\alpha l} l^{-3/2}, \quad (2.6)$$

где: A_0 – амплитуда сигнала излучателя;

Γ – коэффициент, учитывающий долю энергии, идущей на образование головной волны;

K_{ϕ} – коэффициент, учитывающий фактор фокусировки акустического излучения;

$e^{-\alpha l}$ – множитель, учитывающий затухания упругой волны в объекте исследования;

α – коэффициент затухания без учета расхождения.

Звуковое давление на входе приемника определяется по формуле:

$$P_{пр} = \frac{A_{пр}}{\alpha}, \quad (2.7)$$

где α – чувствительность акустического приемника.

Тогда исходя из (2.6) и (2.7) получим:

$$A_{пр} = \frac{P_0 \alpha \Gamma K_{\phi}}{e^{\alpha l} l^{3/2}}. \quad (2.8)$$



Основным фактором, определяющим эффективность прибора, является помехоустойчивость во всем диапазоне изменения амплитуды сигналов, т.е. при α_{max} энергетический потенциал будет определяться соотношением:

$$Q = \frac{Y_c(t)}{Y_n(t)}. \quad (2.9)$$

Согласно схеме, представленной на рис. 2.2:

$$Y_c(t) = X(t)K_l K_k; \quad (2.10)$$

$$Y_n(t) = n(t)K_l K_k + P(t), \quad (2.11)$$

или, переходя к амплитудным значениям:

$$A_c = A_{np} K_l K_k; \quad (2.12)$$

$$A_w = P_{АШ} K_l K_k + A_{ЭШ}, \quad (2.13)$$

тогда:

$$Q = \frac{A_c}{A_w},$$

или

$$Q = \frac{A_{np} K_l K_k}{P_{АШ} \alpha + A_{ЭШ}}. \quad (2.14)$$

В соответствии с (2.12) и (2.14) получим:

$$Q = \frac{P_0 \alpha \Gamma K_\phi K_l K_k}{e^{\alpha l} l^{3/2} (P_{АШ} \alpha K_l K_k + A_{ЭШ})}. \quad (2.15)$$

Анализируя это выражение, видим, что энергетический потенциал прибора прямо пропорционален мощности излучения P_0 и обратно пропорционален расстоянию от излучателя до приемника l , акусти-

ческому давлению $P_{АШ}$ и амплитуде электрических шумов в кабеле $A_{ЭШ}$. Из этой формулы видно также, что методика компенсации снижения мощности акустического излучателя за счет повышения чувствительности приемного тракта невозможна, т. к. при этом одновременно возрастает уровень шумов, что практически не изменяет Q . Энергетический потенциал можно увеличить при аналого-цифровом преобразовании сигнала в скважинном приборе с последующей передачей информации по каналу цифровой телеметрии, т.е. исключается $A_{ЭШ}$ и влияние ослабления в кабеле K , однако для передачи этой информации, согласно проведенным расчетам, необходим телеметрический канал со скоростью передачи до 500 кбайт/с или применение промежуточной памяти. Ввиду проблем с элементной базой данное решение долгое время не могло быть реализовано. И только появление в последние годы быстродействующих АЦП и микросхем с большим объемом памяти позволило реализовать оцифровку волновых пакетов в скважинном приборе, а также обеспечить достаточно длительное хранение информации. Поэтому в настоящее время существуют два вида аппаратуры акустического каротажа, работающей в программно-управляемом режиме с аналоговой и цифровой системой передачи информации. При этом аппаратура разбивается на две части: модуль акустического излучателя и модуль приема и передачи или хранения информации.

Функциональная схема модуля акустического излучателя АК-И представлена на рис. 2.3, а временные диаграммы – на рис. 2.4.

Схема состоит из приемопередатчика КИМ, контроллера, дешифратора (Д), блокинг-генератора, управляемого ключа К, резистора R и магнитострикционного излучателя. Работа схемы производится под воздействием СУР, расположенного в ККС, по соответствующим программам. В соответствии с основной программой ККС инициирует командное слово КС-Б, которое принимается блоком приема-передачи КИМ, преобразуется в параллельный код в адаптере КИМ, дешифрует-



ся дешифратором (D) и запускает блокинг-генератор (БГ), который заряжает накопительный конденсатор C_H до напряжения U_H .

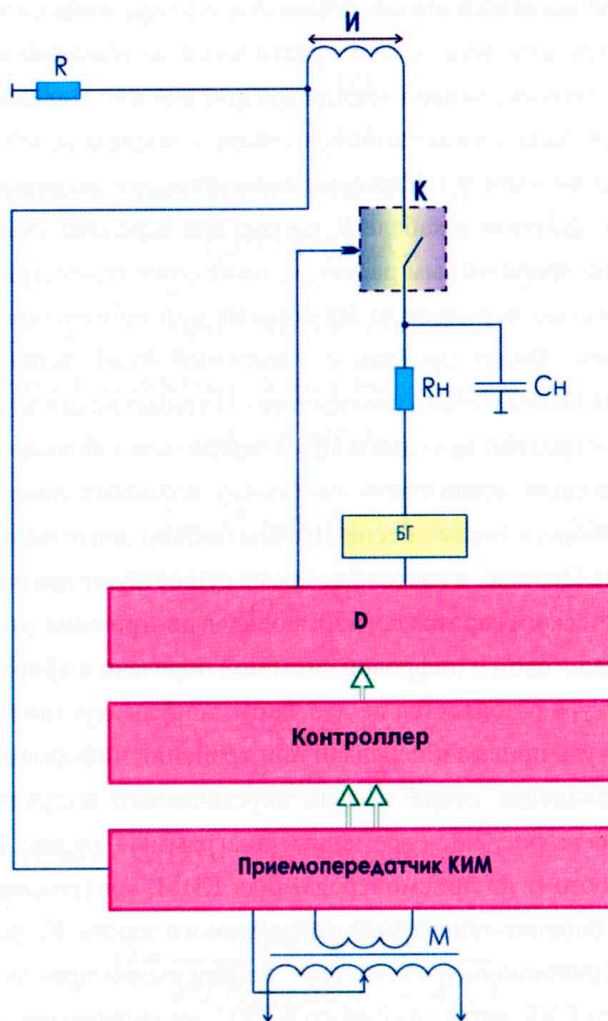


Рис. 2.3. Функциональная схема программно-управляемого модуля акустического излучателя

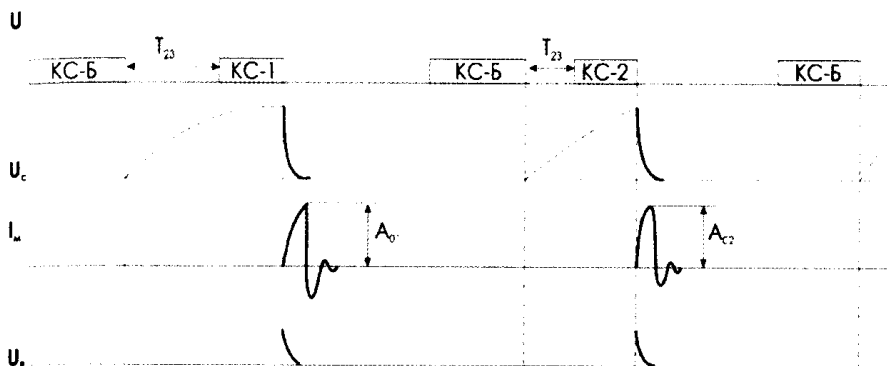


Рис. 2.4. Временные диаграммы работы модуля АК-И

Время полного заряда накопительного конденсатора определяется по известной формуле:

$$\tau_n = C_n R_n. \quad (2.16)$$

Через время τ_{31} ККС инициирует второе слово, в котором находится информация об адресе АК-И, номере канала приема и коэффициенте усиления программно-управляемого усилителя. В дешифраторе (D) производится дешифрация командного слова и соответствующий запуск через ключ K акустического излучателя, при этом конденсатор C_n разряжается через K , обмотку магнитострикционного излучателя и резистор R , импульсы с которого через схему приема-передачи по каналу КИМ передаются к ККС для синхронизации обработки акустических сигналов. Заряд конденсатора C_n производится от блокинг-генератора через его внутреннее сопротивление τ_n , тогда напряжение на конденсаторе будет определяться выражением:

$$U_n = U_0 (1 - e^{-\tau_{31} / \tau_n}). \quad (2.17)$$



Таким образом, программно регулируя время задержки τ_{31} или τ_{32} , можно изменять напряжение на накопительном конденсаторе, что, в свою очередь, определяет излучаемую акустическую мощность:

$$W_{\text{ак}} = \frac{U_{\text{н}}^2 C_{\text{н}} \eta f}{2S}, \quad (2.18)$$

где: η – КПД излучателя;

f – «видимая» частота;

S – площадь излучающих поверхностей.

Тогда исходя из (2.17) и (2.18) мощность излучения будет определяться выражением:

$$W_{\text{ак}} = U_{\text{н}}^2 (1 - e^{-\frac{\tau_{31}}{\tau_{\text{нн}}}}) \frac{C_{\text{н}} \eta f}{2S}. \quad (2.19)$$

Аналоговая функциональная схема канала преобразования и усиления акустических сигналов представлена на рис. 2.5.

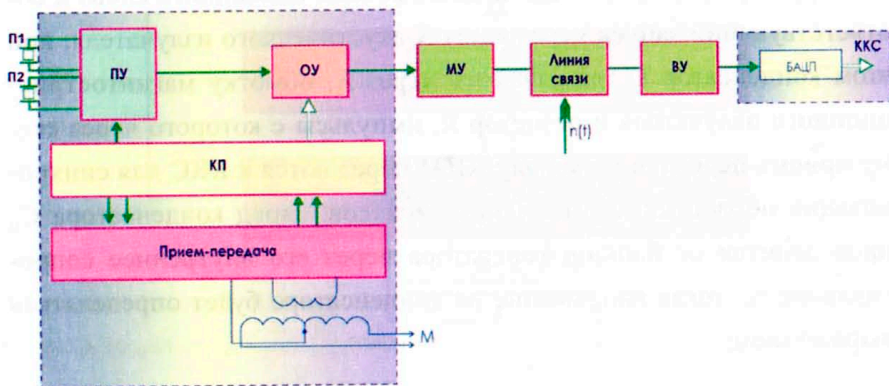


Рис. 2.5. Функциональная схема канала преобразования

Она состоит из приемника акустических колебаний (П), предварительного усилителя (ПУ), основного усилителя (ОУ), магистрального усилителя (МУ), линии связи и быстродействующего аналого-цифрового преобразователя. В состав входят также контроллер приемного канала (КП) с соответствующими схемами телеметрического канала. Отличительной особенностью канала является программное регулирование его коэффициента передачи, что позволяет значительно расширить функциональные возможности прибора.

Коэффициент передачи всего электронного тракта, согласно данной схеме, определяется выражением (2.20).

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{пу}} K_{\text{оу}}(Z_1) K_{\text{му}} K_{\text{лс}} K_{\text{ву}}(Z_2), \quad (2.20)$$

где $K_{\text{пу}}$, $K_{\text{оу}}(Z_1)$, $K_{\text{му}}$, $K_{\text{лс}}$, $K_{\text{ву}}(Z_2)$ – коэффициенты передачи соответствующих устройств;

$K_{\text{оу}}(Z_1)$ и $K_{\text{ву}}(Z_2)$ – программно-управляемые коэффициенты передачи, причем постоянно должно выполняться условие, что $K_{\text{оу}}(Z_1) = K_{\text{ву}}(Z_2) = 1$. Тогда и $K_{\text{общ}} = \text{const}$.

Аналого-цифровая функциональная схема приема и передачи акустических сигналов представлена на рис.2.6. Она состоит из предварительного усилителя (ПУ), программно-управляемого основного усилителя (ОУ), аналого-цифрового преобразователя (АЦП), устройства промежуточной памяти (УПП), контроллера и схемы приема-передачи цифровой информации по кабельному каналу связи. Управление коэффициентом усиления производится автоматически от СУР ККС по специальным программам. В автономных приборах схема приема-передачи отсутствует, контроллер работает по заранее записанным программам, а объем памяти УПП увеличивается до необходимого для хранения нескольких сотен метров скважины, что составляет около 1 Гб акустической информации.

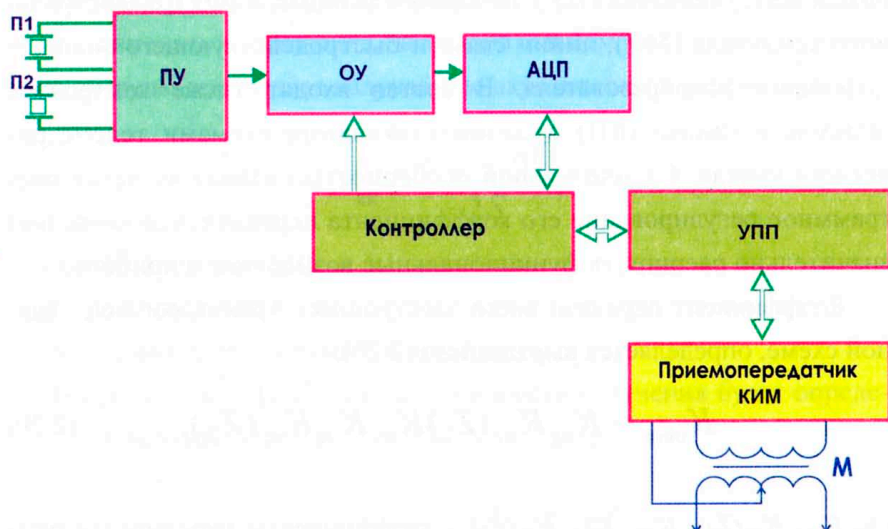


Рис. 2.6. Функциональная схема аналого-цифрового преобразования акустических сигналов

Метрологическое обеспечение и особенности технологии проведения скважинных исследований

При калибровке и поверке аппаратуры акустического контроля качества цементирования 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 методом прямых измерений применяют комплект трубных волноводов (стандартных образцов скорости

распространения и коэффициента затухания ультразвука). Волноводы выполнены в виде стаканов (труб с доньшком) длиной 4 или 6 м из стали, стеклопластика, асбоцемента и полиэтилена.

Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром от 0,6 до 0,8 м (рис. 2.7).

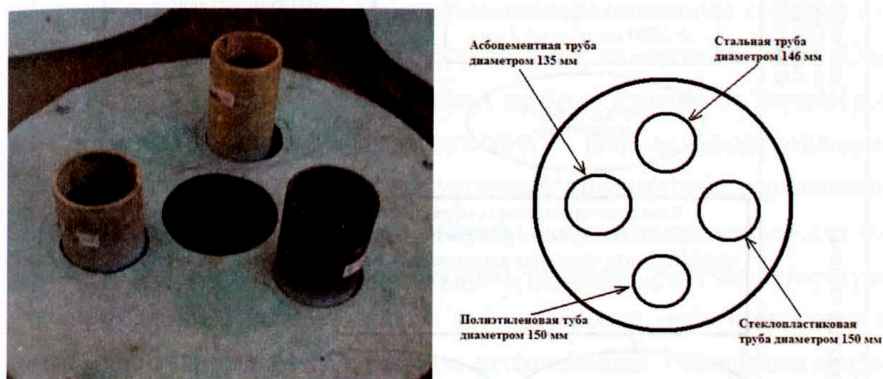


Рис. 2.7. Фото и схема комплекта трубных волноводов
для аппаратуры акустического каротажа

Технические характеристики трубных волноводов приведены в таблице 2.1.

Т а б л и ц а 2.1

Типичная конструкция трубного волновода

Номер образца	Материал (носитель свойств)	Внутренний Ø волновода, мм	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент затухания (на $f = 20$ кГц), дБ/м
1	Сталь	125	182	от 2,5 до 3,0
2	Асбоцемент	135	330	от 2,0 до 3,0
3	Стеклопластик	115	352	от 6,0 до 6,5
4	Полиэтилен	145	540	от 13,0 до 15,0

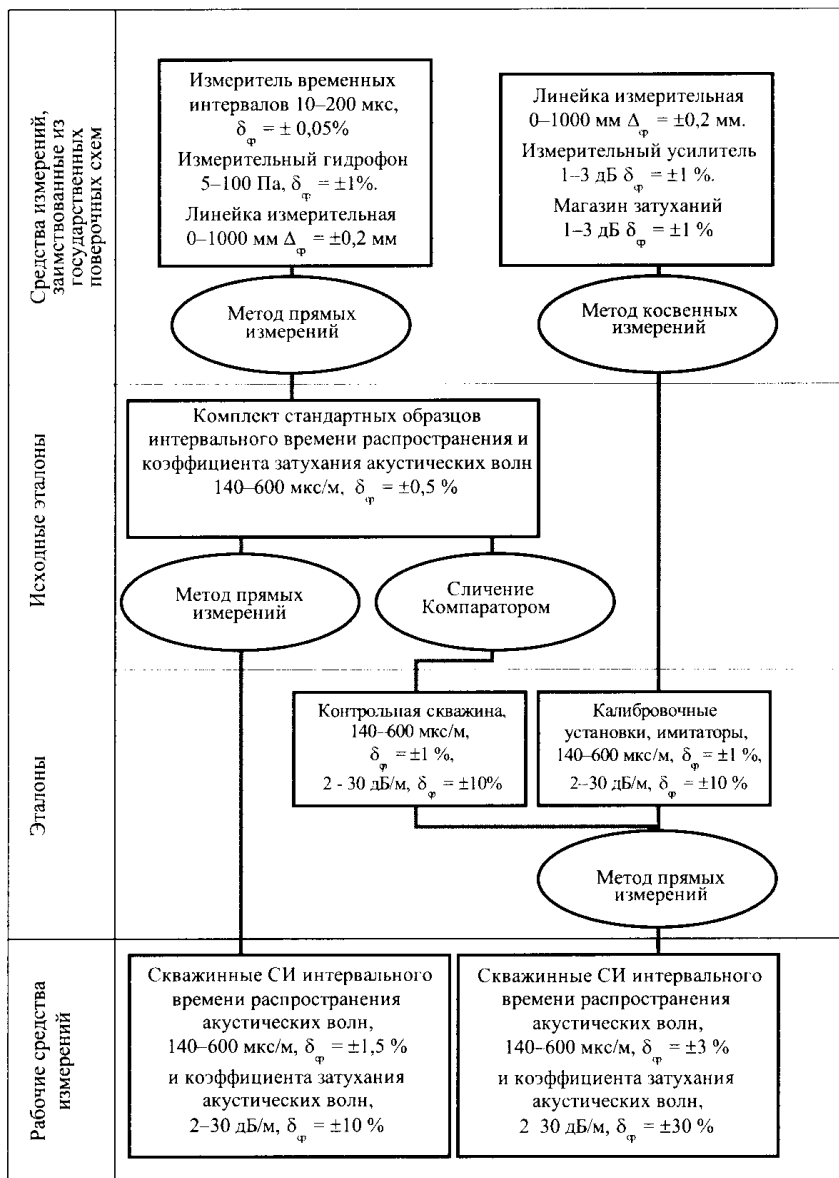


Рис. 2.8. Калибровочная схема для аппаратуры АК по каналам интервального времени распространения и коэффициента затухания акустических волн

Значения воспроизводимых интервального времени, коэффициента затухания и доверительных границ погрешности определяются в процессе метрологической аттестации после монтажа оборудования на объекте эксплуатации.

Поверочная схема для аппаратуры АКЦ приведена на рис. 2.8. 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 АКЦ повышенной точности. Рабочая аппаратура АКЦ поверяется с использованием либо установок, либо имитаторов в контрольно-калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами АКЦ, поверенными с использованием исходных эталонов.

Методика калибровки и поверки измерительных каналов аппаратуры АКЦ 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 АКЦ помещают в центральную часть волновода, заполненного водой или маслом. Выполняют калибруемой (поверяемой) аппаратурой АКЦ однократные измерения интервального времени распространения и коэффициент затухания ультразвука, воспроизводимого стандартными образцами.

Калибровка. Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой i -й точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t] = \Delta t_i - \Delta t_{zi}; \quad (2.21)$$



$$\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha] = \alpha_i - \alpha_{эi} \quad (2.22)$$

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:

$$\tilde{\delta}[\Delta t] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t]|}{\Delta t_i} \leq \delta_{opi}[\Delta t] = 3\%; \quad (2.23)$$

$$\tilde{\delta}[\alpha] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha]|}{\alpha_i} \leq \delta_{opi}[\alpha] = 15\%. \quad (2.24)$$

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. 2.9), 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 м (или 6 м) под давлением 5 МПа.



Рис. 2.9. Установка УПАК-2м со стальным волноводом

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 корпуса и внутри волновода заполнено трансформаторным маслом. Вдоль наружной поверхности волновода перемещается цилиндрический магнитострикционный преобразователь, приводимый в движение реверсивным двигателем с винтовой парой.

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 обрабатываемой программы для аппаратуры АК представлен на рис. 2.10.

Обычно протокол калибровки и поверки содержит те же сведения, что отображаются в главном окне обрабатываемой программы. Для удобства документирования результатов метрологических работ протоколы и сертификаты хранятся в формате *Excel*.

С целью компенсации систематических отклонений интервального времени и коэффициентов затухания, вызванных отклонениями длины измерительной базы и неидентичностью акустико-электронных трактов, в ОАО «Башнефтегеофизика» разработана и внедрена методика компенсации. Данная методика предназначена для калибровки всех ти-

пов аппаратуры акустического каротажа и акустического контроля качества цементирования скважин. В основе данной методики также заложена калибровка в эталонных трубах, заполненных жидкостью. При этом диаметр труб должен соответствовать диаметрам исследуемых скважин или обсадных колонн, отмеченных в паспорте на данный прибор. Вместо эталонных труб может использоваться контрольная скважина с участком «свободной» колонны.

Калибровка аппаратуры СГДТ

Ввод 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

Инт время 1	184
Инт время 2	241
Инт время 3	514

Затухание 1: 3

Затухание 2: 11

Затухание 3: 19

Обработать данные

Печать протокола

Выход

Результаты обработки по каналу интервального времени

Номер точки контроля	Измеренное значение	Эталонное значение	Оценка абс погрешности	Предел 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	Предел 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. 2.10. Вид окна обрабатывающей программы для зонда АК

Обязательным условием данной методики является аттестация акустического волновода (или участка «свободной» колонны контрольно-поверочной скважины (КПС)) по интервальному времени ΔT_0 и затуханию α_0 , причем ввиду того, что для разных рабочих частот затухание будет различным, аттестация по затуханию должна быть проведена для каждого типа аппаратуры. Все данные должны быть занесены в таблицу 2.2.



Т а б л и ц а 2.2

Тип аппаратуры	ΔT_0 , мкс/м	a_0 , дБ/м
МАК-2	184	3,5
СПАК-6Д		3,0
ЗАС-03		3,2

При этом обязательно проводится проверка уровней акустических сигналов в свободной колонне. Данная проверка производится при минимальном коэффициенте усиления скважинных приборов и наземных регистрирующих систем («Гектор», «Вулкан» и т.д.). Уровень сигналов (амплитуды первых положительных вступлений продольной волны по каждому каналу – А1 и А2) должен соответствовать значениям, указанным в техническом описании на данный прибор. При их отсутствии значения амплитуд А1 и А2 согласовываются с изготовителем данной аппаратуры. Разброс амплитуд для каждого вида аппаратуры не должен превышать 20 %, при большем разбросе аппаратура должна отправляться на ремонт. Данная проверка должна производиться ежемесячно с соответствующей записью в журнале в соответствии с таблицей 2.3.

Т а б л и ц а 2.3

Дата	Марка прибора	Заводской номер	А1 (в или усл. ед.)	А2 (в или усл. ед.)
1.02.08	МАК-2	№7	1300	850
...				

В последующем производится калибровка измерительной базы приборов для измерения интервального времени. Калибровка производится измерением интервального времени $\Delta T_{из}$ данной аппаратурой и определением поправочного коэффициента по формуле:

$$\beta = \frac{\Delta T_{из}}{\Delta T_0}.$$

Значение поправочного коэффициента определяется с точностью до третьего знака (например, $\Delta T_0 = 184$ мкс/м, а $\Delta T_{из} = 185$ мкс/м, тогда $\beta = 1,005$). Значение β вместе с заводским номером записывается в сопроводительные материалы и применяется при дальнейшей обработке при интерпретации:

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{из}}{\beta}.$$

Затем производится калибровка канала измерения затухания. Калибровка производится с учетом аттестованного значения акустического волновода («свободного» участка скважины) α_0 . При этом определяется значение коррекции коэффициента затухания, равное:

$$\Delta\alpha = \alpha(из) - \alpha_0.$$

Значение $\Delta\alpha$ вместе с заводским номером записывается в сопроводительные материалы и применяется при дальнейшей обработке при интерпретации. При этом вычисление коэффициента затухания производится с учетом знака, т. е. $\alpha = \alpha(из) \pm \Delta\alpha$.

Особенности технологии проведения скважинных исследований

Наибольшие проблемы вызывает сложность автоматизации акустических измерений, связанных с технологией предварительной настройки коэффициентов усиления приемного тракта из-за различных геолого-технологических условий измерений.

В настоящее время с аналоговой аппаратурой при контроле качества цементирования настройка производится оператором, который на спуске



в «свободной» колонне или специально в исследуемом интервале определяет по осциллографу или компьютеру максимальную неограниченную амплитуду и устанавливает необходимый коэффициент усиления в регистрирующей системе. Недостатком данной технологии является либо отсутствие «свободной» колонны, либо необъективность оператора (что достаточно сложно сделать без остановки на спуске прибора). С целью более объективной настройки аппаратуры и регистрации параметров при АКЦ предложен, разработан и начал массово внедряться компьютеризированный вариант технологии работы, в соответствии с которым разработаны алгоритм, представленный на рис. 2.11, и специальное программное обеспечение для регистрирующих систем «Гектор» и «Вулкан».

При этом настройка производится по ближнему каналу, так как ограничение происходит в нем в первую очередь:

1. Определяется необходимый интервал исследования (например, весь ствол или определенный интервал разреза в зависимости от поставленной задачи).

2. В регистрирующей системе предварительно устанавливается коэффициент усиления такой, чтобы он был на 30 % ниже коэффициента усиления в «свободной» колонне или эталонной трубе.

3. Устанавливается фиксированный пороговый уровень, примерно равный удвоенному значению амплитуды первого вступления в «свободной» колонне (подбирается экспериментально и для каждого вида аппаратуры является постоянной величиной, например, для аппаратуры МАК-2 $U_{пор.} = 500$ мВ).

4. Измеряются первые пять амплитуд (после срабатывания по порогу) A_1, A_2, A_3, A_4, A_5 .

5. Производится определение A_i с фиксацией глубины:

$$A_i = A_{max} \{A_1, A_2, A_3, A_4, A_5\}, H_i = N_i \text{ м.}$$

6. Затем в следующем цикле производится сравнение текущих значений:

$$(A_{i+1} - A_i) = a,$$

при этом:

– если $a > A_n$ (где $A_n = 100$ мВ – дискретность оценки амплитуд), то в память компьютера записывается следующее значение, с ликвидацией предыдущего значения, также с привязкой по глубине;

– если $a < A_n$ или принимает отрицательные значения, то значение A_i остается прежним;

– для АКЦ данные процедуры проводятся только в заданном временном «окне», т. е. для волны по колонне.

7. Данный анализ производится автоматически на спуске прибора в скважину во всем необходимом интервале, а для регистрации записывается только одно значение с указанием глубины. Данное значение должно записываться в шапку диаграммы, например:

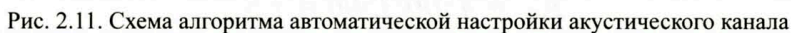
$$A_{max} = 3500 \text{ мВ}, H = 1221 \text{ м}.$$

8. Перед проведением каротажа в исследуемом интервале устанавливается откорректированный коэффициент усиления, так чтобы на глубине $H = 1221$ м амплитуда была (например, для МАК-2) равна $A_{max} = 4500$ мВ, т. е. дополнительный коэффициент усиления будет:

$$K_{yc} = 4500/3500 = 1,3.$$

9. Производится запись с новым коэффициентом усиления.

С целью нормирования перед обработкой производится деление всех текущих значений на максимальное значение, т. е. $A_{max} = 4500$ мВ. В этом случае весь диапазон изменения амплитуд будет нормированным и изменяться от 0 до 100%. Вся остальная методика обработки и интерпретации остается прежней.



90

§ 2. Акустический метод сканирующей цементометрии (АКЦ-СК)

В настоящее время на геофизических предприятиях России, Белоруссии и Казахстана используется разработанный в ОАО «НПФ «Геофизика» программно-управляемый аппаратно-методический комплекс АМК-2000, предназначенный для контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах за 1–2 спускоподъемные операции методами акустического, радиоактивного каротажа, электромагнитной локации муфт обсадной колонны, термометрии и акустической шумометрии.

В состав комплекса АМК-2000 входят:

- модуль сканирующего гамма-гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-100;
- модуль акустического каротажа МАК-9;
- модуль многозондового нейтронного каротажа МНК;
- модуль гамма-каротажа-локатора муфт ГКЛ;
- модуль термометра-шумомера ТШ.

Программно-методическое обеспечение позволяет выполнять комплексную интерпретацию данных, получаемых АМК-2000. При этом заключение о качестве цементирования скважины содержит сведения об интервалах с бездефектным и дефектным состоянием цементного кольца, а также типах дефектов цементирования (контактных и объемных), их размерах.

Модуль сканирующего типа СГДТ-100 имеет 8 детекторов (через 45° в радиальном направлении) для измерений плотности цементного кольца в заколонном пространстве, в то время как модуль МАК-9 имеет акустический зонд интегрального типа, который позволяет определять усредненное (по периметру обсадной колонны) состояние цементного кольца. Данные модули имеют различную чув-



ствительность к дефектам цементирования обсадной колонны, что осложняет комплексную интерпретацию данных, получаемых модулем СГДТ-100 и МАК-9.

Для повышения информативности акустического метода контроля качества цементирования скважин в последние годы разработан модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК, который основан на исследовании скважин и окружающего пространства сканирующими акустическими импульсами от 8-секторного излучателя, при этом прием сигналов осуществляется также 8-секторным блоком приемников, находящихся на базовом расстоянии S . Общий вид модуля МАК-СК приведен на рис. 2.12. Скважинный прибор МАК-СК имеет 8-секторный двухэлементный акустический зонд И(1–8)0,4П(1–8).

Структурная схема МАК-СК приведена на рис. 2.13. МАК-СК состоит из трех основных узлов:

- зонд акустический;
- блок электронный приемный БЭП;
- блок электронный генераторный БЭГ.

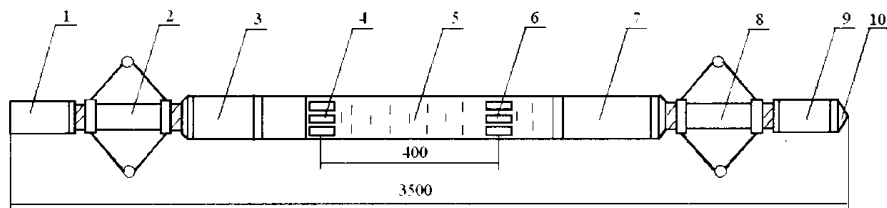


Рис. 2.12. Общий вид модуля МАК-СК:

- 1 – головка прибора; 2 – верхний центратор; 3 – блок электронный генераторный;
4 – блок излучателей; 5 – звукоизолятор; 6 – блок приемников; 7 – блок электронный приемный;
8 – нижний центратор; 9 – стыковочный узел; 10 – заглушка

В зонде расположены блок излучателей и блок приемников, содержащие, соответственно, 8 излучателей и 8 приемников. Одноименные излучатели и приемники образуют 8 измерительных акустических каналов. Через зонд проходят четыре транзитные цепи каротажного кабеля – М1, М2, М3 и общий, а также цепи управления блоком электронным генераторным.

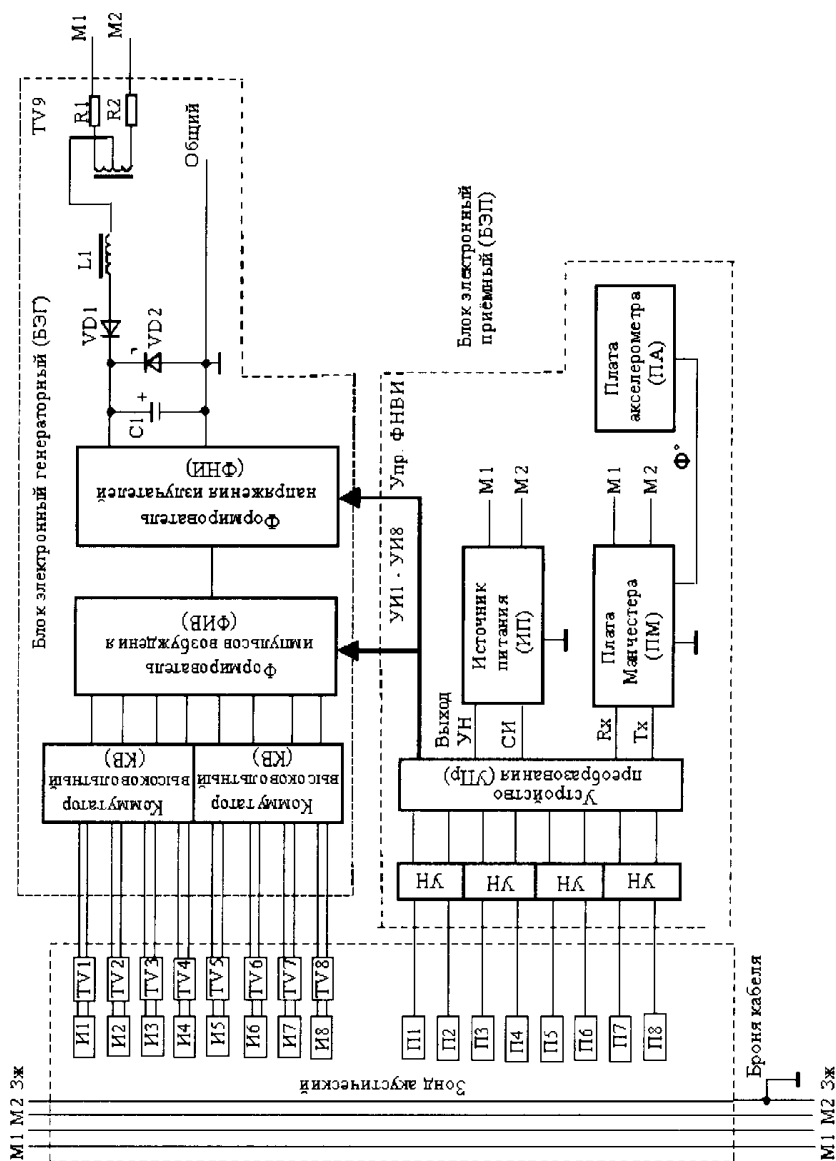
Блок электронный генераторный содержит две платы коммутатора высоковольтного (КВ), формирователь импульсов возбуждения (ФИБ) и формирователь напряжения излучателей (ФНИ).

Питание БЭГ осуществляется от средней точки трансформатора *ТН9* через дроссель *L1*. Конденсатор *C1* служит для поддержания напряжения питания в моменты запуска излучателей. Стабилитрон *VD2* и диод *VD1* служат для защиты цепи питания.

Блок электронный приемный содержит: четыре усилителя (УН), устройство преобразования (УПр), устройство приема-передачи (УПП), блок питания (БП) и акселерометр (АК). Запуск МАК-СК осуществляется программно через регистратор «ВУЛКАН». Работа МАК-СК начинается с поступления командного слова из регистратора «ВУЛКАН» через плату «Манчестера». При этом контроллер УПр формирует алгоритм поочередного запуска восьми излучателей (И1–И8) и соответствующего опроса восьми одноименных приемников (П1–П8). Необходимый коэффициент усиления приемного канала задается командным словом из регистратора «ВУЛКАН» программно. Напряжение высокого уровня (+600 В) для формирования импульсов поочередного запуска излучателей создается преобразователем ФНИ по команде «Упр. ФНВИ» из УПр.

Команды УПр УИ1–УИ8 преобразовываются ФИБ в сигналы, позволяющие поочередно открывать восемь тириستоров плат *Ак*. При этом последовательно на восемь излучателей И1–И8 подаются через повышающие трансформаторы *ТН1–ТН8* импульсы запуска.

Электрические сигналы, эквивалентные акустическим, принятые



приемниками П1–П8, поступают на входы четырех двоекных усилителей нормирующих УН. Каждый канал УН обеспечивает усиление, выравнивание и формирование необходимой амплитудно-частотной характеристики принятых сигналов.

Далее аналоговые сигналы восьми приемников поступают через коммутатор и нормирующий усилитель на вход АЦП УПр.

Усилитель обеспечивает изменение уровня сигнала в 8 ступеней (6; 9; 12; 15; 18; 21; 24; 27 дБ).

АЦП УПр преобразовывает аналоговый сигнал в 12-разрядный цифровой код, который записывается в окне 2 мс в память контроллера. Затем полученный пакет данных выдается с частотой в 4 раза ниже частоты записи на ЦАП. Таким образом, аналоговый сигнал, полученный на выходе ЦАП, имеет частотную характеристику в 4 раза меньшую, чем исходный зарегистрированный сигнал. Это обеспечивает его передачу через каротажный кабель и ввод в регистратор «ВУЛКАН».

В блоке приемном находится плата акселерометра с цифровым выходом. Информация о положении прибора относительно апсидальной плоскости передается через плату «Манчестера» по кабелю в каротажную станцию «ВУЛКАН» для записи.

Питание узлов блока приемного обеспечивает блок питания, который работает от напряжения постоянного тока в пределах от 35 до 50 В и содержит защиту от перегрузок.

Программа регистрации данных, получаемых модулем МАК-СК, работает в оболочке *Windows* и обеспечивает:

- управление режимами МАК-СК;
- прием информации от скважинного прибора после ее преобразования в цифровой код в регистраторе «Гектор»;
- визуализацию в режиме реального времени 8 волновых картин в процессе регистрации и отображения информации о текущей скорости



каротажа, глубине, дате и времени исследований;

- регистрацию данных, привязанных по глубине скважины, на долговременных носителях.

Программа обработки и интерпретации данных, получаемых модулем МАК-СК, позволяет:

- вычислять амплитудные и временные параметры волновых картин, зарегистрированных в каждом секторе обсадной колонны;

- получать цветовую карту сцепления цементного камня с обсадной колонной с привязкой регистрируемых данных к апсидальной плоскости скважины;

- вычислять для каждого сектора обсадной колонны декремент затухания D_{iks} амплитуды головных волн;

- вычислять среднее значение D_{cp} декремента затухания по 8 секторам зонда;

- вычислять коэффициент качества цементирования скважины $K_{кц}$, который изменяется от 0 при незацементированной обсадной колонне до 1 при бездефектном качестве цементирования.

Калибровка модуля МАК-СК выполняется в моделях обсаженных скважин МОС-1–МОС-7, основные характеристики которых приведены в таблице 2.4.

Модели обсаженных скважин содержат отрезок обсадной трубы длиной 4 м, цементное кольцо и имитатор горной породы (ИГП) и воспроизводят типовые состояния цементирования скважин.

Первые три модели (МОС-1–МОС-3) имитируют бездефектное состояние цементирования скважины, следующие две (МОС-4–МОС-5) воспроизводят дефекты цементирования типа «вертикальный канал» раскрытостью 60°, МОС-7 воспроизводит такие же дефекты раскрытостью 15° и 45°, расположенные напротив (через 180°).

Таблица 2.4

Основные характеристики моделей обсаженных скважин

Модель Характеристика	МОС-1	МОС-2	МОС-3	МОС-4	МОС-5	МОС-6	МОС-7
Внешний диаметр обсадной колонны, мм	146	146	146	146	146	146	146
Толщина стенки обсадной колонны, мм	8,2	7,9	8,2	8,2	7,9	7,9	7,9
Толщина цементного кольца, мм	40	40	35	40	40	—	30
Плотность цементного кольца, г/см ³	1,85	1,6	1,84	1,84	1,6	—	1,85
Материал имитатора горной породы	бетон	бетон	мрамор	бетон	бетон	мрамор	вини-пласт
Раскрытость вертикального канала, град.	—	—	—	60	60	360	15 и 45

Модель МОС-6 является универсальной и с помощью сменных блоков позволяет воспроизводить различные состояния цементирования. При калибровке МАК-СК в модель МОС-6 устанавливалась незацементированная обсадная труба с внешним диаметром 146 мм.

В моделях МОС-1, МОС-2, МОС-4, МОС-5, МОС-7 имитатор горной породы выполнен из бетона или винипласта и воспроизводит упругие параметры, характерные для терригенного разреза ($V_n < V_K$), а в моделях МОС-3, МОС-6 имитатор выполнен из мрамора и воспроизводит упругие параметры, характерные для карбонатного разреза ($V_n \geq V_K$). V_n и V_K — соответственно, скорости распространения упругих волн в горной породе и обсадной колонне.

В моделях МОС-1, МОС-3, МОС-4, МОС-7 цементное кольцо выполнено из портландцемента плотности (1,84–1,85) г/см³, а в моделях МОС-2, МОС-5 — из облегченного гелъцемента плотностью 1,6 г/см³.



Измерение декремента затухания D_{iks} выполняется по следующей формуле:

$$D_{iks} = 20 \lg \frac{U_0}{A_{ik}}, \quad (2.25)$$

где: U_0 – максимальное значение диапазона измерений амплитуд регистратора «ГЕКТОР»;

A_{ik} – измеренное значение амплитуды упругих волн в i -м секторе зонда.

На рис. 2.14 приведены результаты измерений модулем МАК-СК декрементов затухания амплитуд упругих волн в моделях обсаженных скважин.

При настройке МАК-СК в незацементированной (свободной) обсадной трубе среднее значение D_{cp} декрементов затухания устанавливается равным 3,5 дБ аналогично настройке интегрального акустического цементомера МАК-9 комплекса АМК-2000.

При калибровке МАК-СК в моделях МОС-1 и МОС-2 установлены граничные значения D_{cp}^y для бездефектного портландцементного и гельцементного кольца. Для портландцемента плотностью 1,85 г/см³ $D_{cp}^y = 18,5$ дБ, а для облегченного гельцемента плотностью 1,6 г/см³ $D_{cp}^y = 13,9$ дБ.

По результатам измерений на моделях установлена цветовая палитра декрементов затухания, характеризующая различное состояние цементирования скважины. Белый цвет отражает незацементированное состояние обсадной колонны, коричневый – бездефектное состояние цементирования или сплошной контакт портландцементного камня с обсадной колонной (по терминологии, принятой для интегральных акустических цементомеров), промежуточные цвета (голубой, желтый, розовый) – дефекты в цементном кольце (или частичный контакт цементного камня с обсадной колонной по ранее принятой терминологии).

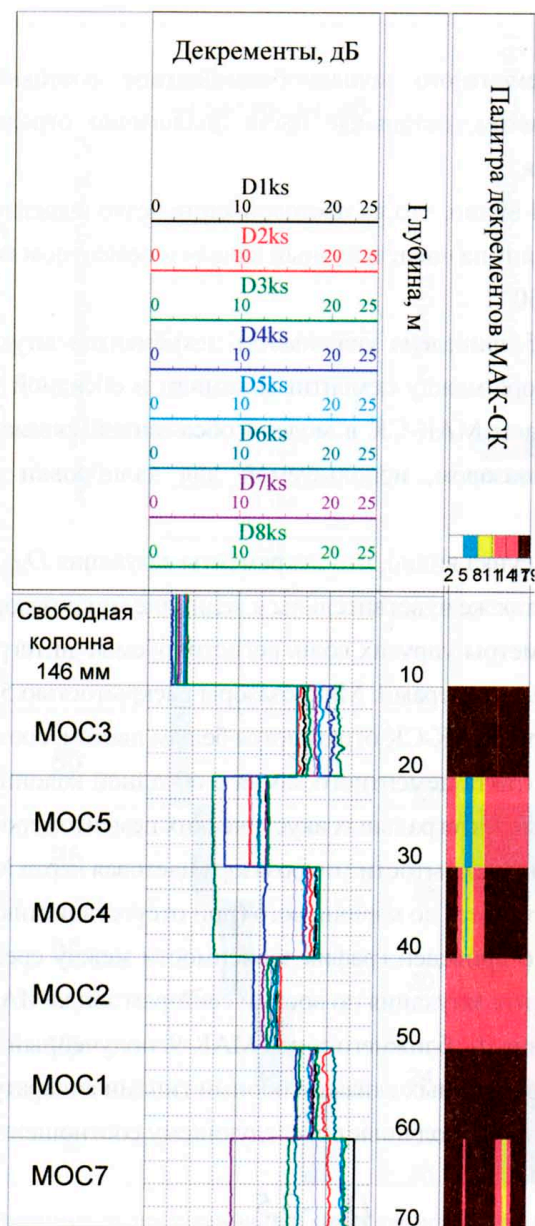


Рис. 2.14. Результаты измерений модулем МАК-СК декрементов затухания амплитуды упругих волн в моделях обсаженных скважин



Для гельцементного кольца бездефектное состояние отражается розовым цветом, остальные цвета аналогично отражают дефекты цементирования.

Из рис. 2.14 видно, что на цветовой карте четко выделяются дефекты цементирования типа «вертикальный канал» в цементном кольце раскрытостью 15; 45; 60°.

На рис. 2.15 приведена зависимость декрементов затухания от величины микрозазора между цементным камнем и обсадной колонной, полученная модулем МАК-СК в модели обсаженной скважины с регулируемым микрозазором, используемой для калибровки интегральных цементомеров.

Из этого рисунка видно, что декременты затухания D_{iks} , регистрируемые МАК-СК, так же чувствительны к величине микрозазора, как и динамические параметры упругих волн, регистрируемые интегральными акустическими цементомерами. Микрозазоры раскрытостью 50 мкм и более на цветовой карте МАК-СК отражаются белым цветом, соответствующим отсутствию контакта цементного камня с обсадной колонной при интерпретации данных интегральных акустических цементомеров. В зависимости от величины раскрытости микрозазора цветовая карта МАК-СК изменяется от белого цвета до коричневого (при отсутствии микрозазора).

На рис. 2.16 приведен график зависимости между средним значением D_{cp} декремента затухания по восьми секторам зонда МАК-СК и декрементом затухания $d_{1к}$ ближнего зонда МАК-9, полученный при измерениях в моделях обсаженных скважин обоими типами аппаратуры.

Эта зависимость подчиняется следующему соотношению:

$$\frac{D_{cp} - 3,5}{d_{1к} - 3,5} = 0,4. \quad (2.26)$$

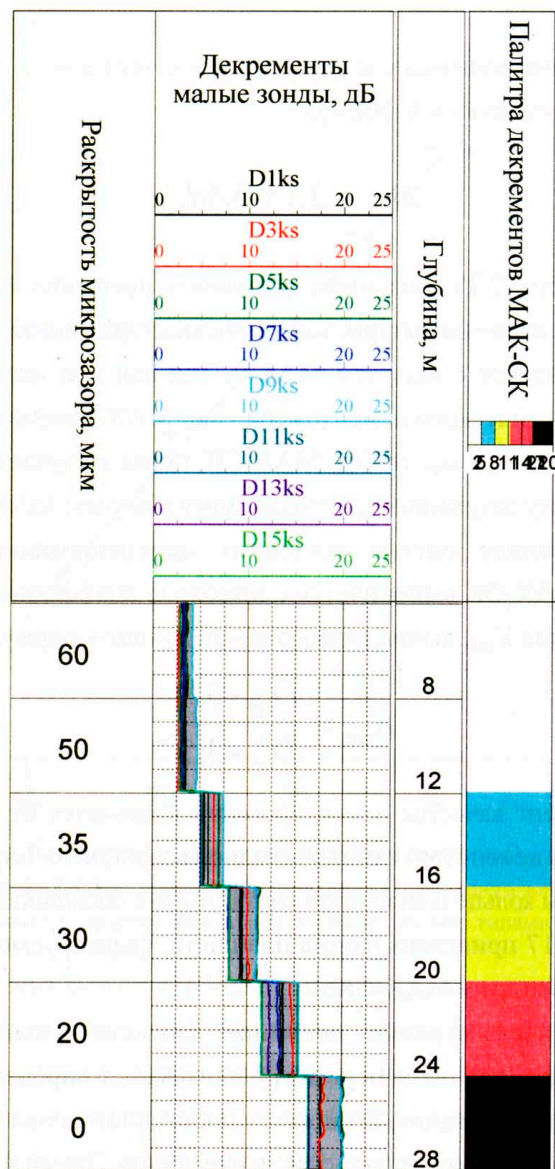


Рис. 2.15. Зависимость декрементов затухания, регистрируемых МАК-СК, от величины микрозазора между цементным камнем и обсадной колонной



Из этого соотношения следует, что при известном $d_{1к}$ можно определить $D_{ср}$ по следующей формуле:

$$D_{ср} = 2,1 + 0,4d_{1к}, \quad (2.27)$$

Зависимость (2.27) позволяет выполнять настройку МАК-СК при отсутствии в скважине интервалов незацементированной колонны при работе в комплексе с модулем МАК-9. Так как при настройке интегрального акустического цементомера типа МАК-9 параметр $d_{1к}$ устанавливается равным α_k , то $D_{ср}$ МАК-СК также получает «привязку» к коэффициенту затухания α_k , измеряемому модулем МАК-9.

Количественная оценка состояния цементирования скважины по данным МАК-СК выполняется с помощью коэффициента качества цементирования $K_{кц}$, вычисляемого по следующей формуле:

$$K_{кц} = \frac{D_{ср} - 3,5}{D_{ср}^н - 3,5}. \quad (2.28)$$

Коэффициент качества цементирования изменяется от 0 при отсутствии контакта цементного камня с обсадной колонной до 1 при бездефектном цементном кольце и сплошном контакте его с обсадной колонной.

На рис. 2.17 приведена форма планшета, формируемого при обработке данных модуля МАК-СК.

Цветовая карта отражает состояние контакта цементного кольца с обсадной колонной по ее периметру и позволяет определять размеры дефектов цементирования, а также их пространственную ориентацию относительно апсидальной плоскости скважины. Левый и правый край цветовой карты «привязаны» к нижней части обсадной колонны, а середина карты отражает состояние контакта цементного камня с верхней частью колонны.

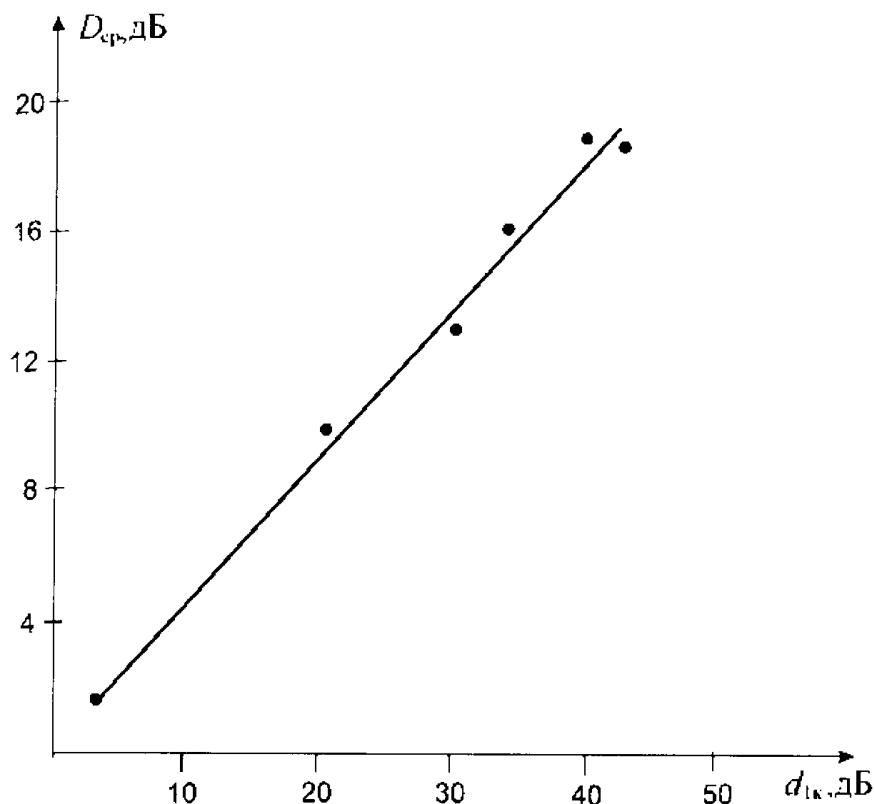


Рис. 2.16. График зависимости между средним значением D_{cp} декремента затухания МАК-СК и декрементом затухания $d_{1к}$ ближнего зонда МАК-9 при измерениях в моделях обсаженных скважин обоими типами аппаратуры

Коэффициент качества цементирования $K_{кц}$, определяемый по формуле (2.28), позволяет количественно оценивать состояние цементирования скважины как в терригенных, так и в карбонатных разрезах, в которых скорость V_n распространения упругих волн в горных породах превышает скорость распространения упругих волн V_k по обсадной колонне. Длина зонда МАК-СК выбрана такой, чтобы исключить интерференцию первых вступлений упругих волн, распространяющихся по горным породам при скоростях V_n до 7000 м/с.

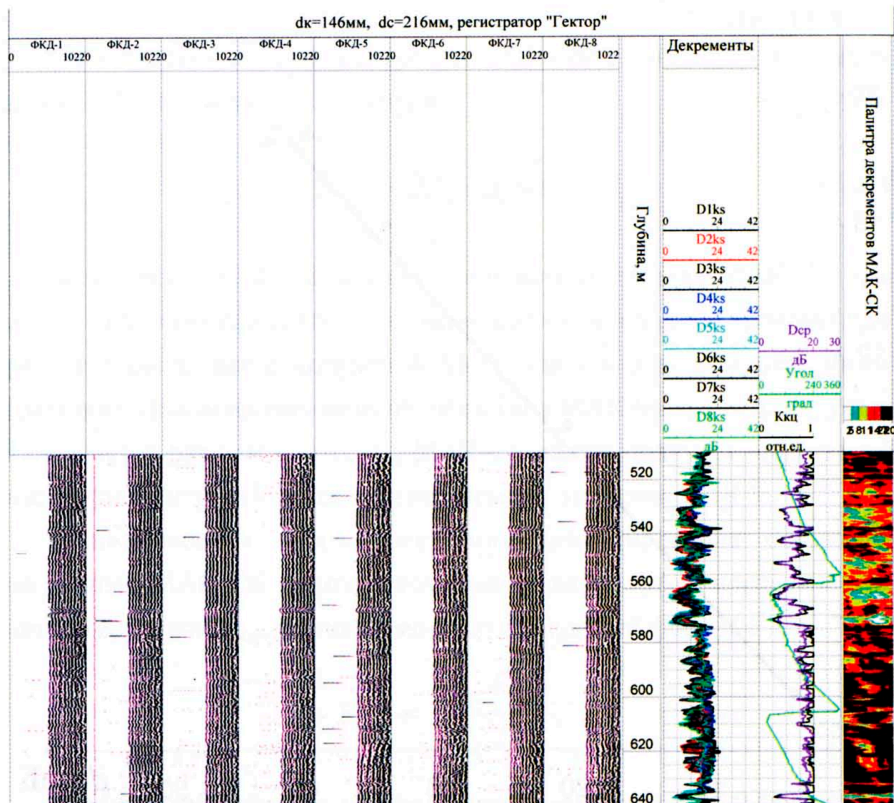


Рис. 2.17. Форма планшета, формируемого при обработке данных модуля МАК-СК

На рис. 2.18 приведен пример комплексной обработки и интерпретации данных сканирующего гамма-гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-100, интегрального акустического цементомера МАК-9 и сканирующего акустического цементомера МАК-СК. Интегральный цементомер МАК-9 в терригенной части разреза (520–575) м выделяет только крупные дефекты цементирования: (530–537); (540–542); (560–563); (570–572) м. Сканирующий модуль МАК-СК на цветовой карте показывает значительно большее количество дефектов цементного кольца, так как обладает большей разрешающей способностью к дефектам ма-

§ 2. Акустический метод сканирующей цементометрии (АКЦ-СК)

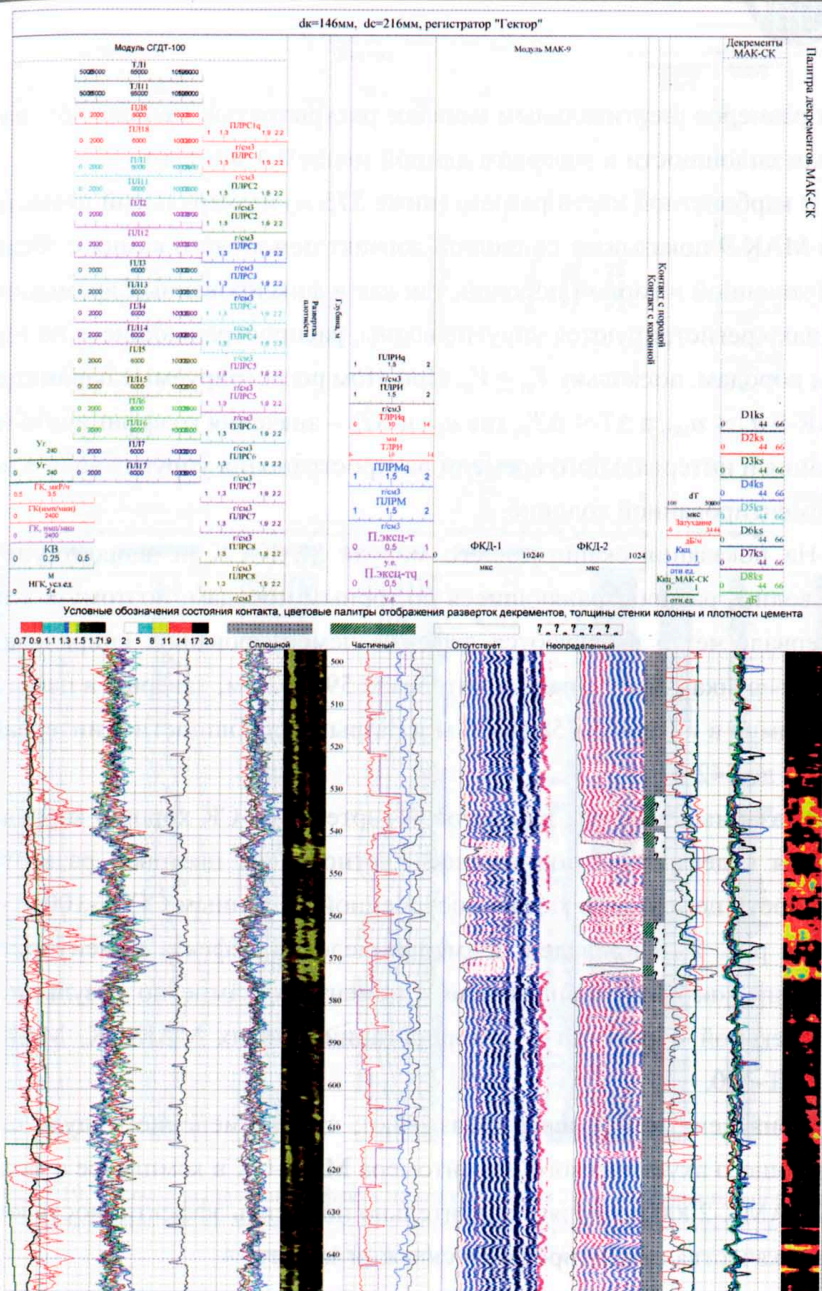


Рис. 2.18. Пример комплексной обработки и интерпретации данных модулей СГДТ-100, МАК-9 и МАК-СК



лых размеров (вертикальным каналам раскрытостью меньше 45° , разрывам сплошности и кавернам длиной менее 0,4 м и т. д.).

В карбонатной части разреза (ниже 575 м) интегральный цементмер МАК-9 показывает сплошной контакт цементного камня с обсадной колонной и горной породой, так как в фиксированных временных «окнах» регистрируются упругие волны, распространяющиеся по горным породам, поскольку $V_n \geq V_k$. При этом регистрируемые параметры МАК-9 $\alpha_k < \alpha_{ko}$, а $\Delta T < \Delta T_k$, где α_{ko} и ΔT_k – значения коэффициента затухания и интервального времени распространения упругих волн в незацементированной колонне.

На показания сканирующего модуля МАК-СК не влияют упругие волны, распространяющиеся по горным породам, поэтому в этом интервале четко выделяются дефекты цементирования: спиралевидный «вертикальный канал» в интервале 595–627 м, каверны в цементном камне в интервале 582–588 м и разрывы сплошности в интервале от 532 до 542 м.

Указанные дефекты на цветовой карте МАК-СК хорошо коррелируются с дефектами пониженной плотности на цветовой развертке плотности цементного камня, построенной по данным СГДТ-100.

На рис. 2.19 приведен пример выделения дефекта цементирования типа «вертикальный канал» в цементном камне по результатам комплексной обработки и интерпретации данных МАК-СК, МАК-9 и СГДТ-100.

Приведенные примеры показывают, что применение модуля сканирующего акустического цементмера МАК-СК в комплексе с модулями АМК-2000 позволяет значительно повысить эффективность контроля качества цементирования скважин за счет:

- повышения разрешающей способности акустического метода к дефектам цементирования малых размеров;

§ 2. Акустический метод сканирующей цементометрии (АКЦ-СК)

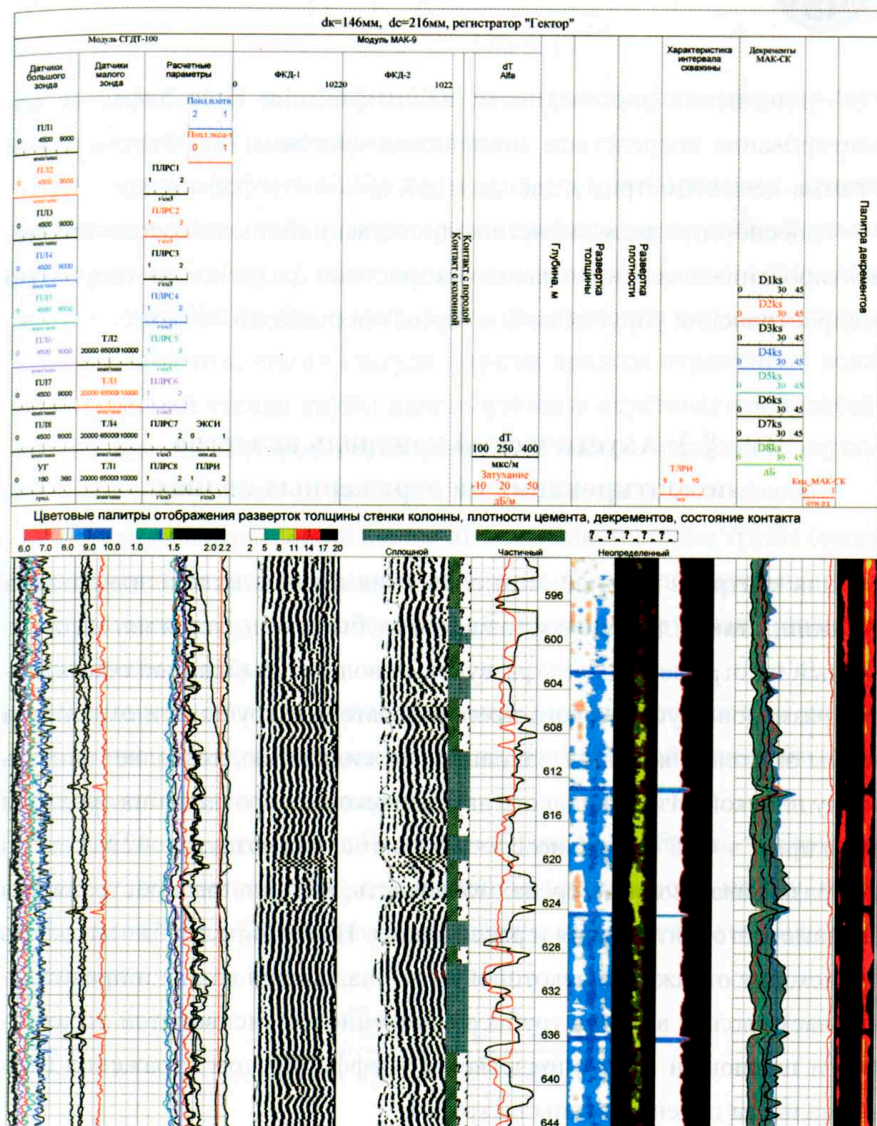


Рис. 2.19. Пример выделения дефекта цементирования типа «вертикальный канал» в цементном камне по результатам комплексной обработки и интерпретации данных МАК-СК, МАК-9 и СГДТ-100



- повышения достоверности идентификации типа дефектов цементирования посредством совмещения цветowych карт акустической и гамма-цементометрии к апсидальной плоскости скважины;
- обеспечения возможности количественной оценки состояния цементирования скважин в высокоскоростных разрезах со скоростью распространения упругих волн в горных породах до 7000 м/с.

§ 3. Акустический контроль качества цементирования на отраженных волнах

Для контроля технического состояния и качества цементирования скважин, а также для оценки толщины трубы используется метод, основанный на отраженных ультразвуковых волнах. Выбранное соотношение размеров акустического преобразователя и трубы при отражении волны от стенки колонны, заполненной жидкостью, позволяет считать волну плоской. Из-за большого акустического сопротивления сред (для воды при $T = 0^\circ\text{C}$ оно равно $1,5 \times 10^5 \text{ г/см}^2 \text{ с}$, для воздуха – $42,8 \text{ г/см}^2 \text{ с}$) ультразвуковая волна в средах «жидкость, металл» распространяется без заметного поглощения и рассеивания. На границе труба – жидкость происходит отражение некоторой части падающей волны и прохождения части волны в толщу трубы. Отношение интенсивностей отраженной и падающей волн определяется коэффициентом отражения (при нормальном падении волны на трубу):

$$R = \frac{(m - 1)^2}{(m + 1)^2} = \frac{(2C_2 - 1C_1)^2}{(2C_2 + 1C_1)^2}. \quad (2.29)$$

Отношение интенсивностей преломленной и падающей волн определяется коэффициентом пропускания:

$$D = 1 - R = \frac{4m}{(m + 1)^2}, \quad (2.30)$$

где $m = \rho_2 C_2 / \rho_1 C_1$, ρ_2 , C_2 , ρ_1 , C_1 – плотность среды и скорость звука в первой и второй средах соответственно.

Из формул (2.29) и (2.30) видно, что при сканировании колонны ультразвуковой волной, распространяющейся в заполняющей жидкости (технической воде), большая часть энергии падающей волны отражается от стенки трубы, а меньшая часть проходит в толщу колонны. Следует заметить, что амплитуда и время прихода отраженной волны от внутренней стенки трубы используются в акустическом телевизоре САТ для оценки профиля колонны. Эта часть отраженного сигнала не несет информации о сцеплении колонны с цементной массой.

Амплитуда отраженной волны от внутренней стенки трубы (условно назовем ее первым отражением волны) на порядок превышает амплитуду волны, отраженной от второй границы: наружная стенка трубы – цементное кольцо.

Системой «колонна–цементное кольцо» «захватывается» определенная часть энергии падающей волны, доля которой определяется коэффициентом пропускания волны D .

В данной системе возникают свободные колебания, которые зависят от толщины трубы, цементной массы и зазора между колонной и этой массой. Эти колебания должны удовлетворять волновому уравнению:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = \frac{1}{C^2} \frac{D^2 U}{Dt^2}. \quad (2.31)$$

Для плоскости толщиной h (плоскостью конечных размеров условно можно заменить участок колонны, на которую падает ультразвуковая волна) решениями дифференциального уравнения (2.31) являются функции:



$$U_n(x, t) = (A_n \sin \omega_n t + B_n \cos \omega_n t) \sin \frac{\pi h}{d} \omega_n t. \quad (2.32)$$

где: A_n, B_n – коэффициенты, зависящие от граничных условий на обеих стенках трубы;

ω_n – собственная частота колебаний свободной колонны (2.33);

$n = 1, 2, 3 \dots$

$$\omega_n = n \frac{\pi C}{d}. \quad (2.33)$$

В колонне результирующие колебания и суперпозиции волн:

$$U(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} U_n(x, t). \quad (2.34)$$

Таким образом, в трубе возникают упругие колебания, определяемые параметрами трубы и качеством сцепления колонн с цементным камнем.

В зависимости от зазора между колонной и цементным камнем можно выделить два случая: отсутствие сцепления (из практики известно, что этому случаю соответствует зазор более 0,05 мм) и частичное или хорошее сцепление колонны (зазор менее 0,05 мм).

1. Плохое сцепление колонны.

В данном случае ультразвуковые волны из толщи трубы практически не проходят через зазор, и вся энергия волны сосредотачивается в колонне. Среднее во времени значение плотности энергии плоской волны в каждой точке среды будет равно:

$$\varepsilon = \frac{1}{2} \rho a^2 \omega^2, \quad (2.35)$$

где: ρ – плотность среды;

a – амплитуда волны;

ω — частота волны.

Из формул (2.33), (2.35) следует, что увеличение толщины колонн приводит к уменьшению плотности энергии волны по закону $\varepsilon \sim 1/d$, что вполне понятно, так как с увеличением толщины трубы, во-первых, происходит уменьшение значения собственных частот, во-вторых, увеличивается объем колонны (при постоянстве диаметра колонны). Для колебаний в трубе характерно слабое уменьшение их амплитуды. На рис. 2.20, *а* приведен характерный для рассматриваемого случая отраженный сигнал. Акустический преобразователь воспринимает суперпозицию первой отраженной волны от колонны и собственных колебаний колонн (2.32), (2.34). С учетом значительной разницы в амплитуде этих волн суммарный сигнал на выходе преобразователя имеет сложный вид.

2. Хорошее сцепление колонны.

В этом случае колонну и цементную массу можно рассматривать как единое целое, так как ввиду большого акустического сопротивления стали трубы и цементного камня ультразвуковая волна распространяется в толще системы «колонна—цементная масса». Средняя энергия волны (2.35) в данном случае будет значительно меньше, чем в случае плохого сцепления цемента с колонной. Это приводит к тому, что отраженная

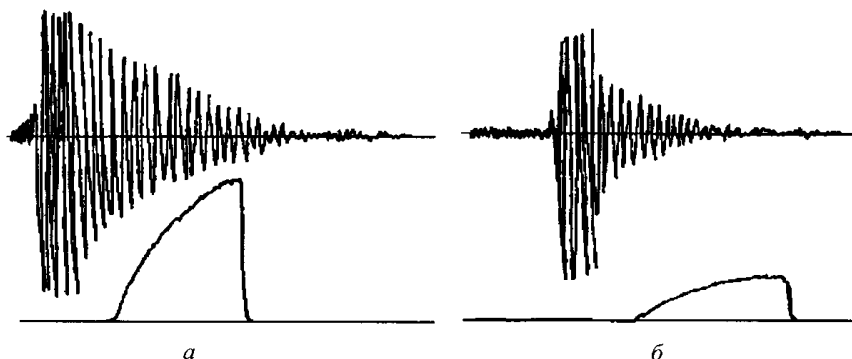


Рис. 2.20. Вид акустического сигнала в трубе



от колонны волна, воспринимаемая акустическим преобразователем, будет иметь сравнительно малую амплитуду колебаний (рис. 2.20, б).

Из-за распространения части волны в цементную массу наблюдается значительное затухание отраженной волны относительно величины первой (ситуация 1 – плохое сцепление) отраженной волны. Из-за присутствия в отраженной волне гармонических составляющих с разной амплитудой сигнал преобразователя имеет сплошную форму.

Для избирательной оценки качества сцепления колонн с цементным камнем и толщины колонны по сечению можно использовать следующие информативные параметры:

1. Амплитуда колебаний и степень их затухания относительно первой отраженной волны от внутренней стенки колонны.

Для хорошо сцепленной колонны наблюдается малая величина средней амплитуды колебаний и их сильное затухание относительно первого отражения в начале цикла. Для плохо сцепленной колонны, наоборот, наблюдается большая величина средней амплитуды колебаний и их относительно слабое затухание.

2. Средняя плотность энергии и удельная спектральная плотность отраженной ультразвуковой волны.

Средняя плотность энергии волны зависит от толщины колонн. На основе зависимостей ее от толщины колонны, которые получены предварительно, можно оценить толщину колонны с хорошим или плохим сцеплением. Эта оценка будет характеризовать среднее значение толщины трубы на месте падения сканирующего ультразвукового луча. Средняя плотность энергии волны пропорциональна спектральной плотности волны, которая может быть измерена. Таким образом, для оценки качества цементирования колонн необходимо анализировать отраженную ультразвуковую волну достаточно большой длительности, которая включает время прихода первой отраженной волны и по-

следующих реверберационных колебаний колонны. Из-за небольшой амплитуды реверберационных колебаний к аппаратуре предъявляются особо строгие требования к помехозащищенности, а к программам обработки информации – устойчивые методы решения задач.

Аппаратура акустического реверберационного контроля качества цементирования (в дальнейшем АРКЦ-Т-1) предназначена для наблюдения и определения на экране дисплея геометрии нарушений сцепления цементного кольца с колонной, исследования внутренней поверхности обсаженных и необсаженных скважин глубиной до 5000 м, заполненных промывочной жидкостью, не содержащей шлама и пузырьков газа, максимальной плотностью 1300 кг/м³.

Отличительной особенностью аппаратуры АРКЦ-Т-1 является применение в качестве рабочего метода отраженных акустических ультразвуковых волн.

Область применения АРКЦ-Т-1 – промыслово-геофизические исследования обсаженных и необсаженных нефтяных, газовых, гидрологических и других скважин диаметром от 125 до 350 мм.

Аппаратура позволяет получать в обсаженных скважинах детальное изображение нарушений сцепления цементного камня с колонной и определять по нему зоны горизонтальных и вертикальных нарушений целостности и дефектов обсадных колонн, а в необсаженных скважинах – проводить литологическое расчленение разреза, выявлять кавернозные и трещинно-кавернозные зоны, тонколистные пропластки и желоба.

Принцип действия прибора основан на явлении реверберации ультразвуковых колебаний (в дальнейшем УЗК) в слоях с небольшими коэффициентами затухания УЗК.

Скважинный прибор СПЦ содержит две основные функциональные системы: акустическую систему и систему предварительной обработки и передачи (данных) информации.

Общий вид скважинного прибора приведен на рис. 2.21.



Акустическая система, содержащая электронные элементы формирования служебных импульсов, вращающийся ультразвуковой преобразователь и приемную часть, формирует зондирующие сигналы и усиливает ответный эхо-сигнал до номинальной величины. Для получения достаточной разрешающей способности системы в заданном диапазоне диаметров обсадных колонн и скважин скорость вращения ультразвукового преобразователя составляет не менее 3 об/с.

Привязка изображения стенки скважины, стенки обсадной трубы или цементограммы осуществляется к образующей скважинного прибора с помощью импульса синхронизации СИ, полученного с синхронизации вращающегося ротора ультразвукового преобразователя. Таким образом, каждому обороту преобразователя соответствует один импульс СИ, который через жилу каротажного кабеля поступает в наземный прибор и используется для запуска развертки фотокамеры и синхронизации работы модуля сопряжения с компьютером.

Система предварительной обработки и передачи информации, содержащая электронные схемы формирования и нормирования информационных, служебных и синхронизирующих импульсов, селективирует и формирует информационные импульсы отраженного эхо-сигнала и сигнала качества цемента, формирует полный видеосигнал и производит согласование электрических характеристик полного видеосигнала с параметрами каротажного кабеля.

Рабочий сигнал скважинного прибора, соответствующий длительно-сти одной строки изображения, – полный видеосигнал показан на рис. 2.22.

Для оценки качества сцепления двух сред типа «металл–цемент» нормально к поверхности обсадной колонны излучается короткий акустический импульс. Часть энергии УЗК отражается от границы «скважинная жидкость–металл» и принимается преобразователем, а часть поглощается стенкой. В случае когда с противоположной стороны стен-

ки скважины имеется частичное или хорошее сцепление (зазор меньше 0,05 мм), происходит поглощение энергии падающей волны.

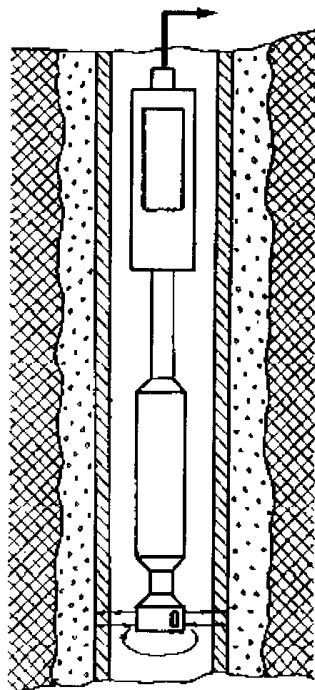


Рис. 2.21. Схема работы прибора видеокортажа

При отсутствии сцепления цемента со стальной трубой происходит многократное отражение акустической энергии от границы «сталь – скважинная жидкость». Такое явление возможно тогда, когда в спектре излученного акустическим преобразователем импульса имеются частоты, равные:

$$F_0 = \frac{NC}{2dl} \quad (2.36)$$

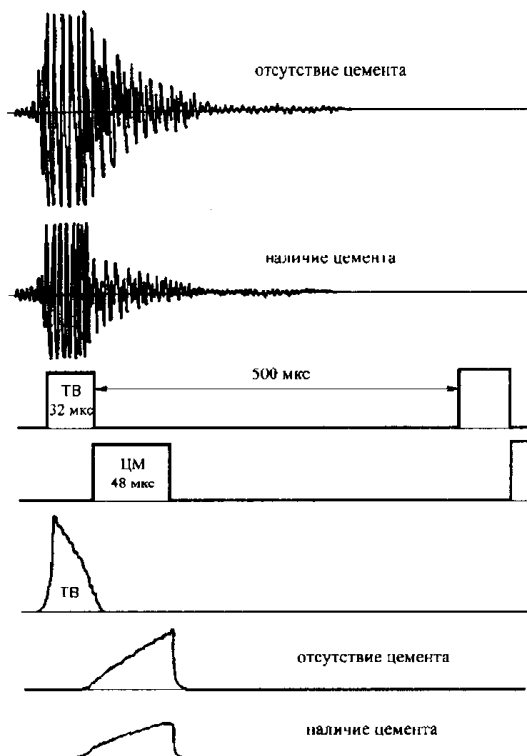


Рис. 2.22. Принцип работы прибора видеокаротажа

При выполнении данного условия происходит захват колонной акустической энергии с частотой F_0 , т.е. явление реверберации.

Параметры, регистрируемые аппаратурой: амплитуде в свободной колонне соответствует максимальная амплитуда более 5 В, в зацементированной колонне амплитуда отраженного сигнала не более 1 В.

Аппаратура АРКЦ-Т-1 содержит в своем составе прибор скважинный (СПЦ), прибор наземный (НПЦ), модуль сопряжения (СМ).

Аппаратура эксплуатируется с каротажными лабораториями и станциями, имеющими в своем составе компьютер типа IBM-PC AT 386/486

или программно совместимый компьютер отечественного производства.

В качестве канала связи прибора СПЦ с прибором НПЦ должен использоваться трехжильный бронированный каротажный кабель КГ-3-60-180 длиной до 5000 м, выпускаемый по ТУ 16. К64-01-88.

При установке в скважинном приборе АРКЦ-Т-1 дополнительного датчика для измерений скорости распространения упругих волн в буровом растворе аппаратура может быть использована для измерений профиля обсадной колонны и состояния ее внутренней стенки в режиме акустического телевизора.

Перечень акустических скважинных приборов и условия применения приведены в таблице 2.5.

Т а б л и ц а 2.5

Наименование прибора (модуля)	Назначение	Структура	Примечания
1	2	3	4
МАК-2 Д _н =100(73) мм	Контроль КЦ, Д _к =(140-245) мм	И1,0П10,5П2	Сменный блок излучателя
МАК-3 Д _н =100 мм	Контроль КЦ, Д _к =(200-500) мм	И1,0П10,5П2	
МАК-4 Д _н =60 мм	Контроль КЦ, Д _к =(70-110) мм	И1,0П10,5П2	
МАК-9М Д _н =100(73) мм	Контроль КЦ, Д _к =(140-168) мм	И1,0П10,5П2	АМК-2000 Сменный блок излучателя
МАК-СК Д _н =100 мм	Контроль КЦ, Д _к =(150-168) мм	И(1-8)0,4(1-8)П	
ТШ Д _н =80 мм	Контроль КЦ, Д _к =(140-168) мм	Т+АШ	АМК-2000
АРКЦ-Т-1 Д _н =100 мм	Контроль КТ, Д _к =(125-350) мм		
САТ-4М Д _н =100 мм	Контроль КТ, Д _к =125-350 мм		

ГЛАВА 3. РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Радиоактивный метод

Для контроля качества цементирования скважин применяют метод рассеянного гамма-излучения, который основан на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, слагающих обсаженную скважину в интервале исследования. При этом, так как плотность цементного камня в большинстве случаев значительно больше, чем плотность бурового раствора, против зацементированной части скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения будет значительно ниже, чем в незацементированном интервале.

Схема регистрации рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине имеет ряд принципиальных отличий от аналогичной схемы в открытом стволе при плотностном ГТК и приведена на рис. 3.1.

Как видно из рис. 3.1, прибор имеет максимально приближенное к внутреннему диаметру колонны поперечное сечение и центрирован в колонне для ослабления влияния плотности и состава жидкости в колонне. Коллимация источника и детекторов под определенными углами к оси скважинного прибора может осуществляться экранами с круговой (2π -геометрия (для зонда толщиномера)) или азимутальной по периметру поперечного сечения прибора коллимацией (для зондов плотномера). Гамма-излучение от источника, взаимодействуя с

колонной, средой в заколонном пространстве и пластом, испытывает, как правило, несколько актов упругого рассеяния (комpton-эффект) с изменением первоначального направления и частичной потерей энергии каждым гамма-квантом, а также фотоэлектрическое поглощение, преимущественно в колонне, с полным исчезновением кванта.

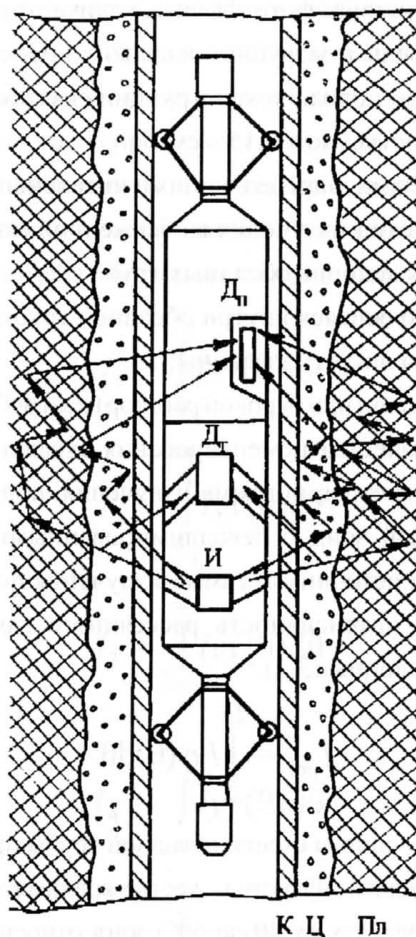


Рис. 3.1. Схема измерения методом ГГЦ:

И — источник гамма-излучения; Д — детектор толщиномера;
Д_н — детектор плотнмера; К — колонна; Ц — цемент; Пл — пласт



Интенсивность гамма-квантов, возвращающихся в прибор под определенным углом и регистрируемых детекторами, функционально связана с объемной плотностью среды в затрубном пространстве и пласте, а также зависит от изменения толщины стенки обсадной колонны. Принебрегая влиянием фотоэффекта, количественная оценка изменений плотности среды в затрубном кольцевом пространстве с учетом изменения плотности породы и конструкции скважины возможна с абсолютной погрешностью до $\pm 0,15 \text{ г/см}^3$.

Основными средами, определяющими интенсивность регистрируемого рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине, являются:

- металлическая колонна обсадных труб;
- жидкость, находящаяся внутри обсадной трубы;
- горные породы вокруг скважины;
- цементный камень (или буровой раствор) в затрубном пространстве.

Для контроля качества цементирования скважин применяют различные системы регистрации гамма-излучения, при этом одноканальный центрированный зонд с неколлимированными по радиальному углу индикатором и источником гамма-излучения позволяет регистрировать суммарную интенсивность рассеянного гамма-излучения по всему периметру колонны (3.1).

$$I_{\text{рег}} = \int_0^{2\pi} I_{\gamma}(\theta) d\theta. \quad (3.1)$$

Для измерения толщины стенки обсадной трубы применяют неколлимированный по радиальному углу и жестко коллимированный по вертикальному углу (в пределах от 40 до 50°) зонд относительно оси колонны индикатором и источником. Длина зонда (расстояние между коллимационными окнами источника и регистратора) не должна превышать $9\text{--}11 \text{ см}$, в этом случае имеет место инверсия эффекта плотности, что обеспечива-

ет исключение влияния изменений плотности среды за колонной и получение высокой чувствительности к изменению толщины стенки колонны:

$$I_T = \int_0^{2\pi} I_{yy}(\theta) d\theta. \quad (3.2)$$

Для измерения плотности вещества в приборах последних модификаций (СГДТ-3, СГДТ-НВ и аналогичные им) применяют коллимированные по радиальному углу индикаторы, каждый из которых охватывает по 60° окружающего пространства при достаточно эффективной экранировке каждого канала. Кроме этого, для максимально возможного снижения влияния плотности породы в каждом канале введена дополнительная коллимация по вертикальному углу:

$$I_1 = \int_0^{\pi/3} I_{yy}(\theta) d\theta;$$

$$I_2 = \int_{\pi/3}^{2\pi/3} I_{yy}(\theta) d\theta;$$

$$I_3 = \int_{2\pi/3}^{\pi} I_{yy}(\theta) d\theta;$$

$$I_4 = \int_{\pi}^{4/3\pi} I_{yy}(\theta) d\theta;$$

$$I_5 = \int_{4/3\pi}^{5/3\pi} I_{yy}(\theta) d\theta;$$



$$I_6 = \int_{\frac{5}{3}\pi}^0 I_{yy}(\theta) d\theta.$$

В приборе СГДТ-3 дополнительно введен канал измерения естественного гамма-излучения, а в приборе СГДТ-НВ введен зонд нейтронного каротажа, обеспечивающий дополнительной информацией для контроля качества цементирования скважин, зацементированных азрированными тампонажными смесями, у которых плотность соизмерима с плотностью бурового раствора. При нейтронном каротаже зондами разной длины в обсаженной скважине интенсивность потока нейтронов, регистрируемая детекторами, функционально связана с общим водосодержанием горной породы и среды в затрубном пространстве (включая связанную воду) при отсутствии в этих средах элементов с аномально высокими сечениями замедления нейтронов помимо водорода.

При использовании конструкции прибора, аналогичного гамма-цементомеру, влиянием скважинной жидкости, колонны и минерализации пластовой жидкости на показания зондов НК можно пренебречь.

Общая схема регистрации НК в обсаженной скважине приведена на рис. 3.2.

Зонды НК модуля МНК-Ц позволяют регистрировать интенсивности (скорости счета) нейтронов детекторами, экранированными от источника нейтронов и друг от друга в направлении оси скважинного прибора: $J_{мз}$, $J_{сз}$, $J_{бз}$ – соответственно, для малого, среднего и большого зондов. Величины $J_{мз}$, $J_{сз}$, $J_{бз}$ в общем случае определяются (или функционально связаны) с водосодержанием исследуемой среды, литологическими особенностями разреза, минерализацией пластовой и скважинной жидкости, конструктивными особенностями скважины.

При обработке информации, поступающей от зондовой установки НК, используются следующие основные характеристики:

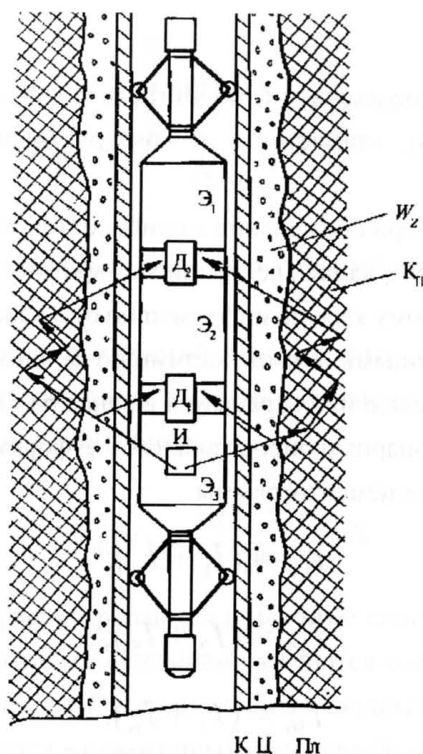


Рис. 3.2. Схема измерений МНК-Ц:

$Д_1, Д_2$ — детекторы нейтронов; $И$ — источник нейтронов; $Э_1, Э_2, Э_3$ — экраны;

$К$ — колонна; $Пл$ — пласт; $Ц$ — цемент

$J_{мз}$ — интенсивность тепловых нейтронов, регистрируемых малым зондом (в абсолютных или относительных единицах);

$J_{сз}$ — то же для среднего зонда;

$J_{бз}$ — то же для большого зонда;

W_z^1 — относительное объемное влагосодержание среды в межтрубном пространстве как результат обработки показаний зондов НК;

W_z^2 — относительное объемное влагосодержание среды в затрубном пространстве как результат аналогичной обработки;

K_n — общая пористость горных пород данного минералогического состава;



ΔK_n – абсолютное изменение пористости как функция влияния изменения литологии, глинистости и конструктивных особенностей скважины.

Таким образом, при применении в приборе (модуле) 6 каналов ГГЦ, канала толщиномера и канала нейтронного каротажа необходимо передавать по каротажному кабелю информацию от 8 каналов регистрации. В связи с ограниченными возможностями по количеству телеметрических каналов и с целью их сокращения в ранее разработанных приборах применяется попарный опрос каналов, т. е. формируются так называемые селективные цементограммы:

$$I_{14} = (I_1 + I_4);$$

$$I_{25} = (I_2 + I_5);$$

$$I_{36} = (I_3 + I_6).$$

Данный способ, за счет ограничения методических возможностей, позволил сократить количество каналов до пяти, однако был решен вопрос о передаче информации по каротажному трехжильному геофизическому кабелю.

Как отмечалось выше, передача информации даже ограниченного количества радиоактивных каналов представляет достаточно сложную проблему. Основным первичным измеряемым параметром при радиоактивных методах исследования скважин является интенсивность гамма- и нейтронного излучения. Исходя из статистического характера радиоактивного распада и взаимодействия излучения при радиоактивных методах исследования скважин основной математической моделью распределения во времени событий, связанных с регистрацией детектором отдельных частиц, является вероятностный закон Пуассона:

$$P_{n(t)} = \frac{\left(\int_0^{T_0} n(t) dt \right)^2}{N!} e^{-\int_0^{T_0} n(t) dt}, \quad (3.3)$$

где: $P_{n(t)}(N)$ – вероятность появления N событий в интервале наблюдения τ_0 ;

$n(t)$ – средняя частота событий или интенсивность.

Считая, что интенсивность за время отдельного измерения не изменяется, т.е. $n(t) = n = \text{const}$, тогда:

$$P_n(N) = \frac{(nT_0)^N}{N!} e^{-nT_0}. \quad (3.4)$$

В литературе рассматриваются различные способы измерения интенсивности, из которых основными являются счетный и временной методы. Преимуществом счетного метода является его линейность и то, что он реализуется в скважинных приборах более простыми схемами, что является одним из важнейших факторов при сложных условиях эксплуатации. Измерение интенсивности счетным методом производится регистрацией N событий за фиксированное время T_0 . Повторяя измерения при $T_0 = \text{const}$, каждый раз будет регистрироваться различное число событий $N_1, N_2, \dots, N_k$. Если известно n , то исходя из (3.3) среднее значение будет равно:

$$\bar{N} = \sum_{N=0}^{\infty} NP_n(N) = nT_0, \quad (3.5)$$

дисперсия:

$$D_N = \overline{(N - \bar{N})^2} = nT_0, \quad (3.6)$$



и относительная флуктуация:

$$\delta N = \frac{\sqrt{D_N}}{N} = \frac{1}{\sqrt{NT_0}} = \frac{1}{\sqrt{N}}. \quad (3.7)$$

Исходя из известных значений n в диапазоне от $n_{\min}$ до $n_{\max}$ для каждого канала и при условии «хорошей» статистики (когда N достаточно велико) за время измерения T_0 среднее из вероятностных значений измеренной интенсивности равно:

$$\bar{n} = \int_0^{\infty} n P_N(n) dn = \frac{N+1}{T_0}, \quad (3.8)$$

средний квадрат равен:

$$\bar{n}^2 = \int_0^{\infty} n^2 P_N(n) dn = \frac{(N+1)(N+2)}{T_0^2}, \quad (3.9)$$

дисперсия:

$$D_n = n^2 - \bar{n}^2 = \frac{N+1}{T_0^2}, \quad (3.10)$$

относительное среднее квадратичное отклонение равно:

$$\delta n = \frac{1}{\sqrt{N+1}}. \quad (3.11)$$

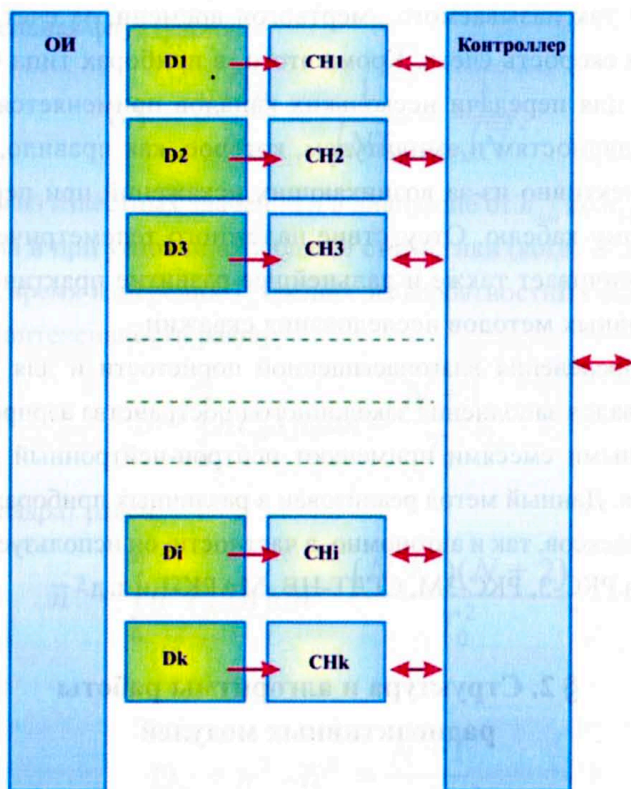
До появления необходимого скоростного телеметрического канала практически во всех радиоактивных приборах передача информации производилась прямым методом, т. е. с минимальными преобразованиями. В частности, для передачи импульсов по каротажному кабелю, имеющему большую погонную емкость, как показали проведенные исследования, необходимо формирование по длительно-

сти импульсов ($\tau \geq 20$ мкс) и по амплитуде, при этом происходит появление так называемого «мертвого» времени, за счет которого снижается скорость счета. Кроме этого, в приборах типа СГДТ-3 и СГДТ-НВ для передачи нескольких каналов применяется разделение по поляриностям и амплитудам, которое, как правило, недостаточно эффективно из-за возникающих искажений при передаче по каротажному кабелю. Отсутствие надежного телеметрического канала ограничивает также и дальнейшее развитие практически всех радиоактивных методов исследования скважин.

Для определения влагонасыщенной пористости и для определения интервалов заполнения заколонного пространства азрированными тампонажными смесями применяют нейтрон-нейтронный метод исследования. Данный метод реализован в различных приборах как в составе комплексов, так и автономно, в частности, он используется в приборах типа РКС-3, РКС-3М, СГДТ-НВ, МАРК-1 и т. д.

§ 2. Структура и алгоритмы работы радиоактивных модулей

Как отмечалось в § 1 гл. 3, наиболее рациональным для реализации в многоканальных радиоактивных каналах является применение счетного метода, т. е. измерение количества импульсов в каждом канале за интервал наблюдения T_0 . Значения T_0 для используемых радиоактивных методов исследования ГГЦ, ГК, ННК и ГГК должны быть в пределах от 1,5 до 3 с, а длительность информационных слов в последовательном мультиплексном канале при тактовой частоте $f = 40$ кГц не больше 0,5 мс, что предоставляет возможность поочередного опроса каждого из каналов за время T_0 . На рис. 3.3 представлена структурная схема многоканального радиометрического функционального модуля, реализующего поочередный опрос.

Рис. 3.3. Типовая схема k -радиоактивных каналов

В состав модуля входят детекторы радиоактивных излучений D_i , формирователи импульсов Φ_i , счетчики-накопители CH , контроллер K , линия связи и ККС. Принцип работы схемы состоит в том, что компьютер ККС периодически с интервалом T_0 формирует командные слова $F(z)$, в которых содержится информация управления, в соответствии с ней контроллер (К) производит опрос соответствующих каналов, принимает от них информацию, формирует последователь-

ный код и передает в ККС для обработки и записи в память бортового компьютера совместно с информацией других методов. Основными параметрами схемы являются частота опроса каналов f_p , емкость счетчика-накопителя q_i и количество каналов k . Формат опроса каналов может быть групповым или поканальным, в первом случае на каждый запрос от ККС контроллер формирует управляющие команды, которые опрашивают все каналы в определенной последовательности и передают информацию в ККС. В этом случае время для получения информации от k -каналов ИС будет состоять из передачи одного командного слова (КС), одного ответного слова (ОС) и k -информационных слов (ИС), т. е.

$$\tau_i = \tau_{\text{кс}} + \tau_{\text{ос}} + k \tau_{\text{ис}}, \quad (3.12)$$

так как длительность всех слов одинакова:

$$\tau_i = (k+2) \tau_{\text{сл}}. \quad (3.13)$$

Так как информация от всех k -каналов должна передаваться за время одного цикла T_0 , то тогда максимально возможное количество каналов будет равно:

$$T_0 = \tau_i = (k_{\text{max}} + 2) \tau_{\text{сл}}. \quad (3.14)$$

Отсюда:

$$K_{\text{max}} = \frac{T_0 - 2\tau_{\text{сл}}}{\tau_{\text{сл}}} \approx \frac{T_0}{\tau_{\text{сл}}}. \quad (3.15)$$

При $T_0 = 1,5$ с и $\tau_{\text{сл}} = 0,5$ мс $k_{\text{max}} = 3000$ каналов.

Во втором случае может производиться поканальный опрос, тогда для получения информации от каждого канала необходима каждый раз посылка одного командного слова и получение одного ответного и



одного информационного слова, тогда:

$$T_0 = \tau_i = 3k_{\max} \tau_{\text{сч}}. \quad (3.16)$$

Отсюда:

$$k_{\max} = T_0 / 3\tau_{\text{сч}}. \quad (3.17)$$

Количество информации, передаваемой в каждом информационном слове, определяется его разрядностью. Так как в существующих стандартах принят обмен 16-разрядными словами, то максимальное количество импульсов счета будет равно $N_{\max} = q_i = 2^{16} = 65000$ имп., а так как во всех используемых радиоактивных методах ГГЦ, ГК, ННК, НГК и ГГК скорость счета не превышает 15000 имп./с, то данной емкости счетчиков-накопителей вполне достаточно для реализации практически всех существующих радиоактивных методов.

Так как время измерения в этих вариантах T_0 совпадает с временем цикла передачи, а информация в счетчиках-накопителях в каждом цикле полностью обновляется, то все измерения статистически независимы, тогда среднее значение $\bar{n}$, средний квадрат $\bar{n}^2$, дисперсия D_n и относительное среднее квадратичное отклонение δn будут определяться по формулам (3.8–3.10). Оба варианта передачи радиометрической информации в наибольшей степени приемлемы для спектрометрических приборов, где требуется большое число каналов и необходимое управление.

Одной из существенных проблем радиоактивных методов при аналоговых системах регистрации и позднее при цифровых являлась регистрация при одной постоянной времени интегрирования, что при последующей обработке и интерпретации представляло известные трудности при определении границ пересекаемых пластов и при сохранении необходимых метрологических характеристик. С целью ре-

шения этой проблемы в программно-управляемых модулях радиоактивного каротажа впервые предложен способ передачи информации по частям, т.е. накопление производится за время значительно меньше времени интегрирования ($t_0 \ll \tau_{инт}$) с синхронизацией этого процесса с работой каналов телеметрии. В этом случае для передачи этой информации ККС периодически формирует командные слова, которые в контроллере модуля преобразуются в ряд команд, сдвинутых относительно друг друга на время передачи одного информационного слова, и с помощью которых производится опрос и практически одновременно сброс информации в каждом из каналов. Так как измерения в каждом малом такте t_0 также статистически независимы, то, используя это обстоятельство, можно согласно закону Пуассона найти вид нагрузочной характеристики каждого из преобразователей и статистическую погрешность.

Среднее число отсчетов за время такта t_0 равно:

$$\begin{aligned} \bar{N}_{t_0} &= 1 \frac{(nt_0)}{1!} e^{-nt_0} + 2 \frac{(nt_0)^2}{2!} e^{-nt_0} + 3 \frac{(nt_0)^3}{3!} e^{-nt_0} + \dots + \\ &+ q \left[\frac{(nt_0)^q}{q!} + \frac{(nt_0)^{q+1}}{(q+1)!} + \dots \right] e^{-nt_0} = \\ &= nt_0 \left[1 - \frac{e^{-nt_0}}{nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} j \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!} \right] = nt_0 (1 - X). \end{aligned} \quad (3.18)$$

Нагрузочная характеристика:

$$m = n \varphi(nt_0) = \frac{\bar{N}_{t_0}}{t_0} = n(1 - X). \quad (3.19)$$

Средний квадрат числа отсчетов за t_0 будет равен:



$$\begin{aligned}\bar{N}_{t_0}^2 &= 1^2 \frac{nt_0}{1!} e^{-nt_0} + 2^2 \frac{(nt_0)^2}{2!} e^{-nt_0} + \dots + \\ &+ q^2 \left[\frac{(nt_0)^q}{q!} + \frac{(nt_0)^{q+1}}{(q+1)!} + \dots \right] e^{-nt_0} = \\ &= nt_0(1 + nt_0) - 2qe^{-nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} j \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!} - e^{-nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} j^2 \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!}.\end{aligned}\quad (3.20)$$

Дисперсия числа отсчетов за время измерения T_0 :

$$\begin{aligned}D_N &= \frac{T_0}{t_0} D_{N_{t_0}} = \frac{T_0}{t_0} (N_{t_0}^2 - \bar{N}_{t_0}^2) = \\ &= N_{t_0} \frac{\left[1 + \frac{e^{-nt_0}}{nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} (j^2 - 2q - 2j) \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!} - nt_0 X^2 \right]}{1 - X}.\end{aligned}\quad (3.21)$$

Относительная ошибка определения интенсивности:

$$\delta_n = \frac{1}{\sqrt{N_{t_0}}} \frac{\sqrt{\left[1 - nt_0 X^2 + \frac{e^{-nt_0}}{nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} (j^2 - 2k - 2j) \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!} \right] (1 - X)}}{1 - e^{-nt_0} \sum_{j=1}^{\infty} \frac{(nt_0)^{q+j}}{(q+j)!}}.\quad (3.22)$$

Реализация данного способа производится установкой в каждом канале счетчика импульсов, причем начало и окончание накопления информации в каждом канале синхронизировано по времени со всеми телеметрическими каналами.

В связи с тем что $t_0 \ll \tau_{\text{инт}}$, а в КСП «АМК-2000» $t_0 = 50$ мс и $\tau_{\text{инт}} = (1,5 \div 3)$ с, что составляет не более 3%, представляется возможность при обработке информации выбора любой постоянной времени как для получения метрологических параметров (плотности или пористости), где

требуются большие времена интегрирования, так и для определения границ раздела (различных пластов, высоты подъема цемента и т.д.), где требуются значительно меньшие времена интегрирования.

Схема многоканального модуля радиоактивного каротажа, реализованного в КСП «АМК-2000», представлена на рис. 3.4.

Основным элементом является счетчик-накопитель относительно небольшого объема (не более 8 разрядов), что соответствует максимальному значению скорости счета в канале НГК до 500000 имп./мин. При получении командного слова от ККС в контроллере прибора формируются команды опроса каждого счетчика, причем, так как сброс информации происходит достаточно быстро ($\tau_{сбр.}$ меньше долей мкс) и затем идет опять накопление, практически процесс регистрации в каждом канале можно считать непрерывным и без потерь.

С учетом специфики мультиплексного последовательного канала максимальное количество каналов определяется зависимостью:

$$K_{\max} = \frac{q_i f_i}{N_i}, \quad (3.23)$$

где: q – емкость счетчика-накопителя;

f_i – частота передачи в МПК;

N_i – максимальный счет импульсов в канале РК.

При $q = 256$, $f = 40$ кГц и $N = 5000$ имп./с $K_{\max} = 100$ каналов, причем, так как передача в МПК производится шестнадцатиразрядными словами, количество каналов можно удвоить за счет передачи в одном информационном слове двух восьмиразрядных каналов, т. е. даже при такой частоте передачи возможна передача информации до 200 каналов. Данный способ позволил обеспечить передачу информации значительного количества радиоактивных каналов относительно простой схемой и обеспечить регистрацию первичного материала, что, в свою очередь, предоставило широкие возможности для последующей обра-



ботки и интерпретации всех методов радиоактивного каротажа, применяемых в разработанных приборах. Так, например, для определения значений интенсивности в каждом радиоактивном канале предложен алгоритм следящего интегрирования, при котором:

$$\overline{N}_i = \frac{1}{\tau_{\text{инт}}} \left(\sum_{i=1}^k n_i - n_{i-1} + n_{k+1} \right), \quad (3.24)$$

где: $\overline{N}_i$ – скорость счета в i -канале (имп./с);

j – номер цикла;

n_j, n_{j-1}, n_{k+1} – количество импульсов в разных циклах измерения.

Согласно данной формуле каждое следующее значение интенсивности равно количеству импульсов за m циклов измерений за вычетом предыдущего и суммированием следующего. Данный способ измерения апробирован на моделях и метрологических установках и реализован в радиоактивных каналах, разработанных программно-управляемым КСП типа «АМК-2000», «УРАЛ-100» и др.

Функциональная схема радиоактивного модуля (РМ) КСП «ВАРТА» представлена на рис. 3.4. Данный модуль представляет собой комплекс, реализующий два радиоактивных метода исследования ГГЦ и ННК. В качестве источников излучения используется цезий-137 (энергия излучения 0,66 МэВ) – И2 и плутоний-бериллиевый источник нейтронов типа ИБН-8-5 с выходом 1×10^7 нейтронов в секунду (И1).

Принцип работы зонда ГГЦ заключается в регистрации рассеянного гамма-излучения И2 по периметру и стволу скважины с помощью двух зондов разной длины d_1 и d_2 . Конструкция зондов (их длина и углы коллимации) обеспечивает работу малого зонда (d_1) в области плотностной инверсии, а большого зонда (d_2) – в режиме плотностного каротажа. Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистри-

руемого с помощью малого зонда, определяется средней по периметру толщиной стенки обсадной колонны (3.25):

$$I_{yy}^I = \psi_{(dk)}. \quad (3.25)$$

Интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемого с помощью большого зонда, определяется в основном плотностью вещества в затрубном пространстве:

$$I_{JJ}^{II} = \psi^{(pi)}. \quad (3.26)$$

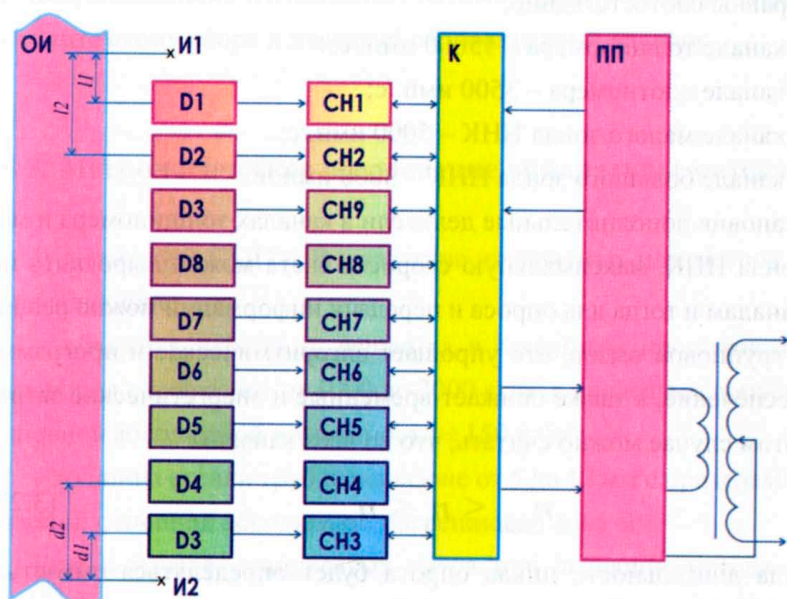


Рис. 3.4. Функциональная схема модуля РМ

Принцип работы зонда ННК основан на облучении скважины и горной породы потоком быстрых нейтронов от ампульного источника И1 и регистрации потоков тепловых нейтронов двумя детекторами,



расположенными на расстояниях l_1 и l_2 от источника.

Принцип сбора и передачи информации от всех каналов модуля аналогичен описанному выше с некоторыми конкретными дополнениями.

Во-первых, модуль РМ является составной частью КСП, в который входят также и другие методы исследования.

Во-вторых, максимальные скорости счета, определенные экспериментально на модельных установках и приборами аналогичного назначения, равны соответственно:

- в канале толщиномера – 15000 имп./с;
- в канале плотномера – 3500 имп./с;
- в канале малого зонда ННК – 5000 имп./с;
- в канале большого зонда ННК – 3000 имп./с.

Установив дополнительные делители в каналах толщиномера и малого зонда ННК, максимальную скорость счета можно выровнять по всем каналам и тогда для опроса и передачи информации можно реализовать групповой вызов, что упрощает алгоритмическое и программное обеспечение, а также снижает временные и энергетические затраты. В этом случае можно считать, что во всех каналах:

$$n_{\min} < n_i < n_{\max}. \quad (3.27)$$

Тогда длительность цикла опроса будет определяться емкостью счетчика-накопителя q_i и максимальной скоростью счета в каналах:

$$T_0 = \frac{q_i}{n_{\max}}. \quad (3.28)$$

За время T_0 , как и в первом варианте, ККС должна передать одно командное слово и получить ответное и k информационных слов. Тогда исходя из (3.24) и (3.28) получим:

$$K_{\max} = \frac{q_i}{\tau_{\text{сл}} n_{\max}}. \quad (3.29)$$

Исходя из (3.28) и (3.29), можно получить зависимость частоты передачи от количества каналов и максимальной скорости счета:

$$f_T = \frac{n_{\max} K}{q_i}. \quad (3.30)$$

Так как затухание в каротажном кабеле увеличивается с ростом частоты, то, используя последнюю зависимость, ее можно выбрать минимально возможной, что позволяет оптимизировать в каждом отдельном варианте схему сбора и передачи радиоактивных каналов.

§ 3. Метрологическое обеспечение аппаратуры метода ГГЦ

В аппаратуре СГДТ-НВ в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- объемная плотность вещества в затрубном пространстве горных пород в диапазоне от 1000 до 2000 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.

Еще в начале семидесятых годов при создании метода гамма-гамма-цементометрии и разработке первых образцов аппаратуры СГДТ-2 возник главный вопрос, который дискутируется и сегодня, – какие условия измерений принять за нормальные условия градуировки этой аппаратуры?

С одной стороны, эта аппаратура предназначена для измерений плотности цемента, расположенного между наружной стенкой обсадной колонны и стенкой скважины, пересекающей пласты горной породы, отличающих-



ся по плотности от цемента. И казалось бы очевидным воспроизводить три значения плотности цемента при каких-либо фиксированных значениях толщины стенки колонны и плотности породы (трехслойная цилиндрическая неоднородная среда). Но тогда возникают существенные трудности с введением большого количества взаимозависимых поправок, что может создать неразрешимые проблемы на этапе интерпретации.

С другой стороны, можно ограничиться тремя значениями плотности однородной среды в затрубном пространстве. Но такая ситуация при измерениях в реальной скважине бывает чрезвычайно редко, например, в большой зацементированной каверне.

И все же в пользу второго варианта имеется несколько основательных доводов.

Во-первых, следует отметить, что при создании данной аппаратуры была выбрана методика последовательной коррекции влияния факторов, а не метод бокового зондирования (измерения кажущихся значений плотности в методике на основе аппаратуры СГДТ и ЦМ не предусмотрены).

Во-вторых, канал толщиномера следует рассматривать как канал для измерения главного влияющего фактора (толщины стенки колонны) на погрешности измеренного значения основного параметра – плотности вещества в затрубном пространстве. Значит, для данной аппаратуры конкретного типа должна быть предусмотрена номинальная или индивидуальная функция влияния толщины на канал интегрального плотномера.

В-третьих, эту главную функцию влияния следует строить для однородной среды в затрубном пространстве. В противном случае понадобится семейство функций влияния на кажущееся значение плотности вещества при различном сочетании плотности цемента и плотности породы.

В-четвертых, для периодического контроля основных НМХ аппаратуры СГДТ и ЦМ вполне достаточно минимального набора одно-

значных мер толщины стенки труб и плотности однородного вещества в затрубном пространстве.

Первые простейшие поверочные установки УППП-1 и УППП-2 были построены в 1975 г. на основе необработанных обсадных колонн. Они воспроизводили три значения плотности стеклянными шариками и водой (1000 ± 2); (1550 ± 50) и (1950 ± 50) кг/м^3 за колоннами диаметром 146 и 168 мм, толщиной ($8,0 \pm 0,6$) мм и по три значения толщины стенки таких же колонн при одном максимальном значении плотности. Недостатком этих установок была высокая неоднородность плотности за счет неравномерной упаковки шариков диаметром 20 мм у стенки колонны и существенная неравномерность толщины колонны по периметру и по ее длине, а также отсутствие возможности построения градуировочных характеристик канала плотномера при разных толщинах стенки колонны.

Исследования влияния неравномерности толщины стенки по периметру образца колонны в этих установках на воспроизведение плотности вещества в затрубном пространстве показали недопустимость использования некалиброванных труб. Проводились измерения выходного сигнала аппаратуры СГДТ-НВ в установке УППП-1 по всем измерительным каналам при вращении прибора вокруг своей оси через каждые 60° .

На рис. 3.5 приведены графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1–СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры СГДТ-НВЦ в колонне диаметром 146 мм при плотности вещества в затрубном пространстве 2050 кг/м^3 .

Из графиков видно, что все шесть каналов удовлетворительно идентичны, но все кривые напоминают синусоиду, которая обусловлена разной толщиной стенки трубы напротив каждого счетчика гамма-квантов. Отклонение показаний от средних значений составляет до 10%, что недопустимо для эталона.



Новые эталоны единиц толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для градуировки аппаратуры СГДТ и ЦМ созданы в виде СО плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1000; 1650; 2050 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.

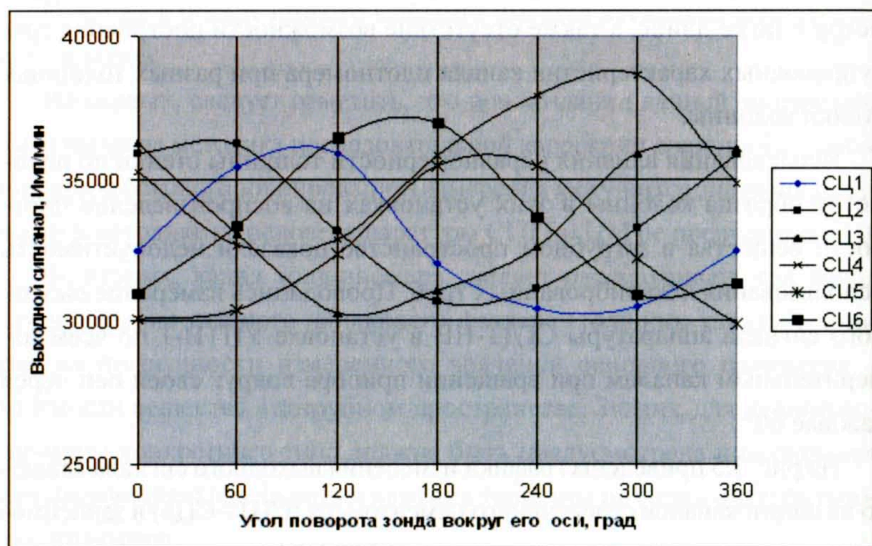


Рис. 3.5. Графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1–СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры

Номинальный наружный диаметр труб выбирался из ряда: 102; 114; 127; 146; 168; 178; 219; 245; 324; 430 мм толщиной: (5 ÷ 6); (7 ÷ 8); (9 ÷ 10) мм.

Предусмотрено два варианта размещения колонны стандартных образцов толщины стенки труб в корпусе СО плотности:

- 1) по одной колонне в каждом отдельном корпусе одного СО плотности;
- 2) по несколько колонн в отдельном корпусе одного СО плотности.

Фото общего вида эталонов плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ, построенных в Тресте «Сургутнефтегеофизика» по варианту 1, представлено на рис. 3.6, характеристики – в таблице 3.1.

Конструктивно эти СОТП выполнены в виде шести цилиндрических стаканов высотой по 3,5 м и диаметром по 1620 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. 3.7).

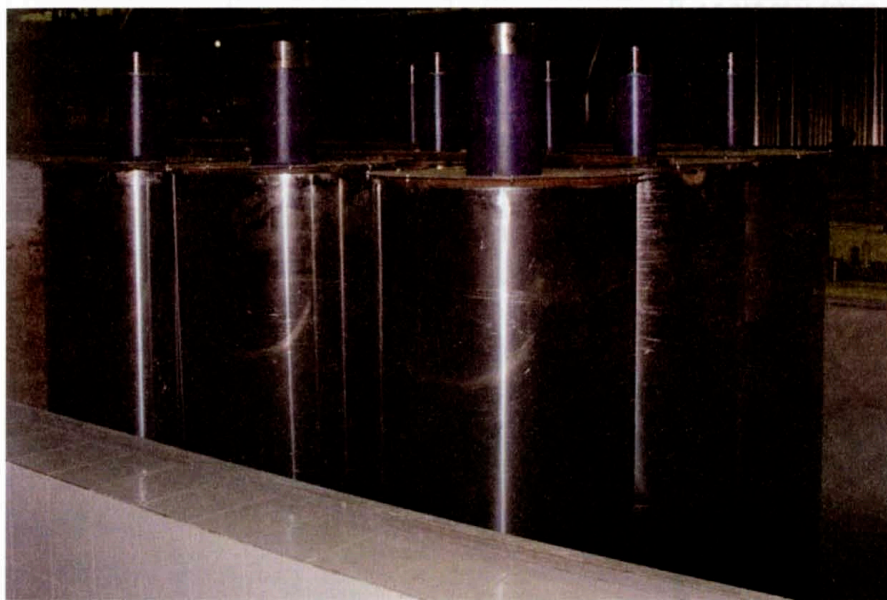


Рис. 3.6. Фото общего вида участка эталонов плотности вещества в затрубном пространстве обсадных колонн для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ в г. Сургуте



Таблица 3.1

Аттестованные характеристики СОП
в тресте «Сургутнефтегафизика»

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
СОП-1000-146-6,4-7,9-9,3	146	1000	6,4; 7,9; 9,3
СОП-1630-146-5,7-8,3-9,0	146	1630	5,7; 8,3; 9,0
СОП-2030-146-5,6-8,3-8,6	146	2030	5,6; 8,3; 8,6
СОП-1000-168-6,1-8,1-10,2	168	1000	6,1; 8,1; 10,2
СОП-1630-168-6,6-8,1-9,6	168	1630	6,6; 8,1; 9,6
СОП-2030-168-6,7-8,1-9,6	168	2030	6,7; 8,1; 9,6
СОП-1000-245-5,7-7,2-8,7	245	1000	5,7; 7,2; 8,7
СОП-1630-245-7,1-8,5-10,1	245	1630	7,1; 8,5; 10,1
СОП-2030-245-7,4-8,9-10,5	245	2030	7,4; 8,9; 10,5



Рис. 3.7. Фото комплекта СО плотности вещества в затрубном пространстве колонн
диаметром: 114; 146; 168; 178; 219; 245; 324; 430 мм

Аттестованные характеристики СОТП, построенных в г. Ноябрьске, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

**Аттестованные характеристики СОТП
для СГДТ и ЦМ в г. Ноябрьске**

Тип СО плотности и толщины	Диаметр, мм	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
1	2	3	4
СОТП-1000-114-5,2-6,1-7,7	114	1000	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1640-114-5,1-6,1-7,5	114	1640	5,1; 6,1; 7,5
СОТП-2070-114-5,2-6,1-7,7	114	2070	5,2; 6,1; 7,7
СОТП-1000-127-5,4-6,1-7,6	127	1000	5,4; 6,1; 7,6
СОТП-1640-127-5,6-6,3-7,8	127	1640	5,6; 6,3; 7,8
СОТП-2070-127-5,6-6,3-7,9	127	2070	5,6; 6,3; 7,9
СОТП-1000-146-5,3-6,8-7,5	146	1000	5,3; 6,8; 7,5
СОТП-1640-146-5,1-6,9-7,5	146	1640	5,1; 6,9; 7,5
СОТП-2070-146-5,3-6,8-7,6	146	2070	5,3; 6,8; 7,6
СОТП-1000-168-5,7-6,8-9,3	168	1000	5,7; 6,8; 9,3
СОТП-1640-168-5,8-6,9-9,2	168	1640	5,8; 6,9; 9,2
СОТП-2070-168-5,8-7,4-9,2	168	2070	5,8; 7,4; 9,2
СОТП-1000-178-6,2-7,1-7,9	178	1000	6,2; 7,1; 7,9
СОТП-1640-178-6,2-7,4-8,2	178	1640	6,2; 7,4; 8,2
СОТП-2070-178-6,8-7,7-8,5	178	2070	6,8; 7,7; 8,5
СОТП-1000-219-6,3-6,9-8,4	219	1000	6,3; 6,9; 8,4
СОТП-1640-219-6,6-8,1-9,8	219	1640	6,6; 8,1; 9,8
СОТП-2070-219-6,2-8,3-9,0	219	2070	6,2; 8,3; 9,0
СОТП-1000-245-7,3-9,1-10,6	245	1000	7,3; 9,1; 10,6



Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4
СОТП-1640-245-6,4-8,0-9,1	245	1640	6,4; 8,0; 9,1
СОТП-2070-245-7,5-8,5-10,8	245	2070	7,5; 8,5; 10,8
СОТП-1000-324-3,3-5,7-8,4	324	1000	3,3; 5,7; 8,0
СОТП-1640-324-4,4-7,2-8,0	324	1640	4,4; 7,2; 8,4
СОТП-2070-324-3,1-5,8-6,4	324	2070	3,1; 5,8; 6,4
СОТП-1000-432-7,9-9,4-14,1	432	1000	7,9; 9,4; 14,1
СОТП-1640-432-7,9-8,9-12,3	432	1640	7,9; 8,9; 12,3
СОТП-2070-432-8,8-9,6-14,1	432	2070	8,8; 9,6; 14,1

Стандартные образцы плотности с колоннами диаметром: 146; 168; 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-цементометров 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, 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 глубин-

ности зонда канала плотномера – около 300 мм. Но реальные исследования аппаратуры СГДТ-НВ в бочке с водопроводной 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 толщины стенки 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 водопроводной воды при температуре 20°C 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 плотномера не должны изменяться более чем на 1,5%.



Градуировка

Градуировку аппаратуры СГДТ и ЦМ производят сначала при вводе ее 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 толщиномера стальной колонны (его показания зависят от плотности вещества за трубой), канал интегрального плотнмера (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 плотнмера строится в виде нелинейной функции двух переменных – зависимости плотности от выходного сигнала плотнмера и толщины стенки колонны, измеренной каналом толщиномера. Для селективных каналов плотнмера ГХ не строятся.

Методической особенностью градуировки аппаратуры СГДТ-НВ является использование ГХ канала толщиномера в виде нелинейной функции одной переменной, а канала интегрального плотнмера – в виде функции двух переменных. Следует учитывать, что корректирующая функция для плотнмера разная для разных интервалов плотности вещества в затрубном пространстве, а для канала толщиноме-

ра 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:

$$h = A + B\alpha + C\alpha^2, \quad (3.31)$$

где: $\alpha = \frac{\bar{N}_M}{\bar{N}_{MB}}$ — отношение выходного сигнала по малому зонду к его показаниям в воде;

A, B и C — коэффициенты;

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 :

$$\sigma = D + E(\alpha + K) + F(\alpha + K)^2, \quad (3.32)$$

где: D, E и F — коэффициенты полинома второй степени;

K — корректирующая функция по толщине стенки труб в виде нелинейной зависимости относительного выходного сигнала интегрального плотномера от толщины стенки колонны:

$$K = \alpha_n (G + Mh + Nh^2), \quad (3.33)$$

где: α_n — относительный выходной сигнал плотномера 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 — всегда индивидуальная. Вид главно-



го рабочего окна программы обработки данных СГДТ-НВ в режиме ее градуировки показан на рис. 3.8, окон ввода данных и результатов обработки – на рис. 3.9 и 3.10.

В этом окне выводится только счет в воде по семи каналам (для грубого контроля стабильности работы каналов аппаратуры во времени), 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».

Градуировка и калибровка аппаратуры СГДТ-НВЦ в колонне: диаметр 146 мм
Ввод сигнала Протокол Справка

Введите исходные данные:

Прибор: СГДТ-НВЦ
Заводской номер: 708
Калибровщик: А.А. Шкатунов

Условия градуировки
Диаметр колонны, мм: 146
№ источника Cs-137: 756
Мощность источника: 1,36

Счет в воде, Имп/мин

Новый	Прежний
СЧ-1: 173013	173013
СЧ-2: 180368	180368
СЧ-3: 168699	168699
СЧ-4: 180366	180366
СЧ-5: 176911	176911
СЧ-6: 179836	179836

Толщина: 027162 327162

Заполнить новые коэффициенты
Формирование, просмотр и печать протокола

Завершить работу

22:45:07
Сегодня: 12.02.2007

Первичная градуировка аппаратуры СГДТ после ремонта

Вид метрологических работ:
☐ Периодическая калибровка
☒ Первичная градуировка

Функция преобразования канала галлинома
Вид градуировочной характеристики: $T = a + a^*A + c^*A^2$, где $A = N/N_0$

	Новые коэффициенты	Прежние коэффициенты				
	a	b	c	a	b	c
При 1000 кГ/м ³	17,25	-28,00	11,34	0,00	0,00	0,00
При 1630 кГ/м ³	19,68	-34,94	18,07	0,00	0,00	0,00
При 2030 кГ/м ³	14,40	-16,56	3,03	0,00	0,00	0,00

Функция преобразования канала плотнотера
Вид ГХ: $d = a^*(A \cdot K) + f^*(A \cdot K)^2$ Корректирующая функция $K = A \cdot (g + m^*h + n^*h^2)$

	Новые коэффициенты:	Прежние коэффициенты:					
	d	e	f	g	m	n	Ан
1000-1200	2,35606	-0,25272	0,00736	0,0463			
1500-1700	1,75369	-0,34761	0,02201	0,3823			
1800-2000	0,63382	-0,08966	0,00376	0,1667			

Прежние коэффициенты:

	d	e	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. 3.8. Вид рабочего окна программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее градуировки

Ввод сигналов по каналам 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 Имп/мин

Плотность СО = 1000 кг/м³

	СЦ-1	СЦ-2	СЦ-3	СЦ-4	СЦ-5	СЦ-6	Толщина
Толщина = 5,4	211929	216877	200440	215836	213577	218614	177588
Толщина = 6,9	169593	173103	158513	171854	171154	175316	148202
Толщина = 8,3	138548	138147	126335	137916	133451	136210	123557

Плотность СО = 1630 кг/м³

	СЦ-1	СЦ-2	СЦ-3	СЦ-4	СЦ-5	СЦ-6	Толщина
Толщина = 4,2	118657	124723	112186	122657	121392	122835	224986
Толщина = 6,9	84939	89330	81009	88159	86089	86873	185036
Толщина = 7,2	69436	71475	64235	69771	68856	71570	154695

Плотность СО = 2030 кг/м³

	СЦ-1	СЦ-2	СЦ-3	СЦ-4	СЦ-5	СЦ-6	Толщина
Толщина = 4,1	55598	59679	54469	60528	59165	59572	233965
Толщина = 5,7	42473	44431	40183	44294	44056	44151	192475
Толщина = 7,1	32164	33842	30666	33671	33891	33857	158079

В вводе (без колонок)

Толщина = 0

	СЦ-1	СЦ-2	СЦ-3	СЦ-4	СЦ-5	СЦ-6	Толщина
Толщина = 0	173013	180368	168699	180366	176911	179836	327162

Ввод сигналов из файла

Ввод с клавиатуры

Обработать данные

Выход из режима ввода

Рис. 3.9. Вид окна ввода данных программы обработки данных аппаратуры СГДТ-НВ

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 коэффи-



циенты 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.

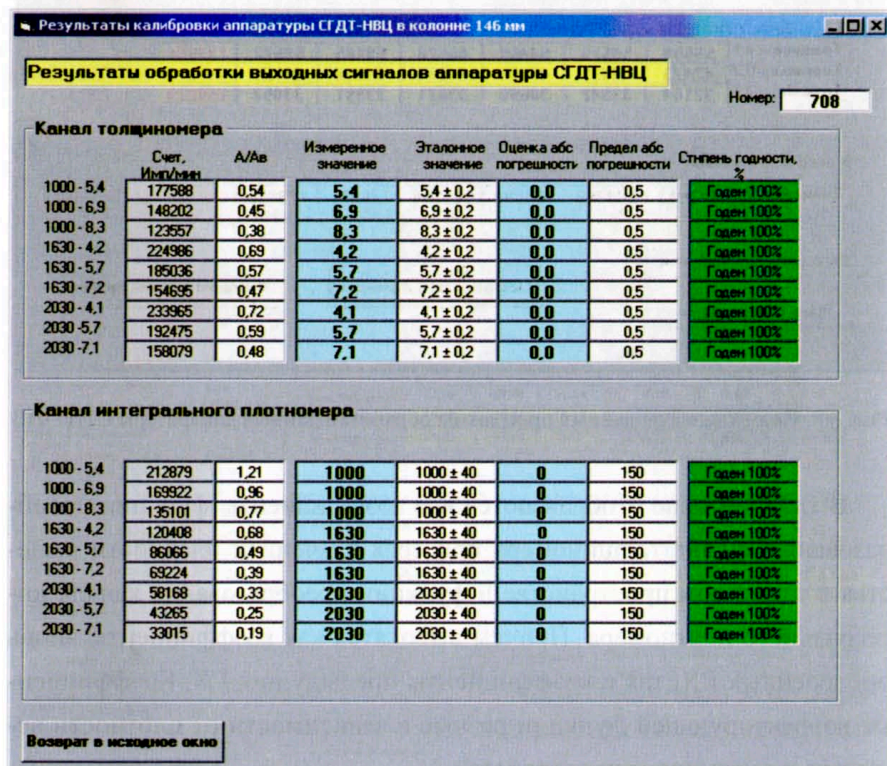


Рис. 3.10. Вид окна результатов обработки данных программы для аппаратуры СГДТ-НВ в режиме ее градуировки

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 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 СОПТ напротив каждого из образцов толщины стенки трубы. Сведения об эталонных значениях плотности $\sigma_{э}$ и толщины $h_{э}$ СО должны быть заранее известны и указаны в сертификате об их калибровке.

В каждой из 9-ти точек контроля выполняют пятикратные измерения частоты следования импульсов по малому зонду и по 6 каналам большого зонда. Определяют их средние значения и заносят в таблицу 3.3 для малого и большого зондов.

Т а б л и ц а 3.3

**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	$\bar{N}_{М1m1n}; \bar{N}_{Б1m1n}$	$\bar{N}_{М2m1n}; \bar{N}_{Б2m1n}$	$\bar{N}_{М3m1n}; \bar{N}_{Б3m1n}$
Плотность 1,6 г/см ³	$\bar{N}_{М2m1n}; \bar{N}_{Б2m1n}$	$\bar{N}_{М2m2n}; \bar{N}_{Б2m2n}$	$\bar{N}_{М3m1n}; \bar{N}_{Б3m1n}$
Плотность 2 г/см ³	$\bar{N}_{М3m1n}; \bar{N}_{Б3m1n}$	$\bar{N}_{М2m3n}; \bar{N}_{Б2m3n}$	$\bar{N}_{М3m3n}; \bar{N}_{Б3m3n}$



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:

$$\alpha_{M1m1n} = \frac{\overline{N}_{M1m1n}}{\overline{N}_{Me}}; \quad (3.34)$$

$$\alpha_{B1m1n} = \frac{\overline{N}_{B1m1n}}{\overline{N}_{Be}} \text{ и т. д.}$$

Полученные значения заносят в таблицу 3.4.

Т а б л и ц а 3.4

**Значения относительного выходного сигнала по каналу
толщиномера и плотнoмера 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 3.5

Таблица 3.5

**Результаты регистрации выходных сигналов
аппаратуры СГДТ-НВЦ при измерениях в воде**

№ измерения	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
N_n	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 3.6.

Строим градуировочные характеристики аппаратуры СГДТ-НВ по каналу толщины при трех разных значениях плотности: 1000; 1630; 2070 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 четырех градуировочных характеристик (рис. 3.11, 3.12, 3.13 и 3.14).

Таким образом, 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 мм и 178 мм. Всего 12 градуировочных характеристик.



Таблица 3.6

Результаты регистрации выходных сигналов при измерениях аппаратурой СГДТ-НВ в СО плотности вещества в затрубном пространстве и толщины стенки труб

Плотность	Толщина		S1	S2	S3	S4	S5	S6	Толщиномер
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1000	7,4	$\bar{N}$	161966	166938	165098	173470	153608	164387	349111
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	0,875	0,886	0,889	0,874	0,894	0,858	0,439
1000	8,0	$\bar{N}$	151521	156020	153047	160641	142732	152621	320519
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	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
		$\bar{N} / \bar{N}_g$	0,139	0,138	0,140	0,140	0,150	0,140	0,357

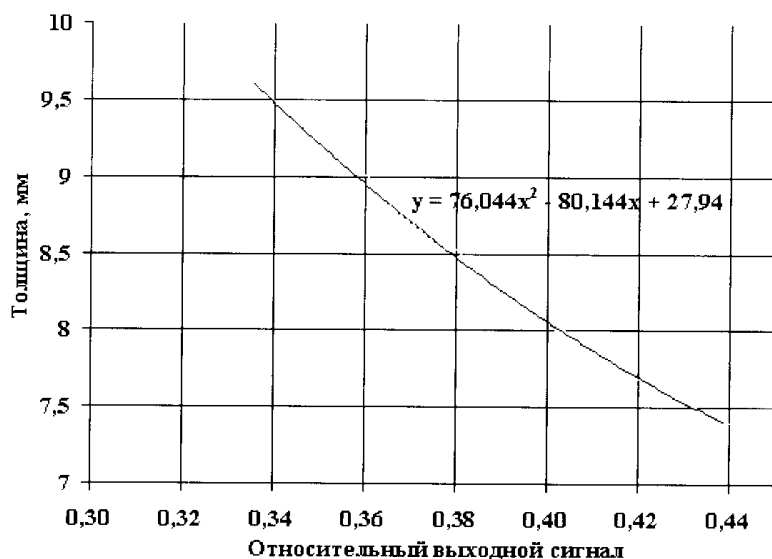


Рис. 3.11. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 1000 кг/м^3 вещества за колонной диаметром 146 мм

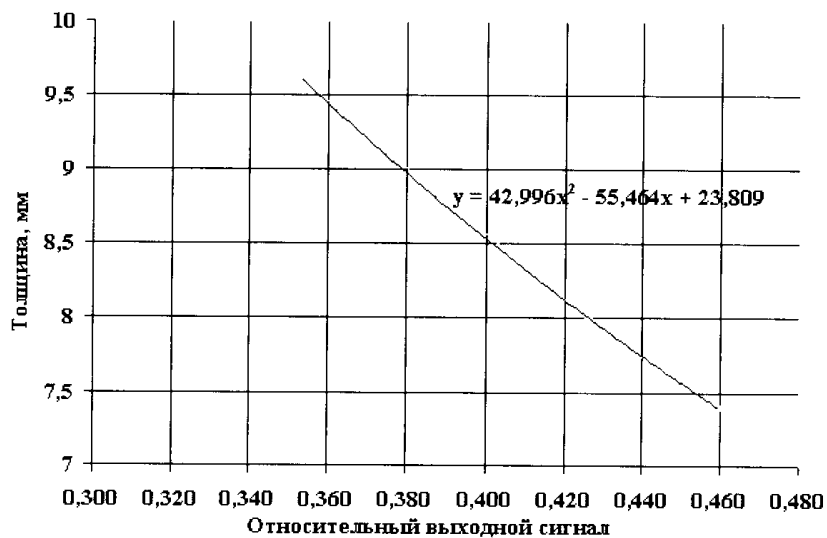


Рис. 3.12. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 1630 кг/м^3 вещества за колонной диаметром 146 мм

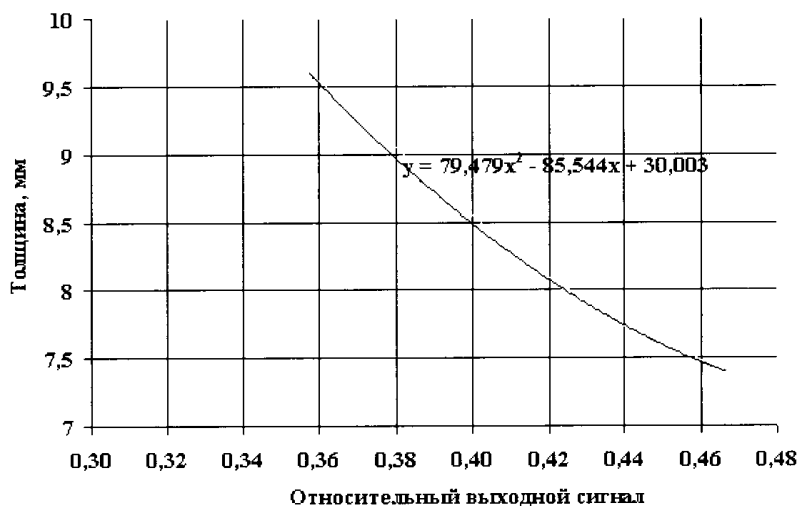


Рис. 3.13. Градуировочная характеристика канала толщиномера аппаратуры СГДТ-НВ при плотности 2070 кг/м^3 вещества за колонной диаметром 146 мм



Рис. 3.14. Градуировочная характеристика канала плотнoмера 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 мм, или 168 мм, 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 их 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 $\overline{N}_{Мв}$ и $\overline{N}_{Бв}$;

- погружают поочередно зонд в каждую из трех моделей из комплекта СОПТ напротив каждого из образцов толщины стенки, эталонные значения плотности σ_{ji} и толщины h_{ji} , которых указаны в сертификате об их калибровке;

- в каждой из 9 точек контроля выполняют пятикратную регистрацию выходного сигнала и заносят в таблицы 3.3 и 3.4 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 ка-



налу 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:

$$\tilde{\Delta}_{oM11} = h_{11} - h_{31}; \tilde{\Delta}_{oM12} = h_{12} - h_{31}; \tilde{\Delta}_{oM13} = h_{13} - h_{31}; \quad (3.35)$$

$$\tilde{\Delta}_{oM21} = h_{21} - h_{32}; \tilde{\Delta}_{oM22} = h_{22} - h_{32}; \tilde{\Delta}_{oM23} = h_{23} - h_{32}; \quad (3.36)$$

$$\tilde{\Delta}_{oM31} = h_{31} - h_{33}; \tilde{\Delta}_{oM32} = h_{32} - h_{33}; \tilde{\Delta}_{oM33} = h_{33} - h_{33}; \quad (3.37)$$

– оценки абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений плотности в каждой i -й точке контроля при каждом из трех значений толщины определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oB11} = \sigma_{11} - \sigma_{31}; \tilde{\Delta}_{oB12} = \sigma_{12} - \sigma_{31}; \tilde{\Delta}_{oB13} = \sigma_{13} - \sigma_{31}; \quad (3.38)$$

$$\tilde{\Delta}_{oB21} = \sigma_{21} - \sigma_{32}; \tilde{\Delta}_{oB22} = \sigma_{22} - \sigma_{32}; \tilde{\Delta}_{oB23} = \sigma_{23} - \sigma_{32}; \quad (3.39)$$

$$\tilde{\Delta}_{oB31} = \sigma_{31} - \sigma_{33}; \tilde{\Delta}_{oB32} = \sigma_{32} - \sigma_{33}; \tilde{\Delta}_{oB33} = \sigma_{33} - \sigma_{33}. \quad (3.40)$$

Проверка

Аппаратура СГДТ-НВ признается годной к применению по каналам толщины и плотности, если выполняются неравенства:

$$|\tilde{\Delta}_{oMij}| \leq |\Delta_{oPM}| = 0,5 \text{ мм};$$

$$\left| \tilde{\Delta}_{\text{об}ij} \right| \leq \left| \Delta_{\text{орБ}} \right| = 150 \text{ кг/м}^3.$$

Калибровочная схема для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 по каналам плотности веществ в затрубном пространстве и толщины стенки труб приведена на рис. 3.15.

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 аттестации 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.

Таким образом:

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; 178 мм.

3. Градуировку канала толщиномера выполняют при трех значениях плотности за колонной; строят три разные градуировочные характеристики.

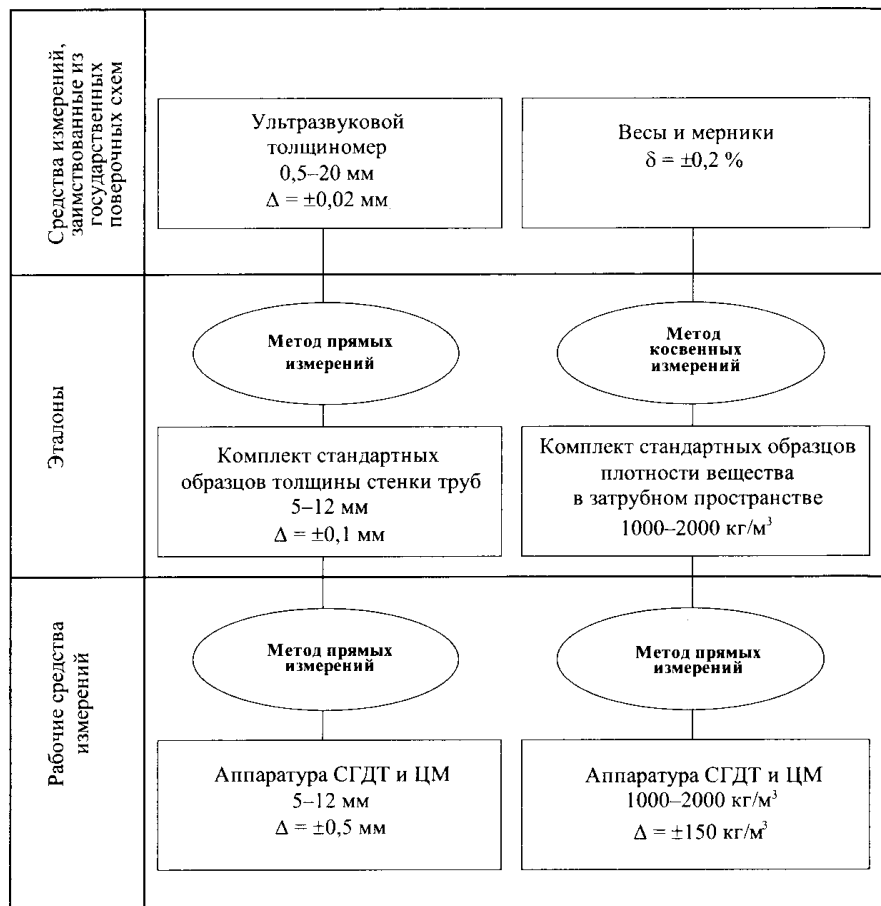


Рис. 3.15. Калибровочная схема для аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 по каналам плотности вещества в затрубном пространстве и толщины стенки труб

4. Градуировочную характеристику канала плотнотера строят в виде функции двух переменных – зависимости плотности от выходного сигнала интегрального плотнотера 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.

§ 4. Метрологическое обеспечение метода ННК

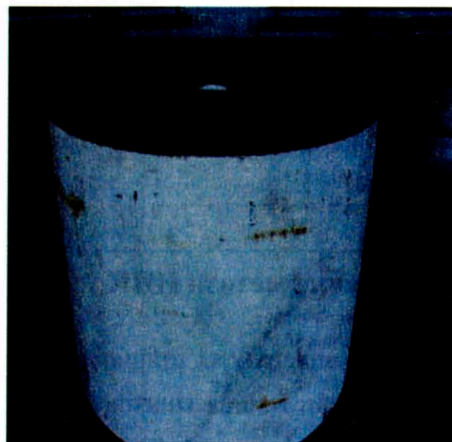
В качестве измеряемого параметра для аппаратуры стационарного нейтронного каротажа (НК) принят коэффициент водонасыщенной пористости (объемное влагосодержание, K_n) песчаных, кальцитовых или доломитовых горных пород. Он измеряется в диапазоне от 1 до 40% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(0,9 + 0,01 K_n)\%$.

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. 3.16 и 3.17).

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 таблице 3.7.

В 1980 г. в СССР были приняты следующие нормальные условия градуировки аппаратуры НК для геолого-разведочных 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 ± 1 °С.



a



б

Рис. 3.16. Стандартные образцы свойств и состава (модели пластов) кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной, монолитного типа:

a – цилиндрический блок мрамора ($K_p = 0,8\%$);

б – блок известняка ($K_p = 14\%$)



a



б

Рис. 3.17. Стандартные образцы свойств и состава (модели пластов) кальцитовых горных пород, пересеченных скважиной, насыпного типа:

a – однофракционного состава; *б* – двухфракционного состава

Таблица 3.7

**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	2118 ± 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	2376 ± 6	120 ± 1 155 ± 1 216 ± 1 295 ± 1
ГСО-ПГ 34,5%-1745-216 Песчаник однофракционный газонасыщенный	34,5 ± 0,2	1745 ± 6	216 ± 1
ГСО-ПГ -17,0%-2200-216 Песчаник двухфракционный газонасыщенный	17,0 ± 0,2	2200 ± 5	216 ± 1
ГСО-ПВМ150-32,7%-2139-216 Песчаник однофракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	32,7 ± 0,2	2139 ± 5	216 ± 1
ГСО-ПВМ150-16,0%-2395-216 Песчаник двухфракционный водонасыщенный с минерализацией 150 г/л	16,0 ± 0,2	2395 ± 6	216 ± 1
ГСО-КВ-35,4%-2102-124-156-216 Кальцит однофракционный водонасыщенный	35,4 ± 0,2	2102 ± 5	124 ± 1 156 ± 1 216 ± 1
ГСО-КВ-15,9%-2437-124-156-216 Кальцит двухфракционный водонасыщенный	15,9 ± 0,2	2437 ± 6	124 ± 1 156 ± 1 216 ± 1
ГСО-КВ-0,8%-2696-124 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8 ± 0,2	2696 ± 5	124 ± 1
ГСО-КВ-0,8%-2696-156 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8 ± 0,2	2696 ± 5	156 ± 1
ГСО-КВ-0,8%-2696-216 Кальцит водонасыщенный (мраморный блок)	0,8 ± 0,2	2696 ± 5	216 ± 1



Рис. 3.18. Комплекты имитаторов пористости:
а – КИП-НК-90 и КИП-НК-60; б – ИПП

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. 3.18), позволяющих воспроизводить (имитировать) коэффициент водонасыщенной пористости песчаных, кальцитовых или доломитовых горных пород в диапазоне от 1 до 40% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(0,5 + 0,01K_p)\%$.

Комплект имитаторов КИПНК90 (КИПНК73) представляет собой устройство в виде трех коаксиально расположенных тонкостенных стальных стаканов, погружаемое вместе с зондом НК в емкость с водопроводной 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; 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 геолого-технических условий измерений в скважинах. При измерениях в скважинах целесообразно сначала зарегистрировать показания (выходной сигнал) аппара-



туры по одному (НГК) или двум (ННКт и ННКнт) 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 в 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 обеспечивать с помощью имитаторов пористости, «привязанных» к этой индивидуальной характеристике аппаратуры после ее градуировки в эталонных моделях пластов. Использование имитаторов вместо СО при

калибровке и поверке СИ 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. 3.19).

В аналитическом виде градуировочная характеристика аппаратуры НК представляет собой функцию либо параболическую, либо линейную:

$$K_{\Pi} = A + B\alpha + C\alpha^2; \quad (3.41)$$

$$K_{\Pi} = A + B\alpha, \quad (3.42)$$

где: A , B и C – коэффициенты полинома;

$\alpha = \frac{\bar{N}_m \bar{N}_{6\sigma}}{\bar{N}_6 \bar{N}_{m\sigma}}$ – отношение выходного сигнала по малому и большому зондам, приведенного к отношению показаний по этим же зондам в воде.



Калибровка аппаратуры НК по тепловым нейтронам (ННК-Т)

Ввод данных: Протокол Справка

Введите исходные данные:

Прибор: ПРК-Л-73
Заводской номер: 37
Калибровщик: В.И.Соколов

Условия градуировки

Минерал состав: Кальцит (мрамор)
Насыщение пор: Вода
Хлорсодержание в г/л: 0
Диаметр скважины: 216

Имп/мин в СО

МЗ-в	42830
БЗ-в	1964
МЗ-1	265962
БЗ-1	110611
МЗ-2	166224
БЗ-2	24403
МЗ-3	181287
БЗ-3	8182

Имп/мин в ИПП

МЗ-в	40716
БЗ-в	1813
МЗ-1	254379
БЗ-1	60349
МЗ-2	131312
БЗ-2	15979
МЗ-3	85611
БЗ-3	7367

Градуировка аппаратуры ННК-Т в СО

Вид метрологических работ

☐ Периодическая калибровка в ИПП
☒ Первичная градуировка в СО

Вид градуировочной характеристики

☒ Параболическая: $A+Bx+Cx^2$
☐ Линейная: $A+Bx$

Результаты обработки

A/Ав	Измеренное значение Кл	Эталонное значение Кл	Оценка абс погрешности	Предел абс погрешности	Степень годности, %
0,110	0,80	0,80	0,00	1,01	Годен 100%
0,312	15,90	15,90	0,00	1,27	Годен 100%
0,568	35,20	35,20	0,00	1,60	Годен 100%

Коэффициенты $A+Bx+Cx^2$ в стандартных образцах

A = -7,4
B = 73,9
C = 1,9
Ав = 21,8

Рекомендации:

В режиме градуировки всегда новые коэффициенты A, B и C

Обработать данные
Сохранить новые коэффициенты
Формирование, просмотр и печать протокола
Выход

Рис. 3.19. Вид рабочего окна обрабатывающей программы для зонда ННК-Т

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 питьевой водой, выполняют многократные (не менее 5 раз) измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{мв}$ и $\overline{N}_{бв}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\overline{\alpha}_в = \frac{\overline{N}_{мв}}{\overline{N}_{бв}}; \quad (3.43)$$

– 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 5 раз) измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам;

– определяют средние значения выходного сигнала по малому и большому зондам $\overline{N}_{м1}$, $\overline{N}_{м15}$, $\overline{N}_{м35}$, $\overline{N}_{б1}$, $\overline{N}_{б15}$, $\overline{N}_{б35}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов по формулам:

$$\begin{aligned} \overline{\alpha}_1 &= \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}}; \\ \overline{\alpha}_2 &= \frac{\overline{N}_{м15}}{\overline{N}_{б15}}; \\ \overline{\alpha}_3 &= \frac{\overline{N}_{м35}}{\overline{N}_{б35}}; \end{aligned} \quad (3.44)$$

– определяют параметр α_i как отношение сигналов по большому и малому зондам в моделях пластов к отношению сигналов по большому и малому зондам в воде по формулам:



$$\begin{aligned}\alpha_1 &= \frac{\bar{\alpha}_1}{\bar{\alpha}_B}; \\ \alpha_2 &= \frac{\bar{\alpha}_2}{\bar{\alpha}_B}; \\ \alpha_3 &= \frac{\bar{\alpha}_3}{\bar{\alpha}_B};\end{aligned}\tag{3.45}$$

– составляют систему уравнений по известным K_{ni} и α_i :

$$\begin{aligned}K_{n1} &= A + B\alpha_1 + C\alpha_1^2; \\ K_{n2} &= A + B\alpha_2 + C\alpha_2^2; \\ K_{n3} &= A + B\alpha_3 + C\alpha_3^2;\end{aligned}\tag{3.46}$$

– 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:

$$\begin{aligned}b &= \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3; & e &= c; & l &= l - qb; \\ c &= \alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2; & k &= c; & m &= m - qc; \\ f &= \alpha_1^3 + \alpha_2^3 + \alpha_3^3; & l &= f; & s &= s - qp; \\ m &= \alpha_1^4 + \alpha_2^4 + \alpha_3^4; & q &= \frac{d}{3}; & q &= \frac{1}{e};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p &= K_{п1} + K_{п2} + K_{п3}; & e &= e - qb; & C &= \frac{(s - rq)}{(m - fq)}; \\
 r &= K_{п1}\alpha_1 + K_{п2}\alpha_2 + K_{п3}\alpha_3; & f &= f - qc; & B &= \frac{(r - fC)}{e}; \\
 s &= K_{п1}\alpha_1^2 + K_{п2}\alpha_2^2 + K_{п3}\alpha_3^2; & r &= r - qp; & A &= \frac{(p - bB - cC)}{3}. \\
 d &= b; & q &= \frac{k}{3};
 \end{aligned}$$

Однако, решая систему уравнений методом последовательного исключения переменных, можно сразу получить следующие более простые формулы для вычисления коэффициентов A , B и C :

$$C = \frac{K_{п3} - K_{п2} - (K_{п2} - K_{п1})(\alpha_3 - \alpha_2)/(\alpha_2 - \alpha_1)}{(\alpha_3 - \alpha_1)(\alpha_3 - \alpha_2)}; \quad (3.47)$$

$$B = \frac{K_{п2} - K_{п1}}{\alpha_2 - \alpha_1} - (\alpha_2 + \alpha_1)C; \quad (3.48)$$

$$A = K_{п3} - \alpha_3 B - \alpha_3^2 C. \quad (3.49)$$

Если в обрабатывающей программе (рис. 3.19) переключатель вида градуировочной характеристики установлен на «линейная», то ГХ будет построена в виде $K_{п} = A + B\alpha$.

Определим коэффициент B и A по формулам (3.50) и (3.51) методом наименьших квадратов.



$$B = \frac{\sum \alpha_i K_{ni} - \frac{1}{3} \sum \alpha_i \sum K_{ni}}{\sum \alpha_i^2 - \frac{1}{3} \sum \alpha_i \sum \alpha_i}; \quad (3.50)$$

$$A = \frac{1}{3} (\sum K_{ni} - B \sum \alpha_i). \quad (3.51)$$

Рассмотрим числовой пример построения градуировочной характеристики аппаратуры ПРК-Л-73 №37 по каналу ННКт. Для упрощения опустим преобразования скоростей счета по каналам в относительный параметр α и примем исходные данные из рис. 3.19.

Допустим в таблицу 3.8 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных.

Т а б л и ц а 3.8

Исходные данные для построения ГХ

α_i	0,1103	0,3124	0,5677
$K_{ni}, \%$	0,8	15,9	35,2

Определим коэффициенты A , B и C функции преобразования по описанному выше первому алгоритму:

$$b = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 0,1103 + 0,3124 + 0,5677 = 0,9911;$$

$$c = \alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2 = 0,0121 + 0,097344 + 0,322624 = 0,432068;$$

$$f = \alpha_1^3 + \alpha_2^3 + \alpha_3^3 = 0,001331 + 0,0303713 + 0,1832504 = 0,21495276;$$

$$m = \alpha_1^4 + \alpha_2^4 + \alpha_3^4 = 0,00014641 + 0,0094758543 + 0,104086245376 = 0,11370851;$$

$$p = K_{n1} + K_{n2} + K_{n3} = 0,8 + 15,9 + 35,2 = 51,9;$$

$$r = K_{n1}\alpha_1 + K_{n2}\alpha_2 + K_{n3}\alpha_3 = 0,8 \cdot 0,11 + 15,9 \cdot 0,312 + \\ + 35,2 \cdot 0,568 = 0,088 + 4,9608 + 19,9936 = 25,0424;$$

$$s = K_{n1}\alpha_1^2 + K_{n2}\alpha_2^2 + K_{n3}\alpha_3^2 = 0,8 \cdot 0,0121 + 15,9 \cdot 0,097344 + \\ + 35,2 \cdot 0,322624 = 12,9138144;$$

$$d = b = 0,8911;$$

$$e = c = 0,432068;$$

$$k = c = 0,432068;$$

$$l = f = 0,214527;$$

$$q = \frac{d}{3} = \frac{0,99}{3} = 0,33;$$

$$e = e - qb = 0,432068 - 0,33 \cdot 0,99 = 0,432068 - 0,3267 = 0,105368;$$

$$f = f - qc = 0,214527 - 0,33 \cdot 0,432068 = 0,214527 - \\ - 0,14258244 = 0,07194456;$$

$$r = r - qp = 25,0424 - 0,33 \cdot 51,9 = 24,0424 - 17,127 = 7,9154;$$

$$q = \frac{k}{3} = \frac{0,432068}{3} = 0,14402267;$$

$$l = l - qb = 0,214527 - 0,14402267 \cdot 0,99 = 0,0719445567;$$

$$m = m - qc = 0,113708509676 - 0,14402267 \times \\ \times 0,432068 = 0,051480924171;$$

$$s = s - qp = 12,9138144 - 0,14402267 \cdot 51,9 = 5,439037827;$$

$$q = \frac{1}{e} = \frac{1}{0,105368} = 9,49054775;$$



$$C = (s - rq)/(m - fq) = 1,917;$$

$$B = \frac{(r - fC)}{e} = 73,908;$$

$$A = \frac{(p - bB - cC)}{3} = -7,372.$$

Те же самые значения коэффициентов A , B и C получим, подставив исходные данные в формулы (3.47), (3.48) и (3.49).

$$C = \frac{35,2 - 15,9 - (15,9 - 0,8)(0,5677 - 0,3124)/(0,3124 - 0,1103)}{(0,5677 - 0,1103)(0,5677 - 0,3124)} = 1,917;$$

$$B = \frac{15,9 - 0,8}{0,3124 - 0,1103} - (0,3124 + 0,1103)1,917 = 73,908;$$

$$A = 35,2 - 0,5677 \cdot 73,908 - 0,5677 \cdot 0,5677 \cdot 1,917 = -7,372.$$

Если в обрабатывающей программе (рис. 3.19) переключатель указывает на линейную ГХ, то коэффициент C приравнивается к нулю, коэффициенты A и B градуировочной характеристики $K_{\pi} = A + B\alpha$ находим методом наименьших квадратов.

Сначала вычислим все суммы, входящие в формулы (3.50) и (3.51).

$$\sum \alpha_i = 0,1031 + 0,3124 + 0,5677 = 0,9904;$$

$$\sum K_{\pi i} = 0,8 + 15,9 + 35,2 = 51,9;$$

$$\sum \alpha_i K_{\pi i} = 0,1103 \cdot 0,8 + 0,3124 \cdot 15,9 + 0,5677 \cdot 35,2 = 25,03844;$$

$$\begin{aligned} \sum \alpha_i^2 &= 0,1103^2 + 0,3124^2 + 0,5677^2 = 0,0121661 + 0,09759376 + \\ &+ 0,32228329 = 0,43204314. \end{aligned}$$

Подставим полученные данные в формулы (3.50) и (3.51).

$$B = \frac{25,03844 - \frac{1}{3} \cdot 0,9904 \cdot 51,9}{0,43204314 - \frac{1}{3} \cdot 0,9904 \cdot 0,9904} = \frac{25,03844 - 17,13392}{0,43204314 - 0,3269645} =$$

$$= \frac{7,90452}{0,1050791} = 75,2245;$$

$$A = \frac{1}{3} \cdot (51,9 - 75,2245 \cdot 0,9973) = \frac{1}{3} \cdot (51,9 - 75,02) = -7,71.$$

Графики полученных параболической и линейной градуировочных характеристик, построенные с использованием программы *Excel*, представлены на рис. 3.20.

Из рис. 3.20 видно, что коэффициент A в параболической и линейной функции отличается всего на 0,16 % (в процентах потому, что он соответствует коэффициенту пористости в абсолютных единицах при $\alpha=0$), а коэффициент B – на 1,27. Значит, градуировочная характеристика (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;

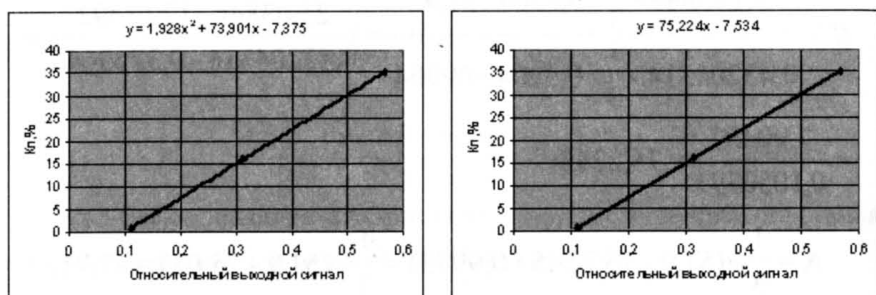


Рис. 3.20. Графики градуировочных характеристик аппаратуры ПРК-Л-73 № 37

– выполняют многократные (не менее пяти раз) измерения частоты следования импульсов по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{m1}$ и $\overline{N}_{61}$;

– 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 $\overline{N}_{m2}$ и $\overline{N}_{62}$;

– 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 $\overline{N}_{m3}$ и $\overline{N}_{63}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам по формулам:

$$\begin{aligned}\overline{\alpha}_1 &= \frac{\overline{N}_{m1}}{\overline{N}_{61}}; \\ \overline{\alpha}_2 &= \frac{\overline{N}_{m2}}{\overline{N}_{62}}; \\ \overline{\alpha}_3 &= \frac{\overline{N}_{m3}}{\overline{N}_{63}};\end{aligned}\tag{3.52}$$

– 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:

$$\begin{aligned}\alpha_{1\text{ИПП}} &= \frac{\bar{\alpha}_1}{\bar{\alpha}_в}; \\ \alpha_{2\text{ИПП}} &= \frac{\bar{\alpha}_2}{\bar{\alpha}_в}; \\ \alpha_{3\text{ИПП}} &= \frac{\bar{\alpha}_3}{\bar{\alpha}_в};\end{aligned}\tag{3.53}$$

– используя построенную градуировочную характеристику аппаратуры НК, определяют значения коэффициента водонасыщенной пористости $\bar{K}_{п1\text{ИПП}}$, $\bar{K}_{п2\text{ИПП}}$, $\bar{K}_{п3\text{ИПП}}$, имитируемые комплектом имитаторов пористости, по относительным выходным сигналам аппаратуры, вычисленным по формулам (3.53).

Если градуировка выполнена по обрабатывающей программе, то полученные значения коэффициентов A , B и C и имитируемые значения коэффициента водонасыщенной пористости $\bar{K}_{п1\text{ИПП}}$, $\bar{K}_{п2\text{ИПП}}$, $\bar{K}_{п3\text{ИПП}}$ 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. 3.21).

Если обработка выполнялась вручную, то необходимо зафиксировать все необходимые данные в протоколе градуировки произвольной формы. Подпись калибровщика, подтверждающая достоверность представленных в протоколе данных, обязательна.

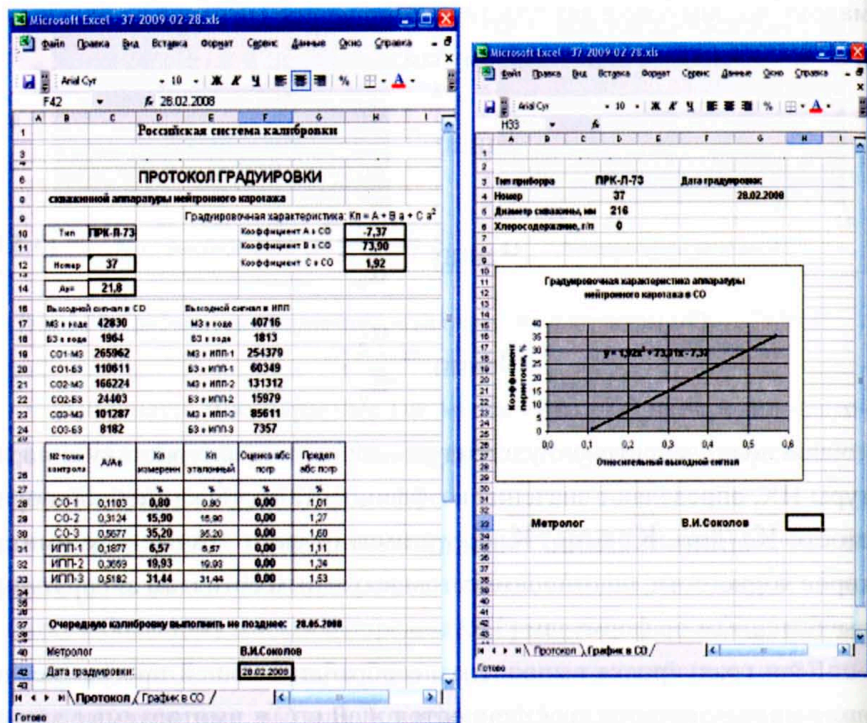


Рис. 3.21. Вид протокола градуировки аппаратуры НК

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 многократные (не менее 5 раз) измерения частоты следования импульсов (скоростей счета) по малому и большому зондам и определяют средние значения $\overline{N}_{мв}$ и $\overline{N}_{бв}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам в воде по формуле:

$$\overline{\alpha}_в = \frac{\overline{N}_{мв}}{\overline{N}_{бв}};$$

– 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 $\overline{N}_{м1}, \overline{N}_{м2}, \overline{N}_{м3}$ и $\overline{N}_{б1}, \overline{N}_{б2}, \overline{N}_{б3}$;

– определяют отношение сигналов по большому и малому зондам по формулам:

$$\overline{\alpha}_1 = \frac{\overline{N}_{м1}}{\overline{N}_{б1}};$$

$$\overline{\alpha}_2 = \frac{\overline{N}_{м2}}{\overline{N}_{б2}};$$

$$\overline{\alpha}_3 = \frac{\overline{N}_{м3}}{\overline{N}_{б3}};$$

– определяют параметр α по формулам:



$$\alpha_{1\text{ИПП}} = \frac{\bar{\alpha}_1}{\bar{\alpha}_B};$$

$$\alpha_{2\text{ИПП}} = \frac{\bar{\alpha}_2}{\bar{\alpha}_B};$$

$$\alpha_{3\text{ИПП}} = \frac{\bar{\alpha}_3}{\bar{\alpha}_B}.$$

На рис. 3.22 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.

Введите исходные данные:

И 4 Прибор ПРК-П-73

Заводской номер: 37

Калибровщик: В.И.Соколов

Условия градуировки

Минерал состав	Кальцит (мрамор)
Насыщение пор	Вода
Хлорсодержание в г/л	0
Диаметр скважины	216

Имп/мен в СО

МЗ-в	0
БЗ-в	0
МЗ-1	0
БЗ-1	0
МЗ-2	0
БЗ-2	0
МЗ-3	0
БЗ-3	0

Имп/мен в ИПП

МЗ-в	40616
БЗ-в	1813
МЗ-1	255379
БЗ-1	60449
МЗ-2	133312
БЗ-2	15870
МЗ-3	86811
БЗ-3	7257

Обработать данные

Сохранить новые коэффициенты

Формирование, просмотр и печать протокола

Выход

Калибровка аппаратуры НК-Т в ИПП

Сегодня: 27.05.2008

Вид метрологических работ

☒ Периодическая калибровка в ИПП

☐ Первичная градуировка в СО

Вид градуировочной характеристики

☒ Параболическая: $A+Bx+Cx^2$

☐ Линейная: $A+Bx$

Результаты обработки

A/Bv	Измеренное значение Кл	Эталонное значение Кл	Оценка абс погрешности	Предел абс погрешности	Степень годности, %
0,109	6,63	6,57	0,07	1,11	Годен 100%
0,375	20,6	19,9	0,7	1,3	Годен 100%
0,534	32,6	31,4	1,2	1,5	90

Коэффициенты $A+Bx+Cx^2$ в стандартных образцах

A = -7,37

B = 73,9

C = 1,93

Aв = 21,0

Рекомендации:

Прибор годен

Рис. 3.22. Вид рабочего окна обрабатывающей программы в режиме калибровки аппаратуры НК

При калибровке используется ранее построенная градуировочная характеристика аппаратуры НК. По ней определяются измеренные значения коэффициента водонасыщенной пористости по показаниям аппаратуры в ИПП: $\bar{K}_{п1}$, $\bar{K}_{п2}$, $\bar{K}_{п3}$.

Microsoft Excel - 37-2009-02-28.xls									
Файл Правка Вид Вставка Формат Сервис Данные Окно Справка									
Arial Cyr 10 Ж К Ч									
G47 27.05.2008									
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2									
6	ПРОТОКОЛ КАЛИБРОВКИ								
8	скважинной аппаратуры нейтронного каротажа								
10	Тип	ПРК-Л-73			Коэффициент А в СО	7,4			
11					Коэффициент В в СО	73,9			
12	Номер	37			Коэффициент С в СО	1,93			
13									
14	Ав=	21,8			Вид ГХ: $K_n = A + Bx + Cx^2$				
15									
16	Выходной сигнал в ИПП								
17	МЗ в воде		40616						
18	БЗ в воде		1813						
19	МЗ в ИПП-1		255379						
20	БЗ в ИПП-1		60449						
21	МЗ в ИПП-2		133312						
22	БЗ в ИПП-2		15870						
23	МЗ в ИПП-3		86811						
24	БЗ в ИПП-3		7257						
25									
26									
27									
28									
29	№ точки контроля	A/Ав	Кп измерен	Кп эталонный	Оценка абс погр	Предел абс погр	Степень годности		
30			%	%	%	%	%		
31	ИПП-1	0,189	6,57	6,57	0,07	1,11	Годен 100%		
32	ИПП-2	0,375	19,93	19,93	0,70	1,34	Годен 100%		
33	ИПП-3	0,534	31,44	31,44	1,20	1,53	90		
34									
35									
36	Прибор нейтронного каротажа				ПРК-Л-73 допущен				
37	к применению в качестве рабочего средства измерений								
38	коэффициента водонасыщенной пористости горных пород в скважинах								
39									
40									
41									

Рис.3.23. Вид протокола периодической калибровки аппаратуры НК



Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений в каждой точке контроля определяют по формулам:

$$\begin{aligned}\tilde{\Delta}_{o1} &= \bar{K}_{п1} - K_{э1}; \\ \tilde{\Delta}_{o2} &= \bar{K}_{п2} - K_{э2}; \\ \tilde{\Delta}_{o3} &= \bar{K}_{п3} - K_{э3}.\end{aligned}\tag{3.53}$$

На рис. 3.23 приведен вид протокола периодической калибровки аппаратуры НК, сформированного обрабатывающей программой в таблице *Excel*.

Поверка

Аппаратура НК признается годной к применению (по калибруемому каналу НКт), если выполняются неравенства:

$$\begin{aligned}|\tilde{\Delta}_{o1}| &\leq |\Delta_{op1}|; \\ |\tilde{\Delta}_{o2}| &\leq |\Delta_{op2}|; \\ |\tilde{\Delta}_{o3}| &\leq |\Delta_{op3}|,\end{aligned}$$

эталонные значения коэффициента водонасыщенной пористости $K_{нэi}$ которых указаны в сертификате об их калибровке (аттестации).

В таблице 3.9 приведен числовой пример заполнения результирующих данных из протокола калибровки аппаратуры ПРК-Л-73 по каналу НКт 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%.

Т а б л и ц а 3.9

Данные из протокола калибровки аппаратуры НК

№ точки контроля	А/Ав	Измеренное значение K_{ni} , %	Эталонное значение K_{ni} , %	Оценка абс. погрешности, %	Пределы абс. погрешности, %	Вероятность годности, %
ИПП-1	0,189	6,64	6,57	0,07	$\pm 1,11$	Годен 100%
ИПП-2	0,375	20,63	19,93	0,70	$\pm 1,34$	Годен 100%
ИПП-3	0,534	32,64	31,44	1,20	$\pm 1,53$	Годен 90%

Оценку абсолютной погрешности находят как разность между измеренным K_{ni} и эталонным K_{ni} значениями коэффициента пористости в каждой точке контроля. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности аппаратуры НК вычисляют по формуле:

$$\Delta_{opi} = 0,01K_{ni} \left[4,2 + 2,3 \left(\frac{40}{K_{ni}} - 1 \right) \right]. \quad (3.54)$$

Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента водонасыщенной пористости горных пород отражает теоретическую прослеживаемость единицы K_{ni} к государственным эталонам России; приведена на рис. 3.24.

Она содержит четыре поля и три ступени. На верхнем поле расположены средства измерений, заимствованные из государственных поверочных схем.

Весы, гири и мерники необходимы для определения методом прямых измерений K_{ni} комплекта СО водонасыщенной пористости горных



пород, пересеченных скважиной номинального диаметра (196 мм или 216 мм), выполненных в виде монолитных или насыпных моделей пластов. Эти СО расположены на поле «Исходные эталоны».

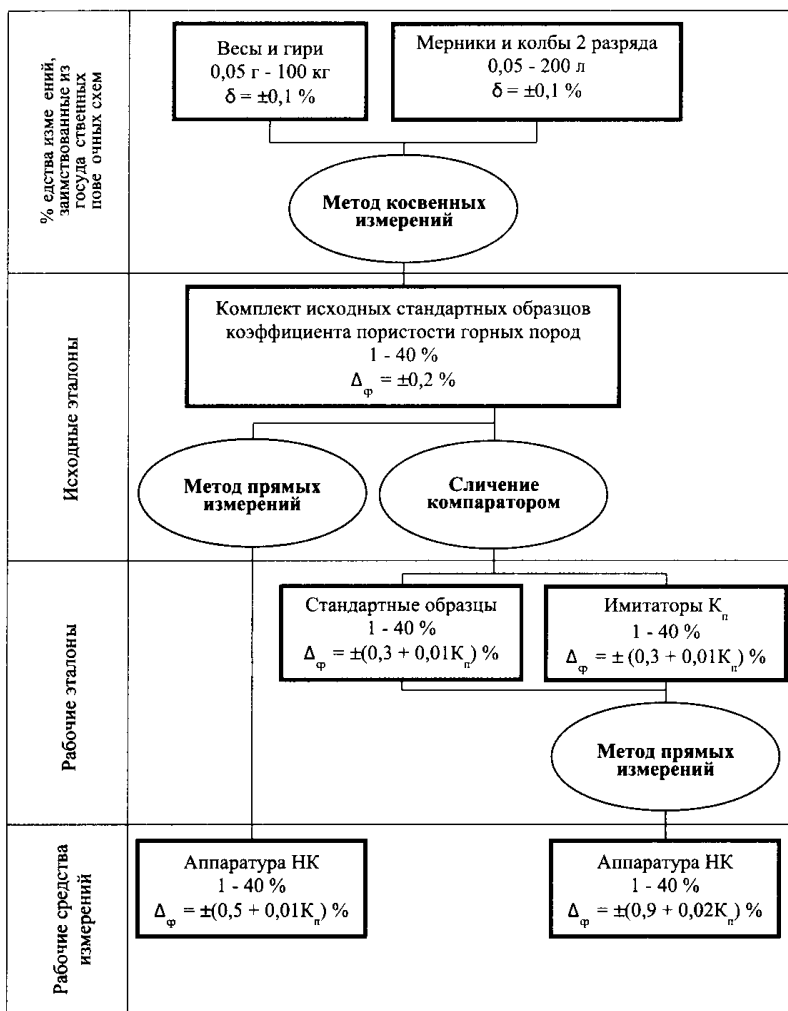


Рис. 3.24. Поверочная схема для скважинных СИ коэффициента водонасыщенной пористости горных пород, пересеченных скважиной

Исходные СО (исходные эталонные модели пластов) служат для калибровки рабочих СО K_n и имитаторов K_n^* , 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_n , а калибруется с помощью имитаторов K_n^* , пластов или в калибровочной скважине, аттестованной эталонными зондами-компараторами НК, градуируемыми в исходных эталонах K_n .

Таким образом:

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 вследствие высокой вероятности возникновения грубых погрешностей.

2. Качество поверки аппаратуры НК низкое, ее показатель (отношение пределов погрешностей аппаратуры и эталона) не превышает 2, так как имитаторы пористости сначала калибруются поверяемой аппаратурой, а затем используются для ее собственной периодической поверки.

3. За оценку погрешности градуировки аппаратуры НК принимаются 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 %.

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 2 раза.

6. Отсутствие эталонных моделей пластов непосредственно на геофизическом предприятии не дает основания для продолжения изме-

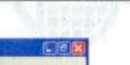


рений аппаратурой НК, признанной по результатам поверки негодной, при оказании геофизических услуг нефтяным компаниям.

§ 5. Новые возможности метода ГГЦ

Как отмечалось выше, программно-управляемый режим работы комплексных скважинных приборов позволяет не только проводить ГИС за одну спускоподъемную операцию, практически в каждом применяемом методе исследований появляются новые методические возможности. При этом основными регистрирующими параметрами радиоактивных приборов контроля качества цементирования СГДТ-3 и СГДТ-НВ являлись интегральная и селективные цементограммы, по которым производилась оценка качества цементирования. В отличие от этих приборов в каналах гамма-гамма-цементометрии приборов АМК-2000 отсутствуют какие-либо измерительные параметры, так как в компьютеризированную каротажную станцию (ККС) записывается первичная информация по каждому каналу, а вторичная – получается с помощью математической обработки при проведении комплексной интерпретации. Примером такой обработки является введение третьей информационной координаты (z), вычисление эксцентриситета ϵ и фильтрация изображения. В соответствии с предложенным способом информация, полученная от шести расположенных по окружности приемников гамма-излучения: I_{yy1} , I_{yy2} , I_{yy3} , I_{yy4} , I_{yy5} , I_{yy6} , усредняется за $T_{оср} = 1,5$ сек. и регистрируется на диаграмме не в виде отклонений, как обычно, а в виде градаций яркости. В этом случае ось X диаграммы разбивается на шесть равных интервалов, соответствующих расположению шести приемников γ -излучения, каждый из которых имеет свою яркость, т. е.

$$I_{yy} \equiv I_{yyi} \quad (3.55)$$



10

1

- 1

1000

100



На системе $N = 2n$ точек:

$$x_i = \frac{i\pi}{n}, \quad (3.56)$$

где $i = (0; 1; \dots; 2n-1)$, ортогональной является система $2n$ функций $\{\cos kx, \sin lx\}$ (где $k = 0; 1; \dots; n, l = 1; 2; \dots; n-1$).

Функцию $\psi(x)$, определенную в этих точках, можно представить в виде:

$$\psi(x_i) = a_0 + \sum_{k=1}^n (a_k \cos kx_i + b_k \sin kx_i), i = 0; 1; \dots; (2n-1), \quad (3.57)$$

где:

$$a_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{2n-1} \psi(x_i);$$

$$a_k = \frac{2}{n} \sum_{i=0}^{2n-1} \psi(x_i) \cos kx_i;$$

$$b_k = \frac{2}{n} \sum_{i=0}^{2n-1} \psi(x_i) \sin kx_i, k = 1; 2; \dots; (n-1);$$

$$a_n = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{2n-1} \psi(x_i) (-1)^i.$$

В этом случае функция $\psi(x)$ при $x \in [0, 2\pi]$ определяет круговую цементограмму, а первая гармоника в ее составе определяется эксцентриситетом обсадной колонны. Величину эксцентриситета можно определить по отношению амплитуды первой гармоники к амплитуде нулевой:

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{a_1^2 + a_1^2}}{a_0}. \quad (3.58)$$

По второй и третьей гармонике можно определить неравномерность заполнения затрубного пространства цементом. Исключив из общего псевдоизображения первую гармонику, получаем неискаженное изобра-

жение распределения цемента за колонной. Для привязки полученного изображения было разработано устройство ориентации, «привязывающее» информацию к апсидальной плоскости, которая, в свою очередь, ранее ориентируется относительно азимута в необсаженной скважине. Данный способ применяется в настоящее время на различных геофизических предприятиях при обработке гамма-гамма-цементометрии.

Перечень скважинной аппаратуры радиоактивных методов для контроля качества цементирования и технического состояния приведен в таблице 3.10.

Т а б л и ц а 3.10

Перечень скважинной аппаратуры

Наименование прибора (модуля)	Назначение	Структура	Примечания
СГДТ-3 $D_n = 110$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (146 \div 168)$ мм	ГК + Т+6СЦ	
СГДТ-НВ $D_n = 110$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (146 \div 168)$ мм	ГК + Т+6СЦ + НК	
СГДТ-100 $D_n = 100$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (146 \div 168)$ мм	ГК+Т+8Ц с привязкой к апсидальной плоскости	
СГДТ-100М $D_n = 100$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (140 \div 168)$ мм	ГК+Т+8Ц с привязкой к апсидальной плоскости	АМК-2000
МНК $D_n = 100$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (140 \div 168)$ мм	4ННК	АМК-2000
ЦМ-4 $D_n = 73$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (127 \div 156)$ мм	Т+Ц	
ЦМ 3-4 $D_n = 64$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (110 \div 140)$ мм	Т+Ц	
ЦМ 8-12 $D_n = 175$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (219 \div 324)$ мм	Т+3Ц	
ЦМ 8-16 $D_n = 195$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (219 \div 426)$ мм	3Т+3Ц	
ЦМ 12-20 $D_n = 240$ мм	Контроль КЦ, $D_k = (324 \div 508)$ мм	3Т+3Ц	

Примечание: 1) Т – канал термометрии; 2) Ц – канал цементометрии.

ГЛАВА 4. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Приборы для изучения растекания магнитного потока (в зарубежной литературе обозначаемые как приборы *MFL – Magnetic Flux Leakage*) могут быть построены двумя путями. В одних приборах первичное магнитное поле создается генераторной катушкой, питаемой низкочастотным переменным или постоянным током, в других – первичное поле образуется за счет мощных постоянных магнитов из сплавов редкоземельных металлов. Результирующее магнитное поле внутри трубы чутко реагирует на неоднородности толщины стенок, трещины и коррозионные язвы. Для его измерения могут использоваться индукционные датчики, если генерируется переменное первичное поле, или датчики постоянного магнитного поля, например, датчики Холла, если работа проводится с постоянным первичным полем.

Между физическими процессами, изучаемыми вихретоковыми дефектоскопами и индикаторами растекания магнитного потока, нет четкой границы, так как переменное электромагнитное поле едино. Однако конструкцию прибора, частоту поля и методику измерений выбирают так, чтобы подчеркнуть один из эффектов (возмущение поля около электрической или около магнитной неоднородности трубы) и затушевать другой эффект и тем самым облегчить последующую интерпретацию результатов. Эффективное использование аппаратуры и методики интерпретации данных электромагнитной дефектоскопии требует понимания основных закономерностей пространственного распределения и частотно-временных характеристик этого поля. Средством изучения характеристик поля является математическое и физическое моделирование.

§ 1. Физические основы электромагнитной дефектоскопии

Задачи, стоящие перед дефектоскопией, можно условно разделить на две группы: определение толщины стенок колонн и выделение локальных дефектов с оценкой их параметров. Для определения толщины стенок колонн, в особенности в многоколонных конструкциях, более эффективен нестационарный режим измерений. Наиболее широкое применение при определении толщины в существующих дефектоскопах находят осевые зонды, генераторная и приемная катушки которых ориентированы по оси скважины (рис. 4.1).

По генераторной катушке пропускаются импульсы тока прямоугольной формы с паузой между ними, причем в приборах ЭМДС-ТМ-42 и ЭМДС-С используются импульсы разной полярности. В момент паузы измеряется ЭДС на выходе измерительной катушки, пропорциональная производной магнитной индукции по времени. Величина измеряемого сигнала ε зависит от конструкции зонда и от параметров среды. Если зонд помещен в одну стальную колонну, то:

$$\varepsilon = f(\delta, \mu, \sigma, D, T), \quad (4.1)$$

где: δ – толщина стенки трубы;

μ – магнитная проницаемость металла трубы;

σ – удельная электропроводность металла;

D – диаметр трубы;

T – температура в скважине.

Основной задачей является определение толщины стенки δ , остальные параметры выступают в роли мешающих факторов. Температура в скважине не входит непосредственно в уравнения электромагнитного поля. Однако она влияет на величину магнитной проницаемости и электропроводности металла. Температура T в скважине может быть



измерена скважинным термометром, который входит в состав аппаратуры ЭМДС-ТМ-42, и затем использована для введения поправок в значения μ и σ , определенные при нормальной температуре. При этом условно считается, что температура металла труб близка к температуре флюида в скважине.

Диаметр труб D в расчетах полагается известным заранее. Дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 и ЭМДС-С не содержат блока профилемера. По величине сигнала можно только грубо оценить диаметр внутренней трубы, например, отличить НКТ от обсадной колонны. Практически общая конструкция скважины (количество и внешний диаметр труб, примерное положение башмаков колонн) всегда известна, а истинное положение башмаков колонн определяется дефектоскопом.

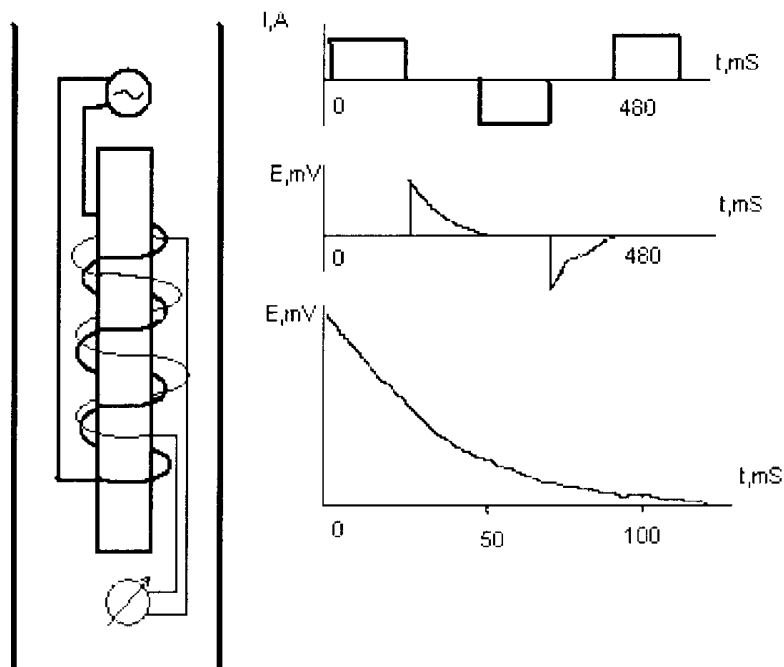


Рис. 4.1. Схема осевого зонда, графики тока и напряжения

Непосредственное измерение удельной электропроводности σ стальных труб в скважине затрудняется малыми значениями измеряемых сигналов и невозможностью использования переменных полей из-за помех от высокой магнитности. По специально проведенным экспериментальным измерениям средняя электропроводность составила $4,66 \times 10^6$ См/м при колебаниях значений в пределах $(3,5 \div 5,8) \times 10^6$ См/м, среднее квадратичное отклонение составило 0,39 См/м, или около 9%. Точность измерений составила 4,4%, в значительной степени на точность влияют вариации и ошибка измерения геометрических параметров труб.

В реальных скважинах, в особенности если колонна компонуется из труб одного сорта стали, вариации электропроводности будут, как правило, небольшими. Однако приведенные данные показывают, что вариации электропроводности из-за включения в колонну труб другой марки могут в некоторых случаях служить причиной заметных ошибок в расчетах толщины стенок труб по данным дефектоскопии, тем более что учесть вариации электропроводности при расчетах практически невозможно (в отличие от вариаций магнитной проницаемости).

При увеличении температуры удельное сопротивление металла ρ_t растет по закону:

$$\rho_t = \rho_0(1 + \alpha T), \quad (4.2)$$

где: ρ_0 – удельное сопротивление при нулевой температуре, Ом·м;

α – температурный коэффициент сопротивления, у стали – равный примерно $0,006 \text{ град}^{-1}$;

T – температура среды.

Проведенные расчеты показывают, что при изменении температуры в скважине на 100°C сопротивление металла труб увеличивается до 60%, следовательно, учитывать эти температурные изменения совершенно необходимо.



Выбор величины магнитной проницаемости μ , входящей в формулы расчетов электромагнитного поля, оказывается наиболее сложным. Как известно, магнитная проницаемость ферромагнетиков зависит от напряженности магнитного поля H , эта зависимость определяется кривой намагничивания данного ферромагнитного материала. При возрастании напряженности поля магнитная проницаемость увеличивается, достигает максимума, затем начинает убывать, приближаясь к значению в воздухе, что соответствует состоянию магнитного насыщения. В обычных конструкционных мало- и среднелегированных сталях магнитное насыщение достигается при напряженности, примерно равной 10^5 А/м.

По данным проведенных исследований магнитных свойств образцов обсадных труб средняя относительная магнитная проницаемость по группе из 6 образцов получилась равной:

$$\mu_{\text{отн}} = 79,42 \pm 16,33.$$

При изменении постоянного подмагничивающего поля от 0 до 5000 А/м магнитная проницаемость сначала немного увеличивалась, а затем уменьшилась примерно в два раза от начального (размагниченного) значения.

Данные интерпретации материалов электромагнитной дефектоскопии показывают, что относительная магнитная проницаемость обсадных труб, приведенная к нормальной температуре, может варьировать в пределах от 30 до 120 единиц. Однако в пределах одной скважины колебания μ рассматриваемой колонны намного меньше: в подавляющем большинстве скважин вариации μ не превышают 20%, в единичных случаях достигают 50%.

Напряженность поля магнитного диполя (витка с током) с магнитным моментом M в плоскости витка равна:

$$H = \frac{M}{4\pi r^3}, \quad (4.3)$$

где: r – расстояние от центра витка до точки измерения.

Магнитный момент многовиткового зонда с магнитным сердечником равен:

$$M = \mu_{\text{эфф}} I n S_l, \quad (4.4)$$

где: $\mu_{\text{эфф}}$ – эффективная относительная магнитная проницаемость сердечника, зависящая от геометрических параметров и материала сердечника;

I – сила тока в зонде;

n – число витков генераторной катушки зонда;

S_l – площадь сечения магнитного сердечника.

Эффективная магнитная проницаемость сердечника из электротехнической стали с магнитной проницаемостью $\mu_{\text{отн}} = 400$ единиц цилиндрической формы, длиной $l = 0,2$ м, диаметром $d = 0,015$ м, то есть с величиной $\lambda = l/d = 13,3$ (длинный зонд аппаратуры ЭМДС-ТМ-42), составит:

$$\mu_{\text{эфф}} = \frac{\mu_{\text{отн}} (1 - 0,255 \frac{l_{\text{в}}^2}{l^2})}{1 + 0,765 \frac{\ln 2\lambda - 1}{\lambda^2} (\mu_{\text{отн}} - 1)} = 76. \quad (4.5)$$

Сечение сердечника диаметром 0,015 м равно $1,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$.

Магнитный момент M зонда, имеющего 500 витков провода и сердечник с $\mu_{\text{эфф}} = 76$, при токе в зонде 1 А равен:

$$M = 76 \cdot 500 \cdot 1 \cdot 1,8 \cdot 10^{-4} = 6,8 \text{ А} \cdot \text{м}^2.$$



Пренебрегая для примерной оценки различием поля соленоида и диполя при равенстве их магнитного момента, подставим значение M в формулу (4.3) и получим напряженность магнитного поля в стенках пятидюймовой трубы, удаленных от центра трубы на $r \approx 0,07$ м:

$$H \approx 1500 \text{ А/м.}$$

Напряженность магнитного поля в стенках трубы, создаваемая длинным зондом с магнитным сердечником, близка к уровню, при котором μ существенно зависит от возбуждающего поля. У короткого зонда малогабаритной аппаратуры ЭМДС-ТМ-42 и осевого интегрального зонда сканирующей аппаратуры ЭМДС-С, исследующих только внутреннюю трубу, напряженность первичного магнитного поля на порядок меньше, и результаты теоретических расчетов меньше искажаются изменением μ из-за колебаний намагниченности металла.

В слабых полях, порядка земного поля (около 40 А/м), во-первых, магнитная проницаемость примерно равна начальной магнитной проницаемости, соответствующей нулевой напряженности поля, во-вторых, мало изменяется при изменении напряженности. Это позволяет при использовании зондов без ферромагнитного сердечника пренебречь в расчетах изменением μ при намагничивании стали зондом, не теряя точности расчетов. Однако в слабых полях уровень измеряемых сигналов уменьшается настолько, что технически не удастся обеспечить удовлетворительную точность измерений, особенно в скважинах двух- и многоколонной конструкции.

Дополнительную сложность магнитный сердечник вносит за счет непостоянства возбуждающего поля при изменении конструкции скважины.

На рис. 4.2 представлена эквивалентная схема магнитной цепи, содержащей зонд с сердечником и изучаемый участок трубы.

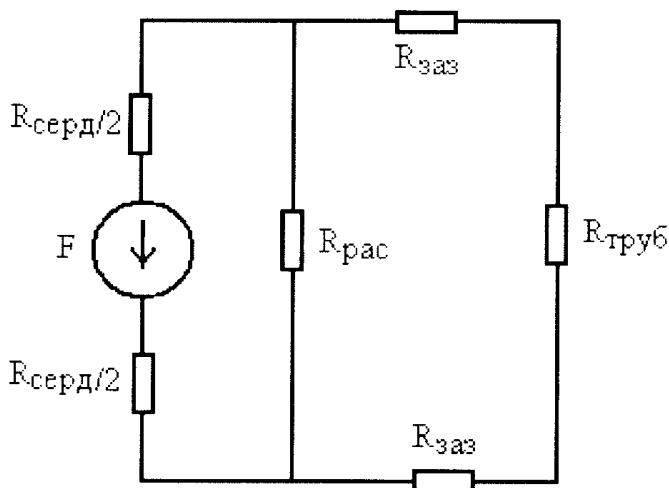


Рис. 4.2. Эквивалентная схема цепи намагничивания

Здесь F – магнитодвижущая сила, равная произведению силы тока в генераторной катушке на число витков; $R_{серд}$ – магнитное сопротивление сердечника, зависящее от длины, площади сечения и магнитной проницаемости материала сердечника; $R_{рас}$ – магнитное сопротивление рассеяния, определяемое геометрией сердечника; $R_{заз}$ – магнитное сопротивление зазора между концом сердечника и трубой; $R_{труб}$ – магнитное сопротивление изучаемого участка трубы. Приблизительные оценки магнитного сопротивления показывают, что сопротивления сердечника, немагнитных зазоров и рассеяния имеют примерно одинаковую величину, а сопротивление трубы в десятки раз меньше каждого из них (за счет большего сечения магнитопровода).

Магнитный поток Φ в цепи равен:

$$\Phi = \frac{F}{R_{общ}}, \quad (4.6)$$

где $R_{общ}$ – общее сопротивление всей магнитной цепи, состоящей из



сопротивления сердечника $R_{ср\delta}$ и сопротивления двух параллельных ветвей (сопротивление рассеяния $R_{рас}$ и трубы с двумя зазорами: $R_{з\delta} + R_{тр\delta} + R_{з\delta}$). Сопротивление немагнитного зазора уменьшается пропорционально уменьшению внутреннего диаметра трубы. Соответственно, общая величина магнитного потока и его доля, приходящаяся на трубу, заметно изменяется с изменением диаметра трубы.

Следовательно, величина магнитной индукции в трубе, а значит, и измеряемого зондом сигнала, также будет зависеть от диаметра по законам, не учитываемым при решении уравнения Максвелла для коаксиально-цилиндрических сред. В некоторой степени удастся учесть зависимость μ от величины возбуждающего поля и от диаметра трубы, используя при расчетах эффективное значение электромагнитных параметров стали, корректируемое по калибровочным измерениям конкретным прибором в трубе с выбранным диаметром.

Зависимость магнитной проницаемости от температуры имеет сложный характер и зависит от величины намагничивающего поля. В слабых и средних полях магнитная проницаемость стали увеличивается с повышением температуры, а при нагреве до точки Кюри падает практически до нуля. У стали температура в точке Кюри составляет около 750°C , такая температура не встречается в скважинных условиях. А вот у ферритов температура в точке Кюри равна всего от 70 до 200°C в зависимости от типа материала, и это осложняет выбор ферритовых сердечников зондов дефектоскопов и трансформаторов, иногда заставляя переходить к электротехнической стали.

Если в скважину опущена не одна, а несколько колонн, связь измеряемого сигнала со свойствами колонн заметно усложняется. Для двухколонной конструкции:

$$\varepsilon = f(\delta_1, \mu_1, \sigma_1, D_1, \delta_2, \mu_2, \sigma_2, D_2, T, EX), \quad (4.7)$$

где индексы 1 относятся к первой (внутренней) трубе, а индексы 2 – ко второй трубе, EX означает эксцентриситет, то есть отражает эксцентричное положение внутренней колонны по отношению к внешней.

Решение прямой задачи подразумевает расчет кривых спада ЭДС нестационарного электромагнитного поля зондов различной конструкции, помещенных в одну или несколько колонн, если все параметры, стоящие в скобках в выражениях (4.1) и (4.7), известны.

Как уже отмечалось выше, для упрощения по методу Шеймана вначале производится расчет поля в гармоническом режиме, а затем производится переход в нестационарный режим с помощью интеграла Фурье. Для расчетов были использованы выражения поля в коаксиально-цилиндрических средах, полученные А. А. Кауфманом. Осевая составляющая напряженности магнитного поля магнитного диполя, расположенного на оси скважины, равна:

$$h_z(\omega) = h_z^{\text{одн}}(k_1 L) - \frac{\alpha^3}{\pi} \int_0^{\infty} \lambda_1^2 C_1 \cos(\alpha \lambda) d\lambda, \quad (4.8)$$

где: $h_z^{\text{одн}}(k_1 L)$ – поле диполя в однородной среде;

k_1 – волновое число этой среды;

L – длина зонда;

α – определяется по формуле (4.9);

λ_1 – константа разделения, использованная при решении дифференциального уравнения относительно вектор-потенциала методом разделения переменных, определяется по формуле (4.10);

C_1 – коэффициент, зависящий от числа сред и их параметров.

$$\alpha = \frac{L}{a_1}, \quad (4.9)$$

где a_1 – радиус скважины.



$$\lambda_1 = \sqrt{\lambda + i\lambda_c}, \quad (4.10)$$

где: λ – независимая переменная;

λ_c – определяется по формуле:

$$\lambda_c = \sigma_c \mu_c \omega,$$

где: σ_c , μ_c – проводимость и магнитная проницаемость раствора в скважине.

Коэффициент C_I выражается сложной комбинацией функций Бесселя первого и второго рода нулевого и первого порядков.

На следующем этапе выполнялось интегрирование по длине генераторной и измерительной катушек. Затем по найденному спектру напряженности магнитного поля в измерительной катушке с помощью обратного преобразования Фурье от этого спектра находилась функция от времени, представляющая собой отклик на дельта-импульс, или производную от реакции на единичный скачок возбуждающего поля:

$$h(z) = -\frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} h_z(\omega) \frac{e^{-i\omega t}}{i\omega} d\omega. \quad (4.11)$$

Эта величина (производная напряженности магнитного поля) пропорциональна ЭДС на приемной катушке, также представляющей производную от реакции на возбуждающее поле в форме единичной степени.

Применение современных алгоритмов и программ позволяет добиться удовлетворительной точности расчетов. При уменьшении толщины стенок, электропроводности или магнитной проницаемости сигнал уменьшается, соответственно, увеличивается погрешность расчетов и сужается диапазон времени, в котором кривые спада рассчитываются с удовлетворительной точностью. Однако следует отметить, что при уменьшении сигнала его становится невозможно измерить

существующей аппаратурой, так что точность теоретических расчетов обычно оказывается достаточной для решения практических вопросов.

На рис. 4.3 представлены теоретические кривые ЭДС нестационарного поля в измерительной катушке длиной 20 см, помещенной в одностенную стальную обсадную трубу диаметром 146 мм. Диапазон времени измерения от 5 до 95 мс. ЭДС убывает с увеличением времени измерения и с уменьшением толщины стенок трубы, магнитной проницаемости и электропроводности металла. Исключением является увеличение ЭДС с уменьшением магнитной проницаемости на ранних временах, и это явление используется при вычислении толщины стенок колонны для учета вариаций μ .

Рис. 4.3 отражает поведение кривых ЭДС нестационарного поля в двухколонной конструкции. Кривые ЭДС, получаемые при изменении толщины внутренней трубы T (рис. 4.3, а), расходятся уже на малых временах измерения, от единиц мс. А вот изменение толщины внешней трубы (рис. 4.3, б) начинает проявляться только на больших временах, от 40 мс и более, и это открывает принципиальную возможность раздельного определения толщины стенок внутренней и внешней труб, заметно более уверенного, чем при измерениях в гармоническом режиме на различной частоте или с различным размером зондов. Это свойство кривых в двухколонной конструкции является одним из основных преимуществ нестационарного режима измерений над гармоническим.

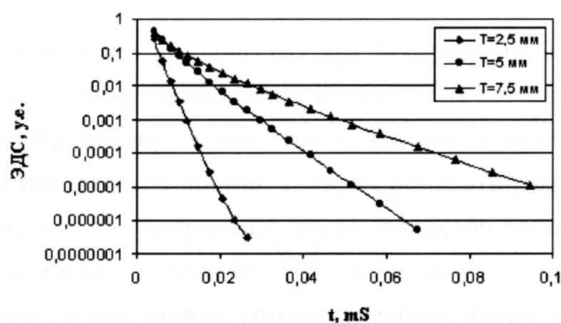
При изучении нестационарных процессов часто используют функцию τ – постоянную времени спада, равную:

$$\tau = \frac{dt}{d(\ln \varepsilon)} = \frac{\varepsilon}{\dot{\varepsilon}},$$

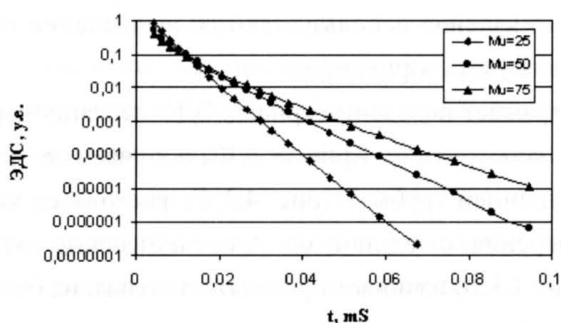
где: t – время измерения;

ε – ЭДС в измерительном контуре;

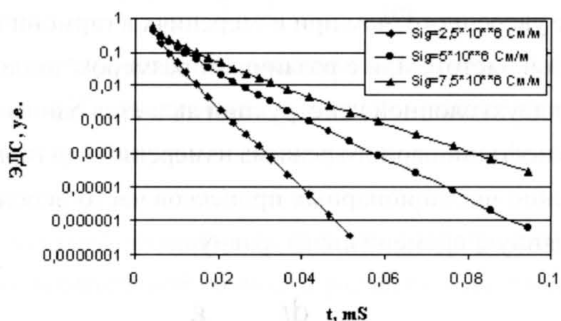
$\dot{\varepsilon}$ – производная ЭДС по времени.



а



б



в

Рис. 4.3. Теоретические кривые ЭДС нестационарного магнитного поля в стальной трубе с внешним диаметром 146 мм:

- а – с различной толщиной стенки, T ;
 б – с различной магнитной проницаемостью, μ ;
 в – с различной электропроводностью, σ

В немагнитной трубе на больших временах τ пропорциональна произведению толщины на диаметр труб, а также пропорциональна удельной электропроводности металла. Однако с помощью расчетов было установлено, что в магнитных (стальных) трубах эта закономерность не соблюдается: постоянная спада при увеличении времени измерения стремится к значению, пропорциональному электропроводности, магнитной проницаемости и квадрату толщины стенки, и слабо зависит от диаметра трубы. Следовательно, влияние изменений толщины на постоянную времени спада в магнитных трубах проявляется гораздо сильнее, чем влияние изменений электромагнитных свойств.

Этот факт позволяет активно использовать функцию постоянной времени спада, наряду с измеренными значениями ЭДС, при расчетах толщины стенок.

Физическое моделирование играет незаменимую роль в создании методики количественного изучения толщины стенок труб электромагнитными дефектоскопами. Дело в том, что измеренной кривой спада электромагнитного поля недостаточно для корректного решения обратной задачи, то есть определения всех неизвестных параметров даже одиночной колонны (4.1) и особенно двухколонной и более сложной конструкций (4.7). Ход кривой спада настолько плавный, что кривая спада $\varepsilon(t)$ или кривая постоянной спада $\tau(t)$ в пределах используемого временного диапазона может быть аппроксимирована уравнением, содержащим всего 3–4 коэффициента. Это означает, что при любом количестве отсчетов ЭДС в зонде на разных временах мы фактически можем построить всего 3–4 независимых уравнения для определения многих неизвестных, а решение обратной задачи становится неоднозначным. Несколько смягчает остроту проблемы применение в приборе ЭМДС-ТМ-42 не одного, а двух осевых зондов, короткого и длинного, с существенно различной радиальной характеристикой, что дает дополнительные возможности по раздельному определению толщины



первой и второй колонн. Присутствие магнитного сердечника в зонде вносит добавочные сложности.

Определяющим моментом определения толщины колонны является калибровка. Измерения в трубах с известной толщиной принимаются за опорные (базовые), заносятся в калибровочный файл, затем все измерения в интервале скважины с такой же конструкцией (то есть с таким же количеством и диаметром труб) сопоставляются с базовыми, и с помощью аппроксимирующих зависимостей осуществляется переход от базовой толщины к толщине труб в текущей точке с учетом возможного изменения не только толщины, но и электромагнитных свойств.

Калибровку прибора можно выполнить несколькими способами. Наиболее точно калибровку можно было бы произвести, если бы сделать перед очередным каротажем на базе предприятия или прямо на скважине калибровочные измерения с данными прибором и каротажной станцией в моделях труб такого же типоразмера и сорта стали, какие использованы при строительстве изучаемой скважины. Однако практически такую калибровку организовать довольно сложно: в скважину обычно опущены трубы не одного, а нескольких диаметров, чаще всего марка металла неизвестна. В таких случаях предлагается в качестве физической модели использовать непосредственно данные каротажа. Интерпретатор выбирает на диаграмме базовый интервал: участок относительно спокойной записи с типичным для данной скважины уровнем. Предполагается, что в этом интервале толщина стенок соответствует номинальной, указанной в паспорте скважины, и затем интерпретация всего интервала с данной конструкцией проводится, опираясь на толщину в базовом интервале. При неточном указании толщины в базовом интервале вся запись вычисленной кривой толщины сместится на

величину ошибки, но относительные изменения толщины, характеризующие степень коррозионного поражения, практически не искажаются. Возможна ситуация, когда колонна изучаемой скважины на всем протяжении сильно изъедена коррозией, и базовый интервал наметить трудно. Тогда целесообразно использовать данные калибровки, полученные с тем же прибором в скважине со сходной конструкцией. Такой вариант расчетов также предусмотрен программой интерпретации.

Второй задачей дефектоскопии является изучение локальных дефектов. Теоретического решения задачи расчета переменного электромагнитного поля дипольного или соленоидного зонда в присутствии наиболее распространенных локальных дефектов трубы (отверстий, впадин, трещин) пока не найдено. Для приближенной оценки ожидаемой формы аномалий от локальных дефектов приблизительно изометрической формы – сквозных отверстий и коррозионных язв – использовалась простейшая модель. Известно, что присутствие в однородном электромагнитном поле локального непроводящего объекта изометрической формы эквивалентно наличию в точке, где находится центр объекта, вторичного электрического диполя, момент которого направлен навстречу возбуждающему полю. Магнитное поле электрического диполя легко рассчитать по известным формулам. Генераторная катушка зонда, питаемая переменным током, возбуждает в металлической трубе вихревые токи. Хотя плотность этих токов заведомо непостоянна в пространстве и во времени, можно утверждать, что непроводящее препятствие в виде отверстия на пути распространения вихревых токов вызовет аномалию, примерно соответствующую по форме аномалии от вторичного электрического диполя, направленного навстречу вихревым токам. Рассмотрим характер пространственного распределения электромагнитного поля такого диполя с моментом P , образующимся при возбуждении



первичным магнитным полем, направленным вдоль оси скважины. Выводы будут применимы для изучения как аномалий осевых зондов малогабаритного прибора ЭМДС-ТМ-42, так и аномалий зондов малых дефектов сканирующего дефектоскопа ЭМДС-С, поскольку первичное поле в обоих случаях создается осевой генераторной катушкой. В сферической системе координат (r, φ, θ) , зенитный угол которой $\theta = 0$ на оси скважины:

$$H_r = \frac{P}{4\pi r^3} \cos \theta;$$

$$H_\theta = \frac{P}{4\pi r^3} \sin \theta.$$

Если пренебречь влиянием скин-эффекта, можно считать, что характер пространственного распределения аномального поля вне трубы на удалении от отверстия не меняется со временем, несмотря на то что при работе в нестационарном режиме плотность вихревых токов вблизи отверстия и, соответственно, момент вторичного диполя и амплитуда аномального поля после выключения тока быстро затухают. Форма кривых ЭДС по профилю наблюдений, регистрируемых индукционной приемной катушкой, повторяет форму кривых напряженности магнитного поля, поскольку:

$$\varepsilon \sim \frac{dB}{dt}.$$

На рис. 4.4 показан вид аномалии вертикальной составляющей магнитного поля против отверстия в трубе, рассчитанной по указанной упрощенной методике в цилиндрической системе координат (ось z направлена вверх по оси скважины).

Аномалия вертикальной составляющей поля B_z (рис. 4.4) имеет про-

стую форму, единственный экстремум расположен против отверстия.

Найденные закономерности проверялись и уточнялись с помощью физического моделирования.

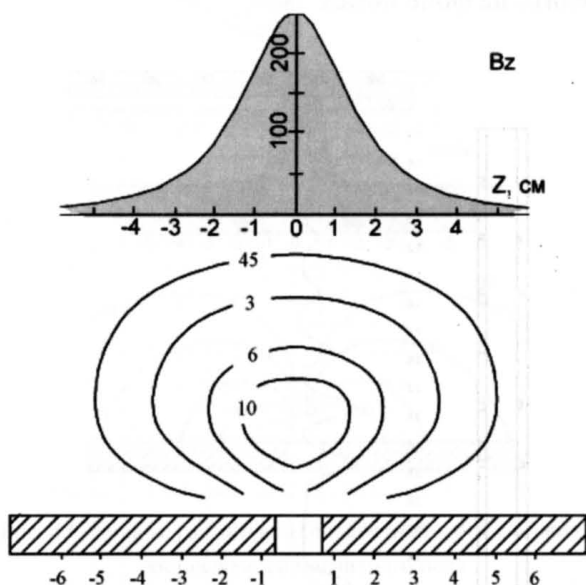


Рис. 4.4. Аномалия вертикальной составляющей поля

На рис. 4.5 показаны результаты каротажа малогабаритным прибором против дефектов изометрической формы.

В модели просверлены отверстия диаметром 50 и 30 мм. Кроме того, против некоторых сквозных отверстий высверлены углубления такого же диаметра в противоположной внутренней стенке трубы, которые имитируют внутреннюю коррозию. Как видно из рис. 4.5, против всех отверстий отмечаются минимумы наблюдаемых кривых ЭДС короткого осевого зонда С2. Если против отверстия есть еще и углубление на другой стенке, то амплитуда аномалии увеличивается (две нижних аномалии на глубине 2,4 и 2,8 м) по сравнению с аномалией против одиночного отверстия на глубине



2,0 м. Против отверстий диаметром 30 мм аномалии имеют ту же форму, но гораздо слабее по амплитуде, в неоднородных по магнитным свойствам трубах диаметром 146 мм такие аномалии обычно не удастся выделить на фоне помех.

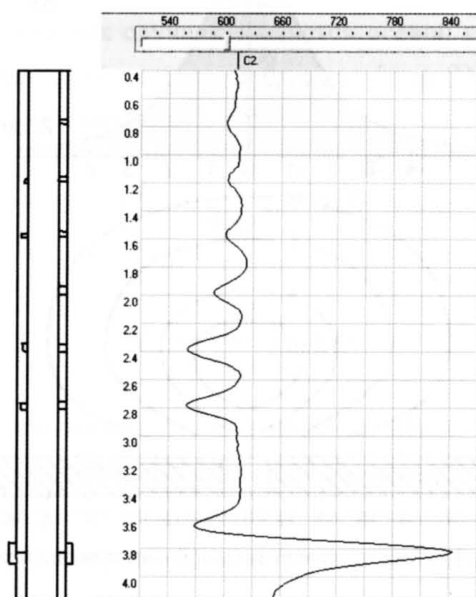


Рис. 4.5. Результаты каротажа прибором ЭМДС-ТМ-42 в модели обсадной трубы диаметром 146 мм с искусственными дефектами

Для более детального обследования трубы по нескольким образующим, выделения естественных и искусственных малых дефектов, в частности, отдельных перфорационных отверстий, зонды, расположенные на оси скважины, которые можно назвать интегральными, не годятся, потребовалась разработка зондов другого типа. После обширной серии испытаний различных зондовых систем для сканирующего дефектоскопа ЭМДС-С выбран дифференциальный зонд, измеряющий производную радиальной составляющей поля осевого зонда $\frac{\partial B_r}{\partial z}$.

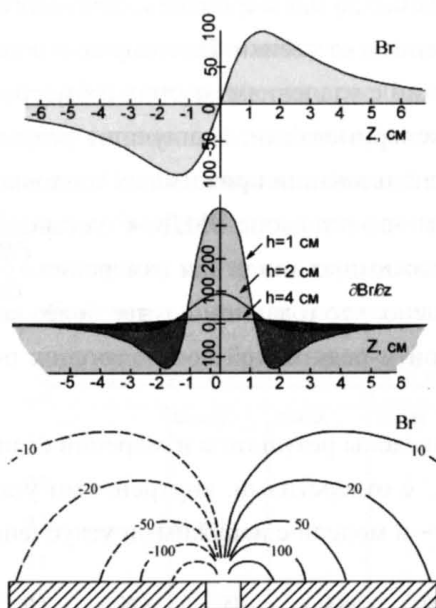


Рис. 4.6. Кривые радиальной (поперечной к оси скважины) составляющей магнитного поля

На рис. 4.6 приведены кривые радиальной (поперечной к оси скважины) составляющей магнитного поля B_r , теоретически рассчитанной по вышеописанной методике.

Кривая имеет двухполярную форму с переходом через нуль против отверстия. Соответственно, при использовании дифференциального зонда с двумя радиальными измерительными катушками кривая $\frac{\partial B_r}{\partial z}$ дает отрицательный экстремум против отверстия и два боковых максимума. Амплитуда аномалии быстро убывает с удалением зонда от стенки колонны примерно обратно пропорционально квадрату расстояния. Помехи, обусловленные более крупными, чем локальное отверстие, неоднородностями электромагнитных свойств и периодическими вариациями толщины стенки обсадной трубы, обычно имеют простран-



ственный период от 0,2 до 0,3 м и более и, соответственно, медленнее ослабевают с удалением от стенки. Поэтому соотношение сигнал/шум и качество измерений с удалением от стенки быстро ухудшаются, что подтверждается экспериментами. Наилучшие результаты могут быть достигнуты при использовании прижимных зондовых устройств.

В сканирующем дефектоскопе ЭМДС-С установлены четыре дифференциальных прижимных зонда для измерения $\frac{\partial B_r}{\partial z}$. Эмпирическим способом установлено, что в данном случае более выгодно проводить измерения активной и реактивной составляющих поля в гармоническом режиме.

На рис. 4.7 приведены результаты измерений сканирующим дефектоскопом ЭМДС-С с отверстиями, внутренними углублениями и щелями, а на рис. 4.8 – в модели с наружными углублениями и щелями.

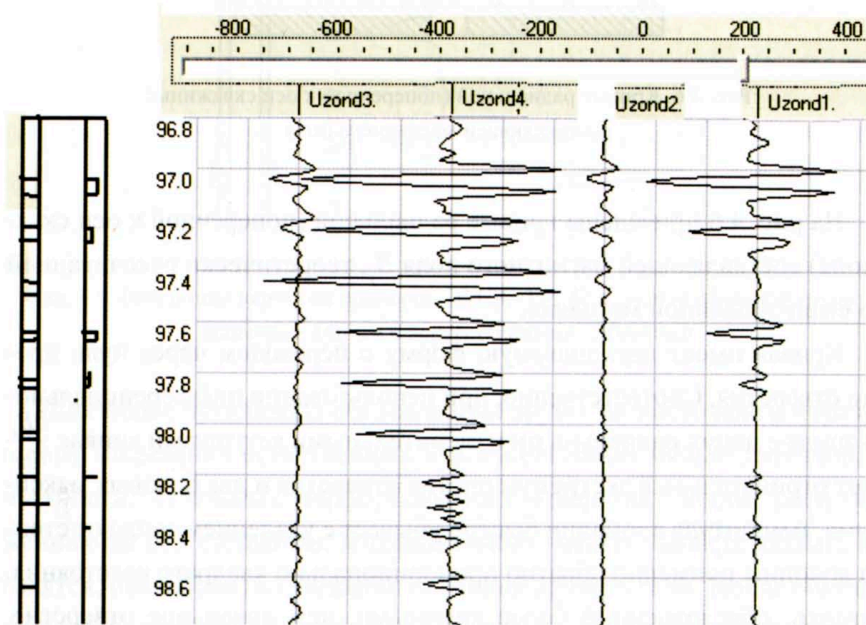


Рис. 4.7. Кривые зондов малых дефектов прибора ЭМДС-С в модели трубы со сквозными отверстиями, углублениями на внутренней стенке и поперечной щелью

Против отверстий отмечаются трехэкстремальные аномалии (интенсивный минимум и два боковых менее интенсивных максимума), как и ожидалось по данным теоретических расчетов. Аномалии такой же формы, но меньшей интенсивности фиксируются против несквозных углублений в стенке. Интенсивность аномалий против наружных и внутренних углублений одинаковых размеров одинакова. Если при каротаже дефект проходит между центрами двух соседних зондов, он отмечается на кривых обоих этих зондов, но с уменьшенной амплитудой.

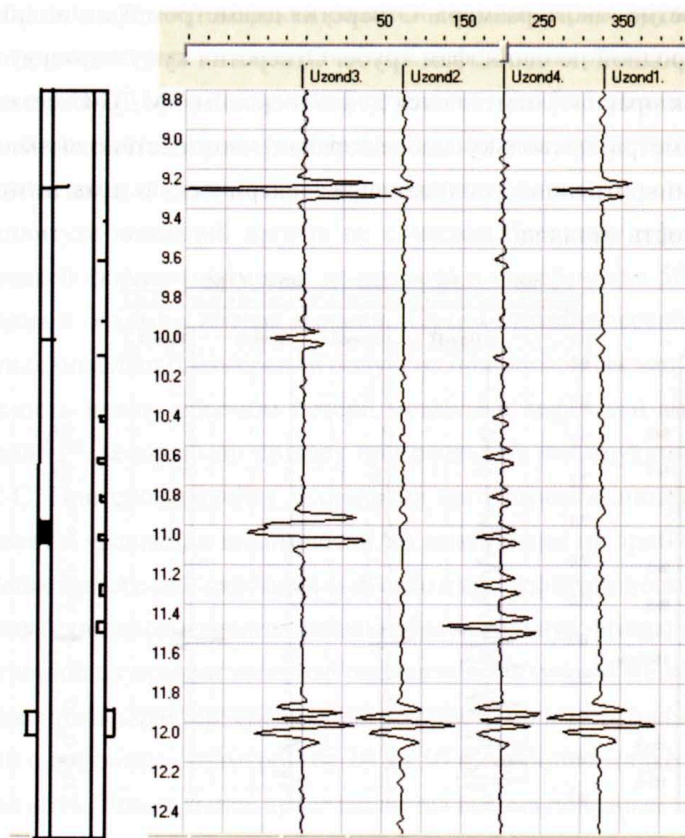


Рис. 4.8. Кривые зондов малых дефектов прибора ЭМДС-С против наружных углублений, продольной и поперечной щелей



Сквозные отверстия диаметром 15 мм (как отверстия сверлящего перфоратора ПС-112) выделяются совершенно однозначно. Отверстия диаметром 9 мм в данном случае фиксируются вполне уверенно, в колонне с высоким уровнем помех из-за магнитной неоднородности трубы или интенсивной площадной коррозии обнаруживается не каждое отверстие такого размера. Отверстия диаметром 6 мм видны только в однородной по свойствам трубе. Отверстия кумулятивной перфорации, как правило, отмечаются дефектоскопом ЭМДС-С независимо от их диаметра, поскольку любое взрывное воздействие вызывает появление микротрещин, усиливающее электрическую и магнитную неоднородность металла.

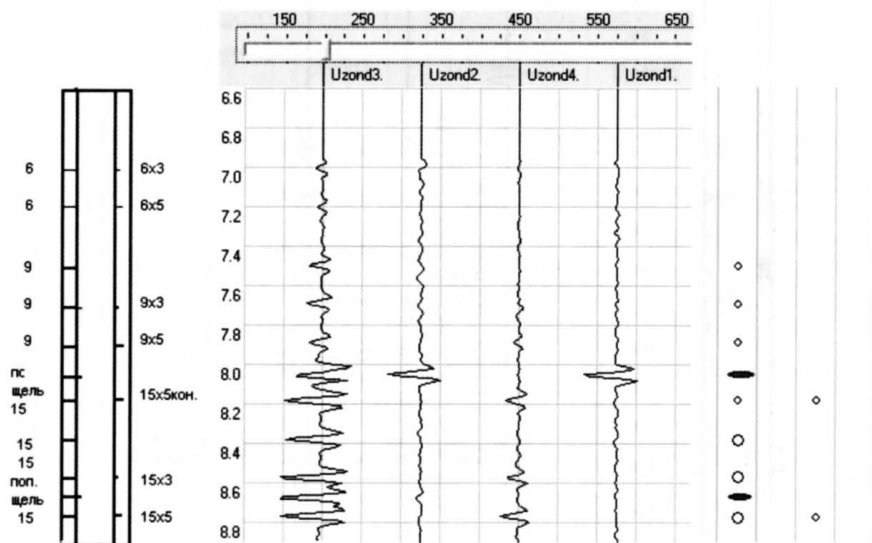


Рис. 4.9. Прибор ЭМДС-С. Кривые зондов малых дефектов и развертка малых дефектов против отверстий диаметром 15 мм, 9 мм, 6 мм, внутренних углублений и поперечных щелей

Несквозные отверстия выделяются заметно слабее. На рис. 4.9 достаточно четкими аномалиями отмечаются углубления диаметром 15 мм, глубиной 5 мм; слабые аномалии, заметные только в однородном по свойствам металле, видны против углубления диаметром 15 мм, глубиной 3 мм и диаметром 9 мм, глубиной 5 мм, дефекты меньшего размера прибором не отмечаются.

В правой части рис. 4.9 показана развертка малых дефектов, построенная программой полуколичественной интерпретации. Программа отображает размер дефекта различным диаметром кружка, а тип дефекта (в категориях «изометрический дефект, поперечная щель, продольная щель») – формой условного значка. Слабые аномалии с амплитудой менее некоторого порога, задаваемого интерпретатором, программой не выделяются и на развертку не выносятся.

Амплитуда аномалий против не слишком больших дефектов изометрической формы (примерно до размера в поперечнике 50 мм) тесно связана с объемом потери металла. Путем статистической обработки данных модельных измерений получена приближенная эмпирическая зависимость между объемом потери металла в дефекте и амплитудой аномалии $\frac{\partial B_z}{\partial z}$, которую он создает при реальной конструкции прибора ЭМДС-С. При сложившейся технологии изготовления аппаратуры коэффициенты уравнения практически не изменяются от прибора к прибору. Зависимости для сквозных и несквозных дефектов несколько различаются (сквозные отверстия создают более сильную аномалию), и это служит одной из причин того, что оценка объема потери металла носит приближенный характер: средняя погрешность по измерениям в группе моделей с дефектами размером от 20 до 50 мм в поперечнике составляет около 40%. Тем не менее представляется весьма полезным приводить в результатах интерпретации оценку объема потери металла, отражающую масштаб коррозионного повреждения и его опасность для дальнейшей эксплуатации колонны.

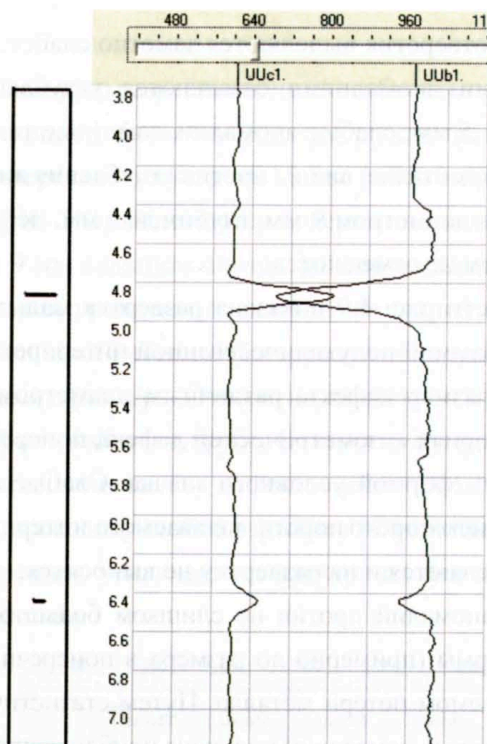


Рис. 4.10. Прибор ЭМДС-ТМ-42. Кривые малого осевого зонда $UUc1$ и поперечного зонда $UUb1$ против поперечных щелей размером $130 \times 1,5$ мм и $70 \times 1,5$ мм

Аномалии электромагнитного поля, создаваемые дефектами типа трещин и щелей, пока приходится исследовать только с помощью физического моделирования, сколько-нибудь подходящих теоретических решений также не имеется.

На рис. 4.10 показаны кривые, полученные малогабаритным прибором ЭМДС-ТМ-42, в модели против щелей, ориентированных поперек оси скважины. Малогабаритный дефектоскоп содержит один или два зонда (в зависимости от модификации прибора) с поперечной ориентировкой оси генераторной и измерительной катушек. Основное назначение поперечных зондов – выделение поперечных щелей и трещин.

Против обеих поперечных щелей фиксируются четкие максимумы короткого осевого зонда (кривая $UUc1$) и минимумы поперечного зонда (кривая $UUb1$). Амплитуда аномалии резко увеличивается с увеличением длины щели.

Сочетание минимума поперечного зонда и максимума осевого зонда позволяет уверенно выделить дефект типа поперечной щели, отличить его от повышений уровня записи осевого зонда другого происхождения (аномалий против центраторов и других местных утолщений металла, магнитных неоднородностей).

Данные измерений прибором ЭМДС-ТМ-42 против продольной щели (рис. 4.11) заметно отличаются от предыдущих: осевой зонд дает четкий минимум, поперечный зонд щель практически не чувствует.

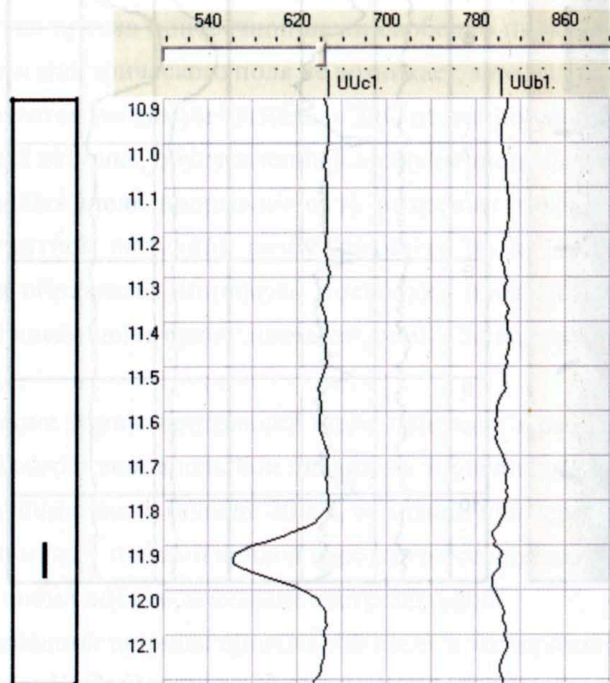


Рис. 4.11. Прибор ЭМДС-ТМ-42. Кривые малого осевого зонда $UUc1$ и поперечного зонда $UUb1$ против продольной щели размером $70 \times 1,5$ мм

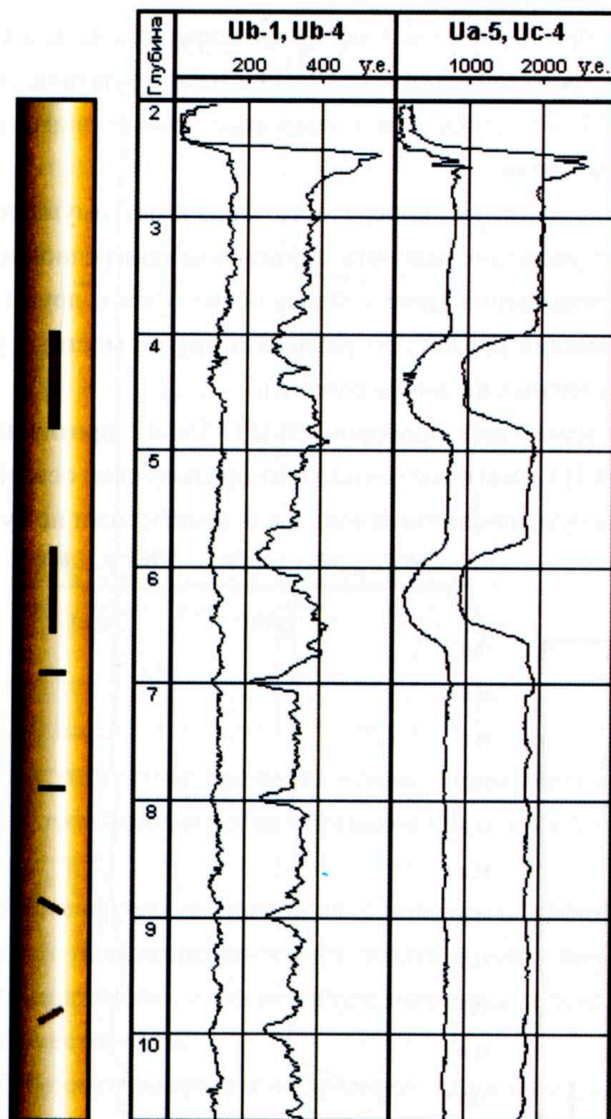


Рис. 4.12. Результаты каротажа в модельной трубе института СевКавНИПИгаз (г. Ставрополь) с искусственно созданными щелевыми дефектами различной ориентировки

Физический смысл этого явления можно объяснить следующим образом. Появление дефекта в стенке трубы нарушает распределение напряженности как электрической, так и магнитной составляющих поля и, соответственно, плотности электрического тока и магнитной индукции. Форма аномалий той и другой природы примерно одинакова, но знаки сигнала, измеряемого зондами, разные.

Магнитное поле генераторной катушки осевого зонда ориентировано вдоль оси трубы. Поперечная щель создает препятствие на пути магнитных силовых линий, и против нее возникает положительная аномалия магнитной индукции, синфазная с магнитным полем в области дефекта (иногда в таких случаях говорят о «выпячивании» магнитных силовых линий из трубы во внешнюю среду). Вихревые токи осевого зонда против поперечной щели свободно циркулируют в трубе, аномалии электрического поля не возникает, зато на кривой осевого зонда появляется максимум сигнала – ЭДС нестационарного поля в измерительной катушке, обусловленный возмущением магнитного поля.

Продольная щель прерывает путь вихревых токов, не искажая линии магнитной индукции возбуждающего поля. На кривых осевого зонда образуется минимум, поскольку плотность токов против продольной щели будет меньшей, чем в ненарушенных участках трубы.

Увеличение длины продольной щели приводит к расширению минимума осевого зонда вдоль оси скважины и увеличению его амплитуды. Если длина щели больше 20 см, ее можно примерно оценить по расстоянию между точками кривой короткого осевого зонда, в которых амплитуда аномалии вдвое меньше экстремальной.

При изменении ширины продольной щели в эксперименте от 1,5 до 7 мм амплитуда аномалии практически не меняется (конечно, при неизменной длине щели).

На рис. 4.12 приведены результаты каротажа в модельной трубе



института СевКавНипигаз (г. Ставрополь) с искусственно созданными целевыми дефектами различной ориентировки.

Амплитуда аномалии короткого зонда (кривая $Uc4$) и (кривая Ua) осевых зондов одинакова против продольных щелей шириной 3 и 7 мм.

Это явление можно объяснить тем, что удельное сопротивление стали и жидкости в скважине различается на 6–8 порядков, поэтому даже трещина волосяной ширины обрывает путь вихревых токов по окружности трубы.

Трещины косой ориентировки, 45° и более относительно оси трубы, выделяются в основном минимумами поперечного зонда (рис. 4.12).

Прибор ЭМДС-С имеет в своем составе, помимо прижимных зондов, три зонда, осевой и два поперечных, расположенные на оси прибора и работающие в нестационарном режиме. Эти зонды можно назвать интегральными зондами, поскольку результаты измерений с ними отражают общую толщину трубы, осредненную по окружности. Характеристики интегральных зондов прибора ЭМДС-С близки к характеристикам осевого и поперечного зонда прибора ЭМДС-ТМ-42, рассмотренным выше.

Аномалии дифференциальных прижимных зондов прибора ЭМДС-С против щелей выглядят несколько по-иному, что объясняется различием в конструкции зондов и применением гармонического режима измерений.

Форма аномалий $\frac{\partial B_r}{\partial z}$ против продольных, поперечных щелей и дефектов изометрической формы в первом приближении одинакова: один главный экстремум против дефекта и два боковых экстремума противоположного знака. Однако оказалось, что три типа дефектов: продольные щели, поперечные щели и дефекты изометрической формы – заметно различаются по фазе в центре аномалии. Можно предложить такое физическое объяснение данному явлению. Как уже говорилось выше, магнитное поле генераторной катушки ориентировано вдоль оси трубы, поперечная щель создает препятствие на пути маг-

нитных силовых линий, и против нее возникает аномалия магнитной индукции, синфазная с магнитным полем в области дефекта. Вихревые токи, индуцируемые в трубе переменным магнитным полем, сдвинуты по фазе относительно него на 90° . Продольная щель прерывает путь вихревых токов, не искажая линии магнитной индукции возбуждающего поля. Магнитная индукция вторичного поля от вихревых токов (аномалия индукции в области продольной щели) будет синфазной с токами, то есть фаза аномального магнитного поля против поперечной и продольной щелей будет различаться на 90° .

Практически прибор измеряет сдвиг фазы суммарного поля, зависящий от свойств всей трубы. Абсолютное значение фазового сдвига меняется при изменении диаметра трубы и в меньшей степени – при изменении ее толщины. Разница сдвига фазы в зоне аномалий против продольной и поперечной щелей оказывается меньше 90° , однако она достаточна для того, чтобы их не спутать. Дефект изометрической формы создает сдвиг фазы промежуточной величины между сдвигами от продольной и поперечной щелей. Используя этот эффект, программа интерпретации по величине фазового сдвига определяет и заносит в файл результатов, каким из этих трех типов дефектов обусловлена каждая аномалия (за исключением слишком слабых аномалий, незначительно выделяющихся на фоне помех).

Длина продольной щели довольно точно определяется по точкам максимального изменения сигнала. Длину поперечной щели оценить сложнее, хотя амплитуда аномалии увеличивается с удлинением щели. Если поперечная щель отмечается не одним, а двумя, тремя или всеми четырьмя зондами, то это указывает на большую длину щели, щель охватывает сектор трубы более 90° .

Актуальной задачей дефектоскопии является выделение негерметичных муфтовых соединений. В области муфт возникают интенсивные аномалии электромагнитного поля, создаваемые увеличением массы ме-



талла и зазором между соседними трубами, которые крайне затрудняют изучение этого участка колонны. Известны попытки установить статистическую связь между амплитудой максимума сигнала против муфты и вероятностью ее негерметичности. Надежность этого способа определения негерметичности весьма невелика. Амплитуда минимума кривых поперечного зонда на малых задержках зависит от ширины щели между трубами в муфте, но тоже прямо не связана с негерметичностью. Лишь при сильном разрушении муфты отмечается резкое снижение амплитуды и искажение формы аномалии против муфты, особенно заметное на кривых сканирующего дефектоскопа ЭМДС-С.

Одним из опасных дефектов является рассоединение в муфтах. Возможно выделение рассоединения в муфтах по кривым градиента индукции постоянного магнитного поля, что реализовано в аппаратуре ЭМДС-ТМ-42. Этот тип нарушения встречается достаточно редко, значительно чаще герметичность резьбового соединения нарушается из-за плохой изоляции или незначительного недоворота колонны, и такой дефект, к сожалению, на сегодня не фиксируется электромагнитной дефектоскопией. Частично помогают выявить подобные дефекты другие методы комплекса: расходометрия, термометрия, шумометрия, проводимые с откачкой или закачкой жидкости в скважину. В частности, при этом можно использовать термометр прибора ЭМДС-ТМ-42.

§ 2. Аппаратура скважинной электромагнитной дефектоскопии

В течение последних двадцати лет во ВНИИГИС активно разрабатывается аппаратура и технология электромагнитной дефектоскопии. В настоящее время заказчикам поставляются два типа дефекто-

скопов: малогабаритный дефектоскоп ЭМДС-ТМ-42 диаметром 42 мм для изучения технического состояния как действующих скважин без подъема НКТ, так и ремонтируемых скважин при извлеченных из скважины НКТ и многоэлементный (сканирующий) дефектоскоп ЭМДС-С диаметром 112 мм для детального обследования обсадных колонн на этапе ремонтных работ при поднятых НКТ.

Задачи дефектоскопии в основном сводятся к требованию определять толщину стенок с погрешностью не более 0,5 мм, с детальностью не более 0,1 м и выявлять сквозные отверстия и щели как можно меньших размеров, а также фиксировать коррозионные язвы на стадии их зарождения. К сожалению, из-за неоднозначности результатов исследований во многих случаях достичь указанных показателей в настоящее время не удастся. Так, если в одиночной колонне дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 позволяют определить толщину стенки с точностью от 0,3 до 0,5 мм, то в скважинах двухколонной конструкции погрешность увеличивается в два-три раза. Предельно малые размеры локальных дефектов колонны, которые способен выделить прибор, определяются физическими характеристиками применяемых индукционных датчиков, и здесь резервы почти исчерпаны. Тем не менее дефектоскопия способна решать многие актуальные вопросы изучения технического состояния скважин и находит широкое применение, даже оставаясь в рамках достигнутых на сегодня возможностей.

Основное преимущество аппаратуры малого диаметра ЭМДС-ТМ-42 – ее универсальность, возможность исследования обсадной колонны через НКТ без остановки работы скважины (без задавливания пласта и подъема НКТ) через лубрикаторное устройство. Это обстоятельство позволяет получать информацию о сравнительно крупных дефектах колонны в оперативном режиме. Дополнительным преимуществом является ее относительная простота и, соответственно, невысокая стоимость. В случае если в скважине будет выявлен существенный дефект, насосно-компрессорные трубы извлекаются, выполняется комплекс детальных геофизических ис-



следований, уточняющих данные дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42, и при необходимости проводятся ремонтные работы.

Многоэлементный (сканирующий) дефектоскоп ЭМДС-С имеет значительно лучшую (в 5–8 раз) разрешающую способность при выделении малых дефектов, позволяет получить детальную картину дефектов и толщины стенок колонны в развертке, что помогает более обоснованно выбирать интервалы и методы капитального ремонта, фиксирует все перфорационные отверстия. Недостатками его являются большие габариты, не позволяющие исследовать скважины без подъема НКТ, и высокая стоимость.

Ниже рассмотрены устройство и основные характеристики дефектоскопов этих двух типов и методика проведения каротажа.

Электромагнитный дефектоскоп ЭМДС-ТМ-42 диаметром 42 мм предназначен для дефектоскопии и определения толщины стенок обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб.

ЭМДС-ТМ-42 позволяет проводить исследования как в действующих добывающих и нагнетательных скважинах, так и в ремонтируемых скважинах.

Дефектоскоп позволяет выявить дефекты труб типа разрывов, рассоединения колонны, продольных и поперечных трещин, коррозионных отверстий и зон площадной коррозии и механического истирания стенок, позволяет отдельно определить толщину стенок первой (внутренней) и второй трубы. Кроме того, он дает возможность уточнить конструкцию скважины: выделить интервалы кумулятивной перфорации и фильтры, муфты первой и второй колонн, пакеры, центраторы, башмаки первой, второй и третьей колонн. Прибор содержит чувствительный термометр для выявления притока и поглощения флюида. Модификации прибора ЭМДС-ТМ-42Е, ЭМДС-ТМ-42ТС включают гамма-радиометр для привязки по глубине.

По требованию заказчиков дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 поставляются в различных модификациях по термобаростойкости: предельная рабочая температура может быть: 100; 120; 150 °С, предельное гидростатическое давление – 80 или 100 МПа.

Дефектоскоп содержит чувствительный термометр для выявления зон притока и поглощения флюида в зонах перфорации или негерметичности муфтовых соединений.

Комплект аппаратуры состоит из скважинного прибора и наземного пульта, позволяющего его использовать с каротажной станцией любого типа. Информация с наземного пульта передается на бортовой компьютер через *COM*-порт. Разработана модификация пульта, позволяющая передавать данные через *USB*-порт или через *COM*-порт по выбору пользователя. В то же время имеется возможность адаптировать дефектоскоп к работе без отдельного наземного пульта, если разработать специальную программу для стыковки с каротажной станцией. В настоящее время имеются такие программы для работы с регистраторами типа «ГЕКТОР», «ВУЛКАН», «КЕДР-2», «КАРСАР».

Структурная схема скважинного прибора дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42ТС показана на рис. 4.13.

Скважинный прибор содержит четыре электромагнитных зонда *A*, *B*, *BB*, *C*, четыре предусилителя, демультиплексор, общий для всех зондов усилитель, интегратор, аналого-цифровой преобразователь, контроллер, усилитель выходных импульсов, а также блоки измерения температуры, гамма-каротажа и блок питания.

Во всех модификациях прибора имеется термометр, а в модификациях ЭМДС-ТМ-42Е и ЭМДС-ТМ-42ТС – блок гамма-каротажа.

Прибор содержит также блок питания (высокочастотный преобразователь), преобразующий напряжение +140 В, поступающее сверху по ЦЖК, в напряжения +12 В, -12 В (для питания микросхем), и три независимых источника +3 В, +3 В и +5 В для питания генераторных катушек зондов.



ЭМДС-ТМ-42 в базовой модификации содержит три зонда с совмещенными генераторной и приемной катушками.

Длинный осевой зонд (зонд А) является основным для определения толщины стенок первой и второй колонн и выявления дефектов во второй от оси скважины колонне. С его помощью измеряется также градиент индукции постоянного магнитного поля.

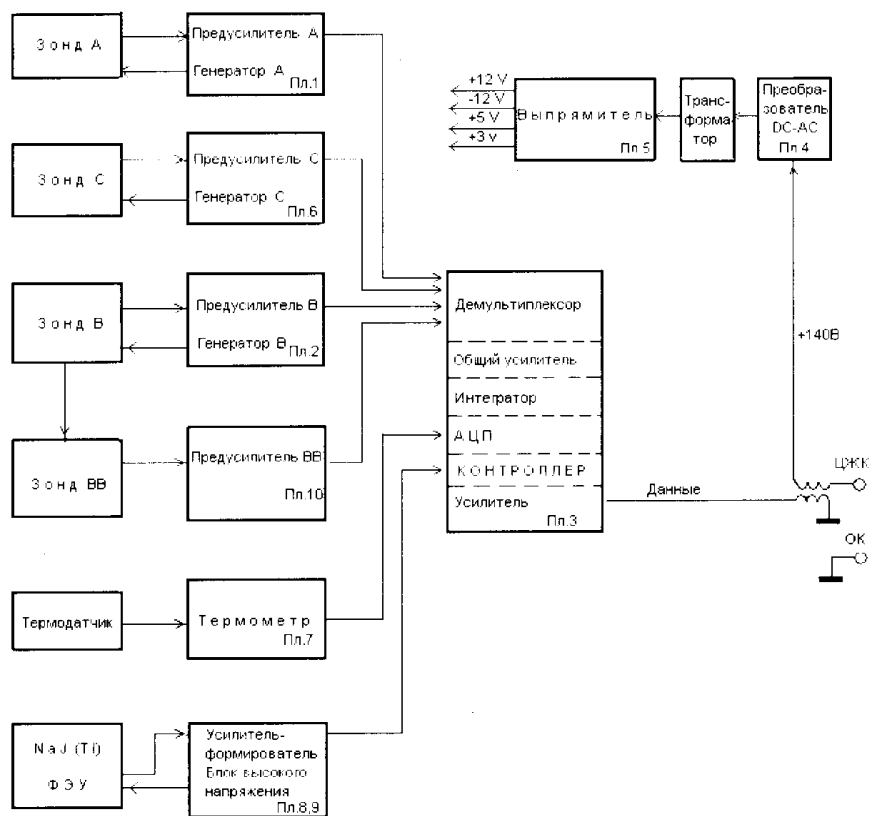


Рис. 4.13. Структурная электрическая схема дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42ТС

Короткий осевой зонд (зонд *C*) предназначен для более точного определения толщины стенки первой (внутренней) колонны в двухколонной и многоколонной конструкции, для выделения небольших дефектов в первой колонне, в том числе интервалов перфорации.

Поперечный зонд (зонд *B*) ориентирован на выявление поперечных трещин и разрывов в первой колонне. Модификация ЭМДС-ТМ-42ТС содержит четыре зонда, в том числе два поперечных зонда *B* и *BB*, магнитные оси которых перпендикулярны друг другу.

Три независимые схемы генераторов двухполярных импульсов периодически подают импульсы чередующейся полярности на низкоомные генераторные катушки зондов, причем импульсы разделяются паузами, во время которых и производятся замеры ЭДС в измерительных катушках.

Генератор построен по мостовому принципу и содержит четыре силовых ключа, по очереди подключающих концы обмотки к нужной шине питания генератора. Генераторы зондов *A* и *C* питаются независимыми источниками питания +3 В со своей обмоткой на трансформаторе блока питания, а зонды *B* и *BB* используют один общий генератор.

Входное напряжение с приемных катушек зондов, представляющее собой экспоненциально спадающий импульс, подается на симметричные предусилители, индивидуальные для каждого зонда.

Скважинный прибор аппаратуры ЭМДС-ТМ-42 снабжен микроконтроллером, который управляет работой прибора по жесткой временной схеме. В соответствии с программой, заложенной в контроллер, он в заданные моменты времени подключает один из зондов к последующему усилительному тракту, единому для всех зондов.

Полный цикл работы прибора занимает 480 мс, из них два периода – «генераторные», в которых в зонды подается мощный импульс тока, и два – «измерительные». Каждый из этих четырех периодов занимает 120 мс (имеется модификация прибора с увеличенной глубиной исследований, в которой длительность импульсов тока и из-



мерительной паузы увеличена до 140 мс). В «генераторные» периоды потребление прибора резко возрастает. В среднем прибор потребляет ток 140 мА при напряжении 140 В.

Считанные из порта микроконтроллера данные записываются во внутреннее ОЗУ (оперативное записывающее устройство), обрабатываются (вычитаются данные двух полупериодов) и в последовательном коде поступают на инвертор, а затем через ключевой каскад и трансформатор связи подаются на ЦЖК.

Передача цифровой информации ведется по той же жиле, что используется для питания прибора. Внутри прибора развязка силовой и информационной цепей производится с помощью трансформатора.

Измерение температуры в аппаратуре ЭМДС-ТМ-42 выполняется с помощью резистивного (медного или вольфрамового) датчика. Повышение сопротивления датчика при повышении температуры преобразуется в увеличение потенциала на выходе измерительного преобразователя, состоящего из источника тока, измерительного моста и дифференциального усилителя. Параметры схемы выбраны таким образом, что связь между сопротивлением датчика и потенциалом на выходе схемы с большой точностью является линейной. Таким образом, для практических целей можно считать, что потенциал на выходе преобразователя связан линейной зависимостью с температурой датчика.

Источник питания (высокочастотный преобразователь) двухтактный, с принудительным возбуждением. При включении питания напряжение с ЦЖК подается через гасящий резистор на стабилитрон, с которого напряжение +9 В поступает на питание задающего генератора. Он содержит драйвер, с выхода которого чередующиеся положительные импульсы скважности поступают на затворы силовых полевых транзисторов.

В наземном пульте все электронные компоненты схемы: источники питания, формирователи импульсов и микроконтроллер – размещены на одной печатной плате.

Информация на компьютер передается по мере поступления меток глубины в коде *RS-232* на порт *COMn*.

Уровни сигналов на выходе и на входе контроллера также соответствуют необходимым уровням микросхем. Для их приведения к стандарту *RS-232* в схему включен операционный усилитель со смещенной опорной точкой. С выхода этого усилителя сигнал поступает непосредственно на последовательный порт компьютера.

Технические характеристики дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42:

- диапазон изучения толщины стенок трубы, мм от 3 до 12;
- основная погрешность определения толщины стенки трубы, мм:
 - а) для одноколонных конструкций 0,5;
 - б) для многоколонных конструкций 1,5;
- минимальная протяженность выделяемого дефекта типа трещины:
 - а) вдоль оси трубы, мм:
 - 1) для диаметра трубы 2,5 50;
 - 2) для диаметра трубы 5,5 70;
 - 3) при измерениях трубы диаметром 5,5 через трубу 2,5 150;
 - б) поперек оси трубы 1/4 длины окружности;
- диаметр изучаемых труб, мм от 63 до 324;
- максимальное гидростатическое давление, МПа 80, 100;
- максимальная рабочая температура, °С 100; 120; 150;
- абсолютная погрешность измерения температуры, °С 1;
- порог чувствительности, °С 0,01;
- диапазон регистрации интенсивности гамма-излучения, мкр/ч 0 – 100;
- кабель одножильный;
- габариты, мм:



- а) наземный пульт 290×260×100;
- б) диаметр скважинного прибора.....42;
- в) длина скважинного прибора без центраторов1700; 2100; 2300
(в зависимости от модификации).

Технология исследований прибором ЭМДС-ТМ-42 имеет ряд особенностей. Перед началом работы на каротажной станции, с которой ранее не проводилась электромагнитная дефектоскопия, необходимо настроить усиление приходящего из скважины сигнала в пульте. Для этого следует поместить скважинный прибор в отрезок стальной трубы, подключить вход осциллографа к контрольной точке ОП (уровень опорного напряжения) на передней панели прибора, замерить уровень осциллографом. Затем подключить осциллограф к контрольной точке СИГН. С помощью регулятора «УСИЛЕНИЕ» установить амплитуду отрицательных импульсов, приходящих из скважинного прибора, по абсолютной величине на 30–50 % больше величины опорного напряжения. При использовании другого каротажного подъемника настройку усиления необходимо произвести заново.

В дальнейшем в процессе каротажа необходимо следить за сохранением нужного уровня усиления по сигнальным лампочкам. При нормальной работе прибора красная лампочка светодиода на передней панели пульта периодически вспыхивает, отмечая приход очередного блока информации от скважинного прибора в пульт и его обработку в пульте. Зеленая лампочка – признак паритета – горит непрерывно (при приходе меток глубины в процессе каротажа или включенном имитаторе меток глубины).

Если работа проводится без наземного пульта ЭМДС-ТМ-42 с регистраторами типа «ГЕКТОР», «ВУЛКАН», «КЕДР-2» или «КАРСАР», настройка усиления под кабель выполняется стандартными приемами,

предусмотренными инструкциями для этих регистраторов.

Появление сбоев на кривых каротажа указывает на неверную настройку усиления или на неисправный коллектор каротажного подъемника.

Программа регистрации данных электромагнитной дефектоскопии рассчитана на работу в среде *Windows*. Компьютер должен иметь порт *COMn* для получения данных, поступающих с пульта, и объем памяти на жестком диске, достаточный для записи *LAS*-файла (для записи 1 км с шагом по глубине 5 см, с гамма-каналом требуется около 3 Мбайт).

При каротаже на жесткий диск в каждой точке измерений записываются в *LAS*-формате 28 чисел (каналов): по группе отсчетов от каждого из трех зондов на разных временных задержках (в модификации ЭМДС-ТМ-42ТС – 32 отсчета от четырех зондов), а также температура, гамма-активность, сила тока в длинном зонде, кривая *NOISE* – градиент индукции постоянного магнитного поля, скорость каротажа, признак магнитной метки.

В процессе подъема прибора с записью оператор контролирует работу прибора, выводя на экран характерные кривые, например, по одной кривой от каждого зонда. Рекомендуется следить за возможным появлением аномалий, чтобы при необходимости повторить запись аномального интервала в режиме детализации: с уменьшенной скоростью и более густым шагом дискретизации по глубине.

Рекомендуемая основная скорость каротажа – 400 м/ч, шаг дискретизации по глубине – 5 см. При детализации скорость каротажа – от 150 до 200 м/ч, шаг дискретизации по глубине – от 1 до 2 см.

Как правило, каротаж следует проводить с присоединенными центраторами.

При каротаже газонаполненных скважин с НКТ диаметром: 67; 73; 89 мм для гарантии безаварийной работы центраторы отсоединяются. При этом качество записи по интервалам с НКТ ухудшается, но остается удовлетворительным.



В интервале колонны ниже воронки НКТ качество записи без центраторов существенно ухудшается из-за «болтанки» прибора. Рекомендуется проводить каротаж в этих интервалах с пониженной скоростью от 200 до 300 м/ч для уменьшения колебаний прибора.

Повторный каротаж для оценки воспроизводимости рекомендуется проводить на интервале от 50 до 100 м в нижней части скважины или в наиболее дифференцированных интервалах.

Электромагнитный дефектоскоп ЭМДС-С диаметром 112 мм предназначен для дефектоскопии и определения толщины стенок обсадных труб диаметром 146 и 168 мм.

Как отмечалось выше, дефектоскоп ЭМДС-С позволяет детально обследовать колонну по нескольким образующим, выявить дефекты колонны, определить их форму и размеры; определить толщину стенки колонны по нескольким образующим и осредненную по окружности; выявить и определить местоположение перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации.

Основной особенностью аппаратуры является размещение зондов для изучения малых дефектов и для определения толщины стенок по секторам в специальных прижимных контейнерах, скользящих по стенке скважины. Данная конструкция позволяет существенно улучшить соотношение сигнала от дефекта и колебаний фона, обусловленных неоднородностью электромагнитных свойств колонны.

В связи с конструктивными проблемами в приборе имеется четыре прижимных зонда, каждый из которых обследует сектор колонны в 90° с небольшим перекрытием. Естественно, детальность исследований в азимутальном направлении и детальность развертки толщины и дефектов, которая строится по результатам интерпретации, получается относительно невысокой. При этом разрешающая способность прибора по вертикали достаточно высока: уверенно выделяются дефекты

диаметром 15 мм и более, а в относительно однородной по свойствам колонне – 9 мм и более. Перфорационные отверстия отмечаются при любом их диаметре.

Прибор скважинный предназначен для возбуждения и измерения характеристик электромагнитного поля группой датчиков, преобразования сигналов от датчиков в цифровую форму, их предварительной обработки.

Наземный пульт предназначен для приема информации от скважинного прибора, передачи их на вход компьютера и управления работой скважинного прибора.

Конструктивно прибор скважинный состоит из нескольких функциональных модулей:

- модуль гидрозащиты;
- два модуля датчиков;
- модуль генератора;
- модуль коммутатора;
- модуль электроники.

Модуль гидрозащиты обеспечивает защиту дефектоскопа от воздействия гидростатического давления и температуры.

Модуль датчиков предназначен для размещения дифференциальных датчиков дефектов и датчиков толщины и обеспечения прижима их к стенке колонны при каротаже.

В каждом из четырех прижимных контейнеров размещены один из дифференциальных датчиков дефектов и один датчик толщины. Каждый из них обеспечивает исследование сектора 90° с небольшим запасом.

В модуле генератора размещена генераторная катушка зондов малых дефектов.

Модуль коммутатора служит для размещения герметичных электровводов, соединяющих маслозаполненные модули датчиков и генератора с воздухозаполненным модулем электроники.



Модуль электроники включает электронную схему на шасси и три интегральных зонда, размещенных в охранным кожухе.

Всего прибор содержит 11 электромагнитных датчиков.

При каротаже дефектоскоп представляет собой единую жесткую сборку. При транспортировании модуль электроники может отделяться от остальных модулей. Прибор скважинный содержит группу электромагнитных зондов различных размеров, ориентировки и конфигурации. Зонды включают в себя генераторные и измерительные катушки. Переменное электромагнитное поле, создаваемое генераторными катушками, возбуждает в колонне вихревые токи, а измерительные катушки (датчики) фиксируют вторичное магнитное поле вихревых токов. Характеристики поля зависят от толщины стенок колонны и наличия дефектов колонны. Изучение характеристик поля позволяет выделить дефекты колонны, оценить их расположение, форму, размеры, а также толщину стенок. Всего прибор скважинный содержит 11 датчиков.

В модулях датчиков размещены четыре дифференциальных датчика дефектов и четыре датчика толщины. Для всех четырех дифференциальных датчиков дефектов используется одна генераторная катушка, размещенная в модуле генератора, остальные генераторные катушки расположены совместно с соответствующими измерительными катушками. Сигналы из модулей датчиков через герметичные разъемы в модуле коммутации передаются в модуль электроники. Здесь сигналы от всех датчиков усиливаются, проходят предварительную обработку, оцифровываются и передаются на поверхность по телеметрической линии связи.

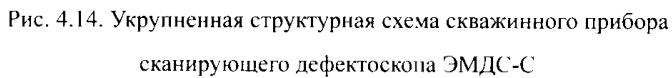
Модули датчиков и генератора заполнены маслом, в модуле гидрозащиты размещен поршневой компенсатор давления. Модуль электроники – воздухозаполненный.

Структурная электрическая схема дефектоскопа ЭМДС-С показана на рис. 4.14.

Под номерами 1–4 показаны четыре прижимных башмака, содержащих каждый по две катушки дифференциальной приемной установки режима малых дефектов, генераторную и приемную катушку режима толщины. Номером 5 обозначена генераторная катушка режима малых дефектов. Под номером 6 показан блок аналоговой обработки сигналов режима толщины, содержащий схемы, в принципе аналогичные схемам прибора ЭМДС-ТМ-42, т.е. управляемые контроллером усилители с переменным коэффициентом усиления и интеграторы. Номером 19 обозначены центрированные зонды режима толщины (один осевой и два поперечных), которые по своей идеологии подобны зондам прибора ЭМДС-ТМ-42 и отличаются геометрическими параметрами. Сигнал центрированных зондов 19 обрабатывается схемами, обозначенными цифрой 20.

При работе в режиме толщины сигналы с выхода интеграторов схем обработки поступают на демультиплексор и АЦП режима толщины 10. Работа усилителей, генераторов, интеграторов и АЦП режима толщины управляется контроллером режима толщины 12. Принятая от АЦП информация формируется контроллером в пачки цифровых импульсов, содержащие информацию об э. д. с. спада на пяти задержках для каждого из семи зондов (четыре в башмаках и три центрированных) режима толщины. Также непосредственно на контроллер подаются импульсы с блока ГК 16, которые подсчитываются счетчиком, входящим в состав контроллера. Число импульсов, поступивших на счетчик за период работы контроллера (160 мс), также передается в составе цифровой пачки. Фотозлектронный умножитель блока ГК ФЭУ-74 питается высоковольтным напряжением от преобразователя 17.

Пачки цифровых импульсов с выхода последовательного порта контроллера передаются на поверхность через схему приема-



передачи 15. Режим приема включается каждый раз после передачи информации о всех зондах. Режимом схемы приема-передачи управляет контроллер 13, отвечающий также за управление схемами в режиме малых дефектов. После перехода в режим приема контроллер 13 ожидает прихода управляющего слова от наземного пульта. Если слово не приходит, то прибор продолжает работать в том же режиме, что и раньше. Если во время окна ожидания приходит управляющее слово, которое содержит код требуемого режима работы, то контроллер производит переключение в соответствии с содержанием управляющего слова.

При работе в режиме малых дефектов блок генераторных схем 8 перестает подавать импульсы в генераторные катушки зондов режима толщины, а генератор режима дефектов 9 активизируется. Сигналы, поступающие с приемных катушек в башмаках, обрабатываются схемами блока 7, который включает избирательные усилители, настроенные на частоту 12,5 Гц, и интеграторы. Эти цепи индивидуальны для каждого башмака. Затем сигналы с выхода интеграторов поступают через демультиплексор на АЦП канала малых дефектов 11, с выхода которого цифровой код, соответствующий напряжению на входе АЦП, принимается контроллером режима малых дефектов 13. Контроллер так же, как контроллер режима толщины 12, формирует пачки цифровых импульсов и через схему приема-передачи 15 и выходные цепи 14 передает информацию на поверхность. Перед передачей на поверхность сигналы с зондов малых дефектов проходят предварительную вычислительную обработку. Так же, как и в режиме толщины, к каналам с информацией электромагнитного каротажа добавляется канал, несущий информацию об интенсивности гамма-излучения.

По умолчанию после включения прибор запускается в режиме малых дефектов.



Технические характеристики дефектоскопа ЭМДС-С:

- диапазон измерения толщины стенки колонны, мм от 3 до 12;
- основная относительная погрешность измерения толщины
стенки колонны, осредненной по окружности, % 10;
- основная относительная погрешность измерения толщины
стенки колонны по каждому сектору, % 20;
- минимальная протяженность дефектов типа «трещина»
и «щель», мм 30;
- минимальные размеры локальных дефектов типа «отверстия»,
доступных для обнаружения, мм 9;
- внешний диаметр изучаемой колонны, мм от 146 до 168;
- максимальная температура в скважине, °С 100;
- максимальное гидростатическое давление, МПа 60;
- потребляемая мощность, Вт 20.

Управление дефектоскопом, питание и обмен информацией осуществляется через одножильный бронированный каротажный кабель.

Габаритные размеры скважинного прибора:

- диаметр, мм 112;
- длина, мм 3100;
- масса дефектоскопа, кг 110;
- масса наземного пульта, кг 6.

Технологически дефектоскоп ЭМДС-С работает в двух режимах:

- выявление крупных и малых дефектов (сокращенно «режим дефектов»);
- изучение толщины стенок (сокращенно «режим толщины»).

Переход от одного режима к другому осуществляется переключением скважинного прибора. Это переключение происходит при нажатии соответствующей кнопки на пульте, который подает команду скважинному прибору.

В режиме толщины работают четыре секторных датчика толщины и три интегральных датчика, а в режиме дефектов – только четыре секторных датчика малых дефектов.

В зависимости от характера задач, поставленных перед геофизической службой на изучаемой скважине, последовательность операций каротажа может быть несколько различной:

1. Если требуется обследовать обсадную колонну на наличие дефектов любой формы в отдельном интервале или по всему стволу скважины, то необходимо провести каротаж поочередно в двух режимах: в режиме дефектов и в режиме толщины.

2. Если необходимо обследовать толщину стенок колонны, проверить, не образовались ли желоба в стенках при спускоподъемных операциях, то достаточно провести каротаж только в режиме толщины.

3. Если требуется выполнить контроль перфорации, то рекомендуется вначале провести каротаж интервала перфорации с выходом по 15–20 м выше и ниже его только в режиме дефектов. В отдельных случаях, когда исследуется интервал кумулятивной перфорации и заказчика интересует факт возможного растрескивания трубы при перфорации, необходимо провести также каротаж в режиме толщины для более тщательного изучения этого вопроса.

Каротаж всегда выполняется при подъеме.

В процессе каротажа оператор следит за экраном монитора, отмечая аномальные интервалы для возможной детализации или повторной записи. Программами регистрации предусмотрена возможность прокрутки записи назад, не останавливая процесса каротажа, или по окончании каротажа до закрытия файла. Повторный каротаж в режиме толщины выполняется на небольшом отрезке у забоя или на наиболее дифференцированном участке скважины.

Каротаж в режиме дефектов в аномальных интервалах повторяется два раза.



Воспроизводимость результатов оценивается по кривым осевого интегрального зонда. По остальным кривым качество записи признается нормальным, если все четкие аномалии выявляются при основной и повторной записи одним и тем же или разными датчиками, но на одной и той же глубине.

Рекомендуемая скорость каротажа в режиме толщины – от 400 до 500 м/ч, шаг дискретизации по глубине – 0,02 м.

Рекомендуемая скорость каротажа в режиме дефектов – от 120 до 150 м/ч, с шагом дискретизации по глубине – 0,01 м.

Данные каротажа с аппаратурой ЭМДС-С записываются на твердый диск бортового компьютера в виде *LAS*-файлов.

Полученные при основном и повторном каротаже записи в виде *LAS*-файлов передаются на обработку и интерпретацию. Обработка и интерпретация проводятся на базе производственного геофизического предприятия. Однако при необходимости некоторые предварительные результаты (например, наличие и глубину относительно крупных дефектов или фактический интервал перфорации) оператор может сообщить представителю заказчика непосредственно в процессе каротажа по наблюдению кривых на экране компьютера или сразу по завершении каротажа, просматривая полученные кривые.

§ 3. Сканирующие магнитные интроскопы (СМИ)

Принцип действия СМИ основан на методе регистрации утечки магнитного потока (*MFL*-метод) и показан на рис. 4.15

СМИ содержит намагничивающее устройство и многоэлементную систему из датчиков утечки магнитного потока. Намагничивающее устройство создает в стенках обсадных колонн магнитный поток. При прохождении этого магнитного потока через область стенки обсадной

колонны с дефектами или иными особенностями у внутренней поверхности стенки колонны формируется магнитный рельеф в виде суперпозиции магнитного поля намагничивания и магнитного поля рассеяния от дефектов и особенностей обсадной колонны.

При перемещении внутри колонны сканирующий магнитный интроскоп осуществляет считывание магнитного рельефа, по величине и характеру распределения которого можно судить о параметрах дефектов и особенностей стенки обсадной колонны.

В комплект сканирующего магнитного интроскопа семейства МИ-5Х входит:

- скважинный модуль;
- наземный блок;
- источник питания постоянного тока;
- комплект технической документации, паспорт и руководство по эксплуатации;
- комплект прикладных программ на CD;
- портативный компьютер с установленным программным обеспечением.

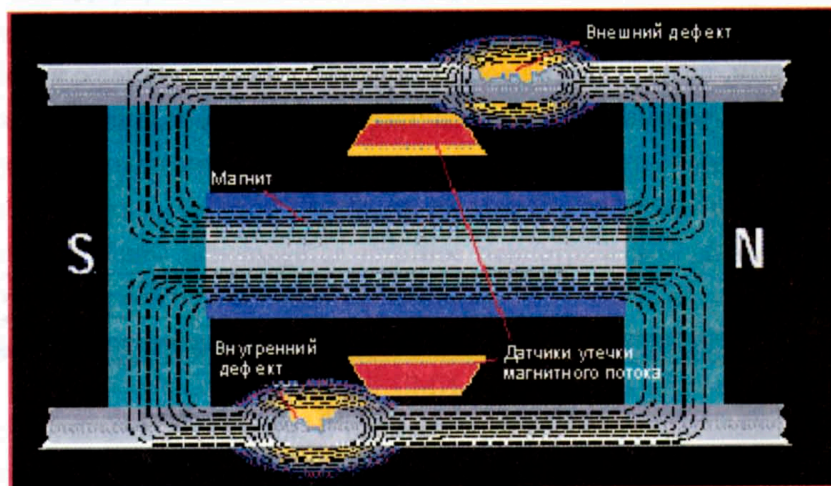


Рис. 4.15. Принцип действия СМИ на основе MFL-метода



Конструктивно-скважинный модуль сканирующего магнитного интроскопа серии МИ-5Х состоит из трех блоков (рис. 4.16), размещенных в едином корпусе:

- блок магнитной интроскопии (сканер интроскопа);
- блок магнитоимпульсной толщинометрии (толщиномер);
- блок гамма-каротажа (ГК).

Блок ГК предусмотрен в конструкции СМИ для «привязки» к геологическому разрезу всей получаемой информации, а также выявления радиогеохимических аномалий, которые могут оказаться косвенным признаком ухода жидкости за колонну в интервале ее нарушений, а блок толщинометрии – для определения усредненной по окружности толщины стенки эксплуатационной колонны.

Установление соответствия показаний всех блоков СМИ и глубины ЭКС осуществляется при использовании одометрического блока (сельсина), устанавливаемого на устье скважины.

Информация о выявленных дефектах записывается в стационарный или портативный компьютер каротажной станции. Обнаружение, распознавание и оценка дефектов осуществляются путем анализа магнитограмм, полученных в процессе каротажа. Поставляемое с интроскопом программное обеспечение позволяет проводить расшифровку магнитограмм и интерпретацию данных обследования, подготовку отчетов и архивирование результатов контроля.

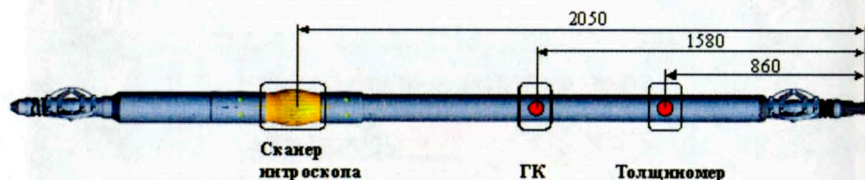


Рис. 4.16. Скважинный модуль сканирующего магнитного интроскопа серии МИ-5Х

Поскольку в конструкцию сканирующих магнитных интроскопов серии МИ-5Х включены три функциональных модуля: магнитной интроскопии, толщинометрии и гамма-каротажа, то массив данных, получаемый при обследовании ЭКС, также содержит соответствующие составляющие. При интерпретации данных и оценке технического состояния обсадной колонны осуществляется комплексная обработка всех указанных типов данных. При этом программное обеспечение (ПО) выполняет следующие основные функции:

1) калибровку системы отсчета глубины и градуировку показаний, настройку СМИ;

2) запись диагностических данных с одновременным отображением диагностической информации в режиме реального времени; проверку полноты и качества данных магнитной интроскопии, толщинометрии и ГК после подъема скважинного оборудования;

3) предварительную обработку диагностических данных; устранение влияющих факторов, фильтрацию помех, коррекцию очевидных сбоев системы;

4) интерпретацию диагностических данных;

5) формирование отчета по результатам обследования;

6) сохранение и учет данных диагностики.

Калибровка системы отсчета глубины СМИ осуществляется в лабораторных условиях с использованием специальных эталонных образцов длины. Ее необходимость обусловлена тем, что для определения глубины используется штатное одометрическое оборудование геофизической партии, точность которого не может быть заранее оценена при изготовлении СМИ.

Для градуировки показаний СМИ используется образец колонны с эталонными дефектами. В процессе градуировки записываются показания от эталонных дефектов. В дальнейшем они используются при интерпретации диагностических данных для определения параметров



дефектов и особенностей обсадной колонны.

Настройка СМД предусматривает установку конфигурации системы, параметров сканирования, запись служебной и ситуативной информации и т. п.

Хотя при выполнении обследования обсадных колонн в процессе геофизических работ запись диагностических данных в память компьютера сопровождается одновременным выводом на его монитор текущей диагностической информации (рис. 4.17), по окончании записи диагностических данных рекомендуется просмотреть весь массив для проверки его качества и полноты.

Глубина: 1182.8 м

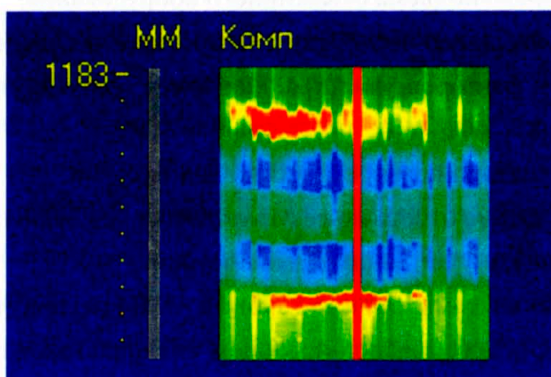


Рис. 4.17. Диагностическая информация

Перед проведением интерпретации осуществляется предварительная обработка диагностических данных. В ПО включена подсистема редактирования диагностической информации, позволяющая скорректировать изображение: повернуть изображение, убрать помехи, выбрать соответствие цвета и показаний, скорректировать показания

сбойных каналов за счет показаний, соседних с ним, отобразить магнитограммы по любому из каналов, выбрать масштаб представления данных и т. д. Пример результатов предварительной обработки приведен на рис. 4.18.

Интерпретация – наиболее ответственный этап обработки диагностической информации. Ее конечной целью является составление отчета по результатам диагностического обследования и технического состояния обсадной колонны. В настоящее время интерпретация может осуществляться в ручном и полуавтоматическом режимах. Время ручной интерпретации данных по одной колонне глубиной 2000 м составляет порядка 5 часов и в целом зависит от качества диагностической информации и степени повреждения обсадной колонны. Полуавтоматическая интерпретация позволяет сократить временные затраты в 2-3 раза.

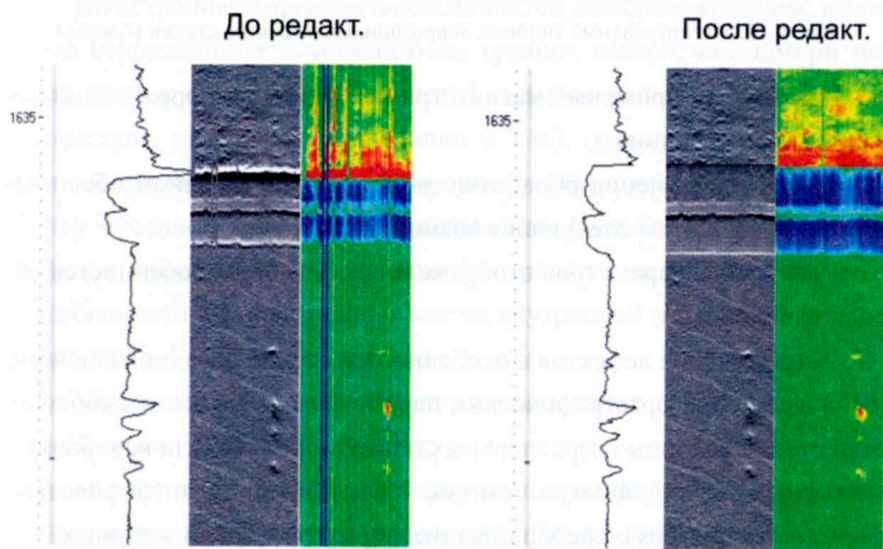


Рис. 4.18. Пример результатов предварительной обработки диагностических данных

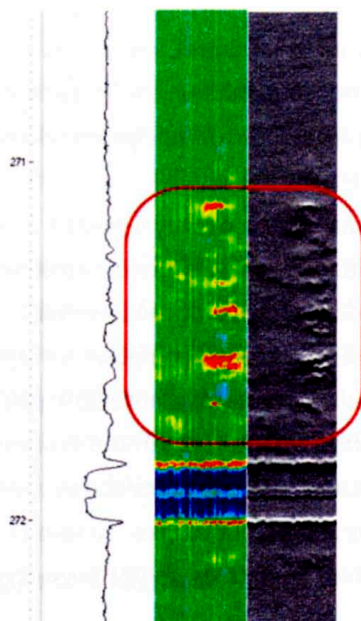


Рис. 4.19. Магнитограмма типовых коррозионных дефектов стенки колонны

На рис. 4.19 приведена магнитограмма типовых коррозионных дефектов стенки колонны.

Для осуществления обработки данных в программном обеспечении предусмотрены следующие возможности:

- настройка параметров отображения дефектов и особенностей обсадной колонны;
- отображение дефектов и особенностей стенки обсадной колонны;
- измерение ортографических параметров дефектов и особенностей стенки колонны (параллельных поверхности объекта контроля);
- сохранение данных, в том числе в *LAS*-формате и графическом формате (по выбору), преобразование форматов хранения данных;
- редактирование изображений;
- печать магнитограмм и изображений дефектов и особенностей обсадной колонны.

Способы представления данных:

- гистограммы;
- яркостно-цветовой образ;
- яркостно-контрастный образ.

Функции редактирования:

- вращение;
- восстановление сбойных каналов;
- фильтрация помех;
- выделение областей данных.

Возможности ПО для обработки диагностических данных постоянно совершенствуются, и по мере его обновления осуществляется актуализация последней версии ПО.

Технические и эксплуатационные параметры аппаратуры серии МИ-5Х позволяют реализовать следующие возможности:

- регистрацию дефектов и особенностей обсадной колонны, выявление коррозионных и усталостных трещин, каверн, язв, потери металла, конструктивных особенностей колонны (пакер-гильзы, муфты, центраторы, интервалы перфорации и т.п.), оценку результатов воздействия ремонтного, эксплуатационного и бурового оборудования на стенку обсадной колонны, в том числе ее «желобообразный износ». По результатам диагностического обследования выявляются дефекты и особенности, расположенные как на внутренней и внешней поверхности, так и в теле стенки колонны;
- обнаружение как сквозных, так и несквозных дефектов и особенностей стенки обсадной колонны;
- выявление и оценку типа, формы и ортографических размеров (длина и ширина) отдельно расположенных и комбинированных дефектов и особенностей колонны, их визуализацию;
- визуализацию перфорационных отверстий; точное определение интервалов перфорации, выявление отдельных перфорационных отверстий;



-- определение положения элементов заколонной конструкции скважин;

- определение межтрубного зазора в муфтовых соединениях;
- определение средней толщины колонны по ее сечению;
- «привязку» показаний СМИ к геологическому разрезу.

Замечание: для осуществления диагностического обследования с помощью СМИ не требуется очистки стенок обсадной колонны «до металла» и обеспечения высоких показаний дисперсности скважинной жидкости. Критерием пригодности эксплуатационной колонны к проведению обследования является прохождение шаблона.

В конструкции сканирующих магнитных интроскопов МИ-5Х реализован механизм адаптации СМИ к изменению внутреннего диаметра колонны, вызванного различного рода отложениями, нарушением формы трубы, дефектами стенок и т. д. Типоразмерный ряд сканирующих магнитных интроскопов семейства МИ-5Х приведен в таблице 4.1.

Т а б л и ц а 4.1

**Типоразмерный ряд сканирующих магнитных
интроскопов семейства МИ-5Х**

Тип магнитного интроскопа в серии МИ-5Х	Условный диаметр обследуемых труб, мм
МИ-50	146
МИ-51	168

Технические характеристики СМИ серии МИ-5Х приведены в таблице 4.2.

Электропитание интроскопа обеспечивается либо от сети 220 В/50 Гц, либо генератором тока 220 В/50 Гц мощностью не менее 2,5 кВт.

Т а б л и ц а 4.2

Технические характеристики СМИ серии МИ-5Х

Параметр	Значение
Максимальная толщина стенки обсадной колонны, мм	11
Максимальная скорость диагностики, км/ч	0,2
Предельное гидростатическое давление, МПа	30 (80*)
Предельная рабочая температура, °С	100
Макс. потребляемая мощность без учета потерь в кабеле, Вт	600
Масса внутритрубного интроскопа, кг	100
Мин. условный диаметр выявляемого дефекта типа «сквозное отверстие», мм	4
Минимальный размер выявляемого дефекта типа «поперечная щель»:	
длина/раскрытие, мм	30/10
глубина, % от толщины стенки	20
Минимальные размеры выявляемого дефекта типа «коррозионная каверна»:	
длина/ширина, мм	10/10
глубина, % от толщины стенки	40
Погрешность определения толщины колонны, мм	0,4
Порог дискриминации гамма-активности пород, кэВ	45 ± 15
Нестабильность скорости счета канала ГК в течение 4 часов непрерывной работы при температуре 20 ± 5 °С и в интервале температур окружающей среды от 0 до 100 °С	не более ±20 % при статистике не менее 10000 импульсов

* Может выполняться до 30 или 80 МПа.



Работа прибора рассчитана на его использование совместно с геофизическими станциями и трехжильным каротажным кабелем КГЗ-53-180 по ТУ16.К64.01-88 длиной до 5000 м.

Для подтверждения фактического выявления дефектов с помощью СМИ проведены исследования выявляемости дефектов сканирующим магнитным интроскопом МИ-50 в скважинных условиях с последующим отворотом и поднятием колонны и сравнением показаний МИ-50 с реальным состоянием обсадной колонны, определенным в процессе визуального обследования. Испытания проведены на объекте ОАО «Татнефть». Магнитограмма и фотографии дефектов колонны, полученные по результатам приборного обследования сканирующим магнитным интроскопом МИ-50 и в процессе визуального обследования после отворота и подъема колонны, приведены на рис. 4.20.

Сравнение показаний МИ-50 и данных визуального обследования показало, что наличие, форма, взаимное расположение и размеры дефектов, обнаруженных с помощью МИ-50, полностью подтверждаются данными визуального обследования поднятой колонны.

Для проверки выявляемости дефектов и особенностей эксплуатационной колонны при использовании технологии магнитной интроскопии проведена оценка сходимости результатов диагностического обследования, полученных при использовании сканирующего магнитного интроскопа, и традиционно используемых методов геофизического обследования скважин. Исследования выполнялись на основе данных диагностических обследований, проводимых в промысловых условиях компаниями ООО «ТНГ-Групп» на объектах ОАО «Татнефть». В качестве методов дублеров при оценке сходимости использованы показания следующих приборов:

- акустического телевизора САТ-4;
- магнитоимпульсного дефектоскопа ЭМДС-С;
- скважинного термометра ЭТС-10У.

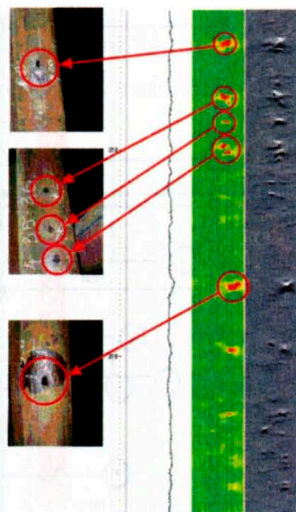


Рис. 4.20. Магнитограмма и фотографии дефектов колонны

Сходимость данных при обследовании интервалов перфорации осуществлена путем сравнения показаний сканирующего магнитного интроскопа МИ-50 с результатами обследований акустическим телевизором САТ-4 (рис. 4.21) и магнитоимпульсным дефектоскопом ЭМДС-С (рис. 4.22).

Испытания показали сходимость результатов обнаружения и визуализации перфорационных отверстий по данным сканирующего магнитного интроскопа МИ-50, акустического телевизора САТ-4 и магнитоимпульсного дефектоскопа ЭМДС-С.

По результатам исследования сходимости данных следует отметить:

- Перфорационное отверстие А (рис. 4.21), выявленное МИ-50, прибором САТ-4 не обнаружено. Это можно объяснить тем, что, вероятно, оно было забито АСПМ. В то время как этот фактор ухудшает показания акустического телевизора, на результаты работы СМИ он влияния не оказывает.

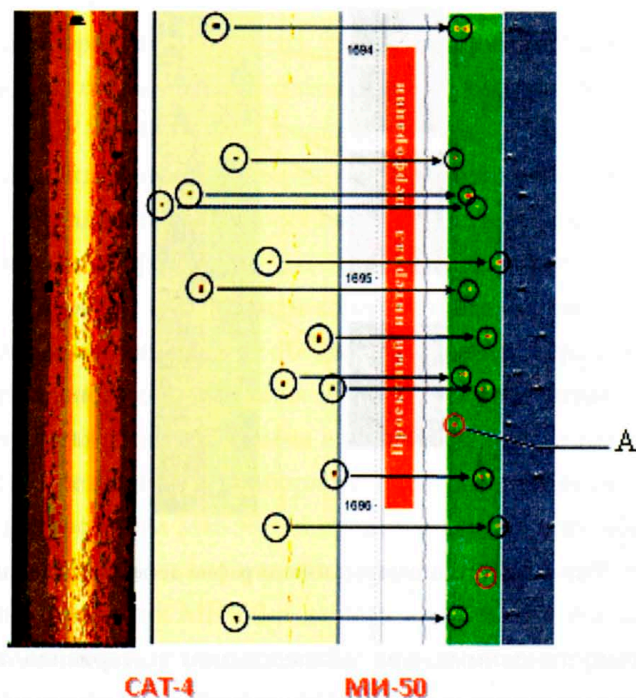


Рис. 4.21. Данные сканирующего магнитного интроскопа МИ-50 и акустического телевизора САТ-4

– Перфорационное отверстие Б (рис. 4.22), выявленное МИ-50, магнитоимпульсным дефектоскопом ЭМДС-С не обнаружено. Это связано с тем, что дефект Б расположен рядом с дефектом В. Поскольку разрешающая способность магнитоимпульсного дефектоскопа ЭМДС-С, содержащего четыре сенсора, меньше разрешающей способности МИ-50, содержащего 48 датчиков, то регистрация близко расположенных и комбинированных дефектов магнитоимпульсным методом затруднена, в то время как МИ-50 таких ограничений не имеет.

Используя технологию исследований под закачкой комплексом методов термометрии (Т) и расходомерии (РГД), удалось подтвердить выявление сканирующим магнитным интроскопом МИ-50 сквозного дефекта, являющегося причиной ухода жидкости за обсадную колон-

ну и негерметичности последней. По результатам исследований прибором МИ-50 в интервале негерметичности колонны выявлено одиночное отверстие (рис. 4.23).

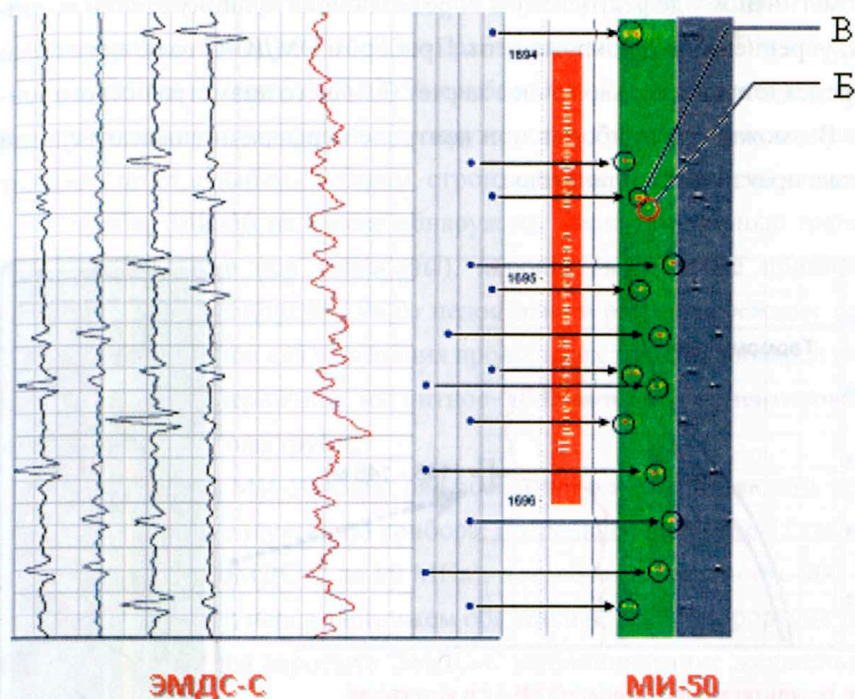


Рис. 4.22. Данные сканирующего магнитного интроскопа МИ-50 и магнитоимпульсного дефектоскопа ЭМДС-С

Приборы ЭМДС-С и МИ-50 в значительной мере сходны по своим возможностям и характеристикам. Они обладают примерно одинаковой чувствительностью к отверстиям в стенке и локальным дефектам на внутренней и наружной поверхностях трубы. К сожалению, оба прибора весьма ориентировочно выделяют сквозные отверстия среди несквозных. Для надежного решения этой задачи необходимо привлекать другие известные методы, в первую очередь расходомер и термо-



метр в активном режиме. Прибор МИ-50 содержит блок толщиномера, аналогичный по принципу действия и устройству однозондovому электромагнитному дефектоскопу и определяющий толщину стенки колонны, усредненную по окружности. Прибором ЭМДС-С толщина стенки определяется несколько точнее за счет большего диаметра осевого зонда. Возможности приборов при контроле перфорационных отверстий также практически одинаковы.

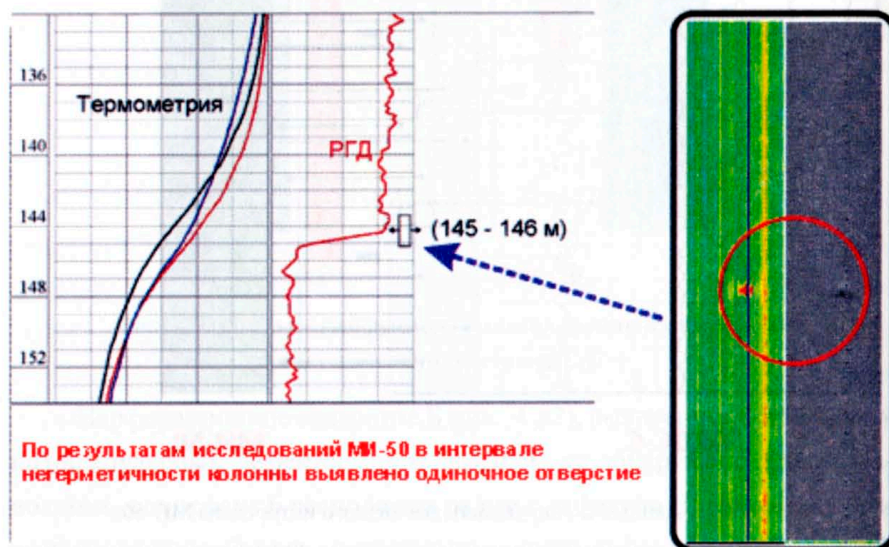


Рис. 4.23. Данные методов термометрии (Т), расходомерии (РГД) и сканирующего магнитного интроскопа МИ-50

Преимущество магнитного интроскопа МИ-50 по сравнению с прибором ЭМДС-С – он содержит 48 миниатюрных датчиков постоянного магнитного поля, размещенных по окружности, что позволяет строить детальную картину рельефа магнитного поля, отражающую наличие отверстий, в том числе перфорационных, коррозионных пятен и язв,

поперечных и косых трещин, оценивать форму и взаиморасположение дефектов; детальная картина дефектов может быть показана в трехмерном изображении. Прибор ЭМДС-С изучает толщину стенок и выявляет дефекты всего по четырем секторам по 90 градусов каждый.

Недостатки прибора МИ-50 по сравнению с прибором ЭМДС-С:

- в отличие от прибора МИ-50 прибор ЭМДС-С позволяет изучить как интегральную (среднюю по окружности) толщину стенки, так и толщину по отдельным секторам, строить развертку толщины стенок;

- прибор МИ-50 не может обнаружить узкие продольные трещины (параллельные оси скважины), хорошо выделяемые прибором ЭМДС-С; для преодоления этого недостатка в ряде зарубежных магнитных интроскопов для выделения продольных трещин добавлен специальный блок, первичное магнитное поле которого ориентировано перпендикулярно оси трубы;

- конструкция МИ-50 имеет ряд особенностей, затрудняющих производственную эксплуатацию прибора: предельное давление в скважине до 30 МПа (у ЭМДС-С до 60 МПа), потребляемая мощность 600 Вт (у ЭМДС-С 25 Вт); перед каротажем обязательно шаблонирование шаблоном 124 мм (для каротажа ЭМДС-С шаблонирование желательно, но не обязательно).

Технология магнитной интроскопии обсадных колонн – эффективный инструмент для определения технического состояния скважин. Однако не существует универсального диагностического средства. Не является таким и технология магнитной интроскопии. Поэтому при планировании диагностического обследования целесообразно комплексирование операций технологии магнитной интроскопии с другими геофизическими методами дефектоскопического обследования обсадной колонны: термо-, расхо-, цементометрией, трубной профилометрией и пр. Это позволяет получить информацию, необходимую для определения технического состояния скважины в целом.

ГЛАВА 5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ГИС ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

В современной комплексной скважинной аппаратуре для контроля технического состояния скважин реализованы необходимые дополнительные методы ГИС: интегральный гамма-каротаж (ГК) – для «привязки» материалов исследований к разрезу скважин; локатор муфт (ЛМ) – для «привязки» материалов исследований к обсадной колонне; акустическая шумометрия (АШ) – для уточнения местоположения и характера заколонных перетоков; термометрия (Т) – для определения высоты подъема цемента, а также местоположения и характера заколонных перетоков, трубная профилометрия (ТПФ) – для измерения внутреннего диаметра обсадных колонн. В комплексной программно-управляемой аппаратуре АМК-2000 часть этих методов ввиду своих технологических и методических особенностей реализована в двух модулях ГКЛ (ГК+ЛМ) и ТШ (Т+АШ). При этом, так как измерения температуры и акустических шумов необходимо проводить на спуске комплекса в скважину в перемешанном растворе и при минимальном влиянии шумов прибора и центраторов, модуль ТШ должен быть в нижней части комплекса, а модуль ГКЛ в верхней. В данной главе описана реализация методов ГК, ЛМ, АШ, Т и ПФ.

§ 1. Интегральный гамма-каротаж

В методе интегрального гамма-каротажа измеряется общая радиоактивность пород, вызванная присутствием радиоактивных изотопов.

Интенсивность естественного гамма-излучения выражается в единицах мощности экспозиционной дозы (МЭД) в А/кг или мкР/ч. В связи с этим аппаратура, реализующая данный метод, относится к средствам измерения, т. е. к дозиметрам. Важным параметром, влияющим на метрологические качества данного метода, является энергетический спектр измеряемого излучения. В скважинных условиях регистрируется гамма-излучение, практически равномерно распределенное по азимутальному и зенитному углам. При этом в зависимости от содержания естественных радиоактивных элементов спектр меняется. Следствием этого является расхождение результатов измерений интенсивности, выполненных приборами, имеющими различную конструкцию, влияющую на спектральную чувствительность. Это обстоятельство, а также влияние обсадной колонны необходимо учитывать при градуировании прибора и интерпретации полученных результатов.

В обсаженных скважинах данный метод применяют для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой, а также для решения технологической задачи – увязки по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе. Современная структурная схема канала ГК аналогична схемам, описанным в главе 3. Точкой записи является середина детектора. При комплексировании с другими радиоактивными методами необходимо принятие специальных мер для исключения влияния источников радиоактивного излучения, применяющихся в других модулях или каналах.

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 NaI детектора аппаратуры интегрального ГК. Хотя спектр энергий источника Ra-226 отличается от спектра энергий горных пород, принятый под-



ход 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 радию 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. 5.1, и установка УПГК для поверки аппаратуры ГК ручным способом, рис. 5.2.

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.

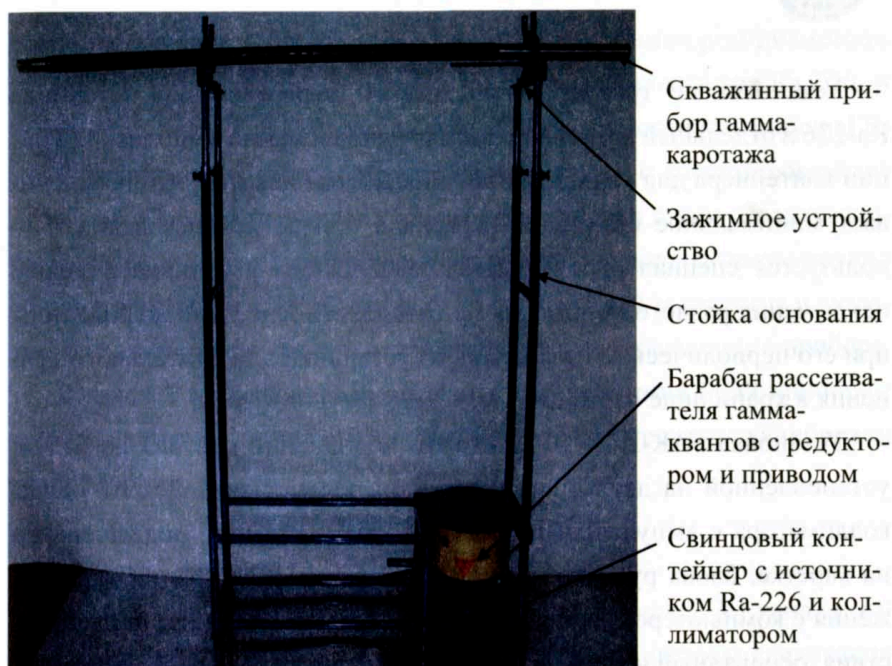


Рис. 5.1. Установка УАК-ГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры (каналов) гамма-каротажа



Рис. 5.2. Установка УПГК для калибровки аппаратуры гамма-каротажа



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. Используется 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 действия, 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 мкР/ч 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 г. Она продолжает использоваться и в настоящее время и состоит из основания, по кото-

рому 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 записывают его показания в протокол калибровки или поверки.

Градуировка

В общем случае градуировочная характеристика (ГХ) канала интегрального ГК представляет собой зависимость частоты следования импульсов на выходе аппаратуры ГК от МЭД, воспроизводимой на ее входе (в центре кристалла NaI 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:

$$N = K_{\text{ГК}} W, \quad (5.1)$$

где: N – выходной сигнал – частота следования импульсов (имп./мин);

$K_{\text{ГК}}$ – постоянная гамма-канала;

W – МЭД гамма-излучения в центре детектора градуируемой аппаратуры.

Формула для вычисления МЭД имеет следующий вид:

$$W = \frac{N}{K_{\text{ГК}}}, \quad (5.2)$$



График функции градуировочной характеристики 5.1 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 воспроизведении мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, осуществляемом 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 пяти раз фон космического гамма-излучения без источника. Определяют среднее значение выходного сигнала канала ГК в импульсах в минуту $\bar{N}_{\text{ф}}$. Затем устанавливают источник в коллиматор установки и последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД ($W_{\text{э}i}$), приблизительно равные 5; 10; 15; 20; 50 мкР/ч и регистрируют выходной сигнал канала ГК в каждой точке контроля не менее пяти 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 $\bar{N}_{i-\text{ф}} = \bar{N}_i - \bar{N}_{\text{ф}}$. Полученные пары данных заносят в таблицу 5.1.

Т а б л и ц а 5.1

Зависимость выходного сигнала от МЭД

$\bar{N}_{1-\text{ф}}$	$\bar{N}_{2-\text{ф}}$	$\bar{N}_{3-\text{ф}}$	$\bar{N}_{4-\text{ф}}$	$\bar{N}_{5-\text{ф}}$
W_1	W_2	W_3	W_4	W_5

Определяют коэффициент преобразования (постоянную канала) $K_{гк}$ с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов (МНК).

$$K_{гк} = \frac{\sum \bar{N}_{i-ф} \bar{W}_i - \frac{1}{n} \sum \bar{N}_{i-ф} \sum \bar{W}_i}{\sum \bar{W}_i^2 - \frac{1}{n} \sum \bar{W}_i \sum \bar{W}_i}. \quad (5.3)$$

Рассмотрим числовой пример.

Пусть в таблицу 5.2 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных частоты следования импульсов (верхняя строка в имп./мин) и МЭД (нижняя строка в мкР/ч).

Т а б л и ц а 5.2

Исходные данные для построения ГХ

500	1001	1500	2002	5001
5	10	15	20	50

Определим коэффициент преобразования $K_{гк}$ методом наименьших квадратов.

Сначала вычислим все суммы, входящие в формулу (5.3):

$$\sum \bar{N}_{i-ф} = 500 + 1001 + 1500 + 2002 + 5001 = 10004;$$

$$\sum \bar{W}_i = 5 + 10 + 15 + 20 + 50 = 100;$$

$$\sum \bar{N}_{i-ф} \bar{W}_i = 500 \cdot 5 + 1001 \cdot 10 + 1500 \cdot 15 + 2002 \cdot 20 + 5001 \cdot 50 = 325100;$$

$$\sum \bar{W}_i^2 = 5 \cdot 5 + 10 \cdot 10 + 15 \cdot 15 + 20 \cdot 20 + 50 \cdot 50 = 3250.$$

Подставим полученные данные в формулу (5.3).

$$K_{гк} = \frac{325100 - \frac{1}{5} \cdot 10004 \cdot 100}{3250 - \frac{1}{5} \cdot 100 \cdot 100} = \frac{325100 - 200080}{3250 - 2000} = \frac{125020}{1250} = 100,016.$$

Округлим полученный результат до трех значащих цифр и получим



$K_{ГК} = 100 \frac{(\text{имп./мин})}{(\text{мкР/ч})}$. Отбрасывание числа 0,016 вызывает относительную погрешность менее 0,02 %.

Таким образом, в нашем примере градуировочная характеристика имеет вид $N = 100 W$ и ее график представлен на рис. 5.3.

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.

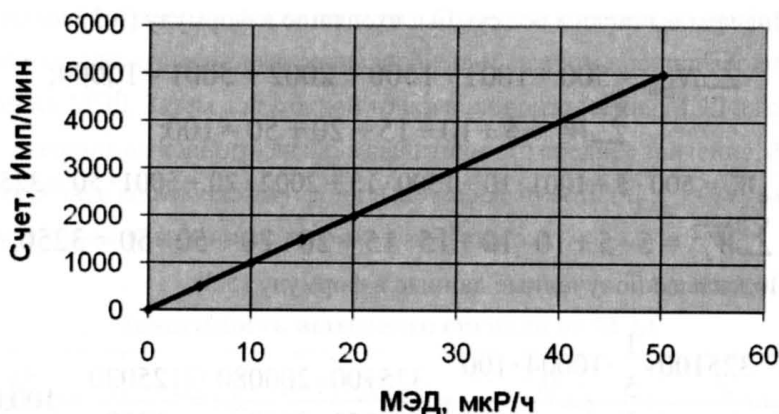


Рис. 5.3. График градуировочной характеристики канала гамма-каротажа

Калибровка аппаратуры интегрального гамма-каротажа от источника Ra-226

Ввод данных: Протокол Справка

Введите исходные данные:

Прибор: ПРКЛ

Заводской номер: 95

Калибровщик: В.М.Орлов

Счет в Имп/мин

Фон	3745
1	14605
2	21256
3	30941
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	$14,5 \pm 1,2$	0,0	2,18	Годен 100%
17511	23,4	$23,4 \pm 1,8$	0,0	3,51	Годен 100%
27196	36,3	$36,3 \pm 2,7$	0,0	5,45	Годен 100%
32129	42,9	$42,9 \pm 3,2$	0,0	6,44	Годен 100%
47321	63,2	$63,2 \pm 4,6$	0,0	9,48	Годен 100%

Коэффициент в Имп/мин/мкР/ч

Презный: 728

Новый: 750

Рекомендации:

Рис. 5.4. Вид окна обрабатывающей программы для зонда ГК

Вид окна обрабатывающей программы для зонда ГК представлен на рис. 5.4.

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 три 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 ГК аппаратуры с использованием источника Ra-226 основана на прямых измерениях 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 пяти раз. Заносят в протокол калибровки среднее значение выходного сигнала канала ГК в импульсах в минуту $\overline{N}_\phi$. Затем на установке последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД $W_{\text{э}i}$, приблизительно равные: 5; 10; 15; 20; 50 мкР/ч и регистрируют выходной сигнал в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала $\overline{N}_i$.

Измеренные значения МЭД W_i в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$W_i = \frac{1}{K_{\text{ГК}}} (\overline{N}_i - \overline{N}_{\phi}), \quad (5.4)$$

где $K_{\text{ГК}}$ – 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:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{\text{э}i}. \quad (5.5)$$

Поверка

Аппаратура признается годной к применению по калибруемому каналу ГК, если в каждой точке контроля выполняется неравенство:

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq |\Delta_{opi}| = 0,15 W_{zi}. \quad (5.6)$$

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):

$$K_{гк} = \frac{1}{4} \sum_{i=2}^5 \frac{\overline{N_i} - \overline{N_{\phi}}}{W_{zi}}. \quad (5.7)$$

Например, аппаратура ГК поступила на калибровку в метрологическую службу предприятия с графиком, представленным на рис. 5.3.

Пусть в таблицу 5.3 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 5.3

Исходные данные для построения ГХ

$\overline{N}_i$	611	1091	1615	2225	5655
W_{zi}	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 5.4.



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; $W_{эi}$ – эталонное значение МЭД, воспроизводимое в калибровочной установке в точке контроля; $\Delta_{opi} = 0,15W_{эi}$ – предел допускаемой основной абсолютной погрешности аппаратуры ГК; $\Delta_{opi\phi}$ – предел допускаемой основной абсолютной погрешности калибровочной установки в точке контроля.

Таблица 5.4

**Результаты обработки экспериментальных данных
калибровки канала ГК**

Номер точки контроля	$\bar{N}_{i-\phi}$, имп./мин	$\bar{W}_i$, мкР/ч	$W_{эi}$, 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 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:

$$P_{\text{Годн}} = \left(100 - \frac{50(|\tilde{\Delta}_o| + \Delta_{\text{орз}} - \Delta_{\text{ор}})}{\Delta_{\text{орз}}} \right) \% . \quad (5.8)$$

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 годности прибора по результатам поверки.

Вычислим этот показатель для пятой точки контроля по данным из таблицы 5.4:

$$P_{\text{Годн}} = \left(100 - \frac{50(|5,55| + 3,5 - 7,5)}{3,5} \right) = 100 - 22,14 = 77,86 \approx 78 \% .$$

Таким образом, достоверность качественной поверки аппаратуры ГК остается под сомнением только в пятой точке контроля.

§ 2. Электромагнитная локация муфт

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны или насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности.

Метод ЛМ применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;



- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Контроль вскрытия пластов данным методом бескорпусными кумулятивными перфораторами более эффективен, чем для корпусных перфораторов. Интервал перфорации невозможно установить в намагниченных трубах обсадной колонны и при изменении толщины стенки колонны за счет коррозии.

Датчик локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке. При этом уровень сигнала и его спектр в том числе зависит и от скорости перемещения прибора. Для исключения этой зависимости и увеличения чувствительности применяется активный локатор муфт, который содержит две катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приемные обмотки. Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приемных обмотках возникает переменное напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром является разность напряжений на приемных обмотках, которая зависит от сплошности среды.

В современных программно-управляемых скважинных приборах выходные сигналы с датчика локатора муфт оцифровываются и вместе с другими параметрами передаются по каротажному кабелю к регистрирующей системе, при этом, как отмечалось выше, данный метод, как правило, комплексируется с каналом ГК.

§ 3. Акустическая шумометрия

В практике геофизических исследований в настоящее время используются два способа регистрации шумов: интегральный и спектральный. При первом способе измеряется средняя мощность всего спектра шумовых сигналов в течение конечного интервала T :

$$P_x = \frac{1}{T} \int_0^T x^2(t) dt. \quad (5.9)$$

Во втором случае измерения проводят в нескольких диапазонах частот, а интерпретация результатов измерений основана на сравнении спектральной плотности мощности в этих диапазонах. На основе теоретических и экспериментальных исследований разработана методика интерпретации и определены наиболее информативные участки спектра:

$$\Delta f_1 = (0 \div 200) \text{ Гц};$$

$$\Delta f_2 = (200 \div 800) \text{ Гц};$$

$$\Delta f_3 = (800 \div 1000) \text{ Гц};$$

$$\Delta f_4 = (1000 \div 2000) \text{ Гц}.$$

Тогда, при ограничении спектра частотами: $f_1 = f - \Delta f/2$ и $f_2 = f + \Delta f/2$ средняя мощность в полосе равна:

$$P_x(f, \Delta f) = \int_{f - \Delta f/2}^{f + \Delta f/2} G_x(f) df, \quad (5.10)$$

где $G_x(f)$ – спектральная плотность мощности.

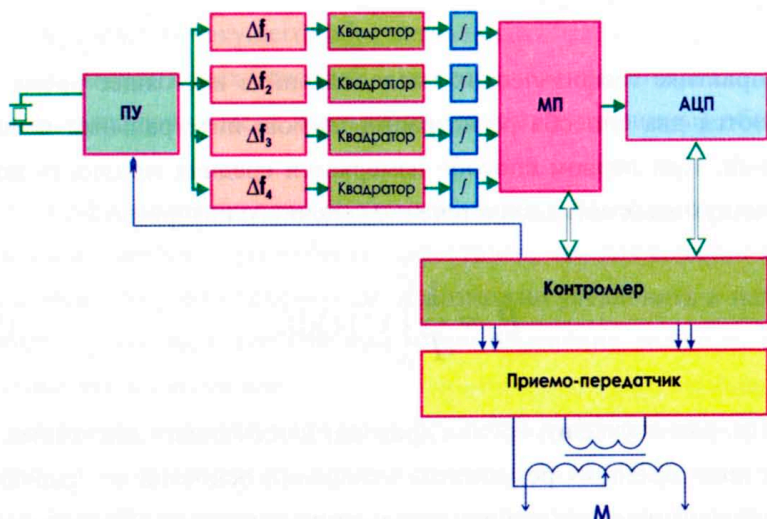


Рис. 5.5. Функциональная схема канала шумометрии

Считая спектральную плотность мощности $G_x(f)$ в каждом участке постоянной, получаем приближенную формулу:

$$G_x(t) = P_x(f, \Delta f_i) \frac{1}{\Delta f_i}. \quad (5.11)$$

Исходя из этой формулы, канал измерения $G_x(f)$ должен содержать полосовой фильтр с полосой пропускания Δf , квадратор и усилитель. Учитывая, что измерения должны производиться в программно-управляемом режиме, а информация о спектральной плотности мощности в каждом из диапазонов частот должна передаваться по каналам телеметрии, функциональная схема имеет дополнительные элементы. Функциональная схема канала представлена на рис. 5.5. Данная схема входит в общий блок приема акустических сигналов, в ней используется тот же акустический приемник и предварительный усилитель ПУ, в котором в данном режиме по команде от ККС в 100 раз уве-

личивается коэффициент усиления. После усиления сигнал проходит через четыре полосовых фильтра $\Delta f_1 \div \Delta f_4$, усредняется, через мультиплексор поочередно оцифровывается в АЦП и по каналам телеметрии отправляется к ККС для регистрации и последующей обработки. Основными параметрами схемы являются: время усреднения T и динамический диапазон регистрации. Время усреднения должно быть:

$$T \gg \frac{1}{\Delta f}, \quad (5.12)$$

т. е. $T \approx (3 \div 5) \frac{1}{\Delta f_i}$, тогда для $\Delta f_1 \div \Delta f_4$, $T \geq (6 \div 10)$ мс.

Время усреднения определяет также и возможную частоту опроса каналов от ККС, она должна быть:

$$f_{\text{АШ}} = (2 \div 3) \frac{1}{T}. \quad (5.13)$$

§ 4. Термометрия

Метод термометрии является индикатором наличия цементного камня при условии, что величина температурной аномалии, появившейся при его твердении в момент измерений, превышает чувствительность применяемого термометра. Основными параметрами программно-управляемого температурного канала должны быть высокая чувствительность (не менее $0,005^\circ\text{C}$), минимальная погрешность (не более $0,5^\circ\text{C}$) и высокое быстродействие (не более 1 с). В качестве датчиков в скважинных приборах используются в основном терморезисторы и малагабаритные диоды.

Одним из вариантов термометрического канала с использованием терморезистора, реализующего данные требования, является программно-управляемый вариант схемного решения. Алгоритм



работы схемы состоит в компенсационном измерении интервала времени разряда конденсатора C_0 через образцовый резистор и датчик терморезистора. Функциональная схема канала для измерения температуры представлена на рис. 5.6. Схема состоит из следующих основных частей: измерительного преобразователя емкости конденсатора C_0 и сопротивления полупроводникового терморезистора R_D в интервалы времени, соответственно равные $\tau_0 = R_0 C_0$ и $\tau_D = R_D C_0$, преобразователя интервалов времени в цифровой код и схемы, обеспечивающей преобразование, прием и передачу командных и информационных слов. ИКС инициирует первое командное слово $F(z_1)$, в котором содержится информация об адресе модуля, подадресе канала и команда на подключение предварительно заряженного конденсатора C_0 через мультиплексор к образцовому резистору R_0 .

В этом случае конденсатор C_0 разряжается через R_0 по экспоненциальному закону:

$$U_c = E e^{-\frac{t-t_1}{R_0 C_0}}, \quad (5.14)$$

где t_1 – момент начала разряда, является началом измеряемого интервала времени в счетчике C_r .

Напряжение разряда U_c подается на один из входов компаратора, ко второму входу подается напряжение:

$$U_R = E \frac{R_2}{R_1 + R_2}, \quad (5.15)$$

причем, величины сопротивлений резисторов R_1 и R_2 должны быть такими, чтобы выполнялось условие:

$$\frac{R_2}{R_1 + R_2} = \frac{1}{e}. \quad (5.16)$$

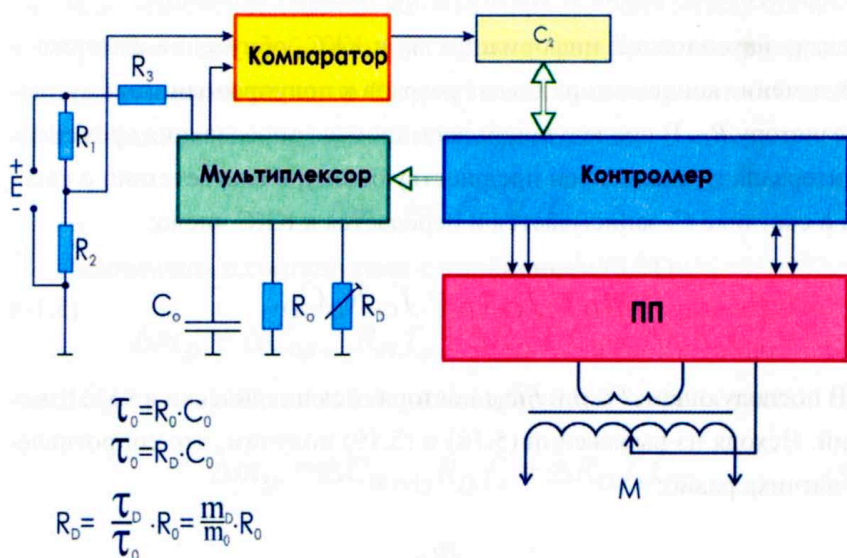


Рис. 5.6. Функциональная схема измерения температуры

Тогда, исходя из (5.15) и (5.16), получим:

$$U_R = \frac{E}{e}. \quad (5.17)$$

По мере разряда конденсатора напряжение U_c уменьшается, и через интервал времени $\tau_0 = R_0 C_0$ оно сравнивается с опорным U_R , в момент равенства напряжений на выходе компаратора появится импульс, останавливающий счет в счетчике C_r . Сосчитанное счетчиком число импульсов, следующих с частотой f_{Cr} , определяет интервал времени τ_0 :

$$m_0 = f_{Cr} \tau_0 = f_{Cr} R_0 C_0. \quad (5.18)$$

Через интервал времени $T_{Ц}$ ККС инициирует второе командное слово $F(z_2)$, в соответствии с которым производится опрос счетчика C_r ,



передача накопленной информации m_0 к ККС, обнуление счетчика и подключение конденсатора C_0 для разряда к полупроводниковому терморезистору R_D . В последующем весь процесс определения временного интервала τ_D аналогичен предшествующему, в соответствии с которым в счетчике C_r записывается и передается к ККС число:

$$m_D = f_{Cr} \tau_D = f_{Cr} R_D C_D. \quad (5.19)$$

В последующем, $F(z_1)$ и $F(z_2)$ повторяются циклически в ходе измерений. Исходя из выражений (5.18) и (5.19) получим, что сопротивление датчика равно:

$$R_D = \frac{m_D}{m_0} R_0. \quad (5.20)$$

Тогда погрешность измерения сопротивления датчика будет определяться выражением:

$$\Delta R_D = \frac{\Delta m_D m_0 - \Delta m_0 m_D}{m_0^2} R_0 + \frac{m_D}{m_0} \Delta R_0, \quad (5.21)$$

где ΔR_0 определяется погрешностью образцового резистора и изменением его характеристик при изменении температуры окружающей среды. Выбрав в качестве образцового резистора С2-29, второй составляющей погрешности можно пренебречь, тогда:

$$\Delta R_D \approx \frac{\Delta m_D m_0 - \Delta m_0 m_D}{m_0^2} R_0. \quad (5.22)$$

Исходя из (5.20), погрешность измерения будет определяться:

$$\Delta m_0 = \Delta C_{0i} R_0 f_c + \Delta R_0 f_c C_0 + \Delta f_c R_0 C_0, \quad (5.23)$$

где ΔC_{0i} – изменение емкости конденсатора за время между отсчетами.

Применяя для стабилизации частоты кварцевый генератор и стабильный опорный резистор R_0 , составляющими погрешностями ΔR_0 и Δf_c и их сомножителями можно пренебречь, тогда:

$$\Delta m_0 \approx \Delta C_{0i} R_0 f_c. \quad (5.24)$$

Аналогично, в соответствии с выражением (5.21):

$$\Delta m_D = \Delta C_{0(i+1)} R_D f_c + \Delta R_D f_c C_0 + \Delta f_c R_0 C_0, \quad (5.25)$$

где $\Delta C_{0(i+1)}$ – изменение емкости конденсатора за время такта.

$$\Delta m_D \approx \Delta C_{0(i+1)} R_D f_c + \Delta R_D f_c C_0. \quad (5.26)$$

Подставляя в выражение (5.24) значения Δm_0 и Δm_D , получим:

$$\Delta R_D = \frac{(\Delta C_{0(i+1)} R_D m_0 - m_D \Delta C_{0i} R_0) R_0 f_c}{m_0^2 (1 - f_c)}. \quad (5.27)$$

Так как цикл измерения R_D составляет значительно меньшую величину, чем скорость изменения емкости конденсатора в соседних тактах измерения от окружающей температуры, можно принять практически, что $\Delta C_{0(i+1)} \approx \Delta C_{0i}$, тогда:

$$\Delta R_D = \frac{(\Delta C_{0i} R_D m_0 - m_D \Delta C_{0i} R_0) R_0 f_c}{m_0^2 (1 - f_c)} \approx 0. \quad (5.28)$$

Таким образом, можно сделать вывод о том, что параметры схемы и температура окружающей среды практически не влияют на погрешность измерения сопротивления датчика.

Исходя из технических требований, наиболее оптимальным значением для времязадающего конденсатора является значение $C_0 = 1,0$ мкФ, а максимальное сопротивление датчика $R_D = 40$ кОм,



тогда максимально возможное время разряда конденсатора будет равно:

$$\tau_{Dmax} = C_0 R_{Dmax} \leq 40 \text{ мс.} \quad (5.29)$$

Исходя из алгоритма работы схемы, общее время цикла измерения $T_{\text{ц}}$ состоит из времени разряда конденсатора C_0 при подключении образцового резистора R_0 и при подключении терморезистора, тогда:

$$T_{\text{цmax}} = \tau_0 + \tau_{Dmax} + 2\tau_{\text{зад}}, \quad (5.30)$$

т. к. $R_0 = 10 \text{ кОм}$, $\tau_0 = 10 \text{ мкФ}$, $\tau_{\text{зад}} = 5 \text{ мс}$, то $T_{\text{цmax}} \leq 60 \text{ мс}$.

С учетом длительности командных слов и необходимого запаса, вызванного технологическим разбросом терморезисторов, инициализацию команд $F(z_1)$ и $F(z_2)$ необходимо производить с периодом не менее 70 мс, а емкость счетчика не менее 60 тыс., т. е. 16 разрядов.

Недостатком данной схемы является нелинейная характеристика температуры от сопротивления терморезистора, что представляет определенные трудности. Линейной характеристикой обладает схема с применением малогабаритных диодов. Один из вариантов данной схемы приведен на рис. 5.7.

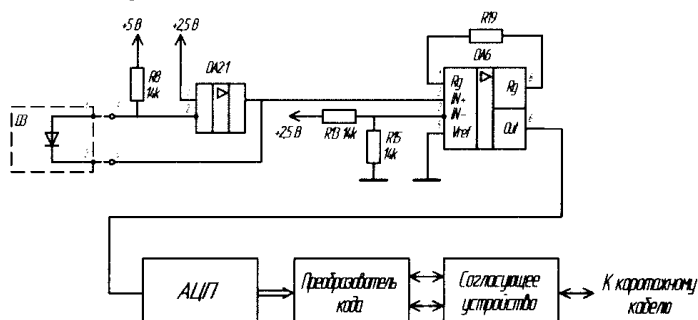


Рис. 5.7. Схема канала термометрии с применением малогабаритного диода

На рисунке показано использование в качестве датчика температуры малогабаритного диода, при этом используется линейная зависимость падения напряжения на диоде от температуры – 2 мВ /градус. Первый каскад представляет собой стабилизатор тока, построенный на операционном усилителе. Полученный сигнал дополнительно усиливается инструментальным усилителем DA6 и подается на АЦП с последующим преобразованием в последовательный код «Манчестер-2» и передачей его по каротажному кабелю. Вследствие линейной зависимости датчика температуры для построения градуировочной характеристики в физических величинах достаточно двух точек.

Градуировка, калибровка и поверка скважинных термометров

Измерительные каналы температуры комплексной скважинной аппаратуры, как правило, подвергаются градуировке и калибровке одновременно с каналами измерения давления, так как для скважинных манометров необходимо строить семейство градуировочных характеристик при разных значениях температуры. Это вызвано необходимостью коррекции влияния температуры на первичные преобразователи (датчики) давления. Следовательно, калибровочное оборудование должно воспроизводить и давление и температуру одновременно. При измерениях, выполняемых скважинными термометрами и манометрами, в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- температура в диапазоне от 0 до 100 °С;
- давление гидростатическое в диапазоне от 0 до 60 МПа.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры – $\pm 0,5^\circ\text{C}$; пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений гидростатического давления – $\pm 0,2\%$.



В качестве эталонных средств измерений при градуировке и калибровке термометров применяют следующие:

- установка УАК-СТМ-100/60 для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров;
- термостат «КОНВЕКТОР» в комплекте с грузопоршневым манометром МП-600.

Фотография общего вида установки УАК-СТМ приведена на рис. 5.8.

Установка УАК-СТМ предназначена для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров. Установка воспроизводит следующие параметры:

- температура в диапазоне от 10 до 100 °С (для воды) и до 150 °С (для кремний-органической жидкости или трансформаторного масла) с пределами основной абсолютной погрешности $\pm 0,1$ °С;

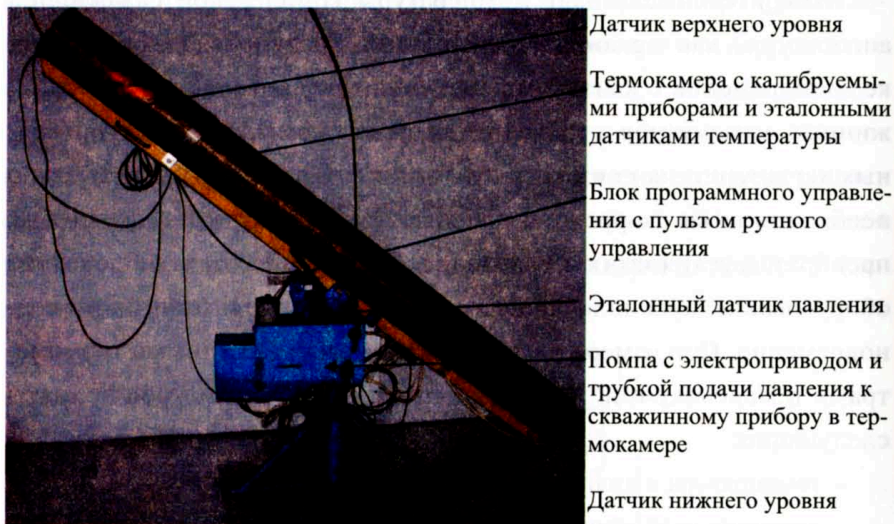


Рис. 5.8. Установка УАК-СТМ-100/60 для калибровки скважинных термометров и манометров

– гидростатическое давление в диапазоне от 0 до 60 МПа с пределами основной относительной погрешности $\pm 0,1\%$.

Установка может воспроизводить только температуру (работать в режиме термостата) без воспроизведения давления и использоваться только для калибровки термометров.

Конструктивно установка состоит из термокамеры в виде стеклопластиковой трубы (длина камеры 2300 мм и диаметр 180 мм) с датчиками нижнего и верхнего уровней жидкости, насоса высокого давления (помпы) с электроприводом, блока программного управления, пульта ручного управления, эталонного датчика давления и 4-эталонных датчиков температуры.

Гидростатическое давление создается насосом высокого давления и с помощью латунной трубки и штуцера подается непосредственно на датчик давления скважинного прибора. Параллельно это же давление воздействует на эталонный датчик давления, выходной сигнал которого регистрируется микроконтроллером, преобразуется в код и передается в персональный компьютер.

Температура в термокамере создается путем нагрева рабочей жидкости (воды или масла, или тосола) с помощью двух термoeлектронагревательных (ТЭН) элементов. Эталонные датчики температуры крепятся непосредственно на термодатчики скважинного прибора, вырабатывают электрический сигнал, пропорциональный температуре. Температурный градиент в термокамере не вносит погрешности в измерительный процесс, поскольку рабочий и эталонный термометры измеряют температуру в одной и той же точке теплоносителя.

При каждой фиксированной температуре в термокамере давление создается ступенчато сначала при его возрастании, затем при убывании для оценки вариации показаний манометра.

Сначала собирают кассету из четырех (или трех, или двух) скважинных приборов (можно один) и подключают эталонные платиновые термометры к каждому датчику температуры скважинного прибора и



трубки от помпы (компрессора) с маслом к каждому датчику давления. Кассету с приборами помещают в термокамеру и заполняют ее водопроводной водой (или тосолом, или маслом).

Последовательно воспроизводят на установке температуру $T_{20^{\circ}}=20^{\circ}\text{C}$, $T_{40^{\circ}}=40^{\circ}\text{C}$, $T_{60^{\circ}}=60^{\circ}\text{C}$, $T_{80^{\circ}}=80^{\circ}\text{C}$, $T_{100^{\circ}}=100^{\circ}\text{C}$ со скоростью изменения температуры в камере не более 2°C в минуту и регистрируют показания каждого скважинного термометра в памяти компьютера. Одновременно при каждом указанном значении температуры автоматически последовательно воспроизводят на установке давление $P_{0^{\circ}}=0$ МПа, $P_{20^{\circ}}=20$ МПа, $P_{40^{\circ}}=40$ МПа, $P_{60^{\circ}}=60$ МПа, а затем в обратном порядке (в сторону уменьшения давления), и регистрируют показания каждого скважинного манометра в памяти компьютера.

Допустим, показания канала температуры скважинной аппаратуры (ток в мА) соответствуют таблице 5.5:

Т а б л и ц а 5.5

Показания термометра при эталонной температуре

$T_{20^{\circ}}=20^{\circ}\text{C}$	$T_{40^{\circ}}=40^{\circ}\text{C}$	$T_{60^{\circ}}=60^{\circ}\text{C}$	$T_{80^{\circ}}=80^{\circ}\text{C}$	$T_{100^{\circ}}=100^{\circ}\text{C}$
I_{T20}	I_{T40}	I_{T60}	I_{T80}	I_{T100}

Градуировка канала температуры

Часто градуировочная характеристика канала температуры линейная, проходит через начало координат и имеет вид:

$$T = K_T I. \quad (5.31)$$

Пусть исходные данные приведены в таблице 5.6 для пяти воспроизводимых значений температуры ($n=5$). Определим коэффициент преобразования (постоянную канала) K_T с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов.

$$K_T = \frac{\sum T_{zi} I_i - \frac{1}{n} \sum T_{zi} \sum I_i}{\sum I_i^2 - \frac{1}{n} \sum I_i \sum I_i}. \quad (5.32)$$

Допустим, в таблицу 5.6 занесены, например, следующие пары экспериментальных данных температуры и электрического тока.

Т а б л и ц а 5.6

Показания термометра при эталонной температуре

20	40	60	80	100
201	402	604	804	990

Определим коэффициент преобразования K_T методом наименьших квадратов.

Сначала вычислим все суммы, входящие в формулу (5.32):

$$\sum T_{zi} = 20 + 40 + 60 + 80 + 100 = 300;$$

$$\sum I_i = 201 + 402 + 604 + 804 + 990 = 3001;$$

$$\sum T_{zi} I_i = 20 \cdot 201 + 40 \cdot 402 + 60 \cdot 604 + 80 \cdot 804 + 100 \cdot 990 = 221560;$$

$$\sum I_i^2 = 201 \cdot 201 + 402 \cdot 402 + 604 \cdot 604 + 804 \cdot 804 + 990 \cdot 990 = 2193337.$$

Подставим полученные данные в формулу (5.32).

$$K_T = \frac{221560 - \frac{1}{5} \cdot 300 \cdot 3001}{2193337 - \frac{1}{5} \cdot 3001 \cdot 3001} = \frac{221560 - 18060}{2193337 - 1801200} = \frac{41500}{392137} = 0,1001.$$



Округленный до трех значащих цифр полученный результат $K_T = 0,100$.

Таким образом, в нашем примере градуировочная характеристика имеет вид $T = 0,1I$ и ее график представлен на рис. 5.9.



Рис. 5.9. График градуировочной характеристики канала температуры

Наибольшие отклонения экспериментальных точек от линии принятой градуировочной характеристики во второй и четвертой точках составляют $\pm 0,1\%$.

В качестве оценки погрешности градуировки следует принять только пределы допускаемой погрешности калибровочной установки, равные, например, $\pm 0,2\%$, так как остальные погрешности пренебрежимо малы.

Данная оценка погрешности значительно меньше нормированного значения основной относительной погрешности скважинных термометров, равного $\pm 1^\circ\text{C}$. Следовательно, имеется полная уверенность в годности аппаратуры и калибровка или поверка после выполнения градуировки не требуется.

§ 5. Трубная профилометрия

Для определения овальности обсадных колонн, их смятий, наличия и характера желобов в них применяют бесконтактные профиломеры электромагнитной системы (ЭПОК-1, П2) и трубные профиломеры электромеханической системы (ТП-5, ТП-6, ПТС-1, ПТС-4, ГФ-24). Первые осуществляют бесконтактный контроль технического состояния колонн посредством трансформаторного датчика, питаемого низкочастотным переменным током и вращающегося вокруг продольной оси прибора. В процессе движения регистрируется спиральный профиль колонны с шагом 1–2 м, а в местах, представляющих особый интерес, – поперечный профиль при остановке прибора. Приборы позволяют определять характер износа, внутренний диаметр обсадной колонны, овальность труб, место разрыва колонны и т. п. На диаграмме спирального профиля выявляются участки нарушений, их протяженность, количество желобов износа. На диаграмме поперечного профиля определяются форма поперечного сечения и величина износа труб, их овальность и т. п. Вторые основаны на непрерывной одновременной регистрации нескольких (не менее 8) радиусов (диаметров) обсадных колонн. Измеряемая величина – внутренний радиус (диаметр) трубы. Единица измерения – миллиметр.

Применяют для определения внутреннего диаметра, овальности и смятий обсадных труб, обрывов и рассоединения их по муфтам.

Трубные профиломеры представляют собой электромеханические системы для независимых измерений нескольких радиусов с помощью мерных рычагов, соединенных с преобразователями механических перемещений в электрические сигналы. Механизм раскрытия и закрытия рычагов управляется с поверхности. Для передачи получаемой информации используют многоканальную телеизмерительную систему, основанную на коде «Манчестер-2».



Общие требования к трубным профилемерам:

- диапазон измерения радиусов – 55–170 мм;
- количество измерительных рычагов – не менее 8;
- основная абсолютная погрешность измерения – не более ± 1 мм;
- минимальные требования к методическому и программному обеспечению заключаются в наличии методик и программ расчета площади и формы сечения скважины, определения величины смещения прибора с оси скважины.

Модуль профилометрии комплексируют с модулями ЛМ, ГК.

Одним из современных приборов трубной профилометрии является трубный профилемер ГФ-24. Микрокаверномер-профилемер ГФ-24 предназначен для высокоточного измерения внутреннего профиля обсадной колонны с целью получения следующих данных:

- коррозия внутренней поверхности;
- износ обсадных колонн;
- деформация обсадных колонн;
- оценка отложений в трубах;
- карта перфораций;
- определение конструкции скважины.

Прибор позволяет получать с высоким разрешением изображение детального состояния труб в скважинах. Для этого в приборе используется 24 измерительных рычага, которые по мере прохождения скважины измеряют незначительные изменения диаметра обсадной колонны. Результаты измерения диаметра трубы передаются на поверхность по одножильному кабелю.

Прибор позволяет производить исследование обсадных колонн диаметром от 120 до 180 мм с применением одножильного бронированного каротажного кабеля длиной до 5000 м и наземной аппаратурой, обеспечивающей:

- а) питание прибора в режиме «открытие – закрытие»: ток до 1 А; напряжение до 300 В;
- б) прием импульсов телеметрии в коде «Манчестер-2».

Устройство прибора

Прибор микрокаверномер-профилемер ГФ-24 осуществляет регистрацию поверхности скважины 24 независимыми, подпружиненными рычагами. Каждый измерительный рычаг имеет твердосплавную пластину для уменьшения износа в процессе эксплуатации. Конструктивно прибор скомпонован следующим образом: измерительные рычаги, маслonaполненный рычажный механизм с блоком датчиков, «сухой» блок электроники. Пружинный механизм с блоком датчиков, составляющий часть механизма рычажного, размещен в маслonaполненной камере, гидравлически связан с двойным компенсатором давления и защищен кожухом. Двойной компенсатор предназначен для увеличения надежности прибора. При повреждении наружного компенсатора скважинный флюид не попадает в прибор и позволяет завершить проводимое исследование, а при подъеме и обязательном осмотре прибора выявленный поврежденный компенсатор заменяется новым. Блок электроники и электромеханизм размещены на шасси прибора и защищены кожухом. Прибор завершается приборной головкой с условным диаметром 60 мм под кабельный наконечник типа НКЗ-60.

Механизм рычажный состоит из рычагов, серьгой соединенных со штоком, пружин, тяги и датчиков. Каждый рычаг шарнирно соединен с корпусом и с соответствующим штоком и является основным рабочим элементом. Электрическая связь между блоком датчиков и блоком электроники осуществлена через герметичные электроводы. Для открытия и закрытия рычагов прибора применяется электромеханизм. В рабочем положении тяга, жестко связанная с электромеханизмом,



находится в крайнем левом положении, при этом под действием пружин штоки толкают рычаги и обеспечивают их раскрытие до касания внутренней стенки колонны. При движении прибора по колонне угол раскрытия рычагов определяется внутренним диаметром или местными неровностями стенки колонны. Любое изменение диаметра или профиля колонны приводит в движение датчики.

Закрытие рычагов производится обратным движением тяги электромеханизма в крайнее правое положение. Крайние левое и правое положение тяги определяются фотодатчиками, установленными на электромеханизме.

Герметизация сочленений обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами.

Калибровка трубных профиломеров и каверномеров. При измерениях каверномерами и профиломерами, как отмечалось выше, в скважинах в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

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 профиломеров).

Каверномеры отличаются от профиломеров тем, что у профиломеров (радиусомеров) измерительные каналы созданы от каждого рычага, а у каверномеров (диаметромеров) используются по два противоположных рычага попарно для каждого измерительного канала.

Современные каверномеры и профиломеры имеют типовые ГХ, поэтому градуировка не требуется. Регистрируется непосредственно диаметр или радиус в мм. 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 профиломеров и выполнен в виде набора стальных цилиндров, рис. 5.10.

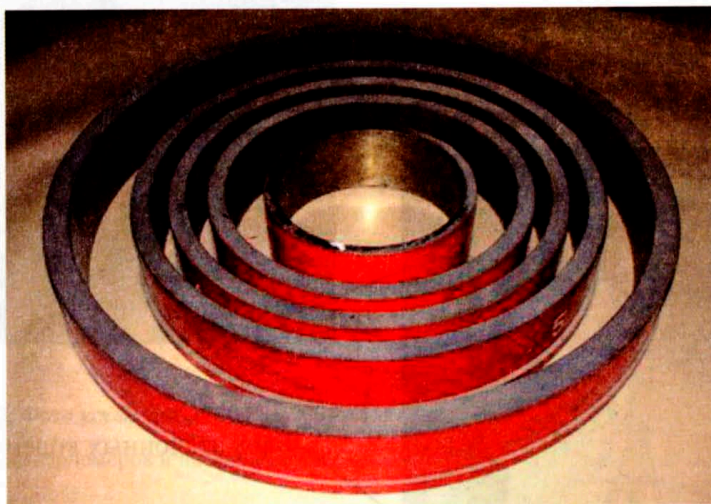


Рис. 5.10. Фото комплекта 5-ти эталонных колец для градуировки и калибровки каверномеров

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 рис. 5.11 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, имеет возможность 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. 5.11. Фото установки УПК-1 для калибровки каверномеров и профиломеров с определением вариации показаний (люфтов)

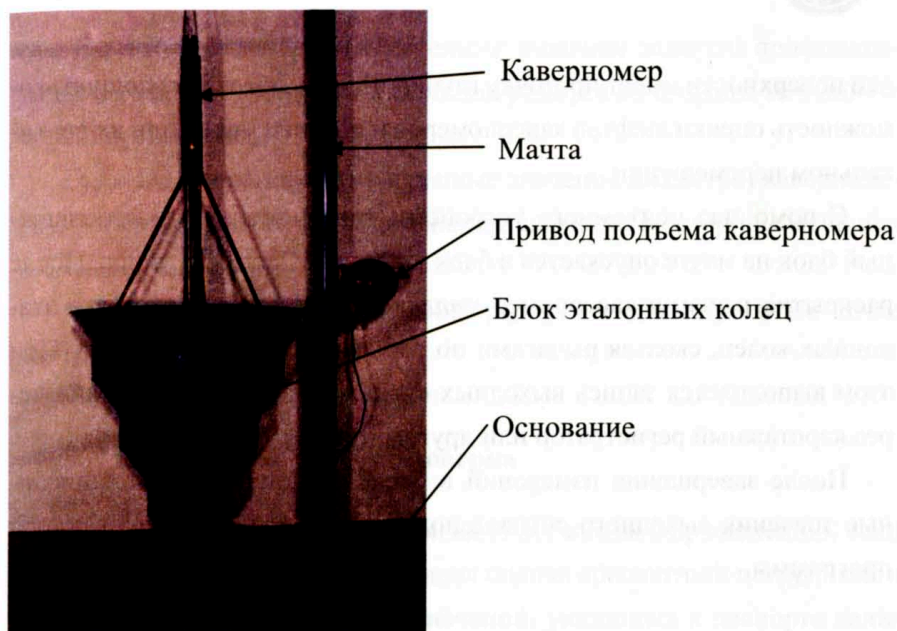


Рис. 5.12. Фото установки УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки трубных каверномеров и профиломеров с определением вариации показаний

Однако такая установка обладает рядом недостатков, связанных с техническими трудностями при выполнении как градуировки каверномеров-профиломеров, 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 рис. 5.13 показана установка УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профиломеров.

Блок эталонных колец содержит 4 кольца с внутренним диаметром 130 мм, 300 мм, 500 мм и 700 мм. Каждое кольцо в средней части рабо-



чей поверхности имеет проточку глубиной 5 мм, обеспечивающую возможность оценки люфтов каверномеров и профиломеров 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:

$$\tilde{\Delta}_{oiM} = R_{iM} - R_{zi}; \quad (5.33)$$

$$\tilde{\Delta}_{oiB} = R_{iB} - R_{zi}; \quad (5.34)$$

– для каверномера:

$$\tilde{\Delta}_{oiM} = D_{iM} - D_{zi}; \quad (5.35)$$

$$\tilde{\Delta}_{oiB} = D_{iB} - D_{zi}; \quad (5.36)$$

где: $R_{iм}$ и $R_{iб}$ – показания (измеренные значения радиуса) профиломера в i -й точке контроля при изменении радиуса со стороны меньших и больших значений;

$D_{iм}$ и $D_{iб}$ – показания (измеренные значения диаметра) каверномера в i -й точке контроля при изменении диаметра со стороны меньших и больших значений;

$R_{iэ}$ и $D_{iэ}$ – эталонное значение радиуса и диаметра в i -й точке контроля.

Поверка

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.

ГЛАВА 6. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ СКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Обработка и интерпретация материалов скважинных исследований при контроле за техническим состоянием скважин должна быть комплексной, включающей методы, информативно дополняющие друг друга и повышающие степень достоверности результатов интерпретации. В данной главе рассмотрены методики интерпретации данных ГИРС при изучении технического состояния обсадных колонн и качества цементирования скважин. Решаемые задачи при этом описаны в главе 1, § 7.

В комплекс при оценке качества цементирования требуется включать методы АКЦ и ГГЦ, дающие степень сцепления цементного камня с колонной и породой и характер заполнения тампонажным раствором затрубного пространства в скважине. Для более качественной интерпретации этот комплекс должен сопровождаться априорной информацией о процессе и технологии цементирования, например, посредством данных станции СКЦ, свойствами тампонажного раствора и геологическими характеристиками пород, вскрытых изучаемой скважиной.

По ряду технических и экологических причин метод ГГЦ может не использоваться. Тогда для определения уровня подъема цемента необходимо использовать высокочувствительную термометрию.

Для оценки технического состояния обсадных колонн используется электромагнитная дефектоскопия, позволяющая определить толщину обсадных колонн с точностью до $\pm 0,5$ мм и локальные дефекты.

Дополняющим методом может служить многорычажный трубный профиломер, который определяет изменения внутреннего диаметра обсадной колонны, ее профиль и интервалы смятия.

В целом все перечисленные методы являются основными и при соблюдении требований по подготовке скважины к проведению геофизических исследований и технологии проведения каротажа дают полную информацию о качестве цементации, техническом состоянии обсадной колонны и положении элементов компоновки колонны.

Современные модификации аппаратуры методов АКЦ и ГГЦ дают информацию по нескольким секторам окружности скважины, так называемые сканирующие скважинные приборы. Модификации этих приборов приведены в главах 2, 3.

Обобщенная схема интерпретации представлена на рис. 6.1.

На схеме показаны основные процедуры интерпретатора. Важные звенья этой схемы, а также алгоритмы обработки и интерпретации каждого метода будут рассмотрены в следующих параграфах этой главы.

§ 1. Сбор априорной геолого-геофизической информации для интерпретации ГИРС

После получения заявки на проведение определенного вида ГИРС необходимо собрать геолого-геофизическую и другую дополнительную информацию для достоверной интерпретации полученных геофизических исследований. Часть этой информации может содержаться в заявке, недостающие данные уточняются у заказчика и по архивным материалам.

Для обработки и интерпретации различных методов привлекается следующая информация:

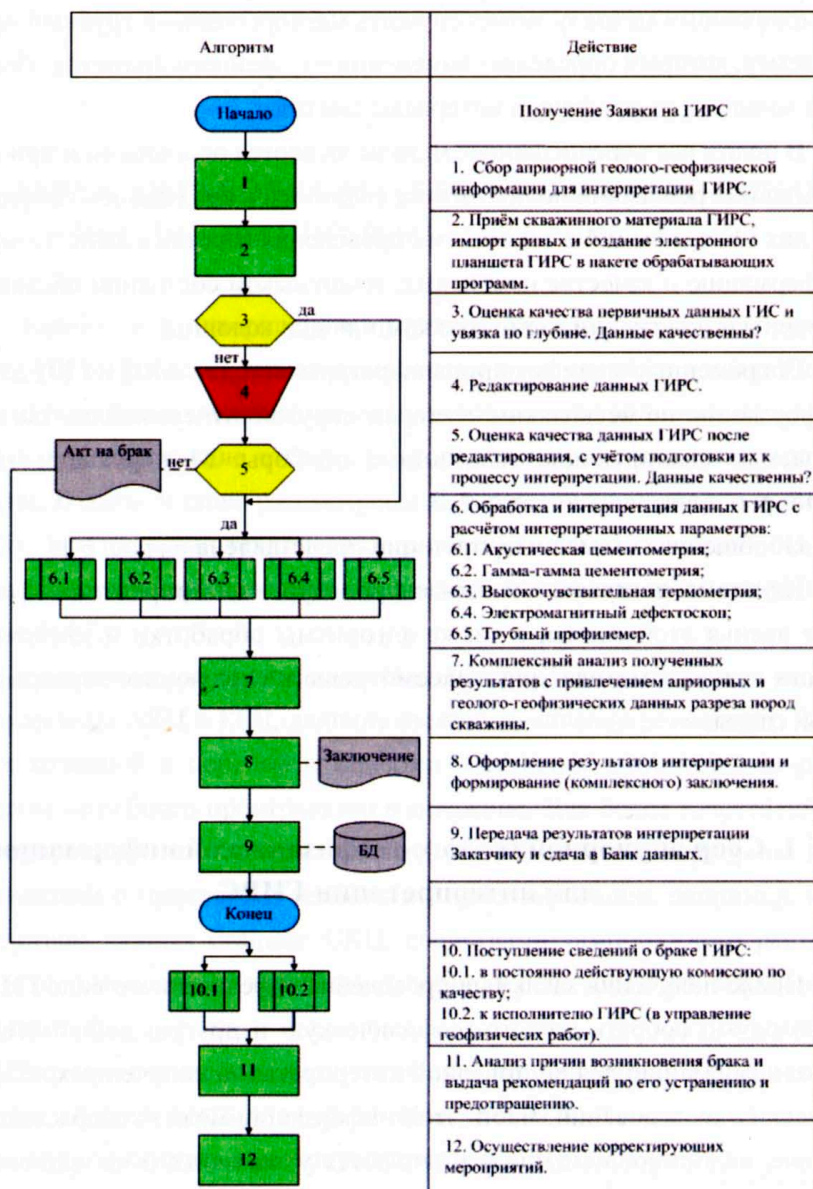


Рис. 6.1. Алгоритм интерпретации при контроле техсостояния скважин

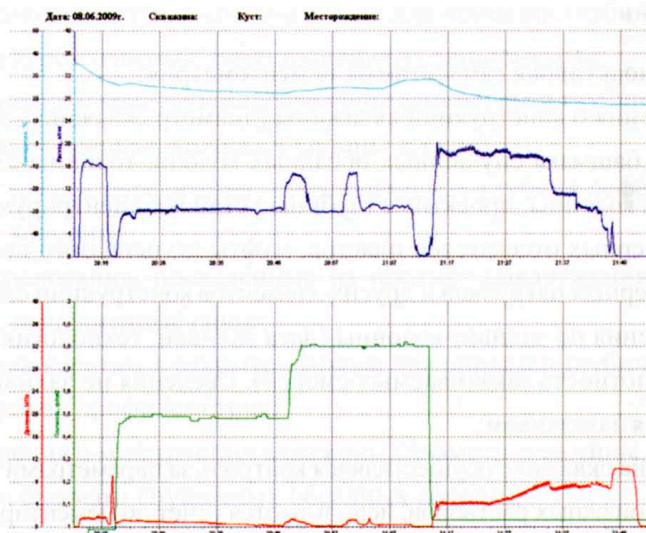


Рис. 6.2. Параметры и вид отображения данных о процессе цементирования обсадной колонны (станция СКЦ – «Леуза»)

Отчет по цементированию скважины

Дата 08.06.09.	Месторождение: Западно-сибирское	Куст Х	Скважина У	КОНДУКТОР
Заказчик : УБР	тип скважины	кондуктор		предыдущая колонна направление
Вид работы: цементирование	глубина скважины: 783 м	глубина спуска: 778 м		
Источник: Ам № 305	диаметр долота: 295 мм	наружный диаметр: 245 мм		

Данные закачки

Наимен. этапа	начало этапа	конец этапа	объем зак., м ³	расход ср., л/с	плотность ср., г/см ³	давл., атм. тах	тип раст.
буфер	20:10	20:18	8	16	1.01	30	вода
опр	20:18	20:19	0	0	1.01	115	вода
гельцем	20:19	20:49	17	9.8	1.48	15	гельцем
цемент	20:49	21:13	12	8.0	1.8	20	цемент
продавка	21:13	21:41	32	18	1.01	75	тек. вода
ЗР	21:41	21:47:00	0	0	1.01	102	

Представитель "Заказчика":	Исполнитель работ:	Оператор:

Рис. 6.3. Форма отчета по цементированию обсадной колонны



1. Радиоактивная гамма-гамма цементометрия:

- сведения о конструкции скважины (диаметр скважины, диаметры и глубина башмака спущенных обсадных колонн, толщина стенки исследуемой колонны, проектные глубины установки центрирующих фонарей, пакерных отсекателей пластов, муфты ступенчатого цементирования, реперных патрубков и других элементов конструкции скважины);
- сведения по заливке колонны (дата заливки, технология заливки, объем и плотность закачиваемых смесей). Сведения по заливке предоставляются заказчиком;
- если на скважине осуществлялся контроль за параметрами закачиваемых тампонажных растворов, используются отчет по цементированию и диаграммы станции контроля цементирования (СКЦ) (рис. 6.2 и 6.3);
- данные калибровки аппаратуры;
- данные ГИС в открытом стволе (радиоактивный каротаж в масштабе 1/500, кавернометрия – 1/500, кривая плотности пород);
- исследования по цементометрии, выполненные ранее.

2. Акустическая цементометрия:

- сведения о конструкции скважины (диаметр скважины, диаметры и глубина башмака спущенных обсадных колонн);
- сведения по заливке колонны (дата заливки, технология заливки, объем и плотность закачиваемых смесей);
- данные ГИС в открытом стволе (радиоактивный каротаж в масштабе 1/500, акустический каротаж);
- исследования по цементометрии, выполненные ранее.

3. Термометрия для определения высоты подъема цемента:

- сведения о конструкции скважины (диаметр скважины, диаметры и глубина башмака спущенных обсадных колонн);
- сведения по заливке колонны (дата и время окончания заливки, технология заливки, объем и плотность закачиваемых смесей);

- гамма-каротаж в открытом стволе для привязки глубин.

4. Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия:

- сведения о конструкции скважины (диаметры и глубина башмака спущенных обсадных колонн, толщины стенок);

- интервалы перфорации, предполагаемая глубина дефектов и нарушений колонны;

- исследования, проведенные на предмет обнаружения дефектов колонны, выполненные ранее;

- гамма-каротаж в открытом стволе для привязки глубин.

5. Трубная профилометрия:

- сведения о конструкции скважины (диаметр скважины, диаметры и глубина башмака спущенных обсадных колонн);

- гамма-каротаж в открытом стволе для привязки глубин.

§ 2. Прием скважинного материала ГИРС

Полевой материал в цифровом виде по каналам спутниковой связи или GPRS поступает в отдел ГИРС и состоит из зарегистрированного комплекса геофизических исследований, выполненных в соответствии с заявкой и сопроводительной информацией к зарегистрированному материалу в соответствии с утвержденными формами по каждому виду исследований. В случае невозможности проведения какого-либо вида исследований (непрохождение прибора, плохая подготовка ствола скважины, отмена исследования заказчиком на скважине и т.д.) начальник геофизической партии обязан составить акт о невозможности выполнения заявленного комплекса с представителем заказчика на скважине. Акт пересылается в отдел ГИРС одновременно с передаваемым материалом.

Прием материала осуществляется диспетчером отдела ГИРС. После приема материалов ГИРС для интерпретации диспетчер производит регистрационную запись в цифровом «Журнале приемки материалов ГИРС», передачу в интерпретационную группу для оперативной



оценки качества данных ГИС, а также оценки полноты переданной информации и ее соответствия сопроводительной документации.

Интерпретатор разархивирует полученный материал, после чего создает стандартные электронные планшеты по каждому виду исследований в интегрированной системе «Prime», импортирует зарегистрированные кривые на планшет и оценивает качество полученного материала.

§ 3. Оценка качества первичных данных ГИРС

Перед началом обработки необходимо оценить качество полученного полевого материала. Основными целями контроля качества являются оценка полноты выполнения заявленного комплекса исследований и возможности использования результатов измерений для качественной и количественной интерпретации. Результатом оценки качества материала должно быть решение о возможности дальнейшего использования данных в обработке. Основные критерии для оценки качества материала изложены в Технической инструкции.

Для всех типов каротажа оценивается:

– наличие бланка оператора или описания, необходимого для документирования и количественной интерпретации зарегистрированных цифровых данных.

Описание должно содержать:

а) наименования недропользователя и производителя работ;
б) дату проведения и сведения об объекте исследований, включая наименование месторождения (площади), номер и категорию скважины, ее альтитуду, интервал исследуемых глубин, назначение исследований (промежуточные, окончательные, привязочные и т. п.);

– геолого-технические условия в скважине – номинальный диаметр скважины и ее общую глубину (глубину промежуточного или искус-

ственного забоя), диаметр и глубину спуска последней обсадной колонны, диаметр и положение башмака НКТ;

- тип и свойства (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига и минерализация) жидкости, заполняющей скважину, присутствие в жидкости химреагентов и утяжелителей, их типы, разгазирование жидкости;

- типы и номера каротажных подъемника и лаборатории (регистратора), сведения о геофизическом кабеле – его типе, длине, ценах контрольных и последней магнитной меток;

- конструкции сборок приборов и самих приборов, включая типы и номера сборки и приборов;

- используемые источники радиоактивных излучений и места их размещения в пределах прибора;

- положения точек записи отдельными модулями относительно головки сборки и точки начала отсчета глубин (стол ротора, поверхность планшайбы и т. п.);

- шаг квантования и скорость записи;

- фамилии должностных лиц, выполнивших исследования;

- наличие и воспроизводимость результатов периодической и полевой калибровок для каждого метода исследований и работ;

- соответствие заданной скорости каротажа;

- наличие меток глубины. Сохранение их монотонности и соответствия шагу по глубине (Нет пропусков глубин.);

- наличие перекрытия с предыдущим интервалом исследований, повторной и контрольной записей, выполненных в интервалах глубин протяженностью не менее 50 м и содержащих не менее двух магнитных меток глубин в этих интервалах. Воспроизводимость данных в интервалах перекрытия, повторных и контрольных измерений должна находиться в пределах, указанных для каждого метода (прибора) в эксплуатационной документации или в настоящем РД;



– расхождение глубин в интервалах перекрытия в пределах, не превышающих указанных в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Допустимые расхождения глубин в интервалах перекрытия

Глубина исследования, км	0,5	1	2	3	4	5	6	>6
Расхождение, м	0,5	1	1,5	2	2,5	3	4	5

– наличие магнитных меток глубин, максимальное расстояние между которыми не должно превышать 20 м;

– количество электронных меток глубин между магнитными метками должно отличаться от номинальных значений не более чем на 1 %.

Проверка качества материала включает:

1. Проверку скорости каротажа.

Проверка скорости каротажа заключается в проверке превышения значений кривой скорости каротажа над максимально возможной скоростью для данного типа каротажа (рис. 6.4).

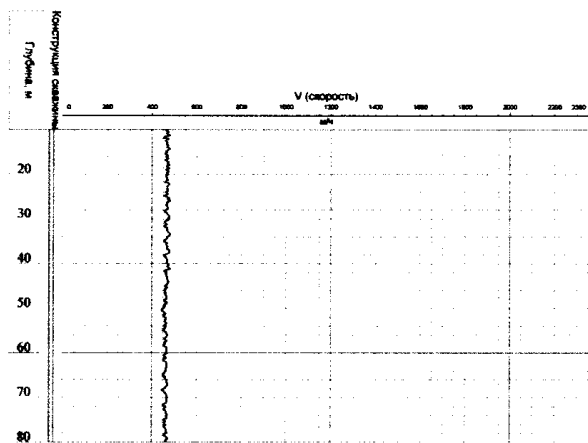


Рис. 6.4. Вид отображения зарегистрированной кривой скорости записи

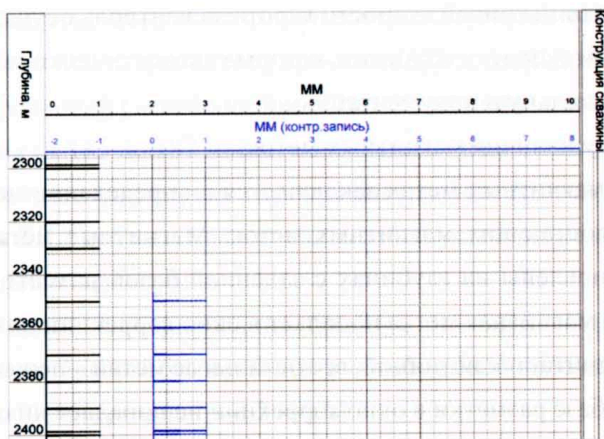


Рис. 6.5. Пример сравнения магнитных меток на основном и контрольном замере

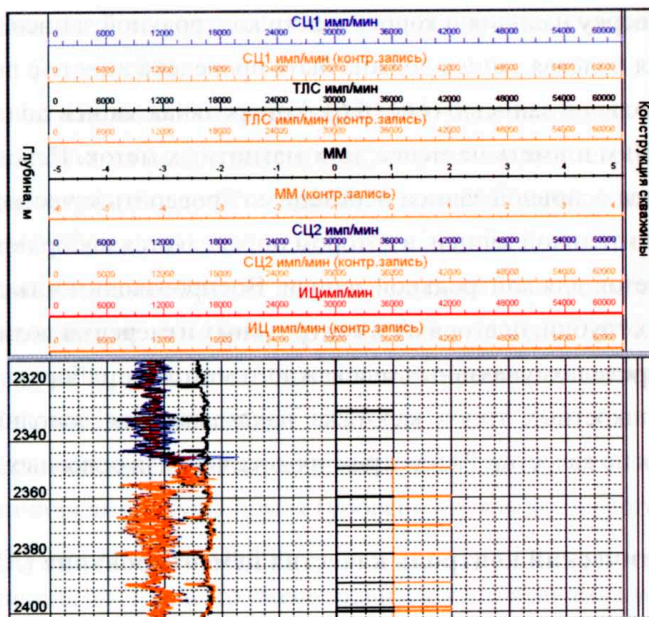


Рис. 6.6. Пример сравнения основной и контрольной записи (прибор радиоактивной цементометрии СГДТ)



При отсутствии кривой скорости каротажа контроль осуществляется по значениям скорости каротажа, которые автоматически включаются в сопроводительную документацию.

2. Проверку наличия магнитных меток.

Проверка магнитных меток заключается в определении истинных, ложных и недостающих магнитных меток. Магнитные метки должны быть установлены на глубинах с заданной базой разметок (обычно 10 м). Если магнитная метка попадает в окно коррекции на базе разметки, то она считается истинной, все остальные метки – ложные. Если при заданной базе разметки в окно коррекции не попадает ни одна магнитная метка, то значит имеется пропуск метки. Кроме того, между истинными магнитными метками должно быть ожидаемое число точек глубин, в зависимости от шага по глубине (рис. 6.5).

3. Проверку наличия и корректности контрольной записи.

Каждая полевая запись должна быть проведена вместе с повторной или контрольной записью (рис. 6.6). Контрольная запись должна быть не менее 50 м и иметь не менее двух магнитных меток. Перед проверкой качества основной записи необходимо проверить качество материала дополнительной записи, в котором определяется набор истинных и ложных меток для контрольной записи. Воспроизводимость данных в интервалах глубин, повторных и контрольных измерений должна находиться в пределах, указанных для каждого метода (прибора).

Для конкретных типов каротажа накладываются дополнительные требования по качеству. Рассмотрим их детально для основных методов.

Акустический контроль качества цементирования (АКЦ)

Контролируемые параметры:

1. Скорость каротажа не более 1200 м/ч (при углах наклона ствола скважины более 25° – не более 800 м/ч) в зависимости от требова-

ний технической документации на соответствующий вид аппаратуры.

2. Значение интервального времени (ΔT) продольной волны в незацементированной («свободной») обсадной колонне должно находиться в пределах от 185 до 187 мкс/м, а затухания – в пределах от 1 до 5 дБ/м. В интервале между муфтами кривая интервального времени и фазовые линии на ФКД должны представлять собой устойчивые прямые линии, параллельные оси глубин.

3. Качество центрирования прибора оценивается по изменению значения интервального времени в «свободной» колонне, его колебания не должны превышать ± 2 мкс/м.

4. Повторяемость на основной и повторной записях значений величины Δt , осредненной на участках длиной в 3 м и более, должна быть не более $\pm 5\%$ в зацементированных интервалах и $\pm 3\%$ – на незацементированных участках обсадной колонны, кривых амплитуд и затухания – не более $\pm 10\%$.

5. При исследованиях аппаратурой МАК-2, проводимых в колоннах 5–6", используются высокочастотные излучатели диаметром 73 мм, а колонн диаметром более 6" – прибор с низкочастотным излучателем диаметром 110 мм.

6. Кривая A_p в свободной колонне должна быть устойчива, величина отклонения ее на муфтах должна быть не менее 10%. Повторяемость кривой T_p не ниже $\pm 5\%$ в зацементированном интервале и не ниже 2% в свободной колонне.

Критерии оценки качества волнового сигнала:

– Величина амплитуды помех (уровень шумов до первого вступления) должна быть минимальной.

– Величина постоянного смещения нуля – это величина уровня сигнала, которая одинакова по знаку на обоих зондах до первых вступлений. Для качественного волнового сигнала она должна быть не более 2–3 единиц АЦП (пример смещения нуля на рис. 6.9).



– Не должно быть ограничения сигнала в заданном временном окне для целевых волн.

– Наличие переходных процессов (низкочастотная помеха), т.е. сопоставимое с уровнем сигнала смещение нуля в начале волнового сигнала с уменьшением его величины к первому вступлению, иногда переходный процесс выглядит как спадающая волновая картина. Наличие таких процессов является признаком низкого качества волнового сигнала (рис. 6.8).

– Для качественного волнового сигнала не должно быть кратковременных одиночных выбросов на положительных и отрицательных максимумах.

– Наличие волновых картин со сбоем синхронизации по отношению к соседним должно быть минимальным.

Примеры замеров акустической цементометрии низкого качества на рис. 6.7–6.9:

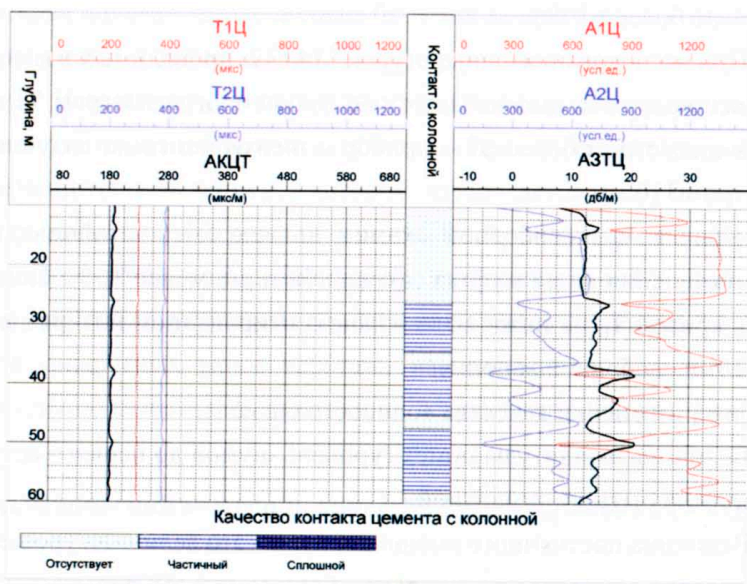


Рис. 6.7. Коэффициент затухания (кривая АЗТЦ) в свободной колонне принимает значения около 12 дБ/м, тогда как оно должно быть не более 3,6 дБ/м

Амплитуда (А), ед. АЦП

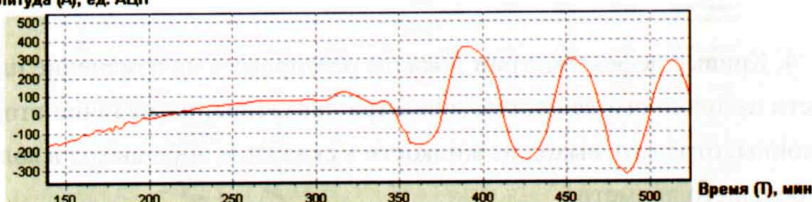


Рис. 6.8. Низкочастотная помеха

Амплитуда (А), ед. АЦП

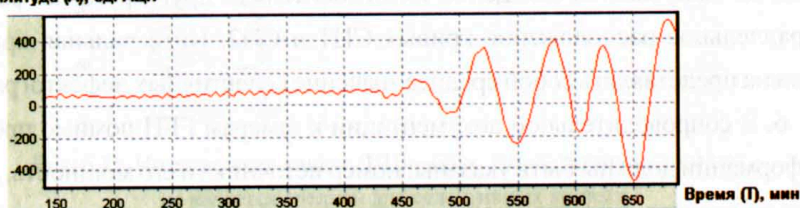


Рис. 6.9. Смещение нуля

Радиоактивный контроль качества цементирования (ГГЦ)

Контролируемые параметры:

1. Скорость каротажа не более 800 м/ч для общих и 300 м/ч для детальных исследований, для приборов СГДТ-НВ не более 1080 м/ч для общих исследований и не более 600 м/ч для детальных исследований.
2. Разница данных основного и повторных измерений должна быть не более $\pm 5\%$. Замеры должны проводиться эталонированными приборами.
3. Взаимное влияние каналов не более $\pm 3\%$, т.е. на кривой толщиномера не должны отражаться особенности геологического разреза (каверны, углы и т.д., а также изменение плотности заколонного вещества и наличие второй колонны). На кривой толщиномера должны быть зарегистрированы изменения толщины стенки колонны, должны отбиваться муфты колонны, центрирующие фонари и при их наличии другие элементы конструкции скважины (МСЦ, МОП, ПОП и др.).



4. Кривые дефектометрии должны реагировать на изменение плотности заколонного вещества, диаметра скважины, на наличие второй колонны, отражать выход из жидкости в скважине либо выход в колонну большего диаметра.

5. Для приборов СГДТ-НВ кривые селективной дефектометрии должны представлять собой синусоидальные кривые, записанные в противофазе, не допускается смещение их относительно друг друга по фазе и параллельное расположение кривых СЦ1 и СЦ2. Интегральная кривая должна представлять собой среднее значение селективных дефектограмм.

6. В сопроводительной документации к замерам ГТЦ помимо прочей информации должны быть указаны: номер источника и его мощность, данные по заливке, глубина уровня жидкости в скважине, местоположение датчика глубин при проведении замера, дата эталонировки аппаратуры.

Примеры радиоактивной цементометрии низкого качества на рис. 6.10–6.12:

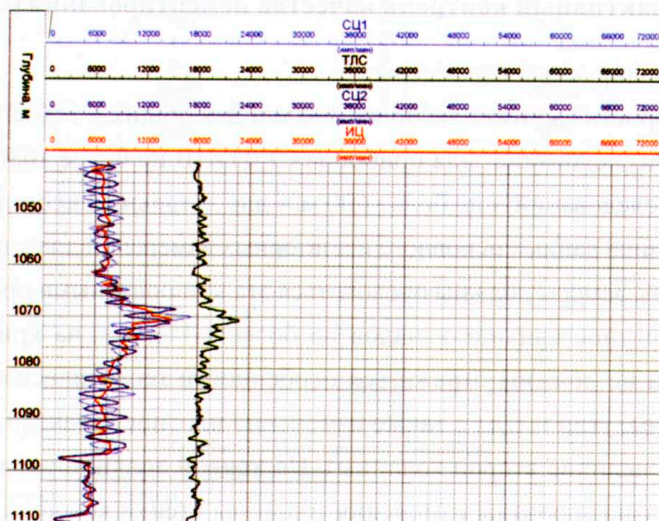


Рис. 6.10. Кривая толщиномера (ТЛС) – брак. Муфты не отбиваются, кривая толщиномера повторяет интегральную кривую (ИЦ)

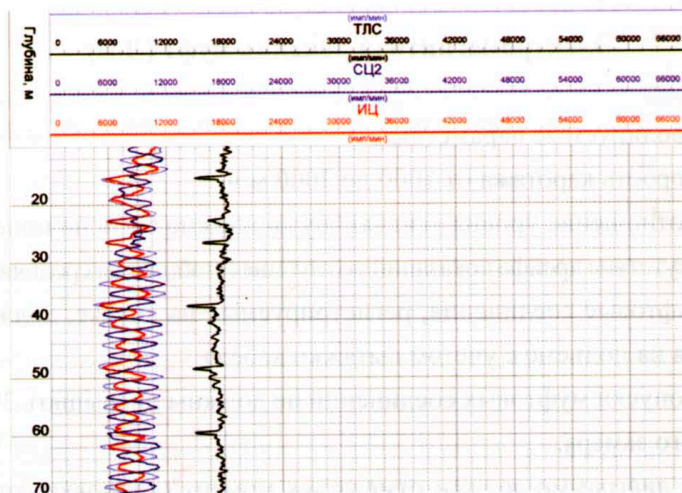


Рис. 6.11. Интегральная кривая (ИЦ) – брак. Имеет форму синусоиды, не является средней для селективных кривых

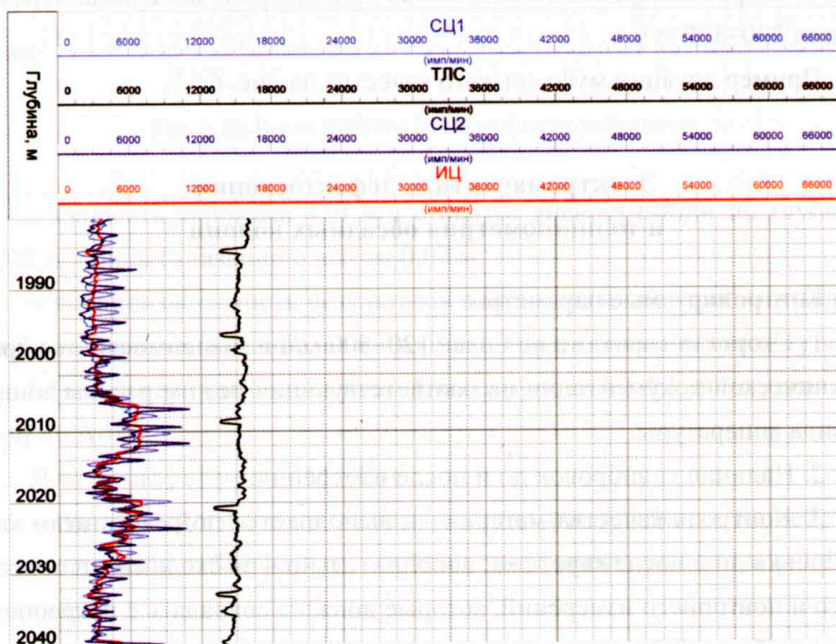


Рис. 6.12. Селективные кривые (СЦ1, СЦ2) низкого качества – не синусоидальной формы



Электромагнитная локация муфт (ЛМ)

Контролируемые параметры:

1. Скорость каротажа от 1000 до 2000 м/ч.
2. Соотношение уровня «сигнал/шум» должно быть не менее 4/1.
3. Отсутствие дрейфа показаний по глубине (стабильная средняя линия).
4. Муфтовые соединения, регистрируемые на спуске, должны повторяться на подъеме с учетом вытяжки кабеля.
5. Пропуски муфтовых соединений не должны превышать 30 % для отдельного замера.
6. На диаграмме должен отмечаться момент остановки (отрыв от забоя) прибора изменением уровня шумов.
7. Скорость перемещения прибора при контроле интервала перфорации 200–300 м/ч.

Пример локации муфт низкого качества на рис. 6.13.

Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия обсадных колонн

Контролируемые параметры:

1. Скорость каротажа не более 120–500 м/ч в зависимости от норм технической документации на соответствующий режим работы зонда и вида аппаратуры.
2. Наличие калибровок до и после измерений.
3. Контроль качества материалов выполняется по результатам калибровки до и после каротажа: дополнительно – по сходимости основного и повторного измерений, которые должны совпадать с погрешностью не более 0,5 мм.
4. Основная абсолютная погрешность измерения – не более 0,5 мм.
5. Для аппаратуры ЭМДС:

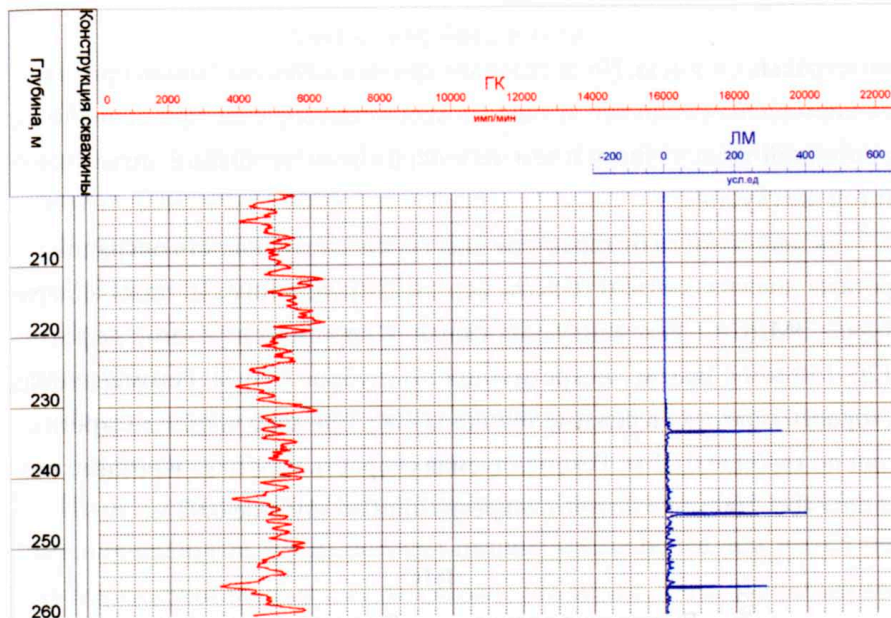


Рис. 6.13. Выше глубины 234 м муфты не отбиваются

- скорость каротажа 450 м/ч с шагом дискретизации по глубине 0,05 м, при детализации с шагом 0,02 м;
- воспроизводимость результатов основного и повторного измерений оценивается по наиболее информативному длинному осевому зонду А (например, для одноколонной конструкции по А2, по двухколонной по А4).

Для аппаратуры ЭМДС-С:

- повторный каротаж в режиме толщины выполняется на небольшом отрезке у забоя или на наиболее дифференцированном участке скважины;
- каротаж в режиме дефектов в аномальных интервалах обязательно повторяется два раза;
- воспроизводимость результатов оценивается по кривым осевого



интегрального зонда. По остальным кривым качество записи признается нормальным если все четкие аномалии выявляются при основной и повторной записи одним и тем же или разными датчиками, но на одной и той же глубине;

– в зависимости от характера задач последовательность операций каротажа должна соответствовать методике проведения каротажа аппаратурой ЭМДС-С. Рекомендуемая скорость каротажа в режиме дефектов 120–150 м/ч с шагом дискретизации по глубине 0,01 м. Рекомендуемая скорость каротажа в режиме толщины 400–500 м/ч с шагом дискретизации по глубине 0,01 м. Рекомендуемая скорость каротажа в режиме толщины 400–500 м/ч с шагом дискретизации по глубине 0,02 м.

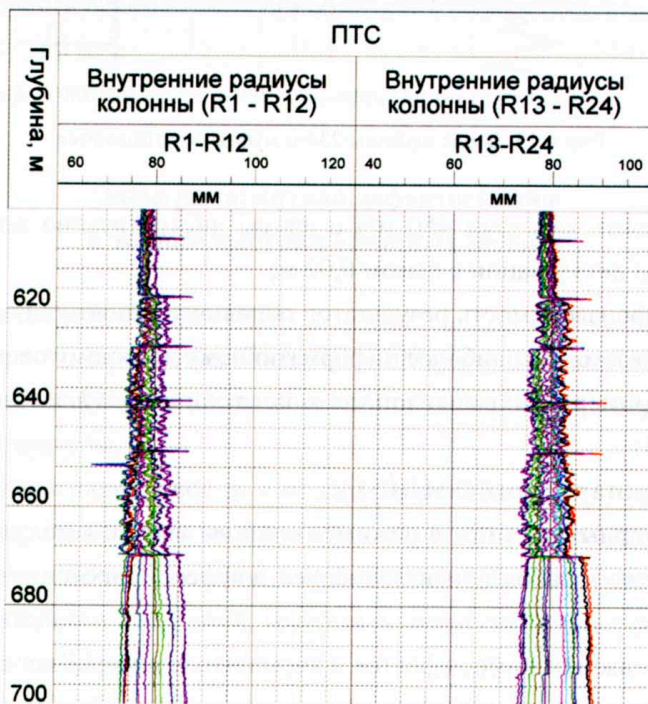


Рис. 6.14. Примеры некачественной записи (брак) ПТС. Ниже глубины 665 м прибор полностью не центрирован и лежит на стенке колонны

Трубная профилометрия

Общие исследования проводят со скоростью 500–1000 м/ч и шагом записи по глубине от 0,1 до 0,2 м по всей колонне с целью выбора участков детальных работ.

В интервалах детальных исследований скорость каротажа – не более 400 м/ч, шаг записи по глубине – не более 0,05 м.

Повторное измерение выполняют в интервалах детальных исследований.

Несовпадение результатов калибровок до начала и после каротажа – не более 5 %.

По результатам основного и повторного исследований измеренные значения радиусов трубы должны отличаться не более чем на 0,5 мм при отклонении прибора от оси скважины менее 2 мм. В противном случае замер отбраковывается (рис. 6.14.)

Акустический каротаж на отраженных волнах. Скважинный акустический телевизор (САТ)

Качество изображений САТ оценивается в соответствии со следующими требованиями:

- на изображениях должны быть четкие метки глубин;
- плотность расположения строк должна быть одинаковой по всей длине изображения;
- в местах отсутствия отраженного сигнала (каверны, желоба и др.) должен просматриваться нулевой фон;
- при исследовании интервала, зарегистрированного на нескольких бумажных носителях, должно обеспечиваться перекрытие участков на отдельных носителях не менее 1,5; 3; 6 м в масштабах 1:50; 1:100; 1:200 соответственно;



- скорость каротажа должна быть 60; 120; 240 м/ч $\pm 10\%$ при регистрации в масштабах 1:50; 1:100; 1:200 соответственно;

- нестабильность скорости вращения пьезоэлектрического преобразователя не более 10%.

Хорошим качеством оцениваются изображения, соответствующие вышеперечисленным требованиям, если суммарная площадь интервалов искажений составляет менее 5 % всего интервала исследований.

Удовлетворительным качеством оцениваются изображения:

- при пропуске меток глубин;
- при наличии участков с неравномерной плотностью строк;
- при наличии аппаратурных помех, например, наводки 50 Гц, если они не мешают интерпретации.

Бракуются изображения:

- при отсутствии меток глубин;
- при полном отсутствии перекрытий;
- при наличии различного рода аппаратурных помех (подрывы токосъемников, сбой синхронизации развертки и др.), не позволяющих проводить интерпретацию.

Применительно ко всем методам качество измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак» и определяется по вышеуказанным критериям качества.

Хорошее качество – результаты измерений полностью соответствуют перечисленным требованиям и допускаются к дальнейшей обработке за подписью интерпретатора.

Удовлетворительное качество – результаты измерений не выходят за пределы погрешностей, допустимых для каждого метода, но данные записаны с дефектами.

Материалы с оценкой «удовлетворительно» допускаются к дальнейшей обработке только с подписью главного геолога отдела, и составля-

ется соответствующий акт, который по электронной почте отправляется в УГР и ПДКК (постоянно действующую комиссию по качеству).

Брак – данные записаны с погрешностями, превышающими допустимые для данного метода, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным методом. Бракованные материалы к обработке не допускаются, и составляется соответствующий акт, который по электронной почте отправляется в УГР и ПДКК.

Если качество исследований оценено как хорошее или удовлетворительное, полевой материал принимается для обработки, начальным этапом которой является увязка глубин.

Увязка глубин наблюдения предназначена для интерактивной привязки данных наблюдений по глубине на графическом планшете. Основные этапы и процедуры увязки показаны на рис. 6.15–6.18.

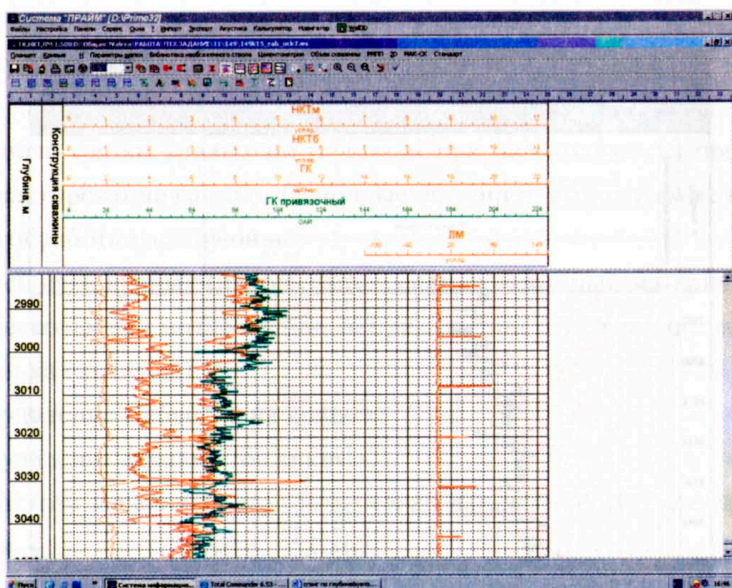


Рис. 6.15. Выделение кривых для увязки (показаны на рисунке оранжевым цветом)

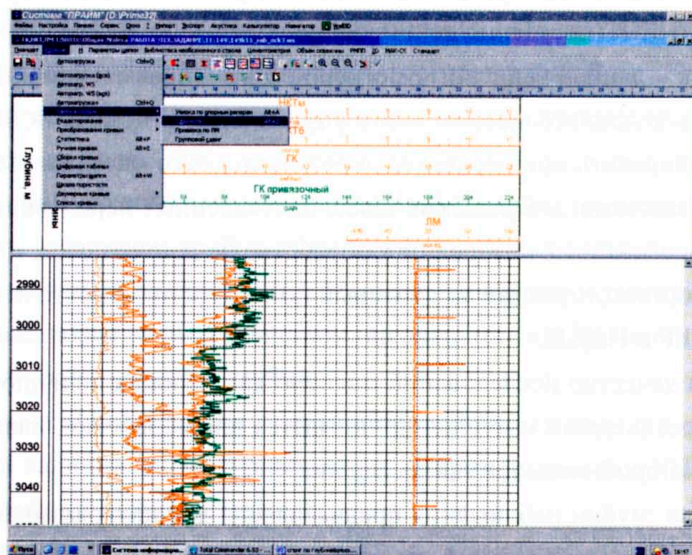


Рис. 6.16. Выбор алгоритма увязки

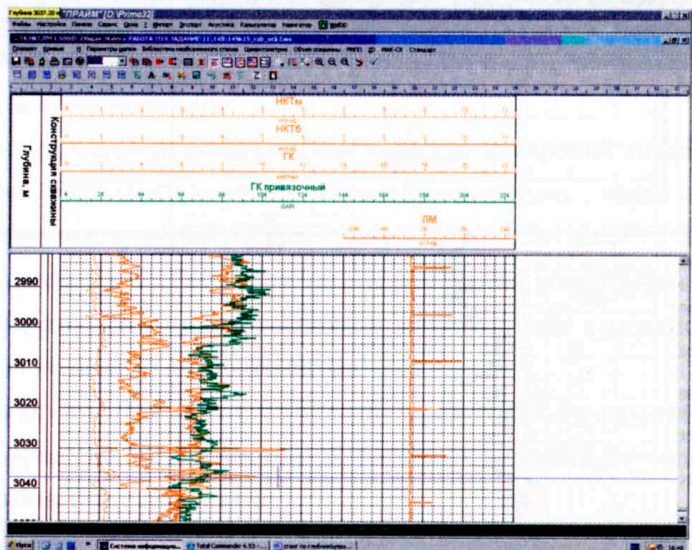


Рис. 6.17. С помощью курсора указывается величина сдвига

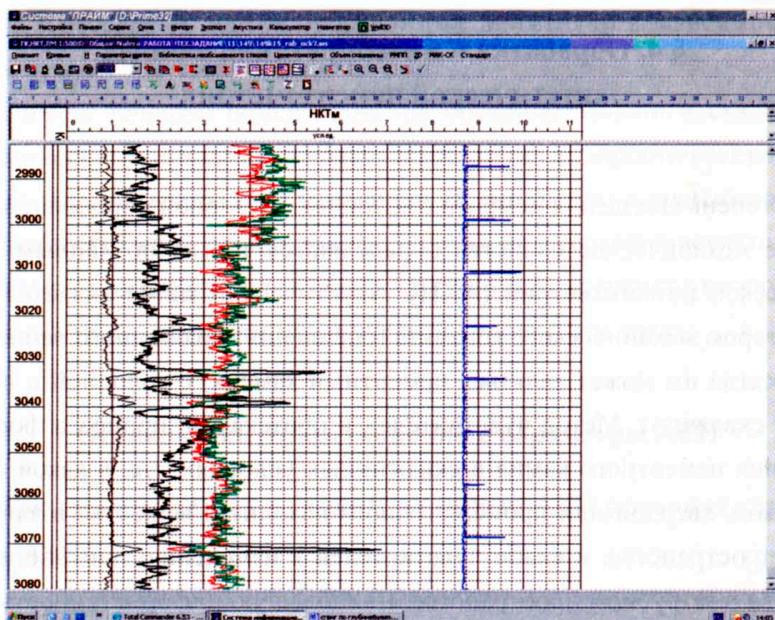


Рис. 6.18. Кривые увязаны

После увязки кривых по глубинам при необходимости проводится редактирование данных. Основные операции, выполняемые на этом этапе обработки, следующие:

- сшивка кривых (используется, если скважинный материал записан несколькими интервалами, например, при отключении электроэнергии на скважине);
- удаление выбросов на кривых;
- удаление фрагментов кривых.

На этом начальный этап подготовки данных к обработке заканчивается.



§ 4. Обработка и интерпретация данных акустической цементометрии

Степень сцепления цемента с колонной и с горной породой и в том числе механические свойства определяются только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Акустический метод является индикатором механического контакта (сцепления) заколонного вещества (не всегда им может являться цементный камень) с колонной и стенками скважины. Метод чувствителен к протеканию процесса формирования цементного камня в скважинных условиях, т. е. в какой фазе (жидкой, твердой или промежуточной) находится вещество в затрубном пространстве, и слабо чувствителен к изменению плотности вещества в затрубном пространстве. Наибольшую информативность метод дает тогда, когда измерения проведены после окончания процесса схватывания цемента. Для каждого конкретного региона оптимальное время проведения измерений акустическим методом определяется экспериментально с учетом и в зависимости от теплового режима скважин, физико-химических свойств цементного раствора и его начальной температуры, но не ранее 20–24 ч. после заливки портландцементного раствора. Акустический метод нельзя применять в обсадных трубах, заполненных газированными жидкостями и на ранней стадии формирования цементного раствора. Он имеет ограничения при использовании обсадных труб, покрытых лаками и другими полимерными материалами, способными создавать скользящий контакт на границе цементное кольцо – колонна и препятствовать прохождению скважинных приборов. Важнейшим требованием при проведении скважинных измерений аппаратурой АК является строгая центровка скважинного прибора относительно оси обсадной колонны. Для выполнения этого требования в комплект аппаратуры входят три типо-

размера рессорных центраторов, которые применяют в зависимости от диаметра исследуемой колонны.

Оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах акустическими методами основана на различии в скорости распространения упругой волны и на изменении ее амплитуды в зависимости от механических свойств окружающей среды, на высокой чувствительности акустического сигнала к жесткости контакта на границе между двумя средами и к разрывам механической сплошности среды.

Основные интерпретационные параметры АКЦ

Как уже отмечалось в главе 1, по методу АКЦ решаются следующие задачи:

- определение уровня сформировавшегося цементного кольца;
- определение интервалов с бездефектным цементным кольцом, имеющим сплошной контакт с обсадной колонной и горными породами;
- выявление интервалов с дефектами в цементном кольце;
- определение типа дефекта (объемный или контактный) и его пространственной ориентации и размеров;
- оценка влияния механических и других воздействий на колонну и цементное кольцо;
- изучение процесса формирования цементного кольца в скважинных условиях;
- оценка степени изоляции затрубного пространства и вероятности заколонных перетоков флюидов.

Для решения этих задач по определению качества цементирования в основном применяются следующие параметры продольной волны:

- A_{k1} и A_{k2} – амплитуды первой положительной фазы колебаний упругих волн по первому и второму приемникам соответственно, определяемые в фиксированном временном окне длительностью 40–50 мкс,



которое устанавливается посредством обрабатывающей программы в интервале прихода на первый приемник первого положительного вступления волны по колонне (рис. 6.19).

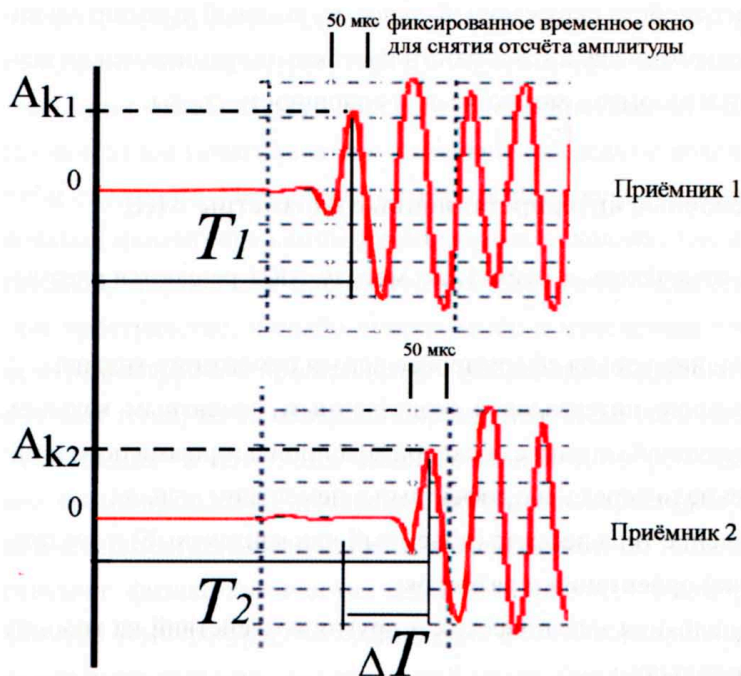


Рис.6.19. Схема снятия параметров упругих колебаний

– Декремент затухания (ослабление) d_k (дБ) соответствующих амплитуд A_k упругих волн:

$$d_k = 20 \lg \frac{U_0}{A_k},$$

где $U_0 = \text{const}$ – максимальная амплитуда сигналов, регистрируемая в процессе измерения.

– Коэффициент затухания α_k (дБ/м) амплитуды упругих волн в фиксированном временном окне на базе зонда:

$$\alpha_k = \frac{20}{S} \lg \frac{A_{k1}}{A_{k2}} = \frac{d_{k2} - d_{k1}}{S}.$$

– Интервальное время ΔT (мкс/м) распространения упругих волн на базе зонда S (расстояние между приемниками):

$$\Delta T = \frac{T_1 - T_2}{S}.$$

где T_1 и T_2 – время распространения от излучателя до первого и второго приемников первой положительной фазы колебаний упругих волн.

В традиционных методиках интерпретации данных АКЦ используются параметры продольной волны, поэтому в дальнейшем будем оперировать именно с этой упругой волной.

Алгоритм интерпретации АКЦ

Обработка и интерпретация начинается с оценки качества первичных данных, полученных глубинным прибором непосредственно в скважине. После этого начинается процесс визуализации и обработки полного волнового пакета (фазокорреляционных диаграмм).

Для обработки фазокорреляционных диаграмм существует множество программных пакетов, таких как «Соната», «ГИС-АКЦ», «Win-Log», соответствующий модуль обработки в системе «Prime» и т. д.

Фазокорреляционные диаграммы представляют собой упрощенное отображение зарегистрированных волновых пакетов, по стволу скважины через определенный интервал глубин, т. е. это план (вид сверху) одноименных положительных и отрицательных фаз в разрезе по нулевой линии шкалы амплитуд (рис. 6.20).

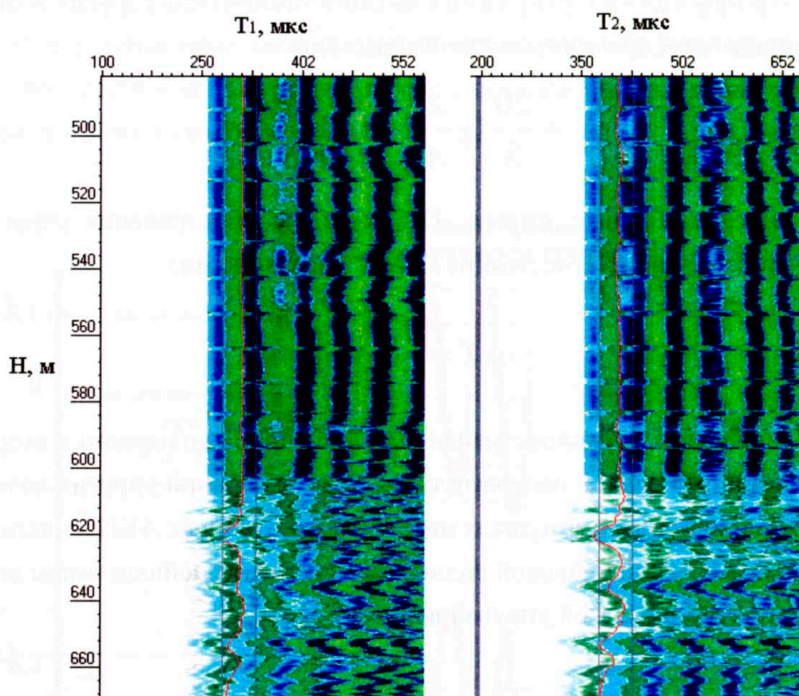


Рис. 6.20. Фазокорреляционная диаграмма двухзондового скважинного прибора МАК-2

Их получают для каждого двухэлементного измерительного зонда ИП фиксированием на временной оси t фаз колебаний для каждого срабатывания излучателя (И) и отображением положений этих фаз по глубине скважины на экране монитора или на твердой копии. Для передачи амплитуд (динамических характеристик) колебаний фазовые линии ФКД отображают цветовой гаммой. ФКД содержат количественную информацию о кинематических характеристиках и частотах всех типов волн, возникающих в скважине. Времена распространения, скорости, видимые периоды и частоты волн оценивают по ФКД с использованием тех же алгоритмов, что и для волновых картин. Динамические параметры по ФКД количественно можно оценить только при компьютерной обработке.

Для выделения интервалов с дефектами или бездефектного цементного камня необходимо дать характеристику контактов цементного камня с породой и обсадной колонной (глава 2, § 2). В производстве различных геофизических предприятий степень контакта имеет различную терминологию, и она отличается лишь градацией.

1. **Сплошной контакт** – термин, который соответствует жесткому контакту сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины.

2. **Частичный контакт** – термин, соответствующий контакту с наличием каналов и зазоров, простирающихся в радиальной плоскости, наличием некачественного цементного камня с низкой прочностью или высокой проницаемостью.

3. **Отсутствие контакта цементного камня с колонной** – термин, под которым понимается наличие в затрубном пространстве скважины промывочной жидкости или незатвердевшего тампонажного материала, наличие зазоров и микрозазоров, наличие разрыва сплошности цементного кольца. Под отсутствием контакта цементного камня с породой понимается: наличие сплошного зазора между цементным кольцом и стенками скважины, глинистой корки на стенке скважины, а также трещин или любых других дефектов в цементном кольце, препятствующих прохождению сигнала от измерительного зонда к горной породе и обратно.

4. **Неопределенный контакт** – термин, которым характеризуется неясность состояния контакта цементного кольца с породой, связанная с пределом разрешающей способности метода акустической цементометрии при наличии зазоров на границе колонна – цемент.

Наряду с этим существуют методики по определению герметичности зацементированного заколонного пространства. В начале 80-х годов данная методика сводилась к следующему:

1. Герметичность удовлетворительная или высокая – соответствует



жесткому, сплошному или плотному контакту цементного кольца с колонной и стенками скважины при высокой плотности затрубного вещества (σ от 1,8 до 1,9 г/см³ – для портландцемента и от 1,56 до 1,6 г/см³ – для гельцемента), нет разрывов, зазоров, каналов.

2. Герметичность пониженная – соответствует частичному контакту цементного кольца с колонной и горными породами при плотности вещества в затрубном пространстве, мало отличающейся от плотности портландцементной или гельцементной смеси, что часто связано с наличием зазоров между цементным кольцом, колонной и стенками скважины или наличием каналов, протяженность которых соизмерима или меньше измерительных зондов.

3. Герметичность низкая – соответствует отсутствию контактов цементного кольца с колонной, а также наличию в нем каналов при пониженной плотности цементной смеси.

Однако у такой методики определения герметичности степень подтверждаемости недостаточно высокая, поэтому она не нашла широкого применения в практике ГИС.

Пороговые окна	
Окно 1	Окно 2
Начало: 282	Начало: 379 мкс
Длина: 50	Длина: 50 мкс
Порог: 14	Порог: 14
Установить начало окна по колонне	
☒ Применять к ФКД1	☒ Применять к ФКД2
OK	Отмена

Рис. 6.21. Пример необходимых параметров для автоматизированного прослеживания кривых T1 и T2 времени первого вступления продольной волны для двухзондового скважинного прибора в обрабатывающей программе «Win-Log»

Последние зарубежные достижения в области акустической цементометрии позволяют определять герметичность с достоверностью заключений 90%. Зарубежная методика учитывает расстояние между соседними пластами с различной насыщенностью, диаметр колонны, толщину кольцевого зазора, градиент пластового давления и вязкости фильтрующихся жидкостей.

Обработка данных акустической цементометрии заключается в снятии и расчете акустических параметров с ФКД:

1. На первом этапе осуществляется ввод соответствующих констант скважинных приборов и параметров в программу обработки для автоматизации процесса обработки. На нашем примере в программе «Win-Log» вводятся пороговые значения амплитуды 14 ед. АЦП (рис. 6.21), ниже которого сигнал воспринимается программой за «шумы», а выше которого амплитуда является информативной. Данная величина является оптимальной для приборов серии МАК. Для других приборов пороговое значение амплитуды может быть другим.

Также вводится начало и ширина фиксированного временного окна (50 мкс) для обоих приемников (в случае двухзондового скважинного прибора), в пределах которого должно находиться первое вступление продольной волны, распространяющейся по колонне (рис. 6.21).

Кроме этого необходимо задать константы прибора – базу зонда, длину зонда, диаметр излучателей и приемников, частоту излучаемых колебаний и т. д.

2. На втором этапе, после выставления программных параметров, в обрабатывающем окне ФКД прочерчиваются кривые T1 и T2 (рис. 6.22). При наличии срывов и переходов на другую фазу кривые T1 и T2 корректируются вручную.

Теоретически кривые T1 и T2 должны проходить по максимуму амплитуды положительного полупериода первого вступления продольной волны. Однако практика показала, что более надежно процесс



автоматизации прочерчивания временных кривых можно сделать лишь по переходу положительной амплитуды через ноль к отрицательной. Это и реализовано в программе «Win-Log».

Затем снимаются кривые величин A_{k1} и A_{k2} и рассчитываются параметры α_k , ΔT_k . Кроме этого снимаются A_{p1} и A_{p2} по породе в плавающем окне и рассчитываются α_p , ΔT_p . В интервалах свободной колонны величины соответствующих параметров по колонне и по породе совпадают.

3. На последнем этапе происходит интерпретация всех параметров, т. е. переход от величин интерпретационных параметров к характеристике контакта цементного камня с породой и колонной, а также определение уровня подъема сформировавшегося цементного камня.

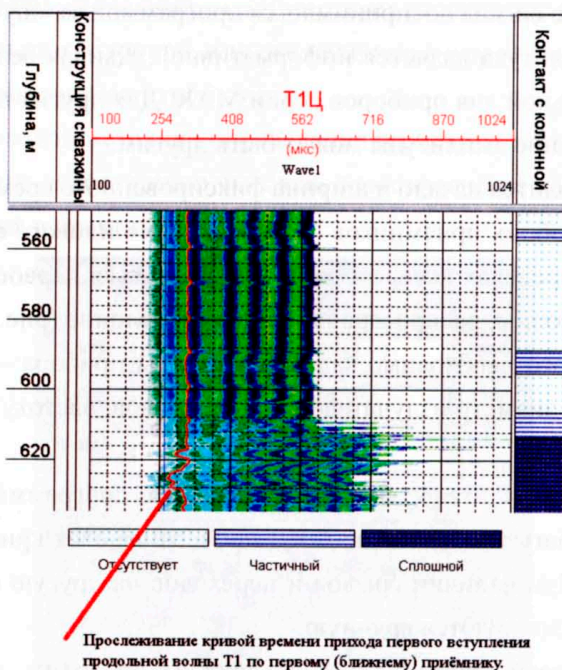


Рис. 6.22. Пример прослеживания кривой T1 в обрабатывающей программе «Win-Log»

В обрабатывающих программах этот этап также автоматизирован, и характеристика контакта дается в виде колонок с заливками (штриховками), цвета (штриховка) которых соответствуют своему типу контакта. Эта процедура осуществляется посредством заложенных интерпретационных критериев, что и составляет методику интерпретации.

Для должного понимания процесса интерпретации, рассмотрим одну из методик.

Первоначально необходимо оценить по ФКД или волновым картинам качество цементации обсадной колонны на качественном уровне. Это позволит в дальнейшем проверить корректность результатов количественной обработки.

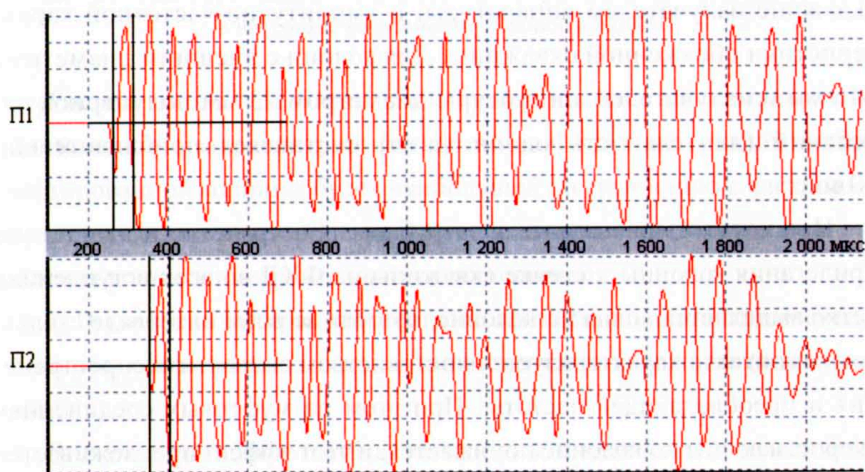


Рис. 6.23. Волновая картина распространения упругих колебаний для ближнего П1 и дальнего П2 приемников в незацементированной колонне

Качественная оценка цементирования колонны осуществляется по следующему принципу:

1. Выделение интервалов с незацементированной обсадной колонной (отсутствие контакта).



Если колонна обсадных труб свободна, не связана с цементом, то упругая волна распространяется непосредственно по металлу колонны с постоянной скоростью (5400 м/с) и с малой потерей энергии. Амплитуда волны по колонне A_k сохраняется максимальной.

Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом упругих волн, приходящим за время, которое равно времени пробега волны на длине зонда со скоростью распространения упругих волн по обсадной колонне (рис. 6.23).

Период упругих колебаний, распространяющихся по обсадной колонне, зависит от частоты упругих импульсов, возбуждаемых в скважине излучателем аппаратуры, и амплитудно-частотной характеристики обсаженной скважины. Для колонн с внешним диаметром 146 мм и излучателей аппаратуры диаметром 73 мм полупериод колебаний (длительность одной фазы) составляет приблизительно 40 мкс.

При отсутствии цемента в затрубном пространстве и отсутствии прилегания колонны к стенке скважины на ФКД во всех вступлениях четко выделяется волна по колонне, которая во всем интервале скользящего контакта характеризуется постоянством скорости распространения и преобладающей частоты. При этом на муфтовых соединениях скорость волны по колонне понижается, и этот эффект прослеживается на всех фазовых линиях ФКД (рис. 6.24).

На ФКД волна по колонне характеризуется несколькими линиями фазовой корреляции, параллельными маркам времени (рис. 6.24).

Если же колонна незацементирована и прилегает к стенке скважины или за колонной имеется цемент, но отсутствует контакт между цементом и колонной, то параллельность фазовых линий наблюдается на первых трех или четырех вступлениях упругих колебаний.

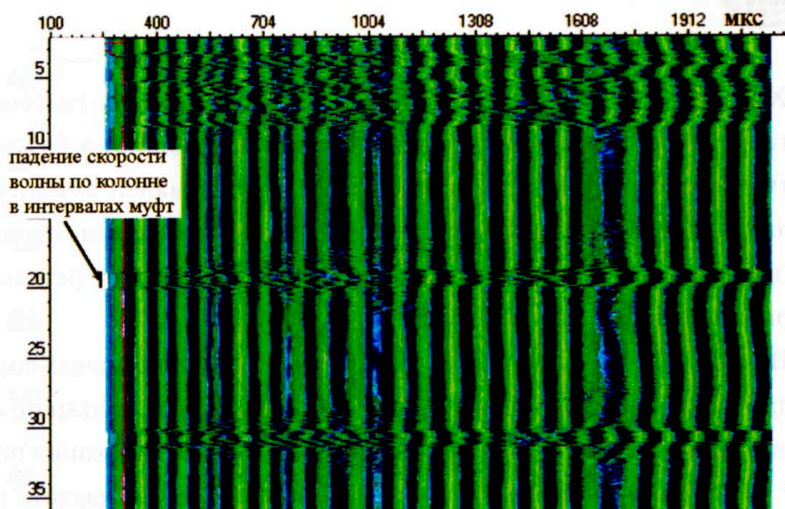


Рис. 6.24. Фазокорреляционная диаграмма ближнего приемника прибора МАК-2 в интервале незацементированной колонны

Так как амплитуда волны в свободной колонне максимальная, то интенсивность закрашки фазовых линий на ФКД в интервалах незацементированной колонны будет наибольшей по сравнению с частичным и сплошным контактом. Это также является косвенным признаком выделения волны в интервале свободной колонны.

2. Выделение интервалов жесткого контакта сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины (сплошной контакт).

В случае сплошного контакта колонны с цементом и цементного камня со стенками скважины упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне и далее в породе. В этом случае прохождение волны по цементу и породе характеризуется снижением скорости распространения волны и значительными потерями энергии. В результате возрастает время прохождения волны и снижается амплитуда проходящей волны. В итоге время прихода волны определяется свойствами горных пород.



Хорошее качество цементирования обсадных колонн (сплошной контакт цементного камня с горной породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине малой амплитудой волны по колонне A_K (на уровне шумов). На волновой картине продольная волна по породе отчетливо отличается амплитудой от остальных типов волн (рис. 6.25).

В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по горной породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в горных породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц).

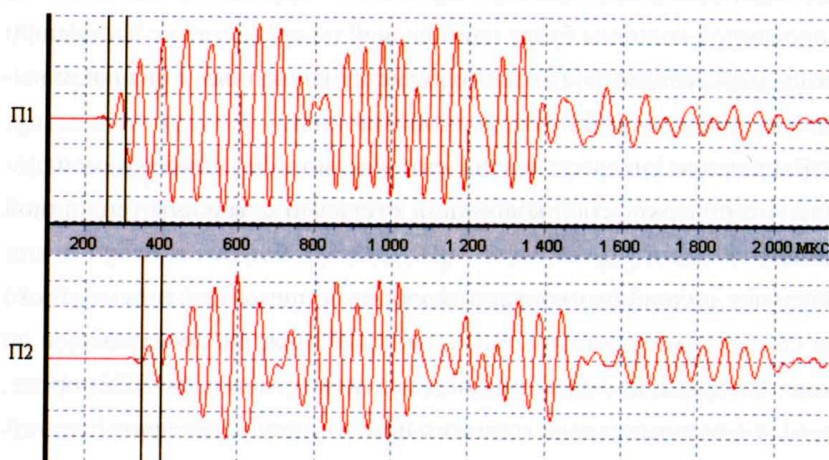


Рис. 6.25. Волновая картина распространения упругих колебаний при сплошном контакте цементного камня с обсадной колонной и горной породой

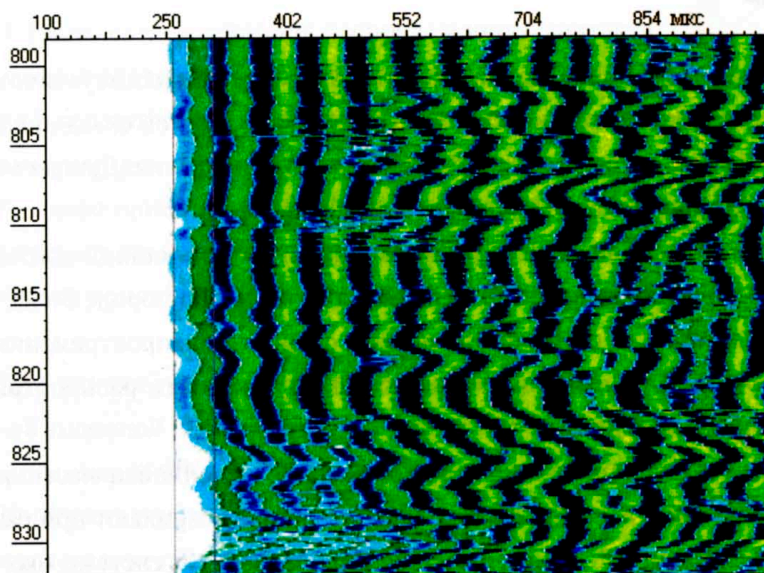


Рис. 6.26. Фазокорреляционная диаграмма в интервале сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной и горной породой

Хорошее качество цементирования в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны частотой ниже 25 кГц и амплитудой, коррелирующей с ее величиной, полученной до обсадки скважины, а также наличием поперечной волны частотой ниже 20 кГц. Таким образом, на фазокорреляционной диаграмме можно проследить и выделить границы пород, как при исследованиях акустическим методом в необсаженной скважине (рис. 6.26).

3. Выделение интервалов частичного контакта (наличие каналов и зазоров в цементе).

В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании колонны сигнал с момента времени T_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от хорошего, даже в случае надежной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после обсадки



скважины колонной. Совместная интерпретация данных акустической цементометрии и акустического метода в необсаженной скважине дает наиболее достоверную оценку качества цементирования. Данная методика будет представлена в следующем параграфе.

Если же колонна в нескольких точках имеет сплошной контакт с цементом, волна по колонне отличается от волны по породе более высокой частотой, а также постоянством скорости распространения по разрезу (на фоне изменяющейся по разрезу скорости распространения волн по породе).

В случае сплошного контакта цемента с колонной и частичного (скользящего) с породой наибольшие трудности возникают при разделении обобщенной волны, распространяющейся по системе «колонна – цемент», и продольной волны по породе. Следует учитывать, что скорости распространения, амплитуды и частоты этих волн могут быть практически одинаковы.

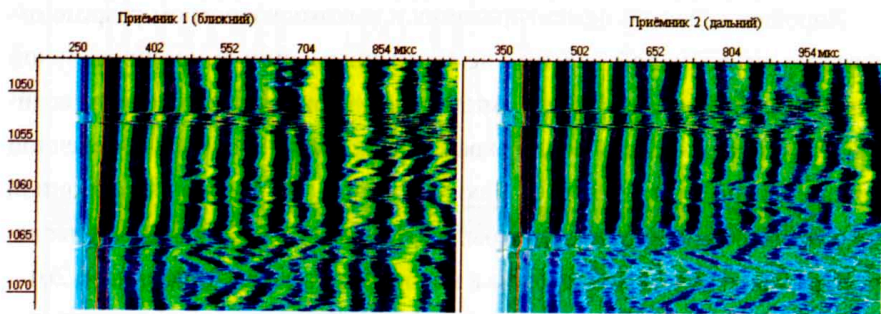


Рис. 6.27. ФКД в интервале частичного контакта

Таким образом, качественное выделение интервалов частичного контакта по волновым картинам затруднительно, и целесообразнее это делать по ФКД. В этом случае характер поведения фаз на ФКД занимает промежуточное положение между сплошным контактом и отсутствием контакта (рис. 6.27).

4. Выделение интервалов неопределенного контакта.

К неопределенному контакту цементного камня с породой или колонной относят те ситуации, когда нельзя состояние контакта отнести к одному из трех перечисленных выше типов контакта.

5. Далее ориентировочно определяется глубина границы сформировавшегося цемента. Эта граница отбивается на глубине перехода от признаков сплошного или частичного контакта признаком свободной колонны.

Для экспресс-анализа состояния контакта цементного кольца с обсадной колонной на качественном уровне можно использовать таблицу типичных видов ФКД для различного состояния контактов (таблица 6.2).

Количественная оценка качества цементирования колонны осуществляется по следующему принципу.

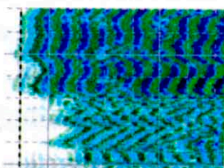
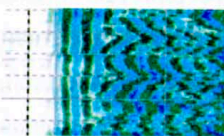
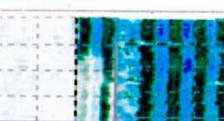
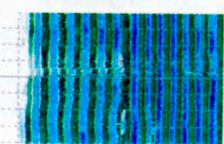
После качественной оценки состояния контакта цементного камня с колонной и породой, снятия кривых A_{K1} , A_{K2} , T_1 , T_2 с ФКД и расчета параметров α , ΔT устанавливается связь этих параметров с состоянием цементного кольца в затрубном пространстве. Эта связь устанавливается на основе численных критериев, которые будут описаны далее. Предварительно, для более четкого представления величин критериев и их связи с контактом цементного кольца в скважине, необходимы некоторые пояснения.

Динамические и кинематические характеристики упругих волн, распространяющихся в обсаженной скважине, определяются контактными условиями на границах цементного камня с колонной и горной породой, соотношением волновых сопротивлений колонны, цементного камня и породы, а также соотношением длины волны и толщины стенки колонны. Количество энергии упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне, при бездефектном цементном кольце уменьшается при увеличении прочностных свойств цементного камня и увеличении отношения длины волны к толщине колонны, т. е. при понижении частоты возбуждаемых в скважине упругих колебаний.



Таблица 6.2

Типичные виды ФКД для различных характеристик контакта

Вариант	Характер контакта на границе		Амплитуды волн			ФКД
	цемент– колонна	цемент– порода	по колонне	по цементу	по породе	t мкс →
1	2	3	4	5	6	7
а	сплошной (жесткий)	сплошной (жесткий)	нулевые	нулевые	макси- мальные	
б	частичный (скользящий)	частичный (скользящий)	средние	нулевые	средние	
в	сплошной (жесткий)	частичный (скользящий)	обобщенная волна		средние	
г	частичный (скользящий)	частичный (скользящий)	высокие	средние	нулевые	
д	отсутствует (свободная колонна)		макси- мальные	нулевые	нулевые	

Примечание: в скобках указана альтернативная терминология.

Скорость распространения упругих волн по обсадной колонне V_K определяется маркой стали, из которой она выполнена, и не зависит от состояния цементного кольца. Для широкого ряда типоразмеров обсадных труб скорость V_K относительно постоянна и равна в среднем 5434 м/с, соответственно интервальное время распространения упругих волн $\Delta T_K = 184$ мкс/м.

Времена T_1 , T_2 зависят от акустических характеристик жидкости, цементного кольца и породы, а также от геометрических факторов скважины и конструкции скважинного прибора.

Если скорость распространения упругих волн в горной породе меньше, чем скорость их распространения в колонне ($V_H < V_K$), то динамические параметры (d_1 , d_2 , α) отражают динамику распространения упругих волн по обсадной колонне и характеризуют состояние механического контакта цементного камня с колонной. В случае наличия контакта цементного камня с колонной и породой кинематические параметры (T_1 , T_2 , ΔT) отражают упругие характеристики горной породы и коррелируются с соответствующими параметрами упругих волн или с данными других геофизических методов, зарегистрированными при исследовании необсаженных скважин. Если контакта цемента с породой нет, параметры T_1 , T_2 , ΔT отражают кинематические характеристики волны по колонне.

В случае $V_H > V_K$, при наличии контакта цементного камня с колонной и породой, параметры d_1 , d_2 , α будут отражать упругие динамические характеристики горной породы, а $\Delta T < \Delta T_K$.

Динамические параметры зависят от плотности цемента и сроков формирования цементного камня. В результате модельных работ и скважинных наблюдений установлено, что параметры d_1 , d_2 , α , регистрируемые скважинной акустической аппаратурой МАК-2, при различных сроках формирования бездефектного цементного камня плотностью 1,85 г/см³ и 1,6 г/см³ достигают значений, указанных в таблице 6.3.



Таблица 6.3

Плотность цементного камня, г/см ³	Параметры	Сроки формирования цементного камня, сут.			
		1	2	7	14
1,85 портланд-цемент	α	24	30	35	-
	$d1$	27	33	38	-
	$d2$	40	48	55	-
1,6 гельцемент	α	9	11	15	20
	$d1$	10	13	18	23
	$d2$	15	19	25	33

Указанные значения параметров d_1 , d_2 , α приняты в качестве граничных при оценке качества цементирования обсадных колонн нормальным и облегченными цементными растворами.

Величина коэффициента затухания α упругих волн в незацементированной (свободной) обсадной колонне определяется упругими характеристиками материала, из которого она изготовлена, а также зависит от диаметра колонны (таблица 6.4).

Таблица 6.4

Внешний диаметр, мм	127	146	168	176	194	245	324
Коэффициент затухания α , дБ/м	3,8	3,6	2,9	2,5	2,1	1,6	0,5

Как описывалось ранее, на акустические параметры влияют не только характеристики цемента и металла обсадной колонны, но и наличие дефектов в цементном кольце.

Дефекты контактного типа (микроразоры) на границе цементного кольца с обсадной колонной оказывают очень сильное влияние на амплитуду упругих волн A_1 , A_2 , распространяющихся по обсадной ко-

лонне. При относительно небольших микроззорах (десятки микрон) количество энергии упругих волн, распространяющихся по колонне, значительно возрастает, и соответственно A_1 и A_2 увеличиваются.

Дефекты объемного типа в цементном кольце (вертикальные каналы и разрывы сплошности) приводят к увеличению доли энергии упругих волн, распространяющихся по обсадной колонне, и к снижению значений параметров d_1 , d_2 , α по сравнению с их значениями при бездефектном цементном кольце. Вертикальные трещины и каналы малых размеров с углом раскрытия менее 30° в цементном кольце не могут быть выделены при заполнении остальной части затрубного пространства цементным камнем, имеющим плотный (сплошной) контакт с наружной поверхностью обсадной колонны.

Определение типа дефектов аппаратурой массового применения невозможно. Для этих целей необходимы специальные зонды, например, с несколькими частотами излучения упругих колебаний.

Рассмотрим традиционную методику интерпретации:

1. Определение уровня сформировавшегося цементного камня.

Если проследживать кривые α и ΔT от устья скважины вниз, то уровень сформировавшегося цементного камня в низкоскоростном разрезе (терригенный разрез) оценивают по отклонению в сторону увеличения показаний α и ΔT относительно уровней в свободной колонне (рис. 6.28), а параметры d в сторону уменьшения.

Эта ситуация соответствует переходу от свободной незацементированной колонны, где $\alpha \approx 2,5$ дБ/м и $\Delta T > 184$ мкс/м, к колонне с частичным и сплошным контактом, где $\alpha > 9$ дБ/м и $\Delta T > 184$ мкс/м.

В случае высокоскоростного карбонатного разреза возможны ситуации, когда показания $\Delta T \leq \Delta T_k$ и либо $\alpha > \alpha_k$, либо $\alpha < \alpha_k$ (α_k – граничное значение, которому соответствует свободная колонна) (рис. 6.29).

Это обусловлено тем, что при переходе от свободной колонны к сплошному контакту в интервале сплошного контакта динамические и



кинематические характеристики определяются свойствами пород. Скоростные свойства карбонатных пород могут быть выше (соответственно при этом ΔT меньше), чем свойства металла обсадной колонны.

В обоих случаях уровень сформировавшегося цементного камня указывается на глубине, где α будет отличаться от α_k , и ΔT отличаться от ΔT_k .

Кроме этого, при определении уровня сформировавшегося цементного кольца возможны переходные зоны. Этим зонам соответствуют промежуточные показания α от значения в свободной колонне до значений частичного или сплошного контактов.

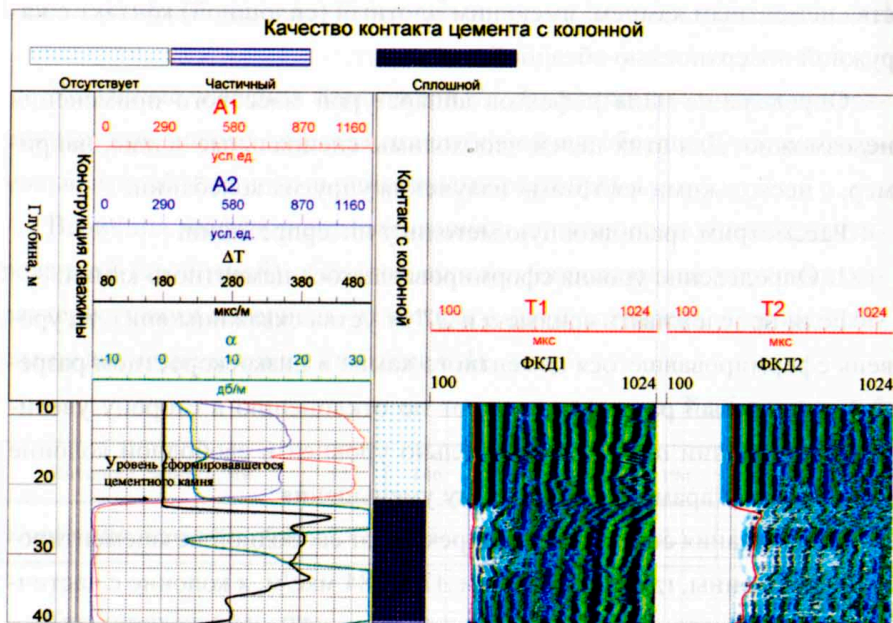


Рис. 6.28. Отбивка уровня сформировавшегося цементного камня в затрубном пространстве скважины в терригенном низкоскоростном разрезе

Переходные зоны обусловлены наличием облегченной смеси. Она образуется в процессе закачки цемента в затрубье за счет смешивания

(разбавления) переднего (верхнего) фронта тампонажного раствора с буферной жидкостью. Гравитационное уплотнение и затвердевание переходной зоны существенно выше, чем сроки формирования цементного камня. Поэтому даже при соблюдении сроков проведения каротажа не ранее одних суток (согласно таблице 6.3), не редко переходная зона будет присутствовать и четкой границы сформировавшегося цементного камня не будет.

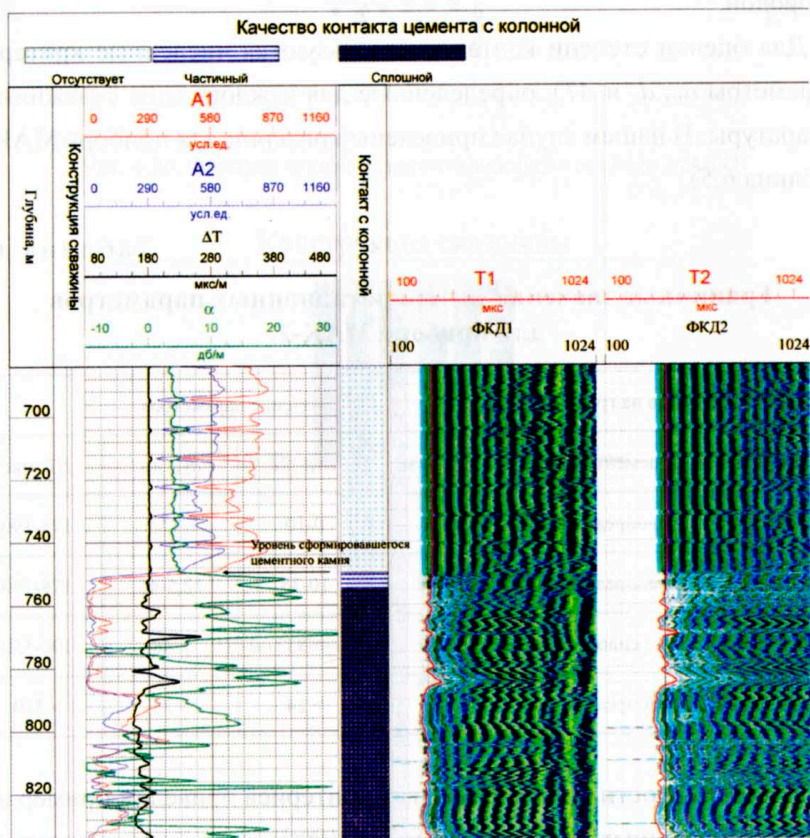


Рис. 6.29. Отбивка уровня сформировавшегося цементного камня в затрубном пространстве скважины в карбонатном высокоскоростном разрезе



По такому же принципу определяется граница между портландцементом и гелцементом при двухступенчатой заливке колонны. В этом случае параметры α_k и ΔT определяются величинами, соответствующими сплошному или частичному контакту интервалов с портландцементным и гелцементным камнем.

2. Определение состояния контакта цементного камня с колонной и породой.

Для оценки степени контакта используются численные критерии (параметры α_k , d_k и ΔT), определенные для каждого типа скважинной аппаратуры. В нашем случае приведены критерии для прибора МАК-2 (таблица 6.5).

Таблица 6.5

**Граничные значения интерпретационных параметров
для прибора МАК-2**

Качество контакта на границе		Значение параметров			
цемент-колонна	цемент-порода	α_k , дБ/м	d_{1k} , дБ	d_{2k} , дБ	ΔT , мкс
отсутствие	неопределенный	2-5	0-10	1-12,5	178-190
частичный	неопределенный	5-30	10-35	12,5-48	178-190
сплошной	сплошной	> 30	> 35	> 48	190-550
сплошной	неопределенный	> 30	> 24	> 36	> 550

Для наглядности применения этих критериев приведем пример интерпретации данных АКЦ для скважины, пробуренной в низкоскоростных терригенных отложениях. Замеры проведены прибором МАК-2, формула которого показана на рис. 6.30.

Конструкция изучаемой скважины показана на рис. 6.31.

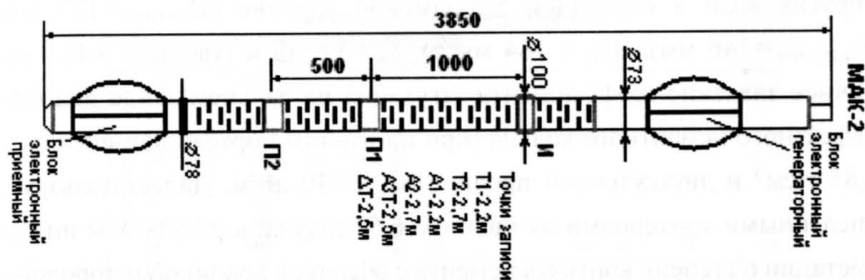


Рис. 6.30. Формула акустического скважинного прибора МАК-2

Конструкция скважины

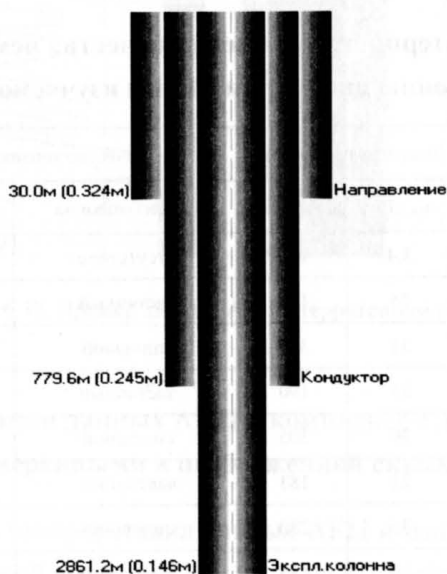


Рис. 6.31. Конструкция скважины (первые цифры слева указывают глубину спуска колонны, в скобках указан наружный диаметр колонны)



В данном случае интервальное время и коэффициент затухания упругих волн в свободной 5-дюймовой колонне ($\varnothing_{\text{внутр}} = 127$ мм, $\varnothing_{\text{наружн}} = 146$ мм): $\Delta T_K = 184$ мкс/м, $\alpha_K = 3,6$ дБ/м (таблица 6.4). Граничное значение коэффициента затухания на дальнем зонде для бездефектного цементного кольца (при плотности портландцемента $\sigma_{\text{ц}} = 1,85$ г/см³ и двухсуточной прочности): $\alpha = 30$ дБ/м. Далее, пользуясь численными критериями из таблицы 6.5, получаем результаты интерпретации о степени контакта цемента с обсадной колонной и породой в данной скважине (рис. 6.32, таблица 6.6). На примере приведен не весь интервал исследования, а лишь наиболее типичные и наглядные виды контактов цементного камня с колонной и породой.

Таблица 6.6

Результаты интерпретации оценки качества цементирования обсадной колонны диаметром 146 мм изучаемой скважины

Интервал, м	Значение параметров		Качество контакта на границе	
	α_K , дБ/м	ΔT , мкс/м	цемент-колонна	цемент-порода
220,0–260,0	3,4	184	отсутствие	неопределенный
2705,0–2714,5	25	183	частичный	неопределенный
2714,5–2717,4	31	307	сплошной	сплошной
2714,4–2720,4	25	190	частичный	неопределенный
2720,4–2724,5	30	305	сплошной	сплошной
2724,5–2727,9	21	183	частичный	неопределенный
2727,9–2731,0	35	280	сплошной	сплошной
2731,0–2733,7	26	183	частичный	неопределенный
2733,7–2736,3	44	286	сплошной	сплошной
2736,3–2738,0	26	183	частичный	неопределенный
2738,0–2760,0	45	550	сплошной	сплошной

Определение типа дефектов по данным АКЦ, зарегистрированным трехэлементным зондом МАК-2, затруднительно.

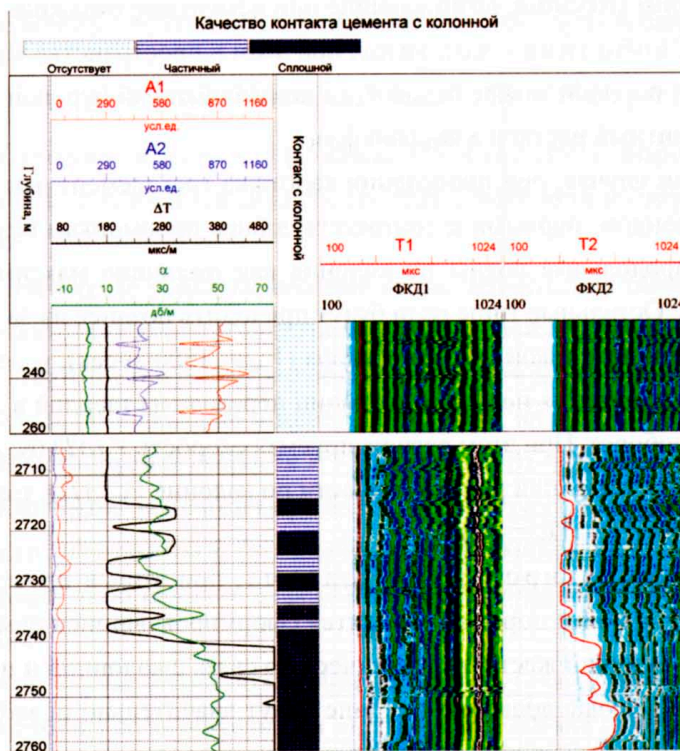


Рис. 6.32. Пример данных АКЦ в терригенном разрезе

Интерпретации данных АКЦ в комплексе с данными АК, замеренными в необсаженной скважине

Комплексная интерпретация данных АКЦ и данных АК, замеренных в необсаженной скважине, основана на корреляции данных АКЦ с другими геофизическими методами, в частности, данными электрометрии, радиометрии и в нашем случае акустически.

Основой методики, разработанной в ОАО «Башнефтегеофизика»,



является анализ скоростей распространения продольных волн в необсаженной (V_p) и обсаженной скважине (V) и скорости по колонне (V_k). Рассмотрим ситуации, возникающие при цементации скважин:

1. «Свободная» колонна, при этом в пространстве между колонной и породой может находиться невытесненный буровой раствор или цементный раствор в жидкой фазе.

В этом случае, при проведении каротажа трехэлементным акустическим зондом, первыми к соответствующим приемникам будут приходить продольные волны по колонне как имеющие максимальную скорость. Остальные типы волн будут приходить позднее из-за задержки, вызванной жидкой фазой раствора ($V_{жс} = 1500$ м/сек), и ослабленными из-за наличия нескольких границ перехода из твердой в жидкую фазу и наоборот. При этом регистрируемая скорость $V(\Delta T)$ будет практически постоянной и равной скорости по колонне $V_k(\Delta T_k)$, т.е. $V = V_k = \text{const}$ или $\Delta T = \Delta T_k = \text{const}$.

2. Зацементированная колонна, при этом в пространстве между колонной и породой находится сформировавшийся цементный камень, имеющий жесткую акустическую связь с колонной и породой.

В этом случае волны по колонне будут значительно ослаблены, и регистрируемая скорость $V(\Delta T)$ будет равна скорости продольных волн по породе $V_p(\Delta T_p)$ в необсаженной скважине, т.е. $V = V_p$ или $\Delta T = \Delta T_p$, при этом возможны случаи, когда из-за дополнительного затухания в колонне происходит проскок первой фазы на дальнем канале и значение ΔT увеличивается на величину, равную периоду колебаний (T_c). То есть данная ситуация характеризуется соотношениями $\Delta T = \Delta T_p$ и $\Delta T = \Delta T + T_c$. Для сравнения обязательно должна быть запись ΔT_p во всем исследуемом интервале в открытом стволе.

3. Колонна зацементирована частично (либо не полное схватывание цемента, либо наличие дефекта в пространстве между колонной и цементом), связь с породой отсутствует.

В этом случае волны по колонне будут несколько ослаблены, при этом регистрируемая скорость $V(\Delta T)$ будет меньше скорости по колонне на величину, обратно пропорциональную периоду колебаний, т. е.

$$\Delta T = \Delta T_k + T_\phi \text{ или } V = V_k - 1/T_\phi.$$

4. Колонна зацементирована, но контакт с породой отсутствует, т. е. имеется полный контакт с колонной и отсутствует с породой.

В этом случае волна по колонне также значительно ослаблена, но ввиду отсутствия жесткой связи цемента с породой продольная волна по породе отсутствует и регистрируются по скорости другие типы волн, более мощные по амплитуде и менее скоростные, вплоть до гидроволны. Тогда регистрируемая скорость $V < V_p < V_k$ или $\Delta T > \Delta T_p > \Delta T_k$.

5. Колонна зацементирована, но контакт с породой слабый или частичный (не полностью сформировавшийся цементный камень либо наличие дефекта в пространстве между цементом и породой).

В этом случае волна по колонне также отсутствует, но продольная волна проходит со значительным затуханием, а так как ослабление сигнала происходит в первую очередь на дальнем зонде, измеряемая скорость продольной волны искажается на величину, обратно пропорциональную двум или более периодам колебаний, т. е.:

$$\Delta T = \Delta T_p + (2 \dots n)T_\phi \text{ или } V = V_p - (2 \dots n)/T_\phi,$$

где T_ϕ – период колебаний продольной волны и n – количество периодов. При этом кривые ΔT и ΔT_p должны быть достаточно «жестко» коррелированы.

Таким образом, при «правильной» настройке аппаратуры для интерпретации материалов акустической цементометрии фактически достаточно трех параметров:



1) скорость по колонне $V_k = \text{const} = 5435 \text{ м/сек}$ или $\Delta T_k = 184 \text{ мкс/м}$;
2) скорость по породе V_p (ΔT_p). Так как запись ΔT_p входит в обязательный комплекс только в интервале детальных исследований для эксплуатационных скважин, то потребуется согласование с заказчиком записи данного параметра по всей скважине, что незначительно увеличит стоимость работ;

3) скорость, определяемая по первым вступлениям акустических сигналов на базе измерения прибора при записи в обсаженной скважине $V(\Delta T)$.

Необходимыми условиями данной технологии является качественное метрологическое обеспечение.

В таблице 6.7 представлены основные критерии интерпретации.

Таблица 6.7

Соотношения параметров	Характеристика заколонного пространства
$V = V_k = \text{const}$ $\Delta T = \Delta T_k = 184 \pm 2 \text{ мкс/м}$	«Свободная» колонна , полное отсутствие контакта с колонной и породой, или наличие невытесненного бурового раствора, или несформировавшийся цементный раствор. Требуется уточнение по методу ГГЦ
$V = V_p$ ($\Delta T = \Delta T_p$) или $V = V_p - 1/T_\phi$ ($\Delta T = \Delta T_p + T_\phi$)	Зацементированная колонна , имеется жесткий контакт с колонной и породой
$V = V_k - 1/T_\phi$ $\Delta T = \Delta T_k + T_\phi$	Колонна зацементирована частично – контакт с породой неопределенный. Причины: а) неполностью сформировавшийся цементный камень; б) наличие дефекта между колонной и цементом
$V < V_p < V_k$ $\Delta T > \Delta T_p > \Delta T_k$	Колонна зацементирована, но контакта с породой нет из-за двух возможных причин: а) неполностью сформировавшийся цементный камень; б) наличие дефекта между породой и цементом
$V = V_p - (2 \dots n)/T_\phi$ $\Delta T = \Delta T_p + (2 \dots n)T_\phi$	Колонна зацементирована, но контакт с породой слабый из-за двух возможных причин: а) неполностью сформировавшийся цементный камень; б) наличие дефекта между породой и цементом

Одним из важнейших условий работы данной методики является правильная настройка аппаратуры. В настоящее время при использовании трехэлементных скважинных приборов типа МАК-2 и регистраторов типа «Гектор» настройка в «свободной» колонне производится на первом приемнике по амплитуде второго (положительного) вступления сигнала ($A_2 = 4$ В), при этом амплитуда четвертого вступления будет вблизи максимально возможного уровня ($A_4 = 5$ В). Тогда при проведении интерпретации выставляется пороговый уровень U_p , при этом в зависимости от плотности цемента и диаметра обсадных колонн пороговый уровень должен быть различным и соответствовать значениям затуханий, приведенным в таблице 6.8.

Более точное значение затухания должно определяться при изготовлении моделей зацементированной колонны, с учетом конкретной технологии проведения цементажки скважин. На эту же диаграмму наносятся ранее записанные в открытом стволе параметры интервального времени ΔT_p и интервальное время по колонне ΔT_k . Затем производится интерпретация по критериям, представленным в таблице 6.7.

Т а б л и ц а 6.8

Плотность цемента, г/см ³	Затухание d_k в колонне диаметром 146 мм, дБ	Затухание d_k в колонне диаметром 168 мм, дБ
1,75–1,85	38–42	42–45
1,55–1,7	20–22	22–25

Данная методика апробирована. Пример сравнительных результатов интерпретации по данной и традиционной методике показан на рис. 6.33, где представлены результаты замеров в скважине, пробуренной в терригенных отложениях Западной Сибири; в таблице 6.9 представлены результаты комплексной и традиционной методик интерпретации данных АКЦ.

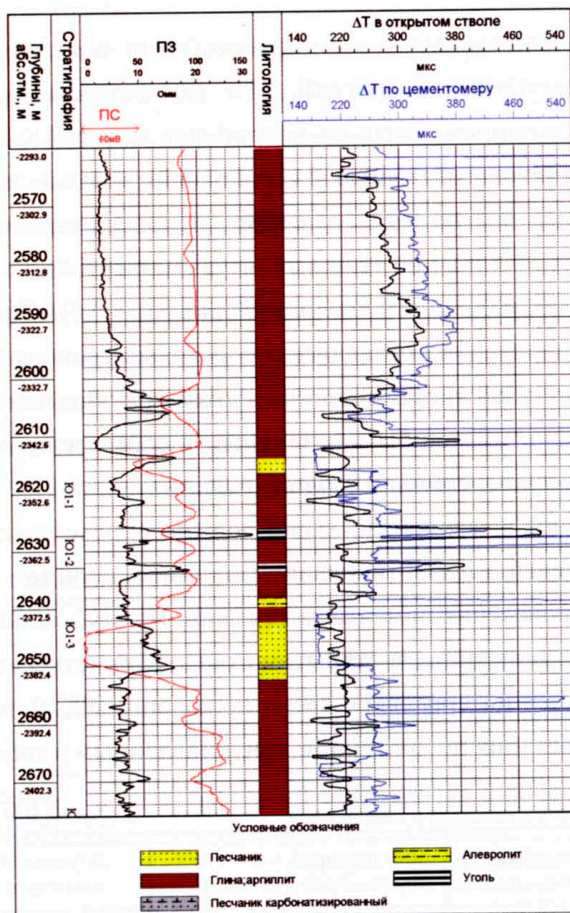


Рис. 6.33. Сравнительная характеристика интервальных времен открытого ствола и полученных при оценке качества цементажа акустическим методом

Из рисунка видно, что кривая интервального времени, полученная цементометром, в области хорошего сцепления цемента с колонной и породой коррелируется с кривой интервального времени, замеренной в открытом стволе. Интервальное время по цементометру имеет приращение, равное одному периоду колебаний, и равно примерно 40 мкс/м относительно кривой открытого ствола.

Сделав сравнение результатов интерпретации комплексной методики с традиционной (таблица 6.9), можно утверждать, что комплексная методика дает более полную и достоверную информацию по качеству цементирования.

Т а б л и ц а 6.9

**Результаты интерпретации данных АКЦ
по традиционной и комплексной методикам**

Интервалы, м	Состояние контакта (по традиционной методике)	Состояние контакта (по комплексной методике)
2475–2562	Сплошное	Зацементированная колонна ($\Delta T = \Delta T_p + \sim 40$ мкс/м)
2562–2564	Частичное	Колонна зацементирована, но контакта с породой нет ($\Delta T > \Delta T_p + 40$ мкс/м)
2564–2610	Сплошное	Зацементированная колонна ($\Delta T = \Delta T_p + \sim 40$ мкс/м)
2610–2612	Частичное	Колонна зацементирована, но контакта с породой нет ($\Delta T > \Delta T_p + 40$ мкс/м)
2612–2616	Отсутствует	Свободная колонна ($\Delta T = \Delta T_k = 184$ мкс/м)
2616–2639	Сплошное	Зацементированная колонна ($\Delta T = \Delta T_p + \sim 40$ мкс/м)
2639–2641	Частичное	Колонна зацементирована, но контакта с породой нет ($\Delta T = \Delta T_p + \sim 40$ мкс/м)
2641–2651	Отсутствует	Свободная колонна ($\Delta T = \Delta T_k = 184$ мкс/м)
2651–2667	Сплошное	Колонна зацементирована, контакт сплошной
2667–2670	Частичное	Колонна зацементирована, но контакта с колонной нет ($\Delta T < \Delta T_p$)
2670–2675	Сплошное	Зацементированная колонна ($\Delta T = \Delta T_p + \sim 40$ мкс/м)



§ 5. Интерпретация данных сканирующей акустической цементометрии

В сканирующей акустической цементометрии принцип обработки и снятия акустических параметров приблизительно такой же, как для традиционной акустической цементометрии, основанной на использовании данных трехэлементного скважинного прибора. Отличие сканирующей цементометрии от традиционной заключается в исследовании состояния цементного кольца по нескольким секторам радиуса. Для этого используются специальные сканирующие скважинные зонды. Методика интерпретации, как правило, привязана к аппаратуре и реализована программным путем.

В качестве примера приведем методику аппаратуры МАК-СК разработки ОАО «НПФ «Геофизика» (г. Уфа).

Сканирующий акустический цементомер МАК-СК содержит 8-секторный акустический зонд, работающий в сканирующем режиме, что позволяет осуществлять контроль качества контакта обсадных колонн с цементным камнем по их периметру, определять степень гидроизоляции заколонного пространства.

Результатом исследования сканирующим акустическим цементомером на скважине являются фазокорреляционные диаграммы – качественная характеристика состояния контакта цемента с колонной по 8 секторам.

При обработке и интерпретации данных, получаемых модулем МАК-СК, определяются следующие параметры:

- амплитудные и временные параметры волновых картин, зарегистрированных в каждом секторе обсадной колонны;
- декременты затухания для каждого сектора обсадной колонны;
- среднее значение декремента затухания по 8 секторам;

– коэффициент качества цементированной скважины $K_{кц}$, который изменяется от 0 при незацементированной обсадной колонне до 1 при бездефектном качестве цементированной;

– колонка качества контакта за колонного вещества с колонной;

– колонка оценки гидроизоляции за колонного пространства;

– палитра декрементов затухания – основная радиальная характеристика качества контакта с цементом;

– палитра декрементов затухания в долях единицы.

Палитра декрементов затухания является визуальным представлением состояния качества контакта за колонного вещества с колонной. Она в точности отображает амплитудные характеристики в различных восьми секторах исследования, которые, в свою очередь, характеризуют состояние качества контакта цемента по периметру колонны.

Палитра декрементов затухания составлена таким образом, что белый цвет соответствует полному отсутствию контакта цемента с колонной, черный цвет – сплошному, остальные цвета – изменению контакта цемента с колонной от худшего к лучшему (таблица 6.10).

Таблица 6.10

Критерии оценки качества цементированной

Декремент затухания, дБ	Характеристика контакта	Гидроизоляция	Цвет отображения
больше 17	Сплошной	Хорошая	Черный
от 14 и до 17	Частичный	Пониженная, микроканалы	Коричневый
от 11 и до 14	Частичный	Частичная	Оранжевый
от 8 и до 11	Частичный	Низкая	Желтый
от 5 и до 8	Частичный	Плохая	Голубой
меньше 5	Отсутствует	Отсутствует	Белый



На рис. 6.34–6.36 приведены примеры обработки и интерпретации исследований сканирующим акустическим цементометром, проведенных в различных регионах России.

По данным МАК-СК (рис. 6.34) интервал диаграммы характеризуется практически полным отсутствием контакта по периметру колонны и гидроизоляции, кроме интервала от 451,5 до 473,0 м, в котором отмечается наличие частичного контакта и чередование частичной и пониженной гидроизоляции, то есть на данном участке фиксируется плохое качество цементирования.

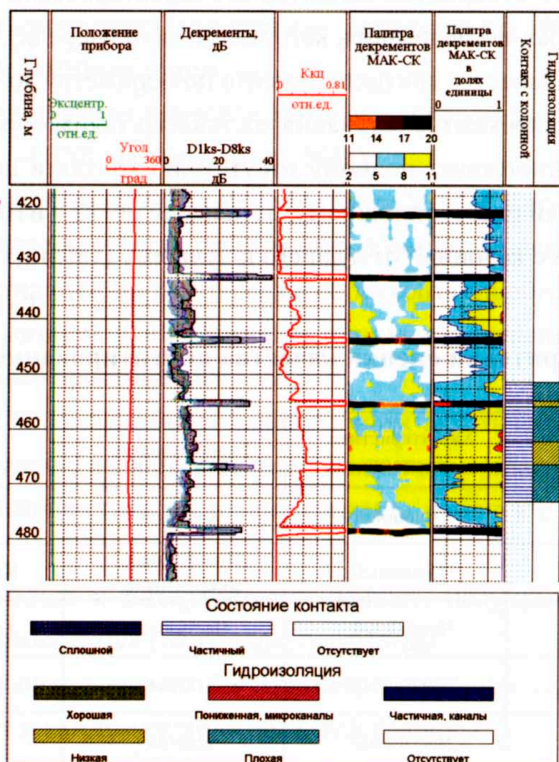


Рис. 6.34. Результаты интерпретации сканирующей цементометрии

На следующем примере (рис. 6.35), в интервале 2433,5–2456,0 м на цветовой карте качества контакта по периметру колонны отмечается наличие вертикального канала, при этом контакт с колонной характеризуется как «частичный» и «отсутствует», а гидроизоляция – «плохая», в интервалах отсутствия контакта – «отсутствует». Хорошее качество цементирования отмечается только в интервале 2422,0–2425,0 м.

На участке диаграммы (рис. 6.36) среди интервалов сплошного контакта и хорошей гидроизоляции (бездефектное цементирование обратной колонны) четко выделяются дефекты цементирования в интервалах (2658,0 ÷ 2660,0); (2682,5 ÷ 2685,5); (2728,5 ÷ 2729,5) м и разрыв сплошности контакта в интервале от 2679,0 до 2682,5 м.

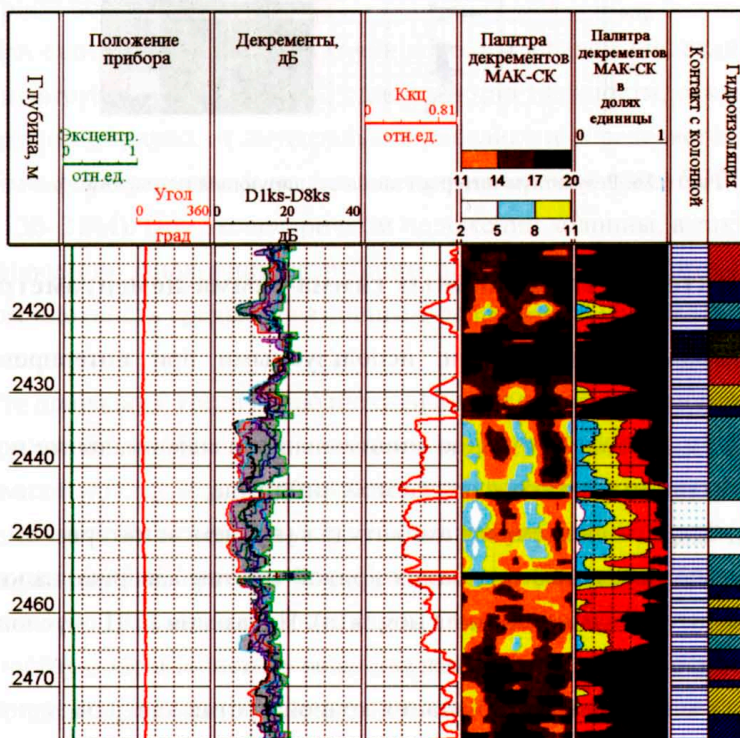


Рис. 6.35. Результаты интерпретации сканирующей цементометрии

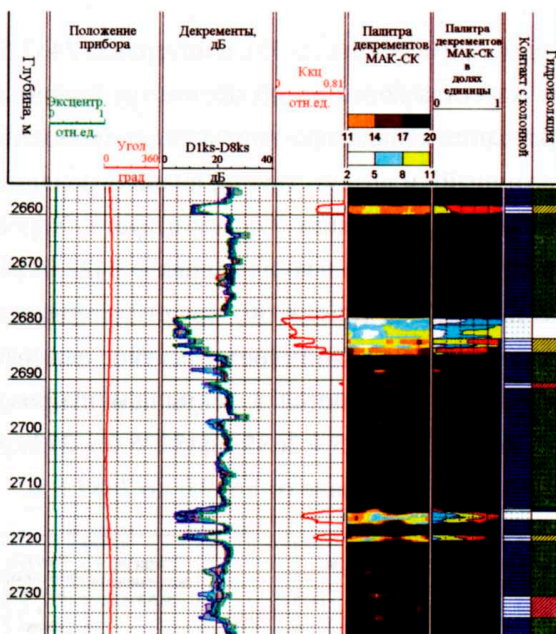


Рис. 6.36. Результаты интерпретации сканирующей цементометрии

§ 6. Интерпретация данных гамма-гамма-цементометрии

Основными параметрами, используемыми при интерпретации, являются:

I_{min} , I_{max} – соответственно минимальные и максимальные показания селективных кривых в изучаемом интервале;

I_{max}/I_{min} – относительная амплитуда в изучаемом интервале;

$I_{ц}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента). Показания ГГЦ обусловлены плотностью цементного кольца;

$I_{пж}$ – максимальные показания кривой против каверны, заполненной промывочной жидкостью (линия ПЖ). Показания ГГЦ обусловлены плотностью ПЖ;

I_n – минимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия пород). В данном интервале на регистрируемые показания ГГЦ оказывают понижающее влияние горные породы;

$I_{цп}$ – максимальные показания кривой против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия цемент – порода). В данном интервале на регистрируемые показания ГГЦ горные породы влияния не оказывают;

$I_{пжп}$ – максимальные показания кривой против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия ПЖ – порода). Показания ГГЦ обусловлены плотностью ПЖ и влиянием горной породы.

При центрированном положении колонны в скважине, если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, отклонение селективных кривых от интегральной невелико и определяется статистическими флуктуациями и погрешностью измерений (рис. 6.37 интервал 2130–2144). При эксцентричном положении колонны, а также при неоднородном заполнении затрубного пространства цементным раствором плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинакова.

Это приводит к увеличению интенсивности регистрируемого излучения и роста амплитуд селективных цементограмм. Величина относительной амплитуды I_{max}/I_{min} увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности вещества в затрубном пространстве. При этом минимальные показания I_{min} в основном отражают плотность горных пород, а максимальные I_{max} – плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

В зацементированной части колонны повышенными показаниями СГДТ отмечаются каверны (рис. 6.37) (интервал 2060–2070). Это связано с тем, что плотность цементного камня (1,8–1,9 г/см³) значительно мень-



ше плотности горных пород ($2,3\text{--}2,7 \text{ г/см}^3$), а в кавернах влияние пород незначительное. В хорошо зацементированной каверне при ее глубине более 20 см максимальные и минимальные показания селективных цементограмм будут одинаковы, приближаясь к интегральной цементограмме.

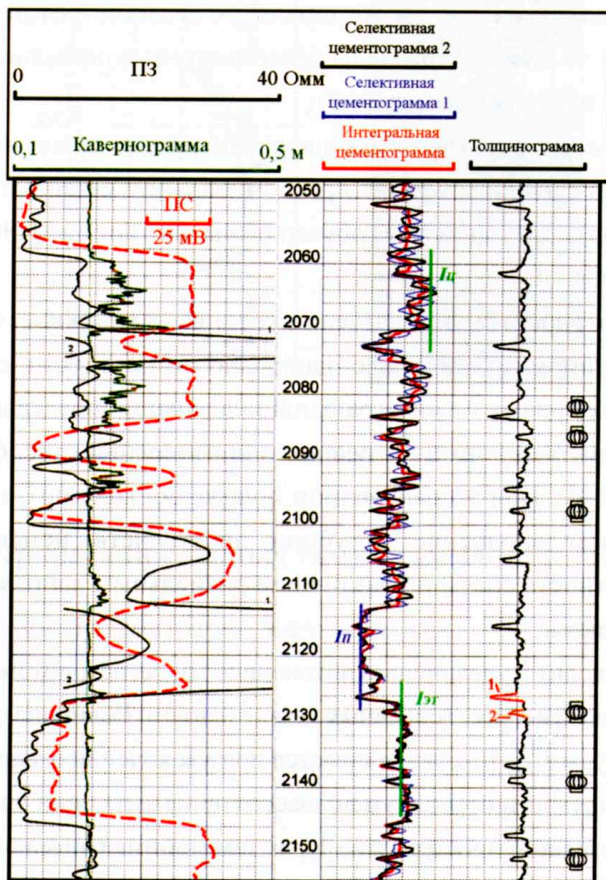


Рис. 6.37. Кривые гамма-гамма-цементометрии, зарегистрированные скважинным прибором СГДТ-НВ (правый трек) и стандартный каротаж (левый трек):

$I_{эт}$ – значение регистрируемой интенсивности рассеянного γ -излучения в эталонном интервале (плотность цемента $1,85\text{--}1,9 \text{ г/см}^3$); I_n – линия пород; $I_{ц}$ – линия цемента; 1 – положение муфтовых соединений; 2 – центрирующие фонари

Автоматизированные количественные алгоритмы обработки позволяют уменьшить влияние очень плотных пород (рис. 6.37) (интервал 2112–2126 м) введением поправок посредством кавернометрии и НГК (ННКт). При качественной же интерпретации этот эффект учитывается визуально по стандартному или радиоактивному каротажу в открытом стволе скважины.

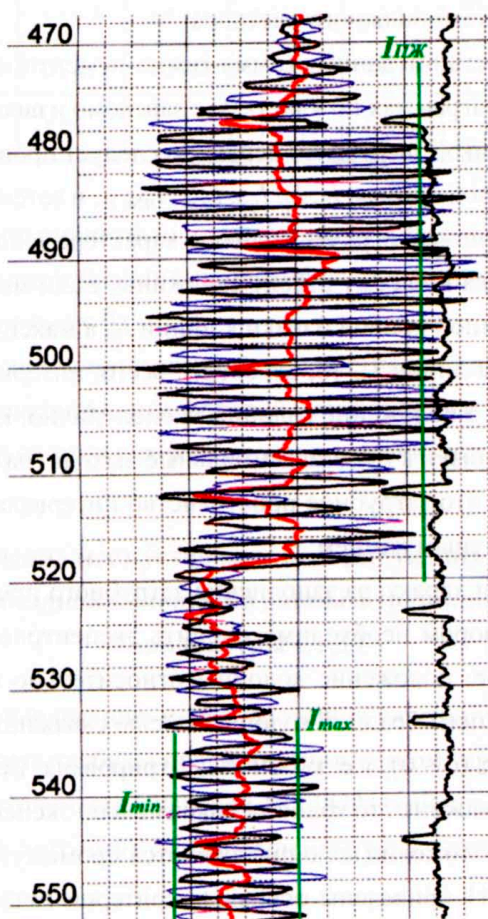


Рис. 6.38. Цементограммы прибора СГДТ в интервале некачественного цементирования



На рис. 6.38 приведен пример некачественного цементирования обсадной колонны. В этом случае колонна не центрирована. Соответственно показания I_{min} и I_{max} селективных цементограмм имеют большое расхождение в величинах. В интервале от 480 до 510 м в затрубном пространстве – смесь пониженной плотности, состоящая из промывочной жидкости и тампонажного раствора.

При интерпретации данных гамма-гамма-цементометрии приборов типа СГДТ на диаграммах по участкам с заведомо известной плотностной характеристикой затрубного вещества следует провести линии, соответствующие показаниям I_n , $I_{ц}$, $I_{цп}$, $I_{нж}$, $I_{нжп}$, и затем, сопоставляя с ними показания цементограмм, судить о характере заполнения затрубного пространства по всему стволу скважины. Если минимальные показания селективной кривой близки к линии I_n , а максимальные не выходят за пределы линии $I_{ц}$, то, вероятнее всего, интервал качественно зацементирован, а положение колонны эксцентрично. Если минимальные показания близки к $I_{цп}$, а максимальные выходят за пределы линии $I_{ц}$, то, очевидно, что затрубное пространство интервала не полностью заполнено цементным камнем.

После оценки характера заполнения затрубного пространства тампонажным раствором необходимо оценить эксцентриситет (ε) обсадной колонны, т.е. положение колонны относительно оси скважины. При совпадении оси обсадной колонны с осью скважины эксцентриситета колонны нет ($\varepsilon = 0$), т.е. колонна центрирована. Если колонна лежит на стенке скважины, то колонна максимально эксцентрична и $\varepsilon = 1$. Все остальные положения колонны являются промежуточными.

В таблице 6.11 приведены основные критерии качественной оценки эксцентриситета колонны в скважине, которые могут быть использованы при интерпретации цементограмм по скважинам с нормальными ПЖ (σ от 1,1 до 1,3 г/см³) и цементным камнем ЦК (σ от 1,8 до 1,9 г/см³).

Таблица 6.11

**Основные критерии оценки эксцентриситета колонны
в скважине по величине I_{max}/I_{min}**

ЦК	ПЖ	ЦК	ПЖ	ЦК	ПЖ	Положение колонны по сечению скв.
$d_c=295$ мм, $d_k=168$ мм		$d_c=216$ мм, $d_k=146$ мм		$d_c=190$ мм, $d_k=146$ мм		
1,6-1,9	2,0-3,5	1,5-1,8	1,9-2,9	1,35-1,5	1,7-2,4	Прилегает к стенке скв. ($\epsilon=1,0-1,7$)
1,0-1,2	1,0-1,3	1,0-1,15	1,0-1,2	1,0-1,1	1,0-1,1	Центрирована ($\epsilon=0-0,2$)
1,2-1,5	1,4-1,9	1,2-1,5	1,3-1,8	1,2-1,3	1,2-1,6	Промежуточное положение ($\epsilon=0,3-0,6$)

Наиболее благоприятным и необходимым положением обсадной колонны для ее качественного цементирования является центрированное положение, т. е. $\epsilon=0$.

Центрирование колонны в скважине достигается за счет установки на тело трубы центрирующих фонарей, конструкция которых представляет из себя вид нескольких рессор, прикрепленных к двум кольцам.

**Определение мест установки центрирующих фонарей
на обсадной колонне по данным толщиномера
аппаратуры СГДТ**

Методика определения местоположения центрирующих фонарей (центраторов), которая будет представлена в данном параграфе, разработана опытно-методической партией № 22 ОАО «Башнефтегеофизика».

На практике встречаются три варианта установки центрирующих фонарей:

1) на теле трубы, посередине между муфтами – наиболее благоприятный вариант, как для центрирования обсадной трубы, так и для уверенной регистрации центраторов на диаграмме;



2) вплотную к муфте снизу – центрирующая роль фонаря и его отбивка на диаграмме ухудшаются;

3) на муфте – вариант опасный на случай освобождения обсадной колонны путем отвинчивания по резьбе, т.к. центрирующий фонарь не позволит разъединить колонну, и самый неблагоприятный для отбивки центратора на диаграмме (рис. 6.39).

Для качественного цементирования обсадной колонны и надежного определения мест установки центрирующих фонарей должны соблюдаться следующие требования:

1. Центрирующие фонари должны устанавливаться на теле трубы между муфтами или, в крайнем случае, снизу муфты.

2. Для достижения хорошей центровки и надежного тампонажа колонны в других интервалах кроме продуктивного (например, в водопроявляющих пластах, в пресноводных интервалах, в интервалах больших углов отклонения от вертикали и т.п.) центрирующие фонари устанавливаются не реже, чем на каждую трубу.

3. Необходимо соблюдать следующие режимы регистрации:

– при установке фонарей на теле трубы скорость регистрации от 800 до 1000 м/ч, TAU от 1 до 1,5 с;

– при установке фонарей под муфтами – от 600 до 800 м/ч, TAU – 1 с;

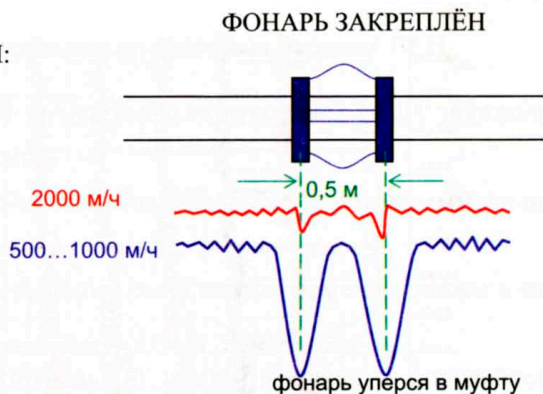
– при установке фонарей на муфтах (что крайне нежелательно!) скорость регистрации снижается до 500 м/ч и TAU до 1 или 0,5 с.

Если заведомо позиция центраторов на колонне неизвестна, то выбирается самый благоприятный из перечисленных режимов регистрации и визуализации, т.е. скорость записи 500 м/ч и TAU – 0,5 с.

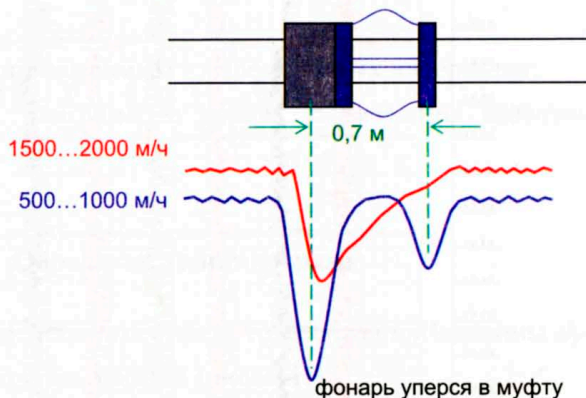
Определение местоположения центрирующих фонарей с отбивкой их глубин на диаграмме осуществляется визуально, идентифицируя их по характерной конфигурации кривой толщинограммы (рис. 6.39).

ЦЕНТРИРУЮЩИЙ
ФОНАРЬ РАСПОЛОЖЕН:

НА ТЕЛЕ ТРУБЫ



ПОД МУФТОЙ



НА МУФТЕ

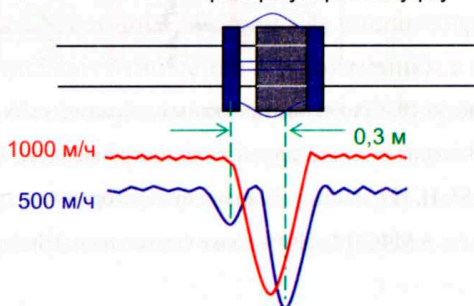


Рис. 6.39. Стилизованный рисунок записи толщиномером при различном расположении центрирующих фонарей и различных значениях скорости регистрации и соответственно $V \cdot \tau$ в (м·с/ч)

(Синим цветом отображены центрирующие фонари,
серым цветом — муфтовые соединения обсадных колонн)

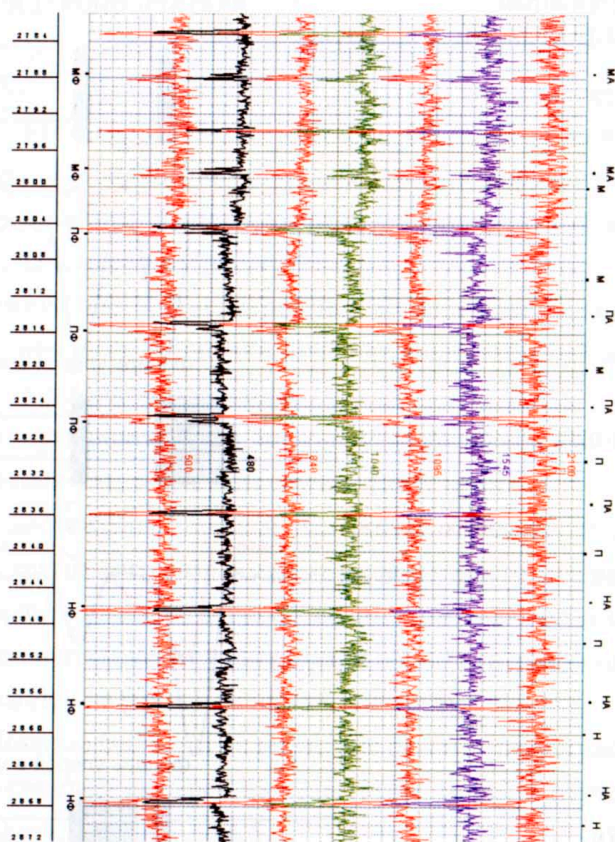


Рис. 6.40. Сравнение проектных и фактических глубин установки центраторов.

Влияние режима записи толщинограмм на четкость регистрации центраторов:

М, П, Н – места установки центраторов между, под и на муфтах по проекту;

МФ, ПФ, НФ – то же фактически. Шифр диаграмм $V \cdot TAU$ в м·с/ч

Реально зарегистрированные толщинограммы показаны на рис. 6.40, где видно, что расстановка центрирующих фонарей произведена с отступлением от проектных глубин на 10–20 и более метров, а в ряде случаев центраторы не установлены вовсе.

Количественная интерпретация данных ГГЦ

При количественной интерпретации диаграмм СГДТ используют следующие характеристики:

I_{max} – максимальные значения селективной цементограммы в определяемых интервалах;

I_{min} – минимальные значения селективной цементограммы в определяемых интервалах;

$I_{инт}$ – значения интегральной цементограммы в определяемых интервалах;

I_m – значения толщинограммы в определяемых интервалах;

$I_{ст}$ – значения диаграмм в средах с заведомо известными характеристиками.

Обработка толщинограмм

При определении толщины стенок труб обсадной колонны d_k используют градуировочные графики (рис. 6.41).

Вычисления производятся следующим образом. На толщинограмме снимают показания I_T . Вычисляют отношение I_T к показаниям в эталонировочном устройстве $I_{эТ}$. Используя эту величину по градуировочной кривой, находят толщину стенки h_k искомой трубы.

Для определения толщины стенки обсадной колонны по толщинограмме СГДТ можно рекомендовать также следующее выражение:

$$h_k = h_{эТ} - K \ln \frac{I_T}{I_{эТ}},$$

где K – коэффициент, равный 7,3 и 8,8 для колонн диаметром 146 и 168 мм соответственно.

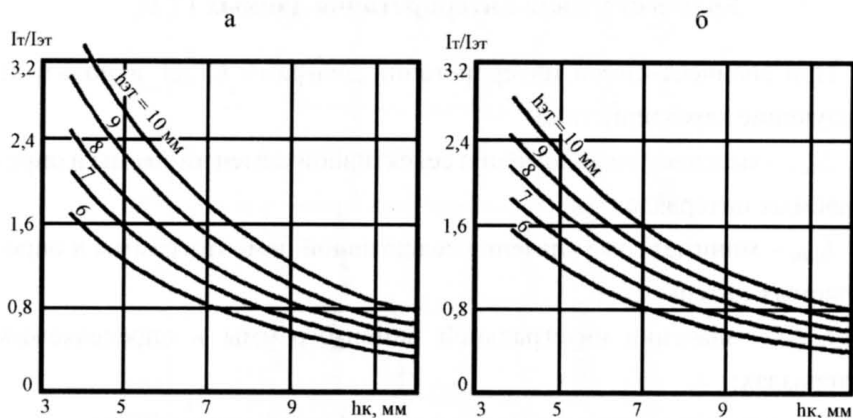


Рис. 6.41. Градуировочные графики для определения толщины стенки труб h_K обсадной колонны:

a – диаметр обсадной колонны – 116 мм;

b – диаметр обсадной колонны – 168 мм;

$h_{ЭТ}$ – толщина стенки трубы в эталонировочном устройстве

В качестве эталонных значений $I_{ЭТ}$ могут использоваться либо показания в эталонировочных устройствах, либо показания толщинограммы в интервалах скважины с достоверно известными толщинами труб обсадной колонны.

По толщинограммам можно определить местоположения соединительных муфт колонн, центрирующих фонарей и значительного износа колонн.

Благодаря высокой скорости счета в канале толщиномера, обеспечивающей хорошую повторяемость диаграмм, зарегистрированных до и после перфорации, и благодаря одновременной регистрации ГК, позволяющей осуществить точную привязку толщинограмм к геологическому разрезу, по диаграммам СГДТ можно не только оценить характер воздействия перфораций на обсадную колонну, но и определить местоположение интервала перфорации.

Для определения плотности вещества в затрубном пространстве и эксцентриситета обсадной колонны используются номограммы (рис. 6.42 и 6.43), которые отражают совместное графическое решение системы уравнений:

$$\sigma_c = f(I_o, h_k, \sigma_n, \varepsilon, d_c);$$

$$\varepsilon = \varphi(I_{max}, I_{min}, \sigma_c, \sigma_n, d_c),$$

где: σ_c – плотность вещества в затрубном пространстве;

I_o – относительные значения цементограммы ($I_o = I_{max}/I_{эм}$);

h_k – толщина стенки обсадной колонны;

σ_n – плотность породы;

ε – эксцентриситет обсадной колонны;

d_c – диаметр скважины.

Решение системы уравнения относительно σ_c и ε в общем случае возможно, если известны толщина стенки обсадной колонны, плотность пород и диаметр скважины.

Значения σ_c и ε по приведенным номограммам определяются методом последовательных приближений. Так, при определении одного из искомых значений, например σ_c , задают ожидаемые значения другой искомой величины ε . Затем по найденному значению первого (σ_c) уточняется значение второго (ε) и так до тех пор, пока значения искомых величин σ_c и ε практически будут неизменными. Можно также сначала определять значения плотности по интегральной цементограмме ($\sigma_{инт}$), на которые эксцентриситет колонны практически не влияет, затем по найденным значениям плотности $\sigma_{инт}$ определить значения эксцентриситета ε и плотность по селективным цементограммам σ_c .

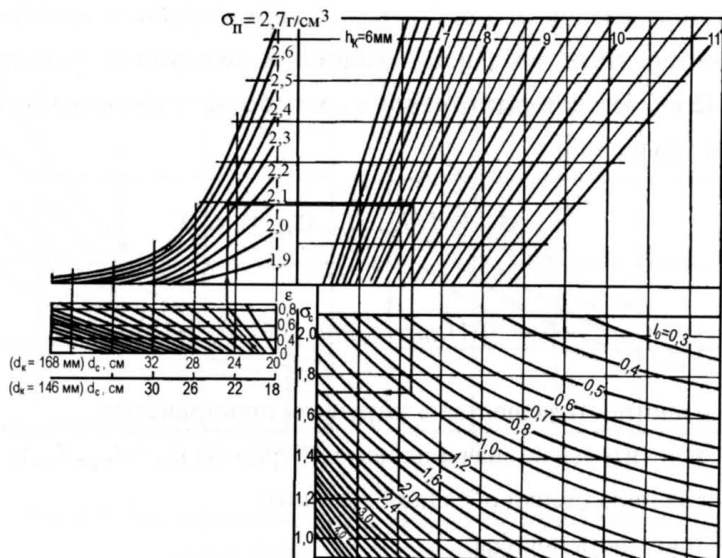


Рис. 6.42. Номограмма для определения плотности вещества в затрубном пространстве

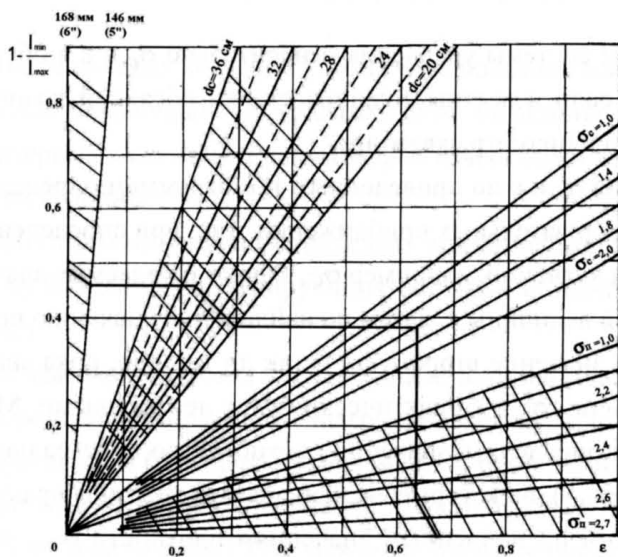


Рис. 6.43. Номограмма для определения эксцентриситета обсадной колонны

Определение значений σ_c и $\sigma_{инт}$

Для определения значений σ_c и $\sigma_{инт}$ используют максимальные значения селективной цементограммы I_{max} и значения интегральной цементограммы $I_{инт}$ соответственно.

При определении значений плотности σ_c и $\sigma_{инт}$ с помощью номограммы (рис. 6.43) необходимо перевести абсолютные показания цементограмм I_{max} , $I_{инт}$, отсчет которых берется по диаграммам в импульсах в минуту либо в миллиметрах от нулевой линии, в относительные показания I_o :

$$\text{для } \sigma_c \quad I_o = I_{max} / I_{эм};$$

$$\text{для } \sigma_{инт} \quad I_o = I_{инт} / I_{эм.инт},$$

где $I_{эм}$ – показания цементограммы, приведенные к стандартным условиям, с учетом которых построена номограмма ($d_c = 300$ мм; $h_k = 8$ мм; $\sigma_n = 2,7$ г/см³; $\varepsilon = 0$; $\sigma_c = 1,8$ г/см³).

Практически в качестве эталонных значений принимаются показания цементограммы в интервалах ствола скважины с заведомо известными характеристиками, приведенными к стандартным условиям ($I_{эм}$). При этом могут использоваться интервалы, расположенные выше уровня цементного кольца и содержащие в затрубном пространстве буровой раствор с известной плотностью, или хорошо зацементированные интервалы, содержащие в затрубном пространстве чистый цементный камень нормальной плотности от 1,8 до 1,9 г/см³.

Показания цементограммы в интервале с известными характеристиками приводятся к стандартным условиям ($I_{эм}$) с помощью этой же номограммы (рис. 6.42) следующим образом.

В зависимости от размера обсадной колонны (146 или 168 мм, т.е. 5" или 6") от точки на шкале d_c , соответствующей фактическому ди-



аметру ствола скважины в интервале, выбранном в качестве эталонного, в направлении наклонных линий проводят прямую до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению эксцентриситета в этом же квадрате (квадрат ϵ). Из точки пересечения проводят вертикаль до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению плотности пород (квадрат σ_n). Далее из точки пересечения проводят горизонталь до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению толщины колонны в эталонном интервале (квадрат h_k). Затем из полученной точки проводят вертикаль до ее пересечения в квадрате I_o с горизонталью, проведенной от точки на шкале плотности σ_c , соответствующей значению плотности вещества в затрубном пространстве в эталонном интервале скважины. Точка пересечения этих линий дает нам значение относительного параметра I_o в эталонном интервале скважин. Затем по формуле $I_{эм} = I_x/I_o$ (где I_x – показания цементограммы в эталонном интервале) находят приведенные к стандартным условиям значения $I_{эм}$ для данной цементограммы. Зная значение $I_{эм}$, переводят абсолютные значения цементограммы в относительные ($I_o = I_{max}/I_{эм}$). По относительным значениям цементограммы, используя номограмму, определяют значения плотности вещества в затрубном пространстве σ_c следующим образом.

В зависимости от размера обсадной колонны от точки на шкале d_c , соответствующей фактическому диаметру ствола скважины в определенном интервале, в направлении наклонных линий проводят прямую до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению ϵ в определяемом интервале. Далее проводят вертикаль до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению σ_n в определяемом интервале. Из точки пересечения проводят горизонталь до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению h_k в определяемом интервале. Из полученной точки проводят вертикаль до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению I_o в определяемом ин-

тервале. Затем из точки пересечения проводят горизонталь до шкалы плотности σ_c , по которой определяют значение плотности вещества в затрубном пространстве в определяемом интервале скважины. При интерпретации интегральной цементограммы следует помнить, что на ее показания эксцентриситет обсадной колонны не влияет, поэтому при определении плотности по интегральной цементограмме $\sigma_{инт}$ (средней по периметру плотности вещества в затрубном пространстве), по номограмме, приведенной на рис. 6.42, по рассмотренной выше методике следует пользоваться графиком, соответствующим значению эксцентриситета, равному нулю (квадрат ϵ).

Величина плотности горной породы $\sigma_{п}$, которую необходимо учитывать при комплексной интерпретации цементограмм, может быть определена либо непосредственно по данным анализа керна, или ГГК-П, либо приближенно по данным электрометрии.

Определение значений эксцентриситета обсадной колонны ϵ

В качестве значения эксцентриситета обсадной колонны в скважине ϵ принято выражение:

$$\epsilon = 1 - \frac{r_{\min}}{r_{\max}},$$

где: $r_{\min}$ – наименьшее расстояние между колонной и стенкой скважины;

$r_{\max}$ – наибольшее расстояние между колонной и стенкой скважины.

При таком определении эксцентриситета его значение будет изменяться от 0 (колонна центрирована) до 1 (колонна лежит на стенке скважины) и не зависит от абсолютных размеров колонны и скважины, так как является величиной относительной.

Количественное значение эксцентриситета ϵ определяется по номограмме (рис. 6.43).



Для определения значений эксцентриситета ε необходимо перевести абсолютные показания селективной цементограммы $I_{\max}$ и $I_{\min}$ в относительные

$$I_0^{\varepsilon} = 1 - \frac{I_{\min}}{I_{\max}}.$$

Затем из точки шкалы $1 - \frac{I_{\min}}{I_{\max}}$ в зависимости от размера колонны проводят горизонталь до пересечения с линией, шифр которой соответствует значению диаметра скважины d_c . Из точки пересечения в направлении наклонных линий проводят прямую до пересечения с линией (шифр 20). Из точки пересечения проводят горизонталь до пересечения с линией, шифр которой соответствует плотности вещества в затрубном пространстве σ_c . Из точки пересечения проводят вертикаль до пересечения с линией σ_n . Из точки пересечения в направлении наклонных линий проводят прямую до шкалы ε , по которой определяют значение эксцентриситета обсадной колонны.

При необходимости по относительным значениям эксцентриситета ε можно определить абсолютные значения $r_{\max}$ и $r_{\min}$ по формулам:

$$r_{\max} = \frac{d_1 - d_2}{2 - \varepsilon};$$

$$r_{\min} = d_1 - (d_2 + r_{\max}),$$

где: d_1 – диаметр скважины;

d_2 – наружный диаметр колонны.

При отсутствии номограммы при определении значений эксцентриситета ε можно рекомендовать следующее выражение:

$$\varepsilon = \frac{1 - \frac{I_{\min}}{I_{\max}}}{\left(1 + \frac{d_1 - d_2}{d_1}\right) \frac{\sigma_n - \sigma_{\text{инт}}}{\sigma_n}}.$$

Алгоритм интерпретации

Интегральная цементограмма несет информацию о средней по периметру объемной плотности вещества в затрубном пространстве, тогда как максимальные показания селективной цементограммы (I_{max}) обусловлены минимальной по периметру плотностью вещества в затрубном пространстве.

Если значения плотности, вычисленные по номограмме (рис. 6.42), по селективной и интегральной цементограммам совпадают (в пределах допустимой ошибки измерения), то вещество в затрубном пространстве однородно по плотности и по абсолютным значениям плотности (σ_c и $\sigma_{инт}$), можно сделать вывод, каким веществом (тампонажной смесью) заполнено затрубное пространство в определяемом интервале.

Если значение плотности, вычисленное по селективной цементограмме, будет значительно ниже (более чем на $0,2 \text{ г/см}^3$) по сравнению с плотностью, вычисленной по интегральной цементограмме, данное обстоятельство говорит о том, что в цементном камне имеется канал, заполненный буровым раствором, либо имеет место односторонняя заливка.

Таким образом, интерпретация диаграмм СГДТ проводится в следующей последовательности:

1. По толщинограмме с помощью градуировочных графиков (рис. 6.41) определяется толщина стенки обсадной колонны h_k . Шкала толщин наносится непосредственно на диаграмму.
2. По интегральной цементограмме определяется средняя по периметру объемная плотность вещества в затрубном пространстве $\sigma_{инт}$ по номограмме (рис. 6.42) с учетом уже известной величины h_k .
3. По селективной цементограмме определяется эксцентриситет обсадной колонны ϵ по номограмме (рис. 6.43) с учетом плотности, определенной по интегральной цементограмме.
4. По селективной цементограмме определяется объемная плот-



ность вещества в затрубном пространстве σ_c по максимальным в исследуемом интервале показаниям цементограммы I_{max} с учетом уже известных величин ε и h_k .

5. Сопоставляются величины объемных плотностей, определенных по селективной и интегральной цементограммам.

Если берется условие $\sigma_{инт} = \sigma_c \pm 0,2 \text{ г/см}^3$, то в затрубном пространстве находится однородное вещество с объемной плотностью σ_c ($\sigma_{инт}$).

Если берется условие $\sigma_{инт} > \sigma_c \pm 0,2 \text{ г/см}^3$, то вещество в затрубном пространстве неоднородно по плотности (односторонняя заливка, канал в цементном кольце) и качество цементирования определяется по значениям σ_c .

6. Выдается заключение о качестве крепления скважины, включающее информацию о высоте подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве, об интервалах некачественного цементирования, об интервалах, содержащих различные тампонажные смеси, а также при необходимости сведения об эксцентриситете обсадной колонны, местоположении соединительных муфт колонны, центрирующих фонарей, специальных пакеров и т. п.

Этот алгоритм реализован в большинстве автоматизированных программ обработки данных гамма-гамма-цементометрии.

В программах обычно предусмотрено два варианта обработки:

1. По опорному интервалу. При этом выбирается интервал, где за обсадной колонной достоверно известно о наличии цементного раствора известной плотности (например, по данным станции контроля цементирования СКЦ) и минимальным эксцентриситетом. Относительно этого интервала проводится расчет плотностей заколонного вещества по всему интервалу исследования.

2. По эталонировочным данным. В этом случае при обработке заносятся эталонировочные данные для цементограмм в средах разной

плотности и для толщиномера в колоннах различной толщины. Расчет плотностей заколонного вещества по всему интервалу исследования проводится относительно эталонных показаний зондов.

На выходе программной обработки формируются кривые: селективные и интегральная плотнограммы заколонного вещества в г/см^3 , кривая эксцентриситета и толщины обсадной колонны.

В случае сканирующей модификации приборов гамма-гамма-цементометрии (например, СГДТ-НВЦ, СГДТ-100), в которых имеют несколько датчиков плотности от 6 до 8, расположенных по радиальным секторам, строится радиальная развертка плотности заколонного вещества. Радиальная развертка дает наглядное представление о характере заполнения затрубного пространства тампонажным раствором.

Оценка качества цементирования технических колонн большого диаметра (8–16") и колонн малого диаметра (3–4")

Для исследования скважин, обсаженных направляющими колоннами, кондукторами, техническими колоннами, применяется аппаратура рассеянного гамма-излучения типа соответствующего диаметра.

В настоящее время геофизическими предприятиями используются различные модификации этой аппаратуры, например, скважинный прибор контроля качества цементирования – модуль гамма-гамма-цементомера ЦМ (8-12"). Зондовая установка этого прибора содержит детекторы гамма-излучения, коллимированные по азимуту и углу относительно оси скважинного прибора и образующие: малый зонд (зонд толщиномера) с одним детектором, расположенным по оси прибора, большой зонд (зонд плотномера), включающий три детектора, установленные под углом 120° относительно друг друга в поперечном сечении прибора и смещенные относительно его оси к стенке охранного корпуса.

Результаты измерений записываются в *LAS*-файл и передаются на



обработку и интерпретацию. Интерпретация проводится в основном на качественном уровне. Количественная интерпретация может проводиться при наличии достоверной информации о плотностях закачиваемых смесей и калиброванной аппаратуре. Расчет плотностей заколонного вещества проводится относительно опорного интервала, залитого наиболее плотным цементом известной плотности.

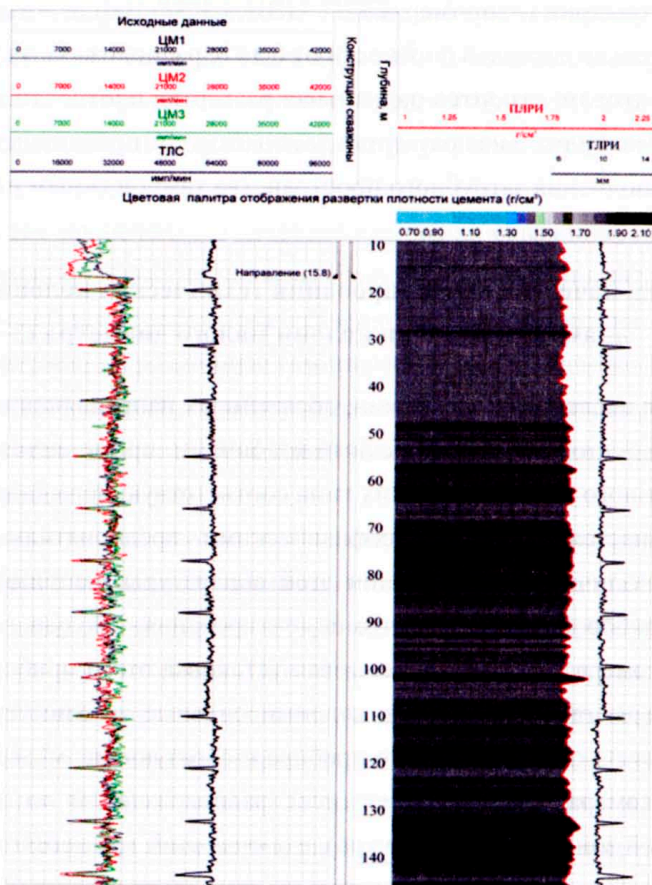


Рис. 6.44. Графическое приложение с результатами обработки замера аппаратурой ЦМ-8-12

На рис. 6.44 показан вид планшета с исходными данными замера ЦМ-8-12 и результатами количественной интерпретации замера. На левом треке планшета показаны исходные данные – три кривые цементограмм и кривая толщиномера. На правом треке планшета расположены расчетные кривые средней плотности за колонного вещества и толщины стенки колонны. По результатам обработки можно заключить следующее: во всем интервале исследования отмечается наличие цемента средней плотности $1,84 \text{ г/см}^3$, толщина стенки колонны находится в пределах от 9,9 до 10,1 мм.

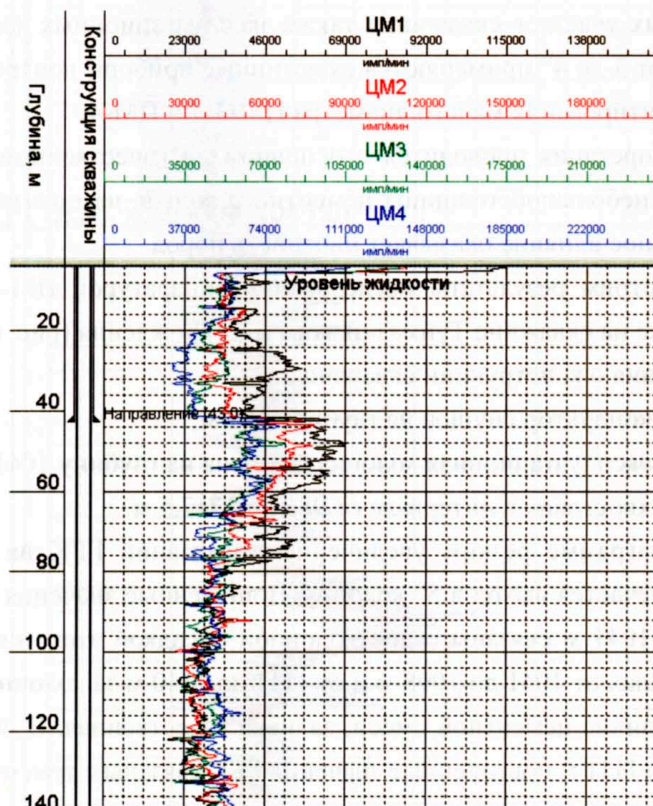


Рис. 6.45. Результаты исследований 9” кондуктора аппаратурой ЦМ



В нижеследующем примере (рис. 6.45) показаны результаты исследований 9" кондуктора аппаратурой ЦМ.

Интерпретация проведена на качественном уровне. По увеличению значений регистрируемой интенсивности рассеянного γ -излучения (кривые ЦМ1-4) можно сделать вывод, что цемент поднят до глубины 79 м. Снижение показаний на глубине 43 м связано с влиянием второй колонны (12" направления).

Для исследования скважин структурно-поискового бурения, горизонтальных участков скважин, а также эксплуатационных колонн диаметром от 3 до 4" применяются скважинные приборы контроля качества цементирования малого диаметра ЦМ-3-4 и ЦМ-4.

Интерпретация проводится в основном на качественном уровне, т.к. из-за небольшой толщины цементного кольца на показания ГГК значительное влияние оказывает плотность пород.

Рассмотрим результаты исследований аппаратурой ЦМ-3-4 в 4" хвостовике на скважине Туймазинского месторождения (рис. 6.46).

Сведения о конструкции скважины:

- 9" – кондуктор спущен на глубину 108 м;
- 5" – эксплуатационная колонна спущена на глубину 1041 м;
- 4" – хвостовик в интервале от 986 до 1717,5 м.

На диаграмме резким увеличением показаний ГГК на глубине 986 м отмечается выход в 5" колонну. Пониженные значения в интервале 986–1041 м связаны с двухколонной обсадкой этого интервала. В интервалах от 1041 до 1098 м и от 1111 до 1140 м за колонной отмечается наличие цементной смеси, заливка качественная. В интервале от 1098 до 1111 м повышенные значения ГГК связаны с тем, что заливка в этом интервале некачественная, т.е. раствор не полностью вытеснен цементной смесью.

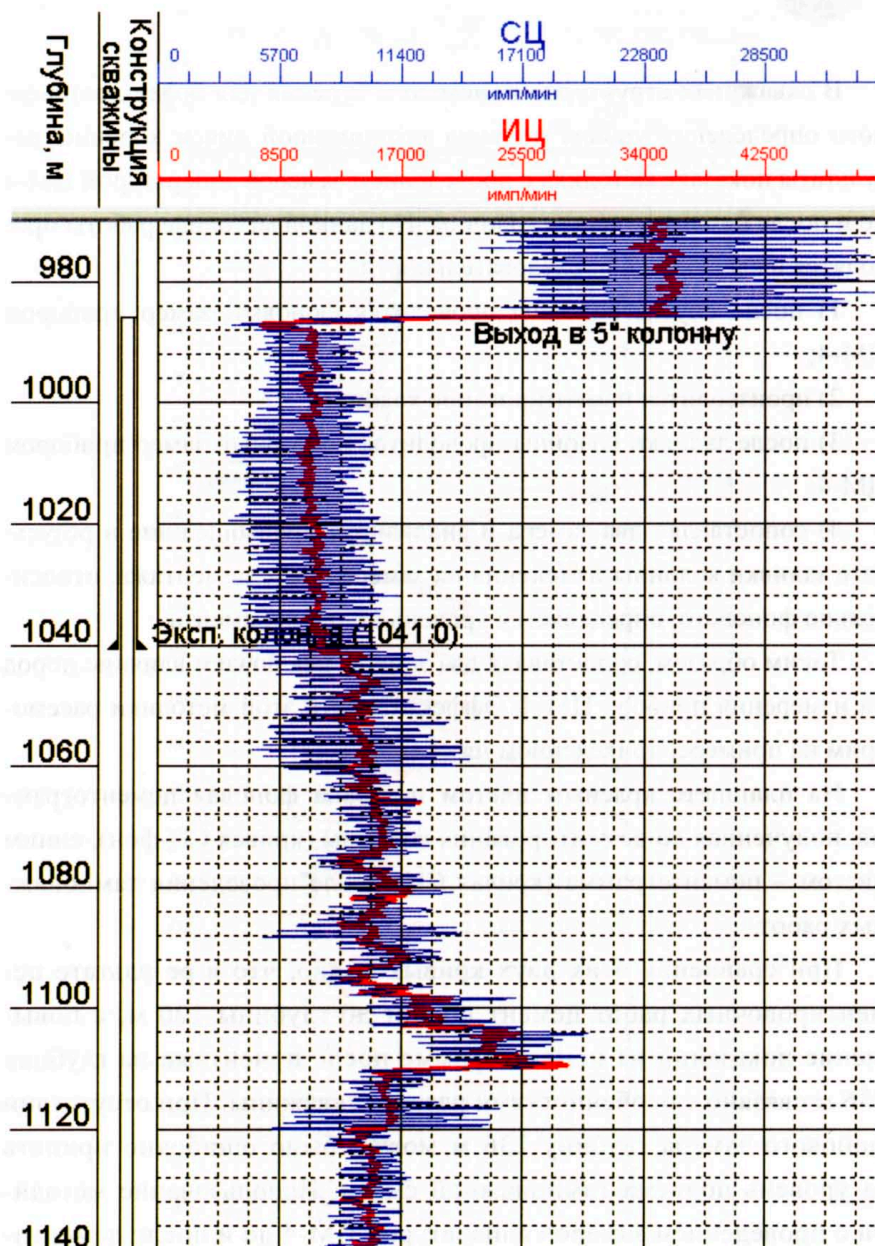


Рис. 6.46. Результаты исследований 4" хвостовика аппаратурой ЦМ



В скважинах структурно-поискового бурения для более достоверного определения уровня подъема тампонажной смеси хорошие результаты показала методика с проведением замеров аппаратурой ЦМ-4 до и после цементирования колонны. По данной методике работы проводятся в следующей последовательности:

- 1) после спуска колонны проводится фоновый замер прибором ЦМ-4;
- 2) производится цементирование колонны;
- 3) после заливки колонны проводится повторный замер прибором ЦМ-4;
- 4) сопоставляя два замера и анализируя произошедшие в результате заливки колонны изменения на замере после цементажа, относительно фонового, определяется уровень подъема цемента.

Таким образом, сопоставляя два замера, исключаем влияние пород на измерения прибора ЦМ-4. Эффективность этой методики рассмотрим на примере, приведенном ниже (рис. 6.47).

На планшете красным цветом показана фоновая цементограмма, полученная до цементирования колонны (кривая СЦ-фон), синим цветом – цементограмма (кривая СЦ) после проведения тампонажных работ.

При сравнении этих двух кривых видно, что в результате цементировочных работ цемент поднят до глубины 120 м, а повышение показаний на цементограмме после цементажа на глубине 136 м связано с особенностями разреза скважины. При отсутствии фонового замера глубину 136 м можно было ошибочно принять за уровень подъема тампонажной смеси. Использование методики с проведением замеров аппаратурой ЦМ-4 до и после цементирования колонны позволяет повысить достоверность выдаваемых заключений.

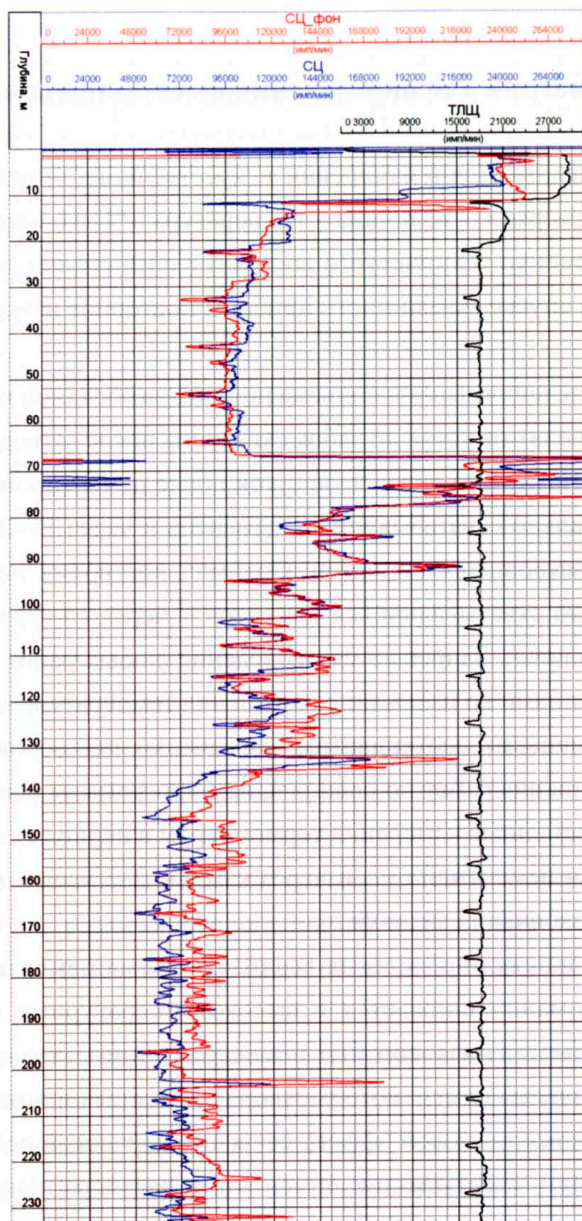


Рис. 6.47. Замеры аппаратурой ЦМ-4 до и после цементации колонны



§ 7. Термометрия для определения высоты подъема цемента

Метод заключается в измерении искусственного теплового поля в скважине. Измеряемая величина – температура в °С. Измерения температуры для оценки технического состояния обсаженных скважин выполняют при спуске скважинного прибора, повторное измерение – при его подъеме.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже чем через двое суток после цементирования колонны для нормально схватывающихся цементов и через 15–20 часов для быстросхватывающихся цементов. Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов – через 15–30 часов после окончания заливки. Запрещается проведение любых работ в скважине перед измерениями во избежание нарушения температурного режима.

При применении нестандартных цементных растворов, а также в случае выполнения работ по специальным программам рекомендуется проводить временные измерения термометром в период схватывания и затвердевания цементной смеси через каждые 2–3 часа в течение 1–2 суток после окончания заливки.

Эффективность определения высоты подъема цемента по температурной аномалии снижается в высокотемпературных скважинах, при использовании низкосортных цементов (глино- и гелцементы), в случае загрязнения цементного раствора или односторонней заливки.

Используется тепловой эффект от экзотермической реакции, происходящей при схватывании цементного раствора. Выделяющееся тепло повышает температуру в интервале, где находится цемент. Уровень цемента отбивается по резкому увеличению температуры (рис. 6.48).

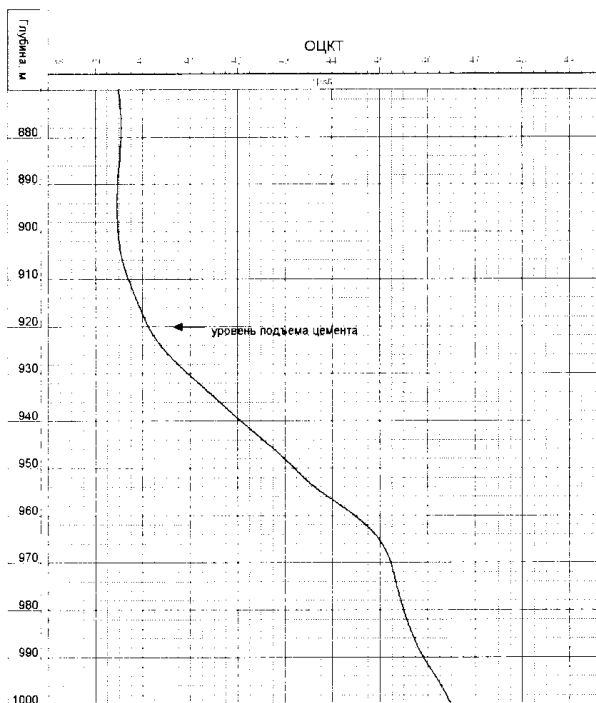


Рис. 6.48. Определение уровня подъема цемента за обсадной колонной по данным термометрии

В интервале скважины ниже уровня цемента температурная кривая осложнена резкими отклонениями, вызванными неравномерностью толщины цементного кольца и различием тепловых свойств горных пород.

Термометрические измерения в течение многих лет широко использовались в качестве основного метода контроля качества цементирования скважин. Однако в последние годы этот метод в связи с его существенными ограничениями вытеснился более эффективными методами.

Основные ограничения термического метода контроля качества цементирования следующие: невозможно оценить распределение



цементного камня в затрубном пространстве и его качество; исследования должны проводиться в строго определенное время после окончания цементирования; метод малоэффективен при использовании облегченных цементных растворов.

§ 8. Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия

Электромагнитная дефектоскопия является одним из основных методов изучения технического состояния обсадных колонн.

Задачами исследований являются:

- выявление местоположения башмака и муфт обсадной колонны (кондуктора, технической колонны), размещенной за колонной, в которой ведут исследования;
- определение положения элементов конструкции скважин, в том числе центраторов, пакер-гильз, ремонтных конструкций;
- определение толщины стенок труб обсадной колонны;
- регистрация мест коррозионных и иных дефектов стенки обсадной колонны;
- выявление участков негерметичности скважины;
- выявление положения и размеров продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отдельных труб;
- оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах;
- определения местоположения интервалов перфорации, количества перфорационных отверстий сверлящей и кумулятивной перфорации.

Как отмечалось ранее, метод электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии основан на изучении характеристик вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого в обсадной колонне генераторной катушкой прибора.

Изучение характеристик поля позволяет выделить дефекты колонны, оценить их расположение, форму, размеры, а также толщину стенок.

Изменяя ориентировку катушек, можно исследовать дефекты различного типа и, в частности, разделять трещины, направленные вдоль оси скважины и поперек нее.

Интенсивность аномалий вторичного поля против небольших дефектов быстро убывает с удалением от стенки колонны, поэтому в сканирующей модификации аппаратуры часть зондов расположена в прижимных башмаках, скользящих по стенкам колонны.

Далее рассмотрим методику проведения каротажа, методику обработки и интерпретации полевого материала на примере аппаратуры ЭМДС-С (сканирующей электромагнитной дефектоскопии).

Методика проведения каротажа аппаратурой ЭМДС-С

Дефектоскоп работает в двух режимах: режим изучения толщины стенок и выявления крупных дефектов (сокращенно режим толщины) и режим выявления малых дефектов (сокращенно режим дефектов). Переход от одного режима к другому осуществляется запуском соответствующей управляющей программы.

В режиме толщины работают четыре секторных датчика толщины и три интегральных датчика, а в режиме дефектов – только четыре секторных датчика малых дефектов.

В зависимости от характера задач, поставленных перед геофизической службой на изучаемой скважине, последовательность операций каротажа может быть несколько различной:

– Если требуется обследовать обсадную колонну на наличие дефектов любой формы в отдельном интервале или по всему стволу скважины, то необходимо провести каротаж поочередно в двух режимах: в режиме дефектов и в режиме толщины.



– Если необходимо обследовать толщину стенок колонны, проверить, не образовались ли желоба в стенках при спускоподъемных операциях, то достаточно провести каротаж только в режиме толщины.

– Если требуется выполнить контроль перфорации, то рекомендуется вначале провести каротаж интервала перфорации с выходом по 15–20 м выше и ниже его в режиме дефектов. В том случае когда исследуется интервал кумулятивной перфорации и заказчика интересует факт возможного растрескивания трубы при перфорации, необходимо провести также каротаж в режиме толщины для изучения этого вопроса.

В процессе каротажа оператор следит за экраном монитора, отмечая аномальные интервалы для возможной детализации или повторной записи. Программами регистрации предусмотрена возможность прокрутки записи назад, не останавливая процесса каротажа, или по окончании каротажа до закрытия файла.

Повторный каротаж в режиме толщины выполняется на небольшом отрезке у забоя или на наиболее дифференцированном участке скважины.

Каротаж в режиме дефектов в аномальных интервалах обязательно повторяется два раза.

Воспроизводимость результатов оценивается по кривым осевого интегрального зонда. По остальным кривым качество записи признается нормальным, если все четкие аномалии выявляются при основной и повторной записи одним и тем же или разными датчиками, но на одной и той же глубине.

Методика обработки данных

Данные каротажа с аппаратурой ЭМДС-С записываются на жесткий диск бортового компьютера в виде *LAS*-файлов и передаются на обработку и интерпретацию.

Обработка производится с помощью управляющей программы. Пример окна программы на рис. 6.49.

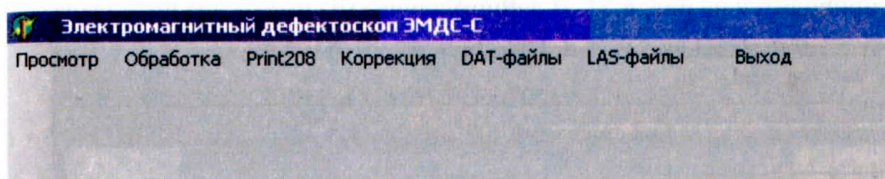


Рис. 6.49. Главное меню управляющей программы

Обработка проводится в двух режимах: в режиме дефектов и в режиме толщины.

В режиме дефектов проводится выделение локальных дефектов на фоне помех. Результатами обработки являются четыре посекторные кривые.

Против локальных дефектов (отверстий и впадин коррозионной природы, поперечных щелей, а также перфорационных отверстий) на секторных кривых фиксируются аномалии, содержащие три полуволны: узкий глубокий минимум и два более слабых максимума.

По этим кривым составляется таблица дефектов, из которой на этапе визуализации обработки строится развертка дефектов по периметру скважины (рис. 6.50).

В режиме толщины вначале выполняется качественная интерпретация данных. Производится просмотр кривых и выделение аномалий, которые могут указывать на наличие дефектов.

После этого выполняется вычисление толщины стенок колонны, осредненной по окружности, по кривым осевого интегрального зонда, и вычисление толщины стенок по четырем секторам по кривым секторных зондов толщины.

Необходимо проанализировать конструкцию скважины. Весь интервал каротажа нужно разбить на несколько интервалов с одинаковой



конструкцией и числом колонн и более или менее одинаковым уровнем записи (в зависимости от электромагнитных свойств). Пример разбиения приводится на рис. 6.51. В данном случае мы имеем два интервала.

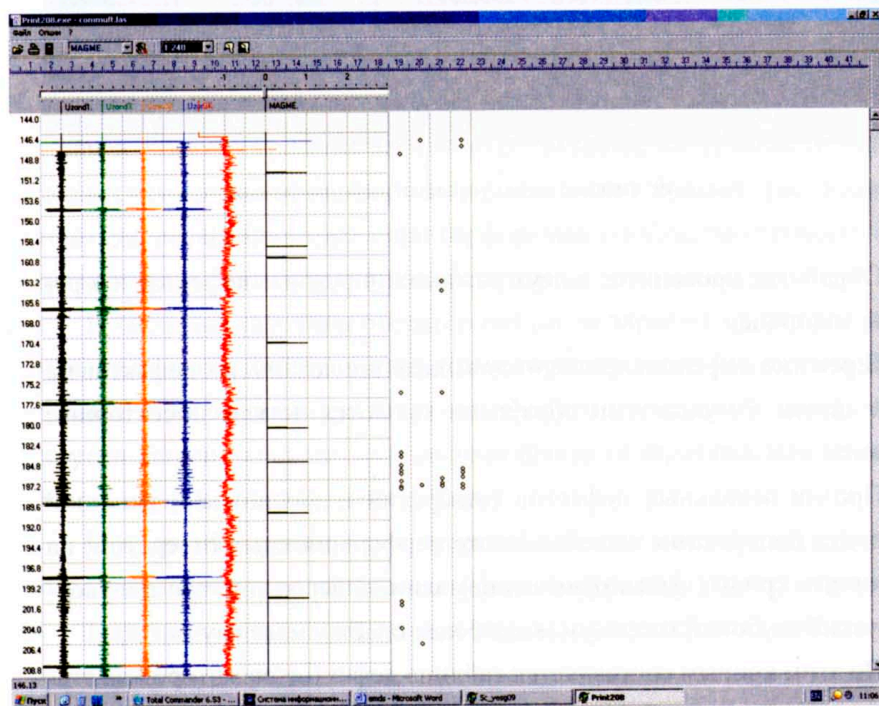


Рис. 6.50. Вид планшета после построения колонки дефектов

Для каждого интервала конструкции требуется выбирать базовый интервал. Относительно заданной в базовом интервале толщины колонны производится расчет толщины стенки колонны в каждом интервале конструкции скважины. После расчета на экран выводятся кривые файла результатов, т. е. кривые толщины стенок колонны. Если результат обработки удовлетворительный, то интерпретатор переходит к построению развертки толщины по периметру колонны (рис. 6.52), если нет – обработка повторяется с измененными параметрами, например, с другим базовым интервалом.

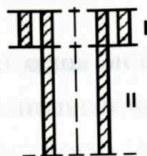


Рис. 6.51. I – две трубы, II –одиночная труба

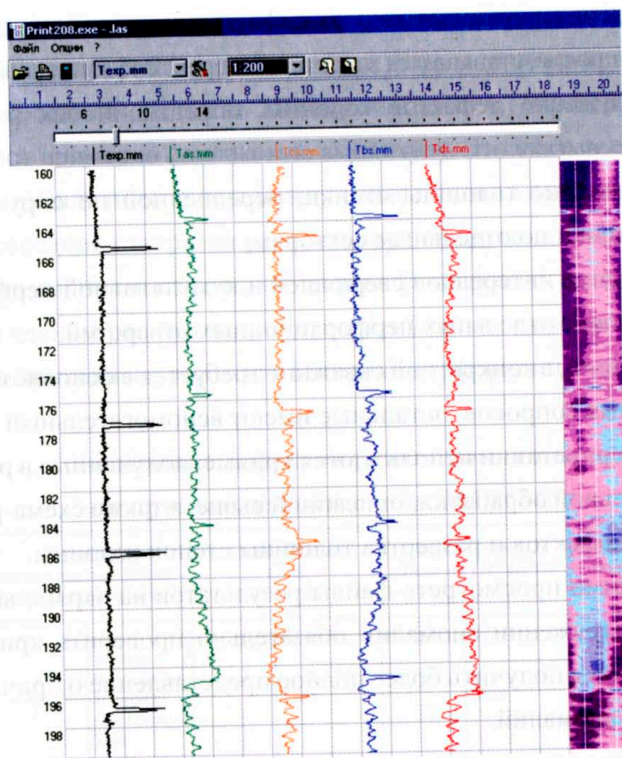


Рис. 6.52. Вид планшета после построения развертки толщины стенок колонны

Интерпретатору следует пытаться получить как можно больше данных об изменениях толщины стенок изучаемых скважин, используя их для контроля данных электромагнитной дефектоскопии. Такие сведения можно получить по данным других методов каротажа: трубной профилометрии и гамма-гамма-толщинометрии либо по данным



из паспорта скважины, особенно когда при строительстве скважины использованы трубы различной толщины.

Методика интерпретации

В задачи интерпретации данных дефектоскопии входит решение нескольких вопросов, ставящихся заказчиком перед геофизической службой:

- обнаружение дефектов колонны, определение их размеров и формы;
- определение толщины стенки, осредненной по окружности, и толщины стенки по отдельным секторам;
- выделение интервалов сверлящей и кумулятивной перфорации и по возможности отдельных перфорационных отверстий.

Как правило, в конкретной скважине требуется в основном решение одного из этих вопросов, остальные имеют вспомогательный характер.

Для интерпретации используются кривые, полученные в результате предварительной обработки, описанной выше, а также схема-развертка локальных дефектов и развертка толщины стенок колонны.

Необходимо просмотреть файлы результатов на экране компьютера. При обнаружении аномалий обязательно проверить кривые всех датчиков, чтобы получить более полное представление о причинах возникновения аномалий.

Необходимо учитывать дополнительные сведения, имеющиеся по изучаемой скважине, в первую очередь данные термометрии, расходомерии, резистивиметрии и особенно внимательно данные дефектоскопии в интервалах негерметичности колонны, предполагаемой по показаниям этих методов.

В таблице 6.12 сведены данные о том, как проявляются перфорационные отверстия и дефекты различного типа на кривых 11 датчиков прибора ЭМДС-С.

1. Интервалы перфорации и отдельные отверстия выделяются по кривым секторных дифференциальных датчиков, которым в файле предварительной обработки присвоены имена *Uzond1*, *Uzond2*, *Uzond3*, *Uzond4*.

Каждое отдельное отверстие проявляется на кривой датчика, который прошел мимо него, характерной аномалией из трех узких экстремумов: одного глубокого минимума и двух менее интенсивных максимумов. Нередко слабые аномалии такой же формы отмечаются на данной глубине и соседним датчиком. Иногда аномалии на двух соседних датчиках имеют примерно одинаковую амплитуду. Это указывает на то, что отверстие прошло посередине между центрами этих датчиков.

Если соседние отверстия удалены друг от друга по глубине или по окружности на 10 см и более, их можно фиксировать по отдельности; при более тесном расположении отверстий аномалии от них сливаются, и тогда приходится выделять интервал перфорации в целом.

Таблица 6.12

Выделение дефектов различного типа по кривым дефектоскопа ЭМДС-С

Виды дефектов	Секторные зонды малых дефектов <i>Uzond1</i> ÷ <i>Uzond4</i>		Осевой зонд <i>OSE</i>		Два поперечных зонда <i>APOP</i> , <i>BPOP</i>		Секторные зонды толщины <i>ASC</i> , <i>BSC</i> , <i>CSC</i> , <i>DSC</i>	
Отверстия сверлящей или кумулятивной перфорации		Узкие аномалии из трех экстремумов	—	Нет	—	Нет	—	Нет
Растрескивание колонны в зоне кумулятивной перфорации		Группа сближенных узких аномалий		Минимум		Минимум		Понижение различной интенсивности
Малые отверстия коррозионной природы		Узкие аномалии из трех экстремумов	—	Нет	—	Нет	—	Нет



Виды дефектов	Секторные зонды малых дефектов <i>Uzond1–Uzond4</i>		Осевой зонд <i>OSE</i>		Два поперечных зонда <i>APOP, BPOP</i>		Секторные зонды толщины <i>ASC, BSC, CSC, DSC</i>	
Интервал площадной коррозии		Повышенная изрезанность кривых		Понижение уровня		Понижение уровня		Понижение уровня
Истирание стенки с одной стороны (желоб)	—	Нет	—	Нет или слабое понижение	—	Нет или слабое понижение		Четкое понижение по одному или двум зондам
Продольная щель	—	Нет или неясные аномалии		Минимум		Неясные экстремумы у краев щели		Неясные аномалии по одному или двум зондам
Поперечная щель		Интенсивная узкая аномалия из трех экстремумов		Нет или слабое повышение		Минимум		Минимумы по одному или нескольким зондам

2. Растрескивание колонны в зоне кумулятивной перфорации проявляется появлением минимумов осевого *OSE* и поперечных *APOP* и *BPOP* интегральных зондов на фоне пиков кривых секторных датчиков малых дефектов.

3. Небольшие отверстия (средним диаметром от 8–9 мм до 30–40 мм) обнаруживаются только на кривых секторных дифференциальных зондов мелких дефектов *Uzond1–Uzond4*. Другие датчики не отмечают дефектов.

4. Интервалы площадной коррозии выделяются по понижениям уровня кривых осевого и поперечных интегральных зондов, а также понижением уровня кривых одного или нескольких секторных датчиков толщины *ASC–DSC*. Может отмечаться повышенная изрезанность

кривых датчиков малых дефектов *Uzond1–Uzond4* и локальные аномалии из трех экстремумов, отмечающие отдельные отверстия или глубокие впадины в пределах общей зоны коррозии.

5. Дефекты стенок в форме желоба выделяются по понижению уровня кривой одного или нескольких секторных зондов толщины *ASC, BSC, CSC, DSC* при сохранении неизменного уровня других секторных зондов толщины. Другие зонды не реагируют на данный дефект или отмечают его сравнительно слабыми понижениями уровня. Выделение дефектов в форме желоба рекомендуется проводить по кривым *ASC, BSC, CSC, DSC*, а в случае обнаружения аномалии использовать также расчетные кривые толщины по секторам.

6. Продольная трещина или щель длиной от 70 мм и более выявляется минимумом интегрального осевого зонда – кривая *OSE* – при слабом проявлении аномалий других зондов. В частности, на кривых поперечных зондов против продольной щели обычно отмечаются сравнительно слабые разнополярные аномалии.

7. Поперечные щели и поперечные разрывы колонны проявляются минимумом одного или обоих интегральных поперечных зондов *APOP* и *BPOP* и интенсивной аномалией из трех узких экстремумов на кривых одного или нескольких секторных зондов малых дефектов *Uzond1 – Uzond4*.

По окончании процесса выделения дефектов и расчета толщины составляются и выводятся на бумагу итоговые планшеты, на которые выносятся наиболее характерные кривые, фиксирующие дефекты, схемы локальных дефектов и развертка толщины стенок.

Составляется заключение по результатам геофизических исследований методом электромагнитной дефектоскопии-толщинометрии и другими методами для передачи заказчику.

Ниже на рис. 6.53 приведен пример вывода результатов обработки и интерпретации в системе ПРАЙМ.

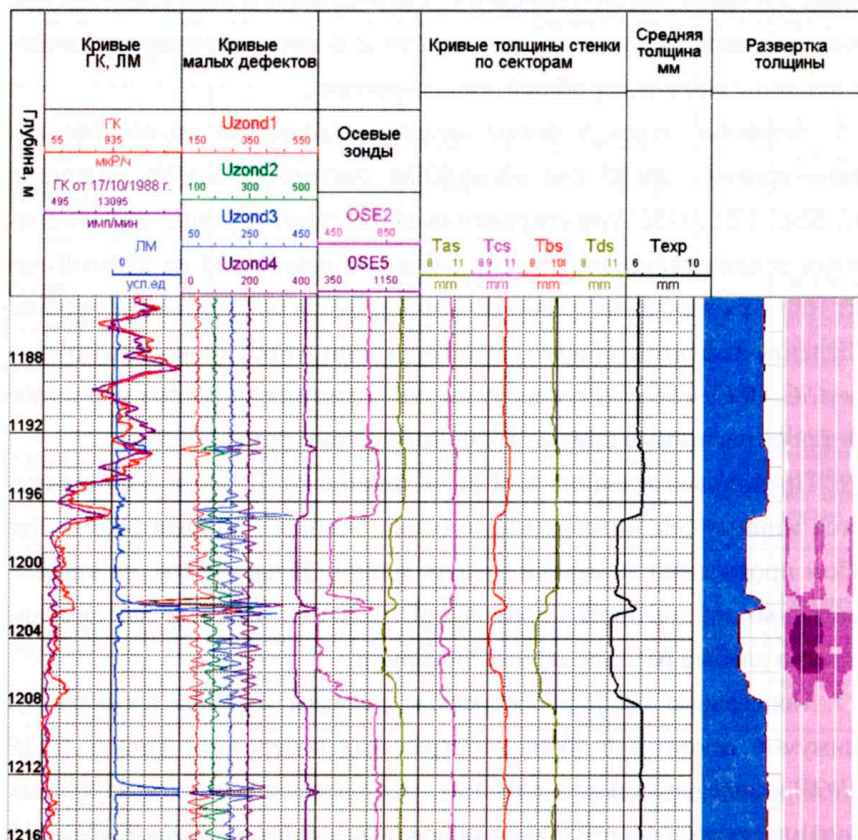


Рис. 6.53. Результаты обработки сканирующей электромагнитной дефектоскопии

По данным дефектоскопии кривые секторных зондов толщины фиксируют наличие двух сплошных щелей протяженностью около 11 метров вдоль образующих, по которым прошли зонды *A* и *B* (кривые *T_{as}* и *T_{bs}*). Глубина интервала щелевой перфорации 1197,0–1208,0 м.

В нижней части этого интервала экстремумы аномалий сместились к зондам *C* и *D*, по-видимому, из-за разворота прибора в скважине. Кривые осевого интегрального зонда *OSE2* и *OSE5* отмечают интервал щелевой перфорации полностью.

Однозначная оценка интервала целевой перфорации невозможна при наличии первичной перфорации, что следует учитывать при исследованиях в следующих скважинах.

Нижний интервал кумулятивной перфорации на глубине 1214,0–1216,0 м четко отмечается только кривыми зондов малых дефектов.

Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия ЭМДС-ТМ-42

Аппаратура электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии скважин предназначена для дефектоскопии и отдельного определения толщины стенок труб в скважинах. Скважинный дефектоскоп ЭМДС-ТМ-42Е имеет следующие возможности:

- Позволяет исследовать конструкцию скважины, в том числе определить положение всех муфт в двух внутренних трубах, получить полную картину расположения всех труб по глубине, глубину размещения башмаков колонн, пакеров, клапанов и т. д.

- Определяет толщину двух внутренних труб отдельно для каждой трубы (после машинной обработки).

- Обнаруживает дефекты типа трещин, порывов, интервалы коррозии и механического истирания стенок, зоны взрывной перфорации и фильтры, а также рассоединения в муфтах.

- Содержит чувствительный термометр для выявления притока и поглощения флюида.

- Используется с каротажными станциями, позволяющими получать электрические импульсы глубины и магнитные метки. Сведения о телеметрии открыты для доступа.

- Позволяет проводить исследования в действующих нефтяных и газовых скважинах без остановки процесса эксплуатации.

- Содержит гамма-блок.

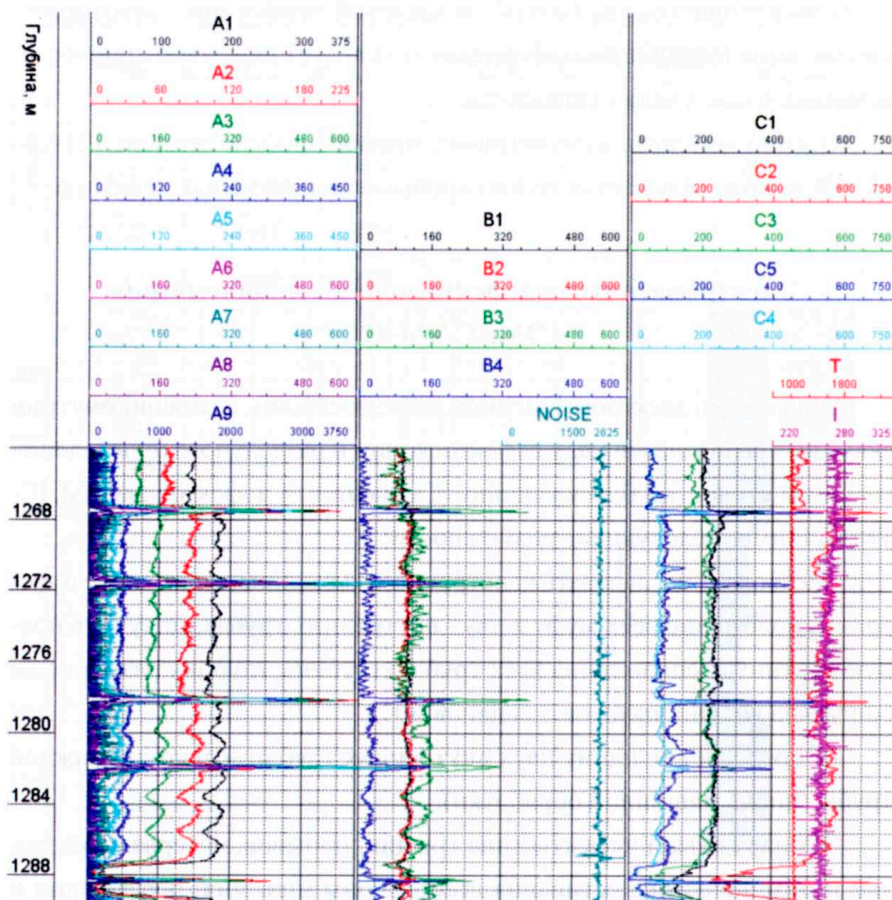


Рис. 6.54. Исходные данные, зарегистрированные на скважине дефектоскопом ЭМДС-ТМ-42

Исходным материалом для интерпретации является *LAS*-файл, в который заносятся данные измерений с аппаратурой ЭМДС-ТМ-42Е в процессе каротажа. Основными результатами измерений дефектоскопа являются кривые следующих групп зондов:

- зонды *A* – большой осевой зонд (9 задержек по времени);
- зонды *C* – малый осевой зонд (5 задержек по времени);
- зонды *B* – поперечный зонд (4 задержки по времени).

Перед началом интерпретации исходные кривые каротажа ЭМДС необходимо вывести на экран и выбрать наиболее информативные кривые (рис. 6.54)

Необходимо проанализировать конструкцию скважины. Весь интервал каротажа нужно разбить на несколько интервалов с одинаковой конструкцией и числом колонн и более или менее одинаковым уровнем записи (в зависимости от электромагнитных свойств). Для каждого интервала конструкции требуется выбирать базовый интервал. Просматривая выбранные четыре характерные кривые, на данном интервале нужно выбрать отрезок длиной не менее 20 точек (например, при шаге дискретизации по глубине 0,05 м длина отрезка составляет 1 м). Пример разбиения приводится на рис. 6.55. В данном случае имеется три интервала.

Требования к выбору базового интервала: сравнительно небольшие колебания кривых и типичный для рассматриваемого интервала уровень записи, наиболее часто наблюдающиеся в интервале. Относительно базового интервала проводится расчет толщины стенки колонны по всему интервалу с одинаковой конструкцией скважины. Результаты поинтервальной обработки объединяются в один *LAS*-файл и выводятся на экран для просмотра.

Результатами обработки являются кривые толщины стенок двух внутренних колонн. При неудовлетворительном результате обработка повторяется с корректировкой параметров расчета толщины, например, изменяется базовый интервал или коэффициенты расчета толщины.

Интерпретация включает два этапа: качественное выделение дефектов, определение их характера и количественную оценку толщины стенок труб и степени коррозии.

Кроме того, по данным ЭМДС фиксируются элементы конструкции скважин.

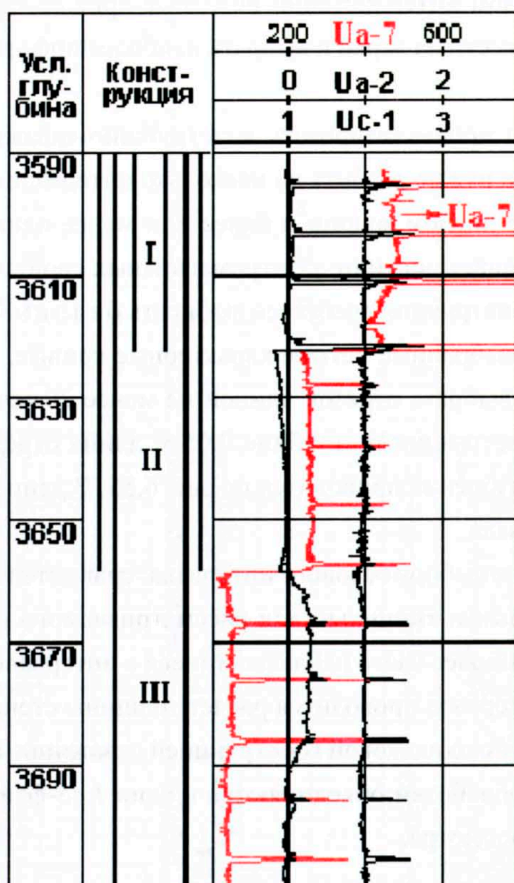


Рис. 6.55. Пример разбиения на интервалы с одинаковой конструкцией скважины

Для выделения дефектов, как правило, следует использовать файлы наблюдаемых значений, полученные в процессе каротажа ЭМДС.

Прежде всего выбираются четыре характерные кривые, которые наиболее четко отражают качество труб в данной конкретной конструкции изучаемого интервала скважины. В целом, с увеличением диаметра труб и номинальной толщины стенок нужно рассматривать кривые с увеличенным временем задержки.

Ориентировочно для рассмотрения предлагаются следующие характерные кривые:

а) одна колонна диаметром от 140 до 168 мм с толщиной стенок от 7 до 9 мм – кривые С3, В2, А1, А3;

б) НКТ диаметром от 73 до 89 мм с толщиной стенок от 5 до 7 мм – кривые С2, В1, А4, А9;

в) эксплуатационная колонна диаметром от 140 до 168 мм с толщиной стенок от 7 до 9 мм и техническая колонна диаметром от 8 до 10 мм – кривые С5, В2, А5, А9.

Кроме того, во всех случаях просматривается кривая аномалий постоянного магнитного поля *NOISE*.

Рекомендуемый масштаб просмотра – 30 м на экран монитора.

Последовательно просматриваются кривые по отдельным отрезкам, выделяются аномальные интервалы. Условно считаем аномалиями понижения кривых на 15–20% и более от среднего уровня изучаемой трубы (между соседними муфтами внутренней трубы) при условии, что это понижение в 2–3 раза превышает случайные или периодические колебания уровня в изучаемой кривой. Особенно внимательно рассматриваются интервалы, где имеются аномалии других методов (термометрии, расходометрии и др.). На участке предполагаемой аномалии обязательно просматриваются все 27 зарегистрированных кривых. Истинные дефекты всегда появляются на нескольких кривых рассматриваемого зонда и чаще всего проявляются на кривых нескольких зондов.

Узколокальные аномалии против малых дефектов важно отличить от сбоев записи, обусловленных неверной настройкой прибора или дефектами коллектора каротажного подъемника. Сбои отличаются резким броском уровня наблюденных кривых, нередко имеющим разный знак у разных кривых.

Истинные дефекты отмечаются на наблюденных кривых разных



зондов со сдвигом по глубине, а сбои фиксируются синхронным скачком наблюдаемых кривых.

Кроме того, при работе без центраторов возможно проявление синхронных изменений уровня записи разных зондов, связанное с отходом прибора от стенки колонны к центру.

После выявления аномалии оценивается характер дефекта колонны, который вызвал эту аномалию.

Вертикальные трещины и разрывы труб отмечаются резким понижением уровня кривых наблюдаемых значений обоих осевых зондов. При длине трещины или разрыва 40 см и более уровень наблюдаемых кривых короткого осевого зонда снижается до уровня, соответствующего отсутствию трубы. При уменьшении длины трещины в пределах 15–40 см амплитуда аномалии постепенно уменьшается, трещины короче 7 см в первой трубе и 30 см во второй отмечаются неотчетливо.

На кривых поперечного зонда В узкие продольные трещины не отмечаются.

Поперечные трещины в первой трубе отмечаются минимумами на кривых поперечного зонда, не отмечаются на кривых осевых зондов.

Поперечные разрывы, в том числе без смещения концов, но охватывающие всю окружность трубы, четко отмечаются на кривых постоянного поля *NOISE*. Поперечные разрывы, а также рассоединения труб в муфтах фиксируются четкими разнополярными аномалиями кривой *NOISE*. Разрывы внутренней трубы отмечаются аномалиями *NOISE* большой амплитуды, тысячами единиц кода АЦП. Разрывы второй от центра скважины трубы, например, разрывы колонны при измерениях через НКТ, также отмечаются разнополярными аномалиями *NOISE*, хотя и меньшей амплитуды, порядка сотен единиц кода.

Наблюдаемые кривые всех зондов нередко осложнены аномалиями

— помехами, связанными с локальными изменениями электромагнитных свойств труб, возникающими при их изготовлении. Чаще всего эти помехи проявляются в виде отрезков синусоиды, имеющей 3–5–7 полупериодов с переменной амплитудой. Нередко помехи проявляются не в единичной трубе, а в группе соседних труб, располагаясь примерно на одном и том же расстоянии от муфт, что позволяет отличить их от аномалий, вызванных дефектами.

После просмотра файлов наблюдаемых значений выполняется просмотр файла результатов интерпретации, куда также записаны характерные наблюдаемые кривые. Здесь кривые разных зондов совмещены по глубине, что позволяет более точно сопоставить проявление дефекта на кривых разных зондов.

Если проведена увязка кривых с истинной глубиной, то получаем истинную глубину дефектов. Необходимо определить протяженность дефекта вдоль скважины. Границы дефекта определяются по точкам наибольшего градиента кривых. Сведения о глубине и характере дефекта, а также имена кривых, на которых четко проявляется этот дефект, выносятся в Заключение о результатах дефектоскопии.

Данные толщинометрии представлены на кривых толщины первой и второй колонн в файле результатов.

Данные электромагнитной толщинометрии по возможности рассматриваются совместно с данными других методов, отражающих толщину стенок колонны: гамма-толщинометрии с прибором СГДТ, нейтронного гамма-каротажа, профилометрии с прибором ПТС-4, микровернометрии. С особой тщательностью изучаются интервалы, где предполагается негерметичность колонн по данным поинтервальной откачки, термометрии, шумометрии.

По кривым толщины с учетом допустимой погрешности метода (0,5 мм в одиночных трубах и 1,5 мм – многоколонных) выделяются интервалы предполагаемых дефектов, проявляющихся как уменьше-

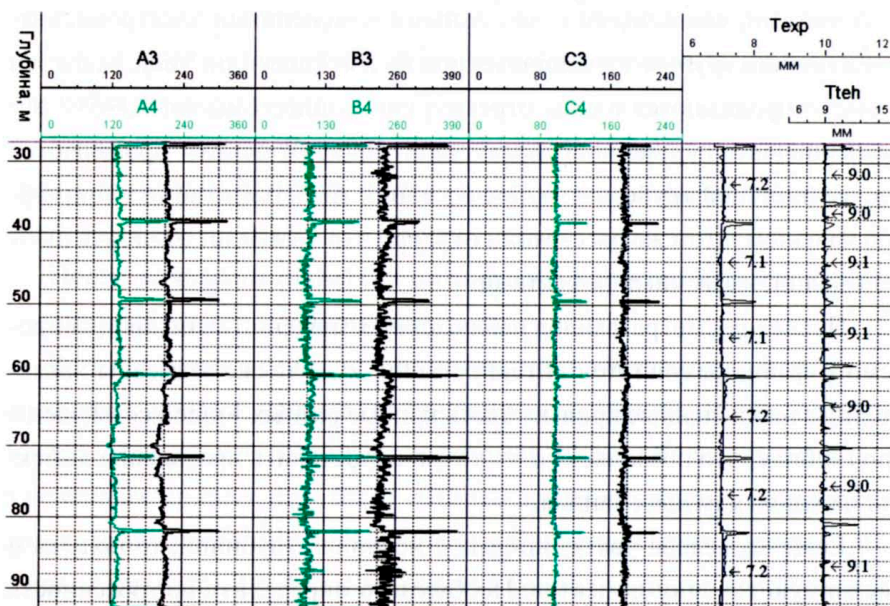


Рис. 6.56. Визуальное представление материала после проведения расчета толщины стенок эксплуатационной и технической колонн

ние толщины стенки. Определяется, к какой из двух труб относится выявленный дефект, оценивается степень проявления коррозии или износа. К слабопроявленным условно относятся дефекты с уменьшением толщины стенки на 1,2–1,5 мм, к дефектам средней интенсивности – 1,5–2,5 мм, к сильным дефектам – более 2,5 мм.

Толщина стенки, определяемая прибором, соответствует усредненной по окружности и на длину около 15 см фактической толщине стенки (рис. 6.56).

Эти две величины не сильно различаются при более или менее однородной коррозии трубы. Но если есть данные о том, что дефект связан с износом трубы, например когда аномальный интервал совпадает с глубиной установки ЭЦН, то максимальное утоньшение трубы может быть в 3–4 раза больше, чем на кривой толщинограммы.

Вспомогательная кривая толщины ТЛС, вычисленная по данным измерений с коротким осевым зондом, более точно отражает толщину стенок в интервалах, дефектов малой длины – менее 0,5 м вдоль оси скважины. В остальных случаях более точными являются значения толщины, определенные по измерениям с длинным осевым зондом.

Муфты первой трубы четко фиксируются на наблюдаемых кривых и кривой толщины первой трубы. В большинстве случаев на кривой наблюдаемых значений каналов А4–А9 (большой осевой зонд) отмечаются также муфты второй колонны.

Такие элементы конструкции колонны, как пакеры, телескопические соединения, окончание второй колонны отчетливо выделяются на наблюдаемых кривых.

Результаты интерпретации отражаются в заключении по скважине и на графическом приложении, пример которого приводится ниже (рис. 6.57).

Показанный на рисунке замер выполнен после проведения гидрощелевой перфорации с целью определения фактического интервала гидрощелевой перфорации.

По данным ЭМДС-ТМ-42 интервалы перфорации отмечаются: (1250,2 ÷ 1255,7); (1257,0 ÷ 1260,1); (1261,3 ÷ 1264,5) м.

Схема изолиний показывает, как изменяется сигнал осевых зондов (С и А) по увеличению слева направо времени задержки, что соответствует увеличению глубинности исследований.

На рис. 6.58 показаны наблюдаемые кривые по трубе диаметром 168 мм с толщиной стенок 9 мм с искусственно созданными вертикальными, горизонтальными и наклонными щелями.

Труба со щелями помещена в кондуктор-трубу диаметром 219 мм с толщиной стенки 10 мм, что несколько ухудшает качество материалов.

В верхней части рисунка выделяются две интенсивные аномалии кривых короткого (*Uc-4*) и длинного (*Ua-5*) осевых зондов на глубине 4,0–4,8 м и 5,8–6,6 м. По кривым поперечного зонда *Ub-1* и *Ub-4* здесь

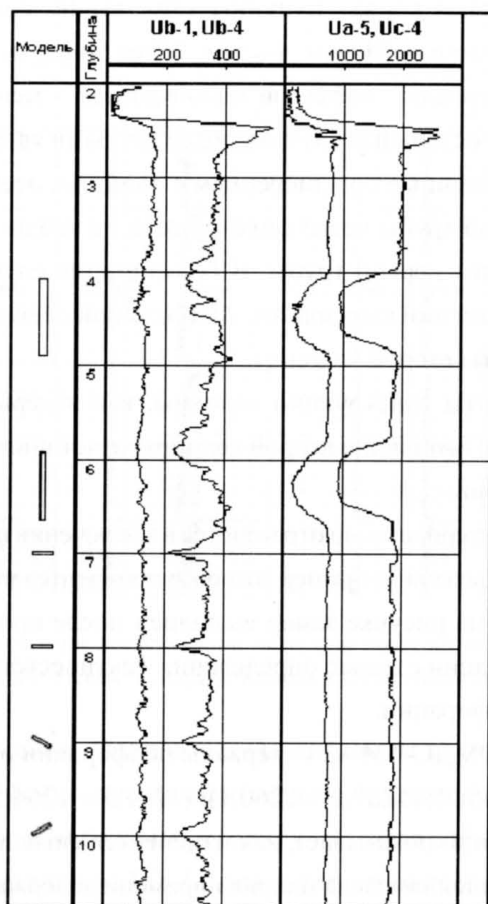


Рис. 6.57. Наблюдаемые кривые в трубе со щелями:
Ub-1, Ub-4 – поперечный зонд; *Uc-4* – малый осевой зонд;
Ua-5 – большой осевой зонд

наблюдаются сравнительно слабые понижения, приуроченные к границам аномальных интервалов осевых зондов. Подобное сочетание аномалий указывает на наличие продольных щелей или трещин в стенке трубы. Площадное уменьшение толщины, например, вследствие коррозии, отметилось бы четкими аномалиями продольного и поперечного зондов.

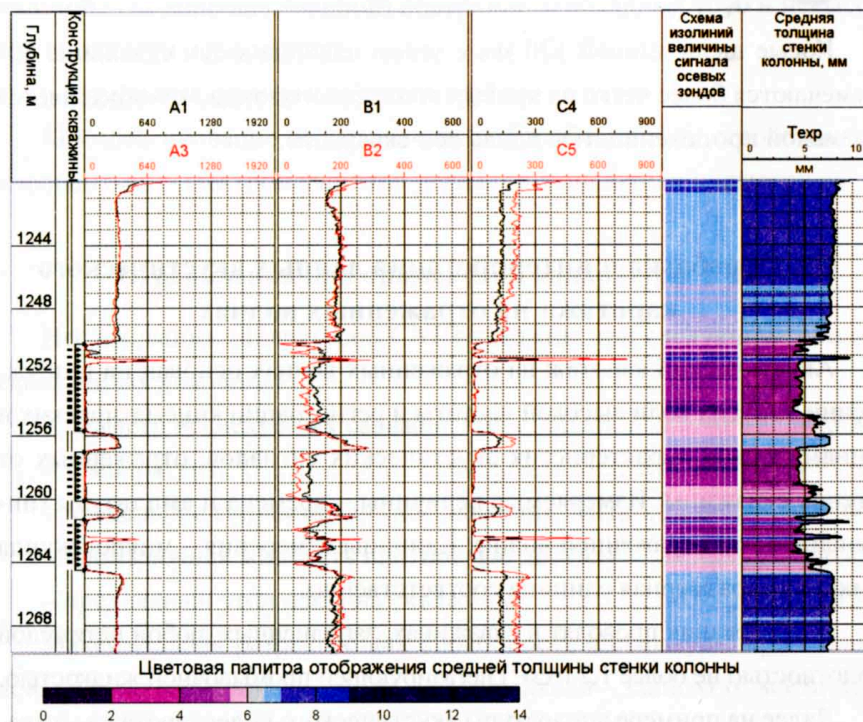


Рис. 6.58. Пример графического приложения (планшета) с результатами обработки замеров ЭМДС-ТМ-42

Очень большая амплитуда аномалий осевых зондов показывает, что щели являются сквозными.

Фактически в интервале 4,0–4,8 м имеется продольная щель длиной 0,8 м, шириной 7 мм, а в интервале 5,8–6,6 м – продольная щель длиной 0,8 м, шириной 3 мм. Как видно из рисунка, изменение ширины щели практически не отражается на амплитуде аномалии.

Горизонтальные щели длиной 120 мм на глубине 7,0 и 8,0 фиксируются четкими узкими минимумами на кривых поперечного зонда и совсем не отмечаются или отмечаются еле заметными максимумами на кривых осевых зондов.



Косые щели длиной 120 мм с углом наклона к оси скважины 60° отмечаются более четко на кривых поперечного зонда, что объясняется их малой протяженностью вдоль оси скважины.

§ 9. Обработка и интерпретация данных акустического каротажа на отраженных волнах

Акустический каротаж на отраженных волнах основан на возбуждении упругих волн высокой частоты и регистрации кинематических и динамических характеристик акустических сигналов, отраженных от стенок скважины. Измеряемые величины – времена и амплитуды (интенсивность) отраженной волны. Единицы измерения – микросекунда (мкс) и безразмерная единица соответственно.

Исследования проводят в скважинах, заполненных любой нетяжелой (плотностью не более $1,2 \text{ г/см}^3$) негазирующей промывочной жидкостью.

Далее на примере аппаратуры акустического видеокаротажа – скважинного акустического телевизора (САТ) будут рассмотрены возможности метода и примеры скважинного материала.

Промыслово-геофизическая аппаратура САТ предназначена для получения цветного графического изображения развертки внутренней стенки обсадной колонны (в дальнейшем изображения САТ), заполненной промывочной жидкостью.

Изображения САТ представляют визуальную акустическую картину, отображающую отражательную способность стенки обсадной колонны.

Исследования обсаженного ствола позволяют получать следующие данные технического состояния обсадных колонн:

- местоположение и характер нарушений обсадных труб – обрывы, вырывы, коррозионные нарушения и т. п.;
- местоположение и количество перфорационных отверстий при

«чистой» (не корродированной) поверхности обсадных труб и невысокой плотности перфорации;

– определять размеры дефектов труб.

Комплексирование исследований САТ в обсаженном стволе может проводиться с электромагнитной дефектоскопией-толщинометрией.

Ограничения при применении аппаратуры САТ

Исследования аппаратурой САТ возможны при следующих общих скважинных условиях:

- диаметр исследуемых скважин, мм от 125 до 300;
- температура, °С от 10 до +120;
- предельное гидростатическое давление, МПа 60;
- промывочная жидкость плотностью до, г/см³ 1,25;
- предельный угол наклона скважины 15°.

Максимальная разрешающая способность аппаратуры при исследованиях по горизонтали – 4 мм, а по вертикали – зависит от масштаба регистрации и имеет следующие значения:

1:50 – 8 мм;

1:100 – 16 мм;

1:200 – 32 мм.

Изображения САТ отображают только поверхность стенки скважины, глубинной информации не содержат.

Исследования интервалов перфорации необходимо проводить по истечении 3–4 часов после прострелочных работ в связи с образованием газовой пробки.

Изображения САТ имеют несоответствие горизонтального и вертикального масштабов. Это несоответствие тем больше, чем меньший масштаб принят при регистрации.

Качество регистрации внутренней поверхности обсадной колонны зависит от фона помех, вызванного коррозией и механическим износом



колонны, появляющимся на изображениях в виде участков потемнения, снижающих качество материалов видеокаротажа. Так, изображение отверстий диаметром 8 мм в колонне на изображениях будет представлено темными черточками, трудно различимыми на фоне помех.

Интервалы перфорации и перфорационные отверстия

Выделение перфорационных отверстий на фоне помех проводится по следующей методике.

На изображениях интервала перфорации выделяют четко наблюдаемые перфорационные отверстия. Кругочками отмечают ожидаемые координаты всех остальных отверстий, соответствующие применяемому типу перфоратора.

По известной плотности перфорации в заданном интервале, количеству отсутствующих отверстий в ожидаемых координатах определяют фактическую плотность перфорации.

При определении ожидаемых координат перфорационных отверстий необходимо учитывать возможность различного соединения секций перфоратора друг с другом, при которой заряды в местах стыка секций могут быть направлены либо в одну сторону, либо в противоположную (для перфораторов типа ПСК) (рис. 6.59).

Муфтовые соединения

Муфтовые соединения обсадных колонн на изображениях САТ отображаются в виде одной или двух рядом расположенных темных линий (рис. 6.60).

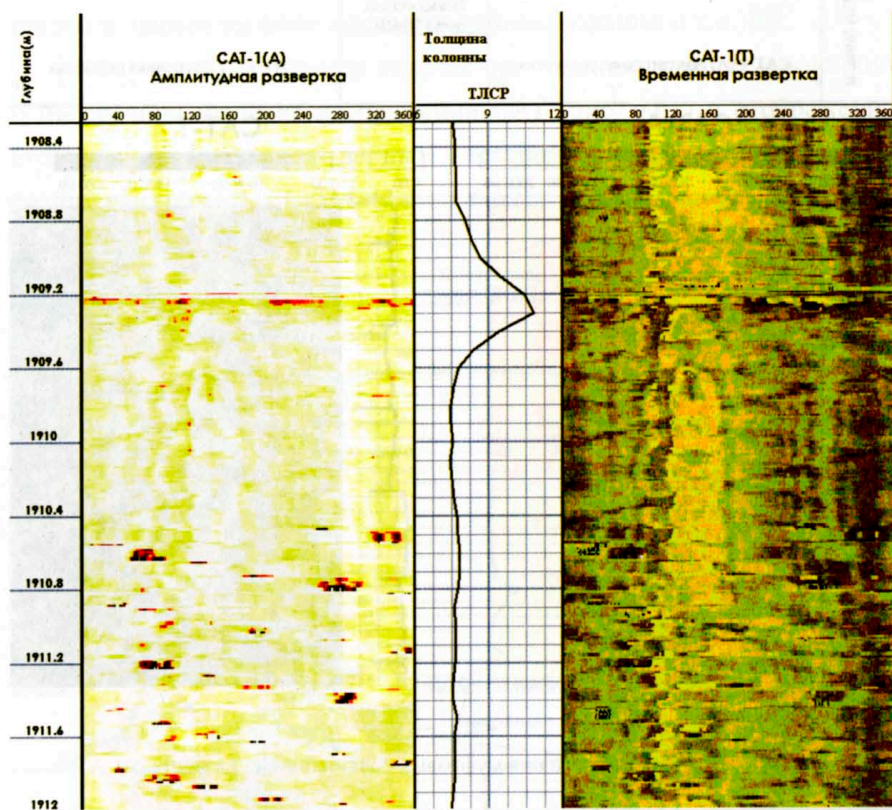


Рис. 6.59. Пример выделения перфорационных отверстий и муфтового соединения на изображении САТ

Перфорационные отверстия выделяются на глубинах: 1910,46; 1910,49; 1910,53; 1910,55; 1910,58; 1910,61; 1910,65; 1910,72; 1910,75; 1910,78; 1910,82; 1910,88; 1910,9; 1910,98; 1911,02; 1911,07; 1911,13; 1911,16; 1911,19; 1911,26; 1911,32; 1911,38; 1911,40; 1911,45; 1911,52; 1911,57; 1911,59; 1911,62; 1911,69; 1911,73; 1911,77; 1911,80; 1911,83; 1911,86; 1911,93; 1911,96; 1912,03; 1912,08; 1912,17; 1912,22; 1912,24 м.

Муфтовое соединение отмечается на глубине 1909,22 м

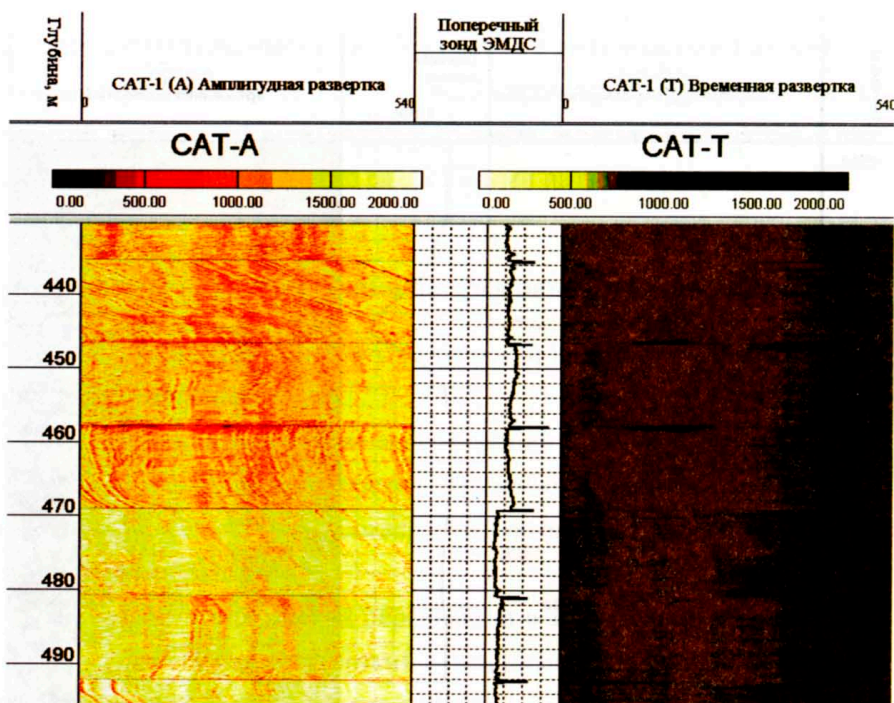


Рис. 6.60. Пример изображения муфтовых соединений на развертках САТ

Обрыв обсадных колонн

Обрывы обсадных колонн на изображениях САТ отображаются в виде широкой темной полосы. Расцентровка обсадной колонны в местах обрыва отображается в виде двух светлых и двух темных полос.

Механические и коррозионные нарушения, дефекты колонны

Механические и коррозионные нарушения обсадных колонн ото-

бражаются на изображениях САТ в виде локальных потемнений и хорошо различаются на фоне помех (ржавчины, царапин и т. д.).

Ниже приведен пример нарушения колонны в виде наклонной и поперечной щели на изображении САТ (рис. 6.61) и отображение этого же нарушения по данным электромагнитной дефектоскопии-толщинометрии ЭМДС-ТМ-42 (рис. 6.62).

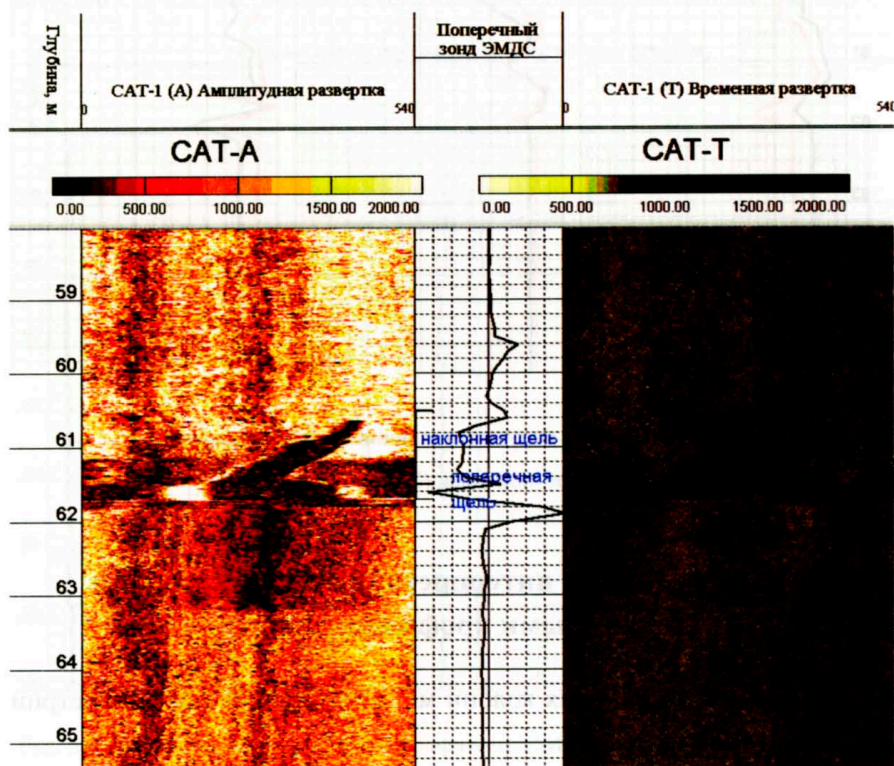


Рис. 6.61. Пример нарушения колонны в виде наклонной и поперечной щели (САТ)

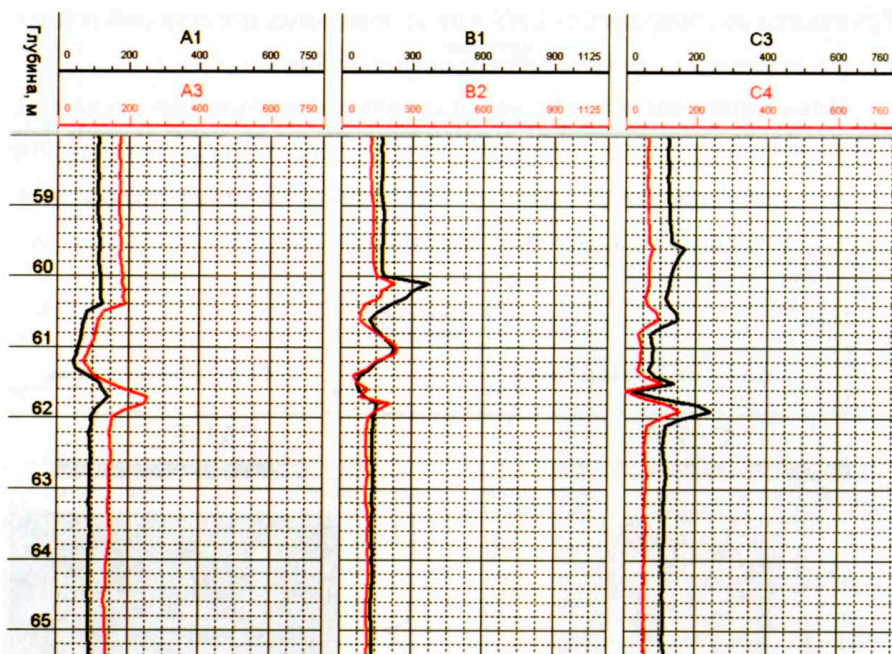


Рис. 6.62. Пример нарушения колонны в виде наклонной и поперечной щели (ЭМДС-ТМ-42)

§ 10. Обработка и интерпретация данных замеров трубными профилемерами

Исследования обсадных колонн методом трубной профилометрии делят на общие и детальные:

1. Общие исследования проводят с целью выбора участков детальных работ.
2. Интервалы детальных исследований выбирают:
 - по признаку существенного различия радиусов, измеренных при общих исследованиях;
 - в местах повышенной интенсивности искривления ствола скважин;

- в интервалах затяжек и посадок бурильного инструмента;
- в участках разреза, сложенных высокопластичными породами (солями, глинами ит. д.).

Ограничения измерений связаны с влиянием загрязнения внутренней поверхности труб и эксцентричным положением скважинного прибора в наклонных скважинах.

Пример кривых внутренних радиусов, зарегистрированных аппаратурой ГФ-24, по 24 измерительным рычагам приведен на рис. 6.63.

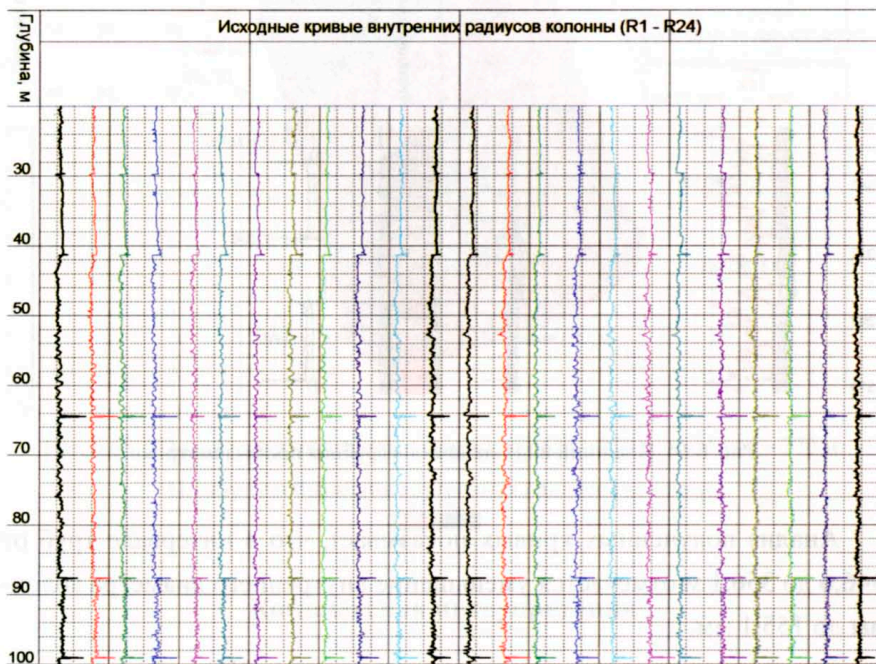


Рис. 6.63. Исходные данные трубной профилометрии. Кривые внутренних радиусов, зарегистрированные в процессе каротажа

При обработке исходных данных трубной профилометрии проводится расчет внутренних диаметров колонны, среднего внутреннего диаметра колонны, максимального и минимального диаметра колонны в виде непрерывных кривых во всем интервале исследований. По заре-



гистрированным кривым строится развертка внутренних радиусов колонны (рис. 6.64).

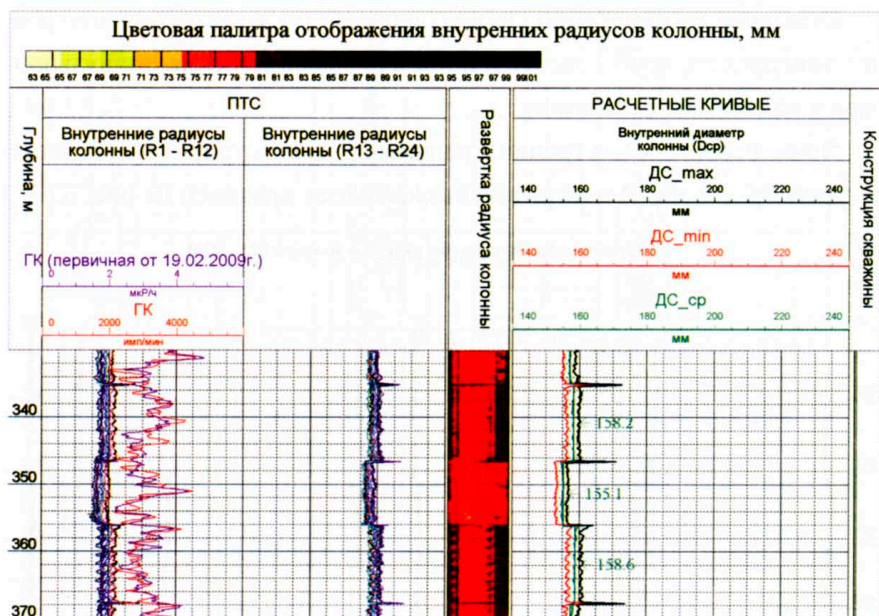


Рис. 6.64. Внешний вид планшета «Трубная профилометрия»

Анализ полученных кривых показывает, что в интервале труб от 346,6 до 356,1 м отмечается уменьшение внутреннего диаметра колонны до 155,1 мм.

Для визуализации этого интервала построено 3D-изображение отрезка колонны (рис. 6.65).

Палитра 3D-изображения построена таким образом, что желтый цвет соответствует наименьшему внутреннему радиусу, черный цвет – наибольшему, остальные цвета – по изменению интенсивности цвета от меньшего радиуса к большему. Таким образом, более бледный красный цвет 3D-изображения соответствует меньшему внутреннему радиусу.

Наружная поверхность 3D-изображения соответствует внутренним радиусам колонны.

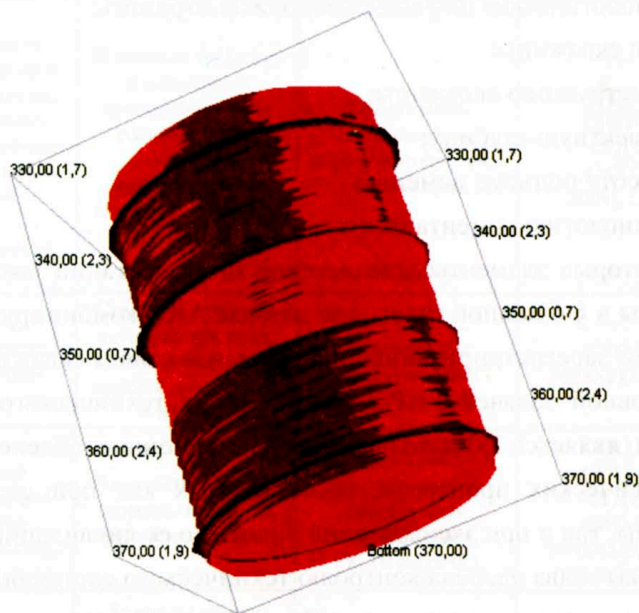


Рис. 6.65. 3D-изображение отрезка колонны: кровля – 330 м; подошва – 370 м.

Палитра отображения внутренних радиусов колонны:



Комплексная интерпретация

Геофизическая информация является частью системы, цель которой строительство и эксплуатация скважины как сложного гидротехнического сооружения с максимальной эффективностью добычи нефти, минимально возможным влиянием на окружающую среду и минимальными затратами. Поэтому комплексная интерпретация подразумевает применение нескольких геофизических методов для решения определенных геологических или технологических задач, используя при этом априорную и технологическую информацию.



Качественная комплексная интерпретация без априорной информации невозможна.

Технологическая информация должна отражать:

- тип скважины;
- конструкцию скважины;
- проектную глубину;
- высоту подъема цемента;
- технологию цементации и т. д.

Некоторые элементы комплексной интерпретации уже были рассмотрены в § 6 данной главы, где данные АКЦ комбинируются с данными АК, зарегистрированными в открытом стволе скважины.

Основной задачей ГИРС для контроля технического состояния скважин является обязательное информационное обеспечение всех технологических процессов, производимых как при строительстве скважины, так и при эксплуатации вплоть до ее ликвидации.

Данная глава уделена контролю технического состояния скважины с момента окончания цементации. По окончании цементации должны решаться следующие технологические задачи по данным комплекса геофизических методов (таблица 6.13).

Таблица 6.13

**Технологические задачи и комплексы методов ГИРС
для их решения**

Задача	Геофизические параметры	Методы ГИРС	Аппаратура
Положение обсадной колонны в стволе скважины	Эксцентриситет	Гамма-гамма-цементометрия	СГДТ-НВ СГДТ-100 СГДТ-М АМК-2000
Местоположение по глубине соединительных муфт, центрирующих фонарей, специальных пакеров и т. д.	Положение муфт, центраторов, пакеров и т. д.	Локация муфт, гамма-гамма-толщиномеров и т. д.	СГДТ-НВ СГДТ-100 СГДТ-М, АМК-2000 РК-76-120-50

Окончание таблицы 6.13

Задача	Геофизические параметры	Методы ГИРС	Аппаратура
Общая высота подъема цемента за обсадной колонной и границы интервалов, зацементированных различной по составу тампонажной смесью (портландцемент, гелецемент, облегченный цемент и т. д.)	Плотность вещества в заколонном пространстве и его распределение, изменение температурного градиента по стволу скважины	Гамма-гамма-цементометрия, высокочувствительная термометрия	СГДТ-НВ СГДТ-100 СГДТ-М АМК-2000 АГАТ, СОВА
Состояние контакта «цемент – колонна»	Скорость затухания акустических волн, интервальное время пробега продольной волны	Акустическая цементометрия	АМК-2000 МАК-2 (3, 4, СК)
Фазовое состояние тампонажной смеси в затрубном пространстве (цементный раствор, цементный камень)	Плотность цемента, скорость затухания акустических волн	Гамма-гамма-цементометрия, акустическая цементометрия, ГК, НГК (ННК)	СГДТ-НВ СГДТ-100 СГДТ-М АМК-2000 МАК-2 (3, 4, СК) РК-76-120-50
Выявление дефектов в колонне, определение типа дефектов	Толщины стенки колонны, кривые малых дефектов, изображения развертки внутренней стенки труб	Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия, акустический телевизор	ЭМД ТМ-42 ЭМДС-С САТ
Выявление интервалов с механическим и коррозионным износом труб обсадной колонны	Толщины стенки колонны, кривые малых дефектов	Электромагнитная дефектоскопия-толщинометрия	ЭМД ТМ-42 ЭМДС-С
Определение диаметров и профиля обсадных труб	Радиусы по секторам	Трубная профилометрия	ГФ-24

Кроме этого, комплекс геофизических методов используют для решения следующих задач:

– изучение эффективности технологических мероприятий, направленных на повышение качества крепления скважин;



– изучение эффективности применения различных по составу цементов и совершенствования рецептур тампонажных смесей на основе изучения сроков формирования цементного камня;

– изучение влияния механического воздействия на целостность обсадной колонны и цементного камня.

Как правило, задачи с 1 по 5 из таблицы 6.12 объединяются и решаются традиционным комплексом методов акустической цементометрии и гамма-гамма-цементометрии.

Методика комплексной интерпретации акустической цементометрии и гамма-гамма-цементометрии представлена в таблицах 6.14 и 6.15.

Методика заключается в определении всех геофизических параметров по ГГЦ (§ 6), и уже в известных интервалах обсадной колонны с портланд- и гельцементом в затрубье определяются параметры по данным акустической цементометрии (§ 6).

Таблица 6.14

**Схема комплексной интерпретации в интервале скважины
с гельцементным камнем, набравшим достаточную прочность
(5 суток после цементирования)**

Показания АКЦ		Состояние контакта цементного кольца с обсадной колонной и породой
Карбонатный разрез ($V_n \geq V_k$)	Терригенный разрез ($V_n < V_k$)	
$T_{\text{рег}} < T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} < \Delta T_k \approx \Delta T_n$, (полная корреляция с КС, РК), $A_k > 0$, $\alpha_k \approx 0$ (данные ГГК не требуются)	$T_{\text{рег}} > T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} \approx \Delta T_n > T_k$, $\alpha_k \geq 21$ дБ/м (полная корреляция с КС, РК) $\sigma_{\text{цгс}} = \sigma_{\text{цк}}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой сплошной (дефекты отсутствуют)
$T_{\text{рег}} \approx T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} \approx \Delta T_k$ (частичная корреляция с разрезом), $A_k > 0$; $\alpha_k \approx \alpha_{\text{ко}}$ $\sigma_{\text{цгс}} < \sigma_{\text{цк}}$	$T_{\text{рег}} > T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} \approx \Delta T_n$ (частичная корреляция с КС и ПС), $A_k \neq 0$; $\alpha_k \approx \alpha_n$ $\sigma_{\text{цгс}} < \sigma_{\text{цк}}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой частичный (наличие каналов)
$T_{\text{рег}} = T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} = \Delta T_k$, $A_k \gg 0$, $\alpha_k = \alpha_{\text{ко}}$ (не коррелируются с разрезом) $\sigma_{\text{цгс}} < \sigma_{\text{цк}}$	$T_{\text{рег}} = T_k$, $\Delta T_{\text{рег}} = \Delta T_k$, $A_k > 0$, $\alpha_k = \alpha_{\text{ко}}$ (не коррелируются с разрезом) $\sigma_{\text{цгс}} < \sigma_{\text{цк}}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой отсутствует (наличие каналов и зазоров)

Окончание таблицы 6.14

Показания АКЦ		Состояние контакта цементного кольца с обсадной колонной и породой
Карбонатный разрез ($V_{II} \geq V_K$)	Терригенный разрез ($V_{II} < V_K$)	
$T_{per} \ll T_{K \max}, \Delta T_{per} \geq \Delta T_K,$ $A_K > 0, \alpha_K \geq \alpha_{KO}$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	$T_{per} \ll T_{K \max}, \Delta T_{per} \geq \Delta T_K,$ $A_K > 0, \alpha_K \geq \alpha_{KO}$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой промежуточный между частичным и отсутствием (наличие зазоров)

Таблица 6.15

Схема комплексной интерпретации в интервале скважины с портландцементным камнем

Показания АКЦ		Состояние контакта цементного кольца с обсадной колонной и породой
Карбонатный разрез ($V_{II} \geq V_K$)	Терригенный разрез ($V_{II} < V_K$)	
$T_{per} < T_K, \Delta T_{per} < \Delta T_K \approx \Delta T_{II}$ (полная корреляция с КС, РК), $A_K > 0, \alpha_K < \alpha_{KO}$ (данные ГТК не требуются)	$T_{per} > T_K, \Delta T_{per} \approx \Delta T_{II}$ (полная корреляция с КС, РК), $A_K = 0, \alpha_p \leq 30 \text{ Дб/м}, \alpha_K \geq 21 \text{ Дб/м}$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой сплошной (дефекты отсутствуют)
$T_{per} > T_K, \Delta T_{per} > \Delta T_K$ (частичная корреляция с КС, РК), $A_K = 0, \alpha_K = \alpha_K^{II}$ $\sigma_{цгс} < \sigma_{цк}$	$T_{per} \geq T_K, \Delta T_{per} \geq \Delta T_K,$ (частичная корреляция с КС, РК), $A_K = 0, \alpha_K \approx \alpha_K^K$ $\sigma_{цгс} < \sigma_{цк}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой частичный (неполное заполнение каверн)
$T_{per} \approx T_K, \Delta T_{per} \approx \Delta T_K, A_K > 0, \alpha_K \approx \alpha_{KO}$ (не коррелируются с разрезом) $\sigma_{цгс} < \sigma_{цк}$	$T_{per} \approx T_K, \Delta T_{per} \approx \Delta T_K, A_K > 0, \alpha_K \approx \alpha_{KO}$ (не коррелируются с разрезом) $\sigma_{цгс} < \sigma_{цк}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой отсутствует (наличие каналов)
$T_{per} = T_{K \max}, \Delta T_{per} = \Delta T_{K \max}$ (не коррелируются с разрезом), $A_K = 0, \alpha_K = \alpha_{пред}$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	$T_{per} = T_{K \max}, \Delta T_{per} = \Delta T_{K \max},$ $A_K = 0, \alpha_K = \alpha_{пред}$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	Контакт цементного кольца с колонной и породой сплошной (трещинно-кавернозная зона или низкоскоростной терригенный разрез)
$\Delta T_{per} = \Delta T_K, T_{per} = T_K, \alpha_K \geq \alpha_{KO},$ $A_K \geq 0$ $\sigma_{цгс} = \sigma_{цк}$	Аналогично карбонатному разрезу	Контакт цементного кольца с колонной и породой частичный (наличие зазоров)



Примечания:

- 1) $T_{\text{рег}}$ – регистрируемое время вступления продольной волны, мкс;
- 2) T_K – время вступления продольной волны по колонне, мкс;
- 3) $T_{r \max}$ – максимальное зарегистрированное время вступления продольной волны;
- 4) $T_{K \max}$ – максимальное время вступления продольной волны по колонне, мкс;
- 5) $\Delta T_{\text{рег}}$ – регистрируемое интервальное время пробега продольной волны, мкс/м;
- 6) ΔT_K – интервальное время пробега продольной волны по колонне (184 ± 2 мкс/м);
- 7) ΔT_n – интервальное время пробега продольной волны по породе, мкс/м;
- 8) $\Delta T_{\max}$ – максимальное зарегистрированное интервальное время пробега продольной волны (550 мкс/м);
- 9) A_K – амплитуда колебаний продольной волны по колонне в фиксированном окне, дБ;
- 10) α_K – коэффициент затухания продольной волны по колонне, рассчитанный по фиксированному окну, дБ/м;
- 11) $\alpha_{\text{ко}}$ – коэффициент затухания продольной волны в свободной колонне ($3,5 \pm 0,5$ дБ/м);
- 12) $\alpha_K^{\text{П}}$ – коэффициент затухания продольной волны в портландцементном кольце (30 дБ/м);
- 13) $\alpha_K^{\text{Г}}$ – коэффициент затухания продольной волны в гелцементном кольце (21 дБ/м);
- 14) $\alpha_{\text{пред}}$ – предельный коэффициент затухания продольной волны для данного типа аппаратуры (дБ/м);
- 15) $\sigma_{\text{цс}}$ – плотность цементной смеси, регистрируемая приборами ГГЦ (СГДТ-НВ, СГДТ-100 и т. д.), г/см³;
- 16) $\sigma_{\text{цк}}$ – расчетная плотность цементного кольца (г/см³);
- 17) – величины справедливы для аппаратуры типа МАК с длинами зондов $l_1 = 1,0$ м, $l_2 = 1,5$ м и базой зондов $S = 0,5$ м при рабочей частоте излучателя 20–22 кГц.

Данная и подобные комплексные методики реализованы в компьютерных алгоритмах обработки.

С внедрением автоматизированных систем обработки появилась возможность реализации более сложных методик, определяющих не только состояние контакта цементного кольца с колонной и породой, но и тип с размерами дефекта в цементном кольце.

Одним из таких примеров может служить аппаратурно-методический комплекс АМК-2000 для контроля технического состояния и качества цементирования нефтегазовых скважин.

В аппаратурно-методический комплекс АМК-2000 входят модули гамма-гамма-цементометрии (СГДТ-100), акустической цементометрии (МАК-9) и многозондового нейтронного каротажа (МНК).

Входными данными для комплексной интерпретации является на-

бор параметров, являющихся выходными данными для модулей СГДТ-100, МНК и МАК-9, перечисленных в таблице 6.16.

Таблица 6.16

Входные параметры для комплексной обработки

Названия параметров	Модуль
Селективные плотности цемента	СГДТ-100
Интегральная плотность цемента	
Эксцентриситет колонны	
Водородосодержание	МНК
Состояние контакта «колонна – цементное кольцо»	МАК-9
Состояние контакта «цементное кольцо – порода»	

Основным результатом работы программного модуля обработки данных АМК-2000 является графический планшет, на котором определенным сочетанием цветов обозначены характеристики состояния цементного кольца на каждой отметке глубины (рис. 6.66).

1.				Бездефектное портландцементное кольцо
2.				Бездефектное портландцементное кольцо эксцентричное
3.				Бездефектное портландцементное кольцо при неопределенном контакте с породой
4.				Портландцементное кольцо с зазором на границе с колонной < 30 мкм
5.				Портландцементное кольцо с зазором на границе с колонной от 30 до 60 мкм
6.				Портландцементное кольцо при отсутствии контакта с колонной
7.				Портландцементное кольцо со смешанным (контактно-объемным) дефектом
8.				Портландцементное кольцо с объемным дефектом раскрытостью > 45 град.
9.				Портландцементное кольцо с объемным дефектом < 45 град.
10.				Бездефектное гельцементное кольцо
11.				Бездефектное гельцементное кольцо эксцентричное
12.				Бездефектное гельцементное кольцо при неопределенном гельцемент-порода
13.				Гельцементное кольцо с зазором на границе с колонной от 0 до 60 мкм
14.				Гельцементное кольцо со смешанным (контактно-объемным) дефектом
15.				Гельцементное кольцо при отсутствии контакта с колонной
16.				Гельцементное кольцо с объемным дефектом раскрытостью > 45 град.
17.				Гельцементное кольцо с объемным дефектом < 45 град.
18.				Отсутствие цементного камня

Рис. 6.66. Цветовое отображение характеристик состояния цементного кольца



Обработка данных осуществляется поэтапно для каждого модуля. После получения результатов по первым трем этапам возможно проведение комплексной обработки.

Обработка данных для модулей СГДТ-100 и МАК-9 осуществляется по стандартным методикам интерпретации данных ГГЦ и АК, описанных в параграфах данной главы. Обработка МНК осуществляется по зависимости для данного скважинного прибора, выведенной по эталонным средам.

Комплексная интерпретация осуществляется на основе зависимости декрементов затухания, коэффициента затухания от микрозазора между колонной и цементным кольцом, а также с использованием зависимости коэффициента затухания от угла раскрытия вертикального канала в цементном кольце.

Примерами таких зависимостей являются графики параметров $d_{1к}$, $d_{2к}$, α_k от величины микрозазора ΔR (рис. 6.67), полученные аппаратурой МАК-2 на модели обсаженной скважины при внешнем диаметре колонны 146 мм, толщины стенки колонны 10 мм, длины колонны 5 м, толщины цементного кольца 27 мм, плотности цементного камня $1,85 \text{ г/см}^3$ и двухсуточном сроке формирования при температуре окружающей среды 20°C и график коэффициента затухания α_k от угла раскрытия β вертикального канала в цементном камне (рис. 6.67, 6.68).

Результат комплексной интерпретации данных аппаратурно-методического комплекса АМК-2000 продемонстрирован на рис. 6.69.

Таким образом, комплексирование различных методов при использовании полноценной априорной и сопроводительной информации процесса ГИРС в скважине позволяет решать многие геолого-технологические задачи.

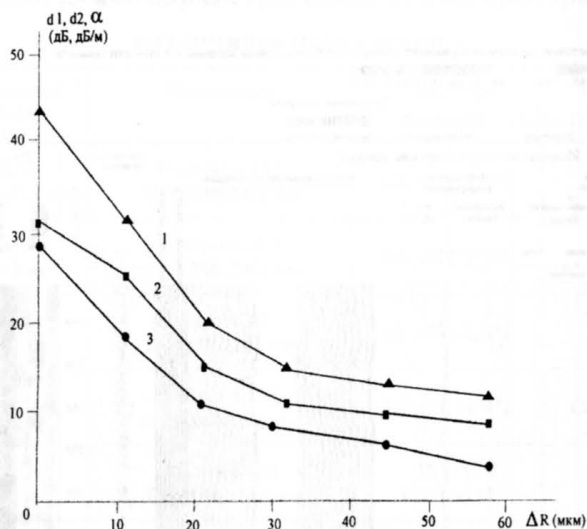


Рис. 6.67. Зависимость параметров d_1 (1), d_2 (2), α (3) от величины микрозазора ΔR между колонной и цементным кольцом

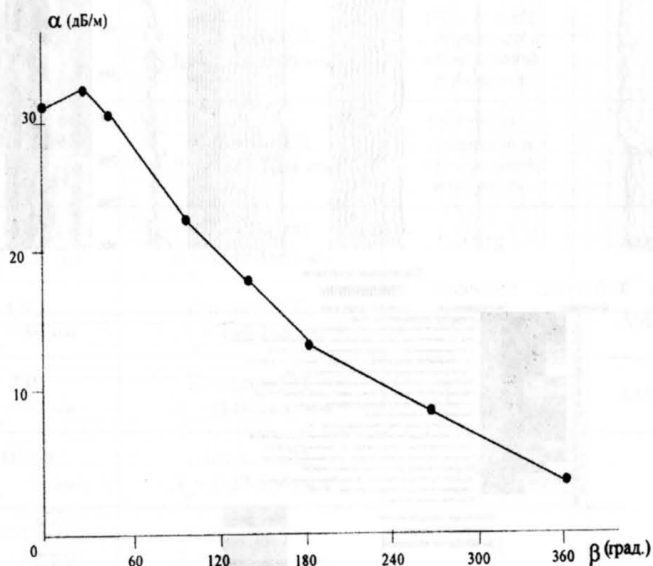
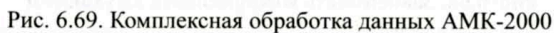
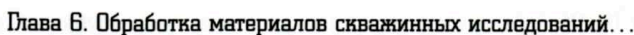


Рис. 6.68. Зависимость коэффициента затухания α от угла раскрытия β вертикального канала в цементном камне



Технические параметры скважинных приборов различного назначения

№	Наименование прибора (модуля)	Назначение	Структура	Примечания
1	МАК-2 $D_{\text{п}} = 100 \text{ (73) мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(140-245) мм}$	И1, ОП1 0,5П2	Сменный блок излучателя
2	МАК-3 $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(200-500) мм}$	И1, ОП1 0,5П2	
3	МАК-4 $D_{\text{п}} = 60 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(70-110) мм}$	И1, ОП1 0,5П2	
4	МАК-9М $D_{\text{п}} = 100 \text{ (73) мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(140-168) мм}$	И1, ОП1 0,5П2	АМК-2000 Сменный блок излучателя
5	МАК-СК $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(150-168) мм}$	И(1-8) 0,4(1-8) П	
6	СГДТ-3 $D_{\text{п}} = 110 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(146-168) мм}$	ГК + Т + 6СЦ	
7	СГДТ-НВ $D_{\text{п}} = 110 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(146-168) мм}$	ГК + Т + 6СЦ + НК	
8	СГДТ-100 $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(146-168) мм}$	ГК + Т + 8Ц с привязкой к апсидальной плоскости	
9	СГДТ-100М $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(140-168) мм}$	ГК+Т+8Ц с привязкой к апсидальной плоскости	АМК-2000
10	МНК $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(140-168) мм}$	4ННК	АМК-2000
11	ГКЛ $D_{\text{п}} = 89 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{140-168 мм}$	ГК + ЛМ	АМК-2000
12	ТШ $D_{\text{п}} = 80 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(140-168) мм}$	Т + АШ	АМК-2000
13	ЦМ-4 $D_{\text{п}} = 73 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(127-156) мм}$	Т + Ц	
14	ЦМ 3-4 $D_{\text{п}} = 64 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(110-140) мм}$	Т + Ц	
15	ЦМ 8-12 $D_{\text{п}} = 175 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = \textbf{(219-324) мм}$	Т + 3Ц	

**Технические параметры скважинных приборов
различного назначения**

(окончание)

№	Наименование прибора (модуля)	Назначение	Структура	Примечания
16	ЦМ 8-16 $D_{\text{п}} = 195 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = (219-426) \text{ мм}$	ЗТ+ЗЦ	
17	ЦМ 12-20 $D_{\text{п}} = 240 \text{ мм}$	Контроль КЦ, $D_{\text{к}} = (324-508) \text{ мм}$	ЗТ+ЗЦ	
18	АРКЦ-Т-1 $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КТ, $D_{\text{к}} = (125-350) \text{ мм}$		
19	САТ-4М $D_{\text{п}} = 100 \text{ мм}$	Контроль КТ, $D_{\text{к}} = (125-350) \text{ мм}$		
20	ЭМДС-ТМ-42УЕ $D_{\text{п}} = 42 \text{ мм}$	Контроль КТ, $D_{\text{к}} = (63-324) \text{ мм}$		Дополнительно каналы Т и ГК
21	ЭМДС-С $D_{\text{п}} = 112 \text{ мм}$	Контроль КТ, $D_{\text{к}} = (146-168) \text{ мм}$		Сканирующий

Список принятых сокращений

АК	– акселерометр
АК-И	– модуль акустического излучателя
АКЦ	– акустический контроль цементирования
АКЦ-СК	– акустический спектральный контроль цементирования
АМК	– аппаратно-методический комплекс
АРКЦТ	– акустический контроль цементирования на отраженных волнах
АСПМ	– алюмосиликатные полые микросферы
АШ	– акустическая спектральная шумометрия
БГ	– блок генератора
БРС	– быстроразъемное соединение
БЭГ	– блок электрический генераторный
БЭП	– блок электрический приемный
В: Ц	– водоцементное отношение
ГГЦ	– гамма-гамма-цементометрия
ГХ	– градуировочная характеристика
Д	– дешифратор
И	– излучатель
ИГП	– имитатор горных пород
ИПП	– имитатор пористого пласта
ИЦ	– интегральная цементограмма
КВ	– коммутатор высоковольтный
КИ	– контроллер излучателя
КИП	– комплект имитатора пористости
ККС	– компьютеризированная каротажная станция

К _{кц}	– коэффициент качества цементированя
КМ	– комплекс методов
КИМ	– кодо-импульсная модуляция
КП	– контроллер приемника акустических колебаний
КПС	– контрольно-поверочная скважина
ЛМ	– локация муфт
ЛС	– линия связи
МАК	– модуль акустического каротажа
МАК-СК	– модуль акустического контроля со сканирующим цементомером
МНК	– модуль многозондового нейтронного каротажа
МОП	– модульный отсекагель пластов
МОС	– модель обсаженной скважины
МПК	– мультипликационный последовательный канал
МСЦ	– муфта ступенчатого цементированя
МУ	– магистральный усилитель
МЭД	– мощность экспозиционной дозы
НПЦ	– наземный прибор
ОИ	– объект исследования
ОУ	– основной усилитель
П	– приемник акустических колебаний
ПДКК	– постоянно действующая комиссия по качеству
ПО	– программное обеспечение
ПОП	– пакерный отсекагель пластов
ПУ	– предварительный усилитель
ПФ	– профилемер

РГД	– расходометрия
САТ	– скважинный акустический телевизор
СГДТ	– скважинный гамма-гамма-дефектомер-толщиномер
СИ	– импульс синхронизации
СКЦ	– станция контроля цементирования
СМ	– модуль сопряжения
СМИ	– сканирующий магнитный интроскоп
СО, СОТП	– стандартный образец плотности, толщины
СПЦ	– скважинный прибор
СУР	– система управления регистрацией
СЦ	– селективный канал цементомера
Т	– термометрия
ТЛС	– толщинограмма
TV	– трансформатор повышающий
ТФ	– трубный профилемер
ТШ	– термометр-шумомер
УЗК	– ультразвуковые колебания
УН	– усилитель нормирующий
УПв	– устройство преобразования
УПП	– устройство приема передачи
ФИВ	– формирователь импульсов возбуждения
ФКД	– фазокорреляционная диаграмма
ФНИ	– формирователь напряжения излучателя
ФЭУ	– фотоэлектронный умножитель
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭМДС	– электромагнитная дефектоскопия

Список условных обозначений

A	– амплитуда волны
α	– амплитудный коэффициент поглощения (затухание)
B	– индукция магнитного поля
D	– декремент затухания
d	– диаметр
E	– модуль Юнга
$\mathcal{E}$	– электродвижущая сила (ЭДС)
Φ	– магнитный поток в цепи
g	– ускорение свободного падения
H	– глубина, высота
$h_{мс}, h_{п}$	– местоположение муфтовых соединений, пакера
I	– интенсивность излучения
$K_{ц}$	– коэффициент качества цементирования
L	– расстояние, длина
l	– длина зонда
P	– давление
P	– продольные волны
PPP	– преломленная продольная волна
PSP	– преломленная поперечная волна
R	– электрическое сопротивление среды
S	– поперечная волна
S	– площадь сечения
T	– температура
δ	– толщина стенки трубы

ε	– эксцентриситет колонны
μ	– напряженность магнитного поля
v	– скорость
ρ	– плотность среды
t	– время
$\Delta T, \Delta t$	– интервальное время
Ψ	– фазовое состояние тампонажного материала в затрубье
Σ	– характер распределения тампонажного материала в затрубье

Список используемой литературы

1. *Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений.* – М.: Недра, 1978.
2. *Бернштейн Д.А., Абдуллин А.Б., Лантев Н.В.* Методические рекомендации по интерпретации диаграмм, зарегистрированных прибором СГДТ-3 / Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики, 1984 г., с. 23
3. *Жувагин И.Г., Прямов П.А.* и др. Технология проведения исследований и интерпретация данных, получаемых аппаратурой ЦМГА-2 и УЗБА-21 в различных геолого-технических условиях обсаженных скважин / Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики, 1986 г.
4. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1978 г., с. 320
5. *Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин / НПФ «Геофизика».* – Уфа, 1997.
6. *Методическое руководство по технологии применения аппаратно-методического комплекса АМК-2000 для контроля технического состояния и качества цементирования нефтегазовых скважин / НПФ «Геофизика».* – Уфа, 2002.
7. *Адиев Я.Р., Валиуллин Р.А., Коровин В.М., Шилов А.А.* Системный контроль технического состояния скважин // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2003. Вып. 111, 112, с. 169–176.
8. *Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В.* Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и направления развития // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 1999. Вып. 63.
9. *Коровин В.М., Шилов А.А., Барышев В.И.* и др. Новая методика акустической цементометрии // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 120, с. 81–88.

10. *Коньсов А.К.* Проблемы акустической цементометрии // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2004. Вып. 120, с. 144–154.

11. *Будыко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д.* К вопросу об оценке качества цементирования обсадных труб // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 150, с. 116–131.

12. *Валеев Г.З., Коровин В.М., Адиев Р.Я., Барышев В.И.* Системная организация геофизических исследований скважин в свете достижений информационных технологий // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2009. Вып. 184. с. 44–50.

13. *Абакумов А.А.* Магнитная интроскопия / Учебное пособие для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат. 1996, с. 272

14. *Сидоров В.А.* Скважинные дефектоскопы-толщиномеры для исследования многоколонных скважин // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 1996. Вып. 24, с. 83–84.

15. *Теплухин В.К., Миллер А.В., Казакова О.М., Миллер А.А.* Вопросы скважинной электромагнитной толщинометрии при контроле технического состояния скважин / Геофизические исследования в нефтегазовых скважинах. – Уфа: Изд-во Башк. ун-та, 1998, с. 187–209.

16. *Потапов А.П.* Влияние магнитной проницаемости и электропроводности металла обсадных колонн на результаты скважинной импульсной электромагнитной дефектоскопии // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2000. Вып. 75, с. 109–112.

17. *Потапов А.П., Кнеллер Л.Е.* Оценка погрешностей определения толщины стенки труб при исследовании многоколонных скважин методом импульсной электромагнитной дефектоскопии // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 96, с. 99–112.

18. *Энов М.И., Морозова Г.М.* Электромагнитный метод определения вариаций механических напряжений // Геология и геофизика, 1999, т. 40, № 5.

19. *Энов М.И., Морозова Г.М., Могилатов В.С., Антонов Е.Ю.* Нестационарное электромагнитное поле токового контура, расположен-

ного на оси слоистого проводящего цилиндра // Геология и геофизика, 2003, т. 44, № 10, с. 1070–1079.

20. *Эпов М.И., Морозова Г.М., Антонов Е.Ю., Кузин И.Ф.* Способ неразрушающего контроля технического состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин на основе электромагнитного зондирования // Геология и геофизика, 2003, т. 44, № 3.

21. *Могилатов В.С., Морозова Г.М., Эпов М.И., Антонов Е.Ю., Мартынов А.С.* Нестационарное электромагнитное поле в двумерных моделях скважинной дефектоскопии // Геология и геофизика, 2003, т. 44, № 11, с. 1226–1231.

22. *Широков В.Н., Лобанков В.М.* Метрология, стандартизация, сертификация/ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, учебник. – Москва. – 2008.

23. Corrosion evaluation. Изучение коррозии: Каталог/Фирма Schlumberger (США), 1989.

24. Casing evaluation services. Служба изучения обсадных колонн: Каталог / Фирма Western Atlas.

25. The Inspector. Casing inspection service. Инспектор. Служба инспекции обсадных колонн: Каталог / Фирма Halliburton.

Предметный указатель

А

Акустическая шумометрия 269

Акустический контроль качества цементированния 63, 302

Алюмосиликатные полые микросферы (АСПМ) 30

Б

Башмак колонны 21

Башмачная направляющая пробка 20

Г

Герметичность:

– низкая 322

– пониженная 322

– удовлетворительная или высокая 321

Гидроизоляция заколонного пространства 349

Д

Двухступенчатое цементирование скважин 42

Декремент затухания 98, 318, 348

Дефектоскопы 191, 220, 380, 387

Дефекты цементного кольца 35

И

Имитаторы пористости 164

Интегральный гамма-каротаж 254

Интегральная цементограмма 306, 352

Интервальное время 303, 333

К

Качественная оценка цементированния колонны 316, 325

Количественная оценка качества цементирования 316, 361
Кольца жесткости 23
Кондуктор 12
Конструкция скважины 10, 113
Контакт цемента с колонной и породой:
– скользящий контакт 65
– сплошной контакт 65
– отсутствие контакта 65
– жесткий контакт 65
– неопределенный контакт 65, 321
– частичный контакт 65, 321
Контроль технологии цементирования скважин 47
Коэффициент затухания 334, 345
Крепление скважин 11, 20, 413

М

Магнитная проницаемость 191
Манжетное цементирование 43
Метрологическое обеспечение 137, 161
Модульный отсекающий пласта (МОП) 26
Муфта ступенчатого цементирования (МСЦ) 27

Н

Направление 11
Напряженность магнитного поля 195
Нейтрон-нейтронный метод исследования 118, 161
Нейтронный каротаж 118, 127

О

Обратное цементирование 46
Обратные клапаны 22
Обсадные трубы 14
Одноступенчатое цементирование скважин 40
Отраженные волны 402

Оценка качества ГИРС 298

П

Палитра декрементов затухания 349

Перфорационные отверстия 400

Пластичность пород 18

Р

Радиоактивные методы исследования контроля качества цементирования скважин 118, 305

С

Селективная цементограмма 352

Сканирующие магнитные интроскопы (СМИ) 238

Сканирующий акустический цементомер 91, 348

Скважина 10

Скважинный акустический телевизор 405

Скребок 26

Стандартные образцы плотности 140

Сцепление цемента с колонной и породой 110, 415

Т

Тампонажные материалы 28, 34

Термометрия 271, 378

Типы упругих волн 64

Толщинограмма 352, 361, 384

Трубная профилометрия 283, 311, 408

Турбулизаторы 23

У

Упорное кольцо (кольцо «стоп») 23

Ф

Фазокорреляционная диаграмма 323, 327, 332

Фиксированное временное окно 323

Ц

Цементирование скважин 39

Цементирование хвостовиков 45

Цементирование под давлением 46

Центрирующие фонари (центраторы) 23, 358

Э

Эксплуатационная колонна 13

Эксцентриситет 352, 357, 367

Электромагнитная дефектоскопия 220, 308, 380

Электромагнитная локация муфт 267, 308

Электрохимическая коррозия 15, 16