А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов

БЕСКАБЕЛЬНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

(теория и практика)

А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов

230-летию Санкт-Петербургского
государственного горного института
(Технического университета)
посвящается

БЕСКАБЕЛЬНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

(теория и практика)

Москва
ОАО "ВНИИОЭНГ"
2004

УДК 550.232
ББК 33.361
Б 53

Молчанов А.А., Абрамов Г.С. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / Под общ. ред. А.А. Молчанова. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – 516 с.

Molchanov A.A., Abramov G.S. Cabelness systems for investigation of oil and gas wells: text-book (theory and practice) / Under general editorship of A.A. Molchanov. – M.: JSC op "VNIIOENG", 2004. – 516 p.

Рецензенты: Кафедра геоинформатики Московской государственной геолого-разведочной академии, зав. кафедрой, д-р физ.-мат. наук, профессор А.А. Никитин
Кафедра геофизики Санкт-Петербургского государственного университета, зав. кафедрой, д-р геол.-минер. наук, профессор С.В. Аплонов

Под общей редакцией А.А. Молчанова

Приводятся результаты разработок в России и за рубежом бескабельных телеизмерительных и автономных систем для исследований нефтегазовых скважин в процессе их бурения, освоения и эксплуатации.

Рассмотрены принципы построения бескабельных систем, показаны примеры решения конкретных геологических и технических задач. Описаны российские и зарубежные системы передовых фирм, показаны результаты исследований скважин, перспективы расширения области применения бескабельных систем в различных областях промышленности.

Книга предназначена для специалистов геофизиков, геологов, буровиков, нефтяников, а также студентов геофизических и других родственных специальностей вузов.

Табл. 49, ил. 190, библиогр. 228 назв.

ISBN 5-88595-101-2

Б $\frac{2503010400 - 4979}{2004}$ без объявления

© А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов, 2004
© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004

СОДЕРЖАНИЕ

Об авторах

Предисловие 9

Раздел 1. ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ БЕСКАБЕЛЬНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ) 15

1.1. Зарубежные телесистемы 16
1.2. Автономные приборы 41
1.3. Из истории развития отечественных бескабельных систем ... 50
1.3.1. Отечественные телесистемы с электромагнитным каналом связи 67
1.3.1.1. Турботахометр ЭБТ-1 67
1.3.1.2. Турботахометр ЭБТ-1И 71
1.3.1.3. Турботахометр НИПИнефтехимавтомат 72
1.3.1.4. Телеизмерительная система БЭТА-1 73
1.3.1.5. Телеизмерительная система КУБ-1 79
1.3.2. Отечественные автономные приборы 84

Раздел 2. БЕСКАБЕЛЬНЫЕ ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ 98

2.1. Задачи скважинных измерений и выбор измерительного комплекса 98
2.1.1. Задачи скважинных измерений телесистемами 98
2.1.2. Выбор частоты опроса измерительных датчиков, способа передачи и канала связи 100
2.2. Каналы связи забой–устье 112
2.2.1. Общие сведения из теории информации, о свойствах сигнала и системах измерений в скважинах 112
2.2.2. Гидравлический канал связи 116
2.2.3. Акустический канал связи 125
2.2.4. Гидроакустический канал связи 137
2.2.5. Электромагнитный (беспроводной) канал связи 139
2.2.6. Комбинированный канал связи 145

2.3. Принципы организации электромагнитного канала связи 146
2.3.1. Расчет затухания сигнала в конкретных геологических разрезах 146
2.3.2. Исследование природы и уровня помех на буровых при кустовом бурении нефтегазовых скважин..... 153
2.3.3. Прогнозирование уровня полезного сигнала, принимаемого на поверхности 157
2.3.4. Физическое моделирование электромагнитного канала связи..... 166
2.4. Принципы построения телесистем 175
2.4.1. Технические требования к телесистемам 175
2.4.2. Особенности конструирования и эксплуатации забойных телеметрических систем..... 177
2.4.3. Оптимизация функциональных схем телесистем 191
2.4.4. Первичные преобразователи..... 195
2.4.4.1. Инклинометрические преобразователи 196
2.4.4.2. Технологические датчики 209
2.4.4.3. Геофизические датчики..... 217
2.4.5. Устройства защиты от вибраций и ударов 231
2.4.5.1. Расчет устройств виброзащиты 236
2.4.5.2. Определение максимальной амплитуды вибраций амортизированного блока 236
2.4.5.3. Расчет коэффициента динамичности, частоты собственных колебаний амортизированного блока и жесткости амортизаторов..... 237
2.4.5.4. Расчет амортизации, подверженной ударным воздействиям 238
2.4.5.5. Экспериментальное опробование амортизаторов различных конструкций..... 249
2.4.5.6. Компоновка скважинных приборов забойных телесистем 251
2.4.5.7. Измерение глубины скважины и привязка данных измерений телесистем к глубине 253
2.5. Передающие и приемные устройства..... 256

2.6. Источники питания скважинной аппаратуры бескабельных телесистем 269
2.7. Повышение помехоустойчивости телесистем и увеличение дальности действия электромагнитного канала связи..... 279
2.8. Внедрение в практику массового наклонно направленного и горизонтального бурения скважин телесистем с электромагнитным каналом связи 291
2.8.1. Инклинометрическая система ЗИС-4 291
2.8.2. Инклинометрическая система ЗИС-4М 294
2.8.3. Телеизмерительная система "Забой" 305
2.8.4. Система забойная телеметрическая "АЗИМУТ-4"..... 313
2.8.5. Телеизмерительная система МАК-170 (108)..... 314
2.8.6. Система MWD ЗТС-42, 54 с беспроводным электромагнитным каналом связи 326
2.8.7. Телесистема ЗТС-42 с комбинированным каналом связи 328
2.9. Зарубежные телеизмерительные системы..... 330
2.9.1. Система бурения и каротажа Anadrill Schlumberger... 332
2.9.2. Система MWD фирмы Halliburton Energy Services..... 338
2.9.3. Система измерений MWD фирмы Eastman Cristensen 340
2.9.4. Система измерений MWD фирмы Sperry-Sun Drilling Services 341
2.9.5. Система фирмы Baker Hughes INTEQ..... 352
2.9.6. Система фирмы Geolink..... 358
2.9.7. Система фирмы Geoservice 360
2.9.8. Телесистемы MWD и LWD для работы на гибких трубах 364

Раздел 3. АВТОНОМНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (АИИС) 367

3.1. Классификация АИИС по условиям применения и назначению..... 367
3.2. Особенности построения АИИС различного назначения и их основные характеристики..... 374

3.2.1. Основные требования к АИИС 375
3.2.1.1. Структурные схемы АИИС различного назначения 377
3.2.1.2. АИИС для электрического каротажа 377
3.2.1.3. АИИС для радиоактивного каротажа 380
3.2.1.4. АИИС для комплексных исследований 381
3.2.2. Первичные преобразователи 385
3.2.2.1. Измерение температуры, расхода жидкости и давления 387
3.2.3. Источники питания и устройства управления работой автономных скважинных приборов 392
3.2.3.1. Источники питания автономных скважинных приборов 392
3.2.3.2. Устройства управления работой автономных приборов 397
3.2.4. Привязка данных измерений АИИС к глубине 399
3.3. Применение автономных измерительных систем для исследований бурящихся скважин 403
3.3.1. Каротаж скважин автономной аппаратурой в процессе бурения 403
3.3.2. Система "Горизонт-180(100)" 411
3.3.3. Система "Горизонт-90" 415
3.3.4. Система "Горизонт-90-ВАК" 417
3.3.5. Система "Обь" 420
3.3.6. Система АЗС-42СМ 425
3.4. Применение АИИС в процессе испытаний скважин и контроля за разработкой месторождения 431
3.4.1. Каротаж в процессе испытаний скважин с помощью автономной аппаратуры 431
3.4.2. Применение автономной аппаратуры при гидродинамических исследованиях скважин в процессе испытаний 443
3.4.3. Автономная аппаратура для исследований добывающих скважин с высоким давлением на устье 451

3.4.4. Автономная аппаратура для исследования нефтяных и угольных скважин подземного бурения 462
3.4.4.1. Автономная аппаратура "Ярега" 462
3.4.4.2. Автономная аппаратура АПРК-1 465

Раздел 4. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСКАБЕЛЬНЫХ ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ И АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ 470

4.1. Задачи метрологического обеспечения 470
4.2. Метрологическое обеспечение измерительных каналов аппаратуры электрического каротажа 472
4.2.1. Установка поверочная для аппаратуры электрического каротажа УПЭК-1 473
4.3. Метрологическое обеспечение измерительных каналов аппаратуры радиоактивного каротажа 475
4.3.1. Устройство поверки аппаратуры плотностного каротажа 476
4.3.2. Установка поверочная для скважинных толщиномеров и плотномеров УПТП-1 477
4.4. Метрологическое обеспечение измерительных каналов аппаратуры акустического каротажа 478
4.4.1. Устройство поверочное гидроакустическое УПГ-1 ... 478
4.4.2. Установка поверочная для аппаратуры АК УПАК-1.. 479
4.4.3. Поверочное устройство УП-1 480
4.4.4. Устройство калибровки акустическое переносное ПАУК 480
4.5. Метрологическое обеспечение измерительных каналов аппаратуры для линейных и угловых измерений 481
4.5.1. Каверномеры и профилемеры 482
4.5.2. Инклинометрия 482
4.5.3. Наклонометрия 485
4.6. Метрологическое обеспечение бескабельной аппаратуры контроля за разработкой месторождений, разбуриваемых горизонтальными скважинами 486
4.6.1. Поверочная установка "Топаз-1Т" 487

4.6.2. Поверочная установка "Топаз-1М" 487
4.6.3. Установка поверочная для скважинных плотномеров УКИ-2 489
4.6.4. Установка для поверки кондуктомеров (резистивиметров) и кондуктометрических концентратомеров УПКК-2 489
4.6.5. Поверочная установка "Влага-1" 490
4.6.6. Поверочные установки преобразователей расхода 491
4.7. Метрологическое обеспечение измерений осевой нагрузки и вибраций 495
Заключение 497
Литература 502

ОБ АВТОРАХ

Молчанов Анатолий Александрович

Родился 15.08.1938 г. в г. Ташкенте (Узбекская ССР).

Окончил Новосибирский электротехнический институт связи (НЭИС) в 1960 г., кандидат технических наук (1967 г.), доктор технических наук (1975 г.), заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР (1979 г.), лауреат Государственной премии СССР (1980 г.), профессор (1981 г.), почетный геолог СССР (1988 г.), академик МАНЭБ (1996 г.), академик РАЕН (1997 г.).

В геофизике работает с 1960 г. Инженер, старший инженер, главный геофизик, начальник опытно-методической партии, зав. лабораторией, с августа 1970 г. директор Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики (г. Октябрьский БашАССР), с 1972 по 1984 г. – директор ВНИИГИС, с 1984 г. по апрель 1988 г. – зам. генерального директора по научной работе НПО «Союзпромгеофизика», директор ВНИИГИС. С мая 1988 г. по январь 1992 г. – генеральный директор НПО «Рудгеофизика», директор ВИРГ (г. Ленинград). С февраля 1990 г. – зав. кафедрой геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (ГФМР) (по совместительству) Ленинградского горного института им. Г.В. Плеханова. С февраля 1992 г. – зав. кафедрой ГФМР, с сентября 1996 г. – зав. кафедрой геофизических и геохимических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых Санкт-Петербургского государственного горного института (Технического университета) – СПГГИ (ТУ).

Специалист в области геофизических методов исследований скважин и компьютеризированных информационно-измерительных систем (нефть, газ, уголь, руды, подземные воды). Один из основоположников геофизических методов исследований скважин в процессе бурения, автономных измерительных приборов и телесистем с электромагнитным каналом связи забой–устье. Участвовал в работах в качестве члена межведомственного экспертного совета по геофизике Министерства геологии СССР, межведомственной комиссии по сверхглубокому бурению Комитета по науке и технике Совета Министров СССР.

Автор более 270 научных работ, в том числе 8 монографий, имеет 80 авторских свидетельств на изобретения и 2 патента РФ. Автор новой технологии скважинного резонансного воздействия на продуктивные нефтегазовые пласты, позволяющей повысить интенсивность режима работы скважин и месторождений, увеличить нефтеотдачу пластов.

Возглавлял диссертационный совет ВИРГа с 1990 по 2001 г., в настоящее время член нескольких диссертационных советов СПГГИ (ТУ). Подготовил 26 кандидатов и 5 докторов наук.

Награжден рядом правительственных наград, медалями ВДНХ, международных выставок, удостоен памятной медали В.В. Федынского.

Абрамов Генрих Саакович

Родился 28.11.1941 г. В 1962 г. закончил вечернее отделение Бакинского нефтяного техникума, в 1967 г. – Азербайджанский институт нефти и химии им. М.А. Азизбекова, в 1999 г. – Академию народного хозяйства при Правительстве РФ (г. Москва). Кандидат технических наук (1999 г.), доктор электротехники (2000 г.), доктор экономических наук (2001 г.), академик Академии электротехнических наук, академик Международной академии информатизации.

Трудовую деятельность начал в 1958 г. учеником токаря и электромонтером в конторе бурения объединения «Азнефть». С 1967 по 1975 г. научный сотрудник Гипротюменнефтегаза (г. Тюмень), 1975–1978 гг. – зав. Лабораторией первичных преобразователей информации СибНИИНП. В 1978 г. переведен на опытный завод «Электрон» главным конструктором, а затем главным инженером. С 1986 г. назначен главным инженером, а затем зам. генерального директора по науке НПО «Сибнефтеавтоматика». С 1991 г. – директор, а затем генеральный директор ОАО «Инженерно-производственная фирма «Сибнефтеавтоматика».

Автор и научный руководитель разработок более 25 типов средств и систем измерений различных параметров технологических процессов нефтедобычи и бурения скважин. Основные научные направления – разработка информационно-измерительной техники для предприятий топливно-энергетического комплекса. Опубликовал более 100 научных трудов, включая 4 монографии (в том числе с соавторами), имеет порядка 40 авторских свидетельств и патентов.

За достижения в решении научно-технических проблем нефтяного приборостроения награжден орденами Почета (1998 г.) и Дружбы народов (1986 г.), медалью «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири» (1980 г.), удостоен звания «Изобретатель СССР» (1981 г.), «Отличник нефтяной промышленности» (1983 г.) и «Заслуженный работник Минтопэнерго России» (1993 г.), «Почетный нефтяник» (2001 г.). Лауреат премии Миннефтепрома СССР (1987 г.) и общественной премии имени Петра I (2000 г.), удостоен многочисленных общественных медалей и знаков.

Активно участвует в работе таких общероссийских общественных организаций, как Вольное Экономическое Общество России (член Правления) и Российская академия Бизнеса и Предпринимательства (член Президиума), Тюменский государственный нефтегазовый университет (член попечительского совета), научно-технический журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» (главный редактор), редакционный совет журнала «Деловой Национальный Клуб», совет журнала «Элита России».

Один из основателей производства и внедрения расходоизмерительной техники, применяемой на нефтепромыслах Западной Сибири, и один из инициаторов использования нетрадиционных способов измерения дебита скважин, в частности ваттметрирования.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Постоянно растущие потребности человечества в углеводородном сырье, отсутствие надежной альтернативы нефти и газу как топливу требуют совершенствования технологий извлечения разведанных запасов, поиска и разведки новых месторождений в сложных геолого-технических и климатических условиях, месторождений труднодоступных, зачастую с трудноизвлекаемыми запасами.

Основным средством изучения горных пород, вскрытых скважинами, стали в настоящее время геофизические методы исследований – измерения различных физических параметров, позволяющие определять геологические характеристики пород и контролировать режим работы пластов в процессе бурения скважин, при пробной и промышленной эксплуатациях. Для выполнения электрических, ядерно-физических, термометрических и других измерений созданы различные приборы, спускаемые в скважины на специальном каротажном кабеле, по которому осуществляются питание, управление и передача на дневную поверхность информации о соответствующих параметрах режима работы скважин и окружающих ее горных пород, где данные регистрируются и обрабатываются. Такая методика проведения геофизических измерений в скважинах является общепринятой. Однако она не всегда обеспечивает получение необходимых данных.

Спуск приборов на кабеле в скважину возможен лишь через некоторое время после вскрытия исследуемых объектов и извлечения бурильных труб. За это время свойства пласта могут значительно измениться под воздействием промывочной жидкости, находящейся в скважине. При определенных условиях бурения и эксплуатации скважин спуск приборов на кабеле вообще невозможен или сопряжен с тяжелыми авариями (в бурящихся наклонных, горизонтальных, восстающих и осложненных скважинах, при опробовании скважин испытателями пластов на бурильных трубах, а также в добывающих скважинах с высоким давлением на устье). Эти ограничения стандартной методики геофизических исследований сказываются на геологической и экономической эффективности разведки.

Изучение трещинных и рифовых коллекторов, пластов с низкой пористостью и проницаемостью, рост глубин, аномальных пласто-

вых давлений и высокие температуры обусловили дополнительные трудности по исследованию продуктивных пластов геофизической аппаратурой, спускаемой в скважину на кабеле.

Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, когда за один спуск-подъем измеряются до 20 различных параметров, передаваемых по геофизическому кабелю к наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре [30].

Рост объемов наклонно направленного бурения скважин на суше (Западная и Восточная Сибирь, Поволжье и др.), освоение месторождений на шельфе северных морей, о-ва Сахалин с углами отклонения ствола скважин от вертикали более 50° обусловили ограничения по применению традиционных методов исследований с помощью аппаратуры, спускаемой в скважину на кабеле, и вызвали необходимость разработки специальных технологий доставки скважинных приборов в интервал исследований.

Решение этой проблемы возможно с помощью бескабельных измерительных систем, доставляемых на забой с помощью бурового инструмента или скребковой проволоки и не имеющих проводной электрической связи с наземной аппаратурой.

Возможны две схемы построения бескабельных измерительных систем, отличающихся способом регистрации информации. Первая предполагает непрерывную передачу информации на поверхность по колонне бурильных труб в виде электромагнитных, акустических или гидравлических сигналов, а вторая – ее автономную регистрацию в глубинном блоке.

Основное преимущество систем с дистанционной передачей заключается в возможности немедленного поступления глубинной информации к оператору.

Появились идеи совмещения процесса бурения с геофизическими и технологическими измерениями с помощью датчиков, установленных в бурильной колонне вблизи долота [103, 104, 186–205, 207–222].

Измерение и передача данных по встроенному в бурильные трубы кабельному каналу, громоздкому в монтаже и очень ненадежному в эксплуатации, в реальном масштабе времени были бесперспективными для контроля режима бурения (осевая нагрузка на долото, крутящий момент, расход бурового раствора и др.) и полу-

чения данных о физических свойствах окружающих скважину горных пород.

В тех случаях, когда объем информации становился значительным, по каналу связи передавалась лишь та информация, которая была необходима для контроля и управления режимом бурения и траекторией ствола скважины, остальная – записывалась в автономном скважинном приборе (блоке) для последующего считывания на поверхности. Поиски каналов связи с забоем продолжались. Были предложены гидравлический, акустический электромагнитный и модернизированный проводной, встраиваемый в каждую секцию и сбрасываемый в бурильные трубы каналы [155].

Направление по организации каналов связи забой–устье интенсивно разрабатывается иностранными фирмами за рубежом; имеются сведения об успешном применении телеизмерительных систем различного вида и назначения [124].

Рядом американских и французских фирм разработаны и в последние годы успешно используются системы с гидравлическим каналом связи [124]. Имеются сведения об успешном внедрении электромагнитного канала связи [112, 207]. В ряде зарубежных патентов приводятся перспективы использования акустического канала связи.

В нашей стране этому направлению уделяется также большое внимание. В настоящее время ряд таких систем, использующих проводные, гидравлические и беспроводные каналы связи забой–устье, начали применяться в практике буровых и геолого-разведочных работ. Имеются предпосылки для использования акустического канала связи [112].

В связи с этим возникла необходимость проведения анализа каналов связи и систем телеизмерений, используемых в нашей стране и за рубежом, для оценки возможностей комплексного применения аппаратуры для управления процессом бурения и прогнозирования продуктивных горизонтов в процессе бурения скважин.

Цель настоящей книги – ознакомить читателя с принципами построения бескабельных систем для исследований скважин различного назначения, решаемыми с помощью таких систем геологических и технических задач, перспективами их развития и использования в других направлениях геофизики и отраслях промышленности.

Книга состоит из четырех разделов: первый посвящен истории развития бескабельных систем; второй – телеизмерительным системам с различными каналами организации связи с забоем, в том числе основное внимание уделено электромагнитному каналу связи, наиболее простому в монтаже и надежному в эксплуатации; третий – автономным скважинным системам, предназначенным для скважинных измерений в процессе и после бурения, при гидродинамических исследованиях в процессе испытаний, освоения скважин и эксплуатации месторождений, и четвертый – метрологическому обеспечению измерений бескабельными системами.

Анализ выполнен для всех нашедших практическое применение телеизмерительных систем, использующих гидравлические, акустические и другие бескабельные каналы передачи данных с забоя. В книге в значительной мере обобщены также результаты многолетних исследований по разработке систем различного назначения для измерений в процессе бурения, использующих беспроводной электромагнитный канал связи забой–устье и выполненных во Всесоюзном научно-исследовательском и проектно-конструкторском институте геофизических исследований геологоразведочных скважин (ВНИИГИС), Санкт-Петербургском государственном горном институте (Техническом университете), ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика", ООО НПЦ "ГеоМИР" под руководством и при непосредственном участии авторов.

Значительный вклад в разработку, выпуск и внедрение забойных телеметрических систем внесли коллективы: ВНИИГИС (А.А. Молчанов, А.Х. Сираев, В.П. Чупров и др.), СКТБ "Тюменнефтегеофизика" (В.Г. Горожанкин, А.В. Барычев и др.), ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" (Г.С. Абрамов, М.И. Зимин и др.), Нижневартовского специального УБР (Ю.М. Камнев, А.Н. Сараев), НИИЦ ИТОБР (А.К. Хорьков и др.), НПЦ "Тверьгеофизика" (Э.Е. Лукьянов, В.А. Рапин, Н.В. Беляков и др.), ООО НПЦ "ГеоМИР" (В.В. Сидора, Г.В. Терехов, Д.Н. Дмитриев, К.М. Ермохин и др.).

В настоящее время бескабельные системы интенсивно разрабатываются и широко применяются в России и за рубежом [112, 124].

В данной книге приводятся также результаты исследований по автономным информационно-измерительным системам, выполненных во ВНИИГИС под руководством и при непосредственном участии А.А. Молчанова и его последователями и учениками.

Необходимо отметить большой вклад всего коллектива Отдела автономных приборов и бескабельных систем ВНИИГИС в создание первых конструкций автономных измерительных систем различного назначения (Н.Ф. Родионов, Ф.А. Асылгареев, А.Г. Хайров, Г.Я. Каган, Н.Я. Мухортов, Л.Г. Леготин и др.), проведение их лабораторных и скважинных испытаний (Р.Х. Назаров, Е.Я. Афанасьев, М.П. Сахабутдинов, М.Ш. Ямалеев, В.М. Григорьев и др.), выработку методики работ с этой аппаратурой (А.А. Васильков, Г.И. Шанина и др.), выполнение теоретических расчетов (В.П. Морозов, Л.С. Каширина и др.).

Предисловие, первый, второй и четвертый разделы и заключение написаны А.А. Молчановым и Г.С. Абрамовым совместно, третий раздел написан А.А. Молчановым. Им же выполнено общее редактирование.

Всем участникам этого кропотливого процесса авторы выражают искреннюю благодарность.

При написании работы были использованы любезно предоставленные материалы научных исследований: канд. техн. наук В.П. Чупрова и канд. техн. наук Л.Г. Леготина (ВНИИГИС), канд. техн. наук А.А. Сараева (ООО "Рекомгео"), д-ра техн. наук Э.Е. Лукьянова (НПФ "Луч"), за что авторы очень признательны.

Авторы благодарны рецензенту: доктору физико-математических наук профессору А.А. Никитину за рекомендации, позволившие улучшить содержание книги, сделать ее более доступной для специалистов.

Авторы выражают благодарность руководству Санкт-Петербургского государственного горного института (Технического университета) и Евро-Азиатского геофизического общества за постоянный интерес и поддержку при выполнении работ по этой важной проблеме.

Сегодняшнее состояние, постоянно расширяющаяся сфера применения бескабельных систем при проводке и исследованиях наклонно направленных и горизонтальных скважин, слабая изученность некоторых специфических вопросов этого направления исследований (интерпретация материалов ГИС в ГС, полнота осуществления комплекса ГИС, отсутствие нормативных документов организации работ и т. п.) не позволяют авторам претендовать на полноту изложения материалов по данной теме, и они с благодарностью примут все пожелания, предложения и замечания, которые будут учтены при последующем издании.

Отзывы могут быть направлены по следующим адресам:

199026, Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, 2, Санкт-Петербургский государственный горный институт (Технический университет), кафедра геофизики, профессору А.А. Молчанову;

625014, Тюмень, ул. Новаторов, 8, ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика", д-р. эконом. наук Г.С. Абрамову.

Раздел 1. ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ БЕСКАБЕЛЬНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ)

В настоящее время бескабельные телесистемы и автономные приборы широко применяются для решения различных геологических, технологических и технических задач в процессе бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, изучения параметров геологического разреза, их освоения в сложных геолого-технических условиях и эксплуатации нефтегазовых, угольных, рудных и специальных скважин месторождений различных полезных ископаемых.

Для геофизических исследований скважин применяют около 20 различных методов каротажа. Как правило, измерения свойств горных пород, проходимых скважиной, часто производят много времени спустя после их вскрытия. За это время проникновение фильтрата бурового раствора оказывается настолько значительным, что порой полностью маскирует истинный характер пласта. Ухудшается и отбивка границ пластов. Желательно проводить каротаж в момент вскрытия пласта или вскоре после окончания бурения, когда бурильные трубы еще не извлечены из скважины.

Измерения в процессе бурения были впервые осуществлены введением в практику работ метода газового каротажа. Однако недостатком этого метода было то, что выбуренные породы разбуриваемого пласта с потоком промывочной жидкости (бурового раствора) достигают поверхности через 30 мин и более после вскрытия пласта, и в районах с высокой скоростью бурения приходилось иногда останавливать процесс бурения для оценки характера вскрытых скважиной пластов. Кроме того, применение этого метода не исключало необходимости проведения электрического каротажа после бурения аппаратурой на кабеле.

Были проведены значительные поисковые работы по созданию метода и аппаратуры для непрерывного в реальном масштабе времени получения оператором информации о различных свойствах проходимых скважиной пород в процессе ее бурения. При этом основной упор был сделан на разработку метода электрического каротажа и канала связи забоя скважины с поверхностью [155].

1950-е гг. характеризуются появлением нового направления – разработкой автономно действующих скважинных приборов с встроенным в них регистратором для записи измеряемых величин.

В настоящее время в США зарегистрировано свыше 800 патентов, относящихся к проблеме каротажа на трубах. Вначале эти патенты были направлены на совершенствование методов и аппаратуры с применением канала связи. В последующем возникла целесообразность в разработке автономных скважинных приборов. Предложения, связанные с устройствами, использующими канал связи, сводятся к выбору типа канала, соответствующих источников питания, передающей и приемной аппаратуры, зондовых устройств и др. При этом предусматривается проведение электрического, радиоактивного и иногда других методов каротажа. В качестве источников питания предполагается использование химических источников тока или турбогенераторов.

Сложность изготовления специальных бурильных труб со встроенными в них отрезками кабеля, сложность их стыковки на буровой, высокая стоимость эксплуатации такого канала связи, потребность в специальном оборудовании и низкая надежность его работы привели к необходимости поиска других каналов связи. Одним из результатов этих поисков является использование колонны бурильных труб в качестве электрического канала связи. Передача электрических сигналов – электромагнитных колебаний по трубам в принципе обладает рядом существенных преимуществ перед другими способами передачи информации. В первую очередь это простое преобразование измеряемой величины в электрический сигнал.

1.1. ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

В одном из первых предложений [200, 204, 211, 213, 219, 220] по проведению каротажа в процессе бурения с применением беспроводного электрического канала связи предполагалось проводить одновременное измерение нескольких величин путем измерения длительности передаваемого импульса, паузы и частоты следования импульсов.

Устройство для каротажа в процессе бурения состояло из скважинной аппаратуры и наземного приемного и регистрирующего блока. Скважинный прибор находился в специальном буровом

переводнике, а долото и колонна труб использованы как измерительные электроды, измерялась разность потенциалов (КС и ПС) между долотом и колонной труб. Электрическое соединение измерительной и передающей аппаратуры, находящейся в скважинном приборе, осуществлялось с помощью щеточных контактов, изолированных от окружающих проводящих материалов. В измерительной аппаратуре разность потенциалов преобразовывалась в пропорциональные длительности электрических импульсов и пауз между ними. В наземном приемном блоке производились декодирование измеряемых величин и их запись. Недостаток предложенного беспроводного канала связи – сильное затухание сигнала с ростом глубины скважины, особенно в низкоомных разрезах.

На основании уравнения А.Е. Eve были вычислены затухания электромагнитных сигналов, передаваемых с глубины 3000 м, при среднем значении удельного электрического сопротивления пород 1 Ом·м для различных частот. Результаты расчетов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Затухание электромагнитных сигналов

Частота, Гц	Затухание (часть сигнала, измеряемая на поверхности)
1	$2{,}35 \cdot 10^{-3}$
10	$4{,}87 \cdot 10^{-9}$
100	$5{,}45 \cdot 10^{-27}$
1000	$7{,}45 \cdot 10^{-84}$

В последующем эксперименты подтвердили большое затухание сигнала при передаче по неизолированным бурильным трубам. Другая сложность заключалась в том, что при передаче низкочастотных сигналов на полезный сигнал информации накладывается помеха, вызванная теллурическими токами. Как показали исследования, периоды составляющих теллурических токов с большой амплитудой колеблются в пределах от нескольких секунд до нескольких минут. Такими же периодами обладают помехи, вызванные работой бурового оборудования (так называемый "сейсмоэлектрический эффект").

Все эти факторы ограничили возможность применения электромагнитных колебаний для передачи информации с забоя скважины на поверхность. Источник питания скважинной аппаратуры ввиду ограниченных габаритов не обладал достаточной мощностью.

Увеличение мощности передаваемого сигнала можно осуществить с помощью разряда конденсатора большой емкости.

В патентах [191, 200] предложена схема измерения, в которой путем соответствующей расстановки электродов на поверхности компенсируется помеха, вызванная теллурическими токами. Для этого электроды *A* и *B* на поверхности (рис. 1.1,*а*) разносятся на равное расстояние от электрода *M* (колонны труб). Так как источник помех теллурических токов не симметричен относительно электродов *A* и *B*, в первичных обмотках входного трансформатора импульсы, передаваемые с забоя скважины, вызовут в сердечнике трансформатора магнитные потоки одинакового направления, а от теллурических токов возникнут встречные магнитные потоки. В результате чего на вторичной обмотке появится только импульс полезного сигнала. На рис. 1.1,*б* приведены диаграммы напряжений на электродах *AM* и *BM* в функции времени.

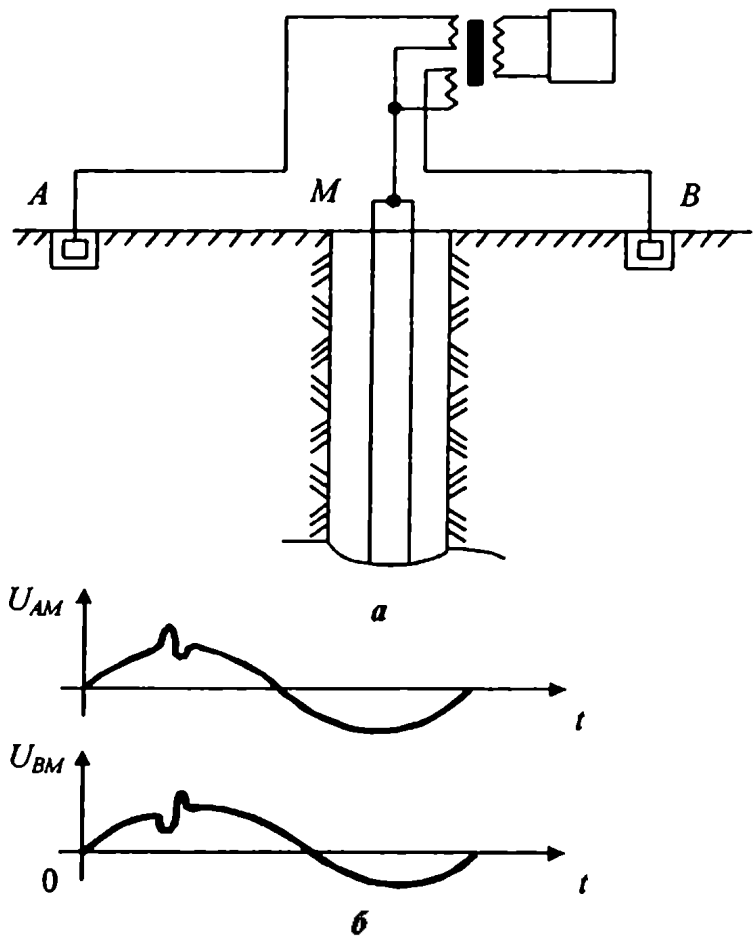


Рис. 1.1. *Схема измерений с компенсацией блуждающих токов:*
а – расположение электродов; *б* – диаграммы напряжений на электродах *AM* (U_{AM}) и *BM* (U_{BM}) в функции времени

Более эффективной является система с четырьмя разнесенными относительно колонны труб электродами. Они располагаются вокруг устья скважины, и направления от этих электродов к устью скважины образуют углы в 90°. Эти четыре электрода вместе с электродом *M* (колонны труб) образуют четыре пары приемных электродов. Напряжение от каждой пары электродов подается на вход схемы, содержащей дифференцирующую цепочку, хорошо выделяющую быстрые изменения напряжений и сглаживающую медленные изменения. Эта схема выделяет информационный сигнал и сглаживает медленные вариации токов-помех. Далее четыре сигнала поступают на схему совпадения. Так как информационный сигнал одновременно появляется на каждой паре электродов, а помеха имеет разные амплитуду и фазу на четырех парах электродов, что объясняется несимметричностью расположения источника "помех" относительно приемных электродов, то схема совпадения будет срабатывать лишь в те моменты, когда на приемных электродах появляется информационный сигнал.

В этом же устройстве [191] схема и зонд на трубе допускают измерение сопротивления заземления долота и электрода, находящегося выше долота (рис. 1.2). Основа зонда из тяжелой трубы *3* покрыта снаружи *4* и внутри *1* изоляционным материалом. На наружном покрытии на расстоянии *H* от долота находится кольцевой электрод *5*. Долото *8* изолировано от трубы и является измерительным электродом. Выше долота находится электрод *7*, служащий для измерения естественных потенциалов. Еще выше находится электрод *6*. Долото *8* и электрод *6* образуют систему с охранными электродами без нижнего (трехэлектродный зонд бокового каротажа без нижнего экранного электрода). Электрод *6* фокусирует ток долота вниз в сторону вскрываемого пласта, и потенциал долота определяется его сопротивлением. Электрод *5* находится от долота на таком расстоянии, чтобы за время его перемещения при бурении скважины на расстояние *H* произошло проникновение раствора в пласт, т. е. с помощью этого электрода определяют наличие зоны проникновения.

Источником питания является генератор, статор которого – стабилизирующая резиновая муфта с постоянными магнитами *2* – заторможен трением о стенки скважины, но допускает перемещение бурового инструмента вверх и вниз.

Система компенсаций позволяет избавиться от влияния низкочастотных составляющих помех теллурических токов. Однако при больших глубинах скважин и в условиях низкоомных разрезов ве-

личина принимаемого сигнала будет настолько мала, что флуктуационные помехи самого приемного устройства будут маскировать полезный (информационный) сигнал. Кроме того, при утечках в электрооборудовании буровой и при искаженной форме кривой силового напряжения возникнут помехи в широком диапазоне частот, которые полностью перекроют информационный сигнал.

В этих случаях амплитуду принимаемого на поверхности сигнала увеличивают, например, с помощью ретрансляторов [191]. Для этого на колонне труб *6* (рис. 1.3) равномерно по ее длине, через определенное расстояние устанавливают ретрансляторы – специальные патрубки *5* с тороидальными трансформаторами *4*, имеющими две обмотки *12* и *10*, и заторможенными генераторами на транзисторах *11* и *11'*. В нижнем конце колонны труб находится патрубок *3* с аппаратурой для измерения естественного потенциала и удельного сопротивления пород. Эта аппаратура содержит генератор *2*, датчик в форме тороидального многообмоточного трансформатора *1*, измерительную схему *15* и управляющий блок *14*, который проводами *13* в трубе соединен с передатчиком. Передатчик по структуре и конструкции подобен ретранслятору, но его генератор *11'* не заторможен. Прием сигналов на поверхности осуществляется тороидальным трансформатором *7*, вторичная обмотка *9* которого соединена с наземной регистрирующей аппаратурой *8*.

Принцип работы устройства сводится к следующему. В зависимости от величины измеряемого параметра мультивибратор измерительной схемы *15* генерирует импульсы различной длительности, которые через блок управления *14* включают генератор *11'* передатчика. Частота генератора выбирается в диапазоне 10...20 Гц. Подключением конденсатора в цепь задающего блока генератора *11'* последний генерирует напряжение с разной частотой. Переключая частоту генератора, производят измерение одной или другой геофизической величины.

Переменный ток от генератора *11'* подведен к обмотке *10* тороидального трансформатора. Вторичной обмоткой трансформатора является колонна труб и окружающие породы. Ток, проходящий через колонну труб, вызывает появление напряжения на обмотке *12*, являющейся обмоткой положительной обратной связи генератора *11'* первого ретранслятора. Генератор *11* дает переменный ток той же частоты, что и напряжение на обмотке *12*. Ток в колонне труб в зоне первого ретранслятора увеличивается и достигает второго ретранслятора, возбуждая генератор последнего, и далее через последующие ретрансляторы передается на поверхность.

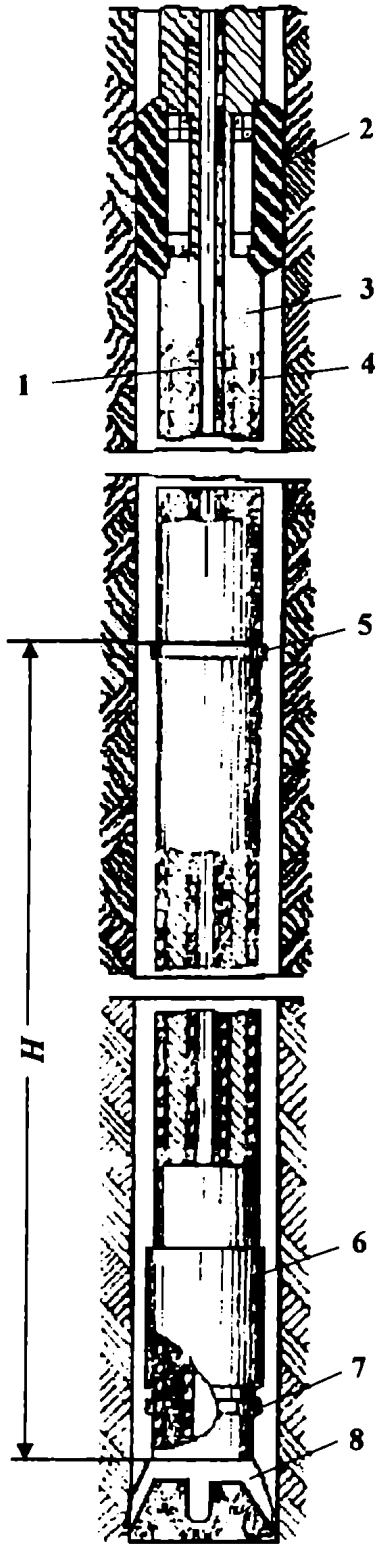


Рис. 1.2. *Установка каротажного зонда на трубе*

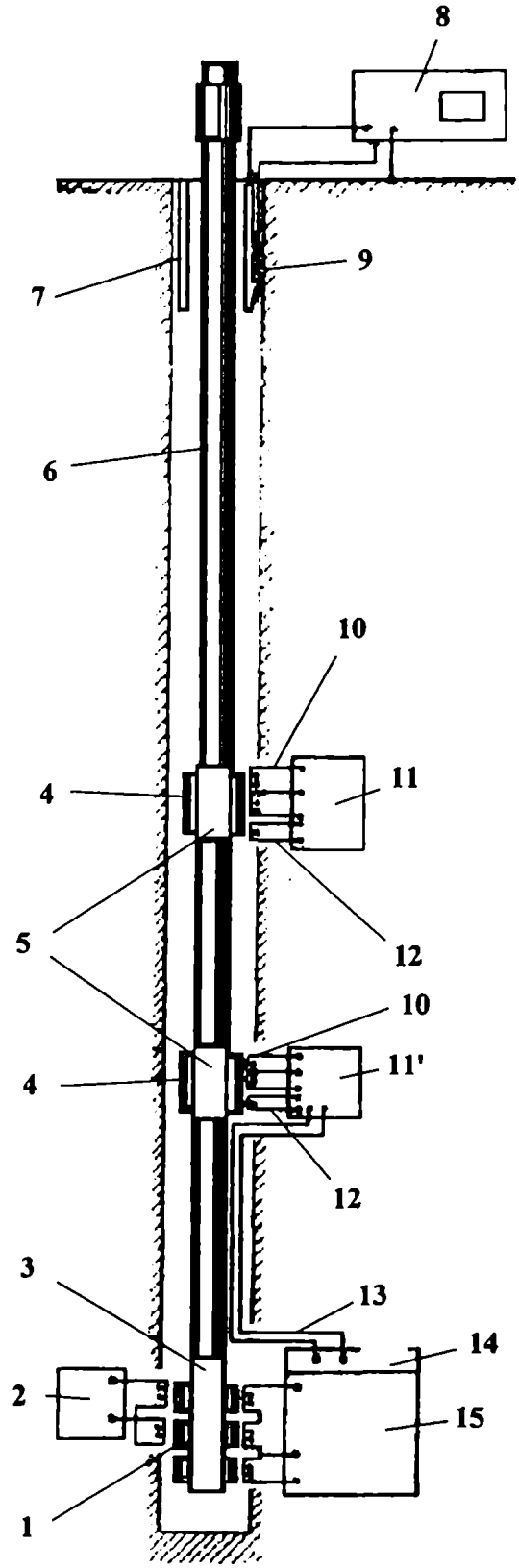


Рис. 1.3. *Схема каротажа с ретрансляторами*

Когда заканчивается действие импульса мультивибратора измерительной схемы *15* генератор *11'* передатчика отключается, и это приводит к уменьшению тока в колонне труб в зоне первого ретранслятора, что равносильно уменьшению коэффициента положительной обратной связи генератора *11* первого ретранслятора. Далее процесс протекает лавинообразно и работа генераторов срывается. Недостатками такого канала связи являются низкая надежность канала, частые нарушения в работе всего устройства и большое число ретрансляторов, которые практически должны располагаться друг от друга на расстоянии не более 1000 м.

Вариант аппаратуры для каротажа скважин в процессе бурения с беспроводным электрическим каналом связи приведен в работе [189]. Здесь (рис. 1.4) для формирования передаваемого сигнала используется изменение сопротивления заземления колонны бурильных труб в соответствии с изменением измеряемого параметра.

Скважина *1* бурится стандартным буровым оборудованием, состоящим из вертлюга *15*, квадрата *17*, колонны бурильных труб *23*, тяжелого низа *28*, долота *33* и роторного стола *18*. Глинистый раствор подается в трубы через шланг *16* и вытекает через линии *22* и *19* в приемный чан *21*. Наземное каротажное оборудование состоит из источника питания (батареи) *9*, заземлителя *8*, входного трансформатора *14*, усилителя-ограничителя *10*, преобразователя *13*, регистратора *11* и указывающего прибора *12*. Тяжелый низ *28* покрыт изоляционным материалом *4* и электрически отделен от колонны труб изоляционной муфтой *5*. На покрытии *4* смонтированы электроды *3* и *2* каротажного зонда. В скважинном приборе *26* источник питания *31* через сопротивление *29* и провода *30* и *32* соединен с электродами *3* и 2. Падение напряжения на сопротивлении *29*, определяемое удельным сопротивлением пород, подается на вход схемы *27*, преобразующей амплитудные изменения в частотные (*25* и *24* – выводные провода). Эта схема управляет реле, контакты которого через провода соединены с колонной труб *23* и тяжелым низом *28*.

При выключенном реле в цепи батареи включены сопротивления заземления *8* и колонны труб *23*. При этом между заземлителем и колонной труб протекает ток небольшой величины (токовые линии *7*). Для увеличения сопротивления колонны на нее надеты резиновые кольца *20*.

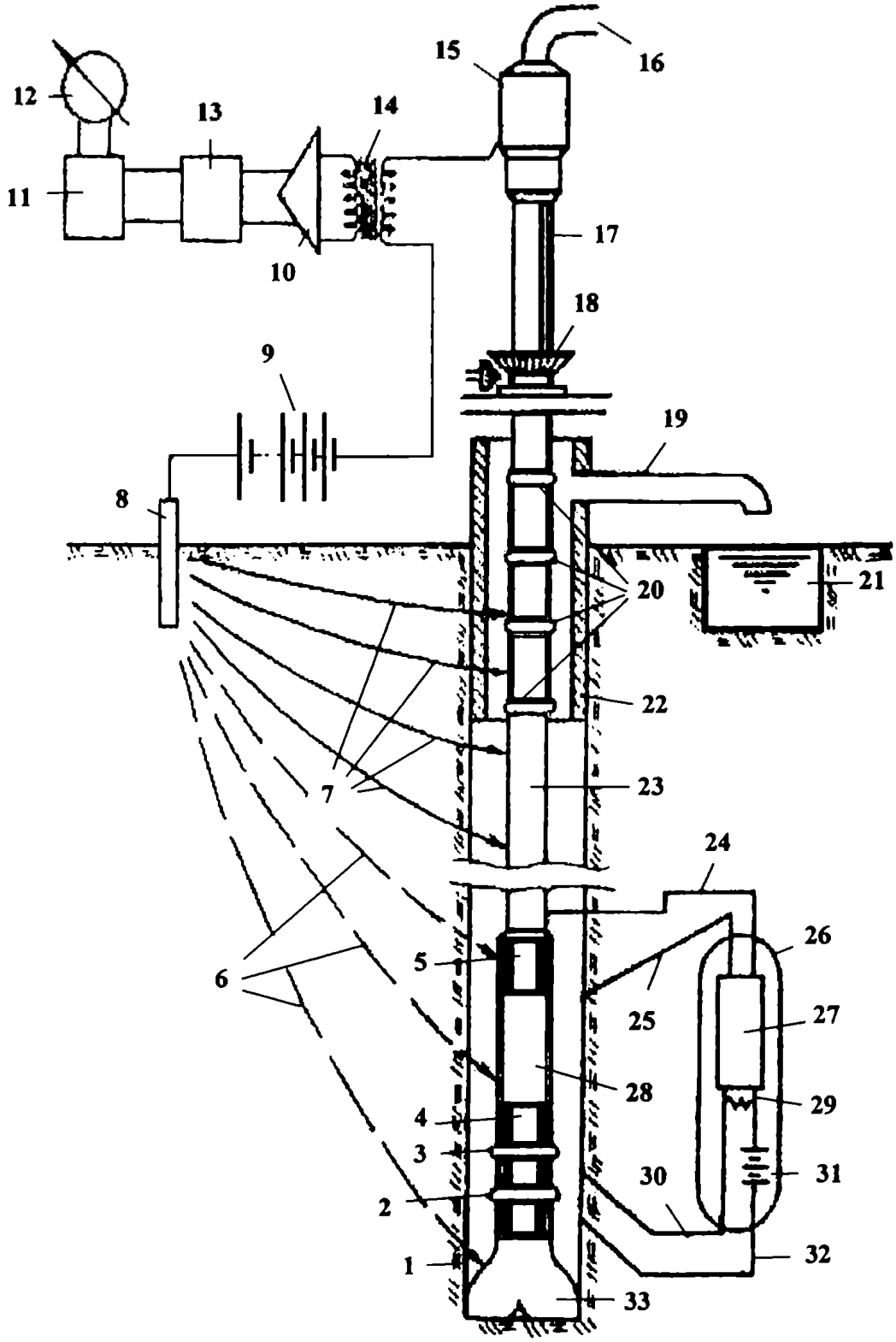


Рис. 1.4. *Схема каротажа с электромагнитным каналом*

При включенном реле к колонне труб подключается тяжелый низ *28* и сопротивление заземления цепи уменьшается. Ток от батареи *9* при этом увеличивается за счет протекания тока между заземлителем *8* и тяжелым низом (токовые линии *6*). При этом, наряду с постоянной составляющей в цепи трансформатора *14*, появляется переменная составляющая, частота которой зависит от частоты включения реле. Частота включения реле в свою очередь определяется частотой модулятора скважинного прибора, которая зависит от величины падения напряжения на сопротивлении *29*. В конечном счете, частота переменной составляющей в трансформаторе определяется удельным сопротивлением пород, окружающих электроды *3* и *2*.

На трансформаторе *14*, кроме того, действует низкочастотная составляющая напряжения, вызванная изменением сопротивления заземления колонны труб от вращения бурового инструмента. Высокочастотный частотно-модулированный сигнал трансформатора *14* выделяется фильтром, усиливается с ограничением по амплитуде усилителем *10* и далее преобразуется в напряжение с изменяющейся амплитудой, которое указывается прибором *12* и записывается регистратором *11*.

Эта система сравнительно проста, но обладает тем же не достатком, что и система с передачей информации электрическими сигналами по колонне бурильных труб. Она не может быть использована при бурении глубоких скважин и особенно в условиях низкоомных разрезов, поскольку основная часть тока будет приходиться на верхнюю часть колонны труб, а изменение сопротивления заземления, несмотря на защитные резиновые кольца, вызовет настолько незначительные напряжения на трансформаторе, что они будут подавлены помехами.

Каротаж на трубах с гидравлическим каналом связи. Гидравлический канал связи не требует специальных переделок в существующем буровом оборудовании, а использует столб жидкости в трубах. Передача сигналов осуществляется путем изменения давления или скорости жидкости, а также путем использования потока жидкости для переноса маркерного материала.

Большинство патентов США сводится к предложениям по использованию импульсов давления для передачи информации с забоя скважины на поверхность. В одном из них [192] предлагается

использовать передачу импульсов давления по столбу бурового раствора в трубах с частотой, зависящей от амплитуды измеряемой величины. В этом устройстве (рис. 1.5) в тяжелой трубе *4*, являющейся основой каротажного зонда, установлена аппаратура, содержащая турбину *10*, приводящую во вращение генератор *9*, который питает двигатель *7* через два электрода *8* и *11*, смонтированные на изоляционном покрытии *5* тяжелой трубы. В зависимости от величины сопротивления заземления электродов *8* и *11* скорость двигателя *7* меняется при условии поддержания неизменным напряжения генератора *9* в случае изменения скорости вращения турбины *10*. Двигатель *7* вращает генератор переменного тока *6*, к которому подключена обмотка электромагнита *1*.

При измерениях якорь *2* с клапаном *3* колеблется с частотой, зависящей от частоты тока генератора *9*. Таким образом, частота колебаний клапана *3* зависит от величины сопротивления заземления электродов *8* и *11*, т. е. от удельного сопротивления пород, находящихся против электродов *8* и *11*.

Возникшие на забое колебания давления принимаются на поверхности датчиком давления и преобразуются в пропорциональное напряжение, которое записывается регистратором.

Эта система практически не была реализована, потому что сама конструкция скважинной части аппаратуры оказалась весьма сложной, а также из-за трудности выделения сигнала, имеющего сравнительно высокую частоту, ввиду чего дальность распространения импульсов давления ограничивалась.

В последующем [193] было предложено устройство, где клапан управляется электромагнитом, приводимым в действие ключом и схемой управления. Источником питания служат батареи. В этой системе учтены все недостатки предыдущей конструкции. Предусмотрена возможность измерения двух параметров. Для осуществления измерения двух параметров используются отрицательные и положительные импульсы давления.

На весь цикл измерения выделяется определенное время. Время между первым и вторым положительными импульсами давления определяет величину первого параметра, а время между первым положительным и отрицательным импульсами давления определяет второй параметр.

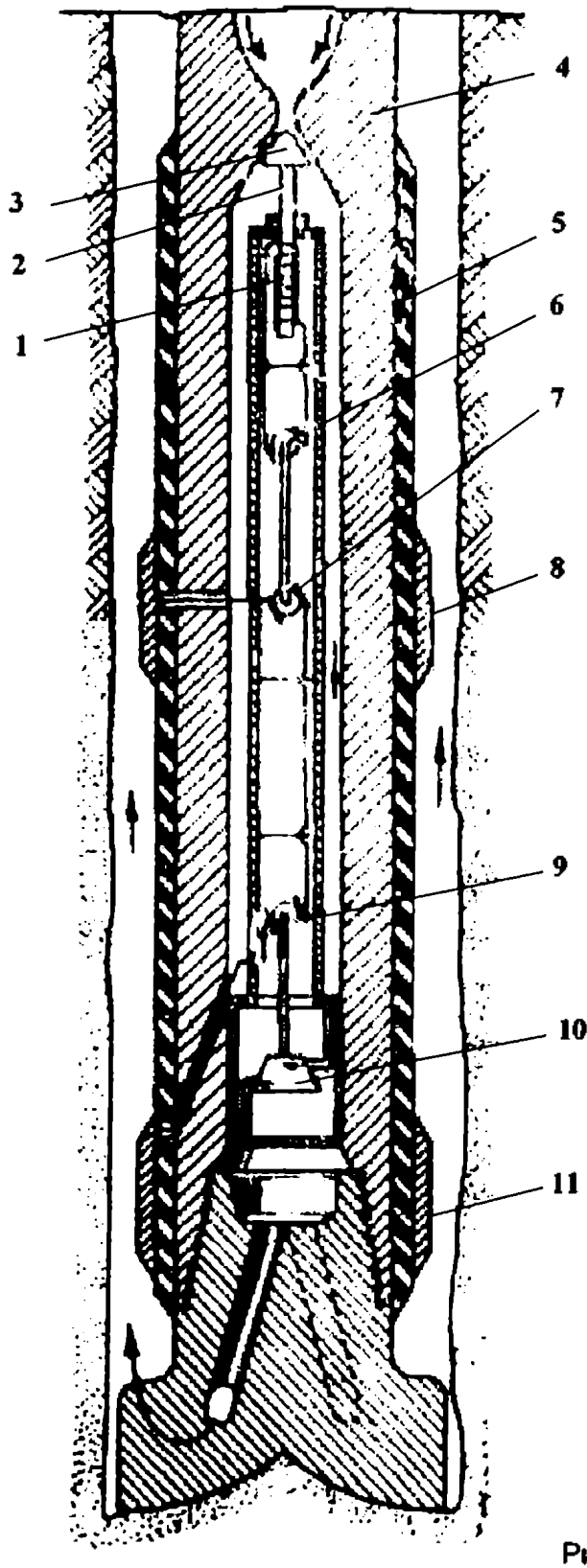


Рис. 1.5. *Схема каротажа с гидравлическим каналом*

В исходном состоянии, т. е. до возникновения импульсов клапан занимает среднее положение в канале (рис. 1.6,*а*). На рис. 1.6,*б* и *в* показаны положения клапанов, когда образуются соответственно положительный и отрицательный импульсы давления. На рис. 1.6,*г* представлена диаграмма импульсов давления в пределах одного цикла измерения (T – время одного цикла измерения; T_1 – время, пропорциональное величине первого параметра; T_2 – время, пропорциональное величине второго параметра). Эта система обладает большей степенью надежности, чем предыдущая, и принцип ее был использован при каротаже скважин в процессе бурения.

Следующим этапом развития этой системы является разработка устройства для измерения нескольких параметров [194]. Применено временное разделение каналов, т. е. последовательное во времени измерение нескольких параметров.

Начало цикла измерения отмечается импульсом давления большой длительности, а все последующие импульсы короткие. Время между импульсами определяет величину измеряемого параметра. Кроме того, внесены изменения в схему расположения электродов. Долото является первым измерительным электродом, с помощью которого определяется сопротивление только что вскрытого пласта. Вторым после долота электродом измеряется естественный потенциал. Третий электрод предназначен для исследования пласта после проникновения в него фильтрата бурового раствора.

Это предложение было практически реализовано при совершенствовании каротажной системы на трубах с гидравлическим каналом связи. Устройство, сконструированное на базе этого предложения, в настоящее время коммерчески эксплуатируется.

Использование потока глинистого раствора для переноса агента связи (радиоактивные изотопы, газовые фракции и др.) может быть отнесено к гидравлическому каналу связи. Предложения по использованию такого способа передачи информации относятся к раннему периоду развития каротажа на бурильных трубах. В одном из первых патентов [195] предлагается вместе с измерительной аппаратурой скважинного прибора спускать в скважину контейнер, содержащий радиоактивный материал, который инжектировался бы в поток глинистого раствора дозами, зависящими от величины измеряемого параметра.

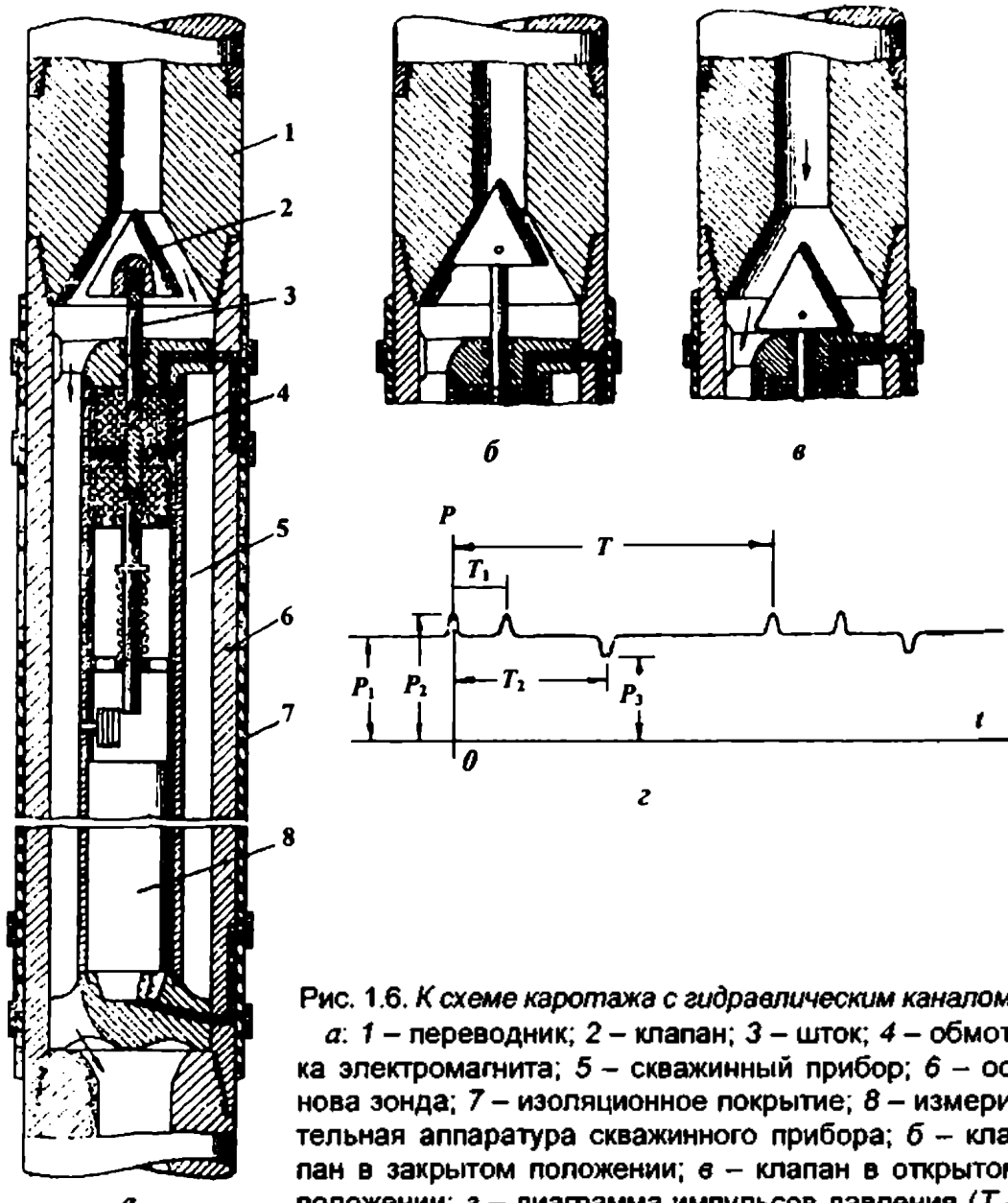


Рис. 1.6. *К схеме каротажа с гидравлическим каналом:* *а*: *1* – переводник; *2* – клапан; *3* – шток; *4* – обмотка электромагнита; *5* – скважинный прибор; *6* – основа зонда; *7* – изоляционное покрытие; *8* – измерительная аппаратура скважинного прибора; *б* – клапан в закрытом положении; *в* – клапан в открытом положении; *г* – диаграмма импульсов давления (*T* – время, *P* – давление)

Предлагается также способ передачи информации [196], состоящий в том, что к измерительным электродам каротажного зонда, смонтированного в призабойной части колонны труб, подводится напряжение такой величины, чтобы от тока этих электродов, зависящего от сопротивления окружающих пород, происходило разложение водной основы глинистого раствора и выделялся водород. Количество выделенного водорода определяется величиной тока электродов, т. е. сопротивлением пород. На поверхности по

концентрации водорода (при газовом анализе) в растворе определяется величина удельного сопротивления пласта и записывается соответствующая кривая в функции глубины. При этом вносится поправка на время перемещения агента связи с забоя скважины на поверхность.

Предложены также метод и аппаратура для каротажа в процессе бурения с применением шариков, заполненных индикаторным материалом, которые используются в качестве агента связи, передаваемого на поверхность потоком глинистого раствора [190].

На рис. 1.7 приведен общий вид устройства. В призабойной части колонны бурильных труб *7*, в тяжелой трубе *15* находится скважинный прибор с измерительной аппаратурой. Верхняя часть *5* тяжелой трубы выполнена так, что по ее четырем образующим в гнездах *14* находятся заряды и шарики *6* с маркерным материалом. На изоляционном покрытии *16* тяжелой трубы смонтированы два электрода *4* и *3*. Глинистый раствор *2* проходит через колонну труб, отверстия *1* в долоте *17* и через затрубное пространство, через специальную линию *8*, часть которой *11* выполнена из немагнитного материала, и вытекает в приемный чан *13*. На линии *8* установлены счетчик радиоактивных излучений *9* и индукционный датчик *10*. Над чаном *13* установлено наклонное сито *12*.

Принцип передачи информации основан на выстреливании шариков в поток глинистого раствора и регистрации их на поверхности. Момент измерения и передачи задается по сигналу управления с поверхности. Измерение параметра, а соответственно и регистрация кривой, осуществляются по уровням. Для этого введены три типа шариков: с пониженной и повышенной радиоактивностью и с ферромагнитным материалом. Сам шарик изготовлен из резины, для того чтобы при перемещении по трубе он не разрушался.

В скважинном приборе газоразрядными лампами установлено несколько фиксированных уровней напряжения. Если измеряемая разность потенциалов, снятая с электродов *4* и *3*, после усиления увеличивается от нуля до первого уровня, то первый шаговый искатель включает первую камеру, и в поток раствора выстреливается шарик с повышенной радиоактивностью. Когда шарик проходит через радиоактивный счетчик *9*, на диаграммной ленте перо перемещается до первого уровня. Если величина измеряемого параметра не изменилась, то перо прочерчивает горизонтальную линию. При этом аппаратура скважинного прибора отключена от источника питания.

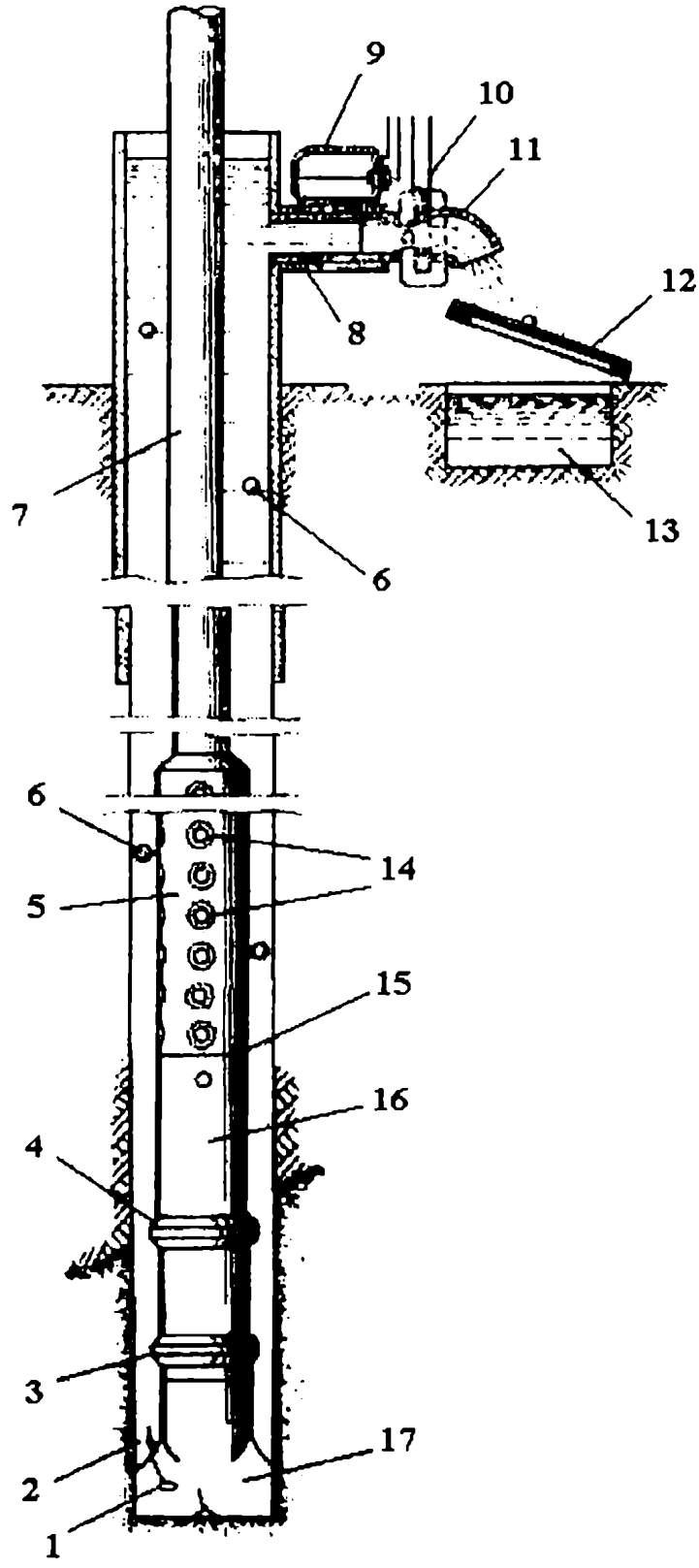


Рис. 1.7. *Схема каротажа на трубах с использованием индикаторных шариков*

Для нового измерения необходимо остановить прокачку бурового раствора, и тогда датчик скорости течения жидкости или давления включает аппаратуру и производится новое измерение. Если теперь величина измеряемого параметра уменьшилась, то включается второй шаговый искатель и подается электрический импульс на воспламенитель заряда первой камеры для шариков с пониженной радиоактивностью. На поверхности понижение радиоактивности приведет к перемещению пера регистратора на следующий, более низкий уровень. Шарик с ферромагнитным материалом характеризует средний уровень от всей шкалы измерения.

Предложенная система имеет существенные недостатки: ограниченный объем и низкую точность измерений, сложность скважинной и наземной аппаратуры, необходимость выключения буровых насосов при каждом измерении, большой интервал времени между измерением и регистрацией и др. Эта система, по имеющимся данным, не получила практического применения.

Фирма "Арпс Корпорейшн" разработала и эксплуатировала систему для каротажа скважин в процессе бурения с передачей информации на поверхность по гидравлическому каналу связи [187, 188, 197, 206, 208].

В разработанном устройстве буровое долото используется как электрод одноэлектродной каротажной системы, и информация передается на поверхность импульсами давления по столбу промывочной жидкости в трубах. На поверхности одновременно с кривой КС регистрируется мгновенная скорость бурения и кривая газового каротажа. Диаграмма газового каротажа, полученная в результате непрерывного анализа глинистого раствора на содержание горючих газов, способствует определению зон, содержащих углеводород. Вариант устройства позволяет проводить измерение естественной радиоактивности вместо кажущегося сопротивления. Диаграмма ПС не регистрируется. При каротаже проводят измерение сопротивления заземления долота, величина которого преобразуется в закодированную последовательность электрических импульсов, воздействующих на гидравлический клапан, вызывающий мгновенное изменение давления в трубах. На поверхности импульсы давления принимаются датчиком и преобразовываются в амплитудные значения, регистрируемые как мгновенные значения кривой КС.

Принцип действия скважинной части системы поясняет рис. 1.8.

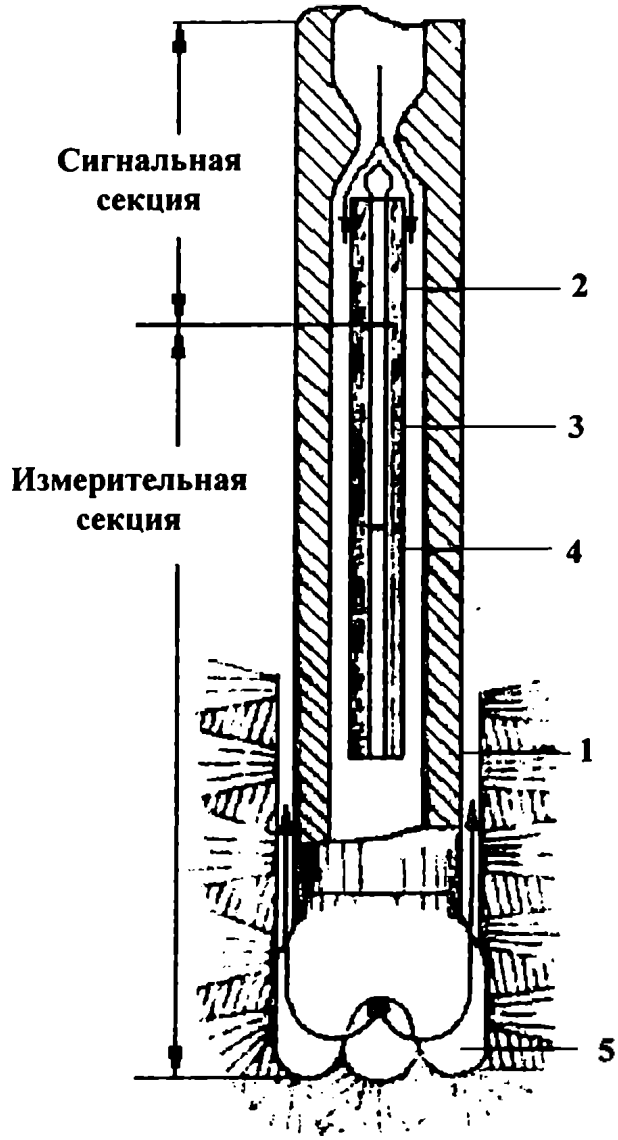


Рис. 1.8. *Схема каротажа на трубах фирмы "Арпс Корпорейшн"*

Скважинная аппаратура состоит из двух частей: измерительной и сигнальной. В специальной трубе *1*, в нижней части которой находится долото *5* (электрод для каротажа по методу сопротивления), монтируется скважинный прибор *4* с измерительной секцией, содержащей генератор питающего тока, усилитель, преобразователь *3* амплитудных значений напряжений в код и источник питания. В сигнальной (передающей) секции расположен электромагнит плунжерного клапана *2*, а сам клапан импульса тока находится в фигурной выточке трубы, так что при подаче импульса тока на электромагнит сечение проходного отверстия для глинистого раствора между клапаном и трубой уменьшается и создается кратко-

временный импульс повышенного давления в буровом растворе выше клапана. Возникший импульс повышенного давления распространяется со скоростью звука (примерно 1200...1500 м/с) в столбе бурового раствора в трубах и достигает поверхности при незначительном затухании.

На поверхности эти импульсы выделяются датчиком давления, установленным в стояке. На рис. 1.9 приведена блок-схема наземной части аппаратуры. Импульсы давлений преобразуются преобразователем *1* в электрические сигналы, а затем пропускаются через фильтр *2* для улучшения отношения сигнал/шум, после чего поступают на формирующее устройство *3*. В устройстве *3* из полученных импульсов выделяются ложные или фоновые и формируются импульсы одинаковой длительности и амплитуды. Эти импульсы подаются на демодулятор *4*, который преобразует закодированную информацию в аналоговую величину напряжения. Интегральная ячейка *5* сглаживает кривую изменений напряжения, которое записывается регистратором *7* в масштабе сопротивления. Протяжка диаграммной ленты осуществляется от датчика глубин *6*, соединенного с вертлюгом. На этой же диаграммной ленте записывается кривая скорости бурения и кривая газового каротажа. Регистратор автоматически отключается, когда производится наращивание инструмента, и включается, когда долото опущено на забой и начинается бурение. При этом осуществляется непрерывная запись кривых на диаграммной ленте.

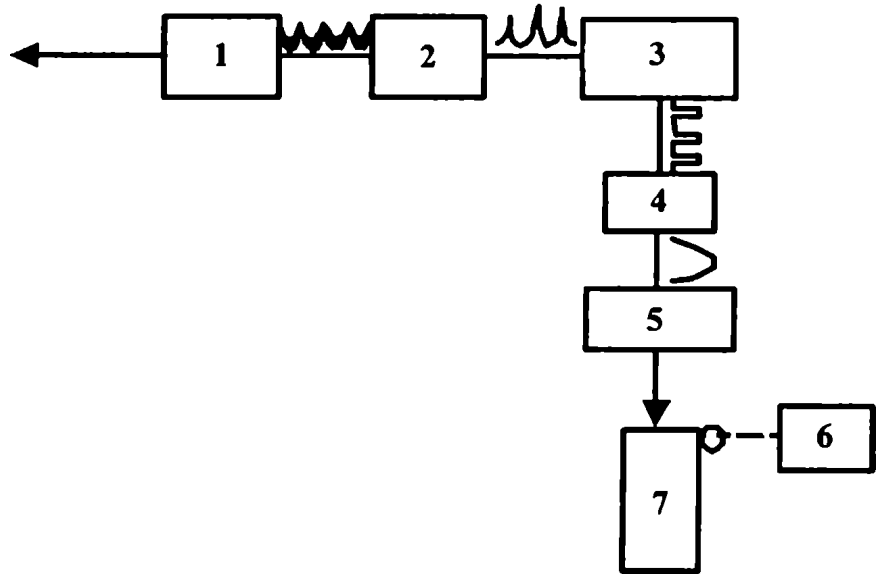


Рис. 1.9. *Блок-схема наземной аппаратуры каротажа фирмы "Арпс Корпорейшн"*

На рис. 1.10 приведена схема измерения сопротивления заземления долота. На трубе монтируются две обмотки: передающая (верхняя) и приемная (нижняя). Ток питания проходит через передающую катушку *1* и в трубе, являющейся вторичной обмоткой образованного трансформатора, индуктируется ЭДС, которая создает ток, текущий вдоль трубы.

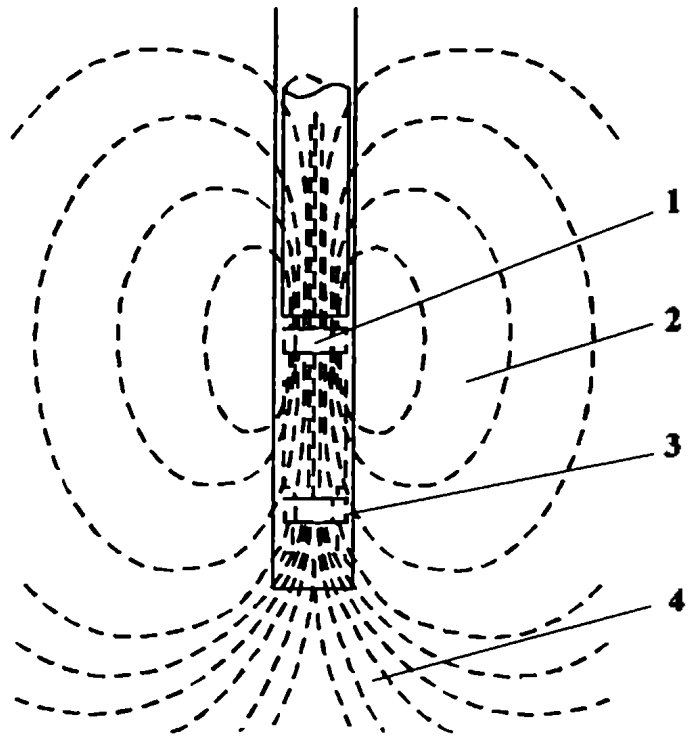


Рис. 1.10. *Схема измерения сопротивления заземления долота*

Ток из нижней части трубы относительно передающей катушки может быть представлен как два пучка токовых линий, один из которых *2* вытекает из самой трубы, а второй *4* – из долота. После прохождения по породам токовые линии обоих пучков замыкаются на верхней части трубы. Часть тока, вытекающего из нижней части трубы, экранирует ток, вытекающий из долота, направляя его вниз от долота. Сразу же над долотом находится приемная катушка *3* и, следовательно, ЭДС в ней наведется только от тока, вытекающего из долота. Таким образом, ЭДС приемной катушки целиком определяется током долота, а поскольку величина тока определяется его сопротивлением заземления, то ЭДС определяет сопротивление пород, находящихся над долотом. При этом передающая катушка должна поддерживать неизменным напряжение на вторичной обмотке (трубе) независимо от сопротивления пород.

С учетом коэффициента зонда, определяемого параметрами долота и трубы, измеряемые разности потенциалов преобразуются и записываются в виде кажущегося сопротивления пласта.

При использовании описанного одноэлектродного зонда сопротивление бурового раствора мало влияет на результаты измерения, вследствие чего получаемые величины близки к истинному сопротивлению пласта. Кроме того, с этим зондом хорошо расчленяются разрезы, представленные даже тонкими пластами.

В рассмотренной электродной системе передающая и приемная катушки монтируются прямо на неизолированной поверхности трубы, что является еще одним важным преимуществом данной установки. Напряжение с приемной катушки подается на измерительную схему скважинного прибора и преобразуется во временной интервал между электрическими импульсами, которые управляют клапаном. Так как время срабатывания клапана весьма мало, то на скорость и объем прокачиваний жидкости оно существенно не влияет.

На рис. 1.11 приведены результаты измерения сигнала на входе приемного устройства (датчика), после усиления и после электронного фильтра.

Полезный сигнал может незначительно превышать уровень помех, возникающих от работы буровых насосов, так как фильтр на входе регистрирующей системы значительно увеличивает отношение сигнал/шум. Сигнал на входе приемника соизмерим с помехой (толщина линий иллюстрирует уровень помех от работы буровых насосов). Это видно и по кривой сигнала после усиления. Сигнальный клапан сконструирован так, чтобы независимо от скорости течения жидкости генерировать импульсы давления одинаковой амплитуды. Так как изменение давления происходит в пределах колонны бурильных труб, волна изменения давления с глубиной либо совсем не затухает, либо затухает незначительно. Благодаря этому, система с передачей импульсов давления по столбу жидкости в трубах применима для каротажа скважин с различной глубиной.

Электронная аппаратура скважинного прибора собрана на транзисторах и питается от ртутных сухих элементов, расположенных в специальном контейнере, установленном в скважинном приборе. Смена ртутных элементов требует всего нескольких минут и осуществляется отворачиванием головки и заменой контейнера с

элементами. Электронная аппаратура допускает работу при температурах до 150 °С. При необходимости могут быть использованы элементы с более высокими допустимыми температурами. Самое большое время непрерывной работы скважинной аппаратуры пока составило 41 ч. Это время, после которого необходимо было заменить долото. Однако аппаратура еще продолжала работать; это свидетельствует о том, что ртутные элементы способны работать в устройстве более длительный срок.

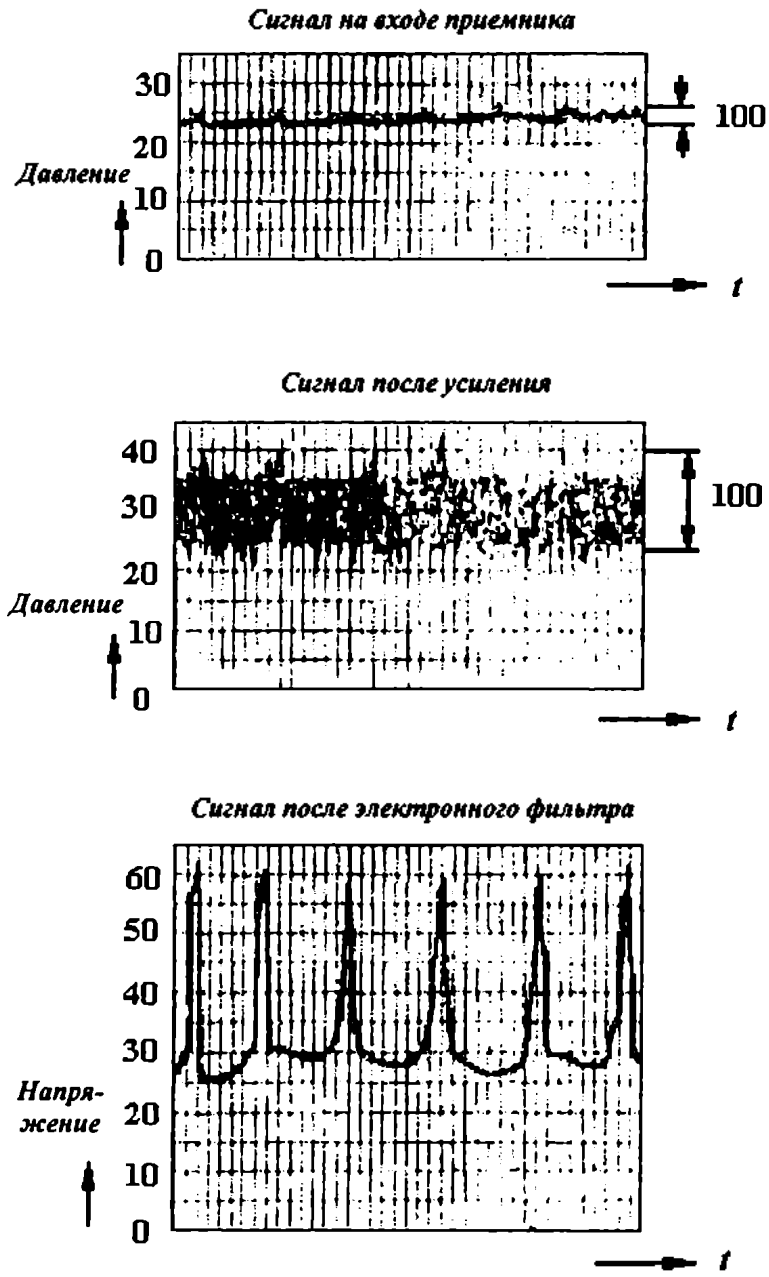


Рис. 1.11. *Последовательность обработки гидравлического сигнала в наземном приемнике*

Наземное оборудование включает приемник импульсов давления, который монтируется в любой точке стояка, привод, соединенный с вертлюгом для протяжки диаграммной ленты, и измерительную и регистрирующую аппаратуру, смонтированную на передвижном прицепе. Во время эксплуатации аппаратуры проводился электрический и радиоактивный каротаж в процессе роторного бурения скважин.

На рис. 1.12 приведены для сопоставления диаграммы непрерывного каротажа в процессе бурения (кривые скорости бурения, кажущегося сопротивления и газонасыщенности) и каротажа на кабеле (кривые КС и ПС). Диаграммы хорошо сопоставляются, продуктивные горизонты выделяются на диаграмме сопротивления непрерывного каротажа в процессе бурения в зоне 2774...2804 м. Продуктивные горизонты на диаграммах отмечены индексами *А* и *Б*. Кривая ПС хорошо коррелируется с кривой скорости бурения. На многих площадях и, особенно, на площадях, представленных песчано-глинистыми разрезами, эти кривые подобны. На диаграмме электрического каротажа, снятой после подъема бурового инструмента, на глубине 2801 м (зона *Б*) не выделяется пласт повышенного сопротивления, тогда как это отмечается на диаграмме, снятой в процессе бурения. Пласт *Б*, так же как и пласт *А*, был испытан и оказался продуктивным.

На рис. 1.13 представлена диаграмма радиоактивного каротажа, полученная в процессе бурения, и диаграмма стандартного электрического каротажа КС (ПС) на кабеле, снятая позднее в той же скважине. Степень корреляции кривых непрерывного гамма-каротажа и ПС высокая.

Так как гамма-каротаж в процессе бурения проводится со скоростью бурения (т. е. при очень медленном перемещении прибора по стволу скважины) и прибор сравнительно долго находится против исследуемых пластов, статистические вариации оказываются минимальными. Отсюда хорошие детализация разреза и сопоставляемость с кривой ПС. Описанная каротажная система была использована при проведении исследований скважин в процессе бурения с общим метражом свыше 30000 м, причем максимальная глубина скважины – 3300 м. Общая стоимость полного каротажного обслуживания, включая непрерывный технический надзор, составляет 350 дол. в день.

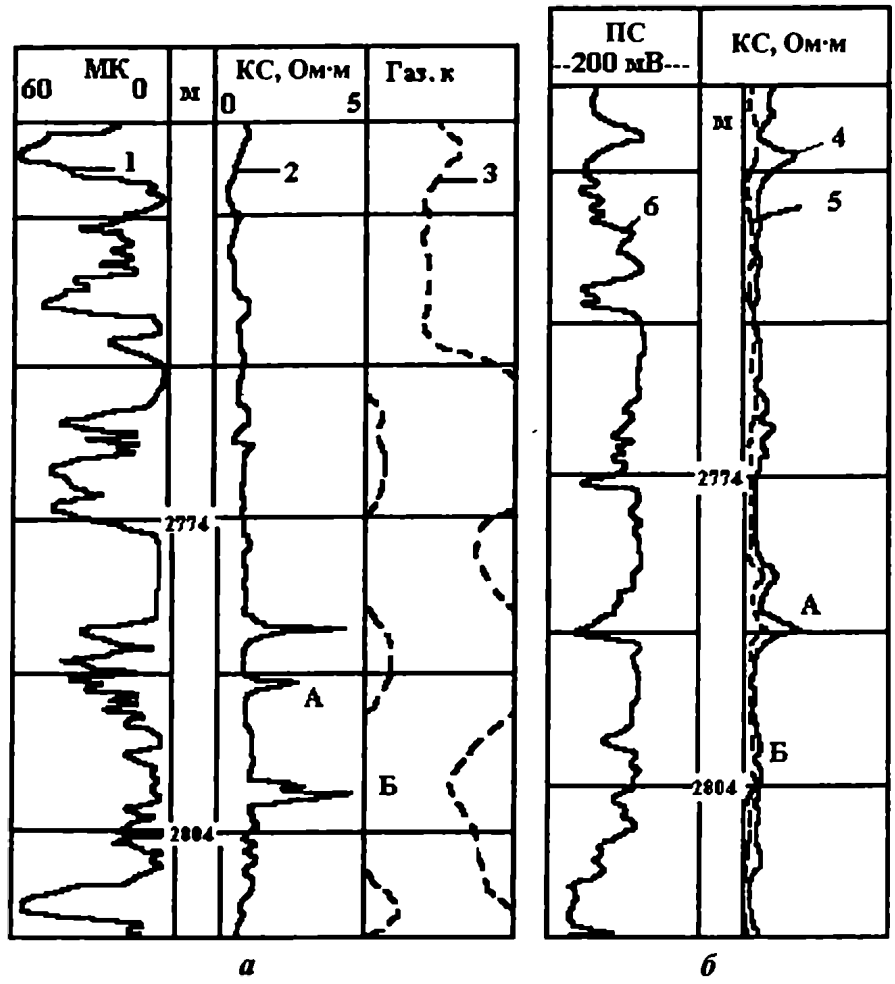


Рис. 1.12. *Сопоставление диаграмм КС и ПС*: *а* – полученных при каротаже в процессе бурения: *1*, *2* – кривые КС и ПС, зарегистрированные в процессе бурения; *3* – кривая газового каротажа; *б* – полученных при обычном каротаже на кабеле: *4*, *5* – кривые КС, зарегистрированные с потенциал-зондом индукционного каротажа; *6* – кривая ПС

Выявленные в процессе эксплуатации преимущества системы для каротажа скважин в процессе бурения можно свести к следующему:

1. Соленость бурового раствора мало влияет на измерение удельного электрического сопротивления пласта.

2. Благодаря малой длине долота-электрода, измеренные удельные сопротивления позволяют выделить тонкие пласты.

3. Измерения радиоактивности пород очень точны и менее подвержены статистическим ошибкам.

4. Точки отбора керна и опробования пластов выбираются точно.

5. В процессе бурения выявляются потенциальные коллекторы, которые могут быть пропущены при обычном каротаже на кабеле.

6. Бурение можно приостановить при встрече с водоносными пластами или после проходки продуктивной зоны.

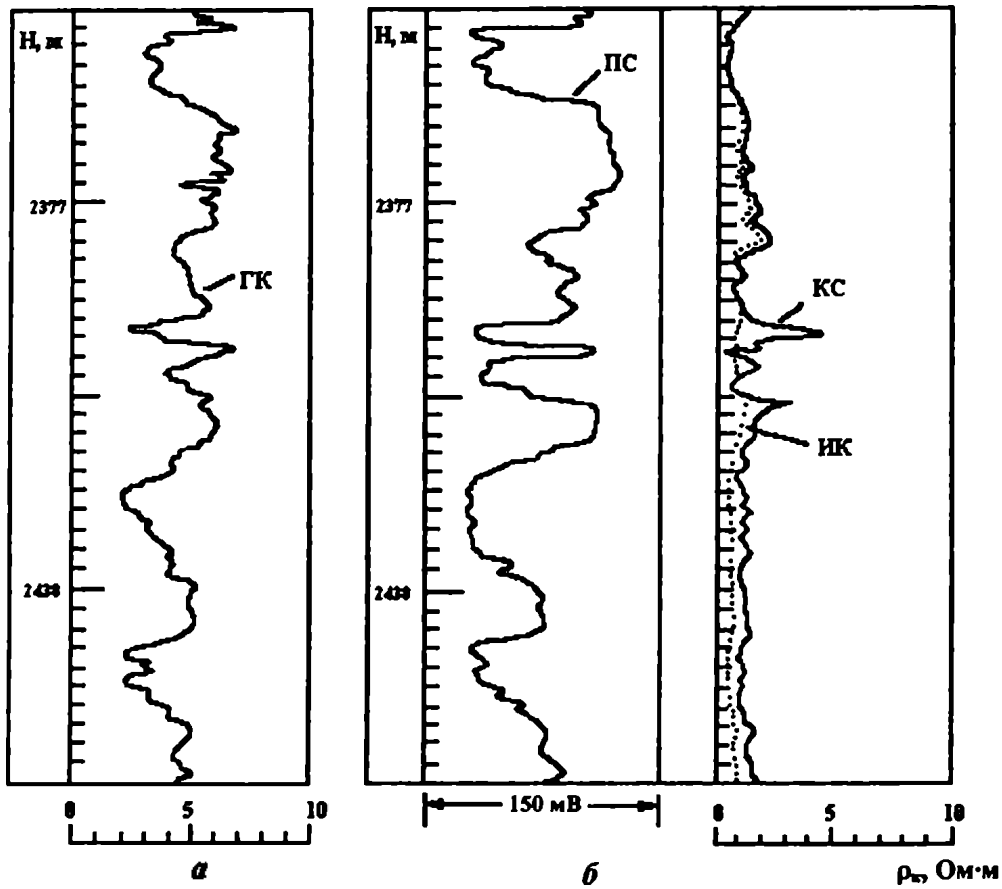


Рис. 1.13. *Сопоставление диаграмм радиоактивного каротажа в процессе бурения (а) и обычного индукционного и электрического каротажа на кабеле (б)*: ГК – кривая гамма-каротажа в процессе бурения; ПС – кривая ПС; КС – кривая потенциал-зонда; ИК – кривая индукционного каротажа

Разработанная телеизмерительная система с гидравлическим каналом связи пока применена для измерения геофизических параметров, однако предполагается на базе этой телесистемы создать аппаратуру для измерения забойных параметров, характеризующих процесс бурения, с целью последующей автоматизации процесса бурения, а также увеличения комплекса измеряемых геофизических параметров.

Каротаж на трубах с применением других типов каналов связи. Из прочих типов каналов связи, предложенных для использования в телесистемах для каротажа скважин в процессе бурения,

можно отметить акустический и радиоактивный. В качестве возбудителя акустического сигнала предлагается использовать взрывные патроны, мембранные источники акустических колебаний и др. Устройство с взрывными патронами [190] аналогично описанному выше, но вместо заряда с шариком применен более мощный заряд. Прием сигнала на поверхности осуществляется с помощью микрофонов. На поверхности установлены два микрофона: один – в зоне вертлюга и второй – на линии выхода глинистого раствора из скважины. Системой из двух микрофонов выделяется полезный сигнал и компенсируются шумы от работы бурового оборудования.

В одном из патентов [210] предложено устройство с передачей информации акустическими колебаниями, создаваемыми колеблющейся мембраной (горном). В этой системе длительность посылки акустических колебаний зависит от величины измеряемого параметра.

Кроме передачи по столбу глинистого раствора в трубах предложены способы передачи акустических сигналов по колонне бурильных труб и через землю. Предложена система для каротажа скважин в процессе бурения [212], включающая один или более датчиков, измерительную схему и устройство для преобразования измеряемой величины в импульсы, которые в виде звуковых колебаний передаются по бурильным трубам с забоя скважины на поверхность.

Для измерения геофизических параметров в процессе бурения предложены два варианта радиоканала связи. В первом [212] генератор высокой частоты через амплитудный модулятор подключен к антенне, выполненной в виде изолированного штыря и расположенной в призабойной части скважины по оси трубы. Приемная антенна – изолированный металлический штырь – устанавливается в верхней части колонны труб. Отмечена возможность установки приемной антенны рядом с буровой.

В патенте [215] предложена аппаратура для радиоактивного каротажа скважин, в которой детектор радиоактивных излучений модулирует несущую частоту ультравысокочастотного генератора. Частота передатчика выбирается в соответствии с диаметром бурильных труб так, чтобы последние служили в качестве волновода.

Все эти системы практически не реализованы вследствие большого затухания передаваемого сигнала и действия помех (акустический канал связи) от работающих установок бурового оборудования.

1.2. АВТОНОМНЫЕ ПРИБОРЫ

Каротаж на трубах с регистрацией измеряемых параметров в скважинном приборе (автономные приборы). Первые патенты на автономные приборы для каротажа на трубах относятся к периоду 1945–1956 гг. Предложен автономный прибор [226] для непрерывного каротажа с записью измеряемой величины на магнитной ленте, перемещаемой часовым механизмом. На поверхности также установлен магнитный регистратор для записи глубины скважины в функции времени. После извлечения прибора из скважины на поверхности производится перезапись для получения кривой изменения измеряемого параметра в функции глубины скважины. Корреляция осуществляется по диаграмме, записанной на поверхности.

Большая часть патентов касалась применения автономных приборов для каротажа скважин в процессе подъема бурильных труб. Основным из них является патент [198], сущность которого излагается ниже. Автономный прибор опускается в тяжелую трубу *5* бурового инструмента (рис. 1.14). После того как закончилось долбление и надо сменить долото *1*, или когда необходимо провести каротаж, процесс бурения прекращается, и в бурильные трубы опускается автономный прибор, состоящий из аппаратуры в корпусе *6* и гибкого многоэлектродного зонда *7*. Прибор снабжен тормозным устройством для уменьшения скорости его спуска. После того как автономный прибор достиг призабойной зоны и гибкий зонд вышел из струйного отверстия долота, трубы поднимают и производится запись геофизических величин.

Для прохождения зонда через струйное отверстие на конце зонда имеется груз *8*, который затягивается потоком глинистого раствора в струйное отверстие *2* долота. В переводнике *3* имеется специальная втулка *4*, служащая для ориентации автономного прибора при посадке.

Схема скважинного прибора составлена так, чтобы исключить влияние изменения передаточных характеристик узлов аппаратуры на точность измерения. Измерения производятся компенсационным способом, а запись осуществляется на магнитной ленте.

Аппаратура автономного прибора состоит из генератора тока, измерительных частей каналов КС малого и большого зонда, из-

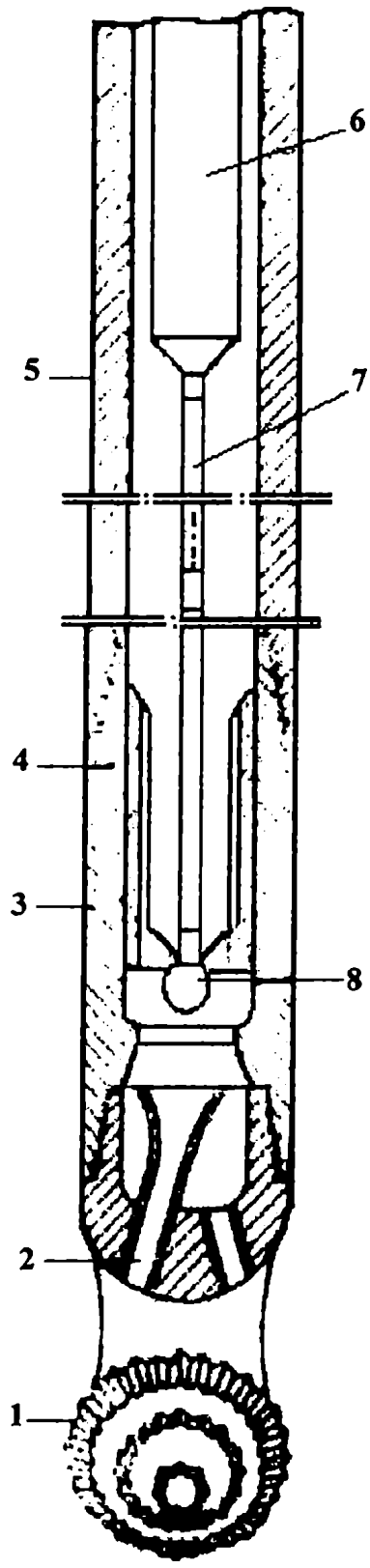


Рис. 1.14. *Схема установки автономного прибора*

мерительной части канала ПС, магнитного регистратора, источника питания и лентопротяжного устройства.

Принцип действия компенсационной схемы измерения сводится к следующему. Возникающая на приемных электродах разность потенциалов компенсируется обратным по фазе напряжением, созданным питающим током, протекающим по переменному сопротивлению. При протяжке магнитной ленты одновременно вращается переменное сопротивление компенсатора так, что длина ленты от начала измерения и до момента, когда измеряемое напряжение будет скомпенсировано, определяет величину измеряемого напряжения. Начало измерения и момент компенсации отмечаются на ленте намагниченными участками.

В качестве источника питания используются сухие химические элементы. Имеется устройство для включения прибора в заданный момент времени, когда можно предположить, что прибор достиг забоя скважины. Одновременно это устройство записывает марки времени на одной из дорожек магнитной ленты, что необходимо для последующей перезаписи диаграммы в виде кривой в масштабе глубины скважины.

Для извлечения прибора из труб, если надо продолжить бурение после проведенного каротажа,

на его верхней части предусмотрена специальная головка для захвата ловильным инструментом, опускаемым в скважину на проволоке.

Так как измеряемое и компенсирующее напряжения созданы одним и тем же питающим током и величина компенсирующего напряжения непосредственно связана с протягиваемой магнитной лентой, очевидно, что изменения величины тока и скорости протяжки ленты не будут влиять на точность измерения. В последующем были предложены некоторые усовершенствования конструкции зонда и схемы прибора [222] точного фиксирования на забое [202] и др.

Большое число патентов по каротажу на трубах в процессе подъема бурильных труб объясняется тем, что это направление технически легче реализуется, чем каротаж в процессе бурения. По каротажу в процессе бурения с помощью автономных приборов можно отметить патент [218], в котором предлагается несколько вариантов каротажных зондов на трубе. Их электродная система такова и измерительные цепи составлены так, что в процессе измерения нескольких кривых КС позволяют получить данные об истинном удельном сопротивлении пласта, сопротивлении зоны проникновения, определить скорость проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

В патенте [224] предложены варианты автономных приборов, с помощью которых могут быть проведены каротаж в процессе бурения и каротаж в процессе подъема труб. В первом варианте предлагается каротажный зонд на трубе и автономный прибор, который может спускаться в трубы и извлекаться из них. При продавливании автономного прибора на забой струей бурового раствора его контактное устройство соединяется с контактным устройством зонда на трубе, подключая тем самым электроды зонда к аппаратуре автономного прибора. На рис. 1.15,*а* показана часть каротажного зонда на трубе, на рис. 1.15,*б* – автономный прибор.

На трубе *5*, покрытой изоляционным материалом *4*, смонтированы электроды каротажного зонда *3*, *2* и *1*, которые проводами *11*, *12*, *13* соединены с контактными кольцами *7*, *8* и *9*, находящимися на изоляционном стержне *6*. Изоляционный стержень с контактными кольцами установлен на элементе *10*, механически соеди-

ненном с трубой *5*. Автономный прибор *14*, содержащий измерительную схему, фоторегистратор и источник питания, перед проведением исследования продавливается глинистым раствором через трубы на забой; при этом нижняя его часть *15* имеет отверстие под стержень *6*. Автономный прибор может быть опущен в скважину как до начала, так и после окончания бурения. В первом случае измерения проводятся в процессе бурения скважины, во втором – в процессе подъема бурильных труб. При желании прибор может быть извлечен из труб ловильным инструментом.

При геофизических исследованиях скважин автономными приборами вследствие неравномерности скорости бурения или подъема бурильных труб привязка точки записи к глубине осуществляется корректировкой диаграммы, полученной в скважинном приборе, по диаграмме скорости бурения в функции времени, записываемой на поверхности.

Можно отметить еще один способ привязки точки записи к глубине [186], состоящий в том, что измерение характеристик пласта проводится двумя одинаковыми зондами, разнесенными на определенное расстояние. По характерным точкам записанных кривых определяется скорость бурения, и далее диаграмма, записанная в функции времени, пересчитывается и перезаписывается в функцию глубины скважины. При таком способе отпадает необходимость в наземном регистраторе и в регистрации скорости бурения во времени.

По данным измерений автономными приборами могут быть построены диаграммы либо после подъема труб, либо после извлечения прибора из труб с помощью ловильного инструмента.

В патенте [224] для этих случаев предлагается применять специальную аппаратуру, которая опускается в скважину на проволоке и после соприкосновения с автономным прибором подключается к нему, включая аппаратуру автономного прибора на воспроизведение. Одновременно с перезаписью производится подготовка регистратора автономного прибора к новому циклу измерения. Перезапись осуществляется при большой скорости протяжки носителя записи регистратора автономного прибора, и вся операция занимает небольшое время. После перезаписи аппаратура поднимается на поверхность.

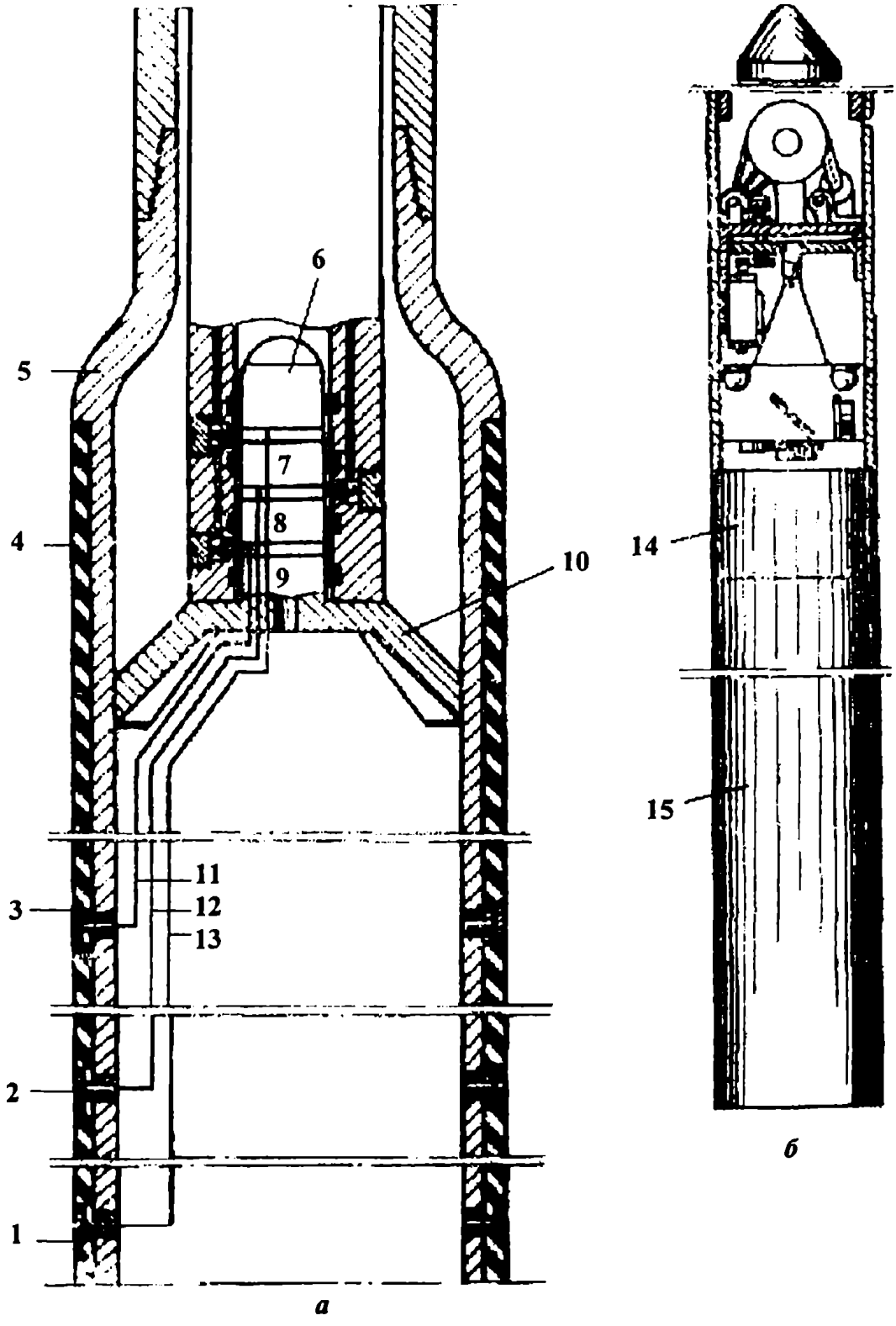


Рис. 1.15. *К схеме каротажа с автономным прибором:*
а – часть зонда на трубе; *б* – автономный прибор

Каротаж в процессе подъема бурильных труб. Фирмой "Сан ойл компани" разработан автономный прибор для каротажа скважин в процессе подъема бурильных труб [201, 203, 205]. Каротаж проводится после завершения одного долбления, когда трубы должны быть подняты для смены долота. Перед подъемом труб прибор опускается внутрь бурильной колонны и продавливается на забой скважины путем прокачивания глинистого раствора. Для этого бурильные трубы перед спуском прибора приподнимаются над забоем.

Гибкий зонд выходит из струйного отверстия в долоте, и далее при подъеме бурильных труб производится каротаж. Измеряемые характеристики записываются регистратором автономного прибора. Если необходимо произвести каротаж до смены долота, то прибор продавливается через трубы на забой и производятся измерения. Затем прибор с помощью стандартного ловильного инструмента извлекается из труб и бурение скважины продолжается.

На рис. 1.16 показан общий вид автономного прибора с наружным диаметром 55 мм и длиной (без зонда) 3 м. Прибор состоит из трех секций: тормозной *10*, приборной *11* и электродной *12*. В комплект тормозного устройства входят два подпружиненных башмака *8* и два парашюта *7*. В верхней части *6* корпуса прибора (приборная секция) смонтированы регистратор, ртутные батареи и временное устройство. В нижней части *4* корпуса прибора, оканчивающейся переводником *3*, размещена электронная схема (*5* – соединение частей).

Электродная секция *12* состоит из гибкого зонда *2* с необходимым числом электродов *1* и гибкой связки свинцовых грузов, покрытых резиной. Вся электродная секция имеет длину 8,2 м, а диаметр ее несколько меньше диаметра струйного отверстия в долоте (11 мм). Парашюты и башмаки предназначены для торможения прибора соответственно при спуске его в колонне бурильных труб и при продавливании через тяжелый низ. Электронная схема прибора содержит генератор питающего тока, усилители и преобразователи двух каналов КС и одного канала ПС.

Длина используемых каротажных потенциал-зондов составляет 0,14 и 1,63 м. Запись производится на магнитную ленту шириной 12,8 мм. Длина ленты в приборе такова, что при обычной скорости подъема труб (18 м/мин) непрерывная запись может проводиться в течение 80 мин, при этом интервал исследования состав-

ляет 900 м. Точность измерения – около 1 % от всей шкалы выбранного масштаба. Аппаратура автономного прибора рассчитана на работу при температурах до 160 °С, корпус прибора – на наружное гидростатическое давление 150 МПа, ртутные батареи рассчитаны на непрерывную работу в приборе в течение 30 ч. В верхней части прибора имеется стандартная головка *9*, приспособленная для захвата ее ловильным инструментом. В комплект аппаратуры входит наземное устройство для перезаписи результатов измерения на стандартную бумажную диаграммную ленту. При перезаписи скорость перемещения магнитной ленты в 10 раз больше, чем скорость записи. Вся записанная информация в течение 10 мин может быть переведена на стандартную диаграммную ленту. Масса комплекта аппаратуры 100 кг.

Для проведения каротажа бурение останавливается, и скважина в течение небольшого времени промывается. Затем долото приподнимается над забоем на 8...9 м. Автономный прибор спускается в бурильные трубы, заполненные раствором, и потоком раствора продавливается к забою. Скорость потока раствора согласуется с желаемой скоростью спуска прибора. С помощью парашютов регулируют скорость спуска прибора во время продавливания. Вес прибора компенсируется силой трения парашютов о стенки труб, прибор спускается в трубах со скоростью потока раствора. Во время продавливания колонна труб может слегка поворачиваться для предотвращения прихвата. Комплект башмаков, предназначенный для торможения прибора, имеет меньший диа-

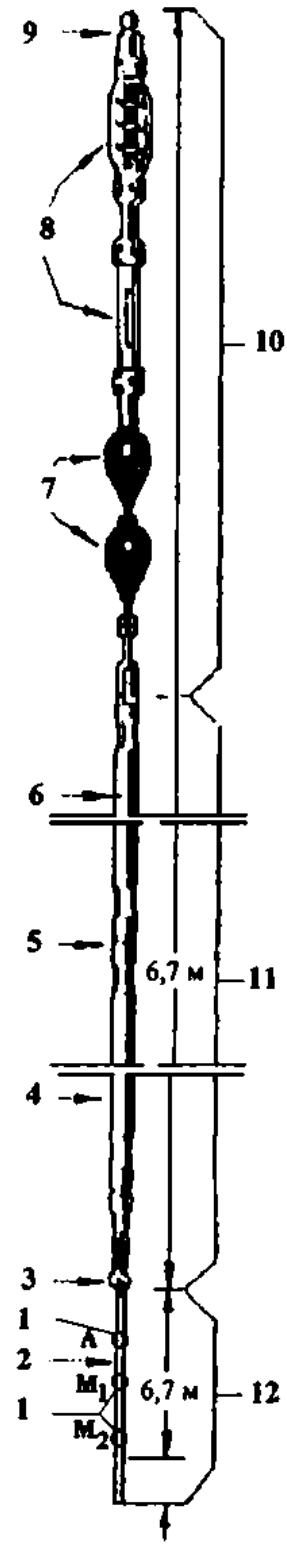


Рис. 1.16. *Схема расположения скважинных устройств при каротаже автономным прибором*

метр, чем проходное отверстие бурильных труб и при движении прибора в трубах не оказывает никакого действия.

При испытаниях расход бурового раствора составил 15,7 л/с. Как только прибор входит в тяжелую трубу, парашюты сжимаются, а тормозные башмаки затормаживают его движение. В тяжелой трубе раствор имеет большую скорость, чем автономный прибор. Раствор, окружающий прибор, обтекает его и затягивает электродное устройство (зонд) в одно из струйных отверстий долота. Когда зонд опускается ниже струйного отверстия, грузики распрямляют его. Глинистый раствор при этом может проходить через долото, и при необходимости циркуляция раствора в скважине может продолжаться. Верхняя часть зонда фиксируется на выступе долота.

Через некоторое время после спуска прибора временное устройство подключает аппаратуру автономного прибора к источнику питания, и начинается измерение. Временное устройство рассчитано на включение прибора через 45 мин после спуска его в трубы. Затем трубы поднимаются, и производят измерение и запись геофизических параметров. Каждая остановка и начало движения труб регистрируются на поверхности. Каротажный индикатор показывает интервал исследования "мертвое время", когда трубы развинчиваются. По этой записи корректируется диаграмма автономного прибора.

На рис. 1.17 приведены диаграммы, полученные при каротаже в процессе подъема бурильных труб и при обычном каротаже на кабеле. Кривые каротажа на трубах записывались зондами длиной 0,41 и 1,63 м в масштабе 10 Ом·м и затем были перезаписаны на масштаб 5 Ом·м. Кривые ПС снимались в масштабе 400 мВ и перезаписывались на масштаб 200 мВ.

Одним из важных факторов применения каротажа на трубах является определение зон аномальных давлений. Как показано некоторыми авторами [228], между величиной сопротивления глин и пластовым давлением имеется непосредственная зависимость. Прогнозирование залежи с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) каротажными методами позволит заранее принять необходимые меры и предотвратить выброс.

Кроме отмеченных выше достоинств каротажа на трубах, метод каротажа в процессе подъема бурильных труб обладает еще тем преимуществом, что применяемая аппаратура при небольшой массе (100 кг) легко транспортируется в труднодоступные районы.

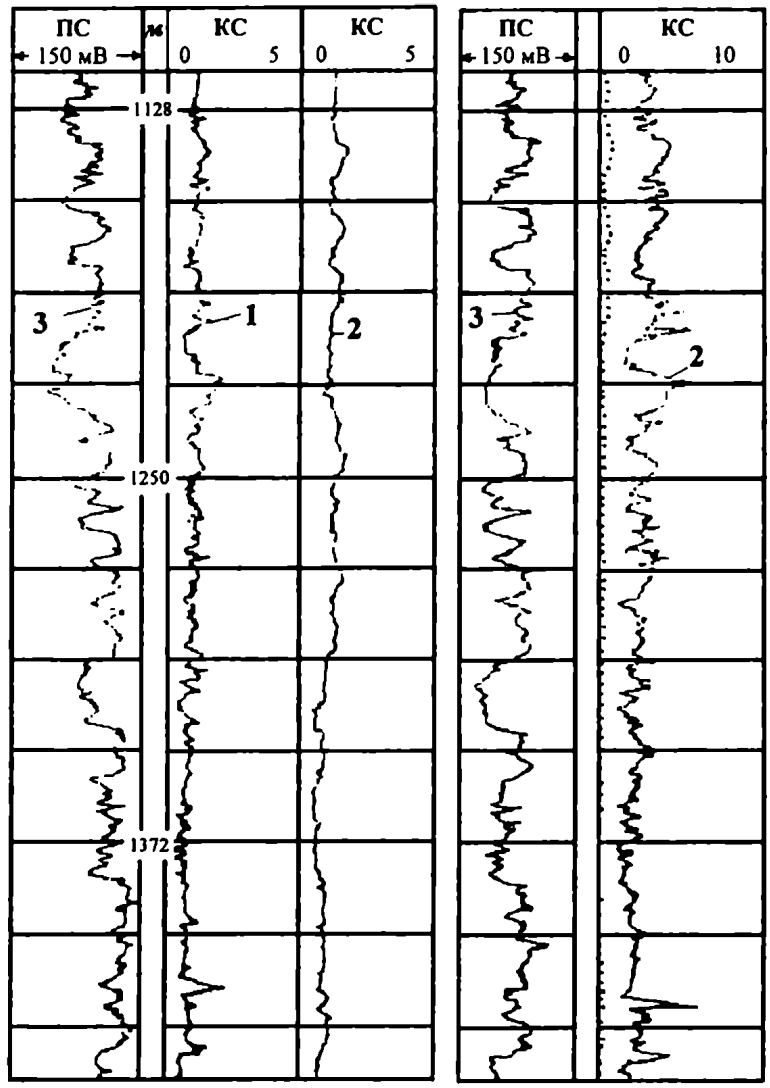


Рис. 1.17. *Сопоставление диаграмм, полученных автономным прибором при подъеме труб (а) и на каротажном кабеле (б): 1* – кривая КС, зарегистрированная зондом длиной 0,41 м; *2* – то же с зондом длиной 1,63 м; *3* – кривая ПС

Стоимость работ при проведении каротажа на трубах в 2...3 раза меньше затрат при обычном каротаже на кабеле. При проведении каротажа в процессе подъема бурильных труб скважинное оборудование должно быть приспособлено под размеры бурового инструмента. Скорость подъема труб желательно выдерживать постоянной. Во время каротажа для предотвращения повторного измерения пройденного интервала бурильные трубы должны только подниматься на всем интервале исследования без спуска. Аппаратура автономного прибора должна быть тщательно откалибрована,

ибо только тогда результаты измерений оказываются высококачественными.

Электрический каротаж на трубах был проведен в различных условиях и используется в течение последних семи лет. При правильном режиме эксплуатации можно ожидать доброкачественной работы аппаратуры в 90 % случаев.

1.3. ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ БЕСКАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Первые попытки создания бескабельных измерительных систем для контроля технологических параметров в процессе бурения скважин в нашей стране относятся к началу 1960-х гг. (С.Я. Литвинов, И.К. Саркисов, О.П. Шишкин, Ю.В. Грачев, В.П. Варламов).

В те годы, наряду с широко применяемым способом бурения нефтяных скважин электробуром, начали разрабатываться системы для контроля турбинного бурения с гидравлическим и беспроводным (электромагнитным) каналом связи с забоем.

Турботахометр типа ГТТ-1000. Первой конструкцией таходатчика (гидравлического излучателя сигнала), с которой были начаты исследования гидравлического канала связи в скважинах, явилась видоизмененная ступень опорной пяты турбобура, состоящая из обрезиненных подпятников, неподвижно укрепленных в корпусе турбобура, и дисков пяты на валу турбобура. При вращении вала турбобура диски пяты опираются на обрезиненные поверхности подпятников, между которыми они находятся. По внешнему краю обрезиненной части подпятников были расположены окна (шесть или три) для прохода промывочной жидкости к турбине. Диски пяты не перекрывали эти окна.

В видоизмененной одной ступени пяты диск имел выступы соответственно числу окон в подпятнике. При вращении вала турбобура вместе с таким диском периодически перекрываются окна подпятников. В моменты закрытия окон резко изменяется скорость потока промывочной жидкости в данном месте с образованием гидравлического удара. Величина скачков давления зависит от времени и эффективности перекрытия окон подпятников. Число импульсов давления на таком таходатчике в единицу времени зависит от числа выступов на диске (соответственно от числа окон в подпятнике и частоты вращения вала турбобура). Таким образом,

гидротаходатчик типа ТД состоит из диска, являющегося ротором датчика, и подпятника, представляющего собой статор таходатчика.

По частоте импульсов давления, воспринимаемых на поверхности, можно судить об оборотах вала турбобура. При трехоконном таходатчике частота сигналов $f_c = 3n/60$ имп./с, откуда число оборотов в минуту $n = 20 f_c$.

Методика расчета таходатчиков (гидравлических сирен) типа ТД приведена в [49]. Результаты эксперимента удовлетворительно совпадают с расчетными данными.

Как показали испытания, величина сигнала от таходатчика ТД (3...4 МПа) была недостаточна для его надежного и непрерывного приема и регистрации в процессе бурения скважины на глубинах более 1000...1500 м. При дальнейшем увеличении интенсивности сигнала за счет более полного перекрытия потока промывочной жидкости значительно увеличивался перепад давления на турбобуре (до 11...12 МПа) и затруднялся запуск таких турбобуров, в результате чего таходатчики ТД были мало приемлемы для промышленных условий. Для повышения надежности связи на больших глубинах необходимо было переходить к передаче сигналов большей продолжительности. В качестве приемных датчиков-преобразователей импульсов давления в электрическую величину использовали датчики сопротивления типа угольных столбиков, пьезодатчики и наклеенные тензодатчики. Удовлетворительные результаты получены с проволочными наклеенными тензодатчиками.

Измерительная аппаратура гидротурботахометра с таходатчиками типа ТД выполнена в виде сборки приборов ГТТ-1000 (гидротурботахометр для скважин глубиной до 1000 м). В комплекте измерительной аппаратуры был использован четырехканальный тензоусилитель ТУ-4М.

Для турботахометра с таходатчиком типа ТД с полосой рабочих частот 20...80 имп./с был разработан узкополосный усилитель ЧС (частотомер специальный) с указывающим обороты прибором, который вошел в комплект установки ГТТ-1000.

Индикатор работы турбобура имел приемный датчик, воспринимающий на поверхности механические возмущения (вибрацию ведущей трубы или стенок шланга), обусловливаемые работой турбобура на забое. Индикатор (усилитель), собранный в небольшом корпусе вместе с батареей питания и головными телефонами, помещался в переносный футляр.

Испытания индикатора показали, что при правильной эксплуатации он оказывает существенную помощь при контроле запусков турбобуров в скважине и работы последних на забое. Испытания гидротурботахометра ГТТ-1000 проводились в процессе бурения скважины турбобурами Т12М3-9. Основными показателями работы ГТТ-1000 являются осциллограммы тахосигналов, полученные при различных условиях бурения. Наибольший интерес представляют осциллограммы, записанные в процессе бурения на предельных глубинах (1000 м).

В связи с использованием аппаратуры на больших глубинах рассмотрим наиболее характерные осциллограммы, полученные в результате его испытаний. На рис. 1.18 приведены осциллограммы, записанные при разных глубинах бурения. На каждой осциллограмме имеется запись отметок масштаба времени (кривая *1*) через 0,02 с, кривые *3* и *4* – запись тахосигналов от тензодатчика, установленного соответственно на стояке и вертлюге. Тахосигналы на стояке в значительной степени сглаживаются вследствие демпфирующего действия бурового шланга. Поэтому для расшифровки обычно принимаются тахосигналы, воспринимаемые наиболее отчетливо датчиком на вертлюге (кривая *4*). Кривая *2* представляет собой тахосигналы от тензодатчика, установленного на вертлюге, после обработки тахосигналов в усилителе с фильтром и ограничителем амплитуды.

Каждые три импульса соответствуют одному обороту вала турбобура. После определения на участке осциллограммы времени и числа импульсов находят частоту сигналов и число оборотов в минуту $n = 20 f_c$, где f_c – частота тахоимпульсов.

Низкочастотный гидротурботахометр ТДН-4. В дальнейшем для повышения надежности связи с забоем скважины на больших глубинах по гидравлическому каналу были использованы сигналы большей продолжительности и меньшей частоты. В таком низкочастотном гидротурботахометре между глубинным клапанным устройством (в потоке промывочной жидкости) и валом турбобура устанавливался механический редуктор. Управляющий клапан был выполнен аналогично коаксиальному клапану таходатчика типа ТД или клапану с вертикальным перемещением, для чего между клапаном и редуктором помещен кулачковый механизм. Сочетание такой клапанной системы с редуктором представляло собой конструкцию низкочастотного таходатчика типа ТДН.

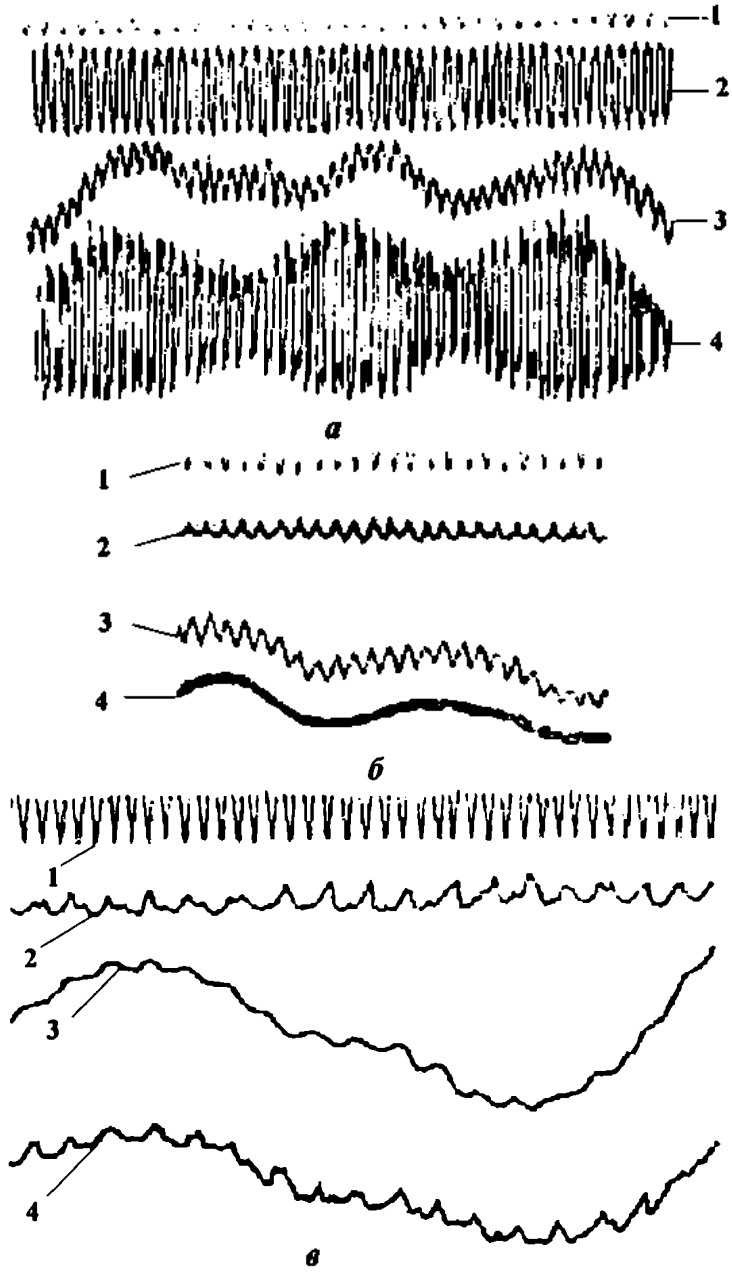


Рис. 1.18. *Осциллограммы тахосигналов с различной глубины*: *а* – в холостом режиме, глубина 40 м, n = 25 с$^{-1}$; *б* – глубина 750 м, n = 17 с$^{-1}$; *в* – глубина 1630 м, n = 7,5 с$^{-1}$

Повышение величины тахоимпульсов давления p на датчике выше 4...5 МПа нежелательно вследствие значительной динамической нагрузки бурового оборудования и быстрого выхода из строя таходатчиков. При образовании плавно меняющихся сигналов затрачивается значительная энергия, отбираемая из гидравлического канала, при соответствующем росте среднего давления в нагнетательной линии насосов. Основное преимущество этих сигналов

заключается в малом затухании в скважине, что делает их пригодными для телеконтроля забойных параметров в глубоких скважинах. Разделить сигналы и помехи в простейшем случае можно разнесением их рабочих частот.

В результате применения инерционной системы в наземном приборе гидротурботахометра и соответствующих фильтров практически можно четко регистрировать тахосигналы, если их наивысшая частота будет в 3...5 раз меньше наинизшей частоты помех, т. е. $f_{c\,max} \le (0{,}3...0{,}2) f_{п\,min}$. При $f_{п\,min} = 0{,}8$ период/с (пульсации насосов) $f_{c\,max} = 0{,}21...0{,}16$ период/с. Следовательно, длительность каждого сигнала должна быть не менее $T_c \ge (4...6)$ с.

Сигналы длительностью в несколько секунд уже отличаются от импульсных, и режим их образования также отличается от ударного гидродинамического режима образования импульсных сигналов давления. Перепад давления на клапанной системе таходатчика в установившемся положении клапана может быть пропорционален квадрату изменения скорости потока.

Гидротурботахометры типа ГТН. Гидротурботахометр типа ГТН-2 предназначен для телеконтроля основного параметра турбобура – частоты вращения его вала в процессе турбинного бурения нефтяных и газовых скважин. Он состоит из глубинного таходатчика, встроенного в турбобур, и наземной измерительной (приемной) аппаратуры.

Частота сигналов таходатчика пропорциональна частоте вращения вала турбобура. Сигналы следуют через каждые 100 оборотов вала турбобура. После приемного тензометрического датчика ПД-5 гидравлические тахосигналы, преобразованные в электрические, подаются к блоку наземных приборов БНП-1, где регистрируются на диаграмме электронного потенциометра ПСР-01. Следовательно, можно определить по диаграмме среднее число оборотов за время между двумя соседними тахосигналами.

Таким образом, гидротурботахометр типа ГТН-2 позволяет непрерывно следить за работой турбобура в скважине, поддерживать бурение в заданном оптимальном режиме и своевременно принимать меры (соответствующие изменения осевой нагрузки или проворачивание инструмента) при отклонении режима бурения от заданного. Усреднение результатов измерения (за счет низкой частоты следования тахосигналов), как было показано выше, соответствует практическим возможностям бурильщика изменять режим

бурения только с некоторой сравнительно небольшой скоростью (из-за наличия длинной колонны бурильных труб и буровых механизмов, обладающих значительной инерционностью).

При бурении глубоких скважин, когда на поверхности уже не ощущается работа турбобура на забое, гидротурботахометр особенно полезен. В частности, с помощью гидротурботахометра быстро определяются неустойчивый режим или остановка турбобура на забое, что наблюдается в процессе бурения. На глубине 3000...4000 м и более остановки турбобура определяются обычно бурильщиком через 300...600 с и более по отсутствию проходки. С помощью гидротурботахометра остановка турбобура определяется через 60...90 с и отклонение от заданного режима бурения через 24...30 с.

Датчик ТДН-8 состоит, в основном, из механического редуктора планетарной системы и гидравлического усилителя с клапаном.

Конструкция таходатчика типа ТДН-8, помещенного над турбобуром в специальном переводнике *19*, изображена на рис. 1.19. Принцип работы датчика состоит в следующем.

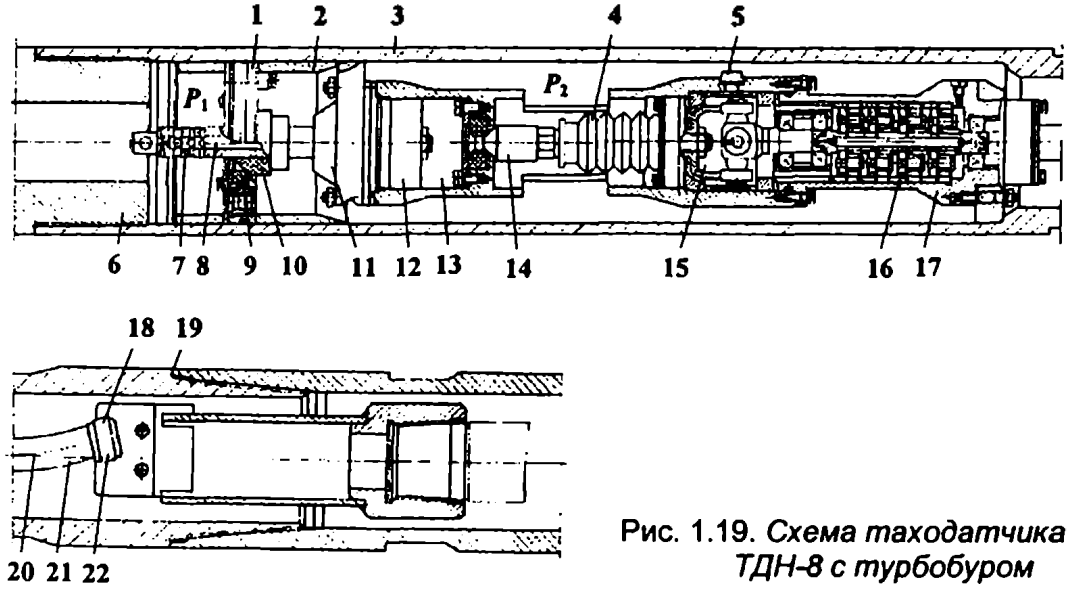


Рис. 1.19. *Схема таходатчика ТДН-8 с турбобуром*

В корпусе *11* перемещается шток *8* с клапаном *10*, который может перекрывать отверстие в перегородке *1*. При движении клапана *10* вверх частично перекрывается поток промывочной жидкости, которая прокачивается по бурильным трубам *6* к турбобуру. При этом на клапане создается необходимый перепад давления $P_c = P_1 - P_2$, который и является тахосигналом. Камера *13* соединяется с областью давления P_2 через канал в штоке *8* и фильтр *7*, а с

областью меньшего давления P_2 – через отверстие в нижней части камеры, образующей с наконечником управляющий клапан гидравлического усилителя.

Описанная часть датчика представляет собой гидравлический усилитель, силовой узел которого – шток *8* и клапан *10* управляются клапаном *14*. Питается гидравлический усилитель от энергии, заключенной в потоке промывочной жидкости.

Над клапаном *10* всегда существует некоторый начальный перепад давления ΔP_0. В случае открытого управляющего клапана *14* давление в камере *13* равно примерно давлению P_2. При этом через фильтр *7*, канал в штоке *8* и клапан *14* проходит небольшая часть промывочной жидкости. При закрытии управляющего клапана в камере *13* создается вначале давление $P_1 = \Delta P_0$, и в этом случае на поршень *12* штока *8* начинает действовать усилие $F_1 = P_1 S_1$, где S_1 – площадь поршня. Под действием этого усилия шток *8* начинает перемещаться в сторону, обеспечивающую закрытие клапана *10*, так как усилие $F_2 = P_1 S_2$ меньше усилия F_1 за счет $S_1 > S_2$, где S_2 – площадь клапана.

При закрытии клапана *10* давление P_1 возрастает, в результате чего увеличивается $P_c = P_1 - P_2$, чем вызывается еще большая разница между F_1 и F_2. Таким образом осуществляется положительная обратная связь между входом и выходом гидравлического усилителя.

Клапан *10* регулируется так, что при его закрытии перепад давления на нем достаточен для получения сигнала на поверхности величиной 0,4...0,5 МПа с учетом затухания его в скважине. Для этого в клапане при его периодических закрытиях всегда остается гарантированный зазор, регулируемый втулкой *2*. Кроме того, в обойме седла клапана делаются отверстия *9*, армированные вставками (втулками) соответствующего диаметра из минералокерамики. Указанные шунтирующие отверстия попутно устраняют опасность засорения основного клапана частицами шлама и подъема давления при этом на клапане до недопустимой величины.

Гидроусилителем управляет клапан *14*, который периодически перемещается от редуктора небольшой мощности *16* через кулачковый механизм *15*. Входная ось редуктора связана с ведущей пластиной *18* на валу турбобура через наконечник *22* и ось *20*, имеющую бессальниковый ввод в корпусе *17* и защищенную дюритовой трубкой *21*, как это показано на рис. 1.19. Весь управляющий ме-

ханизм заключен в герметичный корпус *17*, заполненный маслом через отверстие *5*. Давление внутри корпуса *17* уравновешено с окружающим с помощью резинового гофрированного сильфона *4*. Такая конструкция позволяет обойтись без разделительных сальниковых уплотнителей, являющихся слабым звеном всяких забойных механизмов.

Редуктор планетарной системы с симметричным двойным кулачком *16* имеет передаточное отношение 1:200, в связи с чем цикл движения управляющего клапана гидроусилителя (и рабочего клапана) соответствует 100 оборотам вала турбобура.

Для работы с утяжеленными высокоабразивными промывочными жидкостями предусмотрено применение в клапанах таходатчика минералокерамических деталей (из минералокерамики марок ЦМ-332 или 22ХС), обладающих высокой износостойкостью.

Гидравлический демпфер РД и тензодатчик ПД-5 служат для подавления помех при приеме тахосигналов (демпфер РД) и преобразования давления в пропорциональное по величине изменение сопротивления тензометров тензодатчика ПД-5.

Демпфер с разделителем РД состоит из разделительной резиновой трубки (для разделения внутренней маслонаполненной полости демпфера и промывочной жидкости) и дросселирующего узла. В разделительный демпфер ввинчивается тензодатчик ПД-5. При этом разделитель и полость тензодатчика (перед его мембраной) заполняются маслом. В гидравлическом дросселе РД, через который происходит периодический расход (возвратно прямой) масла, более высокочастотные составляющие пульсации давления насосов (помехи) подавляются в большей степени по сравнению с тахосигналом инфранизкой частоты.

Приборы для усиления и регистрации тахосигналов смонтированы в общем блоке БНП-1 (блок наземных приборов), состоящем из двухканального тензоусилителя ТУ-2М и потенциометра ПСР-01. Между выходом тензоусилителя и входом потенциометра включен реостатно-емкостный фильтр.

Выход тензоусилителя *3* соединен через разделительный конденсатор большой емкости (С = 150...300 мкФ) с выходом электронного потенциометра типа ПСР-01, на диаграмме которого регистрируются тахосигналы. Тензоусилитель ТУ-2М имеет два канала: один – рабочий, второй – резервный. Разделительный конденсатор с резистором на входе потенциометра образует RC-

фильтр, с помощью которого устраняется действие постоянной составляющей давления (соответствующего ему напряжения на выходе тензоусилителя) на потенциометр.

В результате этого запись тахосигналов всегда ведется от начала поля диаграммы (от ее левого края).

Поскольку каретка с пером записывающего механизма потенциометра имеет сравнительно небольшую и примерно постоянную скорость перемещения по шкале (в данном случае 8 с), то за счет такой инерционности регистратора производятся дополнительное усреднение результатов измерения и улучшение отношения сигнала к помехе, так как быстро изменяющиеся во времени помехи записываются с меньшими значениями по сравнению с более длительными тахосигналами (независимо от их величины).

Запись тахосигналов на диаграмме потенциометра ПСР-01 показана на рис. 1.20. Здесь величина тахосигналов не имеет значения. Частоту вращения вала турбобура определяют по частоте сигналов как среднее значение частоты вращения за время между двумя соседними сигналами. При расшифровке диаграммной ленты (скорость движения ленты $v = 3{,}33 \cdot 10^{-4}$ м/с), обозначив периодичность сигналов от таходатчика через $\Delta n = 100$ оборотов и измерив расстояние Δl между двумя соседними тахосигналами (между их одноименными точками, удобнее между их верхушками), можно определить число оборотов в секунду: $n = \Delta n v / \Delta l$. Для лучшего анализа режимов турбинного бурения оператор в процессе работы гидротурботахометра должен наносить на диаграм-

Рис. 1.20. *Вид диаграммной записи тахосигналов* ($n = 3{,}3$ с$^{-1}$)

мную ленту следующие дополнительные данные: текущее время, осевую нагрузку в данный момент (по индикатору веса), давление в насосной линии (по манометру на стояке), состояние наземной аппаратуры гидротурботахометра и т. п.

Гидравлический турботахометр низкочастотный типа ГТН-3. Гидротурботахометр* ГТН-3 предназначен для непрерывного контроля частоты вращения вала турбобура в процессе бурения скважин. При этом частота вращения вала турбобура определяется бурильщиком непосредственно по шкале показывающего стрелочного прибора. В этом основное отличие ГТН-3 от ГТН-2, где о частоте вращения вала турбобура можно судить только после расшифровки диаграммной ленты.

Наличие на скважинах указателей оборотов турбобура – гидротурботахометров ГТН-3 – позволяет бурильщикам непрерывно непосредственно корректировать режим турбинного бурения скважин, добиваясь при этом оптимальных нагрузок турбобуров, и соответственно повышать технико-экономические показатели турбинного бурения. Бурение скважин в оптимальных режимах алмазными долотами, крутящий момент на которых резко зависит от осевой нагрузки, практически возможно только в случае телеконтроля частоты вращения вала турбобура с помощью гидротурботахометра.

По предварительным данным применение гидротурботахометра дает заметное увеличение механической скорости бурения и проходки на долото, что соответственно сокращает расход долот, талевого каната и времени, затрачиваемого на бурение скважин.

Гидротурботахометр ГТН-3 включает тот же глубинный датчик оборотов турбобура, что и прибор ГТН-2, и наземные приборы, содержащие индуктивный приемный датчик (преобразователь давления типа ИД-2), электронный активный фильтр АЭФ-1 и электромеханическое пересчетное устройство со стрелочным указателем оборотов ЭМПУ-3. Все перечисленные приборы разработаны во ВНИИБТ.

Тахосигналы принимаются на поверхности по гидравлическому каналу (обычно на стояке, нагнетательной линии) индуктивным приемным датчиком мембранного типа, затем фильтруются и усиливаются активным фильтром и подаются на вход указателя оборотов. По положению стрелки на шкале бурильщик определяет

---

* Разработан ВНИИБТ.

средние значения оборотов вала турбобура за период между каждыми двумя соседними тахосигналами. После приема каждого следующего тахосигнала положение стрелки указателя оборотов автоматически корректируется с запоминанием данного положения до прихода следующего тахосигнала. Схемы и конструкции перечисленных наземных приборов ГТН-3 обеспечивают надлежащее подавление помех (от пульсации давления) в тракте наземной аппаратуры, что позволяет вести контроль частоты вращения с передачей информации по гидравлическому каналу скважины с достаточной точностью.

Дополнительно к указывающему частоту вращения прибору предусмотрена возможность подключения к выходу активного фильтра регистратора тахосигналов. Последующая расшифровка тахограммы регистратора (аналогично гидротурботахометру ГТН-2) позволяет восстановить работу турбобура в скважине и сделать соответствующие выводы по определению оптимальных технологических режимов турбинного бурения в данных условиях.

Наземные приборы ГТН-3 питаются от сети переменного тока напряжением 220 В с допустимым колебанием в пределах 170...230 В при частоте тока 50 Гц. Потребляемая мощность от сети – не более 200 Вт. Основная приведенная погрешность показаний не превосходит ±5 % усредненной частоты вращения турбобура за время, соответствующее 100 оборотам. Погрешность, обусловленная помехами (пропадание тахосигналов или появление ложных тахосигналов), составляет не более 5 % общего числа регистрируемых сигналов.

Первый опыт эксплуатации гидротурботахометра на большой глубине показал, что его сигналы достаточно четко фиксируются на поверхности, несмотря на их меньшую величину по сравнению с пульсацией давления в насосной линии скважины. Максимальная величина тахоимпульсов составляет 0,8...1,2 МПа, а помех – 2,5...3,5 МПа. Сигналы и помехи разделялись с помощью соответствующих фильтров (гидравлического и электрического).

Как показали измерения, секционные турбобуры работали на забое достаточно устойчиво и их частоты вращения в периоды между двумя соседними тахоимпульсами (60 и 300 с) мало меняются. Это изменение значительно возрастает в периоды резкого изменения осевой нагрузки (подъем инструмента или быстрая его подача); она также увеличивается вблизи зоны неустойчивой работы

турбобура при низких частотах вращения (3...333 $с^{-1}$). Однако и при этом по соседним тахоимпульсам можно следить за динамикой работы турбобура на забое.

Результаты исследований и данные бурения показывают, что истинное значение осевой нагрузки на долото отличается от измеряемой наземным индикатором веса иногда на 40...70 % и более. Такая погрешность (случайная) возникает в основном из-за непостоянного по величине трения о стенки скважины колонны бурильных труб. Периодические проворачивания инструмента в скважине не избавляют от указанной погрешности. Наличие гидротурботахометра на скважине обеспечивает несравненно более качественный контроль процесса турбинного бурения скважин.

Основной объем опытных работ с гидротурботахометрами ГТН-3 был выполнен в скважинах Азербайджана и Ставропольского края, в том числе турбобурами и долотами новых типов. При этом с помощью ГТН-3 отрабатывался и поддерживался наиболее выгодный режим бурения, как правило, с повышением при этом механической скорости бурения и проходки на долото (до 11...15 %) при более равномерной отработке долот.

Автоматический телеконтроль работы турбобура здесь осуществляли при бурении скважины в интервале 4070...4311 м, где определяли, а затем поддерживали наиболее выгодные режимы турбинного бурения данной скважины. Затем вновь применяли гидротурботахометр при бурении в интервале 5020...5718 м и на глубинах более 5800 м, где впервые в истории турбинного бурения на таких глубинах выполняли непрерывный автоматический телеконтроль забойного параметра – частоты вращения долота. В результате получены более высокие и равномерные показатели бурения.

На рис. 1.21 приведен график $n = f(t)$, построенный в результате расшифровки диаграммы рейса на глубине 5700...5718 м. На диаграммах (см. рис. 1.20 и 1.21) видны участки записи в конце рейса, когда наблюдались периодические перебои в работе турбобура из-за начавшегося заклинивания шарошек долота. По таким симптомам, ориентируясь на указатель частоты вращения ГТН-3, бурильщик оперативно принимает меры к устранению длительных остановок турбобура, снижая осевую нагрузку на долото, и определяет более точно время износа и подъема долота, чем значительно уменьшает вероятность аварии долота на забое скважины.

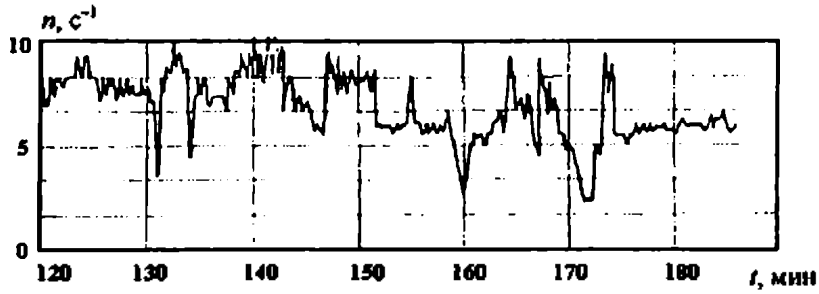


Рис. 1.21. График изменения частоты вращения долота в процессе бурения скважины на глубине 5700...5718 м

По показаниям гидротурботахометра во время промывки скважины расход промывочной жидкости поддерживают таким, чтобы устранялось вращение долота в скважине, это способствует удлинению срока службы долота во время бурения скважины.

Забойный датчик на два параметра. При передаче гидравлических сигналов колебаниями давления инфранизкой частоты можно одновременно контролировать два забойных параметра: частоту гидравлических сигналов, которая отображает один забойный параметр, и амплитуду сигналов – второй параметр.

Такой датчик отличается от датчика гидротурботахометра тем, что седло клапана выполняется подвижным. Величина перемещения седла клапана является функцией второго забойного параметра – осевой нагрузки.

Периодическое перемещение клапана таходатчика постоянно и обусловлено его конструкцией. Максимальное значение тахосигнала зависит от минимального расстояния клапана до подвижного седла. Следовательно, перемещением седла можно регулировать максимальную величину тахосигнала (амплитудное значение) или, поскольку положение седла клапана таходатчика в данном случае зависит от осевой нагрузки, контролировать истинное забойное значение осевой нагрузки по амплитудам тахосигналов.

Частота сигналов обусловлена частотой вращения вала турбобура. Для измерения осевой нагрузки по амплитуде сигнала такой индикатор необходимо тарировать. Для этого заранее определяют рабочие характеристики клапана – зависимость перепада давления от расстояния между клапаном и седлом при различных жидкостях и характеристиках пружины (сжатие в зависимости от нагрузки).

В конструкции забойного датчика на два параметра (рис. 1.22) с использованием гидравлического канала связи устранено влияние расхода и вязкости бурового раствора на величину сигнала, а также

скомпенсировано действие гидравлической осевой нагрузки на забойный элемент индикатора осевой нагрузки.

В специальном переводнике, состоящем из труб *11* и *14*, установлен низкочастотный таходатчик, частота сигналов которого пропорциональна частоте вращения вала турбобура *1*. Для этого входная ось *2* таходатчика сцеплена с валом турбобура. Вращение оси передается небольшому шестеренчатому масляному насосу *3*, который непрерывно перекачивает масло из полости под насосом в полость под поршнем *7* через канал *5*. Полость под поршнем *7* может периодически отделяться от полости под насосом (которая является всегда полостью низкого давления, уравновешенного с внешним гидростатическим) через обратный канал *12* с помощью золотника *6*, связанного с осью датчика через редуктор *4*. Когда золотник закрывает сообщение между каналами *5* и *12*, под поршнем *7* начинает повышаться давление, в результате чего поршень и жестко связанный с ним шток *9* начинают двигаться. При этом шток *9* перекрывает окно клапана *10*, вследствие чего возникает перепад давления на нем. Частота следования этих перепадов давления воспринимается на поверхности и записывается регистрирующим прибором как сигнал числа оборотов.

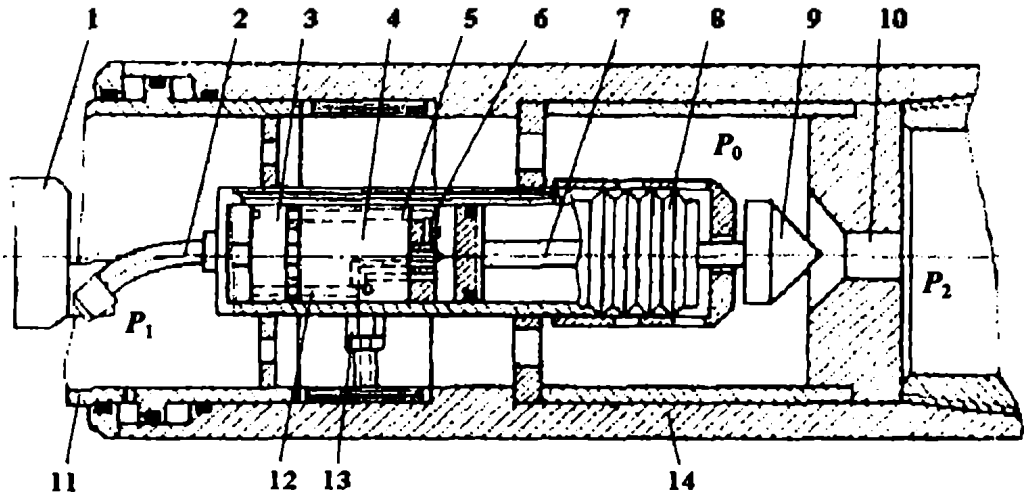


Рис. 1.22. Схема забойного датчика на два параметра

В таходатчике имеется обратный клапан *13*, который строго стабилизирует давление P_1 в полости под поршнем *7*. Это давление создается насосом и уравновешивает усилие $F_ш$, действующее на площадь $S_ш$ штока *9* и создаваемое перепадом давления $\Delta P = P_2 - P_0$ на клапане *10*. При площади $S_п$ поршня *7* усилие на нем при давлении ΔP, равное $F_п = S_п \Delta P$, уравновешивается усилием $F_ш = P_1 S_ш$.

Давление P_1 относительно окружающего давления регулирует клапаном *13*. Как только давление P_1 станет больше давления, : которое отрегулирован обратный клапан (на рис. 1.22 не показа: открывается сообщение полости под поршнем *7* с полостью низк го давления под насосом через канал *12*. Давление под насосо уравновешивается гидростатическим давлением в скважине чер: сильфон *8*.

При любом изменении параметров бурового раствора датчи поддерживает постоянную амплитуду сигнала оборотов (период ческих перепадов давления на клапане *10*) за счет большего ил меньшего закрытия проходного отверстия клапана. Следовательн если воздействовать на обратный клапан другим забойным пар: метром, то можно получить амплитуду сигналов оборотов ка функцию этого второго параметра.

Забойный индикатор осевой нагрузки. В последнее врем начаты работы по созданию забойных датчиков осевой нагрузк: (ЗИН). Датчики типа ЗИН создают импульсы давления, частот: которых является функцией контролируемого забойного парамет ра. На поверхности указанные импульсы давления воспринимают ся из гидравлического канала связи аппаратурой, подобной низко частотному гидротурботахометру.

Для обеспечения точности работы ЗИН в скважине при высо ких гидростатических давлениях и повышенных температурах бы ли проведены исследования различных жидкостей, которые могу быть использованы для ЗИН. Должна обеспечиваться постоянная скорость расхода жидкости через дроссель ЗИН независимо от изменения температуры и давления. Вязкость же большинства жидкостей меняется в зависимости от температуры и давления тем больше, чем выше начальная вязкость жидкости. С ростом температуры вязкость, как правило, снижается, а с ростом давления, наоборот, повышается. Поскольку в скважине по мере увеличения глубин температура и давление повышаются, то, очевидно, можно подобрать жидкость, для которой коэффициенты изменения вязкости в зависимости от температуры и давления будут близкими, но обратными по знаку, и, таким образом, кинематическая вязкость в указанных условиях будет стабильной.

Например, при изменении температуры от 10 до 60 °С у моторного масла "Т" и летнего дизельного вязкость соответственно снижается в 31 и 46 раз. Для полиэтилсилоксана № 4 и 5 при тех же температурах вязкость изменяется соответственно всего в 3,6 и 5,0 раза. Экспериментальной проверкой дроссельных элементов

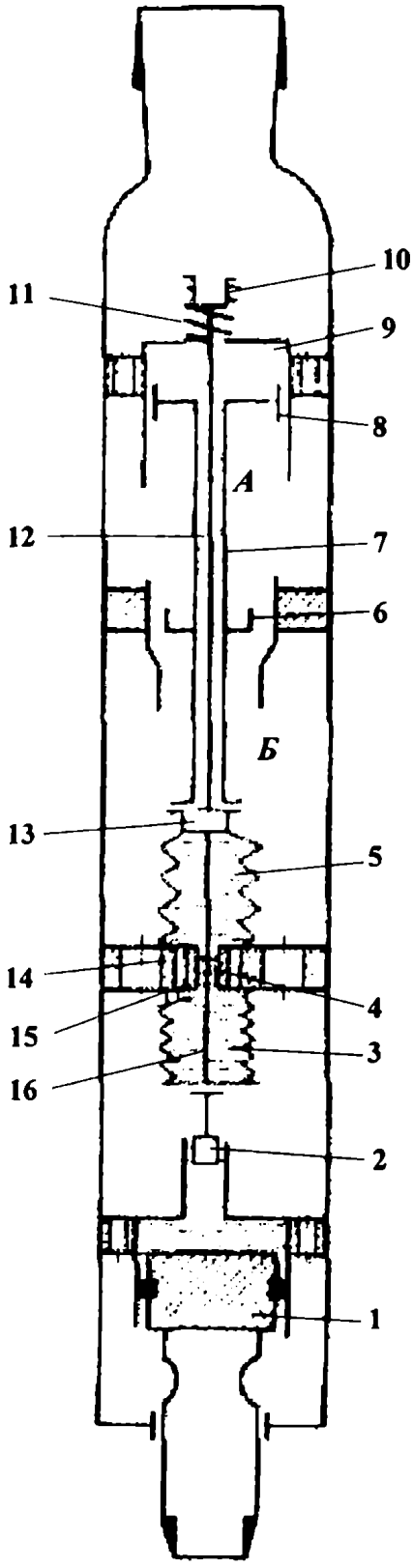


Рис. 1.23. *Схема усовершенствованного датчика осевой нагрузки типа ЗИН*

ЗИН с различными жидкостями последнего типа при разных температурах *T* и давлениях *P* установлено, что для данного соотношения *T/P* можно подобрать жидкость с постоянной кинематической вязкостью. Можно внести в показания ЗИН соответствующие коррективы.

Конструкция забойного индикатора осевой нагрузки типа ЗИН отличается сложностью и трудоемкостью при отработке промышленного образца. В связи с этим продолжены поисковые работы по созданию забойных индикаторов осевой нагрузки, более простых по устройству.

На рис. 1.23 изображена схема упрощенного по сравнению с предыдущим датчика осевой нагрузки на долото. Этот датчик (как и первый типа ЗИН) устанавливается в нижней части колонны бурильных труб в скважине. Система двух поршней *1* и *2* образует гидротрансформатор. Осевая нагрузка воспринимается поршнем *1* и сила, создаваемая им, через поршень *2* передается с большим перемещением последнего к сильфонному измерителю расхода *14*. Жидкость из камеры *3* через калиброванный дроссель *4* перетекает в верхнюю камеру сильфона *5*. Скорость сжатия сильфона *14* пропорциональна осевой нагрузке на долото.

Выше измерительного узла датчика расположен его исполнительный клапанный узел. Клапан *6*, на-

ходящийся на пути движения промывочной жидкости в том положении, как это изображено на рис. 1.23, создает начальный перепад давления между зонами *А* и *Б* в 0,1...0,15 МПа, а при его движении в нижнее положение – 1,0...2,0 МПа (разность этих давлений равна сигналу).

Клапан *6* периодически перемещается вниз-вверх вместе с полым штоком *7* и поршнем *8* с частотой, пропорциональной осевой нагрузке. При этом поршень перемещается в цилиндре *9*, в верхней части которого помещен клапан *10* с пружиной *11*.

При открытом клапане *10* с обеих сторон поршня *8* действует примерно одинаковое давление, в связи с чем на клапан *6* действует начальный перепад давления на нем, создающий силу, заставляющую перемещаться клапан *6* вместе со штоком *7* вниз. При этом нижняя часть штока надавливает на сильфон *5* и заставляет перетекать жидкость, заполняющую камеру сильфона, в камеру *3* измерительного сильфона *14* через обратный клапан *15*. Это обеспечивает (в отличие от аппаратуры ЗИН) автоматическую подготовку аппаратуры для следующего цикла измерения нагрузки. Движение штока *7* через стержень *16* передается малому поршню *2* гидротрансформатора.

Клапан *10* соединен со стержнем *12*, имеющим такую длину, что после движения клапана *6* вниз и подачи при этом импульса давления-сигнала шток *7* упирается в нижний бортик *13* стержня *12* и закрывает клапан *10*. В этом случае на нижней стороне поршня *8* появляется большее давление зоны *А* по сравнению с давлением на верхней стороне поршня *8* (в цилиндре *9*), передаваемым из зоны по каналу в штоке *7*. Разность давления и соответствующая сила, появляющаяся при этом на поршне *8*, заставляют его двигаться вместе со штоком *7* и сигнальным клапаном *6* вверх. Этим заканчивается цикл измерения интервала времени перетекания жидкости через дроссель в измерительном узле. Затем снова жидкость начинает перетекать из камеры *3* в камеру *5* до момента упора верхнего конца сильфона в стержень *12* и открытия им клапана *10*. После этого повторяется описанный здесь цикл перемещения деталей исполнительного узла датчика и подачи им в гидравлический канал связи импульса давления. По расстоянию (интервалу времени) между принятыми на поверхности импульсами давления судят о величине осевой нагрузки на долото.

1.3.1. Отечественные телесистемы с электромагнитным каналом связи

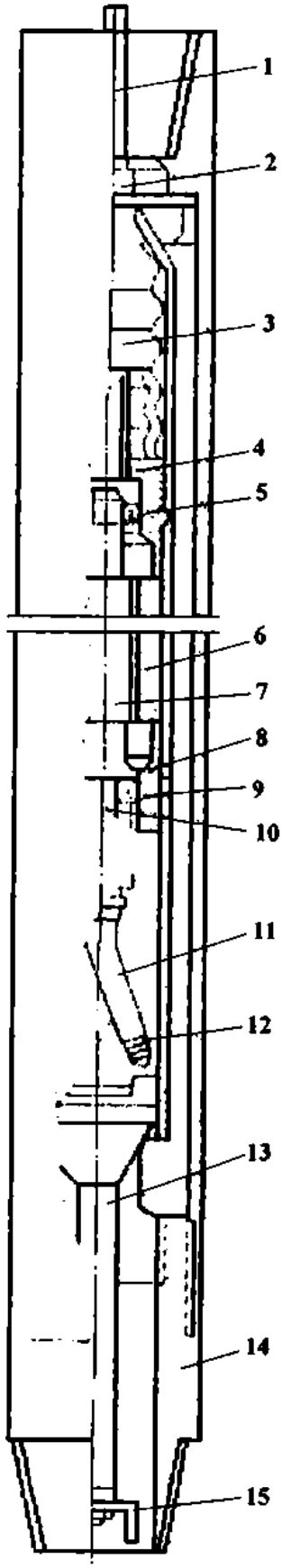
1.3.1.1. Турботахометр ЭБТ-1

Первой отечественной телесистемой с электромагнитным каналом является турботахометр ЭБТ-1, разработанный Грозненским филиалом ВНИИКАнефтегаз (О.П. Шишкин, Б.А. Грачев и др.) [112]. На рис. 1.24 показано устройство глубинной части аппаратуры ЭБТ-1. Тахогенератор смонтирован в защитном корпусе (кожухе) прибора *6*, который укреплен в специальном отрезке бурильной трубы – контейнере *14*. Вал ротора тахогенератора *10* через приводной вал *11* с наконечником *12* связан с планкой-водилом, укрепленной вместе с удлинителем *13* на валу турбобура *15* так же, как это сделано в глубинной части гидротурботахометра. Приводной вал *11* тахогенератора укреплен в нижней крышке *8* корпуса прибора *6* в подшипнике *9* и соединен с ротором тахогенератора *7*. Верхняя часть оси ротора вмонтирована в подшипнике *5*, находящемся в верхней крышке корпуса *4*. Через уплотненный токоразъем *2* один конец обмотки тахогенератора соединен с верхней частью бурильной колонны изолированным кабелем *1*. Второй конец этой обмотки соединен с корпусом прибора.

Корпус прибора *6* заполнен маслом. Давление внутри корпуса прибора выравнивается относительно внешнего через гофрированную трубку – компенсатор *3*.

Изолятор-разделитель, навинчиваемый на глубинный контейнер, служит для электрического разобщения колонны бурильных труб. К нижней части бурильных труб вместе с турбобуром присоединен один конец обмотки тахогенератора, к верхней – второй конец обмотки с помощью специального контакта. Между наружным элементом разделителя и его внутренним элементом, соединенным с контейнером тахогенератора через переводник *8*, впрессован слой электрической изоляции.

Нижняя часть разделителя покрыта слоем электрической изоляции (например, стеклолентой, пропитанной эпоксидной смолой) на расстоянии 10...15 м. Наземная аппаратура ЭБТ-1 включает приемные электроды на поверхности земли, электронный усилитель с полосовыми фильтрами, указатель и регистратор оборотов (рис. 1.25).



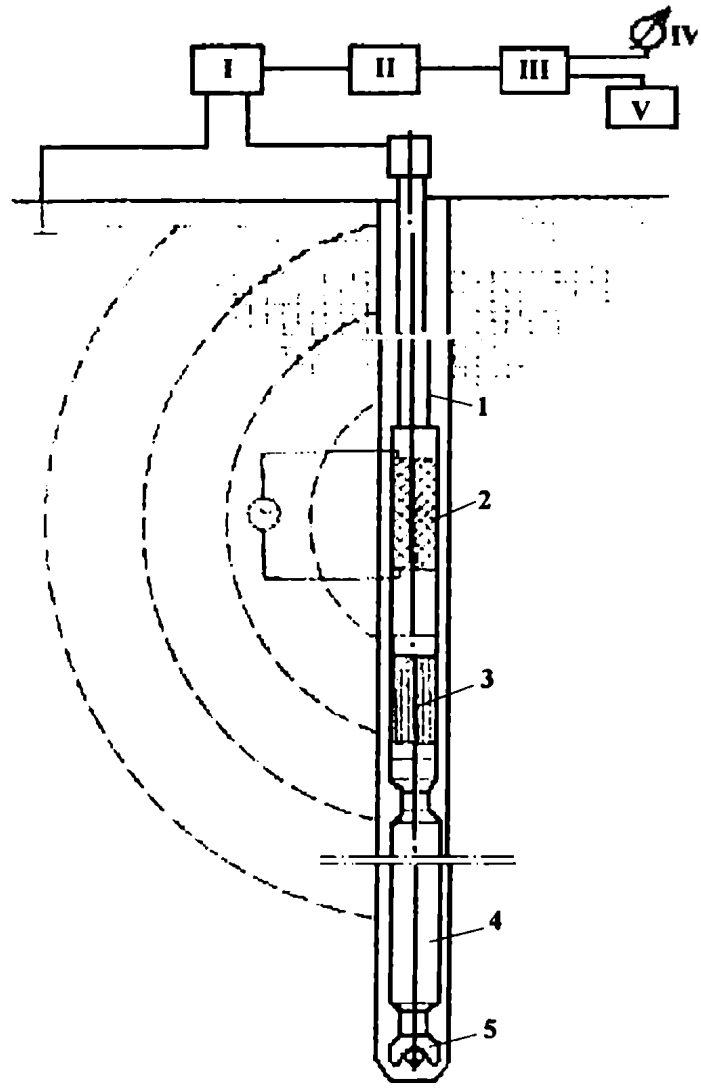


Рис. 1.25. *Схема работы турботахометра ЭБТ-1*:

I – фильтр низких частот; *II* – усилитель сигналов; *III* – частотомер; *IV* – указатель частоты вращения на пульте бурильщика; *V* – регистрирующий прибор; *1* – бурильные трубы (канал связи); *2* – изолятор-разделитель; *3* – тахогенератор; *4* – турбобур; *5* – долото

Рис. 1.24. *Тахогенератор турботахометра ЭБТ-1*

Аппаратура ЭБТ-1 позволяет измерять частоту вращения долота в пределах 5...25 $с^{-1}$ с точностью 2 %.

Рабочая температура забойных устройств достигала 90 °С, приемной аппаратуры – от –40 до +40 °С. Размеры забойного снаряда: длина 6 м, диаметр 0,170 м. Дальность действия канала в разрезах со средневзвешенным сопротивлением 15 Ом·м для стальных бурильных труб составляла 2000 м, для легкосплавных – 3500 м. Мощность забойного передатчика 60 В·А, рабочее давление 60 МПа. До отправки на скважину турбобур в турбинном цехе оборудовали удлинителем – соединительным звеном вала турбобура с ротором турбогенератора.

Промышленные испытания аппаратуры ЭБТ-1 проводились на скважинах треста "Альметьевскбурнефть". Одновременно с измерением частоты вращения долота аппаратурой ЭБТ-1 на поверхности измерялись расход бурового раствора расходомером РТР-Э, вес на крюке, давление на манифольде и время бурения 1 м скважины.

Все результаты измерений регистрировались регистратором типа Н-373 на диаграммную ленту. Стрелочный прибор М-762 использовали в качестве показывающего прибора на пульте бурильщика.

Результаты промышленных испытаний аппаратуры ЭБТ-1 показали ее высокую надежность (время наработки на один отказ забойной аппаратуры составляло более 200 ч).

С помощью аппаратуры ЭБТ-1 были исследованы следующие параметры режимов бурения: разгонная частота вращения, частота вращения турбобура, при которой турбобур останавливается, изменение частоты вращения вала турбобура в зависимости от нагрузки на долото, изменение механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения долота и нагрузки на долото, изменение моментоемкости долота в зависимости от нагрузки и в течение рейса долота. По полученным данным построены зависимости механической скорости бурения и частоты вращения турбобура от нагрузки на долото [$U_м = f(G)$, $n = f(G)$], зависимости внедрения долота за один оборот δ от осевой нагрузки [$\delta = f(G)$], контактных напряжений зуб–порода [$\delta = f(\sigma)$] [35, 36].

В процессе бурения с ЭБТ-1 долота отрабатывали двумя способами.

1. После определения нагрузки на долото, соответствующей $U_м$, продолжали бурить при этой же нагрузке; при постоянной на-

грузке на долото в результате изменения буримости горных пород частота вращения долота изменялась от 10 до 15 $с^{-1}$.

2. После определения нагрузки и частоты вращения долота, соответствующих U_{max}, продолжали бурить при значении n, позволяющем получить максимальную скорость бурения, т. е. при максимальной мощности турбобура. Постоянство частоты вращения долота достигали изменением осевой нагрузки. Испытания ЭБТ-1 показали целесообразность отработки долот вторым способом.

На равномерное вращение вала турбобура большое влияние оказывает беспульсационная подача промывочной жидкости. Неудовлетворительная работа компенсаторов или отказ какого-либо клапана буровых насосов обусловливают неравномерное вращение вала турбобура. Неумелое, неравномерное регулирование нагрузки на долото приводит к колебанию частоты вращения долота до 5 $с^{-1}$ (рис. 1.26,*а*).

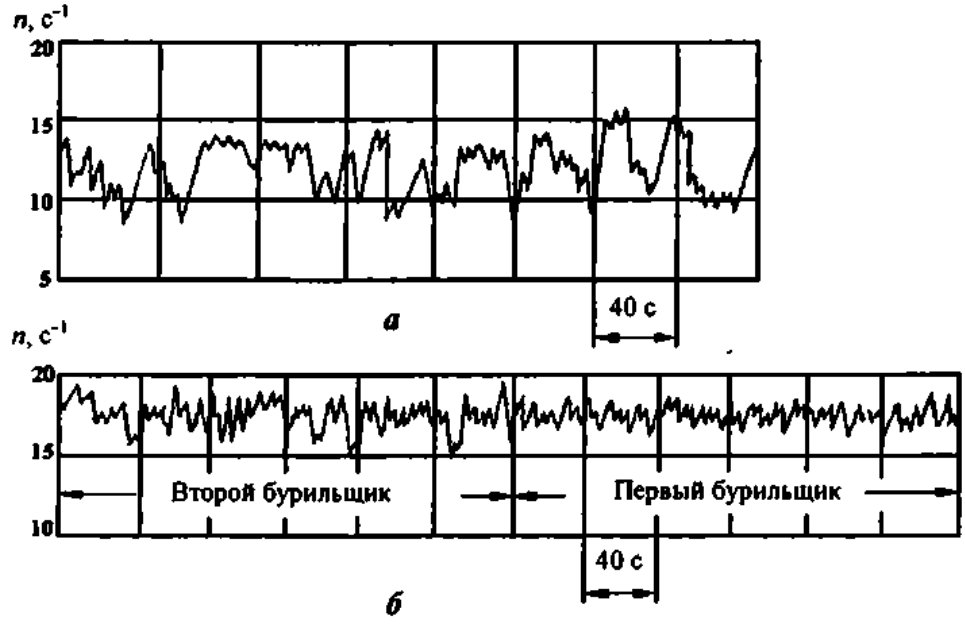


Рис. 1.26. *Тахограмма работы турбобура ТС4Е-6*:
а – при неравномерной подаче инструмента; *б* – при равномерной подаче инструмента

На рис. 1.26,*б* показана подача инструмента двумя квалифицированными бурильщиками, первый из которых подает инструмент более равномерно, чем второй. Неравномерная подача бурильного инструмента отрицательно сказывается на показателях работы долот, в связи с чем применение забойных автоматов подачи долота становится первоочередной задачей.

Испытания турботахометра ЭБТ-1 показали, что он достаточно точен и чувствителен для контроля забойных параметров турбобура. Наличие на пульте прибора, показывающего частоту вращения долота, позволяет бурильщику отрабатывать долота на рациональном режиме работы турбобура, фиксировать момент сработки долота, что обеспечивает увеличение проходки на долото и механической скорости бурения, значительное снижение числа аварий, связанных с поломкой долота.

В результате опробования электротурботахометра в Чечено-Ингушетии и Азербайджане установлено, что дальность передачи сигналов в диапазоне частот 5...25 Гц в условиях низкоомных разрезов с $\rho_{ср} \approx 2{,}0$ Ом·м при мощности забойного передатчика 60 Вт не превышает 600...800 м. Поэтому усилия Грозненского филиала ВНИИКАнефтегаз были направлены на разработку низкочастотного электротурботахометра ЭБТ-1И.

1.3.1.2. Турботахометр ЭБТ-1И

Забойная часть инфранизкочастотного электробеспроводного турботахометра ЭБТ-1И состоит из тахогенератора, связанного с валом турбобура (конструкция аналогична ЭБТ-1), полупроводникового выпрямителя переменного тока и контактора, управляемого валом турбобура через редуктор. Через каждые 30 оборотов вала турбобура контактор подключает выпрямленное напряжение к передающему устройству (к изолятору-разделителю) для ввода сигнала в канал связи. Следовательно, частота сигналов в ЭБТ-1И находится в пределах 0,2...0,8 Гц. Исследования опытного образца ЭБТ-1И в скважине в Куйбышевской области, где кажущееся удельное сопротивление пород в среднем равно 15...20 Ом·м, показали, что на частотах до 1...2 Гц полное затухание сигналов в выходном устройстве и линии связи равно 10...11 Нп. Затухание сигналов в линии связи очень слабо зависит от частоты (в этом поддиапазоне) и глубины скважины и составляет $1{,}5 \cdot 10^{-3}$...$2 \cdot 10^{-3}$ Нп/м.

В турботахометре ЭБТ-1И наземная приемная аппаратура состоит из фильтра ("пробки"), настроенного на частоту 50 Гц (для устранения помех от наводок электрической сети), активного фильтра нижних частот, пропускающего частоты от 0,9 Гц, и оконечного каскада (частотомера), который имеет выходы для включения прибора, указывающего и регистрирующего обороты. Стре-

лочный указатель устанавливают на пульте бурильщика, а остальные приборы размещают в специальной утепленной будке (например, в будке бурильщика).

По результатам испытаний ЭБТ-1И предполагается, что его можно применять для автоконтроля оборотов турбобура в процессе бурения скважин глубиной до 3000 м в указанных условиях (ρ = 15...20 Ом·м) или на меньших глубинах (при ρ < 15 Ом·м).

1.3.1.3. Турботахометр НИПИнефтехимавтомат

Электрический беспроводный турботахометр, разработанный в НИПИнефтехимавтомат, несколько отличается по схеме и конструкции от электротурботахометра Грозненского филиала ВНИИКАнефтегаз.

На рис. 1.27,*а* показана схема электротурботахометра НИПИнефтехимавтомат. Ротор трехфазного генератора Г вращается с помощью специальной гидротурбины, состоящей из нескольких ступеней. Число оборотов ротора турбинки составляет 33...42 $с^{-1}$ при расходе бурового раствора (3...35)·10^{-3} $м^3/с$. Генератор Г питает трехфазные трансформаторы тороидального типа Тр1, Тр2, Тр3. После шестифазного выпрямителя на полупроводниковых диодах напряжение подается к переключателю М, связанному с валом турбобура. После переключателя М выпрямленное напряжение генератора Г подается к излучающему изолированному электроду на бурильных трубах и второй конец к трубам. Таким образом, создается излучение электрических сигналов в околотрубном пространстве за счет токов растекания, как это было описано выше.

На рис. 1.27,*б* показана конструкция электротурботахометра. Здесь в корпусе *2* установлена специальная турбинка *3*, закрытая сверху колпаком *1* для направления всего потока промывочной жидкости на лопасти турбинок.

Передача вращения от вала турбинки *3* к ротору тахогенератора *6* и от вала турбобура *12* к переключателю *9* осуществляется по способу, примененному в гидротаходатчике – через герметизированные изогнутые валы *5* и *10* и лопатки *4* и *11*, связанные с валами турбин.

Поток жидкости, показанный стрелками, направляется в зазор между корпусом-переводником *2* и корпусом-контейнером прибора *15*. В камере корпуса прибора *15* размещены тахогенератор *6*,

трехфазный трансформатор *7*, выпрямительные элементы *8* и переключатель (модулятор) *9*. Прибор заполнен маслом. К изолированному электроду на колонне бурильных труб, расположенному над прибором на расстоянии 15...20 м, проложен в защитной трубке *13* изолированный провод, выведенный из корпуса прибора через уплотнительный штуцер *14*.

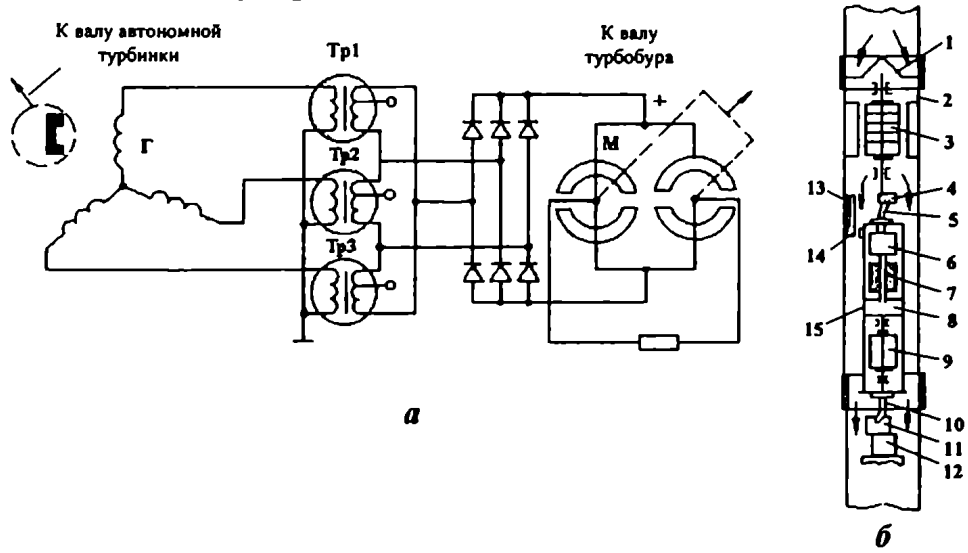


Рис. 1.27. *Электрический турботахометр НИПИнефтехимавтомат: а* – электрическая схема; *б* – конструкция

Привод генератора от специальной турбинки с высоким числом оборотов позволяет получить от генератора повышенную мощность, не зависящую от изменения частоты вращения вала турбобура в процессе бурения скважины. Переключатель *9* модулирует по частотному принципу выпрямленный ток генератора, подводимый к излучающему электроду и трубам, с изменением полярности в 2 раза на каждый оборот вала турбобура. Следовательно, частота сигналов, имеющих вид, близкий к прямоугольному, находится в поддиапазоне 5...20 Гц.

1.3.1.4. Телеизмерительная система БЭТА-1

Аппаратура БЭТА-1* [112] была предназначена для измерения и передачи по беспроводному каналу связи в процессе бурения скважин турбобуром в высокоомном разрезе ($\rho > 40$ Ом·м) и цифровой регистрации следующих параметров: а) частоты вращения

* Разработка Грозненского и Октябрьского филиалов ВНИИКАнефтегаз и Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики.

долота на забое (от 5 до 25 $с^{-1}$); б) осевой нагрузки на долото на забое от 0 до 400 кН; в) кажущегося удельного электрического сопротивления окружающих скважину горных пород в диапазоне от 0 до 100 Ом·м.

Наземными датчиками одновременно производятся измерение и регистрация:

- времени проходки 1 м скважины;
- нагрузки на крюке от 0 до 400 кН.

Глубинная аппаратура, общий вид которой показан на рис. 1.28, включает в себя следующие элементы.

Блок генератора, содержащий двухсекционный электромашинный генератор с цельнометаллическим литым ротором из сплава "Альнико". Первая секция является датчиком оборотов турбобура и служит для излучения электрических колебаний, вторая – предназначена для питания электронной схемы скважинного прибора. Статор генератора с целью защиты обмоток от забойного давления залит эпоксидным компаундом.

Механическое сочленение системы генератора с валом осуществляется промежуточной муфтой, конструкция которой позволяет регулировать осевые люфты трансмиссии в зависимости от вылета консоли шпинделя турбобура.

Для передачи вращения от промежуточной муфты к генератору, помещенному в герметичный маслозаполненный корпус, использована система кривого вала, аналогичного примененному в ЭБТ-1. Заканчивается блок генератора масляным компенсатором, который осуществляет буферную передачу забойного давления в маслозаполненную полость снаряда и служит для пополнения утечек масла в системе. Заполнение системы маслом предотвращает попадание бурового раствора в жизненно важные органы забойного снаряда и в некоторой степени гасит вибрации.

Аппаратурный контейнер содержит шесть функциональных электронных блоков. Каждый из блоков представляет собой самостоятельную конструкцию, залитую эпоксидным компаундом.

Заливка компаундом обеспечивает защиту полупроводниковых схем от действия забойного давления и вибрации. Заканчивается аппаратурный контейнер индуктивным датчиком осевых давлений, выполненным по схеме уравновешенного моста. В качестве упругого элемента используется отрезок бурильной трубы, калиброванной по толщине.

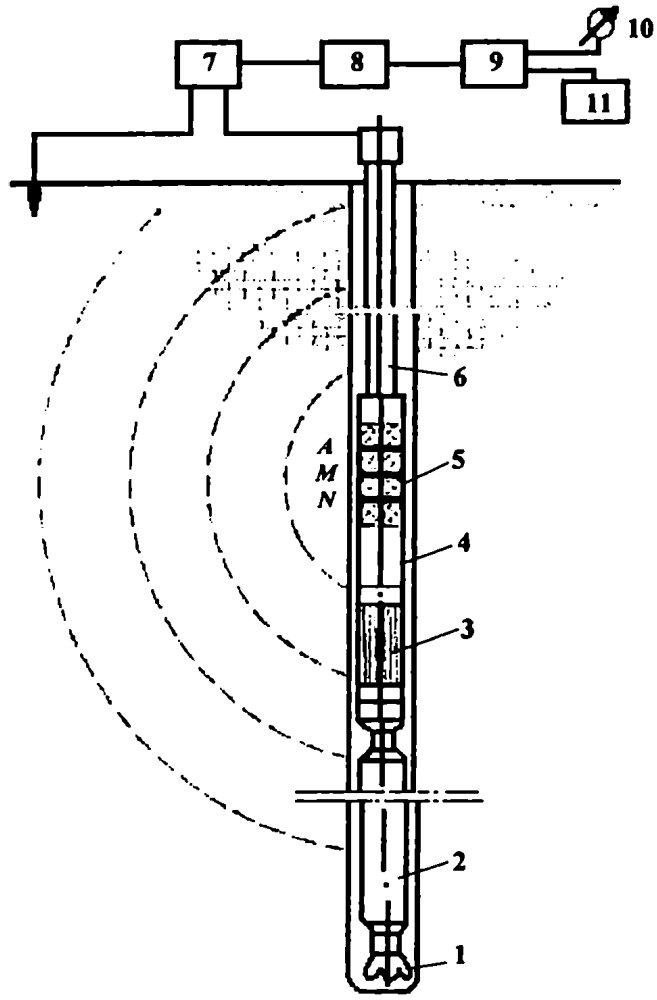


Рис. 1.28. *Телеизмерительная система БЭТА-1*:
1 – долото; *2* – турбобур; *3* – тахогенератор; *4* – датчик осевой нагрузки; *5* – электрический разделитель – каротажный зонд с токовым *A* и измерительными *M*, *N* электродами; *6* – бурильные трубы; *7* – фильтр низкой частоты; *8* – усилитель; *9* – дешифратор; *10* – показывающие приборы; *11* – регистрирующие приборы

Электрический разделитель предназначен для электрического разделения бурильной колонны: он представляет собой самостоятельную конструкцию, на изоляционной поверхности которого смонтированы токовый *A* и измерительные *M*, *N* электроды каротажного зонда, электродом *B* служит бурильная колонна. Электрическое соединение разделителя с забойной аппаратурой осуществляется с помощью герметичных контактов, применяемых при электробурении.

Зонд каротажный является датчиком удельных электрических сопротивлений разбуриваемых пород.

Конструкция зонда обладает лучшей ремонтной способностью и исключает возможность проникновения раствора по торцам кольцевых электродов к корпусу, так как последние расположены на сплошной изоляционной рубашке, проложенной по всей длине зонда, а выводы зондовых электродов заканчиваются герметичной колодкой.

Измерение и передача на поверхность информации о числе оборотов турбобура, осевой нагрузке на долото и кажущемся удельном электрическом сопротивлении горных пород сводится к следующему.

Электромашинный генератор ЭМГ-1 приводится во вращение от турбобура и при изменении его частоты вращения в пределах 5...25 $с^{-1}$ вырабатывает напряжение частоты 5...25 Гц. Это напряжение через устройство ввода подается в канал на время, величина которого зависит от осевой нагрузки на долото.

Время паузы в канале (бестоковая посылка) пропорционально сопротивлению горных пород.

Коммутация каналов осуществляется следующим образом.

Дифференциальный индуктивный датчик осевой нагрузки на долото питается от генератора частоты 300 Гц стабильной амплитуды. При увеличении нагрузки на долото напряжение разбаланса преобразуется и подается для управления модулятором длительности, который вырабатывает импульсы длительностью 3,5...5,5 с (при нагрузке 0...400 кН). На это время релейный блок подключает электромашинный генератор ЭМГ-1 в канал связи забой–устье.

Длительность паузы в передаче информации об оборотах турбины в свою очередь зависит от сопротивления окружающих пород и определяется разностью потенциалов на измерительных электродах *M* и *N*. При изменении сопротивления окружающей среды в пределах 0...300 Ом·м длительность паузы модулятора меняется в пределах 2...6 с. Питание электронных схем глубинного блока осуществляется от отдельного трехфазного генератора, выпрямителя и стабилизатора напряжения.

Наземная аппаратура служит для приема забойного сигнала на земной поверхности. Она подавляет помехи и выделяет полезный сигнал, разделяет сигнал по параметрам и преобразует их в форму, удобную для цифровой регистрации.

В наземной аппаратуре сильно ослабленный сигнал через систему заградительных фильтров поступает на полосовой усилитель-

ограничитель, а затем в преобразователь, где происходят разделение каналов и преобразование в форму, удобную для последующей обработки. Так, отсчет частоты вращения турбобуров непосредственно в оборотах в минуту осуществляется в результате подсчета числа импульсов за 3 с с последующим умножением полученного результата на 20. Здесь же производится преобразование в числовые эквиваленты данных о нагрузке и кажущемся электрическом сопротивлении горных пород.

Следует заметить, что наземная часть аппаратуры БЭТА-1 оборудована дополнительными датчиками (датчик приращения глубины и датчик нагрузки на крюке) и позволяет, кроме глубинных параметров, регистрировать время бурения интервала (1,0 или 0,5 м) и нагрузку на крюке.

Испытания аппаратуры, проведенные на скважинах Татарии, показали достаточную работоспособность аппаратуры, что позволило рекомендовать ее к серийному выпуску.

В результате скважинных испытаний подтвердились выводы о значительном расхождении показаний забойных и наземных датчиков осевой нагрузки, резкое изменение частоты вращения вала турбобура при нагрузке инструмента.

Электрический каротаж в процессе бурения скважин позволяет измерять электрическое удельное сопротивление горных пород, близкое к истинному. Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт в момент измерения невелико.

В качестве примера на рис. 1.29 приведены результаты исследований в скв. 6793 Чишминской площади (треста Альметьевскбурнефть) в интервалах карбонатных отложений среднего карбона, сложенных известняками с прослоями доломитов и доломитами с прослоями известняков. Среди известняков встречаются пористо-трещиноватые зоны пониженного электрического сопротивления.

В исследованных интервалах проводились электрокаротаж стандартными зондами, замеры ПС, ГК и НГК в масштабе глубин 1:500. Кроме того, в скважине был сделан замер сопротивления градиент-зондом A1M0,4N на кабеле.

Кривая сопротивления, полученная в процессе бурения, хорошо согласуется по отдельным интервалам высокого сопротивления (958...968, 992...998 м) со всеми другими кривыми КС, хотя значения сопротивления в соответствующих интервалах различаются по величине.

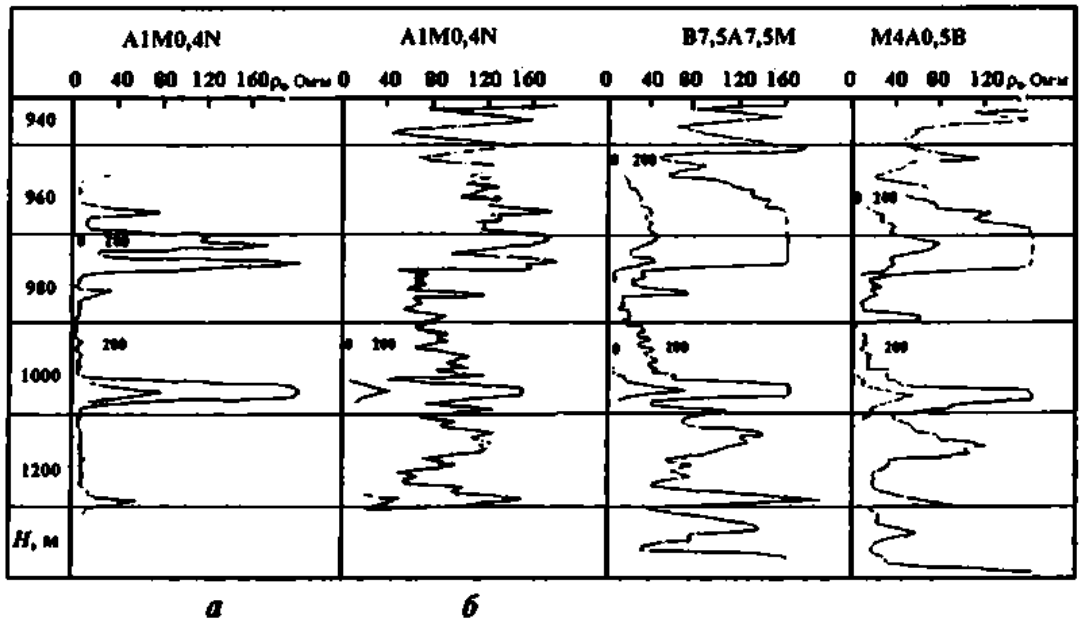


Рис. 1.29. *Каротажная диаграмма, записанная аппаратурой БЭТА-1 (а) в скв. 6793 Ромашкинского месторождения и прибором на кабеле (б)*

Участки низкого сопротивления, четко регистрируемые в процессе бурения (975...992, 998...1016 м), слабо выражены на диаграмме, полученной одноименным зондом на кабеле. Эти же участки, хотя и не целиком, четко коррелируются с диаграммой большого градиент-зонда N4A0,5B. Интервал 998...1008 м на диаграммах зондов на кабеле имеет более высокое сопротивление, чем интервал 1008...1016 м на диаграмме каротажа в процессе бурения.

Такой характер сопоставляемых кривых КС против участков пониженного сопротивления, представленных проницаемыми известняками, позволяет предполагать наличие в них зоны проникновения – сравнительно неглубокой в интервалах 975...992 и 1008...1016 м и более глубокой в интервале 998...1008 м – на момент проведения обычного каротажа на кабеле спустя 16 сут после бурения. Замеренное против этих интервалов сопротивление в процессе бурения через 2...3 ч после бурения имеет низкие значения, близкие к истинным.

Кроме того, следует отметить хорошую детальность расчленения разреза по сопротивлению, полученную в процессе бурения. Например, в интервале переслаивания пластов высокого и низкого сопротивления (953...968 м) каждый из пластов различается очень четко, чего не наблюдается на других диаграммах, измеренных аппаратурой на каротажном кабеле.

1.3.1.5. Телеизмерительная система КУБ-1

Аппаратура КУБ-1* [112] предназначена для проведения электрического каротажа скважин в процессе турбинного бурения. В качестве геофизического зонда применен потенциал-зонд А0,75М, одновременно аппаратурой измеряется естественный потенциал измерительного электрода (кривая ПС).

Аппаратура КУБ-1 имеет два измерительных канала. Диапазон измерений кажущегося удельного электрического сопротивления 1...800 Ом·м, самопроизвольной поляризации –300...+300 мВ. Погрешность измерений не более ±2,5 %. Дальность действия аппаратуры КУБ-1 в разрезах с удельным электрическим сопротивлением 30 Ом·м до 2500 м. Чувствительность приемника 1 мВ, напряжение питания 220 В, частота 50 Гц, потребляемая мощность 70 Вт, рабочая температура до 50 °С. Параметры регистрируются на диаграммной бумаге в аналоговой форме в масштабе глубин.

Конструкция аппаратуры основана на принципиальных решениях и схемах, проверенных и опробованных в аппаратуре БЭТА-1.

Разработка аппаратуры КУБ-1 проводилась в направлении:

а) расширения комплекса геофизических датчиков;

б) обеспечения стабильности и надежности работы глубинной аппаратуры за счет оснащения ее автономным источником питания и размещения электронных блоков на амортизаторах в защищенном от давления скважины аппаратурном контейнере;

в) увеличения дальности действия аппаратуры за счет повышения мощности забойного передатчика, лучшего согласования его с нагрузкой, применения схем компенсации помех в точке приема;

г) повышения надежности конструкции и увеличения срока службы деталей и узлов за счет применения новых износостойких материалов;

д) обеспечения больших эксплуатационных удобств за счет упрощения компоновки глубинного снаряда и уменьшения его размеров.

Глубинная аппаратура системы КУБ-1 состоит из следующих самостоятельных блоков: глубинного передатчика, выполненного в виде электромашинного генератора; источника питания с автономным приводом; герметичного аппаратурного контейнера, содержа-

---

* Разработка Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизика.

щего электронные преобразователи; прочного корпуса, содержащего геофизические зонды и устройства ввода сигналов в канал связи.

На рис. 1.30 изображена блок-схема скважинной аппаратуры. Основу электронной схемы составляет двухканальный модулятор Мод, положительным фронтом которого переключается триггер Т. Коммутатор Км1, управляемый импульсами триггера, производит опрос каналов, подключая измерительный электрод М к усилителю ИУ непосредственно или через преобразователь Пр1. В первом случае (измерение КС) генератор тока ЗГ, подсоединенный ключом Кл к токовому электроду *А*, создает зондирующее электрическое поле. Во втором случае (измерение ПС) ключ Кл переключает генератор ЗГ от электрода *А* к преобразователю Пр1, преобразующему медленно меняющееся напряжение постоянного тока в переменное напряжение стабильной частоты.

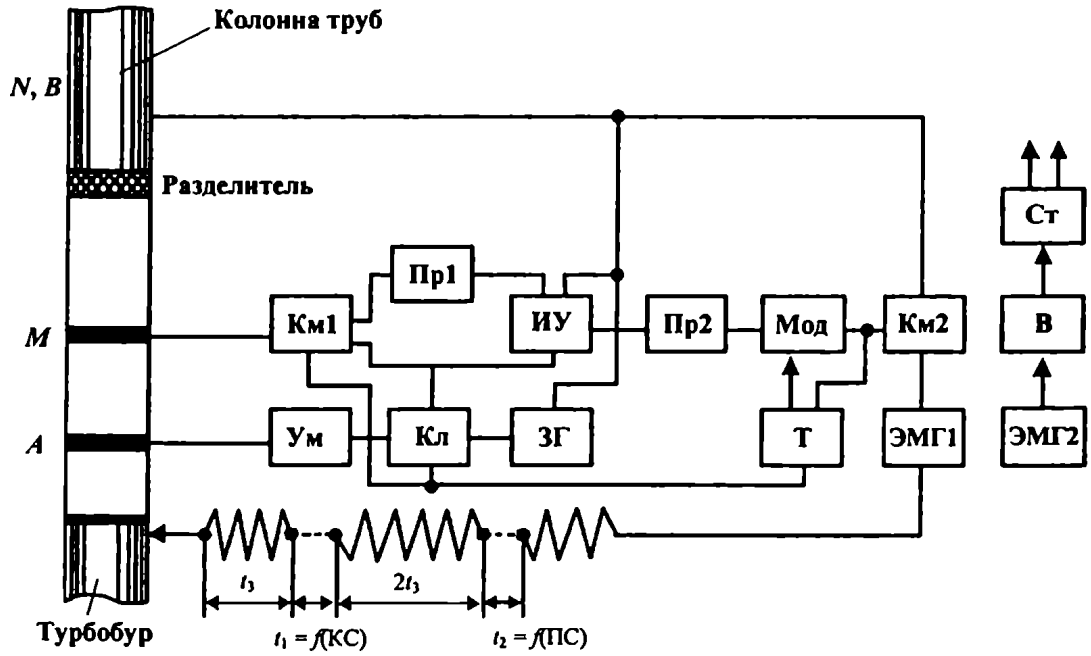


Рис. 1.30. *Блок-схема глубинного блока аппаратуры КУБ-1*

С целью упрощения аппаратуры и предотвращения перегрузок канальных преобразователей оба параметра измеряют в момент отсутствия токовой посылки в канале связи, а для различения каналов используют их последовательный опрос с помощью переключающего коммутатора.

Усиленные сигналы подаются к одному из входов модулятора Мод, который в момент измерений удерживает коммутатор Км2 в состоянии "Закрыт", при этом цепь передатчика ЭМГ1 разомкнута.

Длительность паузы, определяющей длительность бестоковой посылки в канале, зависит от величины измеряемого параметра, т. е. $t_1 = f(КС)$, $t_2 = f(ПС)$, и изменяется от 2 до 8,5 с. К другому входу модулятора подаются импульсы согласованного с ним триггера Т для модуляции токовой посылки, при этом Км2, управляемый модулятором, подключает передатчик в канал связи на время t_3 или $2t_3$ поочередно, чем достигается временное разделение канала. Длительность токовых посылок составляет 1,8 и 3,6 с.

Конструктивно элементы глубинной аппаратуры объединены в следующие самостоятельные функциональные блоки: генератор зондирующего тока с усилителем мощности; источник питания, измерительный усилитель с функциональным преобразователем; двухканальный модулятор; блок управления, включающий триггер, коммутатор опроса каналов и управляемый ключ; релейный блок; генератор-передатчик.

Стабилизированный источник питания, обеспечивающий напряжение 12 В, состоит из трехфазного электромагнитного генератора ЭМГ2, выпрямителя В и стабилизатора Ст. Выпрямитель выполнен по трехфазной двухполупериодной схеме на диодах. Стабилизатор имеет две ступени стабилизации. Первая ступень параметрическая, вторая – компенсационного последовательного типа, выполнена на триодах.

Генератор тока частоты 300 Гц состоит из задающего генератора и усилителя мощности, охваченного глубокой отрицательной обратной связью. Схема генератора позволяет управлять его работой в зависимости от режима измерений (канал КС и ПС). В первом режиме генератор работает как зондирующий, во втором – служит для управления ключевым преобразователем канала ПС. Управление работой генератора осуществляется напряжением от управляющего триггера.

Усилитель аппаратуры КУБ-1 имеет по сравнению с усилителем, примененным в аппаратуре БЭТА-1, улучшенные метрологические параметры (динамический диапазон входных сигналов, стабильность коэффициента усиления при изменении температур, линейность), он прост и надежен в работе. Входной усилитель работает в режиме эмиттерного повторителя, что обеспечивает высокое входное сопротивление всего усилителя. Увеличение питающего коллекторного напряжения второго каскада до 24 В позволило увеличить динамический диапазон в 2 раза.

Модулятор представляет собой преобразователь аналог–длительность и выполнен по схеме симметричного, управляемого по обоим полупериодам, мультивибратора.

Наземная аппаратура должна удовлетворять следующим основным требованиям:

1) регистрация результатов измерений производится в аналоговой форме в виде каротажных диаграмм;

2) для машинной интерпретации с помощью ЭВМ в аппаратуре предусмотрена возможность получения данных и в цифровой форме;

3) результаты измерений привязаны к глубине скважины;

4) аппаратура обеспечивает одновременную и синхронную регистрацию двух параметров (КС и ПС);

5) чувствительность приемника не хуже 0,5 мВ;

6) погрешность преобразований в аппаратуре не превышает ±2 %.

Приемное устройство разработано на основе приемника системы БЭТА-1, имеет по сравнению с ним большую помехозащищенность, которая обеспечивается использованием более узкополосного фильтра нижних частот с частотой среза 20 Гц и введением дополнительной компенсации аппаратурных и промышленных помех. В селекторе усиленные в приемнике сигналы преобразуются в прямоугольные импульсы, длительность которых соответствует продолжительности токовых посылок в канале связи. При принятой системе последовательного опроса каналы разделяются в зависимости от длительности токовой посылки. После короткой посылки следует измерение собственной поляризации ПС, а после длинной – кажущегося сопротивления КС, которому на временной диаграмме соответствуют временные интервалы. Временные интервалы, соответствующие паузе в канале связи, преобразуются в последовательность импульсов, соответствующую величинам измеряемых параметров.

В блоках хранения, построенных на потенциальных счетчиках, импульсы запоминаются в двоичном коде. Набранные комбинации могут быть использованы для непосредственной регистрации данных измерений в цифровой форме на перфоленте или перфокартах, а также для преобразования в аналоговую форму с помощью цифровых управляемых сопротивлений.

Данные измерений регистрируются в масштабе глубин. В качестве регистраторов данных измерений использованы электрон-

ные самопишущие осциллографы типа Н-384 (Н-361). В качестве датчика глубин применен простой и удобный в эксплуатации датчик глубин газокаротажной станции АГКС-4 АЦ.

Конструктивно приемный аппарат выполнен в виде герметичного блочного шкафа, в котором размещены пять унифицированных блоков: приемник, дешифратор, два блока счетчиков и блок питания. Все блоки представляют собой самостоятельные конструкции, выполненные на типовых шасси. Схемы блоков собраны на стандартных узлах. Для визуального контроля за работой всех узлов наземной аппаратуры предусмотрен цифровой индикатор. Для контроля за наличием сигнала в канале связи и работой забойного снаряда в блок приемника встроен стрелочный указатель оборотов автономной турбины "индикатор оборотов".

Скважинные испытания аппаратуры показали лучшие метрологические и технические характеристики аппаратуры КУБ-1, убедили в перспективности геофизических исследований в процессе бурения.

В качестве примера приведены результаты исследования скв. 64 Кандринской площади в Башкирии (рис. 1.31).

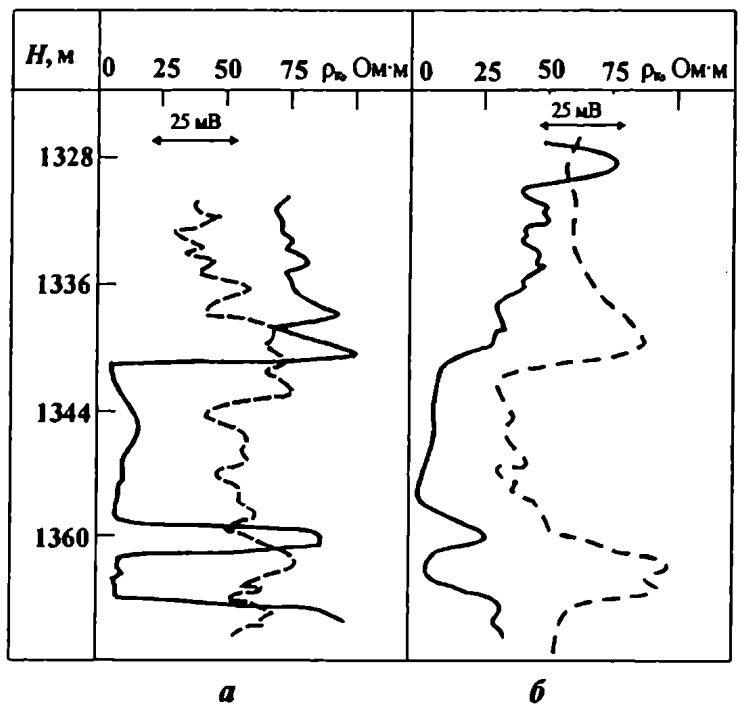


Рис. 1.31. *Диаграммы каротажа, записанные аппаратурой КУБ-1 в процессе бурения (скв. 64 Кандринской площади БашАССР), сопоставленные с диаграммами стандартного электрокаротажа*: *а* – измерение аппаратурой КУБ-1 (N7,5M0,75A, ρ_c = 0,75 Ом·м); *б* – измерение прибором на кабеле (N7,5M0,75A, ρ_c = 1,7 Ом·м)

В процессе бурения скважины аппаратурой КУБ-1 были исследованы нижняя часть тульского горизонта, представленная глинистыми известняками, и угленосная свита, сложенная неоднородным пластом песчаника с прослоями аргиллитов. По керновым данным и результатам интерпретации каротажных материалов кровельная часть песчаника (1340,4...1343,6 м) характеризуется повышенной глинистостью, а подошвенная часть (1347,6...1357,0 м) с удельным электрическим сопротивлением около 1 Ом·м – водонасыщенностью. В средней части (1343,6...1345,2 м) отмечаются слабая нефтенасыщенность и небольшое повышение сопротивления.

Диаграммы каротажа в процессе бурения хорошо согласуются с данными стандартного каротажа на кабеле и кернового анализа. На кривой КС, несмотря на большое различие в удельном сопротивлении промывочной жидкости (ρ_c = 0,6...0,75 Ом·м при бурении и ρ_c = 1,7 Ом·м при стандартном каротаже), более четко, чем по каротажу на кабеле, отмечаются пласты повышенного сопротивления.

Из-за низкого сопротивления промывочной жидкости аномалии на кривой ПС, полученной в процессе бурения, менее четки, чем на кривой стандартного каротажа, но, в общем-то, они правильно отражают характер неоднородности разреза.

По диаграммам каротажа в процессе бурения четко отбиваются реперы: нижняя граница тульского горизонта (1340,4 м) и кровля турнейского яруса (1356 м). Также должны привлечь внимание повышение сопротивления и соответствующая ему аномалия на кривой ПС в интервале неоднородного песчаника. Безусловно, получение таких сведений в период бурения, более чем на месяц раньше проведения обычного каротажа на кабеле, может оказать помощь геологам и буровикам, особенно при поисковом и разведочном бурении.

1.3.2. Отечественные автономные приборы

Первым отечественным автономным прибором, применяемым в скважине, считается измеритель ее угла наклона, в котором по следу растворения на стенке стеклянной колбы плавиковой кислоты определяли угол отклонения скважины от вертикали.

Несколько позже были разработаны автономные манометры и термометры (УфНИИ, Уфа) с регистрацией показаний положения гелиусной пружины датчиков давления и температуры на бланке

фольги или мелованной бумаги, продвигаемой через редуктор электрическим двигателем.

Несколько позже был описан автономный прибор, разработанный в институте АН УССР (Львов), в котором на фотопленку с экрана миниатюрной электронно-лучевой трубки фиксировались показания потенциалов зонда электрического каротажа в виде развертки по вертикальной оси (В.М. Михайловский).

Первые скважинные измерения естественной радиоактивности горных пород в обсаженных скважинах с регистрацией на подвижный магнитоноситель автономными приборами были выполнены на Туймазинском месторождении в 1964 г. сотрудниками Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизика (А.А. Молчановым, Ф.А. Асылгареевым, Р.Х. Назаровым).

В этом же году (А.А. Молчанов, Р.И. Вагин, Г.Г. Хайруллин) был опробован в скважинах четырехканальный автономный прибор АП-1 электрического каротажа (три градиент-зонда и ПС), доставляемый на забой после извлечения авершотом на поверхность грунтоноски [129]. Бурильная колонна при этом приподнимается на длину зонда, и гибкий каротажный зонд проходит через отверстие в долоте. Измерения производятся при подъеме бурильной колонны. В аппаратуре АП-1 запись данных измерений велась на проволочный магнитоноситель из сплава ЭИ708А диаметром 50 мк, время записи – до 4 ч. Измерения проводились по классической схеме: генератор 400 Гц, канальные усилители КС и ПС, преобразователи аналог–длительность. Питание электрических схем осуществлялось от никель-кадмиевых аккумуляторов, включение и выключение питания производилось датчиком времени.

В 1969 г. в Азербайджанском филиале ВНИИгеофизика под руководством И.К. Саркисова был разработан, изготовлен и опробован в скважинах Азербайджана автономный прибор электрического каротажа с регистрацией данных измерений на перфоленту. В приборе применен компенсационный принцип измерения электрического сопротивления, не требующий стабилизации амплитуды питающего тока зондовой установки.

В это же время в АзНефтехиме (Баку) под руководством профессора А.М. Мелик-Шахназарова аспирантом В.И. Нефтяновым был предложен оригинальный способ привязки данных измерений, зарегистрированных автономным прибором, к геологическому разрезу (глубине) – метод двух одноименных зондов по характерным точкам.

В настоящее время бескабельные системы и автономные приборы широко применяются для решения различных геологических, технологических и технических задач в процессе бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, изучения параметров геологического разреза, их освоения в сложных геолого-технических условиях и эксплуатации нефтегазовых, угольных, рудных и специальных скважин месторождений различных полезных ископаемых.

Как уже отмечалось выше, для геофизических исследований скважин применяют около 20 различных методов каротажа. Как правило, измерения свойств горных пород, проходимых скважиной, производят часто много времени спустя после их вскрытия. За это время проникновение фильтрата бурового раствора оказывается настолько значительным, что порой полностью маскирует истинный характер пласта. Ухудшается и отбивка границ пластов. Желательно проводить каротаж в момент вскрытия пласта или вскоре после окончания бурения, когда бурильные трубы еще не извлечены из скважины.

Каротаж комплексной автономной аппаратурой при колонковом бурении. Возможность изучения разреза скважин через бурильные трубы с помощью автономной аппаратуры появляется при колонковом бурении, когда после окончания очередного долбления и извлечения съемного керноприемника открывается доступ в зону исследования через циркуляционное отверстие в долоте. При такой методике каротажа с целью получения необходимой информации за один рейс прибора в скважину целесообразно расширить его измерительный комплекс до трех-четырех зондов.

Проведение каротажа сразу же после очередного долбления позволяет значительно сократить время исследований, уменьшить влияние зоны проникновения на результат измерений и точно привязать извлеченный керн к глубине скважины даже при его неполном выносе. В таких условиях данные комплекса электрического каротажа и материалы анализа керна могут оказаться вполне достаточными для однозначной характеристики разреза и вскрытого пласта. Особенно эффективно применение такой методики при разведочном бурении, сопровождающемся сплошным отбором керна в условиях неизученных разрезов и возможных осложнений.

Один из вариантов автономной аппаратуры для электрического каротажа скважин комплексом зондов КС и ПС при колонковом

бурении разработан во ВНИИГИС (АП-1) [112]. Аппаратура оснащена четырехзондовой установкой и состоит из глубинного прибора, наземного дешифратора и блока управления фоторегистратором каротажной станции. На рис. 1.32 показана схема каротажа скважин колонкового бурения автономной аппаратурой АП-1 после окончания долбления и извлечения грунтоноски с керном.

Глубинный прибор, состоящий из аппаратурного контейнера с гибким каротажным зондом, спускается внутрь колонны бурильных труб на тросе или специальном парашюте и занимает положение, показанное на схеме. Головка прибора *1* упирается в опору грунтоноски *2*, а аппаратурный контейнер *3*, подвешенный на тросе *4*, занимает ее место. При этом гибкий зонд *5* [131] с токовым и измерительными электродами *6* и утяжелителем *7* входит в отверстие в долоте *8*, приподнятом над забоем на длину зонда. Зонд представляет собой гибкий шланг, на котором смонтированы токовый и измерительные электроды. Сочленяется он с аппаратурным контейнером с помощью герметичного разъема *9*, что позволяет в зависимости от геологического разреза использовать зонды необходимых размеров. Вторым токовым электродом служит корпус скважинного прибора, при измерениях электрически соединяющийся с колонной бурильных труб.

Работает электроизмерительная схема прибора следующим образом (на схеме показаны канал ПС и один из каналов КС). Электрическое поле зондовой установки создается с помощью генератора *10* зондирующего тока частоты 300 Гц стабильной амплитуды. Измерительные усилители *11* всех каналов идентичны и имеют регулировку коэффициента усиления в зависимости от размеров зондов и ожидаемого сопротивления исследуемых пород.

В канале ПС используется ключевой преобразователь постоянного сигнала в переменный *12*. Опрос каналов – поочередный, разделение каналов – временное. Преобразование медленно меняющегося по амплитуде сигнала в величину длительности импульса осуществляется в блоке преобразователей *13* по команде, поступающей от генератора тактовых импульсов. Суммирование разнополярных импульсов производится блоком *14*. Данные глубинных измерений регистрируются на магнитную проволоку ЭИ-708 в виде частотно-модулированных сигналов регистратором *15*, выполненным в виде вибростойкого проволоко-протяжного механизма, снабженного регулятором скорости.

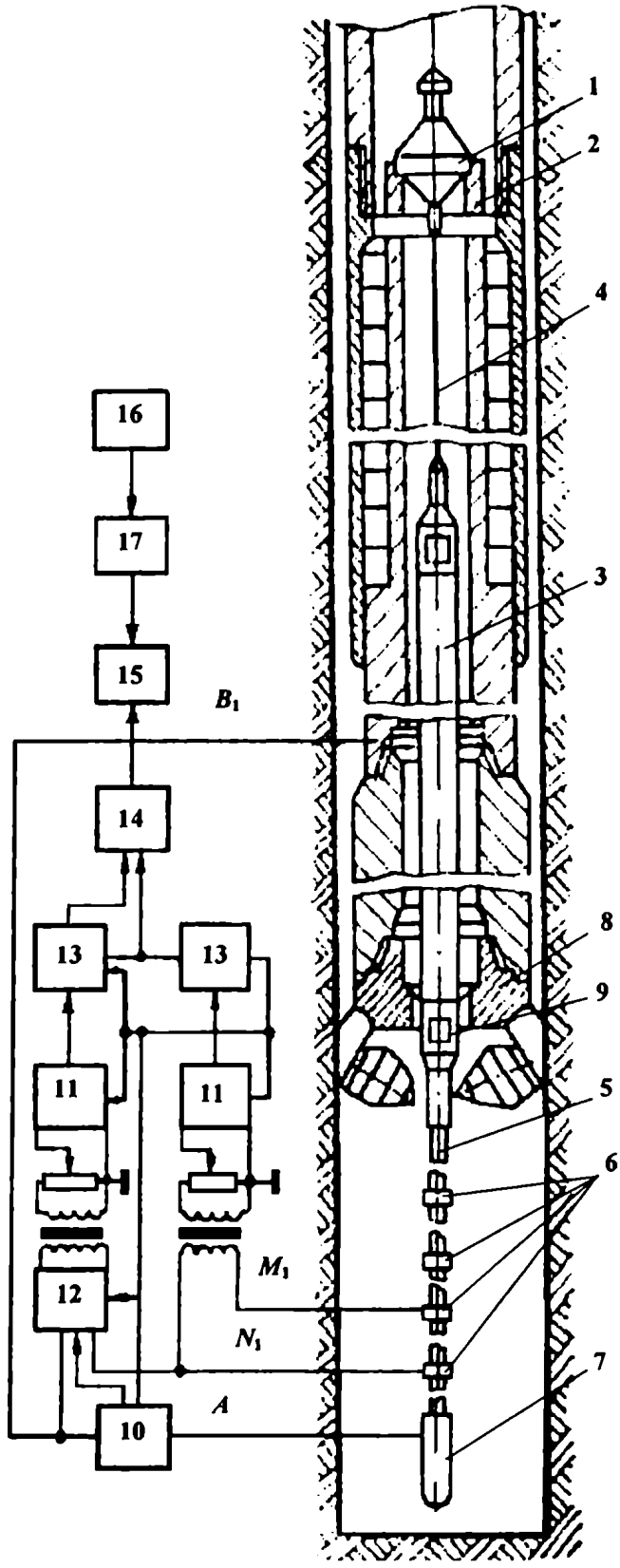


Рис. 1.32. *Схема каротажа скважин колонкового бурения автономной аппаратурой АП-1*

Включение и выключение аппаратуры производятся временным устройством *16*, подающим электрическое питание прибора от блока аккумуляторов *17*. Предусмотрена возможность питания прибора от батареи сухих элементов. Все электронные узлы аппаратуры и магнитограф *15* установлены на кольцевых амортизаторах из резины.

Технические характеристики аппаратуры АП-1

Число каналов ..... 4 (3 зонда КС: A2M0,5N, A1M0,4N, A0,5M и ПС)
Диапазон измерения КС, Ом·м ..... 0,5…200
Диапазон измерения ПС, мВ ..... 0…250
Допустимый предел основной погрешности в зависимости от измеряемой величины x, Ом·м или мВ ..... $\pm(0{,}5 + 0{,}05\,x)$
Время непрерывной регистрации, ч 3
Диапазон рабочих температур, °С ..... 10…70
Максимальное рабочее давление, МПа ..... До 60
Вибростойкость глубинного прибора в диапазоне частот 0…80 Гц, g 40
Диаметр прибора, мм 73
Диаметр гибкого зонда, мм 35
Длина прибора без зонда, мм 2500
Общая масса аппаратуры, кг 60

Измерения производятся при подъеме бурильных труб со скоростью не более 2500 м/ч. С целью облегчения привязки данных измерений к глубине на поверхности должен осуществляться хронометраж всех операций. После проведения исследований соответствующего интервала (при необходимости продолжения бурения) глубинный прибор может быть извлечен из колонны бурильных труб тем же способом, как это делают со съемной грунтоноской.

Воспроизведение данных глубинных измерений в виде каротажных диаграмм осуществляется с помощью наземного дешифратора, фоторегистратора любой каротажной станции (например АКС/Л-7) и блока управления фоторегистратором. В дешифраторе предусмотрена возможность его согласования с фоторегистраторами различных станций (ФР-4, ФР-6, НО13, НО17 и др.).

При воспроизведении информации необходимо учитывать уровень стандарт-сигнала и нуля, записанных в глубинном приборе в начале регистрации, после включения прибора перед измерением по всем каналам. Это достигается с помощью переключателя "Масштаб" дешифратора (дискретно) и потенциометром (плавно),

обеспечивающими изменение коэффициента усиления, масштаба записи, калибровку и установку нуля фоторегистратора. Блок управления фоторегистратором обеспечивает регулирование скорости протяжки фотобумаги, соответствующей скорости подъема бурильных труб в диапазоне изменений 500...2500 м/ч, в масштабе глубин 1:200 или 1:500.

При интерпретации каротажных материалов, полученных аппаратурой АП-1, можно воспользоваться методикой, предложенной для стандартных зондов БКЗ. Эффективность применения аппаратуры АП-1 при каротаже скважин колонкового бурения можно проследить на примере каротажа осложненной в момент бурения разведочной скв. 56 Хомутовской площади БашАССР (рис. 1.33). Каротаж стандартной аппаратурой был выполнен значительно позже, после укрепления ствола скважины.

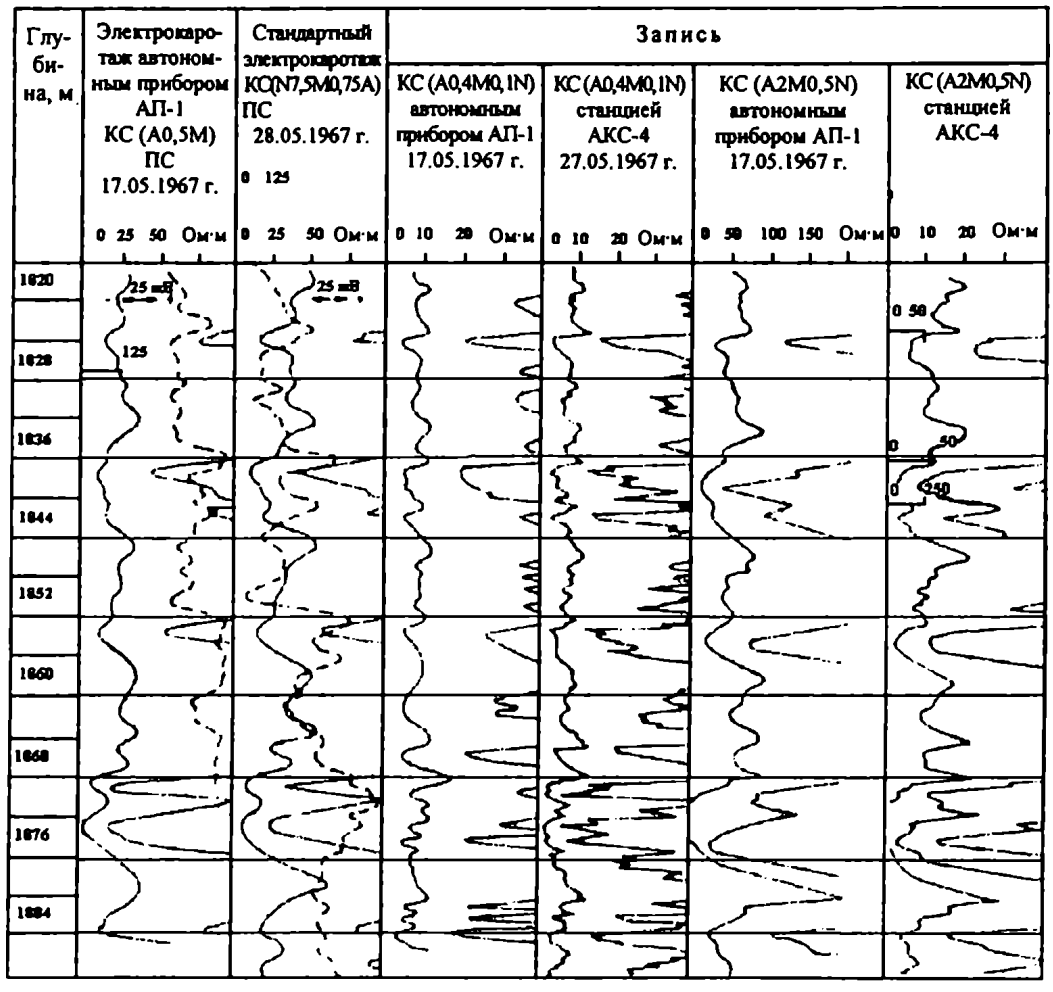


Рис. 1.33. *Каротаж скв. 56 Хомутовской площади БашАССР автономной аппаратурой АП-1*

Сопоставление диаграмм, записанных автономной аппаратурой АП-1 и станцией АКС-4, свидетельствует о хорошем качестве полученного материала и корреляции кривых (коэффициент корреляции достигает 0,95). Хорошая коррелируемость диаграмм позволяет уточнить предварительную привязку данных к глубине скважины, выполненную по результатам хронометража операций при подъеме бурильных труб в процессе каротажа.

Применение автономной комплексной аппаратуры для каротажа наклонных и осложненных скважин. Дальнейшее развитие методика каротажа бурящихся скважин автономной аппаратурой получила при разработке средств исследований наклонных и осложненных скважин. Эта проблема особенно актуальна для районов Западной Сибири, Крайнего Севера и других, где сосредоточен значительный объем наклонного и кустового бурения. Возникающие при бурении скважин осложнения (обвалы, поглощение раствора, опасность выброса и т. д.) не позволяют проводить геофизические исследования и вызывают необходимость немедленного спуска обсадной колонны и цементажа. В связи с этим скважина может остаться не изученной основными геофизическими методами и не введенной в рациональную эксплуатацию.

Эта проблема может быть решена при исследованиях скважин с помощью автономного прибора, спускаемого в них на бурильных трубах и обеспечивающего за один спуск-подъем измерение и регистрацию необходимого комплекса геофизических параметров. Автономная аппаратура, не имеющая электрической связи с поверхностью, не требует каротажной станции и подъемника. Это позволяет оперативно использовать ее при исследовании скважин, находящихся в труднодоступных для наземного транспорта районах, путем доставки приборов воздушным транспортом (например, вертолетом).

В автономной аппаратуре может быть реализован любой измерительный комплекс, наиболее эффективный для региона. Вариант аппаратуры для исследования скважин в условиях Тюмени разработан во ВНИИГИС (АП-3) [128]. Она рассчитана на проведение электрокаротажа в процессе подъема колонны бурильных труб и обеспечивает одновременную регистрацию на магнитную ленту пяти электрических параметров: кажущихся сопротивлений (КС) потенциал-зондом A0,5M, градиент-зондами A0,4M0,1N, A1M0,1N, A2M0,5N и естественного потенциала ПС. В качестве второго то-

кового электрода *B* и измерительного электрода *N* (для потенциал-зонда и ПС) служит колонна бурильных труб.

Аппаратура состоит из глубинного прибора и наземного дешифратора. Первый спускается в скважину на колонне бурильных труб и в процессе измерений составляет ее силовую часть. Поскольку спуск колонны труб в наклонную или осложненную скважину сопряжен со значительными трудностями, то конструкция прибора должна соответствовать требованиям технологии выполнения спускоподъемных операций, обладать достаточной прочностью и износостойкостью и допускать возможность промывки скважины.

В соответствии с указанным условием глубинный прибор выполнен в виде отрезка бурильной трубы из легкосплавного материала, на наружной поверхности которой расположены токовый и измерительный электроды, а внутри в герметичном контейнере размещены функциональные узлы глубинной аппаратуры: источник автономного питания, электронные преобразователи и блок магнитной регистрации.

Конструкции каротажного зонда, аппаратурного контейнера, виброзащитных средств, блока электронных преобразователей и герметичных электровводов имеют унифицированное для вибростойкой автономной аппаратуры исполнение и аналогичны конструкции аппаратуры УАК-1.

На рис. 1.34 приведена функциональная схема многоканальной аппаратуры АП-3, поясняющая принцип ее работы. Питание зондов и измерительных устройств осуществляется генератором тока стабильной частоты и амплитуды *1*. Измерительная схема содержит пять идентичных каналов, состоящих из усилителей *4–8* и преобразователей аналог–частота *9–13*, выполненных в виде управляемых блокинг-генераторов.

В качестве преобразователя сигнала ПС использован балансный модулятор *2*. С целью сокращения числа электродов для двухэлектродного потенциал-зонда использован измерительный электрод градиент-зонда M_1. Взаимовлияние каналов, имеющих общий вход, исключается благодаря применению в канале потенциал-зонда схемы *3*, обладающей большим входным сопротивлением (R = 500 кОм). Питание глубинного прибора осуществляется от стабилизированного блока аккумуляторов *14*, который подключается к схеме с помощью реле времени *15*.

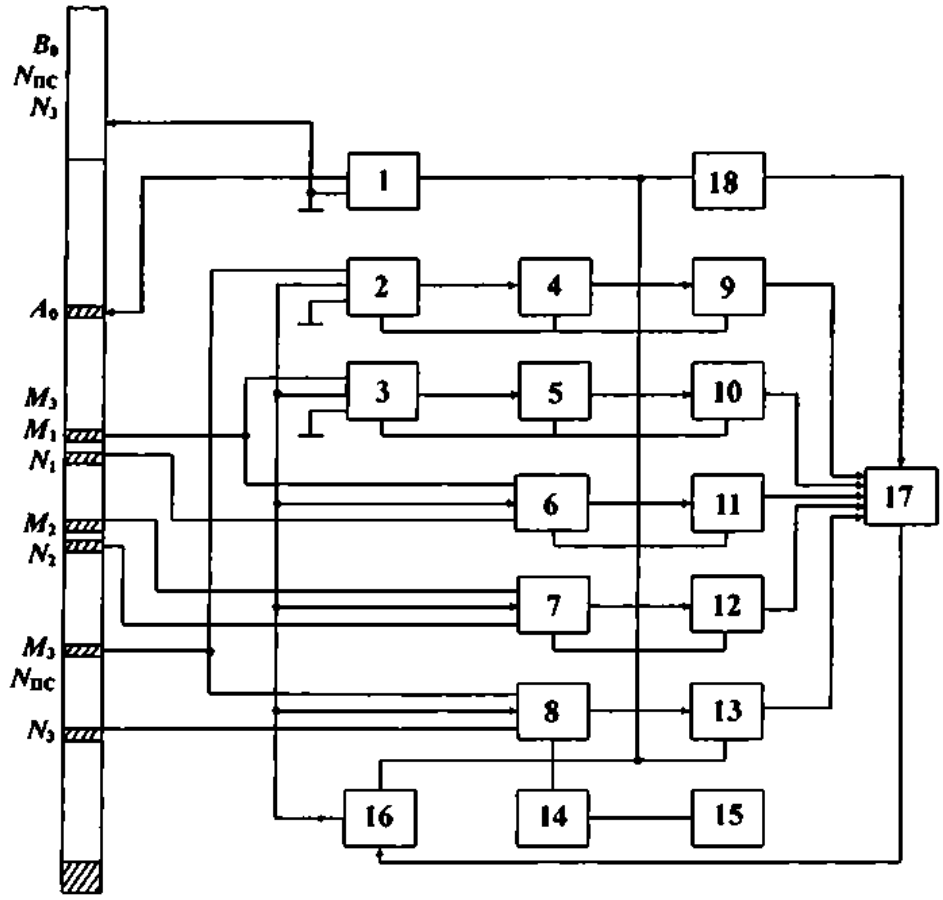


Рис. 1.34. *Функциональная схема автономной аппаратуры АП-3*

С целью проверки стабильности работы и калибровки измерительных каналов в глубинном приборе предусмотрена автоматическая регистрация стандарт-сигналов во всех каналах с помощью программного устройства *16*, момент включения которого программируется на начальном участке магнитной ленты. Данные измерений записываются пятиканальным магнитографом *17* на металлическую магнитную ленту ЭП298 шириной 12,7 мм в виде частотно-модулированных импульсов. Магнитограф выполнен в виде вибростойкого лентопротяжного механизма, построенного в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе 2. Постоянство скорости протяжки ленты обеспечивается схемой *18*, стабилизирующей обороты приводного электродвигателя.

Наземная часть аппаратуры состоит из дешифратора и блока регулировки скорости протяжки бумаги фоторегистратора. Дешифратор позволяет воспроизводить данные глубинных измерений, обеспечивает электрическое питание скважинного прибора при воспроизведении, настройке и калибровке.

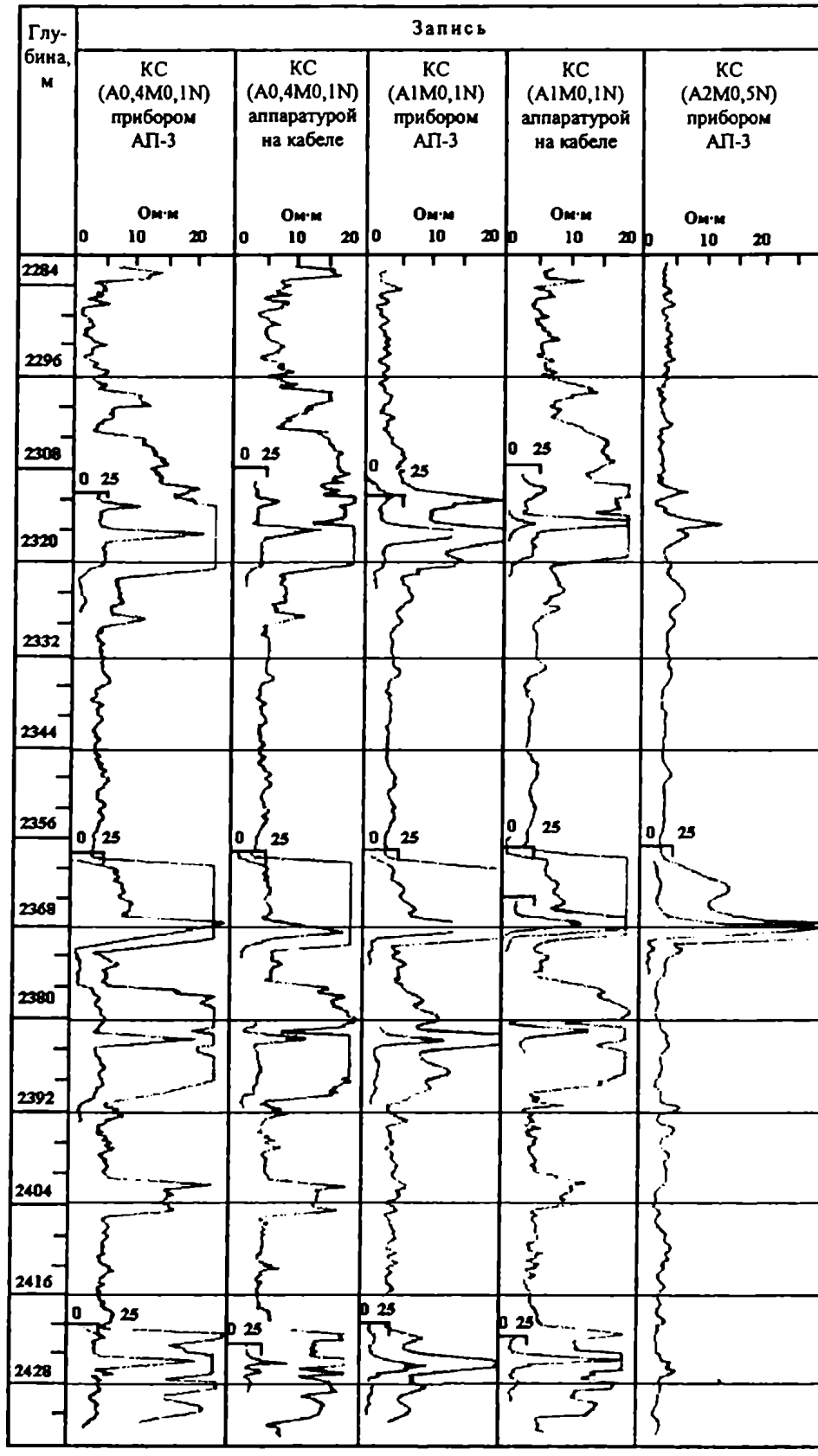
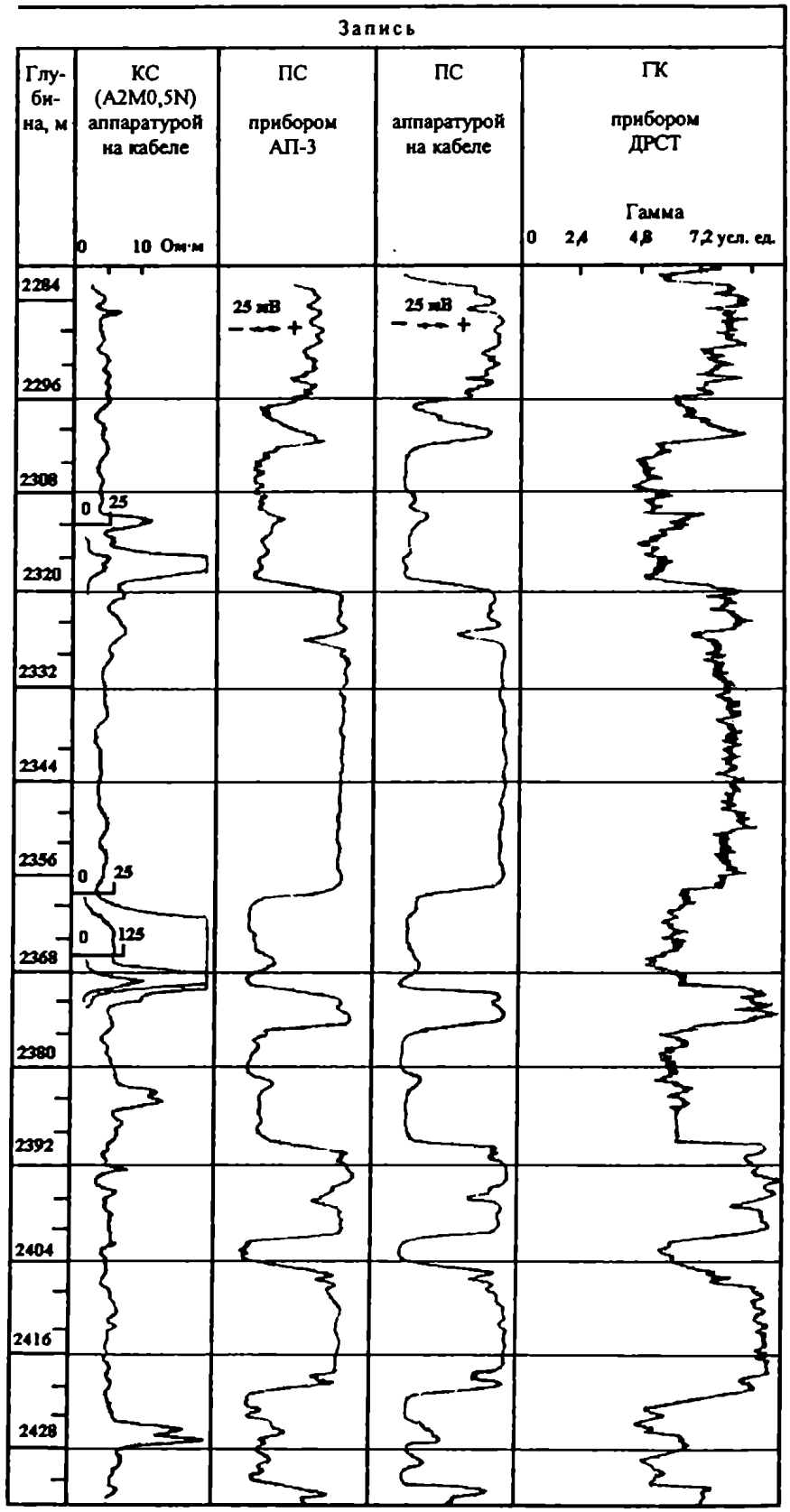


Рис. 1.35. *Каротаж наклонной скв. 909 (Солкинская площадь*



Тюменской обл.) автономной аппаратурой АП-3

Для получения каротажных диаграмм в стандартном масштабе глубин (1:200 или 1:500) к дешифратору подключается фоторегистратор от автоматической каротажной станции.

Технические характеристики аппаратуры АП-3

Число измерительных каналов	5
Диапазон измерений КС, Ом·м	0,5…300
Диапазон измерений ПС, мВ	0,5…500
Предел основной допустимой погрешности по всем каналам в зависимости от измеряемой величины x	$\pm(0,5 + 0,025x)$
Емкость памяти регистратора, ч	4
Скорость транспортирования ленты, мм/с	12
Вибростойкость в диапазоне частот 0…80 Гц, g	40
Диапазон рабочих температур для глубинного снаряда, °С	10…100
Максимальное гидростатическое давление на глубинный снаряд, МПа	50
Габариты глубинного снаряда, мм:	
длина	6000
диаметр	170
Общая масса аппаратуры, кг	250

Каротаж наклонных и осложненных скважин аппаратурой АП-3 проводится по следующей методике. Глубинный прибор на забой скважины спускается с помощью колонны бурильных труб. Заполнение труб промывочной жидкостью происходит через канал в нижнем переводнике прибора. При достижении заданной глубины исследований дается выдержка на время до включения прибора временным устройством включения. В процессе спуска труб и стоянки допускается промывка скважины. Измерения производятся в процессе подъема труб с минимально возможной скоростью работы буровой лебедки (900…1200 м/ч). Скорость подъема должна быть как можно более равномерной. Для последующего уточнения привязки данных измерений к глубине все операции при измерениях хронометрируются.

Воспроизведение записанной информации осуществляется после подъема прибора на поверхность и извлечения устройства регистрации в процессе ускоренной протяжки магнитной ленты в прямом направлении с помощью дешифратора. Синхронная регистрация диаграмм производится с помощью фоторегистратора каротажной станции. В процессе воспроизведения по значениям стандарт-сигналов и нуль-сигналов уточняются линии отсчета и масштабы регистрации КС и ПС.

Первичная обработка диаграмм сводится к исключению отрезков, соответствующих остановкам в процессе измерения, и приведению кривых к одной глубине с учетом расстояния между точками записи различных зондов. Привязка диаграмм автономной записи к глубине достигается путем корреляции соответствующих реперов на кривой ПС, записанной автономной аппаратурой, и стандартной кривой ГК, снятой через колонну бурильных труб аппаратурой на кабеле.

При интерпретации кривых с помощью палеток, рассчитанных для соответствующих кольцевых зондов, необходимо учитывать влияние на показания зондов колонны труб, промывочной жидкости и ограниченной толщины пластов.

На рис. 1.35 приведены диаграммы каротажа одной из наклонных скважин Тюменской области с углом искривления до 43°, сопоставленные с материалами стандартного каротажа, которые демонстрируют хорошую повторяемость конфигурации и значений амплитуд кривых КС одноименных зондов и кривых ПС. Диаграммы зонда A0,4M0,1N, записанные аппаратурой АП-3, характеризуются повышением значений КС по сравнению с записью зондом такой же длины на кабеле, что обусловлено особенностью буферных кольцевых зондов, показания которых меньше подвержены влиянию сопротивления промывочной жидкости.

Диаграммы КС потенциал-зонда A0,5M и ПС, записанные автономным прибором как по конфигурации, так и по амплитудам, практически не отличаются от соответствующих кривых стандартного электрокаротажа. Хорошая коррелируемость кривой ПС, зарегистрированной автономной аппаратурой, и кривой ГК, записанной прибором ДРСТ в обсаженной скважине, позволяет обеспечить достаточно надежную привязку диаграмм АП-3 к разрезу.

Раздел 2. БЕСКАБЕЛЬНЫЕ ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

2.1. ЗАДАЧИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ И ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

2.1.1. Задачи скважинных измерений телесистемами

Задачи скважинных измерений системами, использующими каналы связи забой–устье, можно разбить на три основные группы:

1) оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;

2) контроль направления бурения скважин с целью управления процессом направленного бурения по заданной траектории;

3) литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Имея с забоя данные о частоте вращения долота и истинной осевой нагрузке на долото, можно поддерживать режим таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная механическая скорость проходки, следить за износом долота, не допуская критических режимов его работы [1, 7, 15, 25–27, 31, 35, 36, 38, 39, 48, 55, 81, 82, 85, 167].

В связи со все возрастающими объемами кустового, направленного и горизонтального бурения (в том числе для охраны окружающей среды) весьма актуальными становятся проблема контроля за направлением ствола скважины в процессе ее бурения, проблема возможности управления этим процессом по намеченной программе. Комплекс измерительных датчиков контроля направления ствола скважины должен состоять из датчиков измерения угла наклона скважины, ее азимута. Для управления процессом направленного бурения измерительную систему оборудуют также датчиком положения отклонителя. Описанные две группы датчиков могут быть объединены в одной телеизмерительной системе для оптимизации процесса бурения скважин наклонно направленного и горизонтального бурения.

В ряде случаев целесообразно в качестве дополнительной информации с забоя иметь данные о расходе промывочной жидкости для определения герметичности замковых соединений бурильного инструмента, изучения режима очистки забоя от шлама; целесообразно также измерять температуру на забое для изучения теплового режима бурения скважины.

Информативным параметром является и вибрация бурильного инструмента. Она характеризует как процесс разрушения горных пород, так и свойства разбуриваемых пластов (упругие характеристики, литологический состав и др.).

Измерение геофизических параметров в процессе бурения скважин позволяет получить сведения о литологическом составе и удельных электрических сопротивлениях пластов, не затронутых проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, что дает возможность надежно выделять продуктивные горизонты, исключая их пропуск, а по изменению характеристик пластов – прогнозировать приближение зон аномально высокого или аномально низкого пластовых давлений, границ продуктивного пласта. Кроме того, наличие в измерительном комплексе геофизических зондов различной глубинности обеспечивает возможность измерений параметров пластов с целью изучения динамики образования зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в призабойной зоне.

Измерение естественной радиоактивности горных пород, окружающих скважину, как правило, дает возможность провести литологическое расчленение разреза и в комплексе с электрическими характеристиками пласта выделять границы пласта, расчленять разрез на отдельные пропластки. Как правило, контроль режима бурения осуществляется станцией геолого-технологических исследований по показаниям наземных датчиков. К ним относятся: измерение механической скорости бурения, веса на крюке, расхода бурового раствора и давления на стояке, газовый и люминесцентный и другой каротаж.

Данные геофизических исследований, полученные в процессе бурения, могут служить в большинстве скважин надежным критерием интерпретации результатов с целью дальнейшего планирования работ на скважине (опробования объектов, отбора керна и др.). В этих случаях комплекс ГИС, проводимый аппаратурой на кабеле, может быть сокращен и соответственно уменьшено время на задалживание скважин для проведения ГИС.

Объединение перечисленных комплексов в единую телеизмерительную систему требует передачи большого объема информации и может быть реализовано только с каналом, обладающим высокой пропускной способностью.

Характерной особенностью телеизмерительных систем в процессе бурения является то, что выход из строя любого блока скважинной аппаратуры приводит к потере информации до конца рейса и требует извлечения глубинного прибора на земную поверхность для восстановления его работоспособности.

Повышенные вибрации, воздействие агрессивной и абразивной среды, удары, механические нагрузки на сжатие и растяжение, кручение, повышенные давление и температура требуют разработки специальных мер защиты, применения износостойких высокопрочных материалов, прочных покрытий.

Учет специфических требований к скважинным информационно-измерительным системам различного назначения позволяет обеспечить необходимую надежность систем, продлить срок их эксплуатации в скважинных условиях. Особое значение имеет надежная работа при значительных вибрациях и механических нагрузках.

Таким образом, комплекс скважинных измерений в процессе бурения: скорости вращения режущего инструмента – долота, осевой нагрузки и крутящего момента, вибрации долота, расхода и температуры бурового раствора, угловых параметров траектории определяет технологический режим бурения, его оптимальность.

Регистрация естественной радиоактивности горных пород, измерение акустических и электрических свойств окружающих скважину горных пород в процессе бурения обеспечивают литологическое расчленение геологического разреза, определение насыщенности пласта, выделение зон аномальных пластовых давлений, пеленгации границ продуктивного пласта на наклонных пологих и горизонтальных участках бурения нефтегазовых скважин.

2.1.2. Выбор частоты опроса измерительных датчиков, способа передачи и канала связи

Для правильного построения измерительной системы необходимо знать параметры входных сигналов. Входной информацией для систем телеизмерений в процессе бурения скважин служат

данные о технологических параметрах режима бурения (частоте вращения турбобура, осевой нагрузке на долото, расходе бурового раствора, температуре на забое и др.), данные о направлении ствола скважины (угле наклона, азимуте и положении отклонителя) и геофизические параметры (электрическое сопротивление горных пород, их естественная радиоактивность, упругие свойства пластов в разрезе и др.).

Считая, что в интервале a–b функция представлена достаточно полно, ее спектр можно выразить следующим образом (А.А. Харкевич, 1962):

$$S(\omega) = \int_a^b F(t)e^{-j\omega t}\,dt.$$

По числовым значениям функций, отсчитанным с достаточно малым шагом квантования, можно найти их спектры.

Такой расчет был выполнен по диаграммам электрического каротажа для зондов различной длины (боковое каротажное зондирование), бокового каротажа, естественной радиоактивности при максимальных скоростях проходки скважин в разных районах России и стран СНГ (Башкортостана, Татарстана, Самарской и Оренбургской областях, Украины, Белоруссии, Узбекистана, Тюменской области (рис. 2.1). В качестве исходных данных для расчета спектров технологических параметров (нагрузки на забой, частоте вращения долота) были взяты данные по районам Татарстана, Башкортостана и Тюменской области.

Совершенно очевидно, что частоту опроса геофизических датчиков в процессе бурения следует выбирать, исходя из детальности исследования разреза и скорости углубления скважины [42]. Для правильного выбора частоты опроса датчиков, характеризующих процесс бурения, необходимо знать также частотные свойства входных сигналов.

Если известен закон изменения функции во времени $F(t)$, то ее спектр может быть определен по формуле

$$S(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} F(t)e^{-j\omega t}\,dt.$$

Располагая значительным объемом графического представления исследуемых функций (геофизических, технологических), можно определить их частотные спектры.

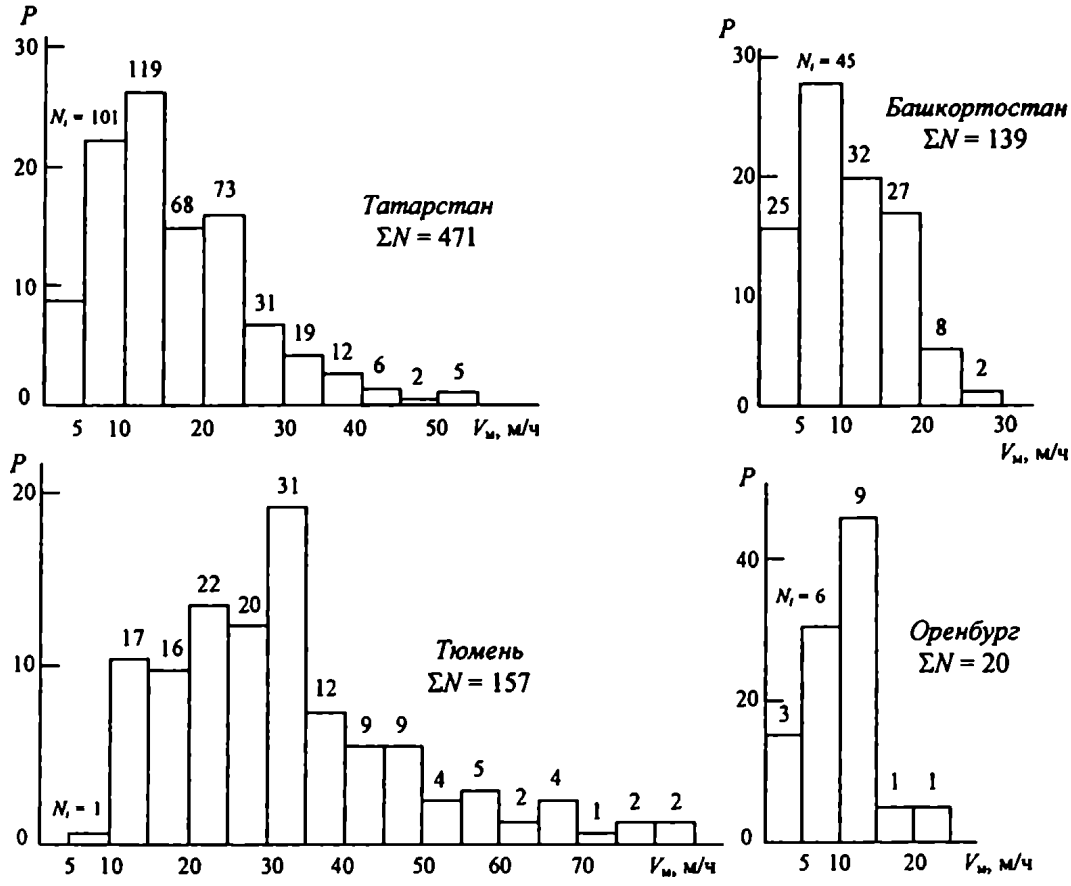


Рис. 2.1. *Гистограммы распределения механической скорости бурения для различных регионов:*
$P(V_м) = (N_i / \Sigma N)\ 100\ \%$, где ΣN – общее число рейсов; N_i – число рейсов, соответствующее i-му интервалу скоростей

В практических расчетах для определения относительной погрешности воспроизведения сообщений может быть использовано выражение $\Delta t = \sigma/\omega_в$, позволяющее по заданной погрешности воспроизведения при известных спектральных характеристиках сообщения найти верхнюю граничную частоту спектра $\omega_в$ и интервал дискретизации.

На рис. 2.2 приведены частотные спектры входных сигналов. Анализ спектров этих кривых показывает, что все они ограничены по частоте в диапазоне от 0 до 0,05 Гц для геофизических сигналов и для технологических – от 0 до 0,025 Гц.

Ограниченность по частоте спектра входных сигналов позволяет применять теорему Котельникова о представлении непрерывной функции ограниченного спектра последовательностью своих мгновенных значений, отсчитанных через интервалы времени

$\Delta t = 1/2\, f_{гр}$ ($f_{гр}$ – граничная частота спектра непрерывного сигнала). Это позволяет принять практически во всех случаях измерений шаг квантования сигналов глубинных измерений по времени 10…20 с.

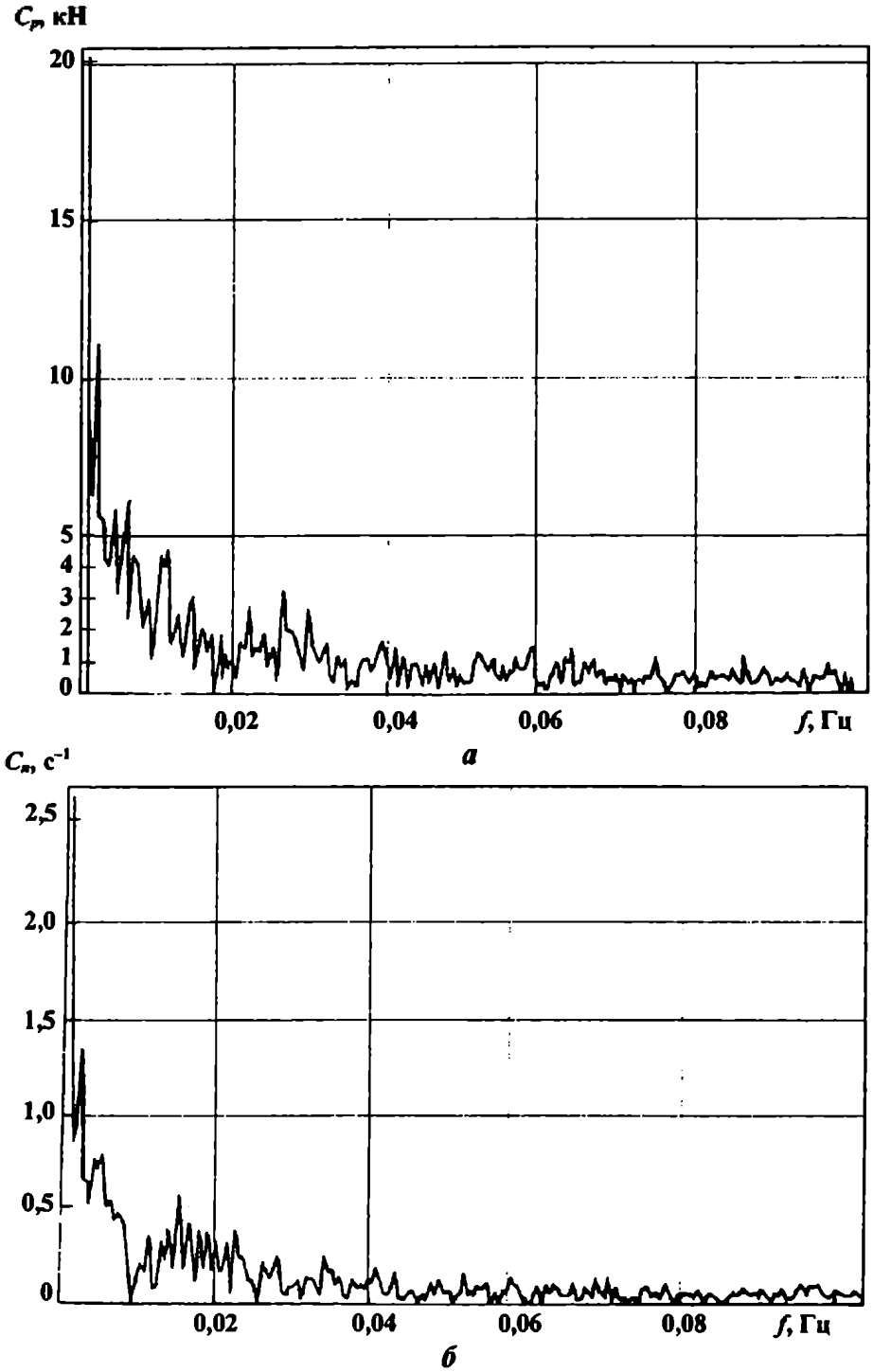


Рис. 2.2. *Спектры функций технологических параметров бурения, записанных на скважинах Альметьевского УБР:*
а – осевой нагрузки на долото C_p; *б* – частоты вращения долота C_n

Для определения динамического диапазона измерения технологических параметров была проведена статистическая обработка результатов измерений по 45 скважинам Башкортостана, Татарстана, Белоруссии и Тюменской области при различных режимах бурения, свойствах промывочной жидкости, при различном буровом оборудовании, типе долот. Динамический диапазон изменения геофизических параметров определен по 44 скважинам Башкортостана, Самарской, Саратовской и Тюменской области, Белоруссии. Данные обработки приведены на рис. 2.3 в виде гистограмм.

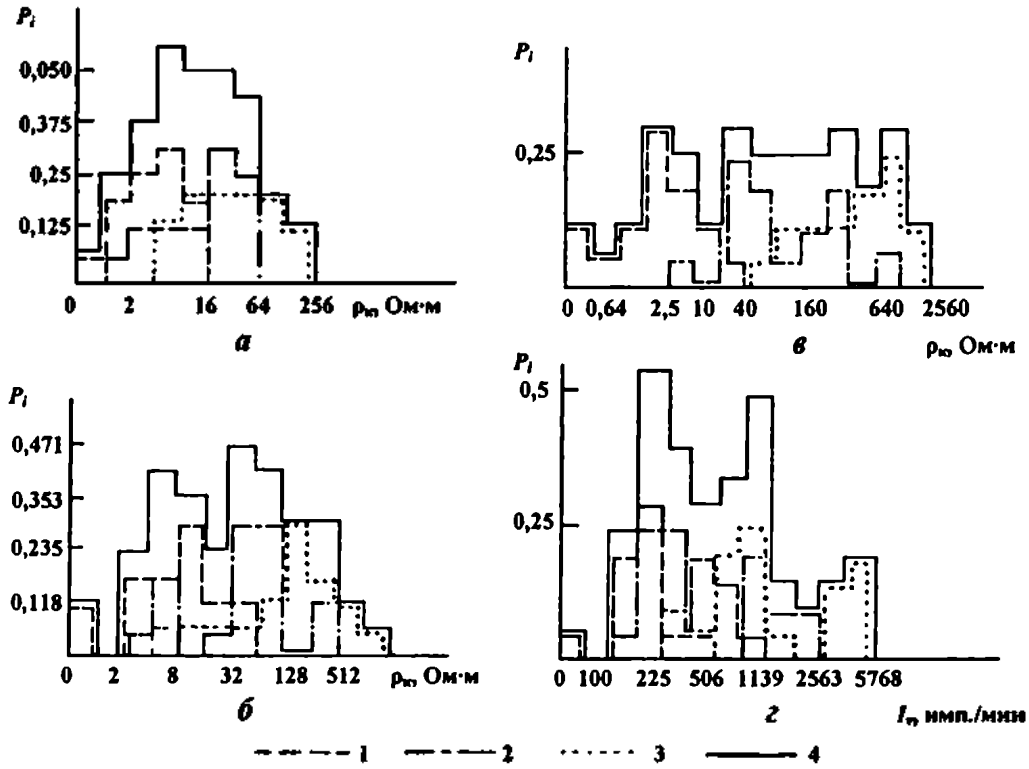


Рис. 2.3. *Гистограммы распределения амплитуд сигналов от геофизических датчиков.* Измерение КС градиент-зондом: *а* – L = 0,45 м; *б* – L = 2,25 м; *в* – измерение КС зондом БК; *г* – измерение ГК; гистограммы амплитуд: *1* – минимальных, *2* – средних, *3* – максимальных, *4* – общая

Особые требования при точно направленном бурении наклонных, пологих и горизонтальных нефтегазовых скважин предъявляются к инклинометрическим технологическим измерениям в процессе бурения скважин. Ранее выполненными расчетами были установлены зависимости величины отклонения забоя при контроле траектории наклонно направленных скважин скважинными инклинометрами с различными погрешностями измерений зенитного и азимутального углов [73].

Было установлено, что для проектной разработки месторождений наклонно направленными скважинами по сетке 400×400 м погрешности угловых измерений не должны превышать ±0,25°.

Определим, какую точность угловых измерений необходимо иметь, чтобы обеспечить надежную проводку скважины внутри горизонтального пласта.

Считая протяженность горизонтального участка в пределах от 300 до 1000 м, определим отклонение ствола скважины по вертикали и горизонтали при погрешностях датчиков угловых перемещений: ±1,0°, ±0,5°, ±0,25° и ±0,1°.

Учитывая, что отклонение ствола скважины по вертикали (по зенитному углу):

$$\pm h_3 = l_{гор} \sin(\Delta\alpha),$$

а по горизонтали (по азимуту):

$$\pm h_3 = l_{гор} \sin(\Delta\varphi),$$

где $l_{гор}$ – длина горизонтального участка; $\Delta\alpha$ и $\Delta\varphi$ – погрешности измерения зенитного и азимутального углов.

Отклонение ствола скважины при различных погрешностях измерения углов горизонтального участка длиной 300, 500, 750 и 1000 м приведены в табл. 2.1–2.3.

Таблица 2.1

Зависимость величины отклонения забоя скважины по горизонтали и вертикали при разных погрешностях замеров δ зенитного угла (длина скважины 1000 м)

Отклонения забоя скважины по горизонтали и вертикали при погрешности		Зенитный угол, град.									
		2	5	10	15	20	30	45	60	75	85
δ = ±2,0°	*A*, м		69,5	68,8	67,4	65,6	60,5	49,3	34,9	2,4	6,1
	H, м	6,1	6,1	11,9	11,8	23,9	34,9	49,3	60,5	33,7	69,5
δ = ±1,0°	*A*, м	34,9	34,8	34,4	33,7	33,3	30,2	24,7	17,	8,6	3,0
	H, м	1,2	3,0	6,0	9,0	11,9	17,5	24,7	30,2	33,7	3,8
δ = ±0,5°	*A*, м	17,6	17,6	17,2	17,2	16,4	15,1	12,3	8,7	7,5	1,6
	H, м	0,7	1,6	0,3	4,5	6,0	8,7	12,3	15,1	16,9	17
δ = ±0,25°	*A*, м	8,8	8,7	8,3	8,4	8,2	7,5	6,1		2,3	0,7
	H, м	0,3	0,7	1,5	2,3	3,0	4,4	6,0	7,6	8	8,7

Таблица 2.2

Зависимость величины отклонения забоя скважины по азимуту при разных погрешностях измерения азимута (длина скважины 1000 м)

Отклонения забоя скважины		Зенитный угол, град.										
		2	5	10	15	20	30	45	60	70	75	85
$\delta = \pm 2{,}0°$	*A*, м	2,43	6,08	12,11	18,05	23,86	34,90	49,33	60,42	65,5	67,4	68,5
	H, м	0,87	3,25	6,06	9,03	11,93	17,45	24,66	30,21	32,7	33,7	34,25
$\delta = \pm 1{,}0°$	*A*, м	0,44	1,67	3,03	4,51	5,67	8,73	12,33	15,00	16,3	16,8	17,13
	H, м	0,22	0,84	1,50	2,26	2,83	4,36	6,16	7,50	8,20	8,43	8,56
$\delta = \pm 0{,}5°$	*A*, м	4,86	12,16	24,22	36,10	47,72	69,80	98,66	120,84	131,0	134,0	137,0
	H, м	1,44	6,05	12,11	18,05	22,50	34,90	49,30	60,00	65,5	57,4	68,50
$\delta = \pm 0{,}25°$	*A*, м	0,77	3,03	6,06	9,03	11,25	17,45	24,65	30,00	32,7	33,7	34,25
	H, м	0,39	1,50	3,03	4,51	5,67	8,73	12,33	15,00	16,3	16,8	17,17

Таблица 2.3

Зависимость отклонения ствола скважины при различной погрешности инклинометрических измерений от длины горизонтального участка

Погрешность измерений, град.	Протяженность горизонтального участка, м			
	300	500	750	1000
±1,0	5,13	8,72	13,08	17,45
±0,5	2,61	4,36	6,54	8,72
±0,25	1,3	2,18	3,27	4,36
±0,1	0,52	0,87	1,3	1,74

Если толщина продуктивного пласта составляет около 4 м, то при протяженности горизонтального участка более 500 м траектория скважины выйдет за пределы продуктивного пласта по вертикали.

Требования по азимутальным измерениям могут быть несколько ослаблены из-за протяженности пласта по горизонтали, но при батарейной разработке месторождений горизонтальные скважины должны иметь отклонения от проектных траекторий не более ±(5…7) м (допустимая погрешность – не хуже ±0,25°). Следовательно, инклинометрические измерения в процессе проводки скважин скважинными приборами типа КИТ и другими с аналогичными параметрами не обеспечивают необходимых проектных траекторий.

Таким образом, для обеспечения требуемой точности проводки ствола скважины по заданной траектории точность измерения зенитного угла должна составлять не хуже ±0,1° в диапазоне ±(90...110)°, угла положения отклонителя ±0,1° в диапазоне 0...360°, азимутальных отклонений скважин не должна превышать ±(0,5...1)°, а лучше ±0,25° в диапазоне 0...360° [124].

Характерные задачи ставятся перед геофизическими измерениями. Наряду с определением физических свойств окружающих скважину горных пород (литологии, пористости, нефтегазоводонасыщенности и др.) для проводки скважины по продуктивному пласту необходимо знать положение колонны бурильных труб в пласте. Геофизические датчики должны давать информацию при их приближении к кровле или подошве пласта. Особенно важно, чтобы бурильный инструмент не вскрыл нижнюю водонасыщенную зону залежи. В этом случае вместо нефти введенная в эксплуатацию скважина будет добывать воду.

Анализ полученного материала свидетельствует о следующем.

Наибольший динамический диапазон изменения сопротивлений имеет электрический каротаж. С погрешностью менее 1 % можно считать, что основной диапазон изменения амплитуд входных сигналов для градиент- и потенциал-зондов различной длины заключен в интервале удельных сопротивлений $\rho_к$ = 0,5...250 Ом·м; для зондов бокового каротажа $\rho_к$ = 0,5...2500 Ом·м (P_i > 0,05), инклинометрических датчиков – 0,1...180°, 0,25...360°.

Значительно меньший амплитудный спектр имеют сигналы гамма-каротажа (I_γ) и нейтронного гамма-каротажа ($I_{n\gamma}$). Распределение найдено при условии, что аппаратура должна регистрировать уровни, величина которых превышает погрешность, обусловленную флуктуациями при измерении, в 2 раза.

Динамический диапазон изменений частоты вращения долота, осевой нагрузки на забой, температуры в стволе скважины, расхода бурового раствора составляет соответственно 4...25 $с^{-1}$, 0...500 кН, 0...100 °С, 0...$4 \cdot 10^{-2}$ $м^3/с$ при числе квантований по уровню точек измерений до 100 и погрешностью не более ±2 %.

Поэтому система телеизмерений в процессе бурения должна обеспечивать измерение и передачу на дневную поверхность медленно меняющихся сигналов с частотным спектром 0...0,1 Гц.

С учетом погрешности измерения частоту опроса датчиков выбирают в соответствии с теоремой В.А. Котельникова, исходя из

известного спектра регистрируемого полезного сигнала при квантовании его по времени:

$$f_k^2 = \frac{1}{h^2} = \frac{\left[\frac{d^2F(t)}{dt^2}\right]}{8\delta_д},$$

где $\delta_д$ – допустимая погрешность измерений.

Если задать погрешность измерений, например, $\delta_д = 2...3$ % и иметь массив чисел для наиболее дифференцированных участков диаграмм, можно найти первую и вторую производные функции, а затем вычислить необходимую частоту опроса датчиков.

Для бокового каротажа при скорости проходки 60 м/ч частота опроса должна быть не менее 0,0095 Гц; для измерений естественной радиоактивности – $3 \cdot 10^{-2}$ Гц. Это позволяет получать на каждый метр перемещения глубинного прибора по стволу скважины до десяти значений измеряемого параметра, что является достаточным для надежного выделения пластов, определения глубины их залегания и оценки их свойств. Выбор шага квантования сигналов измерений технологических параметров через каждые 10 с дает возможность контролировать буровой процесс и определить его оптимальный режим.

На основании проведенных расчетов сформулированы требования к комплексам измерений, динамическому диапазону и частоте опроса измерительных датчиков, точности измерений для телеизмерительных систем, для решения задач оптимизации процесса бурения и прогнозирования продуктивных пластов в процессе бурения (табл. 2.4). Анализируя данные расчетов, можно сделать следующие выводы о возможностях применения того или другого канала.

1. Для передачи одного или нескольких технологических или геофизических параметров может быть использован любой из каналов: гидравлический, акустический, проводной или беспроводной.

2. Для реализации всей программы глубинных измерений пропускной способности гидравлического канала недостаточно*.

---

* Для увеличения пропускной способности гидравлического канала связи забой–устье фирма "Шлюмберже" применила фазовую манипуляцию на частоте передачи 7,5 Гц и систему корреляционного приема, что позволило приблизить по пропускной способности гидравлический канал к беспроводному.

3. Беспроводной канал по простоте и надежности наиболее перспективен, уступает лишь по пропускной способности проводному каналу.

Таблица 2.4

Основные технические требования к телеизмерительным системам в процессе бурения, использующим каналы связи забой–устье

Измеряемый забойный параметр	Решаемая задача	Диапазон измерений	Периодичность опроса	Точность измерений
Частота вращения долота (винтовой двигатель, турбобур)	Оперативный технологический контроль за режимом бурения скважины с целью его оптимизации	10…350 мин$^{-1}$ 10…2000 мин$^{-1}$	1 раз в 5 с 1 раз в 10 с	±1 мин$^{-1}$ ±5 мин$^{-1}$
Осевая нагрузка		10…500 кН	1 раз в 10 с	±5 %
Зенитный угол искривления скважины	Контроль направления бурения скважины и управления процессом направленного бурения	0…180°	1 раз в 10 с	±(5…6)'
Азимут искривления скважины		0…360°	1 раз в 1 мин	±15'
Положение отклонителя		0…360°	1 раз в 10 с	±15'
Расход бурового раствора	Контроль подачи бурового раствора	1…50 л/с	1 раз в 2 мин	±5 %
Температура	Тепловой режим	10…120 °С	1 раз в 20 с	±1°С
Температура горных пород	Литологическое расчленение геологического разреза скважины. Определение параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата бурового раствора, выделение коллекторов нефти и газа, прогнозирование зон АВПД	10…120 °С	1 раз в 20 с	±5 %
Естественная радиоактивность горных пород		1…250 мкР/ч	1 раз в 15 с	0,256 имп./с
Удельное электрическое сопротивление горных пород, измерения зондами различной длины		0…6,4 1…64 10…640 100…6400 Ом·м	1 раз в 10 с	±5 %

Частота опроса датчиков, динамический диапазон измерений, необходимая точность определяются технологией и участком разреза бурящейся скважины и изменениями измеряемых параметров по времени и глубине. Скорость проходки также зависит от режима бурения на вертикальном участке, участке набора кривизны, участке стабилизации ствола скважины, на пологом и горизонтальном участках.

Механическая скорость бурения наклонно направленных скважин Западной Сибири изменяется в пределах 2...300 м/ч, составляя на вертикальном участке 120...250 м/ч, пологом – 2...20 м/ч, горизонтальном – 2...10 м/ч (см. рис. 2.1).

При проводке вторых стволов из обсаженных скважин старого фонда (разветвленно-горизонтальных скважин) месторождений углеводородов Западной Сибири механическая скорость бурения составляет: на участке набора кривизны – до 5...10 м/ч, на горизонтальном – до 20...25 м/ч.

В соответствии с Технической инструкцией по геофизическим работам в скважинах [172] частота опроса геофизических датчиков (ГК, КС, ПС, ВК, ЭК) не должна быть реже 5 точек на 1 м глубины и выбирается исходя из скорости изменения параметра. Желание передать всю информацию по каналу связи ограничено пропускной способностью канала, и в ряде случаев передают на поверхность только те параметры, которые необходимы для оптимального управления процессом проводки скважин, большую часть объема измеренных данных записывают в память скважинного прибора телесистемы для последующего считывания информации после извлечения прибора на дневную поверхность.

Как правило, на различных участках траектории приоритетность датчиков меняется и переключением программ можно менять формат передачи.

Инклинометрические датчики, хотя и относятся к геофизическим, в телесистеме выполняют роль технологических (особенно динамичен угол разворота).

Минимальная частота опроса датчика зенитного угла, угла разворота должна составлять не менее 1 раза в 10 с. С такой же частотой необходимо опрашивать датчики скорости вращения долота, осевой нагрузки или крутящего момента. Поскольку буримость горных пород во многом определяется твердостью разбуриваемых пород, которая хорошо коррелируется с геофизическими кривыми КС, ГГК, частота опроса датчика буримости может быть снижена (см. рис. 2.1).

Частота опроса датчика измерения азимутального угла достаточна – 1 опрос в 5…6 мин.

На рис. 2.4,*а* приведены оптимальные часто́ты опроса датчиков, динамический диапазон измерений параметров и необходимая точность измерений, на рис. 2.4,*б* предлагаемые временные диаграммы работы и протокол передачи информации по каналу связи телесистемы на вертикальном, пологом и горизонтальном участках бурящихся скважин Западной Сибири.

Измеряемый параметр	Частота опроса	Диапазон измерений	Погрешность измерений
Частота вращения долота, мин$^{-1}$: винтовой двигатель турбобур	1 раз в 5 с 1 раз в 10 с	0…350 10…1500	±10
Осевая нагрузка, кН	1 раз в 10…15 с	50…500	±5
Уровень вибраций, м/с	1 раз в 10 с	5…50	±5 %
Температура, °С	1 раз в 1 мин	5…100	±5 %
Зенитный угол, град.	1 раз в 10 с	0…120	5…6′
Азимут, град.	1 раз в 1 мин	0…360	15′
Положение отклонителя, град.	1 раз в 10 с	0…360	15′
Удельное электрическое сопротивление горных пород, Ом·м	1 раз в 1 мин	0,5…5000	±5 %
Естественная радиоактивность горных пород, мкР/ч	1 раз в 1 мин	1…250	±5 %
Расстояние от кровли и подошвы пласта, м	1 раз в 1 мин	0…2	±0,2

а

|←10 с→| Обороты долота 1 число 5 разрядов |←10 с→| Осевая нагрузка 1 число 9 разрядов |←10 с→| Вибрации 2 числа по 9 разрядов		
|←6 мин Инклинометр – 3 двенадцатиразрядных числа |←2 мин Геофизические датчики – 3 девятиразрядных числа (2БК, ГК)		Вертикальный участок
|←6 мин Инклинометр – 3 двенадцатиразрядных числа |←2 мин Геофизические датчики – 4 девятиразрядных числа (2БК)		Наклонный участок
|←6 мин Инклинометр – 3 двенадцатиразрядных числа |←1 мин Геофизические датчики – 7 девятиразрядных чисел (2БК, ГК, ЭК)		Горизонтальный участок

б

Рис. 2.4. *Комплекс ГИС, рекомендуемый на различных участках проводки скважин*: *а* – комплекс ГИС, динамический диапазон и точность измерений; *б* – временная диаграмма опроса датчиков

Таким образом, технические требования к телесистемам с электромагнитным каналом связи забой–устье с расширенным комплексом измерений предусматривают высокоточные измерения в наклонно направленных и горизонтальных глубоких (до 5 км) нефтегазовых скважинах Западной Сибири и легли в основу разработок телесистем.

По мнению авторов, электромагнитный канал является надежным в эксплуатации и по пропускной способности – предпочтительным и уступает лишь проводному каналу.

В ряде случаев заказчик настаивает на применении гидравлического канала и при скорости передачи сигналов в 0,5...0,8 бит/с приходится сокращать измерительный комплекс, применять математическую обработку данных измерений скважинным сигнальным процессором, передавая по каналу конечные результаты датчиков или уплотняя канал передачи передачей определенных символов или снижая разрядность.

Диапазон рабочих частот в электромагнитном канале связи забой–устье телесистем от 1 до 10...12 Гц, в основном – 2...6 Гц при дальности канала 5 км. Это свидетельствует о том, что он является более перспективным по пропускной способности, а, учитывая то, что гидравлический канал не работает в условиях бурения на аэрированных растворах и при содержании газа (воздуха) в растворе более 7 %, электромагнитный канал становится единственным возможным в применении.

Для обеспечения передачи данных с больших глубин со скоростью выше пропускной способности электромагнитного канала связи не исключено использование комбинированного канала связи.

2.2. КАНАЛЫ СВЯЗИ ЗАБОЙ–УСТЬЕ

2.2.1. Общие сведения из теории информации, о свойствах сигнала и системах измерений в скважинах

Совокупность технических средств, служащих для передачи сообщений от источника к получателю, образует канал связи. Этими средствами являются передатчик, линия связи и приемник (рис. 2.5). Канал связи вместе с источником и получателем сообщений образует систему связи.

Назначение передающего устройства – отобразить сообщение в сигнале, наиболее удобном для передачи по данной линии связи.

Для телеизмерительных систем – это преобразование неэлектрических величин от измерительных датчиков в электрические сигналы, в вид, удобный для передачи в канал связи.

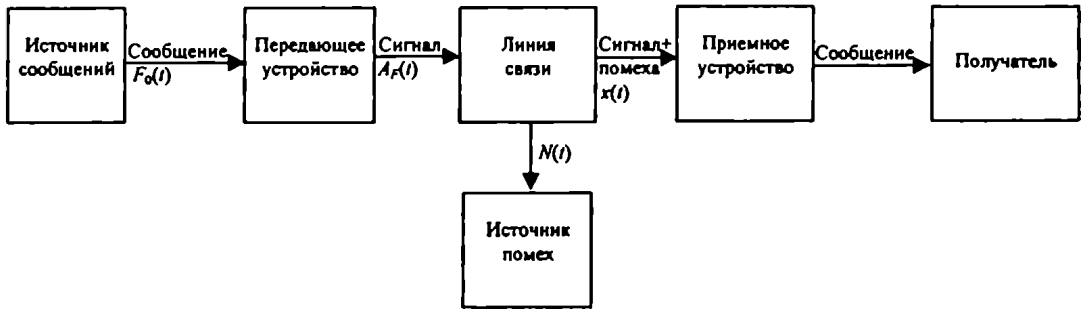


Рис. 2.5. *Канал связи*

В общем случае процесс отображения сообщения в сигнале состоит из трех операций: преобразования, кодирования и модуляции. В многоканальных системах связи, обеспечивающих взаимно независимую передачу нескольких сообщений по одной общей линии, к этим трем операциям необходимо добавить операцию формирования "многоканального" сигнала.

Линия связи – это среда, используемая для передачи сигналов от передатчика к приемнику. Информация от забоя скважины к поверхности может передаваться с помощью:

1) проводных линий связи, встроенных в бурильный инструмент, в том числе токоподводов электробура;

2) гидравлических импульсов по промывочной жидкости;

3) акустических импульсов по металлу трубы или по промывочной жидкости;

4) электромагнитных колебаний.

Независимо от того, что используется в канале в качестве агента связи (электромагнитное поле, колонна бурильных труб как упругая линия или столб промывочной жидкости), любой канал связи характеризуется затуханием сигнала вдоль линии связи [49, 112]. В простейшем случае (в однородной среде) уровень сигнала в точке приема $U_{пр}$ меньше уровня сигнала передачи $U_{пер}$:

$$U_{пр} = U_{пер}\, e^{-\beta l},$$

где β – коэффициент затухания; l – длина линии связи.

Основное назначение систем телеизмерений в процессе бурения скважин заключается в оперативном получении с забоя данных глубинных измерений, используемых для уточнения режима бурения с целью его оптимизации (установление оптимальной частоты

вращения бура и осевой нагрузки на долото и др.), определения и корректировки направления бурения ствола, исследования геофизических характеристик геологического разреза для установления истинных параметров вскрытых пластов и прогнозирования их продуктивности.

Пропускная способность канала связи

Реальный канал имеет определенную ширину полосы пропускания $F_к$, а погрешности при передаче тесно связаны с уровнем помех, который для данного канала также имеет определенную среднюю квадратическую величину $U_{п.э}$ (уровень помех эквивалентный).

Если не принимается специальных мер по выделению слабых сигналов на фоне сильных помех, отклонение величины сигнала от истинного значения не может быть меньше уровня помех в канале, так что шаг квантования по энергии полезного сигнала при передаче по каналу связи должен быть не меньше средней квадратической величины уровня помех. Средний квадратический уровень сигнала, который может передаваться в данном канале, также связан с рядом причин. Обозначим этот уровень для суммы полезного сигнала и помех через $U_{с.э}$, рассматривая его как наибольший средний квадратический уровень сигнала, действующего в данном канале на входе приемника. Наибольшее число квантованных уровней сигнала в данном канале $n_к = U_{с.э} / U_{п.э}$.

Так как сигнал и помеха независимы, их общая средняя мощность $P'_с$ определяется суммированием мощности сигнала и мощности помехи $P_п$, а именно: $P'_с = P_с + P_п$.

С другой стороны, средние мощности пропорциональны квадратам соответствующих средних квадратических напряжений, так что

$$n_к = \frac{\sqrt{P_с}}{\sqrt{P_п}} = \sqrt{\frac{P_п + P_с}{P_п}} .$$

Зная ширину полосы пропускания канала $F_к$ и максимально допустимое для него число уровней $n_к$, можно получить формулу для определения пропускной способности канала связи*:

$$C' = 2F_к \log \sqrt{\frac{P_п + P_с}{P_п}} = F_к \log\left(1 + \frac{P_с}{P_п}\right).$$

* Строго говоря, формула справедлива только в том случае, если сигнал и помеха подчинены определенным законам распределения.

Если непрерывный источник при данной точности воспроизведения δ имеет скорость создания сообщений C, то можно закодировать сообщение на выходе источника и передавать его по каналу связи с пропускной способностью C' при точности воспроизведения, как угодно близкой к δ (т. е. без дополнительных погрешностей в канале), если только $C' \geq C$.

Это означает, что возможна передача с любой заранее заданной малой погрешностью, сколь угодно меньшей величины помех в канале, если только скорость создания сообщений меньше или равна пропускной способности канала [69, 112, 176]. Следует иметь в виду, что при $\delta \to 0$ скорость создания сообщений стремится к бесконечности и к каналу предъявляются требования бесконечно большой пропускной способности.

Методы передачи при $C = C'$ сильно усложняются, появляются большие задержки во времени при кодировании и декодировании. Чем больше превышение C' над C, т. е. чем ниже эффективность телеизмерительной системы, тем легче осуществить передачу и прием и тем проще аппаратура.

Реальные системы построены с весьма значительным превышением C' над C. Если $C' > C$, то принципиально неустранимы дополнительные погрешности, наблюдается потеря части информации в канале из-за помех, так что первоначальная точность воспроизведения δ не сохраняется.

Данное неравенство $C' > C$ является необходимым, но недостаточным условием для согласования сигнала с каналом. Необходимо согласовать еще их частотные характеристики. Например, передача сигнала возможна только в том случае, если $F < F_к$, где F – частота передачи, $F_к$ – граничная частота передачи в канале. Если это неравенство не соблюдается, то для передачи сигнала в данном канале необходимо так перекодировать сигнал, чтобы частота уменьшилась до уровня $F_к$. При этом неизбежно произойдет соответствующее увеличение времени передачи T. Происходит так называемый обмен частоты сигнала на время передачи. Если, например, сигнал, записанный на магнитофонную ленту, передавать в канал, снизив вдвое скорость протяжки ленты, то, естественно, уменьшится в 2 раза и верхняя частота спектра сигнала F. При этом в 2 раза увеличится время передачи, а количество информации сохранится прежним. Возможен также обмен мощности сигнала на полосу частот или время.

Увеличение мощности сигнала при сохранении уровня помех и, следовательно, шага квантования по уровню позволит соответственно увеличить число уровней и перейти к коду с большим основанием n. Код с большим основанием короче и требует меньшего времени T для передачи.

Время передачи теперь нетрудно выразить в частоте. Физически именно за счет таких преобразований возможна передача сигналов по каналу связи с помехами с погрешностью δ, значительно меньшей уровня помех в канале. Если даже $P_c < P_п$, то пропускная способность канала все еще остается конечной, и если она больше или равна C, то можно получить сколь угодно малую погрешность при передаче, пока соблюдается неравенство $C' > C$. Это приводит к увеличению времени передачи и при использовании специальных методов приема путем синхронного накопления сигнала можно добиться ситуации, при которой помехи, носящие случайный характер, будут компенсироваться, а сигнал, имеющий систематический характер, увеличится с ростом числа циклов накопления.

2.2.2. Гидравлический канал связи

Сущность передачи информации с забоя к устью по гидравлическому каналу связи заключается в посылке импульсов давления по промывочной жидкости, циркулирующей в скважине, с частотой, пропорциональной измеряемому параметру [49]. Для этого в нижней части бурильных труб устанавливают излучатель, который создает импульсы давления. В результате этого в гидравлическом канале образуется акустическая волна, в которой чередуются участки повышенного и пониженного давлений относительно среднего внешнего давления среды.

Скорость распространения упругих колебаний в жидкости определяется формулой

$$C = K/\gamma,$$

где γ – плотность среды; K – модуль объемной упругости жидкости.

На поверхности акустические колебания принимаются соответствующим пьезометрическим приемником давления. Звуковое давление

$$p = \sqrt{\gamma C I},$$

где I – сила звука.

При одинаковой силе звука I в воде и воздухе звуковые давления для воды значительно больше. Акустическое сопротивление воды в несколько тысяч раз превышает акустическое сопротивление воздуха:

$$\gamma_в C_в / \gamma_{возд} \approx 3{,}75 \cdot 10^3.$$

Следовательно, при одинаковых давлениях скорость колебания частиц в воде значительно больше, чем в воздухе.

Затухание интенсивности колебаний в воде также меньше, чем в воздухе, так как кинематическая вязкость, определяющая, в основном, поглощение колебаний, гораздо меньше для воды. При распространении колебаний в жидкости вдоль жестких металлических стенок бурильных труб поглощение возрастает.

Пространственный коэффициент затухания упругих колебаний определяется по формуле

$$\beta = 1/(L_n - L_1)\ln(A_n/A_1),$$

где A_1, A_n – амплитуда колебаний в сечениях, находящихся соответственно на расстояниях L_1 и L_n.

Гидравлический канал связи в трубах для передачи информации акустическими колебаниями с больших глубин (5000 м и более) использовать практически нельзя, так как в этом случае необходимы излучатели большой мощности, создать которые трудно. В случае импульсной передачи средняя мощность излучения может быть небольшой при значительной мощности сигнала.

Гидравлическая линия скважины представляет замкнутую систему, работающую следующим образом (рис. 2.6).

Поршневые насосы *1* являются источником энергии для приведения в действие забойного двигателя (турбобура) и для промывки скважины. Насосы прокачивают промывочную жидкость через наземную обвязку с компенсаторами *2*, буровой шланг *3* и далее бурильные трубы *4* к турбобуру *5* и забою скважины с постоянным средним расходом $Q_{ср}$ под давлением $P_о$. По затрубному пространству *6* промывочная жидкость возвращается в прием *7* насосов, замыкая этим цикл движения жидкости в гидросистеме. Рассмотренная система типична для всех скважин с возможными незначительными отклонениями лишь в выполнении ее отдельных звеньев. При использовании гидравлического канала в скважине для связи с забоем в нем необходимо учесть как активные помехи,

вызываемые работой различного оборудования, так и пассивные, возникающие, главным образом, в результате изменения параметров самого канала связи.

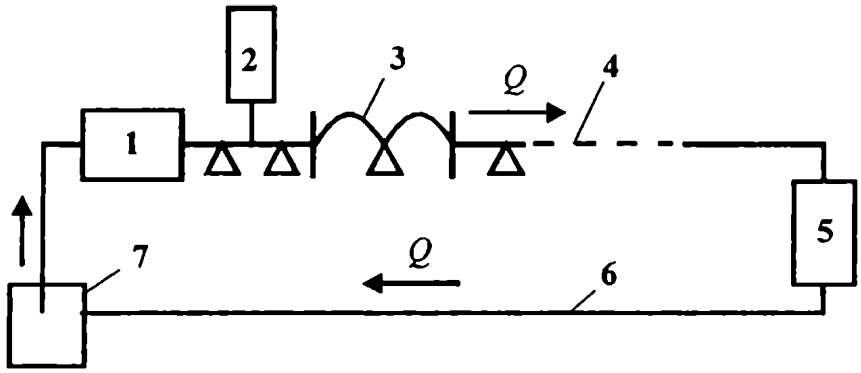


Рис. 2.6. *Схема гидравлической линии скважины*

При телеизмерении забойных технологических или геофизических параметров бурения предполагается передача информации по гидравлическому каналу связи в скважине (по жидкости в бурильных трубах) с помощью гидравлических сигналов с соответствующими параметрами (частотой, фазой, формой, длительностью, амплитудой и т. п.). В первую очередь необходимо определить характер и уровень помех в данном канале, чтобы при разработке средств телеизмерения выбрать диапазон частот, наиболее свободный от помех. В этом случае возможна надежная связь при наименьших затратах энергии на образование сигналов при достаточном отношении сигнала к помехе.

Помимо полезно затрачиваемой мощности насосов на забое скважины часть энергии расходуется ими на потери в линии между насосами и турбобуром (в наземном оборудовании и бурильных трубах) и в линии от забоя до поверхности (в затрубном пространстве). Указанные гидравлические сопротивления обусловливают необходимость создавать насосами определенное давление на устье скважины p_0, пропорциональное квадрату расхода жидкости Q и гидравлическому сопротивлению $R_г$. Для нормальной работы турбобура и всей гидравлической линии желательно, чтобы расход промывочной жидкости был постоянным во времени. Однако в силу характера работы поршневых насосов жидкость подается неравномерно, в связи с чем буровые насосы являются одновременно и основными генераторами помех в гидравлической линии связи, имеющих высокий уровень.

В работе [49] подробно рассмотрены и исследованы источники помех в гидравлическом канале, обусловленные работой насосов, турбобуров и других элементов гидравлической линии при применении воздушных компенсаторов и без них.

Методика экспериментальных исследований заключалась в следующем. С помощью высокочувствительных измерителей давления определялось давление в различных точках гидравлической замкнутой линии на вертлюге, стояке, шланге, манифольде; измерения выполнялись при различных условиях работы насосов, турбобуров, при различных режимах бурения. Эти данные регистрировали на фото- или магнитную пленку, а затем записанную информацию после преобразования вводили в ЭВМ для амплитудного и частотного анализа записанного сигнала и помех. Было выявлено, что при параллельной работе двух насосов частота пульсации может удваиваться при взаимном сдвиге движения кривошипов насосов на угол 44,7° и снижении в этом случае амплитуды пульсации. Если движение кривошипов синфазно, то частота пульсации остается такой же, как при работе одного насоса, но с резким возрастанием величины давления в импульсе.

При работе насосов, имеющих раздельные двигатели и несвязанные приводные системы к насосам, нет особой закономерности в соотношении углов сдвига кривошипов.

В связи с указанным можно сделать вывод, что основные частоты пульсаций давления (помех) должны быть до 4 Гц при работе одного насоса (при $n = 60$ двойным ходам в 60 с) и до 8 Гц при работе двух насосов. Минимальная частота помех характеризуется временем всего цикла работы поршней насосов, т. е. при $n_н = 45...60$ двойным ходам в 60 с она может быть порядка 0,75...1,0 Гц. Гармонические составляющие пульсации давления, зависящие от формы пульсации, в общем случае кратны основным частотам пульсации. Однако различные вторичные явления в виде отраженных волн от воздушных компенсаторов, шланга и других узлов оборудования, а также зависящие от состояния насосов и от резонансных явлений в гидросистеме крайне усложняют картину помех в гидравлической линии скважины.

Обычно применяемые на скважинах вертикальные воздушные столбовые компенсаторы для сглаживания пульсации малоэффективны. Например, если компенсатор насоса содержит $2{,}8 \cdot 10^{-2}$ м^3 воздуха при атмосферном давлении, то при $p_о = 10$ МПа объем

воздуха в нем составляет всего $2{,}8 \cdot 10^{-4}$ м^3 и в этом случае для размещения в нем избытка жидкости в импульсе подачи приблизительно $1{,}5 \cdot 10^{-4}$ м^3 давление в компенсаторе должно повыситься до 20 МПа.

От действия пульсации давления насосов, несущих значительную энергию, возникают вторичные помехи, в основном, на резонансных частотах различных элементов оборудования гидросистемы скважины. Предполагать при этом наличие более низкой частоты помех, чем 0,75...1,0 Гц, нет оснований. Более высокие частоты помех могут быть обусловлены механической вибрацией оборудования и трансформацией ее в гидроканал.

Доходящая до турбобура часть пульсации давления должна изменять частоту вращения в некоторых пределах, что влечет за собой в свою очередь некоторое изменение перепада давления на турбобуре $p_т$ (в связи с зависимостью перепада давления на турбобуре от частоты вращения его вала $n_т$). Частота этих пульсаций давления, очевидно, будет совпадать с частотой пульсации давления у насосов. Кроме того, перекатывание трех шарошек долота по забою может вызвать вибрацию бурильного инструмента с кратной частотой $3n_т$, что при $n_т = 5...20$ с$^{-1}$ может вызвать помехи с частотой 15...16 Гц и выше (за счет гармонических составляющих). Однако помехи на этих частотах должны сильно затухать по мере их распространения к поверхности, где они, очевидно, будут составлять относительно малую величину.

Помехи в области инфразвуковых частот ниже 1 Гц могут возникнуть:

а) при периодической подаче бурильного инструмента в скважину или его подъеме, а также при проворачивании инструмента ротором во время бурения, что сопровождается обычно относительно медленным изменением давления;

б) при плавном изменении частоты вращения турбобура при таком же характере изменения момента на его валу (вследствие изменения осевой нагрузки или крепости породы);

в) при изменении параметров промывочной жидкости в скважине, что также вызывает соответствующие изменения давления (пассивные помехи) при проходе этой жидкости через турбобур и долото.

Анализ полученных материалов показывает, что помехи в канале имеют явно выраженный частотный характер. Основные по-

мехи возникают в диапазоне частот от единиц герц до нескольких десятков герц (зависят от режимов бурения, работы насосов и т. п.). При ощущаемых на поверхности вибрациях бурильного инструмента помехи резко возрастают. С углублением скважины (с ростом давления на стояке) помехи также увеличиваются.

Дополнительные вертикальные компенсаторы не всегда резко уменьшают помехи. Иногда после включения нескольких дополнительных компенсаторов помехи постепенно сильно возрастают на основной частоте в такт с пульсацией давления от насосов. Это можно объяснить возникновением резонансных явлений в обвязке (компенсаторы, манифольд, стояк и другие участки гидравлической линии).

Исследования помех, обусловленных работой поршневых насосов [49], позволили разработать эффективные меры борьбы с ними (Ю.В. Грачев, А.М. Мелик-Шахназаров). В частности, применение в приемнике фильтра с оптимальной частотной характеристикой дало возможность повысить его чувствительность, а следовательно, существенно снизить амплитуду полезного сигнала путем уменьшения перепада давления на управляемом глубинном клапане.

Испытание аппаратуры с гидравлическим каналом связи, использующей квазиоптимальный фильтр, показало также, что сильное влияние на измерения оказывают импульсные помехи, возникающие при отрыве инструмента от забоя и последующей подаче его на забой. Во время подачи инструмента на забой колонна труб сжимается, а вследствие практически малого сжатия жидкости и непрерывного ее нагнетания давление внутри колонны возрастает, и по мере дросселирования раствора через долото возникающее избыточное давление снижается до исходного, имея вид затухающего колебательного процесса. Период повторения импульсной помехи этого вида в среднем составляет 300...900 с и определяется технологией режима бурения.

На рис. 2.7 представлена осциллограмма пульсации давления в манифольдной линии на выходе гидроэлектрического преобразователя в момент возникновения импульсной помехи. На кривой напряжения *1* на выходе индуктивного датчика ясно просматриваются помехи, обусловленные числом ходов поршней насосов $T_н$, работой клапанов $T_п$ и сжатием колонны $T_к$; на кривой *2* приведено усредненное напряжение на выходе того же датчика. Усреднение

проводилось с целью более точного определения границ импульсного процесса. Как видно на рис. 2.7, амплитуда импульсной помехи имеет тот же порядок, что и амплитуда помехи, создаваемой поршневыми насосами.

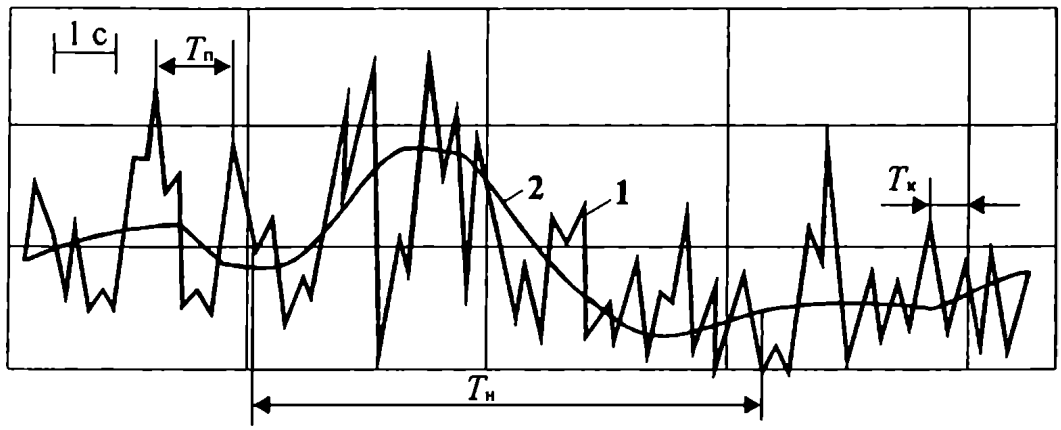


Рис. 2.7. Осциллограмма пульсаций давления на выходе гидроэлектрического преобразователя: *1* – измеряемый сигнал; *2* – усредненный сигнал; $T_к$ – период сжатия колонны; $T_н$ – период работы поршневого насоса; $T_п$ – период работы клапана насоса

Влияние импульсной помехи на приемное устройство гидротурботахометра выражается в сбоях показаний отсчетного устройства. Несмотря на то, что при подъеме инструмента с целью отрыва долота от забоя необязательно проводить отсчет оборотов вала турбобура, большое психологическое значение имеет тот факт, когда показания измерительного прибора меняются в диапазоне всей шкалы. В результате этих изменений в показаниях создается впечатление, что долото оторвалось от забоя и вал турбобура раскрутился до числа оборотов, равного холостому ходу. Однако из-за продольной неустойчивости колонны бурильных труб отрыва долота от забоя может вообще не произойти и обороты турбобура изменяются лишь на незначительную величину. Аналогичная картина наблюдается при периодическом проворачивании колонны бурильных труб ротором в процессе бурения.

В связи с изложенным выше, очевидна необходимость исследования этого вида помех в гидравлическом канале с целью разработки эффективных мер защиты от ложных показаний, вызываемых импульсными помехами.

При воздействии импульсных сигналов на электрические цепи весьма важно знать спектры этих сигналов. В связи с тем, что рас-

сматриваемая импульсная помеха имеет длительность порядка 5 с, а период повторения этих импульсов около 300...900 с, можно исключить влияние частоты повторения этих импульсов, т. е. считать, что влияние предыдущего импульса на последующий отсутствует и импульс является одиночным. Для исследования были использованы осциллограммы импульсных помех, записанные на скв. 189 и 190 глубиной 3000 и 3700 м Сангачальского МУБР. Помехи записывались с выхода индуктивного датчика ИД-2, встроенного в нагнетательную линию. Результаты исследований приведены на рис. 2.8 в виде графика спектральной плотности мощности импульсных помех, усредненного по 22 экспериментам. Как следует из графика, основная энергия импульсных помех сосредоточена в полосе частот от 0 до 0,12 Гц. Сопоставление с полосой частот, которую занимают полезные сигналы таходатчика гидротурботахометра (0,005...0,25 Гц), показывает полное совпадение спектральных плотностей мощности импульсных помех и полезных сигналов. Последнее обстоятельство обусловливает необходимость разработки специальных электронных устройств защиты приемника от воздействия импульсных помех гидравлического канала связи.

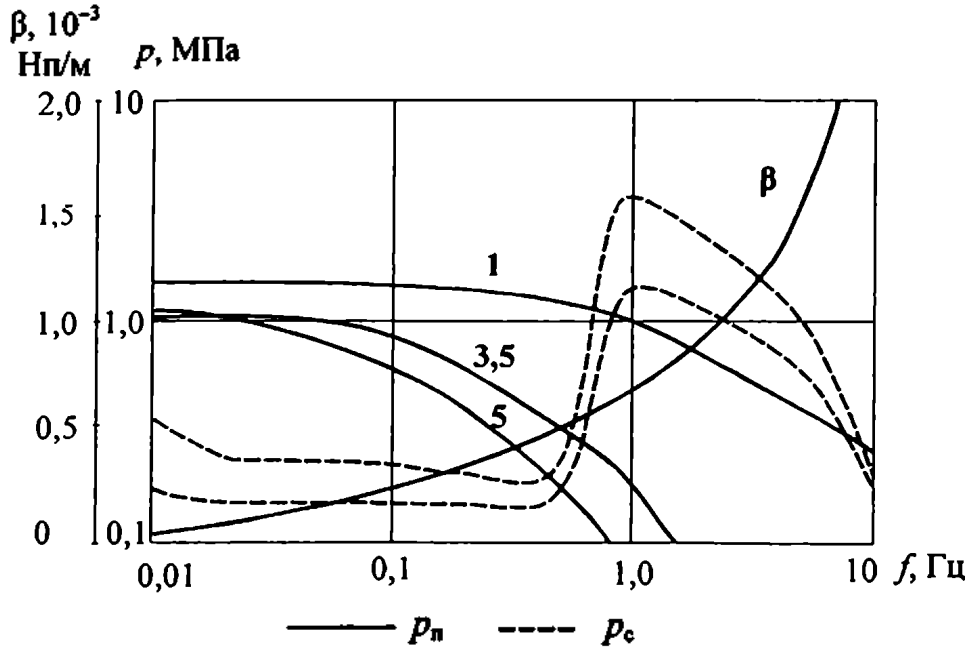


Рис. 2.8. *Зависимость уровней сигнала p_c, помех $p_п$ и затухания сигналов β от частоты сигналов*: шифр кривых – значения *L*, км

В результате экспериментальных работ и статистической обработки материалов наблюдений составлен сводный график (см.

рис. 2.8) уровней помех $p_п$, уровней сигнала $p_с$ для нескольких глубин L в зависимости от частоты, а также коэффициента затухания β в функции от частоты f сигналов. Для воды и нормального глинистого раствора ($\gamma \le 1250$ кг/м^3) $\beta = 0{,}6\sqrt{fC}$.

Из графика следует, что для обеспечения дальности действия гидравлического канала в 4000…5000 м частоты передачи должны быть ограничены долями герц. Затухание сигнала резко возрастает при частотах выше $(4\ldots5)\cdot10^{-1}$ Гц. Уровень помех в гидравлическом канале значителен, поэтому для выделения полезных сигналов на фоне помех следует применять специальные меры. Задавшись дальностью канала, нетрудно определить первичную величину сигнала от глубинного датчика, необходимую для обеспечения уверенного приема сигнала $p_{со} = (2\ldots3)\,p_п$:

$$p_с = p_{со}e^{\beta L} \approx 2p_п e^{\beta L}.$$

На рис. 2.9 приведены необходимые уровни сигналов на забойном клапане в зависимости от глубины скважины при условии, что на поверхности сигнал $p_{со}$ будет иметь величину 0,4…0,5 МПа. Здесь же показано увеличение среднего перепада давления на устье скважины $\Delta p_о$ за счет перепада давления $p_с$ на управляемом клапане

$$\Delta p_о \approx (0{,}3\ldots0{,}4)p_{max},$$

где p_{max} – максимальное значение перепада давления на клапане.

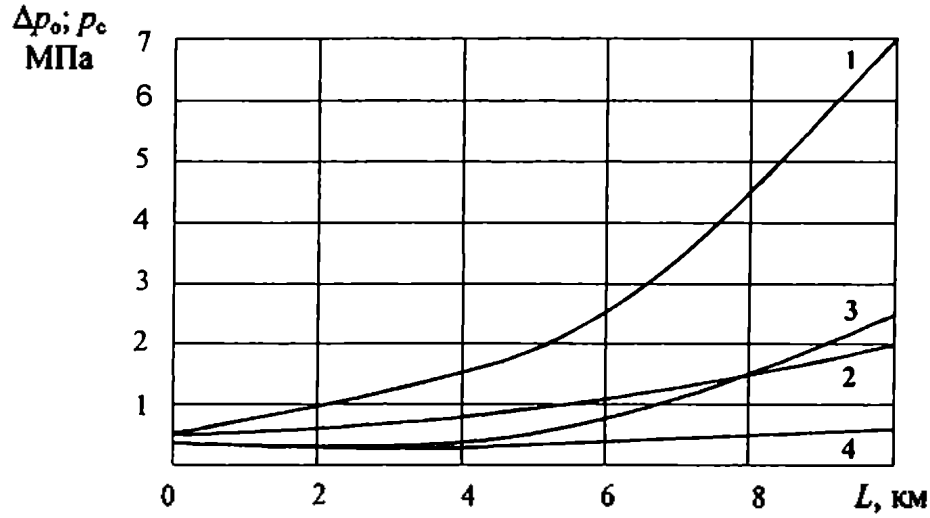


Рис. 2.9. *График уровней сигналов p от таходатчика (кривые 1, 2) и дополнительного перепада давления на устье скважины $\Delta p_о$ (кривые 3, 4) в зависимости от глубины скважины L*

Таким образом, гидравлический канал связи характеризуется ограниченной пропускной способностью и может быть использован для передачи сигналов медленно меняющихся (доли герца) процессов. Его дальность составляет 4000...5000 м. Для надежного выделения сигнала на фоне помех в канале следует применять специальные меры.

Технический прогресс в области обработки сигналов (фазокорреляционные методы приема, цифровая фильтрация сигналов и др.) позволил найти новые решения в реализации гидравлического канала. Например, использование в качестве источников гидросигналов вращающихся резонансных клапанов на частоте 12 Гц с фазовой манипуляцией (сирен) дало возможность повысить пропускную способность гидравлического канала. К сожалению, выход из строя управляющих клапанов из-за присутствующих в буровом растворе абразивных частиц (до 15 %) приводит к быстрому его износу, поэтому широко используемый за рубежом для роторного способа бурения гидравлический канал связи не нашел применения для широко развитого турбинного бурения в нашей стране. Очистка бурового раствора от абразивных частиц до уровня, не превышающего 1 %, в условиях сурового климата России имеет существенное ограничение.

Заметим, что зарубежные фирмы встретили трудности в применении гидравлического канала связи забой–устье при бурении скважин на аэрированных растворах и все чаще обращаются к каналам на другой физической основе.

2.2.3. Акустический канал связи

Возможность приема информации на устье с забоя скважины в виде упругих колебаний (сигналов) определяется начальной величиной сигналов на забое, затуханием их в бурильных трубах и уровнем помех в точке приема. Для исследования прохождения колебаний долота по бурильной колонне как по линии связи необходимо знать передаточные функции колонны, определяемые отношением выходных и входных величин, т. е. сигналов долота на забое и устье скважины.

Исследования, проведенные в нашей стране и за рубежом, убедительно доказывают, что колонну бурильных труб в скважине можно использовать в качестве акустического канала связи [86], по

которому можно передавать информацию о забойных параметрах (частоте вращения долота при турбинном бурении, физико-механических свойствах разбуриваемых пород, степени износа долота по вооружению и опоре). Разработаны структурные схемы устройств для контроля некоторых из этих параметров, однако вопросы точности работы этих устройств и дальность действия акустического канала связи еще не решены.

Ниже излагается методика, позволяющая при минимальном числе экспериментальных данных оценить дальность действия механического канала связи в виде однородной колонны бурильных труб с естественным забойным источником вибрации – долотом, взаимодействующим с разрушаемой породой [86].

Для однородной колонны бурильных труб комплексные коэффициенты передачи продольных перемещений и силы:

$$K_U(j\omega) = 1\Big/\left(\operatorname{ch}\nu L - \frac{\omega^2 M - K}{ES\nu}\operatorname{sh}\nu L\right),$$

$$K_F(j\omega) = 1\Big/\left(\operatorname{ch}\nu L - \frac{ES\nu}{\omega^2 M - K}\operatorname{sh}\nu L\right),$$

где E, S, L – модуль упругости, площадь поперечного сечения и длина колонны бурильных труб; M – сосредоточенная масса, включающая массы вертлюга, ведущей трубы, талевого блока, крюка, штроп и др.; K – жесткость талевого каната; ω – частота упругих колебаний колонны; ν – коэффициент распространения упругой волны.

Коэффициент распространения $\nu = \alpha + j\beta$. Входящие в это выражение коэффициент затухания α и коэффициент фазы β рассчитываются по формулам:

$$\alpha = \omega\sqrt{\frac{\gamma}{2E}\left(\sqrt{1+\left(\frac{h}{\omega\gamma S}\right)^2}-1\right)},$$

$$\beta = \omega\sqrt{\frac{\gamma}{2E}\left(\sqrt{1+\left(\frac{h}{\omega\gamma S}+1\right)^2}+1\right)},$$

где γ – плотность материала бурильных труб; h – коэффициент демпфирования.

Выражения $K_U(j\omega)$, $K_F(j\omega)$ представляют комплексные коэффициенты передачи продольных перемещений и вибросилы и справедливы для статического установившегося режима. Модули этих выражений представляют собой статические амплитудно-частотные характеристики колонны и тоже справедливы лишь для установившегося режима. На рис. 2.10 (сплошная линия) показаны эти характеристики для колонны бурильных труб длинной L = 1000 м при следующих исходных данных: γ = 7800 кг/м^3, M = 7400 кг, $K = 2 \cdot 10^6$ Н/м, $E = 2 \cdot 10^{11}$ Н/м^2, $S = 4{,}3 \cdot 10^{-3}$ м^2, h = 200 Н·с/м^2.

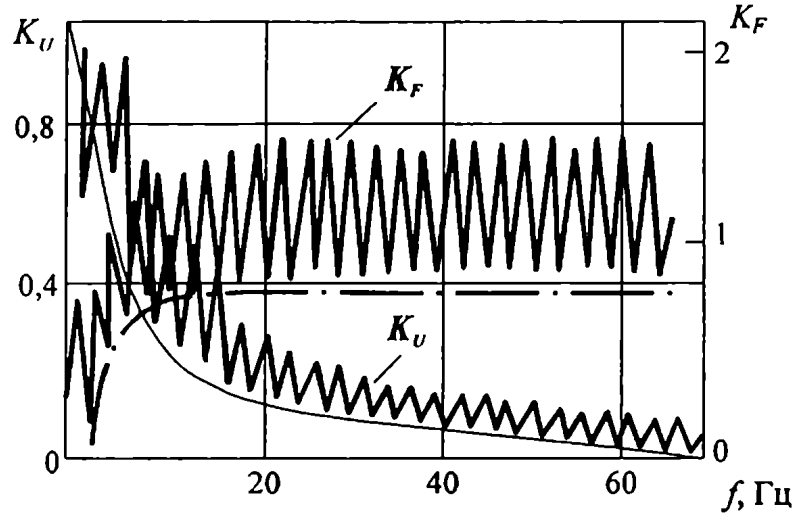


Рис. 2.10. *Статические амплитудно-частотные характеристики однородной колонны бурильных труб*

Практически вследствие непостоянства режима бурения вместо представленных на рис. 2.10 статических характеристик будет наблюдаться множество динамических характеристик, предельным случаем которых являются динамические характеристики продольных перемещений и вибросилы. Эти две предельные динамические характеристики отражают, очевидно, наихудшие условия передачи продольных перемещений и вибросилы в колонне бурильных труб, поэтому при их использовании можно получить оценку нижней границы максимально достижимой дальности действия механического канала связи.

Для используемых на практике бурильных труб в диапазоне частот механического канала связи соблюдается неравенство $(h/\omega\gamma S)^2 << 1$. Это позволяет разложить корень выражений для α и β по формуле бинома Ньютона и получить приближенные выражения, используемые на практике и обеспечивающие достаточную

точность расчетов $\alpha \approx h/2S\sqrt{\gamma E}$, $\beta \approx \omega/a$, где $a = \sqrt{E/\gamma}$ – скорость распространения звука в материале бурильных труб.

Анализ зависимостей α и β показывает, что в диапазоне частот механического канала связи коэффициент фазы прямо пропорционален частоте, а коэффициент затухания не зависит от частоты и имеет постоянное значение $\alpha \leq 1$. Последнее обстоятельство позволяет упростить выражение статических амплитудно-частотных характеристик:

$$K_U(\omega) \approx 1 \Big/ \sqrt{\frac{1}{2}\left[\left(\frac{\omega^2 M - K}{\beta ES}\right)^2 + 1\right]\left[\mathrm{sh}^2\alpha L + \mathrm{ch}^2\alpha L - \cos 2(\beta L - \varphi)\right]};$$

$$K_F(\omega) \approx \sqrt{\frac{1}{2}\left[\left(\frac{\beta ES}{\omega^2 M - K}\right)^2 + 1\right]\left[\mathrm{sh}^2\alpha L + \mathrm{ch}^2\alpha L + \cos 2(\beta L - \varphi)\right]};$$

где $\varphi = \mathrm{arctg}\dfrac{\beta ES}{\omega^2 M - K}$.

Член $\cos 2(\beta L - \varphi)$ в приведенных уравнениях при изменении частоты изменяет свое значение в пределах от –1 до +1 и является осциллирующим. Для случая, когда коэффициенты передачи минимальны, получим следующие выражения предельных динамических амплитудно-частотных характеристик однородной колонны бурильных труб:

$$K_U^{\bullet}(\omega) = 1 \Big/ \mathrm{ch}\alpha L\sqrt{1 + \left(\frac{\omega^2 M - K}{\beta ES}\right)^2},$$

$$K_F^{\bullet}(\omega) = 1 \Big/ \mathrm{ch}\alpha L\sqrt{1 + \left(\frac{\beta ES}{\omega^2 M - K}\right)^2}.$$

Выражения предельных динамических амплитудно-частотных характеристик значительно проще соответствующих выражений статических характеристик и, что важно, позволяют получить зависимость длины колонны бурильных труб от заданного коэффициента передачи, пригодную для простых инженерных расчетов дальности действия механического канала связи.

Предположим, что на устье осуществляются прием и анализ продольных перемещений, распространяющихся от забоя к устью по колонне бурильных труб (методика оценки дальности действия при приеме вибросилы аналогична описанной выше). Обозначим через $U_п$ уровень продольных перемещений – помех в месте приема в рабочем диапазоне частот механического канала связи, а через $N = U_с / U_п$ – отношение уровня уверенно принимаемого на устье сигнала к уровню помех, при котором интересующие нас параметры полезного сигнала могут быть измерены с заданной точностью (это отношение характеризует совершенство наземной измерительной аппаратуры).

Имея в виду, что уровень любой информативной составляющей частотного спектра полезного сигнала, достигшей устья, связан с уровнем этой же составляющей на забое $U_{заб}$ зависимостью $U_с = K_U(\omega)U_{заб}$, то

$$U_{заб} K_U(\omega) = U_п N.$$

Введя обобщенный показатель для этого случая $\chi = U_{заб}/NU_п$, характеризующий забойный сигнал, помеху и совершенство наземной измерительной аппаратуры, получим следующее выражение для определения дальности акустического канала связи:

$$L = 1/\alpha \operatorname{arch} z,$$

где $z = \chi \Big/ \sqrt{1 + \left(\dfrac{\omega^2 M - K}{\beta ES} \right)^2}$.

Для удобства расчетов на ЭВМ, не позволяющих вычислять обратные гиперболические функции (МИР-1 и т. п.), выражение можно также представить в виде $L = 1/\alpha \ln(z + \sqrt{z^2 - 1})$. Такая замена справедлива при соблюдении неравенства $z >> 1$, которое имеет простой физический смысл: о дальности действия можно говорить в том случае, если полезный сигнал на устье превышает некоторое пороговое значение, при котором обеспечивается отношение сигнал/помеха, необходимое для работы наземной измерительной аппаратуры; при несоблюдении упомянутого неравенства $L \neq 0$.

Это позволяет оценить максимальную глубину скважины, при которой возможен прием любой интересующей частотной состав-

ляющей спектра полезного сигнала, генерируемого долотом (задача, решаемая при телеизмерении износа долота). В качестве примера на рис. 2.11 показана зависимость дальности действия для основной гармоники продольных перемещений (частота основной гармоники составляет примерно 250 Гц), вызываемых контактами зубьев типа 2К214СГ и ТК214СГ с забоем при частоте вращения долота n = 8,33 $с^{-1}$, от обобщенного показателя χ в области ожидаемых значений коэффициента демпфирования h = 50...200 Н·с/$м^2$. При этом использовались такие же технические данные буровой колонны, что и при расчете характеристик (см. рис. 2.10).

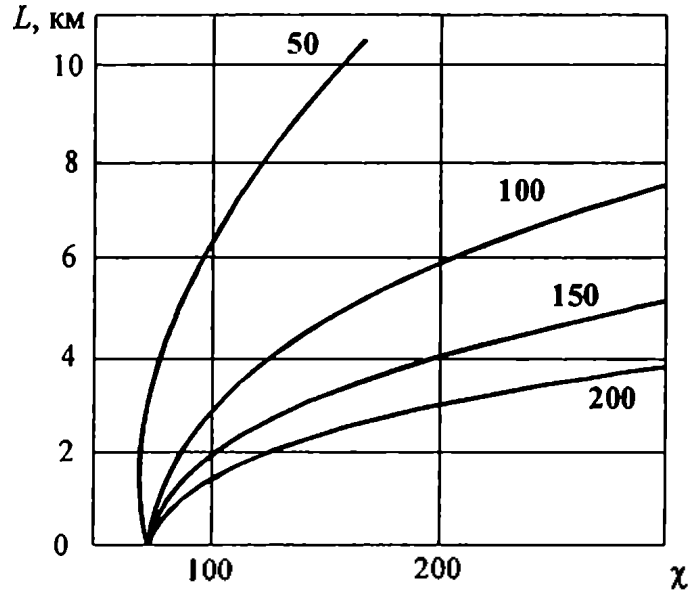


Рис. 2.11. *Зависимость дальности действия L акустического канала связи по бурильным трубам от обобщенного показателя χ:*
шифр кривых – значения h, Н·с/$м^2$

Полученные зависимости позволяют также решить другую задачу, встающую при телеизмерении частоты вращения долота при турбинном бурении: определить зависимость дальности действия механического канала связи от частоты информативной составляющей спектра полезного сигнала при заданном значении обобщенного показателя χ. На рис. 2.12 такие зависимости приведены для значения χ = 140. Следует отметить, что изложенная выше методика позволяет получить предельные динамические характеристики, а по ним рассчитать дальность действия механического канала связи, включающего, наряду с обычными бурильными трубами, секцию утяжеленных труб.

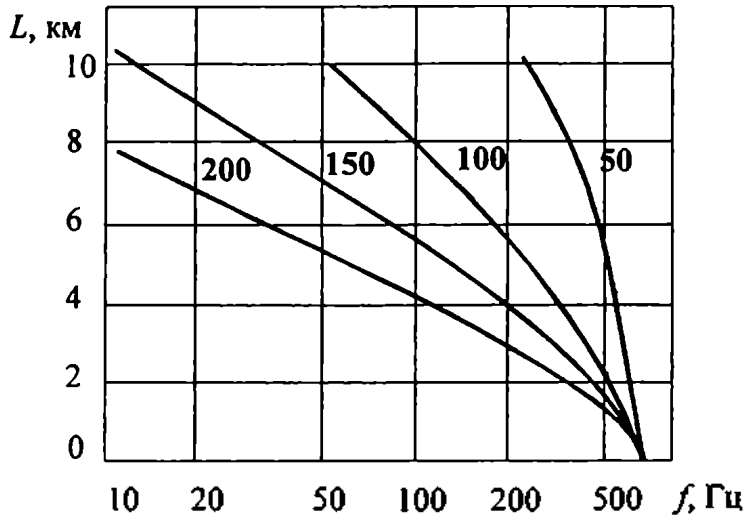


Рис. 2.12. *Зависимость дальности действия L акустического канала связи по бурильным трубам от частоты сигнала f:*
шифр кривых – значения *h*, Н·с/м^2

В глубоком бурении справедливо представление бурильной колонны в виде полубесконечного стержня. Принимая длину колонны конечной, надо учитывать и отраженный сигнал, вернувшийся от устья к долоту. Такой учет не имеет смысла вследствие сильного затухания сигнала на двойном пробеге. Запишем сигнал Y в произвольной точке X колонны в виде $Y(x, t) = Y_o(t)e^{-\gamma x}$, где $Y_o(t)$ – забойный сигнал. Передаточная функция колонны: $\Phi(j\omega) = e^{-\alpha x} e^{-j\beta x}$.

Согласно анализу функции $\alpha(\omega)$, $\beta(\omega)$ являются возрастающими, что приводит к следующим выводам: 1) спектральный состав сигнала от долота на устье скважины определяется не только спектром забойного сигнала, но и конкретным видом и характером сил трения колонны в скважине; 2) неопределенный и нестабильный характер трения осложняет контроль работы долота по спектру наземного сигнала.

Если спектр сигнала неинформативен, то остается информативной средняя частота первой гармоники сигнала. Установлено, что реальный спектр сигналов от долота является полигармоническим и вторые (третьи) гармоники сигнала обусловливают некоторую погрешность при таком способе контроля. Однако эти гармоники затухают сильнее, чем основная частота сигнала при любых видах трения. Промысловые экспериментальные данные по спектрам сигналов [86] подтверждают явление очищения сигналов от долота от высокочастотных гармоник с увеличением глубины скважины и ростом сил трения.

В связи с массовым применением легкосплавных бурильных труб были рассмотрены возможности их использования в качестве акустического (механического) канала связи. Демпфирующая способность труб (способность поглощать колебания в результате внутреннего трения в металле) зависит от твердости, модуля упругости и прочности металла на разрыв. В частности, большой демпфирующей способностью обладают металлы, имеющие пониженную прочность, например диамагнитные бурильные трубы из латуни.

Экспериментальные исследования показывают, что при бурении колонна бурильных труб испытывает продольные колебания двух видов. Низкочастотные колебания чаще всего наблюдаются при бурении мягких пород и обусловлены продольными перемещениями винтообразной колонны, сжатой и скрученной усилием подачи и крутящим или реактивным моментом турбобура. Вибрация высокой частоты вызывается вращением долота на забое скважины при бурении твердых пород.

Представляет интерес сравнение передачи продольных колебаний на поверхность легкосплавными и обычными бурильными трубами.

Продольные низкочастотные перемещения колонны $h_л$, $h_с$ для легкосплавных и стальных труб можно вычислить по известным формулам. Отношение этих перемещений при одинаковых крутящем моменте, полярном моменте инерции сечения труб, радиусе винтовой системы и длине колонны равно:

$$h_л/h_с = \mu_л \sin 2\alpha_л E_л/\mu_с \sin 2\alpha_с E_с,$$

где л, с – индексы, относящиеся соответственно к колонне из сплава Д16Т и к стальной колонне.

Принимая $E_л = 20\cdot10^5$ Н/м^2, $E_с = 7{,}2\cdot10^{10}$ Н/м^2, $\mu_л = 0{,}3$, $\mu_с = 0{,}33$, а соотношение углов наклона винтовой системы пропорциональным модулям упругости, т. е. $\sin 2\alpha_л \approx 3\sin \alpha_с$, будем иметь $h_л/h_с \approx 1$. Следовательно, для низкочастотных колебаний продольные вибрации на устье скважины при использовании легкосплавных и обычных труб будут примерно одинаковыми.

Высокочастотная вибрация долота передается на устье через колонну тем сильнее, чем меньше коэффициент внутреннего трения материала труб. С достаточной точностью этот коэффициент можно принять обратно пропорциональным твердости материала труб.

Принимая твердость по Бринеллю НВ для стали – $35 \cdot 10^8$ Н/м^2, для сплава Д16Т – $12 \cdot 10^8$ Н/м^2, можно из их соотношения заключить, что гашение вибрации вследствие внутреннего трения в материале легкосплавных труб будет в 1,5...3,0 раза больше по сравнению со стальными.

Для проверки этого положения были проведены сравнительные экспериментальные исследования в лабораторных условиях по общепринятой методике. Демпфирующую способность материала труб оценивали по логарифмическому декременту затухания $\beta_{л.с}$, величину которого находили по осциллограмме свободных колебаний образцов стальной и легкосплавной труб длиной 0,27 м и диаметром 0,114/0,098 м. По общеизвестным формулам определяли важные для практики коэффициенты поглощения $\gamma_{л.с}$ и внутреннего трения $\psi_{л.с}$.

Экспериментальная установка (рис. 2.13) включала испытательный копер типа КИ, тензорезисторы *5*, тензоусилитель *2* со стабилизированным по анодному напряжению источником питания *1*, осциллограф *3*, питающийся от селенового выпрямителя *4*.

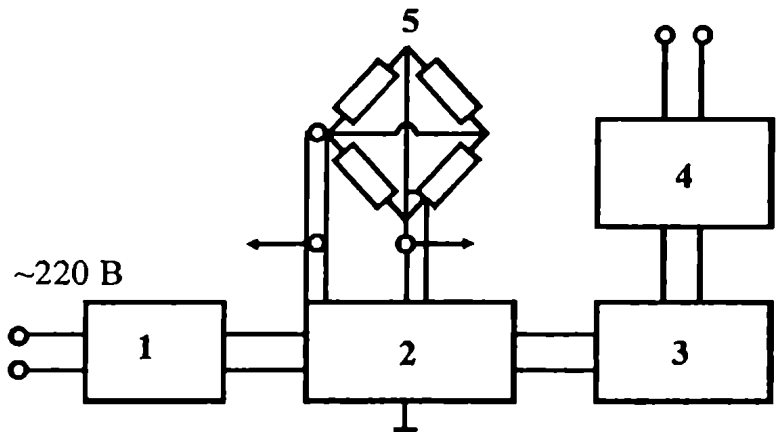


Рис. 2.13. *Схема экспериментальной установки для изучения упругих свойств бурильных труб*

Свободные колебания, затухающие после удара, записывали на 35-мм фотографическую пленку при скорости ее движения 0,65 и 2,5 м/с. Рабочие гальванометры осциллографа имели собственную частоту 1200 и 2500 Гц. Первую частоту использовали при экспериментах со стальными трубами, вторую – с легкосплавными. Результаты исследований приведены в табл. 2.5. Средняя демпфирующая способность легкосплавных труб оказалась в 1,6 раза выше демпфирующей способности стальных, а время затухания, число циклов и собственная частота – ниже.

Таблица 2.5

Демпфирующая способность легкосплавных и стальных труб

Показатели	Сталь	Сплав Д16Т
Коэффициент фазы $\beta_{л,с}$	0,27	0,43
Число измерений	32	42
Коэффициент распространения упругой волны $v_{л,с}$	0,54	0,86
Время затухания упругих колебаний, с	0,86	0,137
Число циклов на осциллограмме	33	7
Собственная частота $f_{л,с}$, Гц	254	175
Отношение логарифмического декремента стали и сплава	1,6	–

Несмотря на принятые меры против помех, разброс экспериментальных данных был большим. Для стали диапазон логарифмического декремента составлял 0,16...0,43, для сплава Д16Т – 0,27...0,67. Демпфирующая способность сплава в отдельных опытах в 1,5...4,2 раза превышала демпфирующие способности стали.

Характерно, что для первых двух-трех, реже пяти циклов колебаний логарифмический декремент затухания был в 2...3 раза меньше среднего. Например, для стали он был равен 0,11...0,19, а для сплава – 0,19...0,28. Типичные осциллограммы свободных колебаний показаны на рис. 2.14.

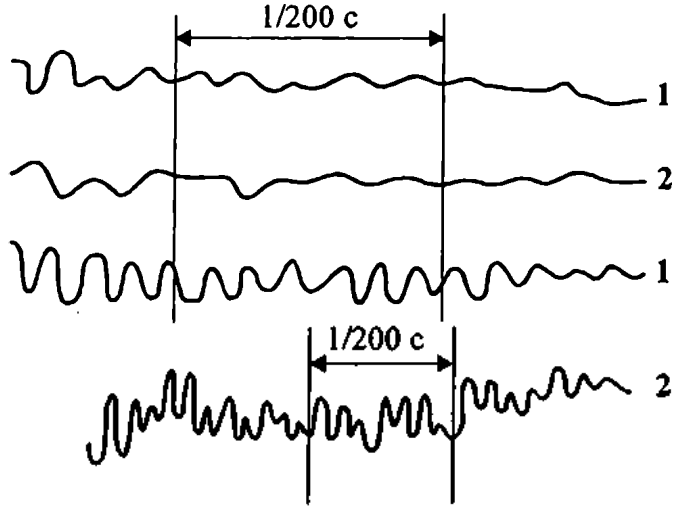


Рис. 2.14. *Осциллограммы затухающих колебаний легкосплавной (1) и стальной (2) труб*

Итак, в одинаковых условиях затухание колебаний в легкосплавных бурильных трубах в 1,5...4,2 раза больше, чем в стальных. Экспериментальное подтверждение этого в промысловых ус-

ловиях было получено в Усть-Балыкской конторе бурения. При бурении переслаивающихся глин и песчаников максимальная амплитуда высокочастотной вибрации, записанная вибрографом на устье скважины, составляла $0{,}33 \cdot 10^{-3}$ м (стальные трубы ТБПВ-127) и $0{,}05 \cdot 10^{-3}$м (трубы диаметром 147 мм из сплава Д16Т). Глубина скважины при измерениях достигала 1280...1480 м. Бурили долотом К-214СГ; тип турбобура, подача бурового раствора, а также осевое усилие на долото в обоих случаях были одинаковыми. Частота вибрации находилась в пределах 56...64 Гц (для ЛБТ) и 63...80 Гц (для ТБПВ). В нижней части легкосплавной колонны были установлены трубы ТБПВ общей длиной 375 м.

Анализируя полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

1. Передаточная функция бурильной колонны определяется конструктивными параметрами труб, видом и величиной сил внешнего трения и внутреннего поглощения энергии колебаний в металле труб.

2. Нестабильность трения бурильной колонны в скважине делает ее передаточную функцию непостоянной.

3. Спектральный состав сигналов долота определяется совокупностью спектра забойного сигнала и характера сил трения бурильной колонны в скважине. Это осложняет контроль работы долота по спектру наземного сигнала, но не исключает способа контроля по средней частоте первой гармоники сигнала.

4. При приеме сигналов через колонну легкосплавных бурильных труб в глубоких скважинах должна учитываться повышенная демпфирующая способность материала ЛБТ.

Как показали экспериментальные работы, проведенные фирмой Ecco Research (Франция), при внедрении аппаратурно-обрабатывающего комплекса надежные результаты измерений режима работы долота получены с глубин 3300 м.

В зарубежной литературе имеются публикации, когда акустический сигнал образуется бурильной колонной с источником акустических сигналов на забое в виде механического ударника и приемника на поверхности вблизи вертлюга. Сигналы от забойных датчиков передаются при остановках бурения из запоминающих устройств глубинных блоков (например, данные о полной волновой картине при акустическом каротаже в процессе бурения), когда

уровень акустических помех значительно меньше, чем при бурении скважины.

В Советском Союзе, а затем в России акустический канал предполагалось использовать с целью определения положения долота [70]. Действительно, осуществляя наземные сейсмические наблюдения рассосредоточенными приемниками, можно, применив соответствующую математическую обработку, определить по времени прихода полезных сигналов от долота его положение [106].

Однако точность таких измерений позволяет определить положение забоя с точностью до 5...10 м, что недостаточно для высокоточной проводки ствола на участках набора кривизны и, особенно, ее горизонтального участка.

Изучением затухания акустических волн в стенках колонны бурильных труб занимался Акустический институт АН СССР (АКИН) в рамках договора с ВНИГИК.

При рассмотрении бурильной колонны как акустического волновода с периодическими неоднородностями в виде замков, расположенных в местах сочленения бурильных труб, и возбуждении в колонне продольных и крутильных колебаний в диапазоне частот 0...6000 Гц были рассчитаны зоны пропускания и "запирания" для идеализированной колонны с наружным и внутренним диаметрами 130 и 207 мм, соответственно, с цилиндрическим замком длиной 500 мм, наружным и внутренним диаметрами 150 и 95 мм.

Очень интересны как с теоретической, так и с практической точек зрения результаты, полученные в Тюменском индустриальном институте [50, 51], которые свидетельствуют, что из всех типов волн (продольная, поперечная, изгибная, растяжная) менее всего подвержена затуханию поперечная волна, распространяющаяся по телу трубы по винтообразной линии.

Проведенные эксперименты показывают, что поперечно-винтообразные колебания звукового диапазона частот могут быть широко использованы для передачи различной забойной информации по колонне бурильных труб в процессе бурения скважины.

Все вышеизложенное позволяет утверждать, что диапазон частот 0...250 Гц может с успехом использоваться для организации активного акустического канала связи с передачей забойной информации как продольными и крутильными, так и поперечными колебаниями, распространяющимися по винтовой линии.

2.2.4. Гидроакустический канал связи

Гидроакустический канал связи является разновидностью гидравлического канала, в котором передача информационного сигнала также происходит по столбу бурового раствора внутри бурильных труб, а основными его отличиями от гидравлического канала связи являются:

– повышенный диапазон рабочих частот, лежащий в пределах 50...5000 Гц;

– излучателем в гидроакустическом канале связи является вибрирующий стержень из пьезокерамики (классическое решение для морской гидроакустики);

– приемник гидроакустических колебаний представляет из себя антенну, ориентированную на прием сигнала в направлении снизу вверх, состоящую из высокочувствительной пьезокерамики.

Вопросами создания гидроакустического канала связи в 1990–1993 гг. по техническому заданию ВНИГИК занимался АКИН (в 1998 г. работы были продолжены).

В рамках выполнения этого договора [124] в 1992–1993 гг. был создан совместно макет аппаратуры "Скважина-ЗТС", с помощью которой в 1993 г. в стендовых и контрольно-проверочных скважинах небольшой глубины (поселки Апрелевка, Поваровка) были проведены экспериментальные исследования по передаче информации по гидроакустическому каналу связи.

В результате исследования потерь энергии акустических волн в скважине установлено:

1. Затухание звука при его распространении по гидроканалу внутри бурильных труб (БТ), обусловленное трением о стенки, весьма сильно зависит от параметров бурового раствора и частоты звука. Зависимостью затухания от диаметра БТ в реальном диапазоне его изменений можно пренебречь. Для используемых размеров БТ и параметров растворов результирующие потери на 1 км длины скважины для частоты 1 кГц изменяются от 5 до 33 дБ, а для частоты 250 Гц – от 3 до 17 дБ. Наибольшее затухание соответствует буровому составу с большей вязкостью (60 с по СПВ-5, $\rho = 1{,}5$ г/см^3).

2. Шероховатость внутренней поверхности БТ, обусловленная коррозией, налипанием мелких частиц бурового раствора с разме-

рами ~1 мм, вносит дополнительные потери, связанные с отражением акустических волн от шероховатости, пренебрежимо малые в диапазоне частот до ~1 кГц. Начиная с частот ~5 кГц даже эти малые неровности приводят к дополнительным потерям – 37 дБ/км.

Ввиду того, что статические характеристики размеров неоднородностей внутренней поверхности БТ отсутствуют, более адекватные практике количественные оценки потерь рассматриваемой природы сделать затруднительно.

В результате исследования фазовых и групповых скоростей нормальных акустических волн, распространяющихся вдоль скважины, установлено:

1. Оценочные расчеты показывают, что при использовании для передачи информации нулевой нормальной волны, распространяющейся по жидкости внутри буровой колонны, явлением дисперсии фазовой скорости можно пренебречь на частотах до ~1 кГц при диаметрах БТ от 114 до 147 мм.

2. Переход к частотам ~5 кГц и выше потребует дополнительного рассмотрения допусков в зависимости от ширины полосы частот используемых информационных сигналов и требуемой надежности связи.

Полученные результаты необходимо использовать при оценке достижимых характеристик средств передачи информации по скважине с помощью акустических колебаний.

На данном этапе исследований представляется, что передача информации по акустическому каналу связи в самом тяжелом случае (глинистый буровой раствор с $\rho = 1{,}5$ г/см^3 и вязкостью 69 с по СПВ-5) при благоприятной помеховой ситуации (например, при остановке насосов или вращении буровой колонны) возможна с глубины до 3 км на частотах ~0,5...1,0 кГц и с глубины 6 км на частотах ~100...200 Гц. Для менее вязких растворов рабочий частотный диапазон сдвигается в более высокочастотную область.

При использовании комбинированного канала связи гидроакустический передатчик может быть вынесен на отрезке каротажного кабеля вверх (на расстояние от устья не более длины горизонтальной части, т. е. на расстояние ~600...800 м от устья), что позволит при частоте 250...500 Гц уверенно вести передачу с забоя по гидроакустическому каналу связи и при работающих насосах, т. е. непосредственно в процессе бурения.

2.2.5. Электромагнитный (беспроводной) канал связи

Работами С.Я. Литвинова, И.К. Саркисова (1959 г.), Е.А. Полякова (1962 г.), О.П. Шишкина (1962 г.) была установлена возможность использования колонны бурильных труб в качестве электрического канала для передачи информации с забоя на земную поверхность [183, 184].

Беспроводной канал связи (рис. 2.15), использующий колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой–устье при турбинном и роторном бурении скважин.

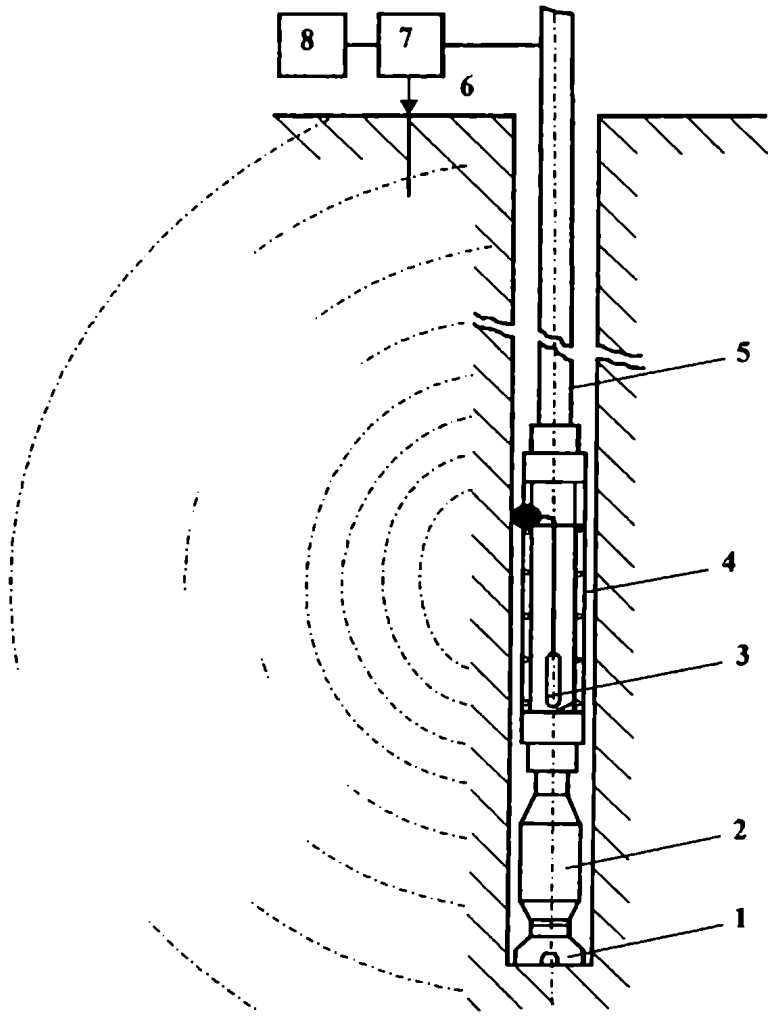


Рис. 2.15. *Способ организации беспроводного канала связи забой-устье*: *1* – долото; *2* – турбобур; *3* – электромашинный генератор; *4* – электрический разделитель; *5* – бурильные трубы; *6* – заземлитель; *7* – приемное устройство; *8* – наземная регистрирующая аппаратура (ПЭВМ)

Однако дальность действия систем, использующих беспроводной канал связи забой–устье, в значительной мере определяется свойствами геологического разреза скважины. Исследования канала такого типа [112, 114, 116] показали, что расчет канала можно свести к расчету неоднородной длинной линии с распределенными параметрами. Расчет практически заключается в определении уровня полезного сигнала, который может быть зафиксирован на поверхности при соответствующих условиях его передачи с забоя и выделении его на фоне помех. Величина сигнала определяется зависимостью

$$U_c = U_{вх} e^{-\beta L},$$

где $U_{вх}$ – напряжение на входе линии передачи, В; β – коэффициент затухания сигнала в канале связи забой–устье, Нп/м; L – глубина скважины, м.

Коэффициент затухания электрического сигнала в канале связи β зависит от материала труб, диаметра бурильной колонны D, частоты передаваемого сигнала f, средневзвешенного удельного электрического сопротивления среды $\bar{\rho}$ и с достаточной точностью может быть выражен зависимостью

для стальных труб:

$$\beta \approx 10^{-3} \sqrt{\frac{5{,}2\sqrt{f}}{D\bar{\rho}} + \frac{4f}{\bar{\rho}}};$$

для сплавных труб:

$$\beta \approx 10^{-3} \sqrt{\frac{0{,}26\sqrt{f}}{D\bar{\rho}} + \frac{4f}{\bar{\rho}}}.$$

Графики зависимости коэффициента затухания электрического сигнала в канале связи от частоты сигнала для сред с различным удельным электрическим сопротивлением для стальных и сплавных труб приведены на рис. 2.16. Они показывают, что для сред с $\bar{\rho} \geq 15$ Ом·м коэффициент затухания не превышает 4 Нп/км в диапазоне частот от 0 до 25...30 Гц; для сплавных труб он почти в 2 раза ниже и составляет не более $2{,}5 \cdot 10^{-3}$ Нп/м в этом же диапазоне частот.

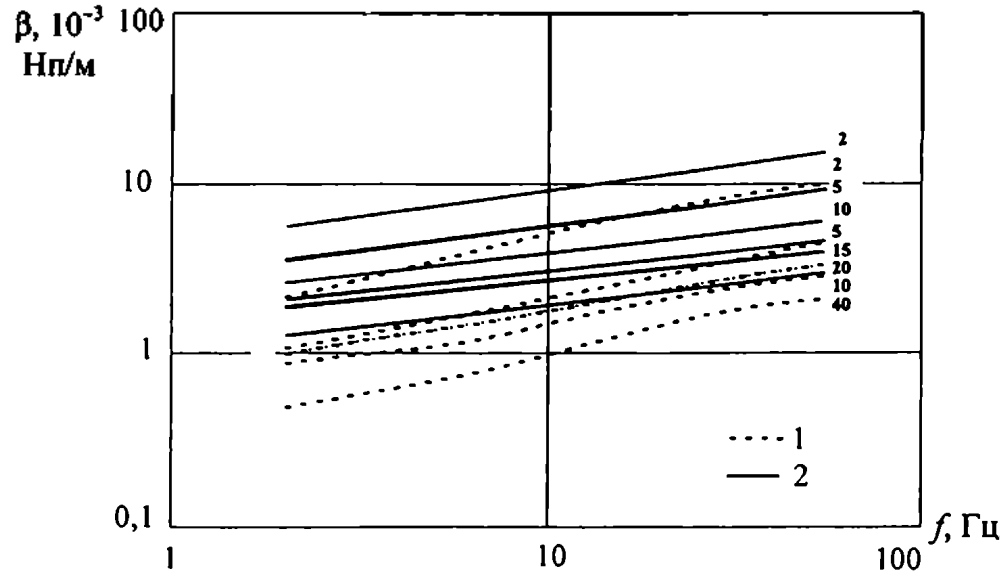


Рис. 2.16. *Графики зависимости коэффициента затухания сигнала β в беспроводном канале связи от частоты f для сплавных (1) и стальных (2) бурильных труб:* шифр кривых – значения ρ, Ом·м

Дальность действия L беспроводного канала забой–устье с достаточной для практики точностью может быть определена по формуле

$$L = 10^3 \left[\frac{\bar{\rho}}{\frac{A(f)^{1/2}}{r} + 4f} \right]^{1/2} \ln \left\{ \frac{4{,}7 \cdot 10^3 r}{m} \left(\frac{P\eta}{C \ln \frac{l}{r}} \right)^{1/2} \frac{\left[\frac{A(f)^{1/2}}{r} + 4f \right]^{1/2}}{1 + 0{,}5(\bar{\rho})^{1/2}} \right\},$$

где $\bar{\rho}$ – средневзвешенное удельное электрическое сопротивление разреза, Ом·м; f – частота сигнала передачи, Гц; r – радиус колонны бурильных труб, м; l – длина разделителя нижней части колонны, м; P – мощность забойного передатчика, Вт; A – коэффициент, учитывающий материал колонны (для стальных труб – 2,6; для сплавных – 0,13); m – уровень помех в полосе 1 Гц, мкВ^2/Гц; C – пропускная способность канала связи, бит/с; η – коэффициент согласования забойного передатчика с нагрузкой, зависящий от соотношения сопротивлений передатчика и нагрузочных сопртивлений (сопротивлений раствора и разбуриваемой породы, геометрических размеров ствола скважины, бурильных труб, наружной и

внутренней длины изоляционной вставки электрического разделителя, частоты излучаемого сигнала и т. д.). Более подробно о расчетах коэффициента затухания изложено в работах [112, 124].

Наиболее эффективными средствами повышения дальности действия беспроводного канала являются снижение частоты сигнала передачи, применение бурильных труб с улучшенными электрическими характеристиками и согласование забойного передатчика с нагрузкой (табл. 2.6). Значительный резерв увеличения дальности действия этих систем – снижение уровня помех, что достигается применением узкополосных систем передачи, компенсацией помех и снижением скорости передачи данных измерений [112, 123].

Таблица 2.6

Ослабление сигнала $U_0/U_c = e^{\beta L}$

Глубина, м	Частота, Гц	Стальные трубы					Сплавные трубы		
		Удельное электрическое сопротивление пород, Ом·м							
		10	30	10	40	1	30	10	40
100	2,0	2,21	1,61	1,31	1,1	1,41	1,21	1,11	1,1
	3,0	2,41	1,71	1,31	1,1	1,51	1,31	1,11	1,1
	5,0	2,81	1,81	1,41	1,2	1,61	1,31	1,21	1,1
	7,5	3,21	1,91	1,41	1,2	1,81	1,41	1,21	1,1
	10,0	3,51	2,11	1,51	1,2	2,01	1,51	1,21	1,1
500	2,0	48,91	9,41	3,41	1,8	5,11	2,61	1,71	1,3
	3,0	78,91	12,51	4,01	2,0	7,01	3,11	1,91	1,4
	5,0	160,11	18,71	5,01	2,2	11,71	4,11	2,21	1,5
	7,5	310,61	27,51	6,11	2,5	19,31	5,51	2,61	1,6
	10,0	530,61	37,41	7,31	2,7	29,61	7,11	2,91	1,7
1000	2,0	2392,21	89,31	11,71	3,4	26,01	6,61	2,81	1,7
	3,0	6228,51	155,11	15,81	4,0	49,41	9,51	3,41	1,9
	5,0	25630,71	351,11	24,81	5,0	136,31	17,11	4,71	2,2
	7,5	96464,11	754,61	37,71	6,1	373,71	30,61	6,51	2,6
	10,0	281572,31	1400,61	52,91	7,3	873,91	49,91	8,51	2,9

С целью выбора оптимальных условий передачи сообщений по беспроводному каналу связи были проведены расчеты дальности действия системы связи при различных значениях входящих в формулу параметров. Результаты расчетов (рис. 2.17) позволили сделать следующие выводы.

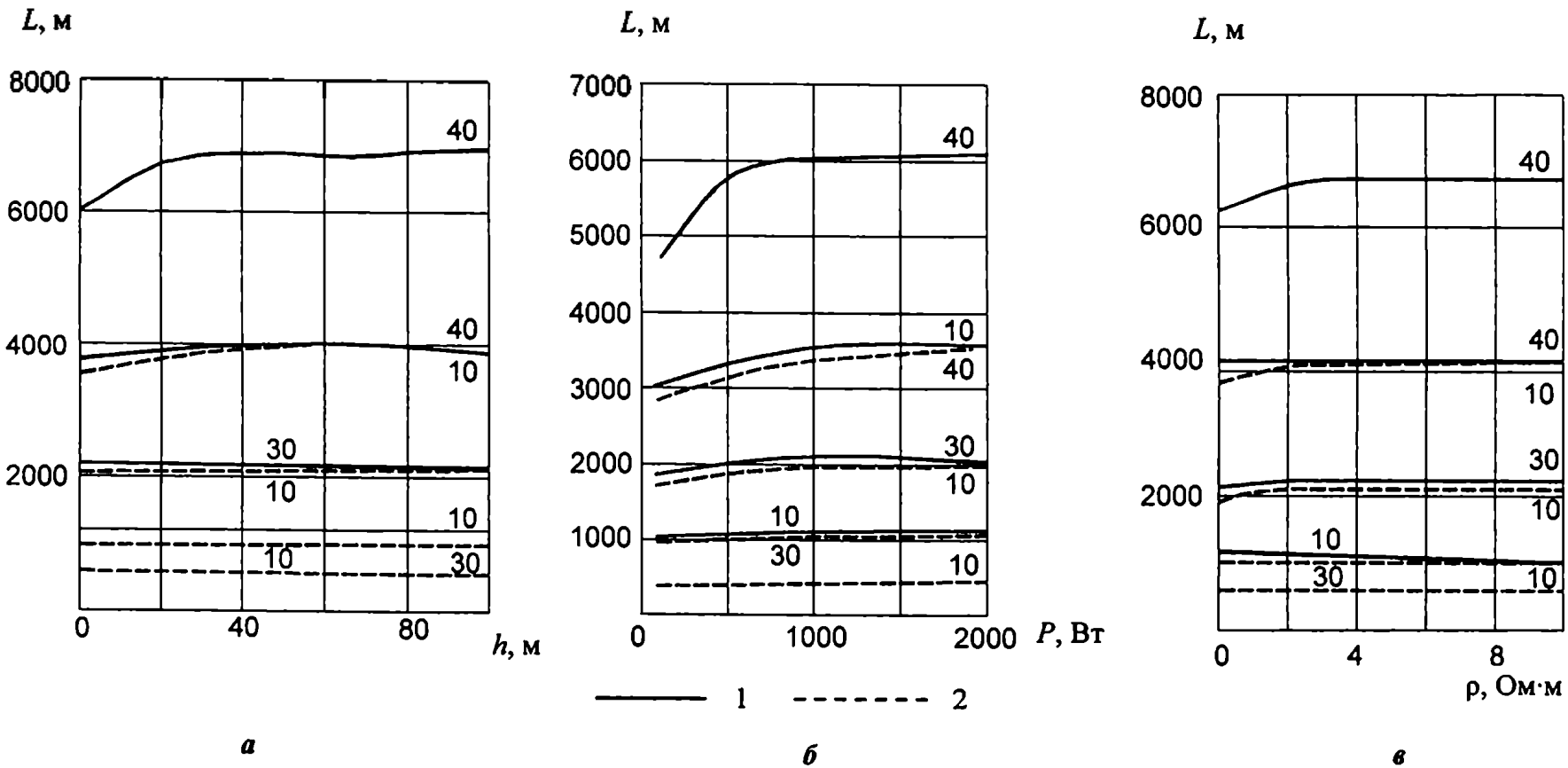


Рис. 2.17. *Зависимость дальности связи L от длины изоляционного разделителя h (а), мощности передатчика P (б), удельного электрического сопротивления промывочной жидкости ρ_c для сплавных (1) и стальных (2) бурильных труб*: шифр кривых – значения ρ, Ом·м

1. Изменение длины электрического разделителя слабо влияет на дальность действия канала в низкоомном разрезе, увеличение длины разделителя с 3...4 до 10 м в высокоомном разрезе (ρ = 40 Ом·м) приводит к увеличению дальности для стальных труб на 300 м, для легкосплавных – на 700 м (см. рис. 2.17,*а*).

2. Повышение мощности передатчика со 100 до 1000 В·А позволяет увеличить дальность действия канала на 10...15 % (см. рис. 2.17,*б*).

3. Применение высокоминерализованных растворов в качестве промывочной жидкости приводит к увеличению дальности канала связи в условиях высокоомного разреза и мало сказывается в условиях низкоомного. И наоборот, применение малопроводящих растворов в условиях низкоомного разреза дает значительный выигрыш в дальности канала связи (см. рис. 2.17,*в*). Совершенно очевидно, что применение наружных изоляционных покрытий может оказаться существенным для увеличения дальности канала в низкоомном разрезе.

4. Удаление электрического разделителя от турбобура с целью удлинения нижнего излучающего электрода позволяет улучшить согласование передатчика с нагрузкой и при длине нижнего электрода 100 м дает возможность получить выигрыш в дальности на 10 % в низкоомном разрезе и на 27 % – в высокоомном. Дальнейшее увеличение длины мало влияет на дальность действия канала и нецелесообразно из-за технических трудностей практической реализации.

5. При частоте несущей $f_н$ = 2,5 Гц дальность передачи для легкосплавных труб составляет 3,5 км для разреза с ρ = 2...3 Ом·м (Тюмень) при пропускной способности канала 2 бит/с. При несущих частотах 7...10 Гц дальность канала в условиях разреза с $\bar{\rho}$ = 10...20 Ом·м и использовании легкосплавных бурильных труб достигает 3000...4000 м при пропускной способности канала 2 бит/с.

Разработанные конструкции электромашинных генераторов средней мощности с приводом специальной турбины от потока промывочной жидкости обеспечивают даже в низкоомных разрезах дальность передачи до 2000...3000 м.

Наряду с традиционными методами повышения дальности действия телеметрических систем с беспроводным каналом связи,

заключающимися в повышении мощности передатчика, чувствительности приемных устройств, интерес представляют методы создания помехозащищенной аппаратуры, использующей методы цифровой передачи сообщений в некодированной и кодированной формах, применение систем с шумоподобными сигналами.

2.2.6. Комбинированный канал связи

Комбинированный канал связи – это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой.

Его использование, несмотря на определенные дополнительные затраты, позволяет избежать недостатков, присущих проводному каналу, с его сложностью монтажа, но обладающего значительной пропускной способностью, и электромагнитному с его простотой в эксплуатации, но ограниченного в дальности действия в условиях низкоомных разрезов.

Следует заметить, что использование того или другого вида канала связи определяется геолого-техническими условиями проводки скважин.

Так, требование к надежности работы гидравлического канала диктует необходимость чистоты бурового раствора (содержание песка не более 1...2 %), что вызывает определенные трудности в очистке бурового раствора при проводке скважины в суровых климатических условиях. В то же время ограничено применение гидравлического канала при наличии в буровом растворе газа (воздуха и др.), что исключает его использование при бурении скважин на аэрированных растворах.

Сочетания гидравлического и электромагнитного канала, гидроакустического и проводного, электромагнитного и проводного могут быть реализованы в различных телеметрических системах и расширяют область решаемых геологических и технических задач телеизмерительными системами при проводке и эксплуатации горизонтальных скважин [5, 90].

Способы расчета комбинированного канала связи используют описанные ранее приемы и программы для отдельных видов каналов связи, и, в каждом конкретном случае, можно выбрать оптимальный вариант системы (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Варианты комбинирования каналов связи с забоем

Цель комбинации	Вариант комбинации каналов	Результат комбинации
Увеличение дальности действия канала и его пропускной способности	Кабель + электромагнитный канал	Увеличиваются дальность и пропускная способность, усложняется система
Увеличение пропускной способности канала	Кабель + акустический канал	Усложняется система, работает при остановке бурения
Увеличение пропускной способности канала	Кабель + гидроакустический канал	Увеличиваются дальность и пропускная способность
Увеличение дальности действия электромагнитного канала	Применение ретрансляторов	Увеличиваются дальность и пропускная способность электромагнитного канала, усложняется система

2.3. ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ

2.3.1. Расчет затухания сигнала в конкретных геологических разрезах

При организации электромагнитного канала связи в бурящихся нефтегазовых скважинах между забойными измерительными датчиками (преобразователями), находящимися на забое, и наземной обрабатывающей и регистрирующей аппаратурой, располагаемой на буровой вблизи устья скважины, электромагнитные колебания проходят через толщу горных пород с различными физическими свойствами общей толщиной до 4...5 км и претерпевают заметные искажения. Электромагнитный сигнал в точке приема описывается с помощью следующего соотношения [112]:

$$U(t) = U_0 e^{-\alpha z}[\cos(\beta z + wt) - j\sin(\beta z + wt)],$$

где U_0 – амплитуда излучаемого колебания;

$$\alpha = -\mathrm{Im}[w\sqrt{(\varepsilon - ig/w)\mu}], \qquad \beta = \mathrm{Re}[w\sqrt{(\varepsilon - ig/w)\mu}],$$

z – толщина слоя грунта; w – частота излучаемого периодического колебания; g – проводимость среды распространения, См/м;

$$\varepsilon = 1/36\pi 10^{-9}, \text{ Ф/м};$$

$$\mu = 4\pi 10^{-7}, \text{ Гн/м}.$$

Данная формула описывает наиболее сложный случай распространения электромагнитных колебаний – прохождение плоской волны в проводящей среде. В реальной ситуации результирующее поле, как правило, определяется несколькими составляющими, каждое из которых характеризуется своей зависимостью от частоты, причем эти зависимости более благоприятны для передачи дискретных сообщений по сравнению со случаем плоской волны. Для иллюстрации особенностей канала связи, использующего в качестве среды распространения слой проводящего пласта и в целях отработки методики математического моделирования этого канала, ниже рассматривается случай плоской волны.

В проводящей среде $g/(w\varepsilon) >> 1$ и $\alpha \approx \beta \approx \sqrt{\frac{wg\mu}{2}}$.

С учетом этого упрощения зависимость коэффициента передачи среды распространения электромагнитных колебаний от частоты (с точностью до постоянного множителя) имеет вид:

$$K(w) = \exp(-\nu\sqrt{w})[\cos(\nu\sqrt{w}) - j\sin(\nu\sqrt{w})],$$

где $\nu = \sqrt{\frac{g\mu}{2}}\, z$.

Затухание полезного сигнала от забойного передатчика в скважинах различных районов в значительной мере зависит от электрических свойств геологического разреза. Причем чем выше частота передаваемого сигнала, тем больше затухание электромагнитного сигнала в канале.

Для обеспечения надежной связи забой–устье телесистем с электромагнитным каналом связи в любых геоэлектрических разрезах нефтяных и газовых скважин были составлены таблицы кажущихся удельных электрических сопротивлений по данным измерений стандартным для месторождений Западной Сибири зондом электрического каротажа аппаратурой, спускаемой в скважину

на каротажном кабеле. В табл. 2.8 представлены данные о геоэлектрических разрезах скважин некоторых нефтяных и газовых районов и месторождений Западной Сибири, характеризующихся различными геологическими условиями.

Таблица 2.8

Геоэлектрические характеристики некоторых месторождений нефти и газа Западной Сибири

Глубина, м	ρ_n, Ом·м	Интервал, м
Самотлорское месторождение		
0...420	30	420
420...1050	3	630
1050...1500	4	450
1500...1760	9	260
1760...1870	20	110
1870...2700	7	830
2700...3275	18	525
Восточно-Уренгойское месторождение		
0...50	100	50
50...100	25	50
100...125	25	25
125...340	25	215
340...930	10	590
930...950	20	20
950...1150	10	200
1150...1152	20	2
1152...1200	10	48
1200...1800	8	600
1800...2300	15	500
2300...2700	6	400
2700...3000	9	300
3000...3200	12	200
Приобское месторождение		
0...350	25	350
350...1620	3	1270
1620...1625	10	5
1625...1730	5	3
1730...1750	20	20
1750...2200	3	450
2200...2240	10	40
2240...2260	7	20
2260...2340	10	80
2340...2590	10...15	250
2590...2800	4	210

Окончание табл. 2.8

Глубина, м	$\rho_п$, Ом·м	Интервал, м
	Южное месторождение	
1000...1500	3	500
1500...1550	9	50
1550...1600	10	50
1600...1700	12	100
1700...2100	3	400
2100...2200	13	100
2200...2350	8	150
2350...2450	7	100
2450...2470	100	20
2470...2480	0,5	10
2480...2550	10	70
2550...2700	5	150

Несмотря на различие электрических свойств горных пород геологических разрезов, их можно разделить на три группы:

- низкоомные (до 2...3 Ом·м),
- среднеомные (до 5...10 Ом·м),
- высокоомные (10...15 Ом·м и более).

Как правило, верхние четвертичные отложения обладают высокими удельными электрическими сопротивлениями, так же как и продуктивные горизонты, другие вмещающие горные породы образуют ансамбль переслаивающихся слоев различной (низкой, средней и высокой) проводимости.

Таким образом, имея информацию о типовом геоэлектрическом разрезе, зная технические характеристики телеизмерительной системы (мощность забойного передатчика, сопротивление заземления нижнего и верхнего электродов, частоты передаваемых сигналов и др.) можно рассчитать параметры линии связи, обеспечить надежный прием сигнала на поверхности с произвольной глубины по всему стволу бурящейся скважины.

Расчет электромагнитного канала связи забой–устье, выполненный по теории длинных линий связи для однородной среды [112], показал, что затухание сигнала в канале сильно зависит от материала бурильной колонны, проводимости разреза и частоты передаваемого сигнала (см. рис. 2.16).

Были составлены программы и выполнены расчеты затухания сигнала в электромагнитном канале связи забой–устье для различных условий бурения скважин Западной Сибири для частот передаваемого сигнала 2,0; 6,0 и 12,0 Гц.

Пример расчета для геоэлектрического разреза Нижневартовского района приведен на рис. 2.18.

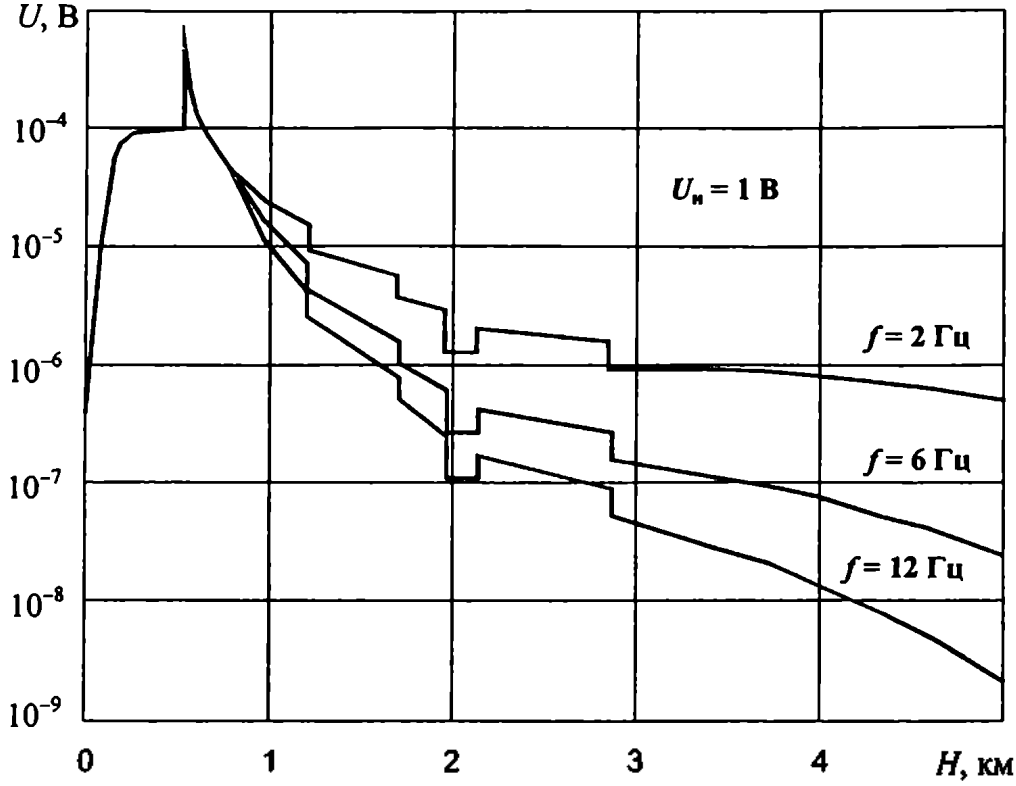


Рис. 2.18. *Зависимость уровня принимаемого сигнала разных частот с различных глубин для Нижневартовского разреза*

Из графика (см. рис. 2.18) видно, что затухание сигнала, передаваемого на частоте 2,0 Гц, значительно меньше, чем при передаче на частоте 12,0 Гц. То же самое наблюдается для других районов Западной Сибири (табл. 2.9).

Аналогичные расчеты были выполнены для других нефтегазоносных провинций России и стран СНГ (табл. 2.10).

Из рис. 2.18 и табл. 2.9 и 2.10 видно, что затухание полезного сигнала от забойного передатчика в скважинах различных районов в значительной мере зависит от электрических свойств геологического разреза. Причем чем выше частота передаваемого сигнала, тем больше затухание электромагнитного сигнала в канале. Особенно велико оно на месторождениях в Чечне и Туркмении.

Следует заметить, что применяемый метод расчета через уравнения длинных неоднородных линий достаточно громоздок и может быть упрощен.

Таблица 2.9

Зависимость затухания сигнала разных частот в электромагнитном канале связи забой–устье для месторождений Западной Сибири

Месторождение, район	Глубина скважины, м	Тип геоэлектрического разреза	Затухание, дБ, на частоте		
			12,5 Гц	4,0 Гц	2,0 Гц
Восточно-Уренгойское, Новый Уренгой	2100	Среднеомный	81,34	28,60	20,00
Нижневартовский район, Тюменская область	3275	"	105,10	79,79	55,86
Самотлорское, Нижневартовский район	1530	"	72,00	29,00	20,37
Приобская	2800	"	110,90	85,47	59,83
Тазовское, Заполярное	1200	"	28,70	25,30	10,71
Усть-Балыкское	3050	"	87,50	64,58	45,20
Березово, Игрим	1650	"	74,60	53,00	37,10
Южное, Нижневартовский район	2750	"	74,60	53,00	37,10

Таблица 2.10

Затухание полезного сигнала разных частот в электромагнитном канале забой–устье для геологических разрезов различных нефтегазовых месторождений СНГ

Месторождение, район	Глубина, м	Тип разреза	Затухание сигнала, дБ, на частоте		
			12,0 Гц	6,0 Гц	2,0 Гц
М. Охта, о-в Сахалин	3400	Высокоомный	42,70	59,90	20,93
Средне-Вилюйское, Якутия	3600	Среднеомный	79,10	62,00	43,40
Ромашкино, Татарстан	1900	Высокоомный	24,90	7,80	5,46
Туймазы, Башкортостан	1100	"	14,70	7,80	5,46
Чекмагуш, Башкортостан	1450	"	32,60	31,00	21,70
Тимано-Печора, Зап. Тэбук	3075	"	53,35	37,34	26,14
Соколова гора, Саратов	3000	"	45,00	24,00	16,80
Песчаный Умет, Астрахань	1250	"	28,80	16,00	11,20

Окончание табл.2.10

Месторождение, район	Глубина, м	Тип разреза	Затухание сигнала, дБ, на частоте		
			12,0 Гц	6,0 Гц	2,0 Гц
Кен-Кияк, Казахстан	3000	Среднеомный	117,80	79,48	55,63
Байрам-Али, Туркмения	3300	"	119,00	93,60	62,30
Котур-Тепе, Туркмения	4250	Низкоомный	171,10	156,00	90,20
Грозный, Чечня	5700	"	216,40	176,20	123,30
Речица, Белоруссия	3750	Среднеомный	44,00	34,70	28,49

Был предложен метод компьютерного расчета прогнозируемого уровня приходящего от забойного передатчика, расположенного на любой глубине скважины и принимаемого наземным приемником, сигнала в условиях отсутствия помех. При наличии помех на буровой необходимо, чтобы уровень полезного сигнала превышал в несколько раз уровень помех.

Зная параметры системы и среды распространения электромагнитных колебаний в геоэлектрическом разрезе, можно определить затухание сигнала в канале и спрогнозировать уровень принимаемого полезного сигнала с разных глубин.

Оно невелико для стальной и легкосплавной бурильной колонны в высокоомном разрезе ($\rho_{ср} > 20$ Ом·м), для низкоомных разрезов ($\rho_{ср} > 3$ Ом·м) величина затухания (для стальных труб) составляет на частоте 10 Гц – 6 Нп/км, на частоте 40 Гц – превышает 10 Нп/км, для легкосплавных труб – в 1,5...2,0 раза меньше.

При применении легкосплавных бурильных труб затухание в канале связи на 20 дБ меньше, что позволяет увеличить дальность действия систем с беспроводным (электромагнитным) каналом связи при мощности передатчика 400 Вт до 7...8 км.

В низкоомных разрезах затухание электромагнитного поля велико из-за значительного шунтирования проводящими горными породами бурильной колонны как проводника электрических сигналов.

В этих случаях для обеспечения надежной работы канала необходимо увеличивать мощность забойного передатчика или снижать скорость передачи сообщений с забоя, использовать избыточность передачи информации и за счет накопления слабого сигнала

и компенсации помех в точке приема на дневной поверхности получать выигрыш в энергии сигнала, тем самым улучшать соотношение сигнал/помеха.

2.3.2. Исследование природы и уровня помех на буровых при кустовом бурении нефтегазовых скважин

Электромагнитный (беспроводный) канал связи, использующий колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передач, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой–устье при турбинном и роторном бурении скважин.

Однако дальность действия систем, использующих беспроводный канал связи забой–устье, в значительной мере определяется свойствами геологического разреза скважины, а также влиянием электрических помех.

Природа электрических помех на буровых, в основном, обусловлена утечками токов в электрооборудовании на буровых, колебаниями почвы (сейсмоэлектрический эффект во время работы бурового оборудования), нарушением статизма гальванической пары промывочная жидкость–колонна бурильных труб, перераспределением поверхностных токов земли, применением электрических методов борьбы против коррозии на нефтяных трубопроводах.

Электрические помехи являются серьезным препятствием в увеличении дальности связи представляют.

Исследования частотного спектра помех (рис. 2.19) в канале [112] при турбинном и роторном способах бурения показывают, что низкочастотные импульсные помехи могут быть подавлены путем применения схем компенсации помех.

Использование синфазных приемников сигналов, ведение заградительных фильтров, применение помехоустойчивых способов передачи и выделения полезных сигналов (цифровая передача, базовое детектирование, корреляционный прием и др.) позволяют в 2...3 раза увеличить дальность беспроводного канала.

Перспективным способом приема слабых каналов связи в зоне, где уровень поверхностных помех значительно ослаблен, является перенос точки приема на нижнюю часть кондуктора или технической колонны. В этом случае резко ослабляются внешние помехи и приемник на величину заглубления приближается к передатчику.

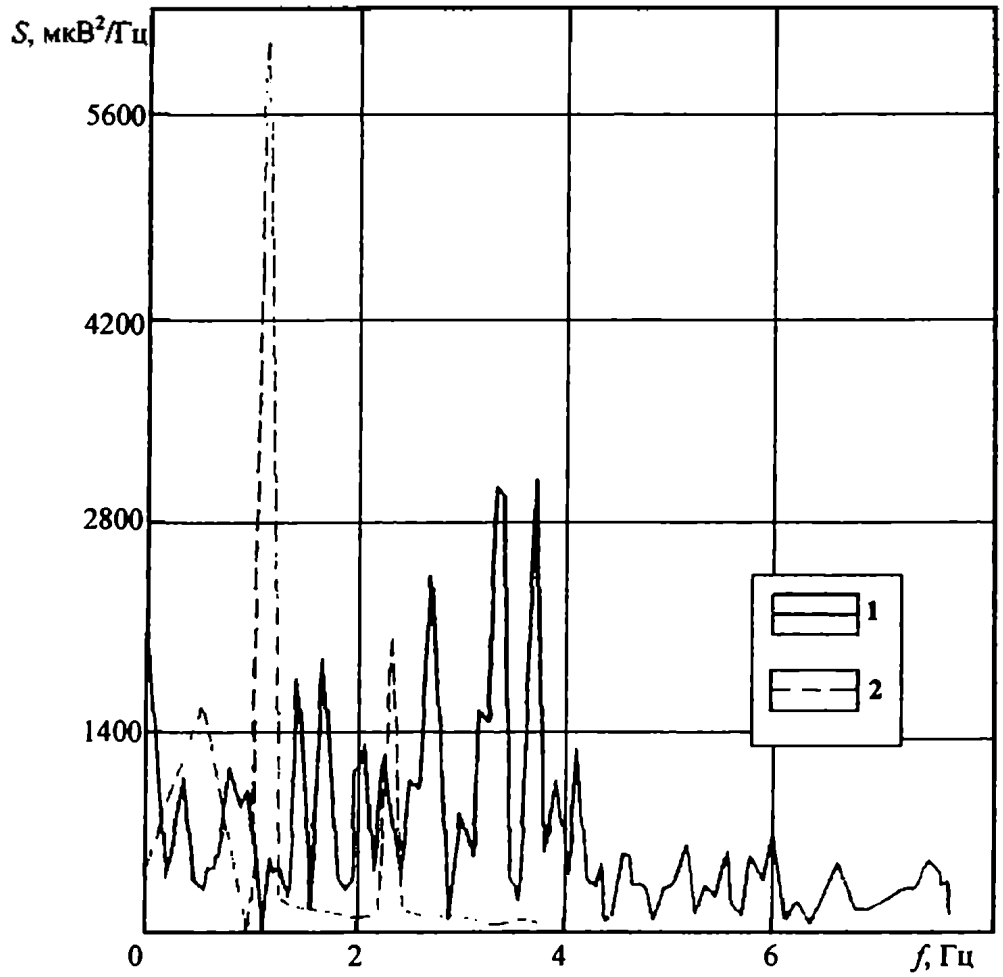


Рис. 2.19. *Частотный спектр помех при роторном и турбинном бурении.* Спектральная плотность электрических помех: *1* – при роторном способе бурения; *2* – при турбинном бурении

Практические измерения на буровых показали, что для организации надежного приема сигнала с забоя необходимо знать помеховую обстановку на буровой. В большинстве случаев проблем с выделением сигнала не возникает, но нередки ситуации, когда уровень помех так значителен, что традиционные приемы выделения сигнала не помогают. Утечки тока, переходные процессы при переключении энергетического оборудования и расположение вблизи линии электропередач обусловливают значительный уровень помех [124, 135].

Проведенные исследования природы, спектра и уровня электрических помех, возникающих в канале связи, при кустовом бурении скважин на месторождениях Западной Сибири показывают, что наибольшую неприятность доставляют помехи от изношенного электрооборудования буровой установки. Устаревшее буровое оборудование – это сегодняшняя реальность бурения скважин на

месторождениях Западной Сибири. Различные синхронные двигатели, "мешалки", шламовые насосы являются источником помех достаточно широкого спектра (рис. 2.20). Серьезные проблемы доставляют импульсные помехи, возникающие в момент пуска этих электрических машин.

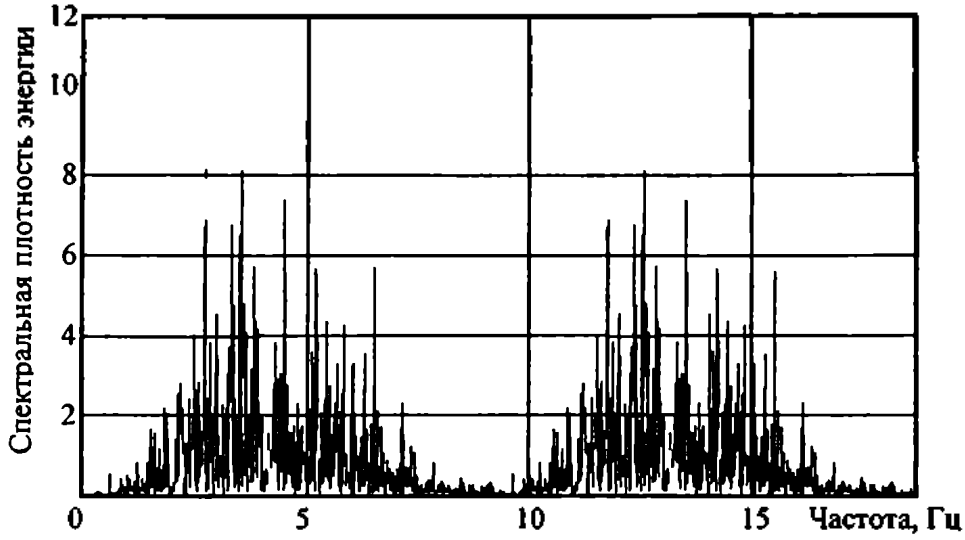


Рис. 2.20. *Спектр помех*
(скв. 221, куст 14, Лор-Еганское месторождение)

Из рис. 2.21 видно, что от помех промышленной частоты можно отстроиться, поставив фильтр низкой частоты с частотой среза 30...35 Гц или еще ниже.

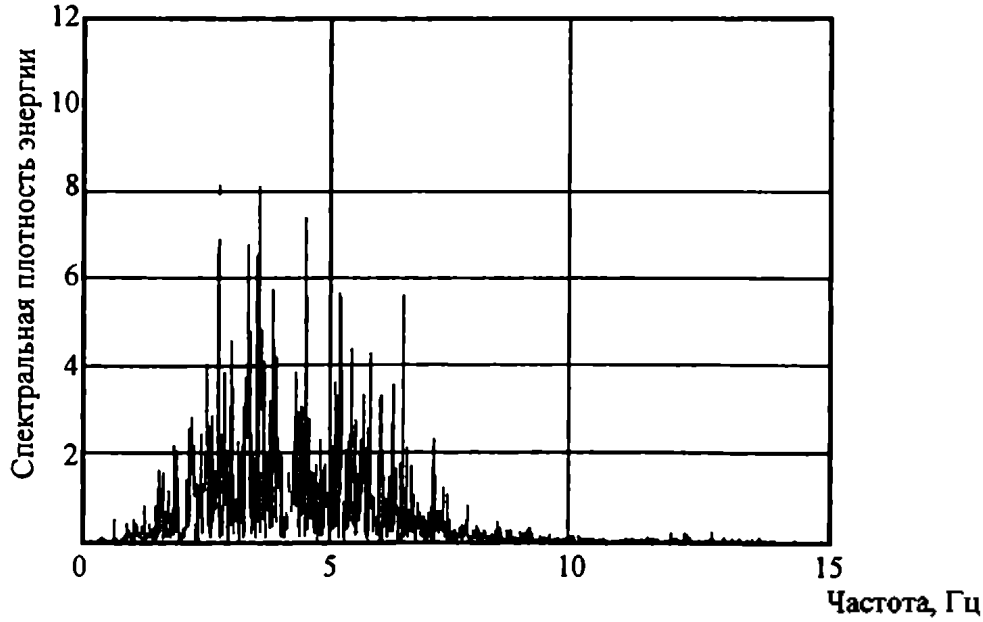


Рис. 2.21. *Подавление помех промышленной частоты: спектр помех*
(скв. 221, куст 14, Лор-Еганское месторождение)

На рис. 2.20 выделяются два поддиапазона частот, где уровень помех минимален: первый – 2...7 Гц, второй – 9...15 Гц. На больших частотах затухание сигнала значительно [112].

Очевидно, эти два поддиапазона являются перспективными для использования в канале связи забой–устье.

Исследования частотного спектра помех в канале при турбинном и роторном способах бурения показывают, что высокочастотные помехи могут быть успешно подавлены с помощью фильтрации (аппаратной или математической), а низкочастотные импульсные помехи – путем применения схем компенсации помех [45, 69, 112, 124, 176].

Наилучшими приемниками электромагнитных колебаний, как показал многолетний опыт эксплуатации телесистем с электромагнитным каналом связи, являются линейные заземлители, устанавливаемые на расстоянии 50...70 м от устья скважины. В условиях значительного уровня помех на скважине необходимо применять систему заземлителей *1*, подключенных к приемному устройству через систему выделения сигнала *2* и компенсации помех *3* (рис. 2.22).

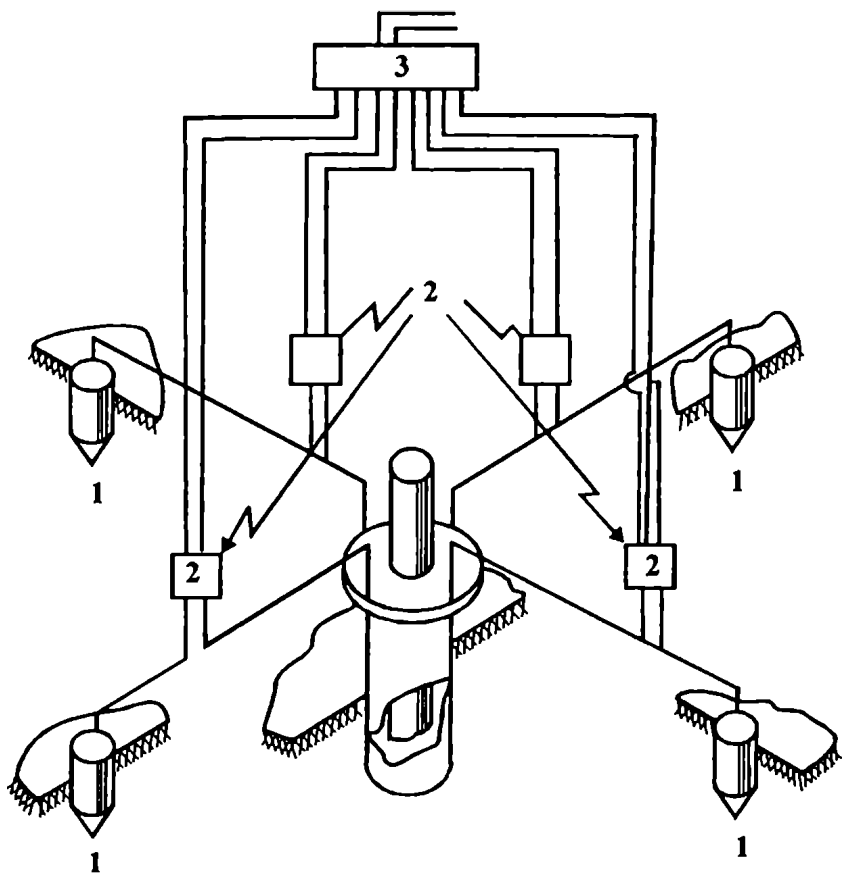


Рис. 2.22. *Схема компенсации помех*

Перспективным способом приема слабых сигналов в зоне, где уровень поверхностных помех значительно ослаблен, является перенос точки приема в нижнюю часть кондуктора или технической колонны. В этом случае резко ослабляются внешние помехи и приемник на величину заглубления приближается к передатчику. В условиях кустового бурения на месторождениях Западной Сибири эффективным средством, дополняющим вышеуказанный метод, является использование в качестве линейного заземлителя пробуренных обсаженных скважин, не включенных в систему трубопроводной обвязки месторождений. Многолетний опыт бурения глубоких скважин с применением телесистем с электромагнитным каналом связи показал высокую эффективность последнего метода. Именно такое расположение заземлителей позволило авторам получить сигнал от телесистемы ЗИС-4М на Восточно-Уренгойском месторождении с глубины 3620 м (3450 м по вертикали), при частоте сигнала от передающего устройства 2,5 Гц.

2.3.3. Прогнозирование уровня полезного сигнала, принимаемого на поверхности

Прогнозирование принимаемого с забоя сигнала позволяет избежать "провалов" в электромагнитном канале. Компьютерный расчет электромагнитного канала связи забой–устье для многослойной среды состоит в оценке величины электрического сигнала, измеряемого на поверхности горизонтально-слоистого полупространства (с различающимися по удельному сопротивлению слоями) на разнесенных на определенное расстояние измерительных электродах.

Способ оперативного компьютерного расчета уровня сигнала с разных глубин для любого геоэлектрического разреза состоит в следующем.

Зная параметры системы и среды распространения электромагнитных колебаний в геоэлектрическом разрезе, можно определить затухание сигнала в канале и спрогнозировать уровень принимаемого полезного сигнала с разных глубин.

Практическая постановка задачи по расчету электромагнитного канала забой–устье состояла в оценке величины электрического сигнала, измеряемого на поверхности горизонтально-слоистого полупространства (с различающимися по удельному сопротивле-

нию слоями) измерительной линией, не связанной с буровой колонной, как зависимости от глубины забоя скважины.

Модель геолого-геофизической среды представлялась горизонтально-слоистыми полупространствами с параметрами ρ_i (удельные сопротивления слоев) и z_i (глубина нижней кромки i-го слоя). Буровая колонна ввиду малого диаметра (по сравнению с расстоянием до точки измерения) представлена токовой нитью с неравномерным распределением стекающего тока в зависимости от глубины точки забоя.

Общее уравнение, описывающее поле в произвольной точке бурильной колонны (в предположении прямолинейной конфигурации скважины), выглядит так:

$$dU = dI \cdot R,$$

где dU – падение напряжения; dI – ток в элементарном объеме; R – сопротивление элемента трубы.

Предполагая известным погонное сопротивление бурильной колонны R, определяя из уравнений постоянного тока величину $dI = i \cdot dl$ (dl – элемент длины; i – плотность тока потерь) и вычисляя функцию Грина в горизонтально-слоистой среде для точечного источника тока, получим:

$$\frac{dU}{dz} = i \cdot R$$

или в интегральной форме

$$\frac{dU}{dz} = E_z(z) = \int_L i(\zeta)\varphi(z,\zeta,\bar{\rho})d\zeta = i(z)R(z), \qquad (1)$$

где интегрирование по L означает интеграл по длине буровой колонны; $\varphi(z,\zeta,\bar{\rho})$ – функция Грина горизонтально-слоистого полупространства с параметрами $\bar{\rho} = |\rho_1, \rho_2, ..., \rho_n, z_1, z_2, ..., z_{n-1}|$ (ρ_i – кажущееся удельное электрическое сопротивление пластов, z_i – глубины подошв соответствующих пластов).

Решая это уравнение относительно неизвестной функции распределения токов утечки $i(z)$ и определяя затем поле на поверхности полупространства по формуле

$$E(z) = \int_0^\infty i(z)\varphi(z,\bar{\rho})I_1(\lambda z)d\lambda,$$

где $I_1(\lambda z)$ – функция Бесселя первого рода первого порядка, получаем искомую величину сигнала в измерительной линии MN = 1 м в мВ/м в предположении, что полный ток, излучаемый в бурильную колонну, равен 1 А.

Для определения функции $\varphi(z,\zeta,\bar{\rho})$ используем аппарат решения уравнения Лапласа в цилиндрических координатах, т. е. пересчета импеданса горизонтально-слоистой среды со слоя на слой в предположении выполнения граничных условий:

$$U_i = U_{i+1}\big|_{S1};$$

$$\frac{1}{\rho}\frac{\partial U_i}{\partial z} = \frac{1}{\rho}\frac{\partial U_{i+1}}{\partial z}\bigg|_{S_i},$$

где S_i – граница i и $i+1$ слоев.

Не приводя здесь элементарных, но весьма объемных выкладок, можно заключить, что решение уравнения состоит в определении неизвестной функции в уравнении Фредгольма II рода, что представляет собой корректную задачу в случае $R(z) \neq 0$, т. е. если бурильная колонна не является идеальным проводником.

Блок-схема алгоритма расчета, приведенная на рис. 2.23 и реализованная в программе на языке С для IBM PC, позволяет рассчитать уровень принимаемого на поверхности сигнала с забоя, находящегося на глубине до 5,0 км, практически для любого геоэлектрического разреза и параметров бурильной колонны.

Методика расчета уровня сигнала на поверхности от забойного передатчика заключается в следующем. По стандартной диаграмме электрического каротажа, характеризующего геоэлектрический разрез данного района, площади, составляется таблица усредненных значений кажущихся удельных электрических сопротивлений пласта. Эти данные из девяти интервалов чередующихся участков заносятся в таблицу (рис. 2.24). Левая колонка – ρ_0 в Ом·м. Правая – глубина подошвы пласта или пачки пластов, характеризующихся указанным в левой строчке кажущимся удельным электрическим сопротивлением.

Заполнив восемь строк таблицы, в девятой слева проставляем значение ρ той части разреза до 10 км, где нет данных по диаграммам. Затем в десятой строке таблицы проставляется значение электрического сопротивления единицы длины бурильной колонны. Оно зависит от материала бурильных труб (стальная или ЛБТ) и проводимости бурового раствора в скважине.

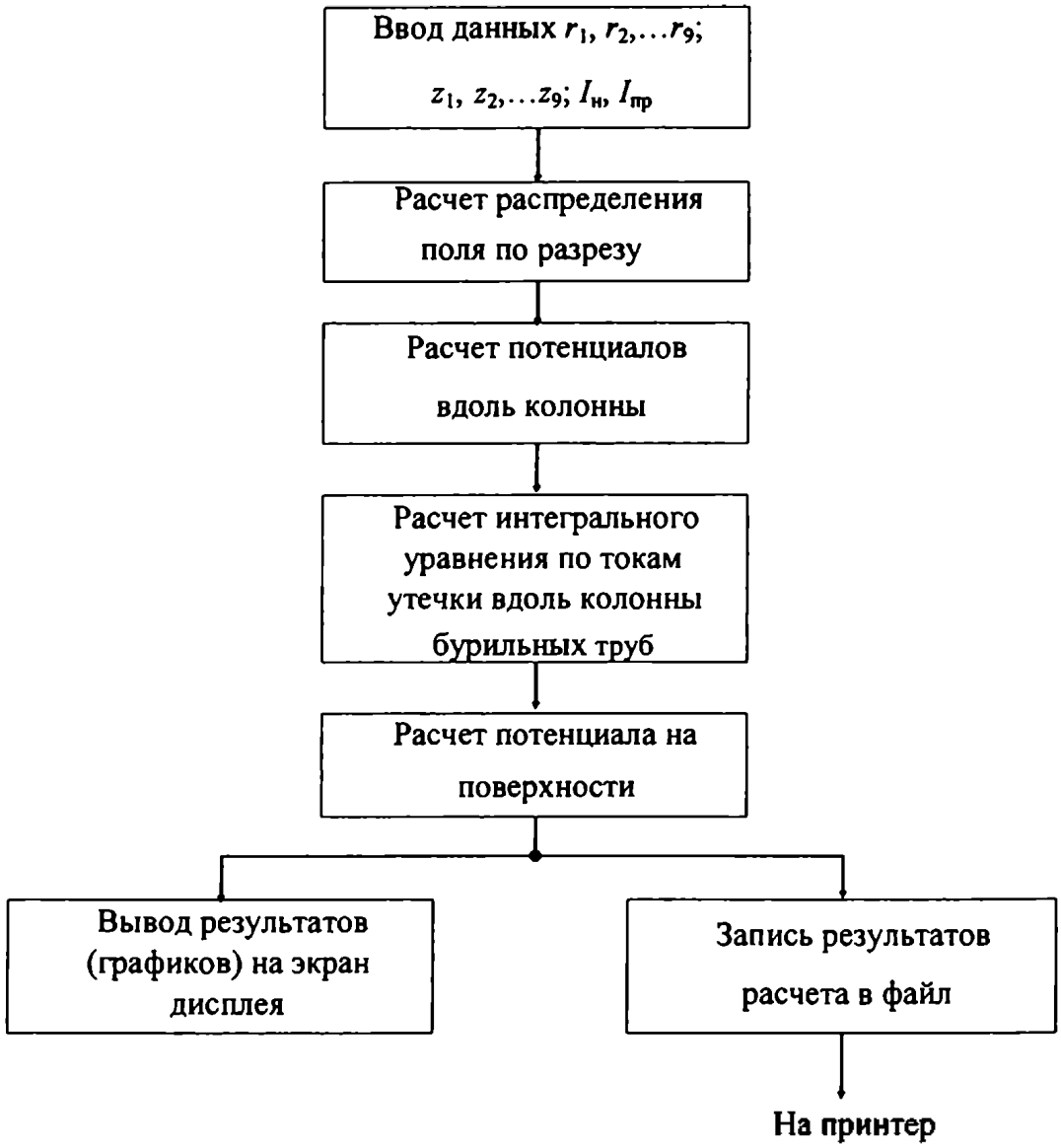
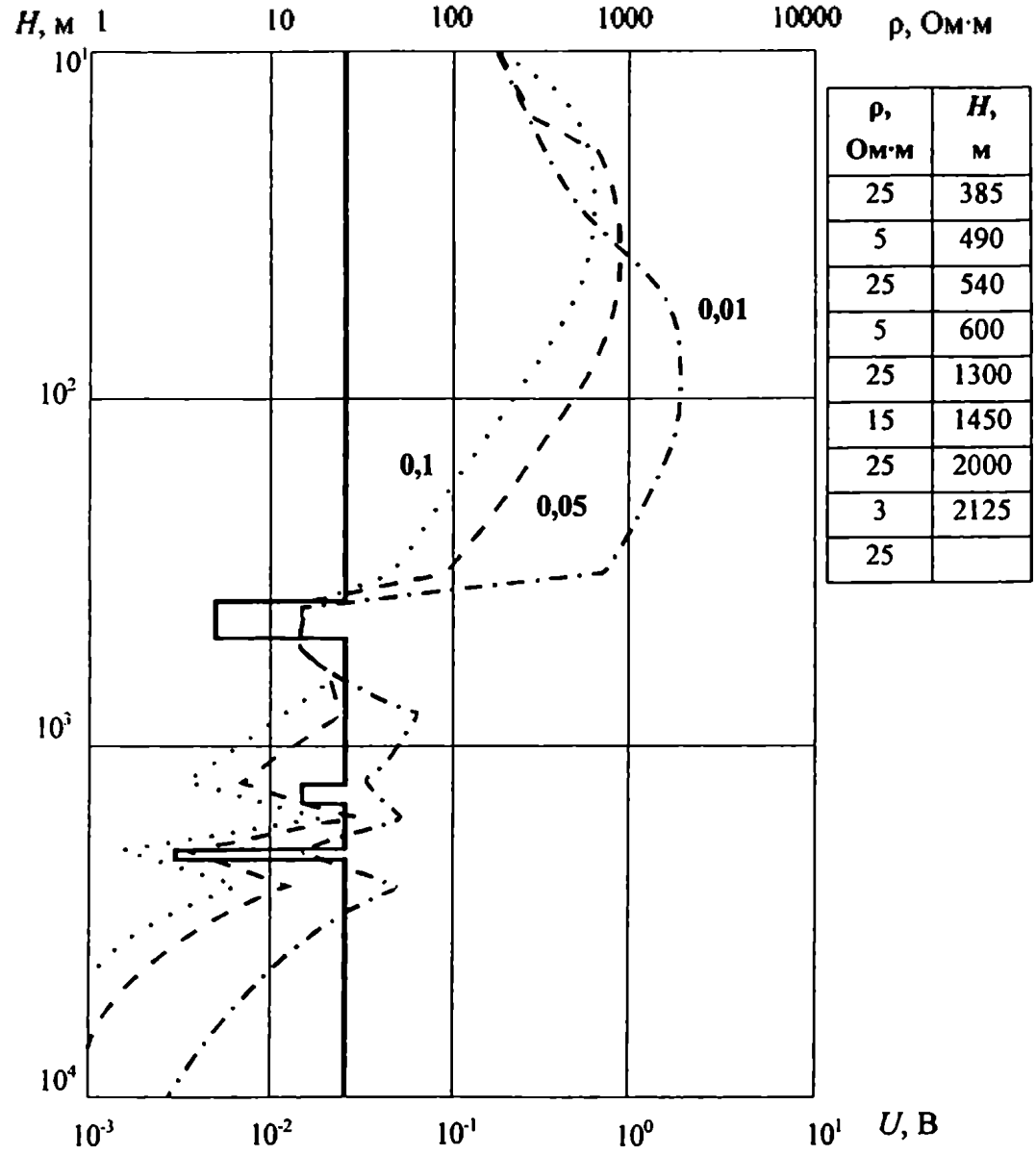


Рис. 2.23. *Блок-схема алгоритма расчета сигнала, принимаемого с забоя по электромагнитному каналу связи забой–устье*

В правой части десятой строки указывается точка измерения потенциала электрического поля на поверхности, ее удаление от буровой.

Результаты расчета выводятся на экран монитора и выдаются в виде таблицы значений, где указываются введенные данные и рассчитанное для определенных глубин в диапазоне от 0 до 10 000 м значение сигнала, принимаемого на поверхности.

Программа предусматривает выходной ток передатчика 1 А, при токе, большем 1 А, несложен устный пересчет уровня сигнала.



ρ, Ом·м	H, м
25	385
5	490
25	540
5	600
25	1300
15	1450
25	2000
3	2125
25	

Рис. 2.24. *Пример расчета уровня сигнала с забоя для Марковского месторождения нефти*: шифр кривых – линейное электрическое сопротивление колонны бурильных труб, Ом·м

При необходимости применения разнесенного приема сигналов расчет проводится при разной удаленности точки приема от устья скважины.

Разработанный метод и программа компьютерного расчета уровня принимаемого сигнала для любых геоэлектрических разрезов опробованы на всех типовых разрезах России и СНГ и позволяют надежно прогнозировать уровень принимаемого с забоя полезного сигнала для конкретных конструкций бурильной колонны,

мощности забойного передатчика, устройства ввода сигнала в канал связи, наземного приемника.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что затухание сигнала на частоте 12,5 Гц для большинства разрезов не превышает 80 дБ, что при сигнале на входе линии передачи 40...50 В величина сигнала на входе приемника составит 40...50 мВ.

Этот уровень сигнала значительно превосходит уровень помех в этом диапазоне частот и при использовании помехоустойчивых кодов позволяет обеспечить высокую надежность и достоверность передаваемой информации. Затухание сигналов частоты 6 Гц не превышает 60 дБ (см. табл. 2.9).

Ситуация порой усугубляется, когда в низкоомном разрезе затухание сигнала значительно, а передатчик находится в высокоомном разрезе, когда отдача энергии сигнала в канал ограничена из-за рассогласования выходного сопротивления передатчика с входным сопротивлением нагрузки (антенны). В этом случае в системе должно быть предусмотрено несколько фиксированных режимов работы передатчика (на низкоомную или высокоомную нагрузку) или введена обратная связь, обеспечивающая переключение выходной обмотки забойного передатчика.

Резервом повышения дальности канала является лучшее согласование выходного сопротивления забойного передатчика с нагрузкой за счет удлинения нижнего заземляющего электрода до 30...50 м.

С подобной ситуацией А.А. Сараеву (ООО "Рекомгео") пришлось столкнуться при сопровождении бурения скважин кустов № 3 и 9 Южного месторождения забойными телесистемами. В геологическом разрезе данного месторождения ярко выражено чередование низкоомных с сопротивлением 0,5...1,0 Ом·м пластов Георгиевской свиты и высокоомных с сопротивлением 100...110 Ом·м пластов Баженовской свиты. Это чередование обусловило возникшие "провалы" в электромагнитном канале связи. Для успешного прохождения участка ствола (около 20 м), в котором получение оперативной информации о движении забоя скважины не представлялось возможным, автором было предложено применение вставки в бурильную колонну, позволяющую перенести излучатель выше зоны чередующихся пластов. После прохождения участка с "провалом" в электромагнитном канале вставка из компоновки буровой колонны убиралась.

Анализируя данные расчетов, можно констатировать, что на скважинах Восточно-Уренгойского нефтяного месторождения уровень принимаемого сигнала составляет 30...50 мВ, и проблем с его приемом на фоне помех 3..5 мВ не будет. На буровых Южного нефтяного месторождения уровень принимаемого сигнала с глубины около 1500 м составляет 3 мВ и становится сопоставимым с уровнем помех. Поэтому для уверенного приема полезного сигнала с этих глубин необходимо увеличить длину нижнего электрода, перенеся разделитель на 2–3 свечи бурильных труб (для электробурения), или заменить часть стальных труб на сплавные (4–5 свечей).

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях часто чередующихся низкоомных пластов Западной и Восточной Сибири, экранирования забойного передатчика сильно проводящими и непроводящими пластами горных пород, значительного уровня электрических помех на буровой представляет интерес рассмотрение возможности регистрации наземными приемниками магнитной составляющей электромагнитного поля, возбуждаемого забойным передатчиком.

1. Магнитное поле постоянного тока и реальные компоненты переменного тока крайне низких и низких частот не зависят от проводимости и горизонтальной слоистости полупространства, что существенно расширяет возможности эквивалентной замены слоистой среды при вычислении магнитной составляющей электромагнитного поля по сравнению с электрической [87].

2. Имеется такое расположение установок заземлений, при котором нормальное магнитное поле полностью отсутствует на всей поверхности наблюдений (вертикальная труба) или ослаблено, в то время как нормальное электрическое поле весьма интенсивно.

3. При бурении наклонной скважины и особенно ее горизонтального участка интенсивность магнитного поля имеет выраженную азимутальную направленность, что, с одной стороны, позволяет повысить помехоустойчивость системы наблюдений, с другой, – дает возможность определять направление траектории бурящейся скважины.

Расчет электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля, для случая бурильной трубы большой протяженности, имеющей вертикальный, наклонный и горизонтальный участки, эквивалентен расчету бесконечно длинного заземленного кабеля с вертикальным, наклонным и горизонтальным участками (рис. 2.25).

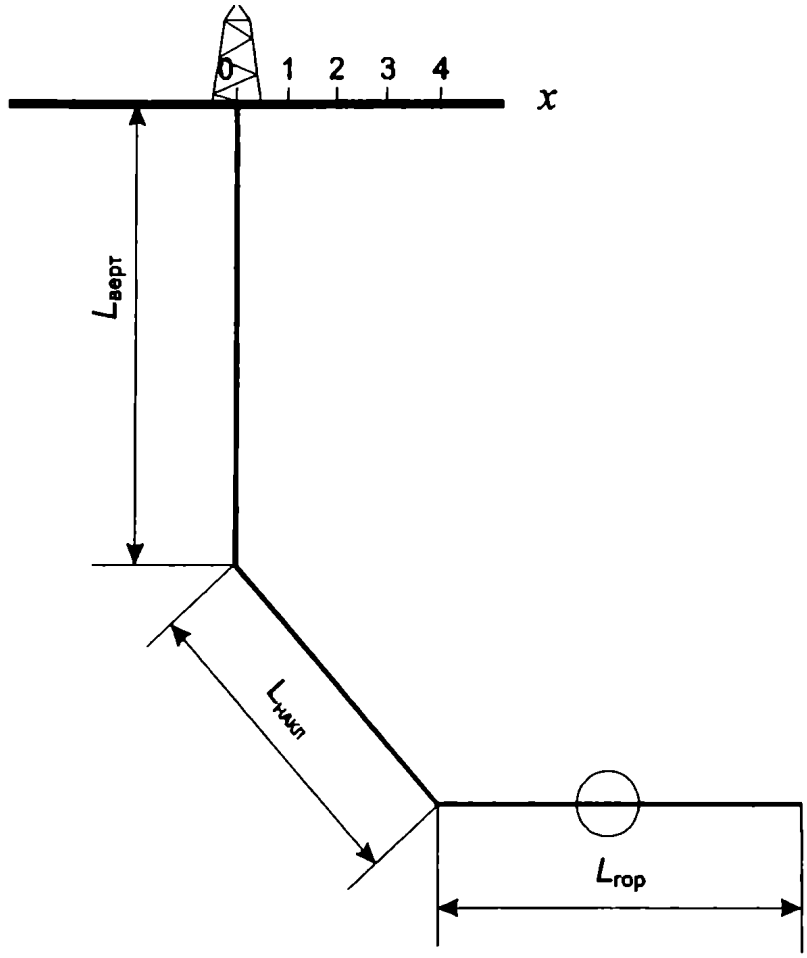


Рис. 2.25. *Схема расчета электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля бесконечно длинного проводника:* $L_{верт}$ – вертикальный участок; $L_{накл}$ – наклонный участок; $L_{гор}$ – горизонтальный участок; *1, 2, 3, 4* – точки измерений электромагнитного поля

В соответствии с выводами В.В. Кормильцева и В.Д. Семенова [87] напряженность магнитного и электрического поля соответственно равны:

$$H_{x,y,z} = \frac{J}{2\pi l} h_{x,y,z}; \tag{2}$$

$$E_{x,y} = \frac{J}{2\pi\sigma l^2} e_{x,y}, \tag{3}$$

где $h_x = y\sin\alpha \int_0^l \int_0^\infty A\left[2J_1(\lambda r)\frac{x+\xi\cos\alpha}{r^3} - \lambda J_0(\lambda r)\frac{x+\xi\cos\alpha}{r^2}\right] d\lambda d\xi;$

$$h_y = x\sin\alpha \int_0^l \int_0^\infty A\left[2J_1(\lambda r)\frac{y^2-(x+\xi\cos\alpha)^2}{r^3}J_1(\lambda r)-\frac{J^2}{r^2}\lambda J_0(\lambda r)\right]d\lambda d\xi;$$

$$h_z = y\cos\alpha \int_0^l \int_0^\infty A\frac{J_1(\lambda r)}{r}d\lambda d\xi;$$

$$e_x = -\cos\alpha jrl\int_0^l \int_0^\infty AJ_0(\lambda r)d\lambda d\xi + \cos\alpha \int_0^l \int_0^\infty B\left[\frac{(x+\xi\cos\alpha)^2}{\rho^3}J_1(\lambda r)-\right.$$

$$\left.-\lambda\frac{(x+\xi\cos\alpha)^2}{r^2}J_0(\lambda r)\right]d\lambda d\xi + \sin\alpha \int_0^l \int_0^\infty D\frac{x+\xi\cos\alpha}{r}J_1(\lambda r)d\lambda d\xi;$$

$$e_y = y\cos\alpha \int_0^l \int_0^\infty B\frac{x+\xi\cos\alpha}{r^3}\left[2J(\lambda r-\lambda r J_0(\lambda r))_1\right]d\lambda d\xi +$$

$$+ y\sin\alpha \int_0^l \int_0^\infty D\frac{J_1(\lambda r)}{r}d\lambda d\xi,$$

l – длина бурильной колонны; σ – электрическая проводимость; α – угол отклонения от горизонтали, град.; $J_0(\lambda r)$, $J_1(\lambda r)$ – функции Бесселя нулевого и первого порядка; r – расстояние от устья; λ, ξ – переменные интегрирования; A, B, D – коэффициенты, зависящие от слоистости разреза; x, y – координаты точки измерений; $H_{x,y,z}$, $E_{x,y}$ – составляющие электромагнитного поля; $h_{x,y,z}$, $e_{x,y}$ – магнитные и электрические числа.

Из формул (2) и (3) видно, что магнитная составляющая электромагнитного поля не зависит от проводимости окружающей среды, а ее величина обратно пропорциональна длине бурильной трубы, а не квадрату длины, как для электрической составляющей.

Из формул следует, что при небольших l на вертикальном участке целесообразно регистрировать электрическую составляющую электромагнитного поля, при этом $H_{x,y,z} \approx 0$.

Уровень электрической составляющей при этом значителен и намного превышает уровень электрических помех.

По мере углубления скважины, увеличения угла отклонения ее от вертикали магнитная составляющая электромагнитного поля увеличивается, ее величина значительно слабее зависит от электрических свойств разреза. Самые благоприятные условия для регистрации магнитной составляющей электромагнитного поля по сравнению с электрической наступают на горизонтальном участке.

Таким образом, теоретические исследования свидетельствуют, что, используя приемные антенны для приема этих составляющих, комбинируя их выбор, можно обеспечить оптимальность условий приема полезного сигнала с забоя и, следовательно, повысить помехоустойчивость работы телесистем в условиях повышенных помех на буровой [112].

Выполненные автором расчеты напряженности магнитного поля H_x, H_y, H_z для типичного разреза Западной Сибири показывают, что при мощности забойного передатчика 400 Вт и длине бурильной колонны 2...3 км напряженность магнитного поля в точке приема составляет 400 нТл. Исходя из этого чувствительность наземного приемника должна быть в диапазоне 0,5...1,0 нТл. В качестве такого приемника можно рассматривать два вида приемников: рамочную антенну и феррозонд. Учитывая, что передача ведется на частотах 2...12 Гц, частотный диапазон приемника должен составлять от долей герц до 1,5...15,0 Гц. Современные возможности элементной базы и опыт конструирования геофизической аппаратуры позволяют разработать компактные высокочувствительные датчики магнитного поля с указанными параметрами. Необходимо добавить, что аппаратура должна быть надежной в эксплуатации в условиях буровых, размещенных в таежной и заболоченной местности в температурном режиме –60...+50 °С.

При эксплуатации аппаратуры на морских основаниях контейнер с антенной, опускаемый на дно, должен быть герметичным.

2.3.4. Физическое моделирование электромагнитного канала связи

Было проведено моделирование электромагнитного канала связи в электролитической ванне лаборатории кафедры геофизики СПГГИ (ТУ)*.

Целью работ являлось проведение экспериментальных исследований для оценки возможности использования электромагнитного канала связи забой–устье в условиях пересечения скважиной мощных экранирующих пластов высокого и низкого сопротивления.

Эксперимент предусматривал моделирование условий прохождения скважины через пласт, существенно отличный по удельно-

---

* Моделирование выполнено доцентом кафедры, канд. геол.-минер. наук Д.Н. Дмитриевым.

му сопротивлению от вмещающих пород и измерение уровня сигналов, связанных с электрической и магнитной компонентами электромагнитных полей электрического и магнитного диполей, установленных в нижней части бурильной колонны в качестве источников электромагнитного канала связи.

Для выполнения поставленной задачи программа исследований предусматривала:

а) разработку и изготовление модели, соответствующей условиям прохождения бурильной колонны через пласты высокого и низкого сопротивления, а также через пласт с повышенной магнитной восприимчивостью пород;

б) проведение измерений на устье скважины электрической и магнитной компонент электромагнитного поля дипольного источника, установленного в нижней части бурильной колонны, для условий ее последовательного перемещения по стволу скважины: в однородной среде, через пласт низкого сопротивления, через пласт высокого сопротивления.

В качестве базовой модели для проведения экспериментов была использована специальная ванна из органического стекла размером 1200 × 600 × 150 мм, заполненная водой (ρ = 50 Ом·м) и имеющая приспособления для установки и закрепления датчиков, макетов экранирующих пластов (латунная и текстолитовая пластины) и макета бурильной колонны (рис. 2.26).

Базовая модель обеспечивала условия, эквивалентные прохождению бурильной колонны по стволу воображаемой скважины в условиях: однородной среды (вода), через пласт низкого сопротивления (текстолитовая пластина), через пласт высокого сопротивления (латунная пластина).

Модель бурильной колонны была изготовлена из латунной трубки диаметром 5 мм и длиной 650 мм, которая с одной стороны разделялась диэлектрической вставкой на отрезки 50 и 600 мм и при подключении к источнику питания представляла электрический диполь – источник электромагнитного поля.

В качестве датчика магнитной компоненты электромагнитного поля диполя использовалась многовитковая катушка-рамка *9* (см. рис. 2.26,*б*), конструкция которой обеспечивала ориентацию ее плоскости в заданном направлении для измерения ЭДС рамки ($E(H_x)$ или $E(H_z)$), пропорционально соответствующей составляющей магнитного поля – H_x или H_z.

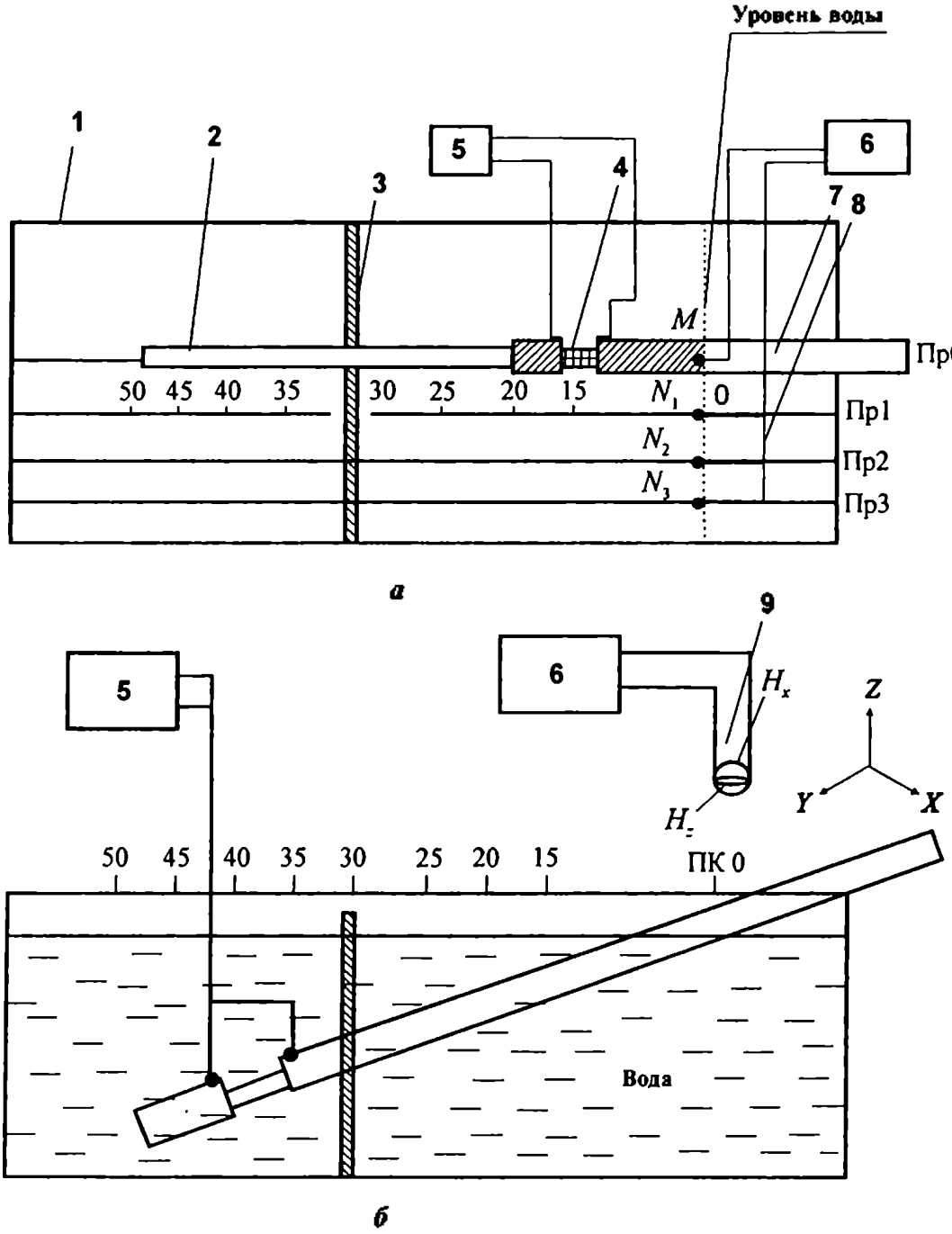


Рис. 2.26. *Модель электромагнитного канала связи:*
а – в плане (исходная позиция); *б* – в разрезе (полный спуск)
1 – ванна; *2* – направляющая; *3* – пласт (диэлектрик или проводник);
4 – диполь; *5* – генератор; *6* – приемник-регистратор; *7* – бурильная колонна;
8 – датчики электрического поля; *9* – датчики магнитного поля

В качестве датчика электрической компоненты электромагнитного поля использовалась система гальванических заземлений – латунных электродов *M* и *N*, один из которых заземлялся непо-

средственно на бурильную колонну (на устье скважины), а второй – на одном из профилей базовой модели (см. рис. 2,26,*а*). При изучении характера изменения уровня сигнала, связанного с электрической компонентой электромагнитного поля, измерялась разность потенциалов (ΔU_{MN}), пропорциональная напряженности электрического поля на устье скважины.

Все измерения проводились с помощью комплекта серийной электроразведочной аппаратуры "ЭРА".

Поскольку ограниченные размеры базовой модели не позволяли полностью исключить влияния граничных условий на структуру изучаемых полей, при выполнении наблюдений особое внимание уделялось жесткому воспроизведению геометрических параметров модели электромагнитного канала связи, определяемых местоположением датчиков и источников электромагнитного поля, их ориентацией, а также параметрам настройки источника питания и измерительной аппаратуры.

При измерении магнитной компоненты: 1) модель бурильной колонны устанавливалась на направляющий лоток, определяющий направление воображаемой скважины таким образом, чтобы центр диполя находился на расстоянии 15 см от устья – ПК 0, который определялся местом погружения колонны в воду – "исходное положение (h = 15 см)" (см. рис. 2.26,*б*); 2) к полюсам диполя подключался генератор "ЭРА", настроенный в соответствии с параметрами модели на частоту 625 Гц; 3) на устье скважины (профиль 0, ПК 0) устанавливался датчик магнитного поля, который подключался к приемнику-регистратору (РП) и ориентировался в соответствии с измеряемой составляющей (H_x или H_z); 4) после включения генератора *5* регистратором *6* снимались отсчеты $E(H_x)$ и $E(H_z)$ и модель бурильной колонны последовательно перемещалась (погружалась) по направляющей с шагом 5 см в интервале 15...50 см. Измерения проводились как при спуске, так и при подъеме бурильной колонны по профилям 0, 1, 2, 3 (см. рис. 2.26,*а*) в однородной среде и повторялись с макетами пластов низкого и высокого сопротивлений.

При измерении электрической компоненты: 1) электрод *M* гальванической системы заземления подключался к бурильной колонне на устье скважины, а электрод *N* устанавливался поочередно на ПК 0 профилей 1, 2 и 3 (см. рис. 2,26,*а*); 2) измерялся параметр ΔU_{MN}, пропорциональный напряженности электрического поля на устье скважины, при перемещении модели бурильной колонны с

шагом 5 см в однородной среде и при наличии макетов пластов низкого и высокого сопротивлений.

Ток питания диполя-источника и чувствительность измерительной аппаратуры выбирались исходя из уровня принимаемого сигнала соответствующей компоненты электромагнитного поля (табл. 2.11).

Таблица 2.11

Параметры настройки аппаратуры "ЭРА"

Компоненты электромагнитного поля	Ток генератора, мА	Чувствительность приемника, мВ/дел.
Магнитная	50	0,0001
Электрическая	5	1,0

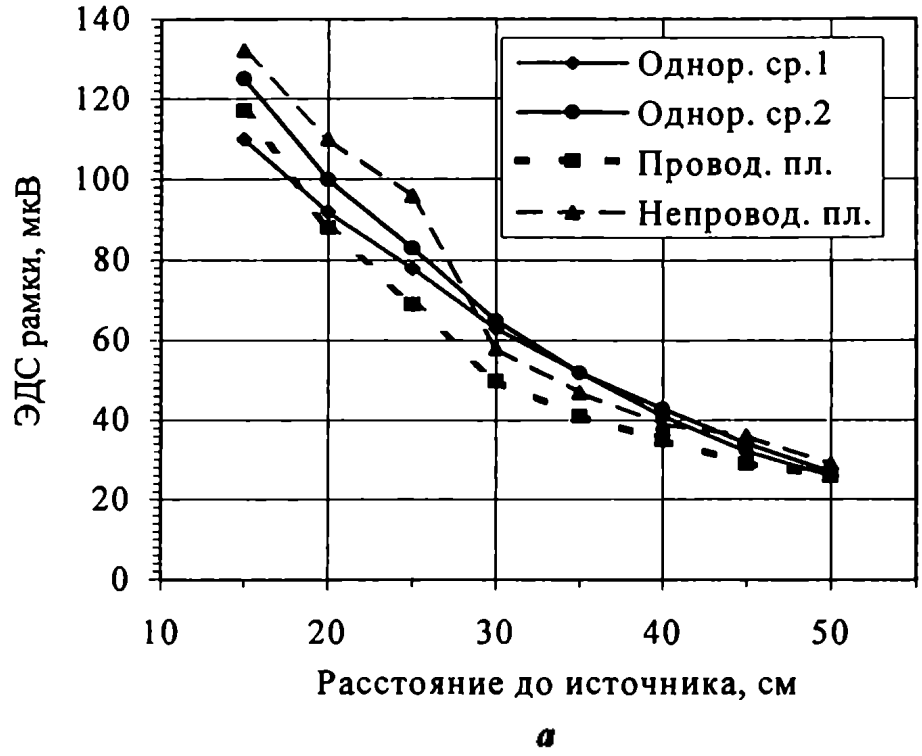
Анализ результатов моделирования

Экспериментальные исследования в однородной среде показали, что характер изменения магнитного поля на устье скважины в процессе ее проходки является отражением суперпозиции магнитных полей дипольного и линейного источников тока.

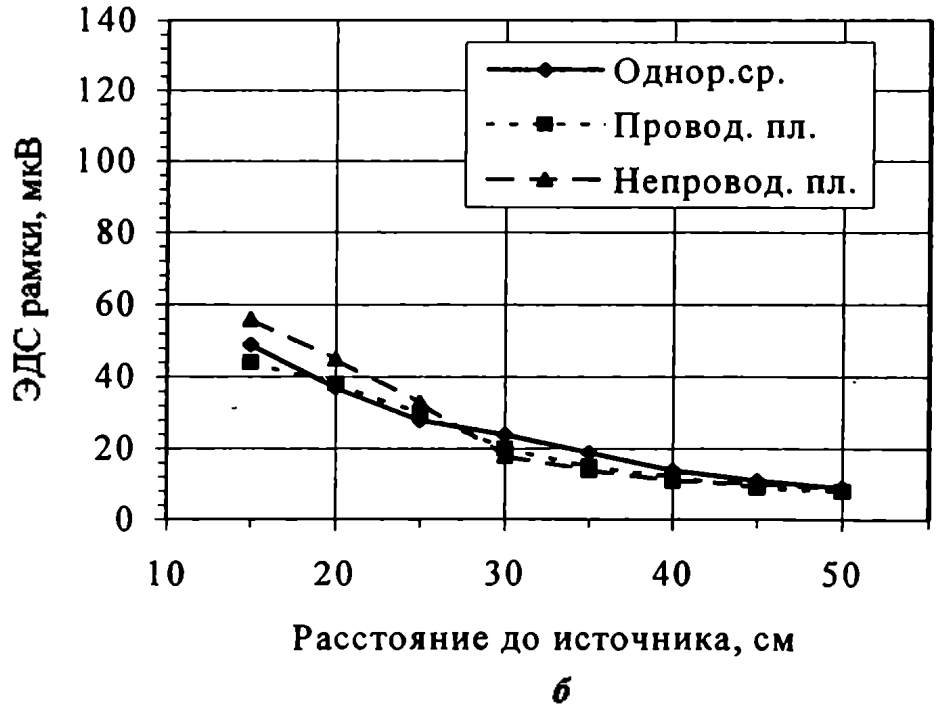
По мере увеличения расстояния "приемник-диполь" влияние магнитного поля диполя резко уменьшается (примерно обратно пропорционально кубу расстояния) и характер спада магнитной компоненты определяется полем линейного источника (бурильной колонны), изменение интенсивности которого, согласно теории, в основном определяется длиной погруженной части бурильной колонны и электропроводностью вмещающих пород (рис. 2.27,*а*,*б*, проф. 0, кривая однор. ср. 1).

После прохождения скважиной экранирующего пласта в обоих случаях наблюдается снижение уровня принимаемого сигнала, причем обе кривые (как в случае проводящего пласта, так и в случае пласта высокого сопротивления) выходят на один уровень, близкий к уровню поля в однородной среде, который, при дальнейшем погружении источника в скважину, меняется весьма незначительно и определяется полем линейного источника, т. е. плотностью тока в бурильной колонне.

Таким образом, результаты моделирования подтверждают, что влияние экранирующих пластов, в первую очередь, сказывается на уровне магнитного поля дипольного источника, доля которого в суммарном поле, регистрируемом на поверхности, быстро уменьшается по мере углубления скважины и практически исчезает после пересечения пласта.

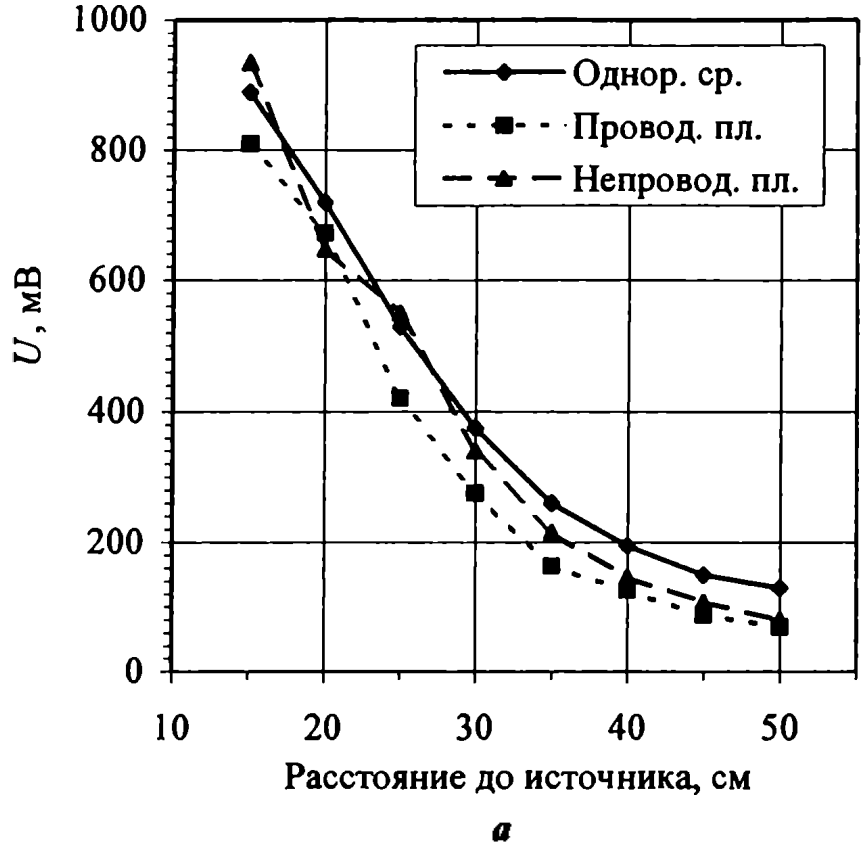


а

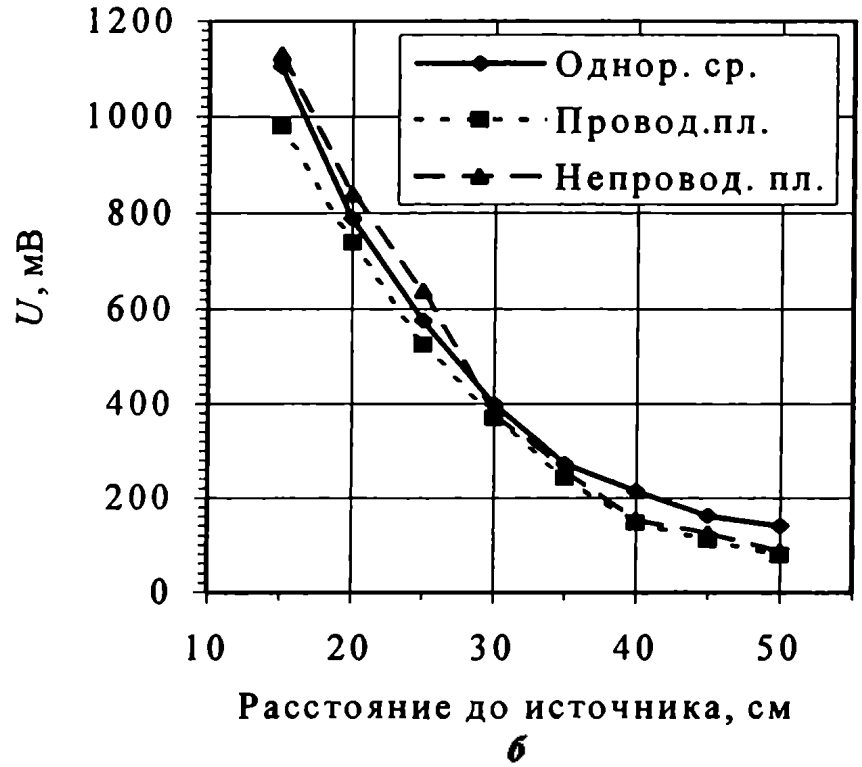


б

Рис. 2.27. *Графики H_x магнитной компоненты:*
а – профиль 0; *б* – профиль 1;
Однор. ср. 1 – поле линейного источника в однородной среде;
Однор. ср. 2 – поле дипольного и линейного источников в однородной среде



а



б

Рис. 2.28. ***Графики электрической компоненты:***
***а* – профиль 1; *б* – профиль 2**

Сопоставляя результаты измерения сигналов, связанных с электрической и магнитной компонентами электромагнитного поля электрического диполя, можно отметить, что при заданной геометрии модели, соответствующей условиям бурения вертикальной скважины через горизонтальные пласты, уровень сигнала датчика магнитного поля в однородной среде уменьшается в 4...5 раз при максимальном удалении источника поля (см. рис. 2.27 и рис. 2.28).

Влияние экранирующих пластов сказывается при незначительном удалении источника-диполя от устья скважины и при приближении к пласту. Отклонение сигнала от уровня нормального поля (однородная среда) после прохождения пласта не превышает 10...15 %.

В тех же условиях уровень сигнала датчика электрического поля уменьшается в 8...10 раз, а влияние экранирующих пластов (особенно проводящих) продолжает сказываться и после прохождения через них скважины. При этом уменьшение сигнала от уровня нормального поля достигает 30...40 %.

Полученные результаты хорошо согласуются с теорией и свидетельствуют о перспективности использования магнитного канала в условиях пересечения скважиной экранирующих пластов как высокого, так и низкого сопротивления.

Разработка рекомендаций по повышению дальности действия электромагнитного канала связи забой–устье для любых геоэлектрических разрезов

1. Снизить несущую частоту передаваемых сигналов (6,0; 2,0 Гц), перейдя на узкополосную передачу двухполярными фазоманипулированными сигналами. Это позволит уменьшить затухание сигнала вдоль бурильной колонны, особенно в условиях низкоомного разреза большой протяженности, повысить энергетический потенциал систем (см. рис. 2.22).

2. Учитывая значительный запас по пропускной способности электромагнитного канала с целью повышения эффективности систем применить помехоустойчивое кодирование передаваемых сигналов (например, код Миллера или сверточные коды).

3. Для обеспечения условий согласования выходного сопротивления передатчика с нагрузкой необходимо увеличить длину нижнего электрода до 30...50 м, удалив от забоя диэлектрическую

вставку, что особенно важно при использовании коротких винтовых забойных двигателей.

4. В условиях чередующихся низкоомных и высокоомных пластов геоэлектрических разрезов Западной и Восточной Сибири и других районов уровень прогнозируемого сигнала с забоя в диапазоне частот 2...6 Гц достаточен для его надежного приема и выделения.

5. При значительном уровне помех на буровой, особенно в условиях бурения наклонно направленных скважин, целесообразно осуществлять прием магнитной составляющей электромагнитного поля.

6. На малых глубинах вертикального участка ствола скважины целесообразно вести прием электрической составляющей электромагнитного поля. По мере искривления скважины, в том числе на пологом или горизонтальном участке, наиболее эффективным является регистрация магнитной составляющей электромагнитного поля. При этом регистратор магнитного поля телесистемы не должен искажать входного сигнала (полоса приемника магнитного канала должна быть не уже, чем в канале приема электрической составляющей электромагнитного поля).

7. Регистратор магнитного поля должен быть расположен в огражденном участке размером 15 × 15 м вне движущихся объектов значительных магнитных масс (автомобилей, тракторов и другой передвижной техники) и иметь азимутальную подстройку.

8. В перспективе микропроцессор скважинного прибора должен иметь устройство электрического переключения программы по сигналам с поверхности.

9. При работе на шельфе морей приемные антенны необходимо располагать на дне моря, организовав передачу электромагнитных сигналов от приемных датчиков к поверхностной обрабатывающей и регистрирующей аппаратуре. Целесообразным является размещение в погружном контейнере предварительного усилителя и аналого-цифрового преобразователя.

10. Перспективными являются также применение кодов с обнаружением и исправлением ошибок, внесение частотной компьютерной корректировки в канал связи с целью минимального искажения передаваемого сигнала.

2.4. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ТЕЛЕСИСТЕМ

2.4.1. Технические требования к телесистемам

Геофизические исследования наклонно направленных и горизонтальных скважин подразделяются:

- на инклинометрические измерения (измерение траектории ствола ННС и ГС);
- геолого-технологические исследования (ГТИ) (проведение комплекса ГТИ и измерение технологических параметров бурения);
- геофизические исследования в процессе бурения;
- геофизические исследования после бурения;
- гидродинамические (измерения в процессе освоения и эксплуатации скважин).

В концепции, разработанной профессором А.А. Молчановым, в процессе бурения в реальном масштабе времени надо измерять те параметры, без использования которых снижается эффективность буровых и геофизических работ.

В обязательный комплекс измерений для проводки наклонно направленной скважины, включая горизонтальный участок, должны входить датчики угловых измерений (зенитного и азимутального углов, угла положения отклонителя) для оперативного управления траекторией ствола.

Для оптимизации режима бурения желательно измерять осевую нагрузку, крутящий момент и обороты долота для обеспечения максимальной механической скорости бурения, зависящей от состояния оснащенности бурового долота и буримости горных пород. Полезными являются датчики расхода бурового раствора, давления и температуры [103].

Для привязки к геологическому разрезу и контроля за проходкой в литологически неоднородных пластах для исключения прихватов бурильного инструмента в комплекс измерений рекомендуется включать только геофизические датчики, не имеющие выступающих частей (рычагов). Такими являются датчики ГК, КС, ПС, БК, ВК [124]. Совершенно очевидно, что чем сложнее аппаратура, чем больше элементов и блоков она содержит, тем ниже ее надежность. Поэтому полный комплекс ГИС для однозначной интерпретации характеристик геологического разреза, выделения продук-

тивных пластов и оценки их подсчетных параметров: пористости, нефтегазоводонасыщенности, глинистости, эффективной мощности и изменения этих параметров по простиранию пласта необходимо производить расширенным автономным комплексом ГИС, спускаемым на бурильных трубах или автономной аппаратурой, доставляемой на забой прокачкой бурового раствора [37, 66, 76, 124]. Такой комплекс может содержать набор методов электрического, бокового, индукционного или электромагнитного каротажа, радиоактивных методов (ГК, НГК, ГГК), акустического каротажа (ВАК), а в качестве контрольного замера необходимо вновь провести инклинометрические измерения. Если автономные комплексы не обеспечивают решения поставленных задач, то лучше провести измерения серийной аппаратурой по технологии "Горизонталь".

Инклинометрические измерения в скважинах обычно проводятся аппаратурой, спускаемой на каротажном кабеле после бурения. Эта аппаратура не испытывает значительных вибраций и ударов, как телесистемы в процессе бурения, поэтому требования к датчикам такого применения значительно ниже, а использовать их в процессе бурения не представляется возможным из-за невысокой надежности их работы в условиях бурения.

Используемые в аппаратуре ЗИС-4 инклинометрические датчики, серийно выпускаемые Курским приборостроительным заводом, уже не отвечают по точности требованиям, предъявляемым при проводке точно направленных скважин. Сложность механической конструкции, а в связи с этим низкая надежность при длительной эксплуатации на забое потребовали поиска новых типов датчиков и дополнительных исследований [124].

Исследования различных типов и конструкций первичных преобразователей для измерения траектории (гироскопические на воздушной, гидравлической и магнитной подвеске, магнитометрические с подвижными контактными и бесконтактными устройствами съема сигнала изменения угла, гравитационные маятниковые акселерометрические, хемотронные, лазерные, оптические и др.), анализ и практическое стендовое опробование некоторых конструкций привели к выбору системы трехортогональных магнитомодуляционных и акселерометрических датчиков.

Инклинометрические датчики, хотя и относятся к геофизическим, в телесистеме выполняют роль технологических (особенно динамичен угол разворота).

Минимальная частота опроса датчика зенитного угла, угла разворота должна составлять не менее 1 опроса в 10 с. С такой же частотой необходимо опрашивать датчики скорости вращения долота, осевой нагрузки или крутящего момента. Поскольку буримость горных пород во многом определяется твердостью разбуриваемых пород, которая хорошо коррелируется с геофизическими кривыми КС, ГГК, частота опроса датчика буримости может быть снижена.

2.4.2. Особенности конструирования и эксплуатации забойных телеметрических систем

При конструировании забойных систем разработчик, как правило, сталкивается со следующими проблемами:

- выбор типа канала связи с забоем;
- обеспечение универсальности компоновки, последовательность размещения измерительных преобразовательных блоков с целью максимального приближения точки записи к забою, беспрепятственное прохождение телесистемы по стволу, особенно в скважинах, пробуренных с малым (до 15 м) радиусом кривизны;
- выбор максимально возможной степени защиты всех узлов системы от воздействия ударов и вибраций;
- выбор конструкции, комплектующих и элементной базы, обеспечивающих надежную работу в условиях повышенных температур и давлений;
- выбор технических решений по обеспечению прочности, гибкости конструкции и ее оптимальной длины;
- применение конструктивных материалов и технологий, повышающих способность противостоять абразивному и кавитационному воздействию потока бурового раствора;
- удобство и простота в эксплуатации.

Геофизические исследования участка ствола с углом наклона более 55° требуют применения нетрадиционных информационно-измерительных и технологических комплексов и специальных технических средств доставки аппаратуры в горизонтальную часть ствола.

Процесс получения информации бескабельными системами может быть нескольких видов:

- измерения в процессе бурения в реальном масштабе времени с целью принятия оперативных технологических решений и оценки текущей геологической ситуации;

- измерения в промежутках между долблениями при наличии в скважине колонны бурильных труб;

- измерения после бурения и извлечения колонны бурильных труб из скважины аппаратурой, доставляемой в интервал исследований скважины на бурильных трубах, с целью детального изучения физических свойств вскрытого наклонно направленной или горизонтальной скважиной продуктивного пласта, в том числе контрольный замер траектории и соответствие ее проекту;

- измерения в обсаженной скважине при освоении и эксплуатации объекта с восстающим или горизонтальным участком.

Скважинная аппаратура телесистем с гидравлическим, электромагнитным и другими каналами связи для измерений в процессе бурения забойными двигателями работает в условиях повышенных вибраций. Являясь частью бурильной колонны, корпусы блоков телесистемы, электрического разделителя при использовании электромагнитного канала связи и электрических зондов должны выдерживать механические нагрузки (сжатие, растяжение, кручение, резкие удары, изгибы), быть износостойкими к истиранию о стенки скважины и протекающим буровым растворам со значительным содержанием абразивных частиц. Аппаратурный контейнер, в котором расположены электронные схемы, обеспечивающий герметичность его внутреннего объема от воздействия гидростатического давления, также подвержен воздействию протекающего бурового раствора и должен быть стойким к истиранию. Электрические соединения между турбоагрегатом и аппаратурным контейнером, вводы от электрических зондов должны быть также защищены от воздействия раствора.

Зарубежные системы с гидравлическим каналом связи забой–устье в условиях турбинного бурения при содержании абразивных частиц до 15 % практически не работают, так как управляющий потоком гидравлический клапан (сирена) изнашивается в течение 2...3 ч.

Необходима тщательная очистка раствора от твердых частиц (до 1...2 %), которая не всегда выполняется на буровых России.

Системы с электромагнитным каналом не требуют такой тщательной очистки бурового раствора и успешно работают при содержании в буровом растворе абразивных частиц до 10...15 %.

Автономные приборы, устанавливаемые в бурильные трубы, измеряющие и регистрирующие в процессе бурения данные в глубинном блоке, подвержены влиянию действующих на него вибраций и ударов, и требования к его надежности такие же высокие, как для телесистем с каналом связи.

Автономные приборы, сбрасываемые внутрь бурильных труб или доставляемые на забой прокачиваемым буровым раствором и проводящие измерения при подъеме бурильных труб, менее подвержены воздействию вибраций, хотя при развинчивании труб могут быть резкие удары. В связи с тем что скорость обтекания корпуса прибора при подъеме труб значительно меньше скорости ее движения при прокачке бурового раствора при бурении, износ корпуса из-за воздействия на него абразивных частиц бурового раствора менее заметен.

Анализ геолого-технических условий разведки и разработки нефтегазовых и газовых месторождений России, стран СНГ, изучение зарубежного опыта бурения скважин показывают, что температура в 85 % скважин лежит в пределах до 100...120 °С, в рудных, угольных и гидрогеологических скважинах она составляет 10...70 °С, лишь в гидротермальных скважинах достигает 300...320 °С.

В нефтегазовых скважинах на глубинах 5,5...6,0 км и более температура достигает 150...170 °С, редко – 200...220 °С.

Диаметры бурящихся нефтегазовых скважин многоколонных конструкций имеют диапазон от 123 до 400...500 мм.

Гидростатическое давление, определяемое глубиной скважины (от 2,0 до 7,0...7,5 км) и плотностью бурового раствора (от 1,0 до 2,0 г/см^3), варьирует от 20 до 150 МПа*.

Следует заметить, что при бурении скважин давление, воздействующее на скважинный прибор, превышает гидростатическое давление столба бурового раствора на давление, создаваемое буровыми насосами, обеспечивающими прокачку раствора.

В то же время за счет закачки бурового раствора с температурой, значительно меньшей, чем температура пласта, в процессе бурения происходит охлаждение скважинного прибора телесистем

---

* Гидростатическое давление столба жидкости в сверхглубокой скважине СГ-3 на Кольском полуострове (достигнутая глубина – 12,262 км) составляло более 180 МПа.

на 15...25 °С (в зависимости от расхода). Так, в большинстве нефтегазовых скважин Западной Сибири при максимальной температуре пласта 94...96 °С в процессе бурения она не превышает 55...60 °С.

Таким образом, скважинные приборы телесистем должны обеспечивать надежную работу при температурах до 100...120 °С (с некоторым запасом), давлениях до 60...80 МПа (в перспективе – до 100...120 МПа).

Диаметры герметичных контейнеров скважинной аппаратуры телесистем, встраиваемых в бурильную колонну, определяются исходя из диаметра бурения скважин (диаметра долота) и выбираются из расчета создания минимального сопротивления прокачке бурового раствора через внутреннее сечение бурильной колонны в месте установки телесистемы (практически не более 0,2...0,5 МПа).

Первые попытки создания телесистем для измерений в процессе бурения показали, что для надежной работы систем необходимо применять средства защиты узлов, блоков, устройств, элементов схем от воздействия вибраций и ударов [40].

Для изучения воздействующих на аппаратуру перегрузок при турбинном и роторном режимах бурения нефтегазовых скважин был специально разработан автономный трехканальный виброграф, обеспечивающий измерение и регистрацию на подвижный магнитоноситель продольных, поперечных и крутильных колебаний в диапазоне частот от 3 до 300 Гц с точностью ±5 %. Вибросигналы воспринимались пьезоэлектрическими акселерометрами типа 1ПА-10В и после соответствующих преобразований регистрировались на подвижную ленту ЭП-31А четырехканального магнитографа в виде модулированных по амплитуде импульсов.

Измерения параметров вибраций бурильного инструмента проводились в различных условиях в бурящихся скважинах Альметьевского управления буровых работ ТатАССР в 1974–1975 гг.

Замеры осуществлялись в основном в каширском и подольском горизонтах, сложенных плотными доломитами, доломитизированными и окремнелыми известняками, наиболее трудноразбуриваемыми. Твердость доломитов по штампу при коэффициенте пластичности 1,8...4,6 достигает 324 кг/мм^2, а твердость окремнелых известняков – до 390 кг/мм^2.

Перед каждым спуском прибора производилась калибровка всех каналов на вибростенде, что обеспечивало погрешность изме-

рений в пределах ±5 %, по каналу измерений крутильных колебаний точность измерений несколько ниже.

Виброграф устанавливался непосредственно над турбобуром при турбинном бурении и над долотом – при роторном. Долото – ІК-214К3. Технологические параметры режима бурения менялись в широких пределах. Так, давление на стояке изменяли от 10 до 140 кгс/см^2, нагрузку на долото – от 5 до 15 т. Оценивались максимальные амплитуды продольных, поперечных и крутильных ускорений (W_{1m}, W_{2m}, W_{3m}), а также оценки их математических ожиданий. Результаты измерений приведены в табл. 2.12, 2.13.

Из табл. 2.12, 2.13 следует, что при роторном бурении максимальные продольные ускорения W_1 несколько превышают 20 g, в среднем составляя 8...16 g, поперечные – редко достигают 12,7 g, в основном – около 7...8 g, крутильные ускорения E достигают 4480 с$^{-2}$, в среднем 3200...3800 с$^{-2}$.

При турбинном бурении перегрузки несколько меньше и составляют соответственно: продольные – до 14,6 g, поперечные – до 4 g, крутильные – не превышают 638,5 с$^{-2}$.

На рис. 2.29, 2.30 представлены виброграммы и спектрограммы вибрационных перегрузок, свидетельствующие о дискретных частотах перегрузок, определяемых режимами бурения, типом и состоянием режущего инструмента и литологией разбуриваемых пород (см. табл. 2.12).

Аналогичные результаты были получены различными авторами при бурении забойными объемными низкооборотными двигателями (рис. 2.31).

По результатам измерений перегрузок следует, что необходима амортизация скважинных блоков телесистем, позволившая облегчить режим работы узлов и схем, защитить их от чрезмерных нагрузок, предотвратить преждевременный выход блоков из строя.

Следует также заметить, что поскольку телесистемы являются частью бурильной колонны, они должны иметь технические характеристики (прочность на сжатие, растяжение, кручение, изгиб) не хуже параметров бурильного инструмента, а, учитывая наличие в буровом растворе абразивных частиц, поверхности телесистем должны быть износостойкими к их воздействию. Особенно это касается подвижных вращающихся частей, узлов, находящихся на пути движущегося раствора.

Таблица 2.12

Результаты скважинных измерений перегрузок

Номер		Способ бурения	Забой, м	Горизонт	Давление на стояке, кгс/см^2	Нагрузка на долото по ГИВ, т	Продольные ускорения W_1		Поперечные ускорения W_2		Крутильные ускорения E, с$^{-2}$	
скважины	участка						максимальные	средние m^* | W_1 |	максимальные	средние m^* | W_2 |	максимальные	средние m^* | E |
10872	1	Роторный	700...710	Каширский	10	5	16,60	2,82	3,91	1,29	3163	882,1
	2				10	10	8,10	2,58	3,82	1,23	2609	850,9
	3				10	15	11,30	2,35	4,39	1,33	1880	577,8
	4				80	5	20,40	4,73	6,28	0,88	1492	500,6
	5				80	10	11,30	3,02	3,69	0,94	1890	405,3
	6				80	15	5,79	1,94	4,44	1,05	2282	600,4
	7				140	5	13,30	3,04	4,05	0,86	1885	435,9
	8				140	10	6,47	2,16	3,88	0,77	1135	359,9
	9				140	15	11,50	2,80	2,60	0,79	1427	381,4
10872	1	Роторный	569...613	Каширский	10	5	5,76	1,81	6,71	2,43	4480	1079,0
	2				10	10	12,53	2,88	5,73	1,77	2978	953,6
	3				10	15	10,40	1,82	5,90	1,91	3856	1118,0
	4				80	5	2,80	1,36	5,74	1,82	3652	1120,0
	5				80	10	7,20	1,80	4,77	1,79	3200	856,0
	6				80	15	5,43	1,38	5,90	1,55	2472	635,7
	7				140	5	6,77	1,82	3,46	1,24	4397	1288,0
	8				140	10	4,40	1,55	4,98	1,32	3807	1290,0
	9				140	15	6,86	2,07	6,67	1,20	2756	1010,0

Окончание табл. 2.12

Номер		Способ бурения	Забой, м	Горизонт	Давление на стояке, кгс/см²	Нагрузка на долото по ГИВ, т	Продольные ускорения W_1		Поперечные ускорения W_2		Крутильные ускорения E, с$^{-2}$	
скважины	участка						максимальные	средние $m^*\|W_1\|$	максимальные	средние $m^*\|W_2\|$	максимальные	средние $m^*\|E\|$
1335	1	Роторный	525…530	Каширский	10	5	7,33	1,95	7,62	2,32	1948	611,1
	2				10	10	4,80	1,41	7,14	2,20	2518	809,0
	3				10	15	8,01	1,50	5,72	1,89	1829	517,1
	4				80	5	8,76	2,50	4,52	1,47	3450	894,7
	5				80	10	6,80	2,44	4,96	1,29	2214	820,6
	6				80	15	7,99	2,52	4,54	1,30	3079	689,7
11078	1	Турбинный	752	Каширский	130	10	4,76	1,07	4,13	0,90	1160	311,2
	2				130	10	5,08	1,26	12,7	1,10	4450	638,5
11303	1	Турбинный	527	Каширский	70	0,5 веса колонны	8,60	1,83	1,36	0,37		
	2				140	Полный вес колонны	14,60	4,42	2,20	0,57		
1335	1	Турбинный	682	Каширский			5,00	1,32	4,02	1,21	3043	437,6
	2						4,47	1,25	3,62	0,87	1165	353,6
1335	1	Турбинный	627	Подольский			9,39	1,81	3,86	1,25	1404	457,2

Таблица 2.13

Статистические характеристики вибраций при бурении

Дисперсия $D(W)$, g^2; среднеквадратическое $\sigma(W)$, g			Оценка математического ожидания g, c^{-2}			Аппроксимирующая функция для автокорреляционной функции
$\frac{D(W_1)}{\sigma(W_1)}$	$\frac{D(W_2)}{\sigma(W_2)}$	$\frac{D(\varepsilon)}{\sigma(\varepsilon)}$	$\frac{m*\lvert W_1\rvert}{m*(W_1)}$	$\frac{m*\lvert W_2\rvert}{m*(W_2)}$	$\frac{m*\lvert\sigma\rvert}{m*(\sigma)}$	
$\frac{4{,}67}{2{,}16}$			$\frac{1{,}81}{0{,}01}$			$Rw_1(\tau)=\frac{\sin w_0\tau}{w_0\tau}$
	$\frac{8{,}91}{2{,}98}$			$\frac{2{,}43}{0{,}07}$		$Rw_2(\tau)=A_1\frac{\sin w_0\tau}{w_0\tau}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
		$\frac{1981427}{1408}$			$\frac{1079}{-13}$	$R_6(\tau)=e^{-\alpha\tau^2}$
$\frac{6{,}56}{2{,}56}$			$\frac{2{,}07}{-0{,}02}$			$Rw_1(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
	$\frac{2{,}68}{1{,}64}$			$\frac{1{,}2}{-0{,}07}$		$Rw_2(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
		$\frac{1501639}{1225}$			$\frac{1010}{16}$	$R\varepsilon(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
$\frac{2{,}88}{1{,}7}$			$\frac{1{,}32}{-0{,}02}$			$Rw_1(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
	$\frac{2{,}31}{1{,}52}$			$\frac{1{,}21}{0{,}00}$		$Rw_2(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$
		$\frac{829437}{911}$			$\frac{438}{29}$	$R\varepsilon(\tau)=A_1e^{-\alpha\tau^2}+$ $+A_2e^{-\alpha\lvert\tau\rvert}\cos w_1\tau$

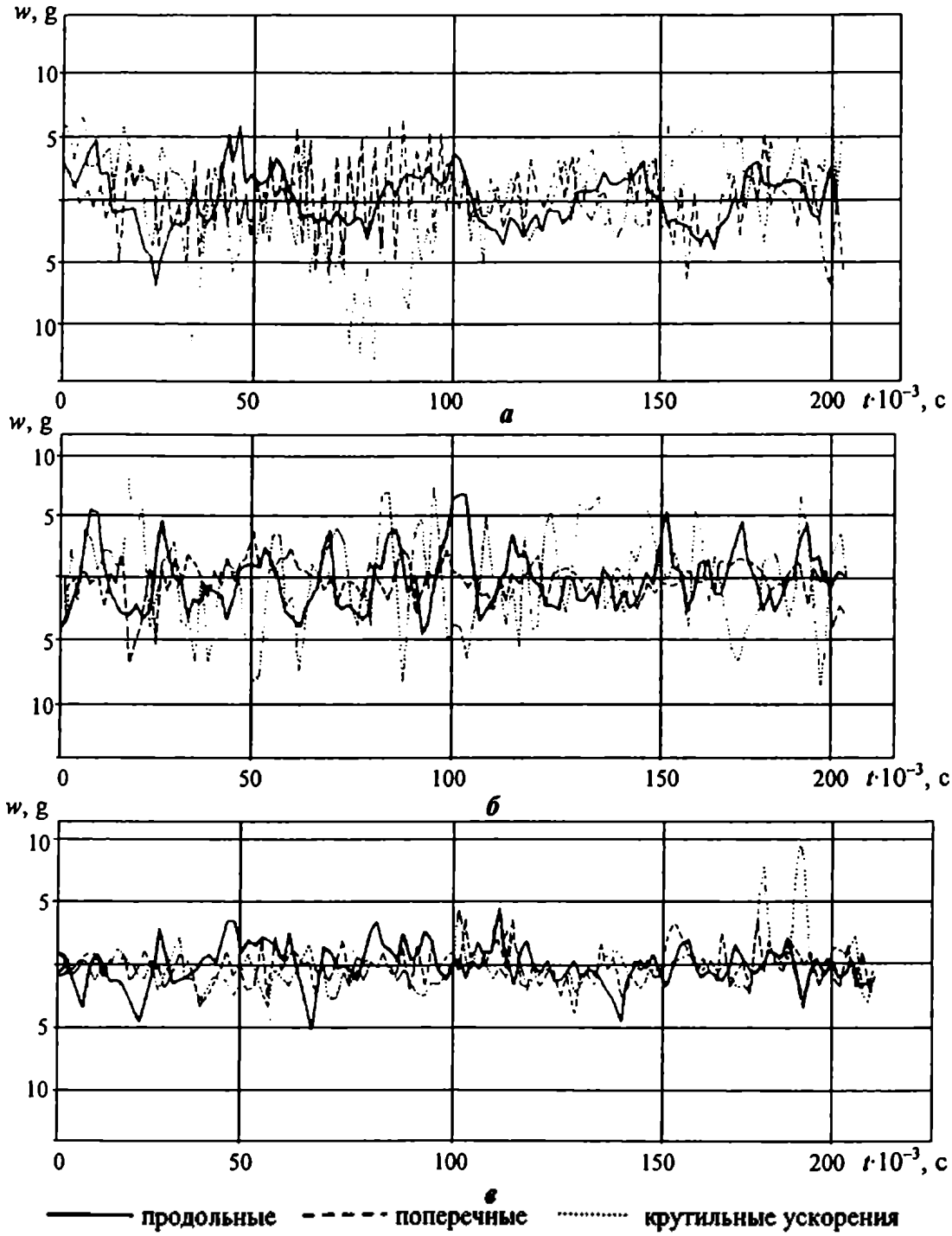


Рис. 2.29. *Виброграммы процесса бурения:*
а – скв. 10872, уч. 1, роторное бурение; *б* – скв. 10872, уч. 9, роторное бурение; *в* – скв. 1335, уч. 1, турбинное бурение

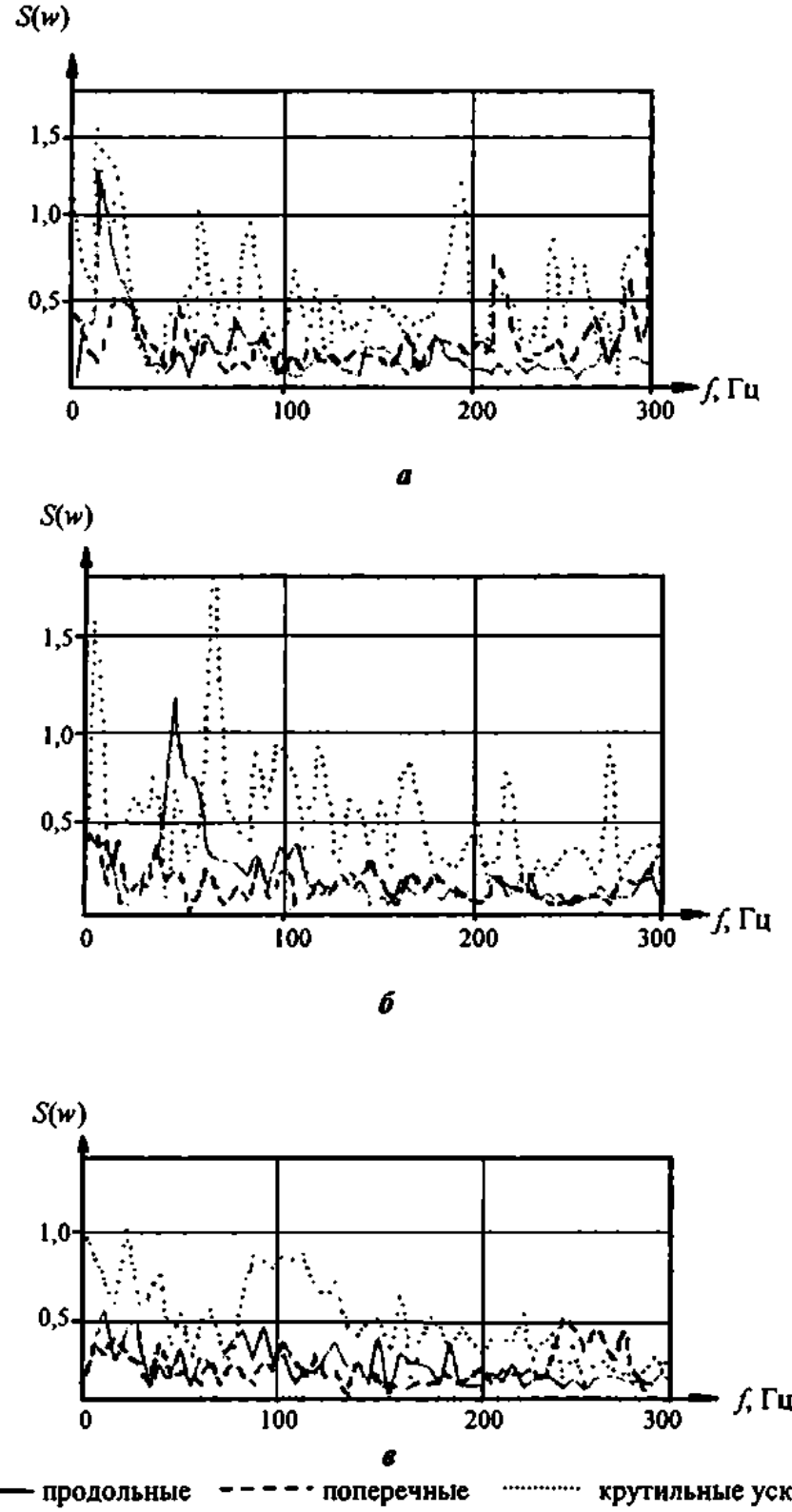


Рис. 2.30. *Спектрограммы процесса бурения:*
а – скв. 10872, уч. 1, роторное бурение; *б* – скв. 10872, уч. 9, роторное бурение; *в* – скв. 1335, уч. 1, турбинное бурение

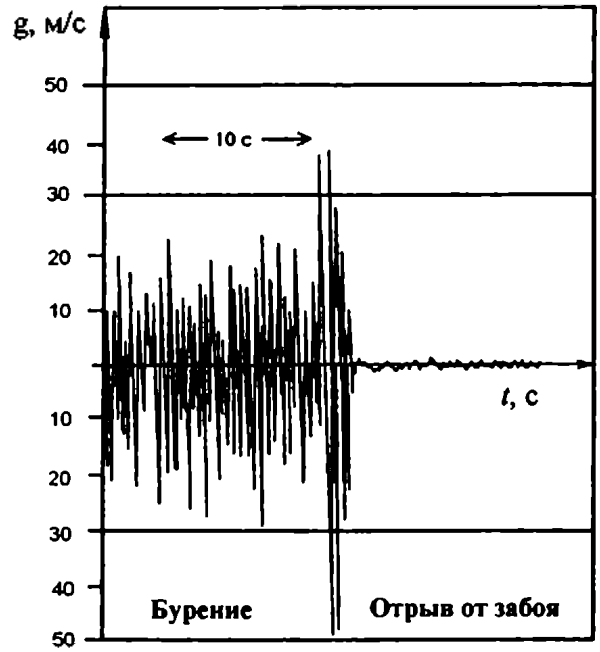


Рис. 2.31. *Пример регистрации продольных колебаний при бурении объемными низкооборотными забойными двигателями*

Особое внимание необходимо уделить условиям работы скважинного прибора телесистем в условиях бурения. Как показали исследования вибрационных и ударных перегрузок, действующих на скважинную аппаратуру [50, 51, 58, 85, 126, 128, 141, 163, 180], отраженных в ГОСТе на аппаратуру, работающую в процессе бурения (режим МС4), уровень вибраций (рис. 2.32) достигает 30...40 g в диапазоне 2...80 Гц и более. Ударные перегрузки составляют 30...60 g (до 150 g) при длительности воздействия до 6,0...12,5 мс и частоты ударов от 10 до 50 в минуту.

При турбинном бурении уровень вибраций значительно меньше, чем при роторном. При этом частотный спектр продольных колебаний определяется режимом работы долота. Основная частота вибраций определяется скоростью вращения долота: при турбинном бурении при скорости вращения вала 1000...1200 об/мин составляет 17...20 Гц, увеличиваясь при холостых оборотах до 33 Гц, и уменьшается при нагрузке долота до 5 Гц. При бурении винтовыми забойными двигателями (ВЗД) режим вибраций несколько иной. Так как скорость вращения вала ВЗД составляет, как правило, 75...300 об/мин, максимум уровня (амплитуд) вибраций лежит в диапазоне 1,3...5,0 Гц. С увеличением скорости вращения уровень вибрации уменьшается.

Поперечные вибрации более низкочастотны и обусловлены закручиванием колонны под действием забойного двигателя и сколом горных пород.

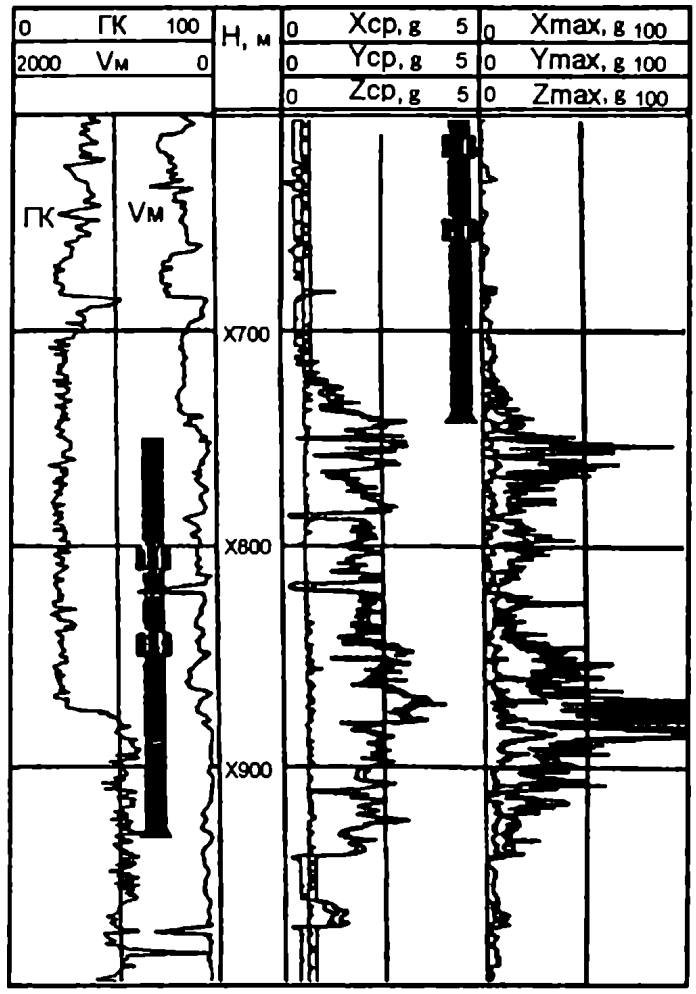


Рис. 2.32. *Пример регистрации продольных, поперечных и крутильных колебаний бурильной колонны трехосными акселерометрами*

Исследования перегрузки от вибраций на забое при бурении горизонтальных стволов укороченными винтовыми гидравлическими двигателями были выполнены в компании "Геоэлектроника сервис" (Тверь) [124]. Анализ этих материалов показывает, что статистические характеристики вибраций при бурении горизонтальных скважин укороченными винтовыми двигателями, спектральный состав колебаний имеют достаточно широкий диапазон и практически не отличаются от подобных характеристик, полученных при турбинном бурении наклонно направленных скважин.

Измерения вибрационных перегрузок проводились в нескольких горизонтальных скважинах Оренбуржья и одной скважине Западной Сибири ("Сургутнефтегаз") автономным вибрографом, в качестве первичного преобразователя применяли пьезоэлектрический акселерометр.

Перед использованием виброграф калибровался на специальном стенде и устанавливался непосредственно над винтовым (объемным) двигателем. Режимы бурения менялись в широких пределах. Оценивались максимальные амплитуды продольных, поперечных и крутильных колебаний. Все измерения при бурении укороченным объемным двигателем позволяют сделать ряд выводов. Во-первых, фактически полученные перегрузки ниже ожидаемых. Перегрузки на долоте, работающем в горизонтальном стволе, меньше, чем перегрузки при бурении наклонно направленных скважин ротором или турбобуром. Так как виброграф располагался над шпинделем винтового двигателя с точкой записи, удаленной от долота на 6...7 м, можно предположить, что перегрузки на самом долоте значительно выше измеренных. Значения продольных перегрузок при бурении горизонтальных участков адекватны поперечным перегрузкам, причем спектр колебаний существенных аномалий не имеет, что объясняется спецификой контакта долота с породой в ГС. Спектр продольных и поперечных колебаний имеет максимум на частотах 15...26 Гц. Редко встречаются участки с пиками на более высоких частотах (120 Гц и более), что соответствует зубцовым колебаниям в породах большой твердости. При бурении ГС с постоянными режимами средние значения ускорений почти не изменяются в течение длительного времени (табл. 2.14).

Таблица 2.14

Частота вибраций при бурении забойными гидравлическими двигателями [52]

Число выступов и впадин забоя m	Тип долота и число оборотов		
	Д1-170 100...150 об/мин	ТР2Ш-195 300...350 об/мин	ЗСТСЕ-172 ЗТС-56-195 600...1200 об/мин
	Частота вибраций $f \cdot g_{max}$, Гц		
0	1,66...2,50	5,0...5,83	10...20
3	5,0...7,5	15,0...17,5	30...60
6	10...15	30...35	60...120
9	15,0...22,6	45,0...52,5	90...180
12	20...30	60...70	120...240

Анализ виброграмм показывает, что корреляционная связь между отдельными участками и различными скважинами (и для одной и той же скважины) очень слаба, коэффициент корреляции не превышает 0,4, но низкий уровень продольных и поперечных ускорений, а также их средние значения (оценка математических

ожиданий) позволяют сделать несколько очень важных для выбора конструкции системы выводов:

- уровень вибрационных перегрузок при бурении горизонтального участка ствола скважины значительно ниже ожидаемых значений;

- уровень крутильных перегрузок достаточно высок, и это обстоятельство обусловливает дополнительные требования к материалу для изготовления корпусных деталей.

Результаты измерений ударных нагрузок, приведенные в табл. 2.15, свидетельствуют о необходимости защиты скважинной аппаратуры, работающей в процессе бурения, от ударов.

Таблица 2.15

Характеристики ударов при бурении

Характер исследования ударов	Продольное направление		Поперечное направление		Крутильные удары	
	Амплитуда, g	Длительность, с	Амплитуда, g	Длительность, с	Амплитуда, $\times 10^3$ с$^{-2}$	Длительность, с
Многократно повторяющиеся	7	0,02	5	0,02	3	0,01
Одиночные	20	0,02	13	0,02	4,5	0,01

Следует заметить, что необходимость размещения скважинной аппаратуры внутри бурильных труб ограничивает их наружный диаметр, поэтому приходится вытягивать аппаратуру в длину. Для аппаратуры с большим комплексом первичных преобразователей (комплексом ГИС) общая длина скважинного прибора достигает 10...20 м. Исполнение такой компоновки в виде единой жесткой конструкции может привести к поломке аппаратуры при проходке криволинейного участка наклонно направленной скважины, поэтому использование гибкой связи между отдельными модулями является целесообразным, особенно в скважинах, бурящихся с малым радиусом кривизны. Радиус кривизны при забуривании ГС из старого фонда через эксплуатационную колонну достигает иногда 25...30 м. Естественно, что применяемая при этом забойная телеметрическая система должна "вписаться" в этот радиус и не получить дополнительных вибрационных ускорений под действием изгибающих усилий.

Очевидно, что система не будет испытывать дополнительных усилий в том случае, когда она в местах наибольшего искривления вписывается в свободное внутреннее пространство.

В табл. 2.16 показаны основные типоразмеры применяемого бурильного инструмента и значений h для $d_{нс} = 42$ мм.

Таблица 2.16

Основные типоразмеры применяемого бурильного инструмента и значений h для $d_{нс} = 42$ мм

№ п/п	Наружный диаметр бурильных труб, мм	Средний внутренний диаметр бурильных труб, мм	h, мм
1	73	55,0	13,0
2	89	71,0	29,0
3	102	85,6	43,0
4	114	98,3	56,6
5	127	109,0	67,0

Для оптимальной работы ЗТС диаметром 42 мм в скважинах с радиусом кривизны 20 м в бурильном инструменте диаметром 73 мм ее длина не должна превышать 1440 мм. Если же ЗТС не удается разместить в указанных габаритах, то, оставляя диаметр ЗТС прежним, необходимо конструктивно расчленить ЗТС на модули, длиной не более вычисленных значений. При этом возможный угол изгиба между осями модулей будет определяться из соотношения

$$l_{нс} \geq 2{,}828\sqrt{Rh},$$

где $h = d_{вн} - d_{пр}$; $d_{вн}$ – внутренний диаметр бурильных труб; $d_{пр}$ – наружный диаметр прибора; R – радиус кривизны, м.

Для $l_{пр} = 1440$ мм и $R = 20$ м $\operatorname{tg}\alpha = 1440/20000 = 0{,}036$ или 2°3'42".

2.4.3. Оптимизация функциональных схем телесистем

Современное состояние элементной радиоэлектронной базы, возможности вычислительной техники, микроминиатюризация схем позволили реализовать высоконадежные помехозащищенные помехоустойчивые телеизмерительные системы, надежно работающие в условиях повышенных температур и вибраций, экономичных по энергопотреблению, занимающих незначительный объем в герметичных корпусах, выдерживающих внешнее давление более 100 МПа [32, 41].

Общая функциональная схема телесистемы для исследований скважин в процессе бурения представлена на рис. 2.33. Она состоит из скважинной и наземной аппаратуры.

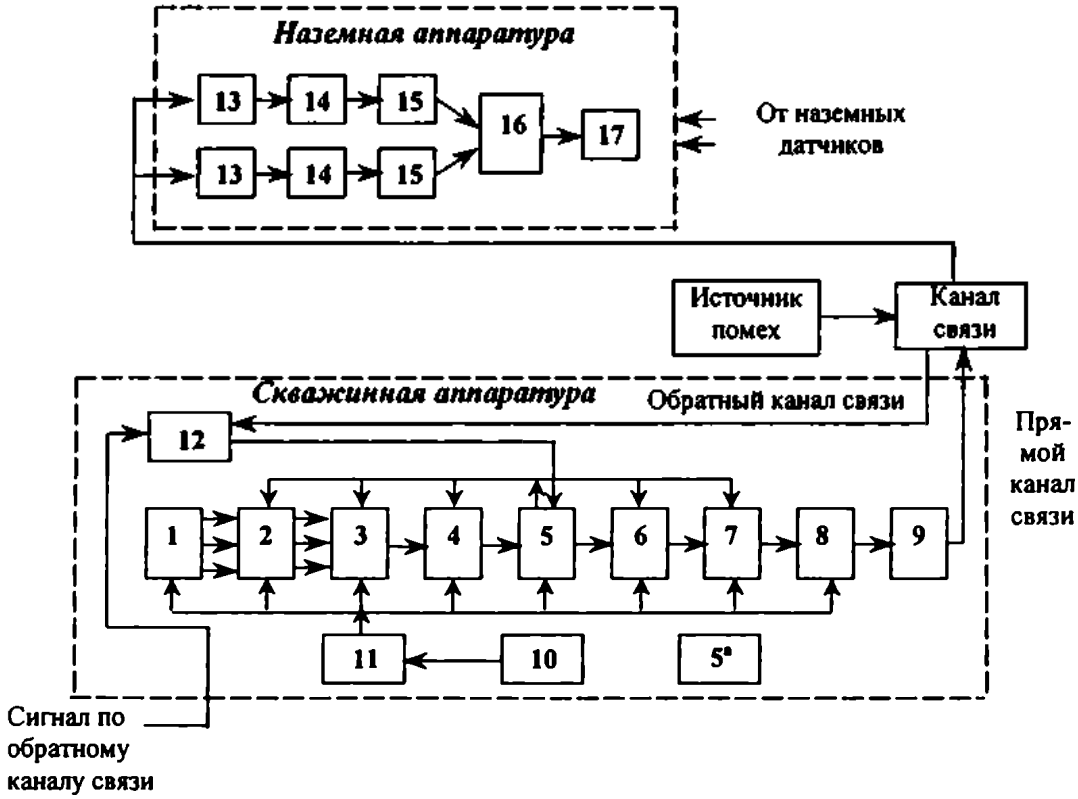


Рис. 2.33. *Общая функциональная схема телесистемы для исследований скважины в процессе бурения*

Конструктивно скважинная аппаратура размещается в герметичном контейнере. Если по условиям эксплуатации внешний корпус телесистемы подвержен произвольным изгибам до 1° на 1 м длины, число герметичных контейнеров увеличивают, соединяя их гибкими электрическими геофизическими кабелями с соответствующими уплотнениями, или обеспечивают радиосвязь между блоками.

Первичные преобразователи *1* геофизических и технологических датчиков выдают электрические сигналы в виде токов или напряжений, которые в блоке нормирования *2* согласуются и нормируются по амплитуде в определенном динамическом диапазоне и подаются на входы коммутатора каналов (мультиплексора) *3* и после преобразования в цифровую форму блоком *4* поступают на вход центрального процессора *5*. Центральный процессор (ЦП) управляет работой всех блоков скважинного прибора телесистемы по программам, записанным в памяти ЦП по сигналам, поступающим от блока *12* (устройство включения питания и переключение программ), управляемого по командам оператора, подающим эти

команды с поверхности, изменяя режим бурения. Это могут быть ступенчатые изменения осевой нагрузки по определенному сочетанию или расхода бурового раствора или сигналы, посылаемые по электромагнитному каналу связи.

В центральном процессоре *5* производится обработка данных от датчиков по алгоритмам и записанным в память программам, формируются код и соответствующий файл (формат) для управления блоком управления передатчика *8* и посылки сигналов блоком *9* в канал связи.

Питание электронных схем скважинной аппаратуры телесистемы обеспечивается от автономного турбоагрегата, приводимого в действие буровым раствором или от химических источников электрического питания (батарей и аккумуляторов). Необходимые стабилизированные напряжения для питания различных микросхем обеспечивают вторичные источники питания *11*.

Для хранения значительных объемов информации в скважинном приборе телесистемы предусматривается энергонезависимое запоминающее устройство (ЗУ) *5*^{a}. Записанная в ЗУ информация считывается после подъема телесистемы на поверхность. Управляется ЗУ центральным процессором.

Если используется электромагнитный канал связи забой–устье передатчик формирует импульсы, посылаемые в антенну для излучения, при использовании гидравлического канала связи передатчик управляет работой клапана, перекрывающего поток бурового раствора в бурильной колонне с помощью электромагнита или электродвигателя.

Возможны различные решения, и некоторые блоки функциональной схемы телесистемы могут быть составными элементами других функциональных блоков. Например, в схеме аналого-цифрового преобразователя Max 186 мультиплексор на 8 входов смонтирован внутри блока.

Электромашинный генератор турбоагрегата при электромагнитном канале связи используется в качестве передатчика, управляемого блоком *7*.

Так как канал связи забой–устье телесистем в значительной мере отличается от проводных, кабельных или радиолиний, а мощность скважинного передатчика ограничена, функциональная схема наземной аппаратуры бескабельных телесистем строится следующим образом (см. рис. 2.33).

В зависимости от типа выбранного бескабельного канала связи (гидравлического, акустического, гидроакустического или электромагнитного) сигнал воспринимается приемником *13*. Поскольку мощность излучаемого сигнала с забоя ограничена, уровень принимаемого полезного сигнала, как правило, сравним с уровнем помех. Поэтому для его выделения на фоне помех необходима компенсация последних. Для этого предназначены несколько каналов *13* приема сигнала, в том числе и для корреляционного приема.

Как правило, от части помех можно отстроиться аппаратно, применяя режекторные и полосовые фильтры *14*. Очищенный от помех сигнал усиливается усилителями *15* и подается на декодер *16*, где дешифруется, преобразуется в код RS-232 и поступает на последовательный вход ПЭВМ с периферийными устройствами (блок *17*), где сигналы разных каналов-датчиков обрабатываются, выдаются на экран монитора и записываются в файл. В виде таблиц или диаграмм результаты измерений выводятся на принтер.

По второму входу ПЭВМ (последовательному или параллельному) подаются сигналы с наземных измерителей (глубины, времени, веса на крюке, расхода и уровня в емкостях бурового раствора, его плотности и др.).

Наземная аппаратура телесистем, как правило, является частью станции геолого-технологического контроля и обслуживается оператором из состава службы геолого-технологического контроля.

Сведения о забойных параметрах позволяют оптимизировать процесс проводки вертикального и наклонного участка бурящейся скважины, обеспечить правильное вскрытие продуктивного горизонта и проводку горизонтального участка скважины вдоль пласта.

В табл. 2.17 приводится перечень и технические характеристики отдельных микросхем, реализующих построение надежных телесистем.

Таблица 2.17

Перечень и технические характеристики электронных комплектующих, применяемых в телесистемах

Наименование схемы, фирма-изготовитель	Выполняемая функция, основные характеристики	Термобаростойкость	Энергопотребление
Высоковольтный источник питания фирмы AHV (США)	Блок питания ФЭУ $U = 3$ кВ	До 120 °С	
Дискриминатор и усилитель питания Analog Device	OP-284 ES	До 100 °С	

Окончание табл. 2.17

Наименование схемы, фирма-изготовитель	Выполняемая функция, основные характеристики	Термобаростойкость	Энергопотребление
Мультиплексор AD	Мультиплексор ADG-408 TQ	До 125 °С	
Контроллер ST-10 K			
Полевые транзисторы JRF 540	$R_{вк} \rightarrow 0$		
Преобразователь TMA-1515	Источник питания		
Акселерометр AT 1104	Датчик угла	-50...+125 °С	± 50 мА
Транзисторы КТ-630 Б; КТ-503 А; КТ-3102 Б			
Запоминающее устройство AT28C256	К-256 К	-55...+125 °С	Энергонезависимое
Диоды FR 207 DC			
Аналого-цифровой преобразователь Max 186	АЦП	До 120 °С	

2.4.4. Первичные преобразователи

По решаемым в процессе бурения скважины задачам первичные преобразователи можно разделить на две группы – геофизические и технологические. В свою очередь геофизические преобразователи можно разделить на инклинометрические, данные измерений которых участвуют непосредственно в процессе проводки скважины в заданном направлении, и датчики измерения параметров окружающей среды – кажущегося удельного электрического сопротивления и естественной радиоактивности горных пород, упругих характеристик горных пород для литологического расчленения разреза, информация которых используется для уточнения границ пласта и привязки глубины скважин к разрезу.

Технологические преобразователи определяют параметры режима бурения, техническое состояние бурильной колонны, долота. К ним относятся датчики частоты вращения долота, осевой нагрузки и крутящего момента на долото, расхода и давления бурового раствора, температуры и буримости горных пород.

2.4.4.1. Инклинометрические преобразователи

Инклинометрические измерения в скважинах обычно проводятся аппаратурой, спускаемой на каротажном кабеле после бурения. Аппаратура не испытывает таких вибраций и ударов, как телесистемы в процессе бурения, поэтому требования к датчикам значительно ниже, а использовать их в процессе бурения не представляется возможным из-за невысокой надежности их работы в условиях бурения [73].

Определение параметров траектории ствола скважины опирается на информацию об углах положения оси скважинного прибора относительно плоскости горизонта (зенитный угол) и плоскости меридиана (азимут), а также знание протяженности скважины (по длине колонны труб или геофизического кабеля). Важным параметром для управления буровым агрегатом является угол отклонителя, т. е. поворот скважинного прибора вокруг оси скважины.

Если рассматривать задачу ориентации скважинного снаряда с теоретических позиций, то для ее решения необходимо задать положение (ориентацию) двух неколлинеарных векторов, ориентация которых, с одной стороны, априорно известна в опорной (базовой) системе координат, а с другой – может быть определена относительно скважинного снаряда. Задание лишь одного вектора не позволит определить ориентацию скважинного снаряда вокруг этого вектора. Таким образом, для определения ориентации скважинного снаряда необходимо измерение или моделирование некоторых векторных величин, которые в принципе могут иметь самую различную физическую природу. Учитывая объект ориентации, в настоящее время возможно использование комбинаций из четырех векторов: вектора силы тяжести, вектора напряженности магнитного поля Земли, вектора угловой скорости суточного вращения Земли и вектора некоторого реперного направления, заданного у устья скважины [151].

Определение угла наклона скважинного снаряда осуществляется по измерениям проекций ускорения свободного падения g на три взаимно перпендикулярные пространственные оси; можно выделить три основных принципа построения инклинометрических систем.

1. Определение азимута скважины с помощью трехосного магнитометра, который по аналогии с акселерометром измеряет про-

екции напряженности магнитного поля Земли на три взаимно перпендикулярные пространственные оси.

На основании этих данных и измеренных проекций g после соответствующих вычислений получают значения азимута, угла наклона и угла положения отклонителя в любой точке ствола скважины и его пространственную траекторию. Очевидно, что таким способом траектория строится в магнитных координатах, поскольку азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Подавляющее большинство инклинометров, применяемых в необсаженных скважинах, построено на этом принципе. Эти приборы не содержат подвижных элементов, отличаются достаточной вибро- и ударостойкостью и работают в широком диапазоне изменения температур. По точности выработки информации о направлении меридиана они вполне бы устраивали практически любого потребителя (поскольку производится ряд моделей с погрешностью около 0,2°). Однако погрешность таких "магнитных" навигационных систем сильно зависит от наличия вблизи магнитометров магнитных масс, например, бурильных труб, обсадных колонн и т. п., и в ряде случаев может быть недопустимой. При зарезке боковых стволов из обсаженных скважин или при кустовом бурении с морских платформ оперативное управление траекторией ствола скважин с помощью таких "магнитных" систем невозможно.

2. Определение азимута скважины с помощью гироскопических устройств, обладающих свойством сохранять неизменным пространственное расположение оси вращения ротора гироскопа при любых поворотах его корпуса. Принцип измерения траектории скважины данной системы следующий: скважинный блок с работающим гироскопом и трехосным акселерометром "протаскивается" по всему стволу скважины и фиксируются все повороты корпуса. Чтобы определить абсолютные значения азимута, необходимо обязательно произвести визирование гироскопа на поверхности по определенному реперному направлению. Такой гироскоп не обладает свойством избирательности и сохраняет с большей или меньшей степенью точности только то направление, которое ему задано в начальный момент. Это является существенным недостатком, поскольку нарастающая со временем погрешность определения заданного направления ограничивает время проведения измерений и в случае пропадания питания скважинного прибора возникает

необходимость повторного визирования гироскопов. Кроме того, гироскопы, используемые в качестве хранителей заданного направления, требуют установку в карданов подвес, который значительно усложняет конструкцию и приводит к снижению надежности и увеличению габаритных размеров системы. Такая конструкция может работать как в непрерывном режиме, так и осуществлять точечные измерения. Навигационную систему, построенную по этому принципу, затруднительно использовать в качестве MWD-системы.

3. Определение азимута скважины методом гирокомпасирования, т. е. либо слежением за вектором угловой скорости суточного вращения Земли, либо измерением проекций этого вектора на три ортогональных направления. Поскольку угловая скорость Земли векторная величина, а ее горизонтальная составляющая направлена строго по меридиану, то от этой составляющей может отсчитываться географический азимут. Конструкцию, построенную по этому принципу, скорее всего, можно отнести к точечным измерителям, так как измерение угловой суточной скорости Земли или слежение за ней в процессе движения вызовет дополнительные динамические погрешности. К достоинствам такой системы следует отнести отсутствие необходимости ее размещения у устья скважины и, следовательно, возможность остановки и запуска в процессе работы в скважине, что является существенным при ее установке в MWD-системах.

Существуют различные типы и конструкции первичных преобразователей для измерения угловых параметров (гироскопические на воздушной, гидравлической и магнитной подвеске, магнитометрические: с подвижными контактными и бесконтактными устройствами съема сигнала измерения угла; гравитационные: маятниковые, акселерометрические, хемотронные, лазерные, оптические и др.). Исследования, анализ, лабораторные и стендовые испытания некоторых конструкций, близких по техническим требованиям и условиям эксплуатации забойных телесистем при их длительной непрерывной работе (гироскопические на гидравлической и магнитной подвеске, магнитомодуляционные, двухкоординатные на горизонтоориентируемой платформе, трехкоординатные, неподвижно закрепленные, хемотронные и акселерометрические) показали, что система трехкоординатных, магнитомодуляционных и акселерометрических датчиков обеспечивает достаточную точность и надежность в работе в условиях бурения (табл. 2.18).

Таблица 2.18

Технические характеристики первичных преобразователей угловых перемещений

Наименование датчика, разработчик	Технические характеристики	Преимущества и недостатки	Особенности
Преобразователи угла наклона СКТБ (Раменское) НИИКП (Санкт-Петербург) КБ "Темп-авиа" (Арзамас)		Сложность конструкции, высокая стоимость	
АДХL 50 АН АДХL 05 АН Analog Device АДХL 105 АН		Допускает работу до 1000 g	Малые габариты, высокая надежность
Преобразователи азимутального угла МТМ-16 НПЦ "ГеоМИР" (Санкт-Петербург)		Высокая чувствительность и стабильность	
Датчик измерения угловой скорости (ДУС): на воздушной подвеске на гидравлической подвеске НИИКП (Санкт-Петербург) "Азимут" (Санкт-Петербург) "Ротор" (Москва)	Три ортогональных ДУС Магнитная подвеска	Сложность конструкции, значительный пусковой ток, Ø65, Ø80 мм	Не допускает резкой смены движения
НПЦ "ГеоМИР" (Санкт-Петербург)	Магнитомодуляционный модуль (0…360±0,2)°	Малые габариты, экономичность, высокая точность	Немагнитные породы
Model 1010, Silicon Designs, INC	±5 g	–55…+125 °C	Цифровой акселерометр
Инклинометрический блок НИФИ (Москва) Модуль магнитометрический НИФИ (Москва)	Z = ±90°±0,3° A(0…360±0,5)°	Выход – 12-разрядный параллельный код, перегрузки 300 g, Ø57 мм –50…+85 °C, Ø40 мм, l = 390 мм	–20…+80 °C $U_н$ = 28 В, $I_н$ = 0,35 А Масса – 3 кг Масса – 1 кг
Блок датчиков инклинометра БДИ-3 НИФИ (Москва)	Z = ±90°±0,1° A(0…360±0,5)°	Ø40 мм, l = 530 мм, –50…+85 °C	Масса – 1 кг

Алгоритм расчета зенитного угла и угла разворота для трехкомпонентного блока жесткозакрепленных акселерометрических датчиков таков:

зенитный угол $\theta = \operatorname{arctg}\dfrac{\sqrt{a_x^2 + a_y^2}}{a_z}$,

угол разворота $\varphi = \operatorname{arctg}\dfrac{a_y}{a_x}$,

где a_x, a_y, a_z – нормированные значения акселерометров, расположенных ортогонально вдоль осей X, Y, Z.

При $a_z < 0{,}95$ зенитный угол θ может быть с достаточной точностью вычислен по формуле

$$\theta = \arccos a_z.$$

Следует заметить, что неортогональность установки датчиков приводит к ошибке вычислений, однако ее можно уменьшить, используя метод транспонированной матрицы.

Разместив блок датчиков в поверочной установке и экспериментально задавая углы, при которых датчики имеют максимальные и минимальные значения X, Y и Z, можно определить, насколько датчики акселерометров неортогональны, и внести поправки из-за неортогональности в вычислении зенитного угла и угла разворота.

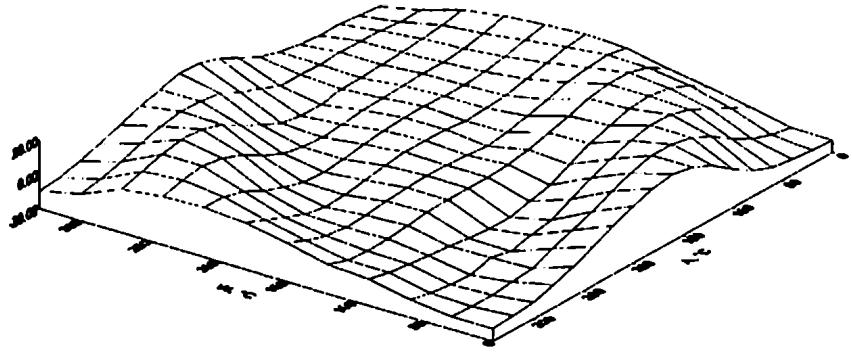
Вычисляем коэффициенты матрицы:

$$\begin{array}{c|ccc} X & 1 & 0 & 0 \\ Y & 0 & 1 & 0 \\ Z & 0 & 0 & 1 \end{array} \rightarrow \left|\begin{array}{c}\text{Значение} \\ \text{мВ}\end{array}\right|.$$

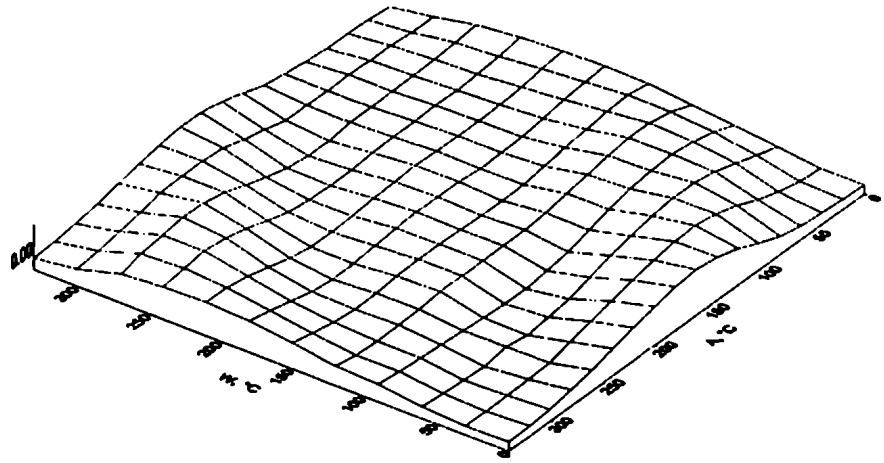
Пример вычисления матрицы для одного из исследованных блоков трехкомпонентных датчиков:

$$\begin{array}{c|ccc} X & 7{,}43122\cdot10^{-4} & 5{,}9881\cdot10^{-6} & -1{,}23209\cdot10^{-5} \\ Y & 4{,}7538\cdot10^{-6} & 7{,}54062\cdot10^{-4} & -8{,}7271\cdot10^{-6} \\ Z & -2{,}40364\cdot10^{-5} & -1{,}04635\cdot10^{-5} & -7{,}16330\cdot10^{-4} \end{array}.$$

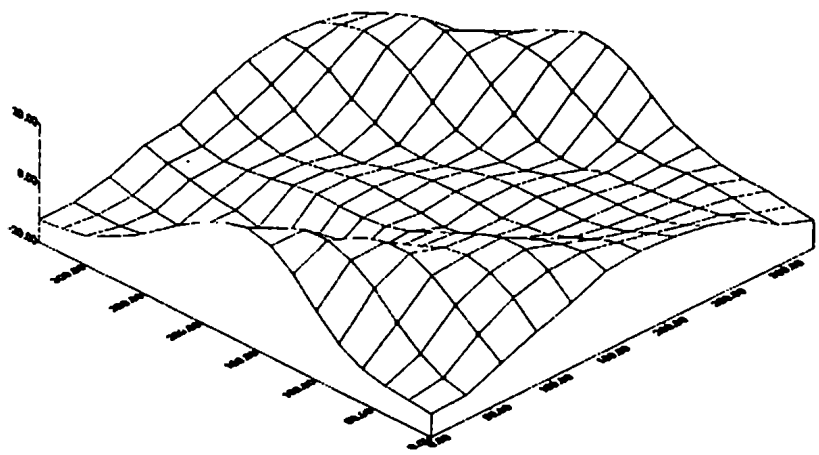
В результате климатических (в диапазоне 5...120 °С) и вибрационных испытаний на стенде (рис. 2.34,*б*) в диапазоне 2...200 Гц с перегрузками до 30 g акселерометров АТ1304 и АДХL 05 АН при использовании компьютерной термокомпенсации и фильтра НЧ на выходе усилителя стало возможным обеспечение стабильности работы при вибрациях (табл. 2.19).



а



б



в

Рис. 2.34. *Погрешности в определении азимутальных углов при изменении углов разворота:*
а – без компенсации; *б* – с компьютерной компенсацией; *в* – погрешности, обусловленные влиянием железобетонных балок при калибровке

Таблица 2.19

Результаты испытаний датчика АДХL 05 АН при воздействии вибраций разных частот

Угол, град.	Частота, Гц										
	5	8	12,5	16	20	25	30	35	40	45	50
0	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820
45	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032	1032
90	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1120

Данные получены на вибростенде при амплитудах вибраций:

- 0,5 мм в диапазоне от 5 до 16 Гц;
- 1,0 мм в диапазоне от 16 до 40 Гц;
- 0,5 мм в диапазоне выше 40 Гц.

Частота опроса 62,5 Гц, осреднение данных в течение 5 с.

Применение трехортогонально жесткозакрепленных магнитомодуляционных датчиков позволяет, зная зенитный угол и угол разворота прибора, вычислять азимутальный угол α [73, 80]:

$$\alpha = \operatorname{arctg}\frac{F_x \sin\varphi - F_y \cos\varphi}{F_x \cos\theta\cos\varphi + F_y \cos\theta\cos\varphi - F_z \sin\theta},$$

где F_x, F_y, F_z – нормированные значения показаний датчиков, расположенных по осям X, Y, Z; θ, φ – соответственно зенитный угол и угол разворота.

В качестве магнитомодуляционного преобразователя используется разработанная СПГГИ (ТУ) и НПЦ "ГеоМИР" схема блока датчиков с выходом сигнала на второй гармонике.

Неортогональность расположения феррозондов приводит к ошибке измерения.

Действительно, компоненты поля:

$$X = H_o \cos\varphi;\ Y = H_o \sin\varphi,$$

где H_o – составляющая поля в плоскости XY трехкомпонентного блока феррозондов;

$$\varphi = \operatorname{arctg}\left(\frac{Y}{X}\right).$$

Дифференцируя φ, получим:

$$d\varphi = \frac{1}{1 + \operatorname{tg}^2\varphi} d\left(\frac{Y}{X}\right);$$

$$d\left(\frac{Y}{X}\right)=\frac{XdY-YdX}{X^2}=\frac{H_o\cos\varphi dY-H_o\sin\varphi dX}{H_o^2\cos^2\varphi}.$$

В худшем случае

$$dX=dY=dH;$$

$$d\left(\frac{Y}{X}\right)_{max}=\frac{(\cos\varphi+\sin\varphi)dH}{H_o\cos^2\varphi};$$

$$d\varphi_{max}=\frac{1}{1+\mathrm{tg}^2\varphi}\cdot\frac{(\cos\varphi+\sin\varphi)}{H_o\cos^2\varphi}dH.$$

Используя $1+\mathrm{tg}^2\varphi=\frac{1}{\cos^2\varphi}$, получим:

$$d\varphi_{max}=\frac{1}{H_o}(\cos\varphi+\sin\varphi)dH=\frac{1}{H_o}\sqrt{2}\sin\left(\varphi+\frac{\pi}{4}\right)dH.$$

Полагая величину горизонтальной составляющей поля в зависимости от широты местности 10...30 нТл (10000...30000γ) и задавшись погрешностью в определении dH = 100γ, получим:

$$d\varphi_{max}=\frac{\sqrt{2}}{10\cdot10^3\gamma}\sin\left(\varphi+\frac{\pi}{4}\right)\cdot100\gamma,$$

$$d\varphi_{max}=\frac{\sqrt{2}\cdot57{,}3}{100}\approx0{,}8^\circ.$$

Составляющие dH трехкомпонентного блока:

$$\Delta H_1=\Delta H_2+\Delta H_3+\Delta H_4,$$

где ΔH_1, ΔH_2, ΔH_3, ΔH_4 – погрешность из-за неортогональности феррозонда, смещения нуля, коэффициента преобразования, нелинейности, соответственно.

Неортогональность осей блока феррозондов в 1′ для поля $T=50\cdot10^3\gamma$ составляет 14,5γ, для 10′ – ΔH_1 = 145γ может быть учтена введением поправочных коэффициентов в матрицы значений F_x, F_y и F_z [80].

Погрешности ΔH_2 определяются экспериментально и учитываются программным путем. Для этого достаточно, изменяя после-

довательно один из углов при строгом постоянстве других углов, составить массив чисел для вычисления и внесения поправок.

Действительно,

$$\alpha = f(\varphi, \theta) = \alpha_o + \Delta\alpha(\varphi, \theta).$$

Установив блок датчиков в поверочную установку после контрольных замеров, вычисляем матрицу, исправляющую неортогональность размещения акселерометров, по вычисленным зенитному углу и углу разворота определяем азимут. Сравнивая вычисленный азимут с заданным азимутом на поверочной установке, находим разницу $\Delta\alpha$ для данных зенитного угла и угла разворота. Эта разница может быть сведена к минимуму в пределах 0,15...0,2°. Заметим, что температурная поправка изменения чувствительности для каждого акселерометра уже нами учтена.

Стабильность температурной характеристики блока феррозондов в диапазоне от 20 до 125 °С обеспечивается применением термостабильных элементов и глубокой отрицательной обратной связи, а высокая ортогональность – тщательной электрической юстировкой в условиях магнитного "вакуума" (неортогональность феррозондов не превышает 2...3 мин).

Высокая чувствительность каналов феррозондов требует высокой точности измерения зенитного угла и угла разворота. Фактически реализованы точности измерений и вычислений углов зенита и разворота – не менее ±0,1° во всем диапазоне изменения углов.

Указанные измерения необходимо проводить в спокойном магнитном поле, так как присутствие вблизи поверочной установки магнитных масс приводит к искажению магнитного поля Земли. На рис. 2.34 показан пример искажения поля железобетонными балками межэтажных перекрытий.

Имея набор данных отклонений показаний датчика изменения азимута при разных зенитных углах и углах разворота, внесенных в таблицу, можно программно учитывать и вносить поправки в результаты вычислений. На участках, где значения углов зенита и разворота не соответствуют точкам замеров при калибровке, используется линейная интерполяция.

В течение трех лет стендовых и скважинных испытаний в условиях забоя разработанные датчики показали высокую надежность и стабильность характеристик.

Применение блока жестко закрепленных и ортогонально расположенных акселерометров АТ1104 и феррозондов ТМК-18 по

разработанной нами оригинальной методике внесения компьютерных температурных поправок и поправок на неортогональность установки датчиков при калибровке аппаратуры позволили получить следующие результаты в условиях повышенных вибраций при рабочих температурах в диапазоне 20…120 °С:

- зенитный угол – (0…180±0,1)°;
- угол положения отклонителя – (0…360±0,1)°;
- азимутальный угол – (0…360±0,25)°.

В настоящее время наиболее распространенными чувствительными элементами при создании гироскопических скважинных навигационных систем (ГСНС) являются динамически настраиваемые и поплавковые гироскопы, хотя и они не отвечают всем требованиям, поскольку гироскопы с механическим носителем кинетического момента весьма чувствительны к воздействию ударов, вибрации и перепадам температуры [151]. При этом точность ГСНС не превосходит точности систем, построенных на магнитометрах, а стоимость существенно выше. Этим обстоятельством обусловлены тенденции совершенствования ГСНС, направленные на использование в инклинометрии гироскопов типа твердотельных волновых, лазерных, волоконно-оптических, где отсутствуют быстровращающиеся инерционные тела. Для достижения требуемой точности определения направления меридиана гироскопы должны иметь точность не хуже 0,01…0,03 град./ч, поскольку погрешность определения компасного курса рассчитывается по формуле

$$\Delta\Psi = \frac{\omega_r}{U\cos\varphi},$$

где U – угловая скорость суточного вращения Земли (U = 15 град./ч); ω_r – случайная составляющая скорости ухода гироскопа; φ – географическая широта места.

Таких гироскопов с немеханическим носителем кинетического момента в габаритах, ограниченных диаметром охранного кожуха скважинного прибора, в настоящее время в России не существует, а зарубежные, возможно, и близки по требуемым характеристикам, однако их доступность проблематична в связи с двойным применением этих устройств.

Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что точные волоконно-оптические гироскопы, например, не удовлетворяют требованиям инклинометрии по габаритам, малогабаритные – значи-

тельно уступают по точности [151]. Но это направление в гироскопии переживает бурное развитие, и вероятность того, что в ближайшее время на свободном рынке появятся волоконно-оптические гироскопы с требуемыми параметрами, достаточно велика.

По мнению ведущих отечественных и зарубежных специалистов, волновой твердотельный гироскоп (ВТГ) является идеальной гироскопической техникой для точного и быстрого определения азимута в процессе бурения. Действительно, ВТГ конструктивно достаточно прост, имеет большую механическую прочность и радиационную стойкость, может работать при очень высокой температуре, малочувствителен к внешним вибрационным и линейным нагрузкам при сохранении высокой точности, допускает прерывание питания, имеет малое время готовности. Однако применение ВТГ в промышленности сдерживается из-за технологических проблем, связанных с высокими требованиями к точности обработки кварцевых деталей сложной формы, метрологией, вопросами балансировки полусферических резонаторов и создания оборудования для этих целей, проблем поддержания высокого вакуума в полости прибора, а также ряда теоретических и практических проблем управления волновым полем и обработки текущей информации [151].

Для обеспечения необходимой точности гироскопических измерений в диапазоне зенитных углов от 0 до 90° потребуется установка триады гироскопических измерителей угловой скорости Земли. Погрешность таких измерений повышается от экватора к полюсу. Предел измерений – 82° с.ш.

Несмотря на разнообразие гироскопических устройств, предлагаемых отечественными и зарубежными компаниями (предприятиями) для инклинометрических измерений в скважинах (табл. 2.20, 2.21), использование их в MWD-системах в режиме реального времени в условиях длительного пребывания измерительных устройств на забое ограничено из-за низкой надежности работы в условиях повышенных вибраций и ударов.

В последнее время стали появляться предложения по созданию СНС на базе микромеханических гироскопов. Так, в работе Саратовского государственного технического университета предлагается создать бескарданный гироинклинометр на базе $3\times n$ микромеханических гироскопов, $3\times m$ микромеханических акселерометров (соответственно по n и m штук на каждую измерительную ось) и трехкомпонентного магнитометра.

Таблица 2.20

Основные технические характеристики датчиков отечественных гироинклинометров

Фирма, разработчик-изготовитель	ОАО "Темп-Авиа", Арзамас	ГУП "ИМЗ", Ижевск	Томский политехнический институт	НИИ ПМ им. акад. В.И. Кузнецова, Москва	РПКБ "Раменское"	ЗАО "НТ-КУРС", Москва	АООТ "МИЭА", Москва
Название системы	ИГН 73-100/80 (СП)	ИГМ-73-120/60 (СП)	ИГН 100-100/60А (ЭО)	ИГМ 36-80/60	–	Гирокурсор-45	"ГИД" (МО)
Тип датчиков	Д7-03И	МСГ	Трехст. ГУ+ДУС	ДНГ	ДНГ	Измерения в 4 положениях ГУ	ГМП-М
Измеряемые параметры, град.	А(0…360±1,5) ЗУ(0…70±0,15)	А(0…360±2,0) ЗУ(0…180±0,1)	А(0…360±1,0) ЗУ(0…60±0,1)	А(0…360±2,0) ЗУ(0…60±0,2)	А(0…360±1,0) ЗУ(неизв. ±0,1)	А(0…360±1,5) при ЗУ(до 70) ЗУ(0…180±0,15) УО(±180±1,0)	А(0…360±1,0) ЗУ(0…180±0,08)
Габариты, мм Масса, кг	Ø73×2600 30	Ø73×3400 50	Ø100	Ø36×2500 20	Ø100×1700 34	Ø45×2000 –	Ø60×2500 –
Термобаростойкость, °С/МПа	100/80	85(125 не более 2 ч)/60	100/60	80/60	85/–	85/40	70/80
Потребляемая мощность, Вт	50	300			40	50	–
Канал связи	Кабельный	Кабельный	Кабельный	–	Кабельный	Кабельный	Кабельный
Режим эксплуатации	Непрерывный (продолжительность 8 ч), точечный	Точечный	–	Точечный	Точечный	Непрерывный (в процессе бурения с периодическим запуском ГУ)	–
Возможность использования в MWD-системах	Нет	Да, на остановках	Нет	Да, на остановках	Да, на остановках	Нет	Нет

Примечание. СП – серийное производство; ЭО – экспериментальный образец; ГУ – гироскопическое устройство; А – азимут; ЗУ – зенитный угол; УО – угол отклонителя.

Таблица 2.21

Основные технические характеристики датчиков зарубежных гироинклинометров

Фирма, разработчик-изготовитель	Микротехника, Чехия	Sperry-Sun, США		Gyrodata, США	Litton, США	JANIC directional survey. INC, США	Scientific Drilling, США
Название системы	ИГ-36 (СП)	G2 (СП)	BOSS (СП)	– (ЭО)	– (Проект)	–	Siteline Keeper –
Тип датчиков	Трехст. ГУ	ГУ (North-Seeking Gyro)	–	ДНГ	ВТГ	–	2 поплавковых ГУ
Измеряемые параметры, град.	А(0…360 ±6 при ЗУ 2…4° ±5 при ЗУ 4…25° ±10 при ЗУ 25…60°) ЗУ(0…60±0,5)	А(0…360±0,3) ЗУ(0…70±0,05)	А(0…360±1,0) ЗУ(±0,1)	А(0…360±0,1) ЗУ(0…60±0,05)	–	А(0…360±0,1) ЗУ(±0,1) УО(±0,125)	А(0…360±0,4) ЗУ(0…70±0,05) ЗУ(70…90±0,1)
Габариты, мм	Ø36×1950	Ø76×4570	Ø76×4880	Ø63×4600 (83 с т/з)	Меньше Ø50	Ø45 (Ø50,8 с т/з)	Ø45, Ø47, Ø54, Ø76
Термобаростойкость, °С/МПа	70/25	315/100 (с т/з 6 ч)	125/72	70 (315)/83	155/–	125 (316)/165 (с т/з 4…6 ч)	200 (125 при Ø45)/138
Канал связи	Кабельный	Гидравлический	–	Кабельный	–	Кабельный (2400 бит/с)	Кабельный
Режим эксплуатации	Непрерывный, точечный	–	–	Точечный	–	Точечный	Непрерывный, точечный
Возможность использования в MWD-системах	Нет	Нет	–	Да, на остановках	Да	Нет	Да, на остановках
Время измерения в точке, с	5	–	2…4	–	–	2	–

Примечание. СП – серийное производство; ЭО – экспериментальный образец; ГУ – гироскопическое устройство; А – азимут; ЗУ – зенитный угол; УО – угол отклонителя; с т/з – с термозащитой.

В алгоритмах функционирования СНС использованы кинематические уравнения на основе классических углов Эйлера с введенными в них членами коррекции по сигналам от акселерометров и магнитометра.

Применение микромеханических измерителей, обладающих высокой устойчивостью к внешним воздействиям, малыми массой и габаритами, малым энергопотреблением, способствует повышению надежности и повышает точность инклинометра при его умеренной стоимости, однако класс точности таких чувствительных элементов (погрешность гироскопа – ниже 1 град./ч и акселерометра – 10^{-3}g [151]) вряд ли сможет соответствовать требуемым точностям и задачам СНС. Кроме того, при длительной работе таких систем в скважине необходимо проводить достаточно частую коррекцию, что в условиях обсаженных скважин затруднительно.

2.4.4.2. Технологические датчики

2.4.4.2.1. *Датчики контроля процесса бурения*

Для оптимизации процесса бурения, как было показано выше, необходимо измерять следующие забойные параметры: частоту вращения вала турбобура, осевую нагрузку на долото, направление бурения ствола скважины [29, 38, 88, 108, 110, 121].

Несмотря на разнообразие измерительных датчиков, позволяющих решать перечисленные задачи, требования получения достаточной точности измерений, обеспечивающей надежное управление технологическим процессом, эксплуатационная надежность и удобство в работе в условиях скважины являются основными при выборе тех или иных конструкций.

2.4.4.2.2. *Датчики числа оборотов долота*

При использовании проводного и беспроводного каналов для измерения частоты вращения вала турбобура применяют контактные и бесконтактные преобразователи. В первом случае связь вала турбобура с чувствительным элементом датчика частоты вращения механическая, во втором – индуктивная или магнитная.

Например, при использовании гидравлического канала в качестве таходатчика надежной работой характеризуется конструкция, приведенная на рис. 2.35.

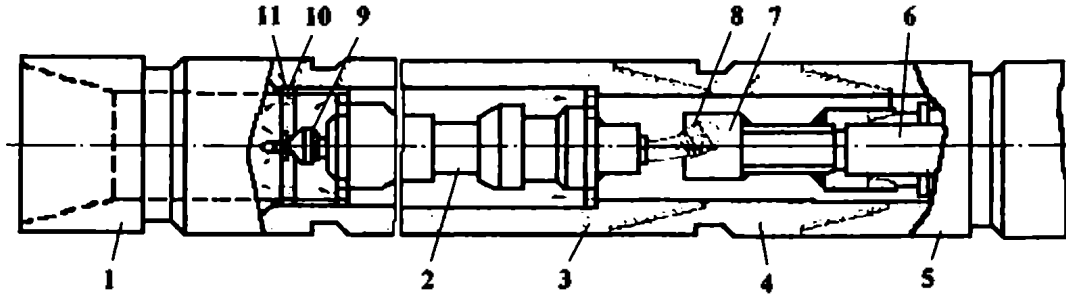


Рис. 2.35. *Таходатчик ТДН-8 в переводнике, соединенном с турбобуром:* *1* – переводник верхний; *2* – таходатчик; *3* – переводник основной; *4* – переводник нижний; *5* – турбобур; *6* – вал турбобура; *7* – водило; *8* – входная ось редуктора; *9* – клапан основной; *10* – втулка; *11* – седло клапана с отверстиями

Входная ось редуктора выполнена изогнутой и заключена в гибкую дюритовую трубку с наконечником. Такая конструкция бессальникового уплотнения входного вала, а также защита выходной части редуктора резиновым сильфоном позволяют обеспечить хорошую бессальниковую герметизацию маслонаполненного корпуса таходатчика. Входная ось редуктора соединяется с валом турбобура с помощью лопатки-водила. Величина гидравлических тахосигналов регулируется высотой втулки и размером отверстий в обойме седла клапана.

При использовании проводного или беспроводного канала в качестве датчиков частоты вращения вала турбобура широко применяют конструкции электромашинных генераторов переменного тока.

Статор с обмотками закрепляется неподвижно, а ротор с постоянными полюсными магнитами соединяется с валом турбобура. Частота вращения долота определяется как $N = nf/30$, где f – частота вырабатываемого генератором тока; n – число пар полюсов.

Недостаток таких датчиков – механическое сочленение вала генератора с валом турбобура, а также относительная сложность конструкции генератора, что снижает надежность датчика при работе в условиях сильных вибраций.

Более перспективен датчик частоты вращения с бесконтактной связью элемента вращения с чувствительным элементом. Как правило, датчик работает следующим образом. На конце вала турбобура жестко закрепляется немагнитный стакан, в стенку которого заформовываются симметрично расположенные якоря. В стакан свободно вставляется монолитный стержень из резины, внутри ко-

торого размещается ферромагнитный сердечник с катушкой с герметичными выводами схемы измерений.

Более совершенным является датчик частоты вращения долота, основанный на следующем принципе. На вал турбобура напрессовывается немагнитный стакан с встроенным постоянным магнитом. Аппаратурный контейнер из немагнитного материала с герконом или магнитомодуляционным датчиком, располагаемый на расстоянии до $3 \cdot 10^{-2}$ м, надежно срабатывает при прохождении магнита, обеспечивая формирование импульсов, частота следования которых прямо пропорциональна частоте вращения долота.

2.4.4.2.3. *Датчики осевой нагрузки на долото*

В процессе бурения скважины осевая нагрузка на долото создается, в основном, весом нижней части колонны труб. Ее величина при бурении шарошечными долотами достигает 300...400 кН, в отдельных случаях требуются и большие нагрузки – до 500 кН.

Глубинный измеритель осевой нагрузки должен быть составным звеном компоновки бурильного инструмента, чтобы воспринимать усилия, передаваемые к долоту. Могут быть использованы принципы измерения осевой нагрузки с помощью упругого элемента или с применением гидравлического преобразователя.

В первом случае упругий элемент воспринимает всю (или часть) осевую нагрузку. Деформация элемента, пропорциональная усилию, преобразуется в электрическую величину посредством (тензодатчиков, индуктивных, магнитоупругих или емкостных) преобразователей малых перемещений. В магнитоупругих датчиках используется явление изменения магнитной проницаемости ферромагнитного материала при механической деформации. В гидравлическом преобразователе с помощью системы поршень–цилиндр измеряемое усилие трансформируется в давление жидкости, которое, в свою очередь, измеряется манометрическим датчиком. Применение гидравлических преобразователей связано с нарушением жесткости низа колонны труб в месте установки преобразователя, что не всегда допустимо. Для измерителя осевой нагрузки любого типа большое значение имеет место его установки в колонне труб. При размещении датчика непосредственно у долота (между долотом и валом шпинделя) будет измеряться истинная нагрузка, передаваемая на долото. Однако в этом случае усложняется связь датчика с системой передачи сигналов, поэтому для измерения

осевой нагрузки чувствительные элементы устанавливают над электробуром или турбобуром (в зависимости от способа бурения).

В общем случае на измерительное устройство, установленное в колонне труб, кроме осевой нагрузки действуют усилия от вращающего момента и изгибающие усилия. В связи с этим по конструктивному исполнению датчики осевой нагрузки можно разделить на две категории: датчики с механическим разделением осевой нагрузки, действующей на упругий элемент от двух других усилий, и датчики, у которых упругий элемент воспринимает все три усилия. Во втором случае упрощается конструкция датчика, что очень важно для глубинной аппаратуры, и поэтому данный вариант измерителя был принят для практического осуществления.

Датчик осевой нагрузки (рис. 2.36) имеет упругий элемент *2* с присоединительными резьбами на концах и утонченной средней частью L_6, на торцовых поверхностях которой крепятся измерители перемещения *1*, *4*.

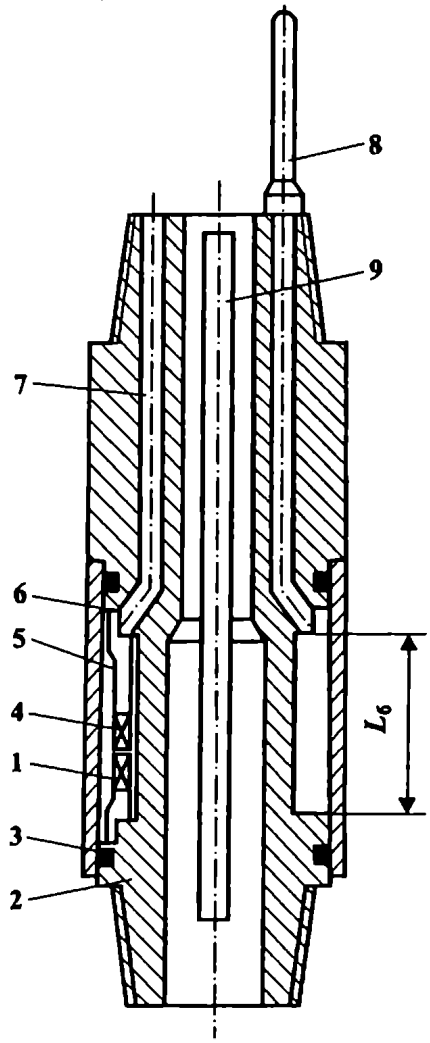


Рис. 2.36. *Конструкция датчика осевой нагрузки*

В рассматриваемом датчике применены индуктивные преобразователи перемещения. Магнитопровод измерителя с обмотками крепится на кронштейне *5* к верхнему торцу базового участка, а сердечник датчика – к нижнему торцу. Кронштейн изготовлен из того же материала, что и упругий элемент, тем самым достигается компенсация погрешности при температурных деформациях элемента. Упругая деформация элемента приводит к изменению зазора магнитной цепи датчика. Чтобы исключить влияние изгибающих усилий на измерение осевой нагрузки, устанавливают три одинаковых датчика, разнесенных по окружности на $2\pi/3$ рад. В этом случае при деформации изгиба суммарный зазор трех датчиков не изменяется. Для защиты преобразователей перемещения от механических повреждений применяется защитный стакан *6*. Полость между стаканом и упругим элементом заполнена маслом, на которое передается давление бурового раствора через лубрикатор *8*, состоящий из цилиндра, поршня и пружины. Стакан уплотняется на упругом элементе с помощью резиновых колец *3*. Соединительные провода от преобразователей перемещения выводятся через канал *7* и через уплотняющие вводы подсоединяются к контейнеру с телеметрической аппаратурой. Кабель электробура *9* проходит свободно в центральном канале упругого элемента. На концы упругого элемента навинчиваются переводники, посредством которых он соединяется с бурильной колонной.

Для получения компактных размеров датчика при достаточной его чувствительности упругий элемент выполняют из дюралюминиевого сплава Д16Т, подвергнутого термообработке. Модуль упругости этого металла примерно в 3 раза меньше, чем у стали ($E = 7{,}1 \cdot 10^{10}$ Н/м^2). При базовом размере 0,15 м, наружном диаметре 0,13 м и толщине стенки 0,015 м деформация составляет $250 \cdot 10^{-6}$ м при осевой нагрузке 500 кН, при этом характеристика элемента линейна и, как показали многократные испытания, стабильна в течение длительного времени работы. Гистерезис не превышает 2 %. Наружный диаметр корпуса датчика равен 0,185 м, а его длина примерно 0,9 м. Максимальное допустимое усилие на элемент составляет 1500 кН.

В случае изготовления упругого элемента из стали с той же чувствительностью необходимо примерно в 3 раза увеличить базовые расстояния или использовать датчик с большей чувствительностью.

Многолетний опыт применения в бурении различных по своей физической основе преобразователей для контроля и измерения

забойных технологических параметров (оборотов долота, осевой нагрузки, температуры, расхода и др.), исследования авторов [6, 8, 37, 57, 64, 65, 101, 115, 140, 164, 181, 182] позволяют считать, что современная элементная база, размещение в скважинном приборе цифровой и микропроцессорной техники дают возможность по-новому построить измерения технологических параметров.

На уровне количественных свойств и отношений для бурящейся скважины можно указать конечное множество переменных, практически полно описывающих процесс разрушения горных пород. В работе [167] приведено общее уравнение для расчета механической скорости бурения:

$$V_{\text{м}} = K_{\text{б}}\left(\frac{G}{S_{\text{к}}}\right)^{a} n^{b}\left(\frac{Q\cdot\rho}{S_{\text{н}}\mu}\right)^{c}\left(\frac{D}{2d}\right)^{e}\left(\frac{10}{\Delta P_{\text{р}}}\right)^{f},$$

где $K_{\text{б}}$ – коэффициент буримости, характеризующий петрофизическую характеристику горной породы (учитывает прогнозные и фильтрационные свойства); G – нагрузка на долото; $S_{\text{к}}$ – площадь зубьев, находящихся в контакте с горной породой; n – частота вращения долота; Q – расход бурового раствора; ρ – плотность бурового раствора; $S_{\text{н}}$ – площадь сечений промывочных отверстий насадок; μ – вязкость бурового раствора; d – диаметр бурильных труб; D – диаметр скважины; $\Delta P_{\text{р}}$ – расчетное дифференциальное давление; a, b, c, e, f – коэффициенты модели.

Изучая процесс разрушения горных пород, большинство авторов [7, 27, 48, 50, 51, 64, 92, 145, 156] приводят эмпирическую формулу для механической скорости бурения $V_{\text{м}}$:

$$V_{\text{м}} = A\cdot n^{\alpha}\cdot G^{\beta},$$

где A – коэффициент пропорциональности (буримости); n – частота вращения долота; G – нагрузка на долото; α, β – постоянные для данного типа породы коэффициенты.

В работах [7, 31, 39, 106, 142] установлены тесные корреляционные связи между буримостью горных пород и их геофизическими параметрами по данным измерений электрических, акустических и плотностных характеристик. Это дает возможность, исследуя механический процесс разрушения горных пород через вибрационные характеристики, определять механические свойства горных пород и выбрать оптимальный режим работы долота.

С целью практической реализации определения скорости вращения долота через измерение на забое вибраций бурильного инструмента были выполнены измерения на модели бурового стенда. Акселерометр типа ADXL 50 AH жестко закрепляли на шасси скважинного прибора, сигналы с датчика после линейного усилителя (коэффициент усиления – 8) подавались на вход АЦП и по шине RS-232 на порт ноутбука. Спектр энергий вычисляли по программе преобразований Фурье. При сравнении скорости вращения бура с данными спектрограмм надежно выделялись максимумы энергии частот, соответствующие определяемым скоростям вращения долота.

Таким образом, используя в скважинном приборе вычисления спектров вибросигнала с помощью сигнального процессора фирмы Analog Device, по данным измерений вибраций можно определить скорость вращения долота (рис. 2.37).

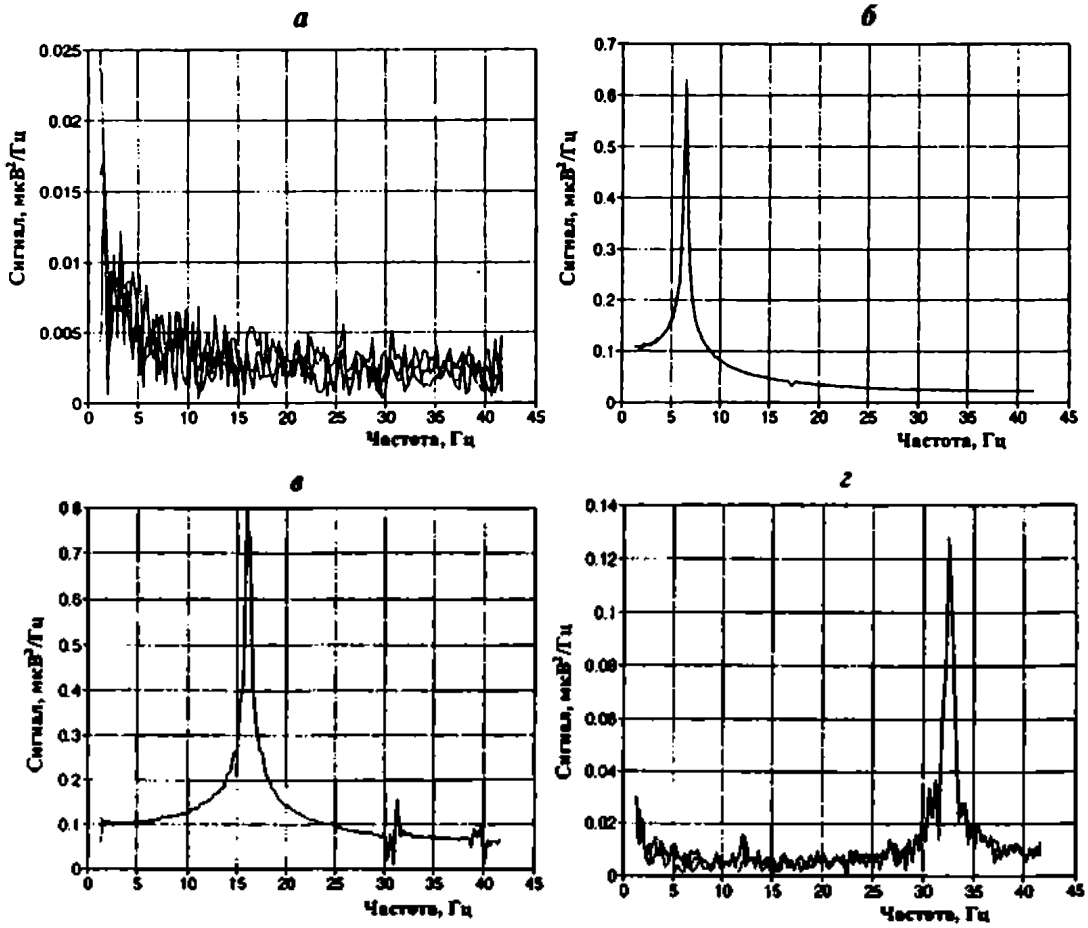


Рис. 2.37. *Пример определения скорости вращения долота по данным измерений вибрации скважинным акселерометром*: *а* – общая спектральная плотность; *б*, *в*, *г* – спектры сигнала при разных скоростях вращения долота после корреляционной обработки: 420, 1020, 1950 об/мин, соответственно

Для измерения расхода бурового раствора телесистемой лучше всего использовать принцип измерения скорости потока, широко применяемый в наземных расходомерах [4, 8]. Принцип измерения скорости потока основан на измерении ЭДС, наводимой в измерительной катушке или на измерительных электродах потоком электропроводящей жидкости под действием наведенного от специального генератора электромагнитного поля. Зная скорость движения бурового раствора при определенных сечениях бурильных труб, можно определить расход.

Измерение расхода бурового раствора в телесистемах с автономным турбоагрегатом не представляет труда, так как, зная параметры турбоагрегата (число лопастей турбинных лопаток, их конструкцию, число пар полюсов генератора), можно измерять скорость вращения турбины и вычислять расход бурового раствора (А.с. 470702, 575515, 606104, 773436, 1108330 / Г.С. Абрамов и др.).

Измерение температур также не представляет проблемы, поскольку многие конструкции датчиков температуры отвечают предъявляемым требованиям работы в условиях бурения (например, датчик типа АД фирмы Analog Device).

Показания датчиков измерения осевой нагрузки на долото и крутящего момента на долоте взаимосвязаны, и, на наш взгляд, достаточно установить один из них. Конструктивно датчик осевой нагрузки удобнее поставить, встроив его в корпус телесистемы*. В качестве чувствительных элементов можно рекомендовать хорошо отработанные конструкции датчиков линейных перемещений на калиброванной трубе из магнитострикционного материала или тензодатчики разработки ВНИИГИС [124].

Для измерения крутящего момента достаточно установить, развернув на 90°, тензодатчики, расположенные в 3–4 точках корпуса по периметру.

Таким образом, предложенный технологический комплекс первичных преобразователей отвечает требованиям, предъявляемым к первичным преобразователям (датчикам) забойных телеизмерительных систем и рекомендуется для использования в процессе бурения нефтегазовых и других скважин.

---

* В телесистеме "Забой" ВНИИГИС технологические датчики устанавливают в отдельном блоке.

2.4.4.3. Геофизические датчики

Особенности проведения геофизических исследований скважин в процессе бурения с помощью телеизмерительных систем требуют разработки измерительных датчиков специальных конструкций. Это обусловлено методикой измерений в процессе бурения.

Основные требования, предъявляемые к геофизическим датчикам таких систем, следующие: 1) высокое качество всего комплекса измерений; 2) высокая надежность в эксплуатации; 3) высокая геолого-геофизическая эффективность.

Считается целесообразным, чтобы интерпретация результатов измерений, полученных в процессе бурения, не отличалась от приемов, применяемых при обработке данных измерений аппаратурой, спускаемой в скважину на кабеле. Это позволит пользоваться уже имеющимися методиками и приемами, упростив тем самым процесс интерпретации и ускорив получение окончательного результата.

Рассмотрим несколько типов геофизических датчиков, реализующих основные методы геофизических исследований в процессе бурения скважин. Это, прежде всего, датчики электрического и радиоактивного каротажа, измерений вибраций с целью литологического расчленения разреза, регистрации давлений и температуры.

2.4.4.3.1. *Датчики электрического каротажа*

Обычно при проведении электрического каротажа зондами различной длины и конструкции, спускаемыми на кабеле, электрическое поле создают с помощью двух токовых электродов, один из которых A находится в скважине, второй B – на земной поверхности. Их питание осуществляется переменным током стабильной амплитуды от генератора зондирующего тока, установленного в наземной аппаратуре. Измеряемая разность потенциалов между измерительными электродами $\Delta U = f(\rho)$ характеризует свойства геологического разреза по электрическому сопротивлению [53, 54, 78, 79, 84, 118–120, 166].

При измерениях в процессе бурения возбуждение электрического поля должно осуществляться от глубинного генератора, размещенного в скважинном приборе. В этом случае в качестве обратного токового электрода B может быть использован линейный электрод бесконечной длины, образованный колонной бурильных труб.

Расчетами, выполненными авторами для случая однородной изотропной среды и проводящего стержня (бурильной колонны) с учетом влияния скважины [113], установлено, что при длине бурильных труб более 100 м, обычной в практике каротажа, искажение поля не превышает 5 %, а при длине более 400 м оно снижается до 1 %.

Аналогичные результаты были получены И.К. Саркисовым для буферных кольцевых зондов [154]. Установлено, что обратные линейные электроды различной длины несколько влияют на поле зонда. При длине обратного токового электрода (колонны бурильных труб) более 200 м изменения коэффициента зонда не происходит.

Данные расчетов многократно проверялись экспериментально в скважинах и полностью подтвердились. В связи с этим для аппаратуры электрического каротажа при исследовании бурящихся скважин комплексом зондов в качестве обратного токового электрода рекомендовано использовать корпус скважинного прибора, соединенный электрически с колонной бурильных труб. Основными и определяющими параметрами зонда на бурильных трубах являются: тип, длина и размеры изоляционного покрытия его участков.

Это было подтверждено и результатами моделирования градиент-зонда A5dM2dN (моделирование на сеточном электроинтеграторе проводились Н.Н. Сохрановым, В.П. Журавлевым), выполненного с целью выбора расстояния a от токового электрода A до колонны бурильных труб и длины изоляционного покрытия, определяющейся расстоянием b от измерительного электрода N до турбобура.

При моделировании оценивалось влияние на измеренное градиент-зондом удельное сопротивление $\rho_п^{ГЗ}$ расстояния a, изменяющегося в реально возможном диапазоне (от 3 до 15d), при различных соотношениях удельного сопротивления пласта к удельному сопротивлению бурового раствора $\rho_с$ и расстояниях b, равных 3, 7, 15d. Диаметр электродов и труб принимался равным 0,17 м, а длина колонны труб – более 50d. Обратный токовый электрод заземляли на колонну. Результаты моделирования представлены в виде графиков на рис. 2.38.

Из графика (см. рис. 2.38,$а$) следует, что для однородной среды ($\rho_{пл} = \rho_с$) величина $\rho_п^{ГЗ}/\rho_{пл}$ растет с увеличением a/d и, начиная с расстояния $a/d = 5$, не отклоняется от единицы более чем на 5 %;

при этом изменение расстояния d от $3d$ до ∞ (случай отсутствия турбобура) влияет несущественно.

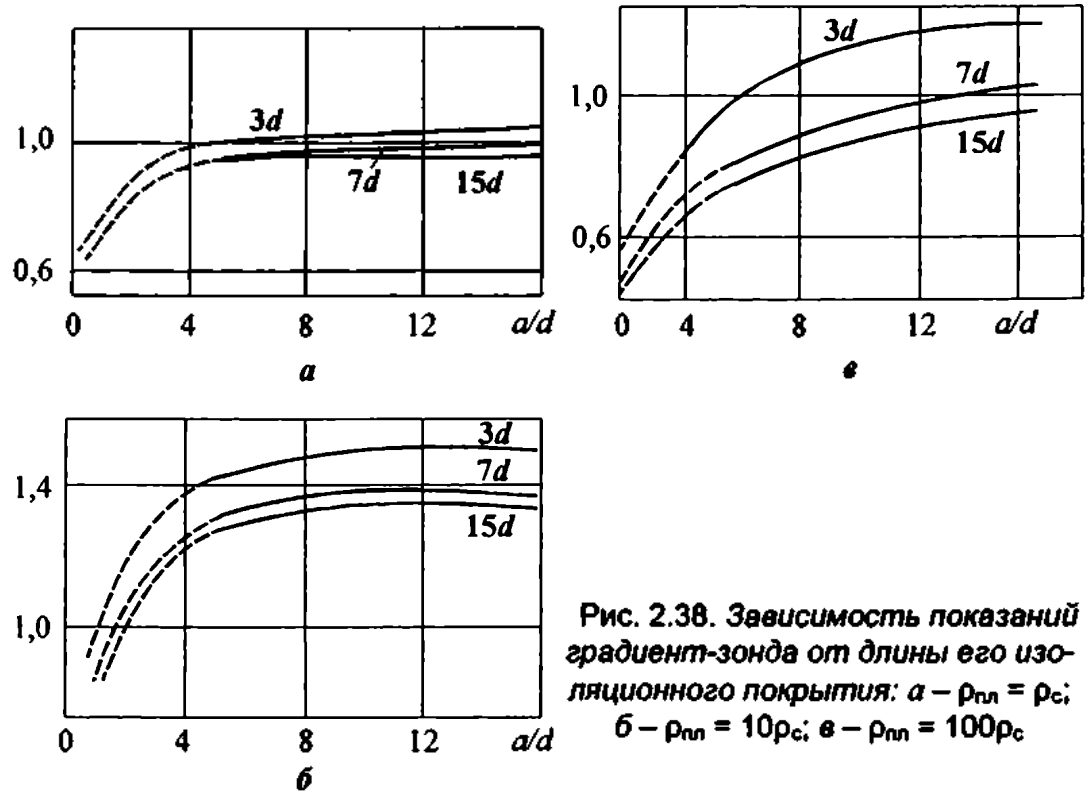


Рис. 2.38. *Зависимость показаний градиент-зонда от длины его изоляционного покрытия: а* – $\rho_{пл} = \rho_с$; *б* – $\rho_{пл} = 10\rho_с$; *в* – $\rho_{пл} = 100\rho_с$

В условиях с $\rho_{пл} = 10\rho_с$ и $100\rho_с$ (рис. 2.38,*б*,*в*) с ростом a и b величины $\rho_п^{ГЗ}$ приближаются к значениям, полученным по палетке БКЗ-1 для данного зонда с точечными электродами при отсутствии колонны бурильных труб и турбобура. Для среды с $\rho_{пл} = 10\rho_с$ отклонение $\rho_п^{ГЗ}/\rho_{пл}$ от 1,35 (по палетке БКЗ-1) не превышает 5 % при $a = 6d$; для среды с $\rho_{пл} = 100\rho_с$ отклонение от 1,02 (по палетке БКЗ-1) не превышает 5 % при $a \geq 12$ в случае $b = 7–15d$ и $a = 6d$ при $b = 3–5d$.

Таким образом, установлено, что при удалении токового электрода от колонны бурильных труб на расстояние более $6d$ и измерительного электрода от турбобура на расстояние $3–5d$ влиянием искажения поля можно пренебречь. Для определения удельного электрического сопротивления горных пород, измеряемого буферными зондами, можно воспользоваться решением Альпина (1958 г.) для зондов с кольцевыми электродами [28].

На рис. 2.39 приведен график зависимости $\rho_к/\rho_с$ от $\rho_{пл}/\rho_с$ для потенциал-зонда (кривая *1*) длиной 0,75 м для двухслойной среды,

полученной расчетным путем и показывающей преимущества кольцевого зонда по сравнению с аналогичными зондами для кабельной аппаратуры (кривая *2*).

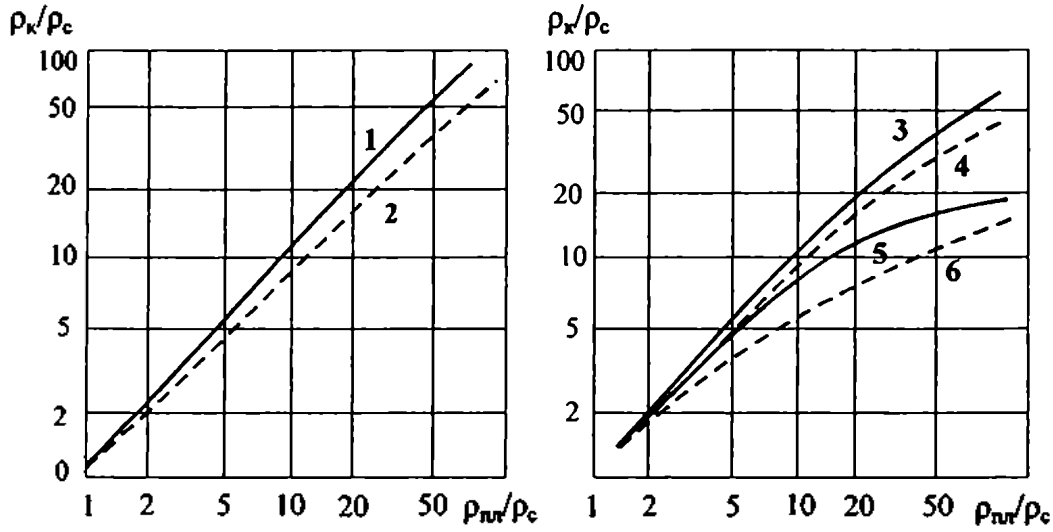


Рис. 2.39. *Влияние электропроводности бурового раствора на характеристики кольцевых зондов:*
1 – кольцевой потенциал-зонд A0,75M; *2* – стандартный потенциал-зонд A0,75M; *3* – кольцевой потенциал-зонд A0,2M; *4* – стандартный потенциал-зонд A0,2M; *5* – кольцевой градиент-зонд A0,2M0,2N; *6* – стандартный градиент-зонд A0,2M0,2N

Аналогичным образом были рассчитаны палетки и для малых градиент- и потенциал-зондов (см. рис. 2.39, кривые *3*, *4*, L = 0,2 м), предназначенных для установки в процессе бурения на валу турбобура, когда длина консоли не превышает 2 м. Здесь же для сравнения приведены аналогичные зависимости (кривые *5*, *6*) для подобных зондов аппаратуры на кабеле.

Для градиент-зонда обратным токовым электродом B (а в случае потенциал-зонда и измерительным электродом) являлась колонна бурильных труб. Сеточным моделированием зондов установлено, что влияние колонны на кажущееся сопротивление зависит от типа и размера зонда. Для градиент-зонда достаточно удалить колонну от крайних электродов на расстояние, равное его длине, а для потенциал-зонда – на расстояние, равное трем длинам, чтобы погрешность, обусловленная влиянием колонны, не превышала 5 %. Кольцевые зонды по сравнению с зондами таких же размеров с точечными электродами обладают несколько лучшей расчленяющей способностью, а влияние сопротивления бурового раствора на их показания значительно меньше.

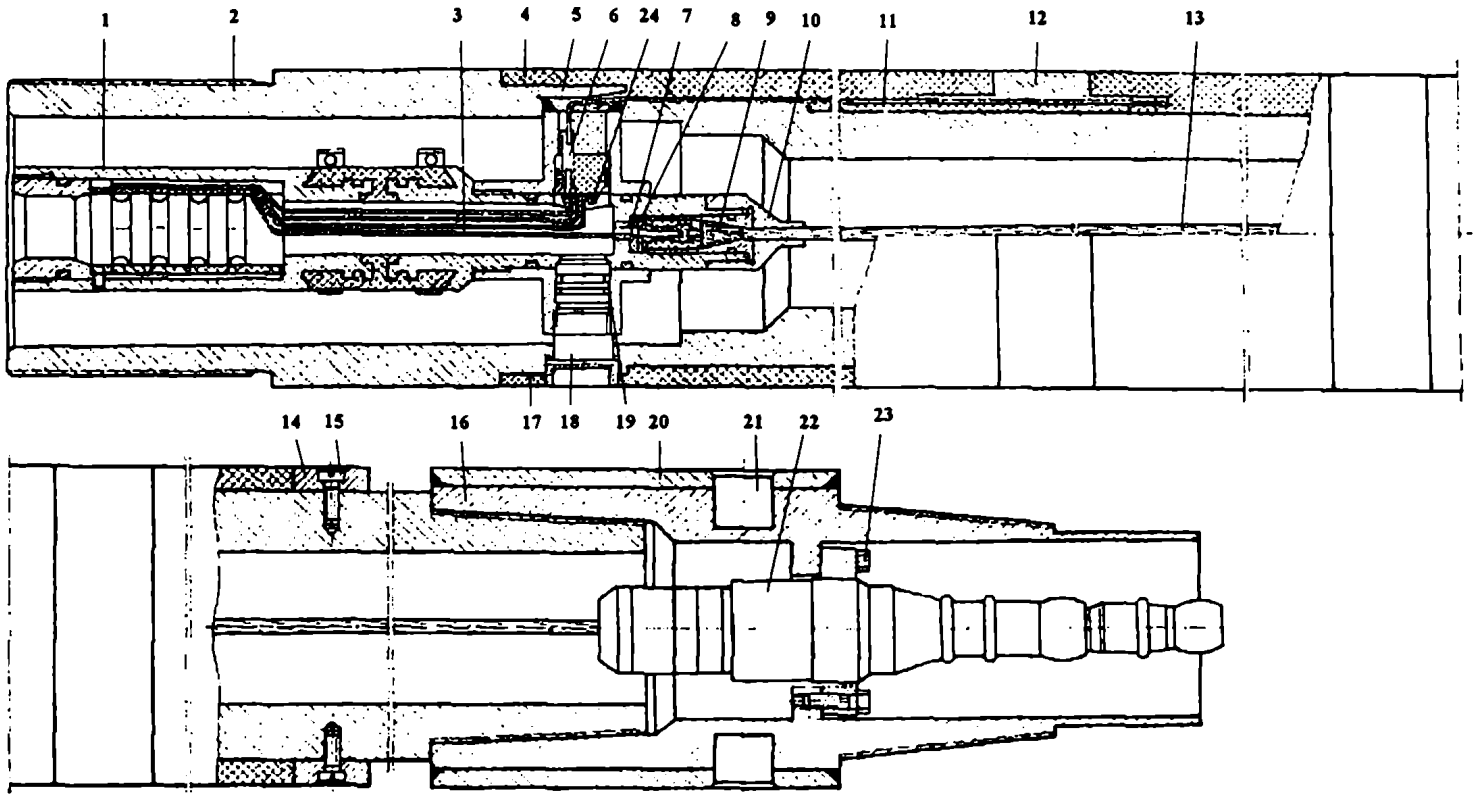


Рис. 2.40. *Геофизический зонд:*

1 – корпус электрического разъема; *2* – утяжеленная бурильная труба; *3* – токоввод в канал связи; *4* – изоляционное покрытие; *5* – крышка; *6* – вводная колодка; *7* – контакт; *8* – прокладка; *9* – муфта ввода; *10* – гайка накидная; *11* – электрическая шина; *12* – электрод зонда; *13* – бронированный кабель; *14* – ограничительное кольцо; *15* – стопорный винт; *16* – замок ЭБШ4; *17* – уплотнительное кольцо; *18* – пробка; *19* – кольцо; *20* – сменная усиливающая втулка; *21* – штырь; *22* – контакт электробура; *23* – болт фиксации; *24* – соединительный элемент

Зонд электрического каротажа относится к наиболее ответственным и сложным звеньям аппаратуры каротажа в процессе бурения, работающей в исключительно тяжелых условиях забоя. Зонд представляет собой отрезок утяжеленной бурильной трубы, покрытый снаружи изоляционным слоем, на котором располагаются измерительные электроды (рис. 2.40).

Электрические вводы к электродам выполнены в виде герметизированных свечей, залитых эпоксидным компаундом. Зонд является силовым элементом бурильного инструмента и к нему, и к его покрытию предъявляются повышенные требования: покрытие должно иметь хорошую адгезию* к металлу, достаточную механическую прочность, твердость, стойкость к истиранию, быть нехрупким, иметь поверхностное удельное электрическое сопротивление не менее $1 \cdot 10^8$ Ом·м и влагопоглощение не более 0,1 %, достаточную стойкость при эксплуатации в агрессивной и абразивной среде (соленая вода, масло, бензин, кислоты, щелочи) в интервале температур 20...100 °С и более и давлении выше 80 МПа [124].

Для выбора материала покрытия, отвечающего перечисленным требованиям, были исследованы и испытаны образцы, вырезанные из трубчатых заготовок различных неметаллических материалов. Заготовки из резины формовали в пресс-формах, заготовки из стеклопластиков наматывали на оправу. Результаты испытаний и некоторые данные неметаллических материалов приведены в табл. 2.22.

Как показали испытания, лучшими механическими свойствами обладает стеклопластик из материалов СВАМ. Однако изготовление такого покрытия требует сложного специального оборудования и совершенного технологического процесса, что значительно затрудняет промышленное освоение производства покрытий.

Резиновые покрытия обладают малой прочностью и не могут быть использованы для изготовления каротажных зондов. При скважинных испытаниях зонд с покрытием из резины 3826, армированной стеклотканью, быстро пришел в негодность из-за интенсивного истирания о стенки скважины. Покрытие из стеклоткани на связующей из эпоксидной смолы ЭД5 и стеклоткани Э0,02, выполненное намоткой пропитанной компаундом ленты на вращающуюся трубу, аналогично покрытию из материала СВАМ. При этой технологии отвердевание протекает при комнатной темпера-

---

* Адгезия – слипание разнородных твердых или жидких тел (фаз), соприкасающихся своими поверхностями. Адгезия обусловлена межмолекулярным взаимодействием.

туре. Лучшие смачивающие свойства и малая усадка эпоксидных смол по сравнению с другими позволяют получать стеклопластики с наиболее высокой адгезией между слоями и относительно высокой стабильностью механических и электроизоляционных свойств, что обеспечивает надежную эксплуатацию покрытий в различных средах и условиях.

Наилучший показатель водопоглощения получают при использовании в качестве наполнителя стеклоткани с тонкой структурой (например, Э0,015, Э0,02), хотя стоимость такого покрытия повышается и увеличивается время намотки. Покрытие целесообразно выполнять двухслойным: нижний слой под электродами – из тонкой ткани Э0,02, а верхний между электродами – из ткани Э0,08–Э0,1. Износостойкость верхнего слоя можно повысить введением в состав компаунда порошковых наполнителей из стекла и корунда.

Как показали скважинные испытания, резкое уменьшение сопротивления изоляции наблюдается в начальный период, что связано с быстрым насыщением поровых пространств покрытия токопроводящим раствором. В дальнейшем процесс стабилизируется и сопротивление изоляции уменьшается по мере влагопоглощения раствора стеклопластиком. Ресурс службы покрытия из стеклопластика на эпоксидной смоле ЭД5 составляет более 1000 ч, что вполне достаточно для аппаратуры каротажа в процессе бурения.

Были проведены исследования по применению зонда бокового каротажа (БК), показания которого в меньшей степени зависят от влияния сопротивления бурового раствора. Для оценки влияния длины экранных электродов на глубинность зонда были смоделированы на сеточном электроинтеграторе пласты различной толщины и сопротивления с зоной проникновения и без нее. На рис. 2.41,*а* показана зависимость $\rho_к/\rho_с$ от длины экранного электрода зонда БК. Из графика следует, что при изменении длины экранного электрода ($l_э$) от 0,3 до 1,6 м значение $\rho_к/\rho_с$ увеличивается на 5...10 % в зависимости от толщины и сопротивления пласта. Отсюда следует, что изменение длины экранного электрода мало влияет на величину сигнала.

С целью изучения характера изменения глубинности зонда в различных скважинных условиях были смоделированы пласты с разной зоной проникновения и толщиной $h = 16d$. На рис. 2.41,*б* приведены графики зависимости значений $\rho_{к3}/\rho_{к2}$ от диаметра зоны проникновения [$\rho_{к3}$ – кажущееся сопротивление трехслойной среды ($\rho_с - \rho_{зп} - \rho_п$), $\rho_{к2}$ – то же двухслойной среды ($\rho_с - \rho_п$)].

Таблица 2.22

Физико-механические свойства покрытий из различных материалов

Физико-механические свойства покрытий	Стеклопластик на полиэфирной смоле и стеклоткани Э0,02	Стеклопластик на фенолоформальдегидной смоле и стеклоткани Э0,02	Стеклопластик на эпоксидной смоле ЭД5 и стеклоткани Э0,02	Резина 3826 без корда	Резина с кордом из стеклоткани Э0,02	Стеклопластик типа СВАМ на эпоксифенольной смоле
Предел прочности, $Н/м^2$:						
на разрыв	16000…18000	18000…22000	24000…28000	1000…1200	3000…3600	36000…40000
на сжатие перпендикулярно к слоям	18000…22000	26000…30000	28000…30000	2000…2400	2200…2600	40000…45000
Теплостойкость (по Мартенсу), °С	80…100	220	100…110	140	140	200
Удельное электрическое сопротивление, Ом·см	$8 \cdot 10^{13}$	$1 \cdot 10^{13}$	$7 \cdot 10^{13}$	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{13}$
Водопоглощение за 24 ч, %	0,40…0,55	0,2…0,4	0,05	0,01	0,25	0,15
Химическая стойкость к соленой воде, маслу, бензину, кислоте, щелочам	Низкая стойкость к щелочам	Нестойкий к щелочам	Стойкий (стойкость к щелочам удовлетворительная)	Стойкий	Стойкий	Стойкий (стойкость к щелочам удовлетворительная)
Адгезия к металлу	Удовлетворительная	Удовлетворительная	Хорошая	Хорошая с клеем лейконат	Хорошая с клеем лейконат	Хорошая
Адгезия к стеклоткани	Удовлетворительная	Плохая	Хорошая	Плохая	Плохая	Хорошая
Усадка	Малая	Большая	Очень малая	Малая	Малая	Малая

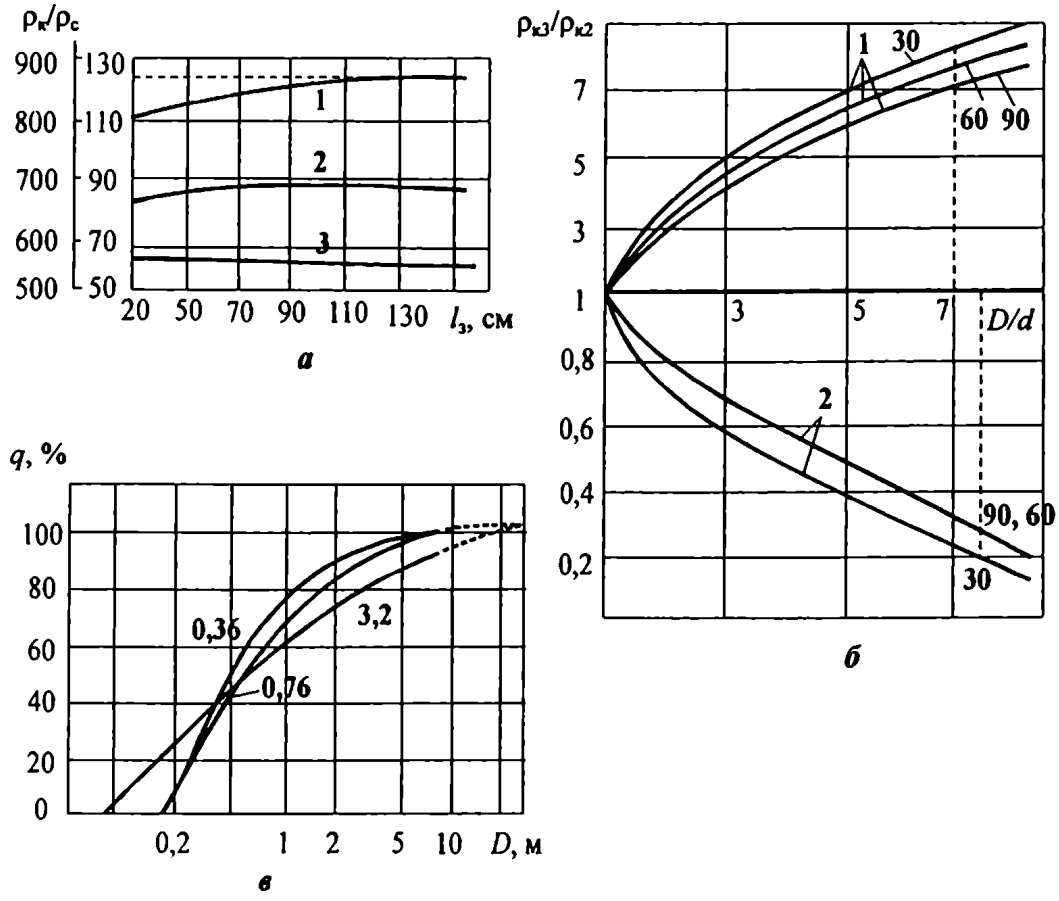


Рис. 2.41. *Характеристики зонда БК:*
а – влияние длины экранного электрода $l_э$ на показания зонда d = 20,4 мм, $\rho_{вм} = \rho_с$: *1* – $\rho_п = 1000\rho_с$, $h = 16d$; *2* – $\rho_п = 100\rho_с$, $h = 16d$; *3* – $\rho_п = 100\rho_с$, $h = 4d$; *б* – влияние диаметра зоны проникновения в различных условиях на показания зонда: *1* – $\rho_п = 10\rho_с$, $h = 16d$; *2* – $\rho_п = 100\rho_с$, $\rho_{зп} = 10\rho_с$; $h = 16d$; *в* – влияние глубины зонда на их глубинность (шифр кривых – значения L, м)

По этим графикам можно оценить степень влияния зоны проникновения на показания зонда. Анализ кривых позволяет сделать вывод, что 80 % сигнала для зонда с $l_э$ = 0,3 м обусловлено влиянием зоны проникновения при ее диаметре D = 7,0–6,5d и больше. При меньшем D величина сигнала в основном зависит от сопротивления породы. Так, при D = 3–4d только 50 % сигнала обусловлено влиянием удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$. В этих же условиях моделировались зонды с длиной $l_э$, равной 0,6 и 0,9 м. Значительного увеличения глубинности по сравнению с длиной экранного электрода, равной 30 см, не наблюдается. При $l_э$ = 0,9 м 80 % сигнала позволяют определить $\rho_{зп}$ уже при D = 7–9d, (1,4…1,8 м).

Результаты моделирования хорошо согласуются с данными приближенных расчетов. На рис. 2.41,*б* приведены кривые геометрического фактора q для зондов БК различной длины. Как следует из графика, 80 % сигнала обусловлены зоной, ограниченной поверхностью с диаметрами: D = 1,3 м при L = 0,36 м, D = 1,7 м при L = 0,76 м, D = 3,5 м при L = 3,2 м.

На основании модельных и расчетных работ было выяснено, что зонд БК длиной 0,76 м обладает глубинностью порядка 0,7...0,8 м и может быть использован в процессе бурения.

Конструктивно зонд бокового каротажа изготавливают аналогично градиент- или потенциал-зондам, описанным ранее.

Электрические измерения градиент- и потенциал-зондами проводятся на переменном токе и реализуют алгоритм:

$$\rho_к = K\Delta U/I_з,$$

где $\rho_к$ – кажущееся удельное электрическое сопротивление пласта; K – коэффициент зонда, зависящий от геометрических размеров зондовой установки; ΔU – измеряемая разность потенциалов между измерительными электродами; $I_з$ – стабильный по величине ток зондирования определенной частоты (чаще всего f = 300 Гц). Для бокового каротажа

$$\rho_к = K\Delta U_{Ao}/I_o \text{ или } \delta_к = KI_o/\Delta U_{Ao},$$

где ΔU_{Ao} – разность потенциалов между центральным и экранным электродами; I_o – ток, протекающий через центральный электрод A_o; $\delta_к$ – электрическая проводимость горных пород.

С целью расширения динамического диапазона измерений перспективно применять импульсный боковой каротаж, когда зондирование выполняется экспоненциальным импульсом разряда конденсатора. Таким образом, в зависимости от решаемой геологической задачи могут применяться установки разной длины и конструкции: для каротажа в процессе бурения целесообразно использовать кольцевые зонды и зонд бокового каротажа.

С целью пеленгации границ пласта при проводке ГС представляет интерес применение так называемого "азимутального зонда" бокового каротажа, позволяющего по сопоставлению данных направленных $\rho_к$ определить расположение зонда в пласте (вблизи кровли, в середине пласта, вблизи подошвы пласта).

Выполненные авторами исследования по применению фокусированных и скомпенсированных зондов электрического и электро-

магнитного каротажа открывают новые возможности создания установок электромагнитного зондирования пространства впереди забоя с использованием долота в качестве токового или измерительного электрода.

При регистрации кривой естественного самопроизвольно возникающего электрического поля может быть использован любой из измерительных электродов, а при соответствующем разделении частот каналов КС и ПС – токовый электрод. Вторым электродом в этом случае является корпус скважинного прибора, электрически соединенный с колонной бурильных труб и имеющий нулевой потенциал.

Следует отметить, что для лучшей дифференциации кривой ПС измерительный электрод должен быть как можно дальше удален от металлического корпуса скважинного прибора. Эксперименты показали, что при удалении измерительного электрода ПС от колонны бурильных труб на расстояние более 1,0...1,2 м обеспечивается стабильность характеристик зонда ПС. Применение стабильного обратного электрода, выполненного в виде колонны бурильных труб, позволяет значительно уменьшить влияние гальванокоррозии и помех от теллурических токов. В связи с этим измерение градиента ПС, требующего для получения кривой ПС большого объема графических построений или вычислений, считается нецелесообразным.

Регистрация ПС в процессе бурения скважин показывает, что фильтрация бурового раствора в пласт происходит очень интенсивно и аномалии ПС по амплитуде значительно больше, чем при измерении после бурения. В связи с этим, зная перепад давления скважина–пласт и параметры бурового раствора, можно получить дополнительную информацию о проницаемости пласта в процессе образования зоны проникновения.

2.4.4.3.2. *Датчики радиоактивного каротажа*

В отличие от датчиков электрического каротажа, применение которых требует изменения традиционных схем зондов, использование зондов радиоактивного каротажа в телеизмерительных системах не влечет существенных изменений по сравнению с конструкциями, применяющимися в аппаратуре на каротажном кабеле. Исключение здесь, по-видимому, составляет лишь необходимость уменьшения влияния на показания аппаратуры положения зонда

относительно стенок скважины и устойчивость работы в условиях повышенных вибраций и ударов [124].

Измеряемые физические параметры, как правило, неоднозначно характеризуют параметры пласта – общую и эффективную пористость, глинистость, литологический состав, поэтому применение методов радиоактивного каротажа эффективно только в том случае, если комплекс измерений и геологические условия исключают неопределенность интерпретации.

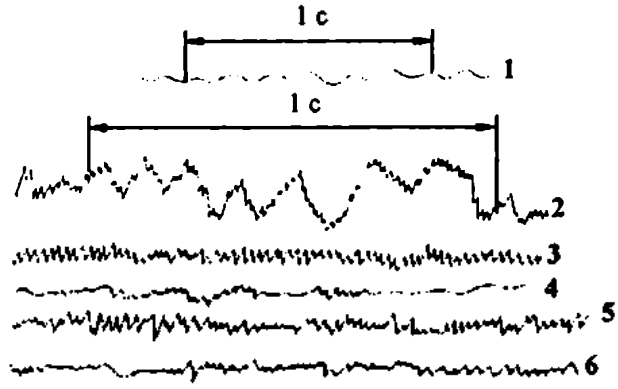
Следует заметить, что использование в аппаратуре радиоактивного каротажа газоразрядных и сцинтилляционных счетчиков радиоактивного излучения, имеющих стеклянные колбы, обусловливает резкое снижение надежности аппаратуры и требует надежной защиты преобразователей от ударов и вибраций.

Кроме того, малая глубинность методов радиоактивного каротажа, а также необходимость проведения измерений после окончания бурения (например, в обсаженных скважинах) ограничивают широкое применение радиоактивного каротажа в процессе бурения. В качестве индикаторов естественной радиоактивности следует использовать сцинтилляционные счетчики с детекторами NaI (Tl) или CsI(Na) и с термостойкими фотоумножителями типа ФЭУ-74, ФЭУ-74А, ФЭУ-102, "Усилие" или R-1847 производства фирмы "Хамамацу" (Япония).

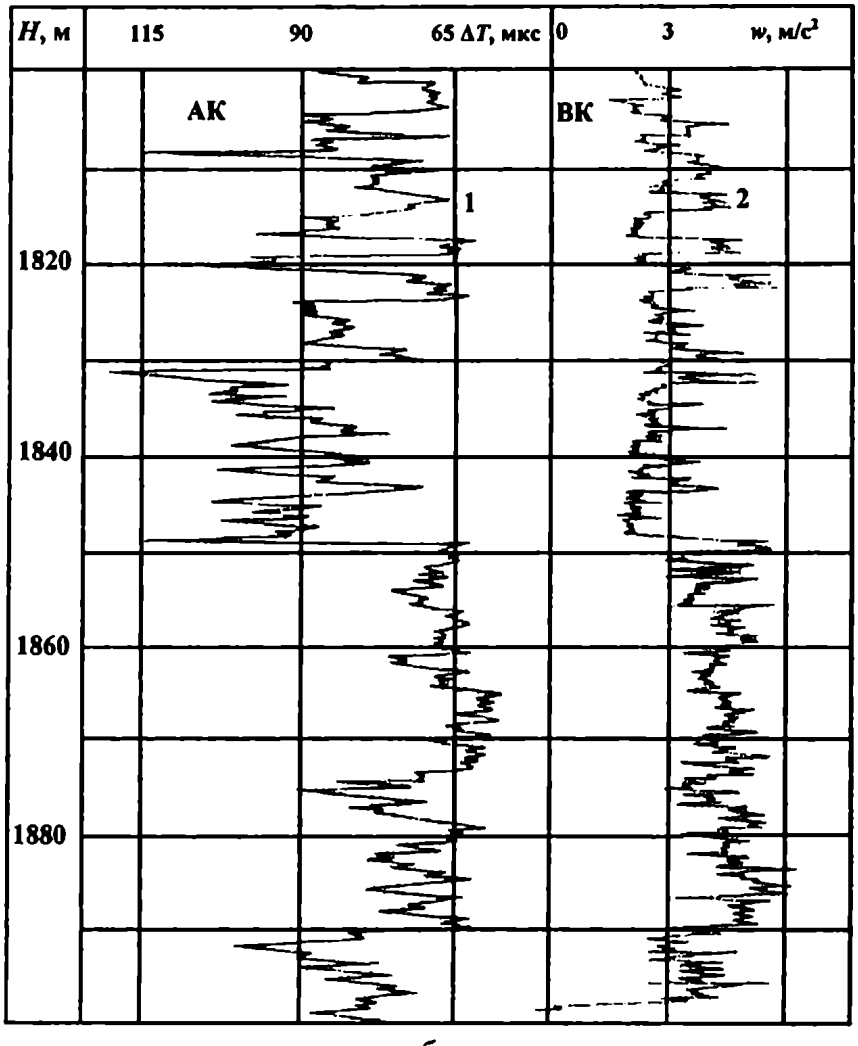
С целью выяснения устойчивости работы фотоумножителей в условиях повышенных вибраций были проведены их стендовые испытания на вибростенде ВЭДС-200А. Влияние вибраций W весьма существенно и приводит к резкому увеличению числа импульсов N. Особенно вредны перегрузки более 10 g при частотах выше 150 Гц. Поэтому при разработке канала ГК большое влияние должно быть уделено вопросу виброзащиты. Скорость счета N детектором также сильно зависит от напряжения питания, поэтому работа в режиме "плато" является обязательной.

2.4.4.3.3. *Датчики вибрационного каротажа*

Исключительный интерес представляет измерение вибраций бурильного инструмента в процессе бурения. Частотный и амплитудный спектр вибрационных колебаний характеризует упругие свойства горных пород и, в свою очередь, несет информацию о литологическом составе разбуриваемого пласта.



а



б

Рис. 2.42. *Виброкаротаж:*
а – виброграммы продольных колебаний низа бурильной колонны при бурении: *1* – в глинах, *2* – в алевролитах, *3* – в песчаниках (новое долото), *4* – в перемежающихся аргиллитах и песчаниках, *5* – в песчаниках, *6* – в песчаниках (изношенное долото); *б* – сравнительная характеристика данных акустического каротажа (кривая *1*) и виброграммы (кривая 2)

Регистрируя сигнал от вибродатчика продольных колебаний, установленного вблизи долота, и исследуя частотный спектр сигнала при бурении в различных блоках горного массива, можно заметить основную гармонику, равную трехкратной частоте вращения долота (по числу шарошек). С увеличением твердости разбуриваемых пород растет амплитуда сигнала вибрации, частотный спектр колебаний достаточно хорошо дифференцируется и коррелируется с данными акустического каротажа, надежно дифференцируя разрез по буримости (рис. 2.42).

Учитывая то, что одинаковая буримость горных пород характеризует определенную горную породу, достаточно передавать на дневную поверхность индекс буримости от 1 до 10.

Высокая корреляция данных виброкаротажа с данными акустического каротажа (см. рис. 2.42) позволяет использовать его в качестве важного геофизического параметра для детального расчленения геологического разреза, его прогнозирования. Тесная связь параметра вибрации с результатами акустического каротажа дает возможность получать информацию о прочностных свойствах разбуриваемых пород и использовать эти данные для технологического контроля процесса бурения [124].

2.4.4.3.4. *Датчики температуры и давления*

Для измерения температуры могут быть применены преобразователи различных типов и конструкций, выполненные по мостовым или дифференциальным схемам и использующие схемы преобразования изменяющихся в зависимости от температуры параметров чувствительного элемента. Наибольшую точность и стабильность характеристик имеют термометры, чувствительным элементом которых является металлическое, чаще всего проволочное, термосопротивление. Однако для получения достаточного выходного сигнала таких термометров необходимо увеличивать подводимую мощность питания. Полупроводниковые термосопротивления имеют большую чувствительность (табл. 2.23), малые размеры, а соответственно, и малую инерционность, требуют незначительной мощности питания, что делает их применение в глубинной аппаратуре наиболее целесообразным.

Таблица 2.23

Сравнительные характеристики металлических (М) и полупроводниковых (ПТС) кремниевых термосопротивлений

Температура, °С	Сопротивление датчиков, отн. ед.		Температурный коэффициент сопротивления, %/°С		Начальная чувствительность по току, мА/°С		Отношение чувствительностей полупроводникового и медного термосопротивлений
	М	ПТС	М	ПТС	М	ПТС	
20	1,000	1,000	0,390	–3,00	0,483	3,75	7,7
40	1,073	0,575	0,362	–2,62	0,453	3,28	7,25
60	1,156	0,351	0,337	–2,31	0,422	2,87	6,85
80	1,234	0,228	0,316	–2,07	0,395	2,59	6,56
100	1,312	0,153	0,297	–1,84	0,372	2,30	6,20
120	1,390	0,108	0,280	–1,60	0,350	2,08	5,93

2.4.5. Устройства защиты от вибраций и ударов

Одной из важнейших проблем при конструировании забойных телеизмерительных систем является их защита от перегрузок, возникающих от вибраций и ударов при бурении скважин.

Колонна бурильных труб представляет собой сложную пространственную систему с распределенными параметрами. Ее нельзя считать жестким стержнем, скорее в физическом смысле колонна является "гибкой нитью", так как отношение ее длины к диаметру может достигать 10^6 и в зависимости от осевой нагрузки она может терять устойчивость, располагаться по спирали и т. п. В колонне бурильных труб внутри и снаружи циркулирует буровой раствор под воздействием неравномерного пульсирующего давления, развиваемого одним или двумя буровыми насосами.

Породоразрушающий инструмент (долото) контактирует с горными породами разной твердости, ударяясь зубьями о неровности ухабообразного забоя, причем зубья значительно срабатываются во времени, изменяя параметры вибраций. Все это вызывает достаточно сложные колебания и удары. Так, вибрации буровой вышки и пульсация насосов вызывают инфранизкочастотные колебания до 1,5 Гц, перекатывание шарошек по рейке забоя и биение вала гидравлического забойного двигателя – низкочастотные (до 10 Гц), средняя частота (до 300 Гц) обусловливается ударами зубьев шарошек о забой при их перекатывании и, наконец, высокочастотные колебания вызваны кавитацией и турбулентным движением бурового раствора (частотой до 3000 Гц).

Забойные телеизмерительные системы встраиваются в бурильный инструмент, являясь частью бурового става. При широко применяемой в нашей стране технологии турбинного бурения они устанавливаются выше турбины и подвергаются механическим (сжатие, растяжение, кручение), вибрационным (продольные, поперечные, крутильные) и ударным нагрузкам.

Исследования, выполненные рядом авторов [51, 58, 124, 126, 127, 159, 163, 227] и приведенные в разделе 2, показали, что уровень вибраций часто превышает 20...30 g в диапазоне частот от единиц до десятков и даже сотен герц (см. рис. 2.32). А если учесть, что скважинная аппаратура в процессе бурения длительное время работает при повышенных изменяющихся от глубины температурах до 100...120 °С и более, а гидростатическое давление, определяемое плотностью применяемых буровых растворов и глубиной (длиной) скважины, достигает 80...100 МПа, при протекании мимо аппаратурного контейнера бурового раствора с содержанием твердых абразивных частиц (песка) до 10...15 %, можно смело констатировать, что требования при ее создании выше аналогичных по надежности, предъявляемых к аппаратуре специального назначения (табл. 2.24). Поэтому правильный выбор соответствующих материалов и надежных конструкторских решений во многом определяет работоспособность аппаратуры.

Анализ надежности элементов радиоэлектроники, выполненных в виде БИС (больших интегральных схем), схем гибридной технологии на тонких и толстых пленках показал, что в основном они выдерживают такие перегрузки, но высокие коэффициенты загрузки снижают время безотказной работы и срок службы. Навесные элементы (резисторы, трансформаторы и другие навесные элементы) допускают работу при ускорениях менее 10...12 g.

Следует заметить, что время безотказной работы системы блока обратно пропорционально вибрационной нагрузке, поэтому использование устройств виброзащиты является оправданным.

Широко применяемые в военной аппаратуре устройства виброзащиты узлов и блоков различного типа, рассчитанные для подвески крупных аппаратурных блоков для определенных условий (уровня и частотного спектра вибраций) и диапазона температур от –50 до +60 °С, не могут быть использованы, поэтому потребовались дополнительные исследования устройств виброзащиты.

Таблица 2.24

Характеристики вибраций, действующих на аппаратуру, устанавливаемую на подвижных объектах

Вид подвижного объекта	Характеристики вибраций и ударов	Время действия
Транспортные средства колесного типа	Частоты возбуждающих колебаний подвески: машины 2...10 Гц, кузова 8...15 Гц, ускорение 1 g; частоты возбуждения двигателя 20...60 Гц	Длительное
Транспортные средства гусеничного типа	Ударно-возбуждаемые вибрации в диапазоне частот 400...700 Гц, амплитуда колебаний на низких частотах ±0,25 мм	Длительное
Корабль	Частоты возбуждающих колебаний и ускорения: кормовая часть 2...35 Гц, 0,05...0,5 g	Длительное
Подводная лодка	Частоты возбуждающих колебаний и ускорения: кормовая часть 70 Гц, 0,125...0,25 g	Длительное
Самолет	Частоты возбуждения 3...500 Гц, амплитуда колебаний ±3,8 мм на низких частотах. Акустические вибрации с частотой до 130 кГц на уровне 150 дБ выше звукового порового уровня	Менее длительное
Вертолет	2 Гц – 0,5 g, 5 Гц – 0,4 g, 16 Гц – 0,8 g, 25 Гц – 1,25 g, 40 Гц – 2,0 g, 80 Гц – 4,0 g	Несколько часов
Управляемые снаряды	Частоты возбуждающих колебаний 30...500 Гц; ускорения 5...30 м/с^2. На участке резонанса возможны ускорения до 40 g. Акустические вибрации с частотой до 10 кГц на уровне 130 дБ выше звукового порогового уровня	3...5 мин
Скважинная аппаратура в процессе бурения	Частоты возбуждающих колебаний 0,1...30 Гц, ускорения 40...50 g, возможно – до 100 g. Акустические – до 1...2 кГц, 2...3 g. Удары – длительностью 1...2 мкс до 100 g	Многократное непрерывное воздействие по 7...30 ч несколько лет подряд, чередующееся с транспортными перевозками автомобилем, самолетом, вертолетом

Были исследованы амортизаторы различных типов и конструкций (табл. 2.25, 2.26)*, по своим техническим параметрам подходившие к условиям эксплуатации аппаратуры, работающей в процессе бурения скважин.

* Некоторые данные заимствованы из работы Карпушина В.Б. "Вибрация и удары в радиоаппаратуре". – М.: Советское радио, 1971.

Таблица 2.25

Технические характеристики различных резинометаллических амортизаторов

№ п/п	Тип амортизатора	Собственная частота, Гц	Коэффициент жесткости, кгс/мм	Коэффициент демпфирования	Номинальная нагрузка, кгс	Диапазон рабочих температур, °С	Особенности, область применения
1	Пластинчатые АП	15...20	0,29...9,20		0,45...15,75	–45...+80	С 25 Гц, до 0,5 мм
2	Чашечные АЧ	15...20	0,29...9,20		0,45...15,65	–45...+80	Свыше 100 Гц
3	Корабельные сварные со страховкой АКСС	10...15		0,20...0,25	10...120	–5...+70	
4	Скобочные АМ	20...30	3,6...24,0		18...120		
5	Стерженьковые АН	11...13	4...31		6...50		С 15 Гц, до 5 мм
6	Опорные АО	25...30					С 25 Гц, до 0,5 мм
7	Рожковые АР	11...12	1...2		2...8		С 25 Гц, до 1 мм; при –50 °С с 30 Гц
8	Равночастотные демпфированные АД	8...10	0,12...1,90	0,06...0,50	0,3...15,3	–60...+70	С 12 Гц. при 0,5...1,5 мм
9	С фрикционным демпфированием АФД	15...20	0,1...6,7	Зависит от частоты	0,3...20,0	–60...+150	С 30 Гц, до 10 м/с^2
10	Пространственного нагружения АПН	10...20			0,5...15,0	–60...+150	30...200 Гц до 15 м/с^2
11	Комбинированные ПП					–50...+70	
12	Пружинные				0,3...30,0		

Таблица 2.26

Технические характеристики различных цельнометаллических амортизаторов

№ п/п	Тип амортизатора	Собственная частота, Гц	Коэффициент жесткости, кгс/мм	Номинальная нагрузка, кгс	Диапазон рабочих температур, °С	Особенности, область применения
1	Из материала МР ДК	От 11...12 до 35...40		0,4...40	–50...+150	До 15...20 g на НЧ, до 70...100 g на СЧ, до 1 мм
2	Из материала МР АЦМ	8...10		0,5...20	–50...+150	
3	Из материала МР АЦП	8...10		0,5...30	–50...+150	2...50 g, до 15 g при $\tau = 0{,}01$ с
4	Лепесткового типа	10...12	30...100*		–60...+150	15...2000 Гц, до 25 g при $\tau = 0{,}05$ с
5	Тросовые сферические	10...30		2...68	–72...+260	
6	Тросовые ленточные				–72...+260	
7	Цилиндрические				–72...+250	
8	Типа "втулка"	25...30	Такой же, как у ДК		–72...+250	
9	Типа "хайдамет"				–60...+400	150...200 Гц и выше
10	Пружинные АКПО			0,3...30	–60...+150	Высокая добротность на частотах резонанса
11	Пружинные "углерод-углеродные"	7...9		0,5...40	–60...+700	Высокая добротность, необходимо защитное покрытие

* В гс/мм.

Заметим, что после монтажа и настройки каждая плата с печатным монтажом многократно покрывается эпоксидным клеем, навесные элементы крепятся дополнительно зажимами и проклеиваются эпоксидным составом.

Для дополнительной защиты от внешних повреждений и влаги некоторые разработчики и изготовители заливают блоки герметиком на основе каучука или полиуретана.

2.4.5.1. Расчет устройств виброзащиты

Для расчета устройств амортизации защищаемого от вибрации блока аппаратуры должны быть заданы следующие исходные данные:

- вес блока Q;
- координаты центра тяжести блока X_0, Y_0, Z_0;
- число N точек подвеса на амортизаторах;
- частота f;
- диапазон частот $f_1 - f_2$ возмущающих вибраций;
- минимальная собственная частота блока на амортизаторах f_0;
- собственная частота элемента $f_э$;
- максимальная амплитуда возмущающих вибраций X_0;
- необходимый коэффициент передачи амортизации χ при заданной частоте вибрации f;
- величина допустимой амплитуды вибраций блока на амортизаторах $[X_1]$;
- статическая допустимая нагрузка амортизатора P.

Определяемые параметры:

- максимальная амплитуда колебаний блока на амортизаторах X_1;
- частота собственных колебаний f_0;
- реакции амортизаторов P_i;
- линейная жесткость амортизаторов b_i;
- деформации амортизаторов $X_{ст}$ при заданной частоте.

2.4.5.2. Определение максимальной амплитуды вибраций амортизированного блока

Амплитуда вибраций амортизированного блока мало зависит от жесткости k правильно подобранных амортизаторов и определяется по приближенной формуле

$$X_1 \approx 0{,}25\frac{W}{f^2}$$

при условии, что $k << m\cdot(2\pi f)^2$,

где W – амплитуда ускорения, мм/с^2; f – частота гармонической вибрации, Гц; m – масса амортизированного блока, кг; k – линейная жесткость амортизаторов, кгс/мм; X_1 – амплитуда вибраций блока без амортизаторов (максимальная для заданной частоты и амплитуды ускорений W).

Значение X_1 должно быть меньше допустимой амплитуды $[X_1]$.

При невыполнении этого условия следует увеличивать или $[X_1]$, т. е. увеличивать зазоры между блоками, или массу амортизированного блока.

При этом допустимый вес Q определяется по формуле

$$Q = 250\frac{P}{[X_1]\cdot f^2},$$

где P – амплитуда силы возмущающих вибраций.

2.4.5.3. Расчет коэффициента динамичности, частоты собственных колебаний амортизированного блока и жесткости амортизаторов

Коэффициент динамичности при малом демпфировании равен:

$$\chi = \frac{X_1}{X_0} = \left|\frac{1}{1-\alpha^2}\right|,$$

где X_1, X_0 – амплитуды вибраций собственно амортизированного блока и основания, мм; $\alpha = f/f_0$ – отношение частоты возмущающих вибраций к собственной частоте f_0 амортизированного блока.

Блок рассматривается как твердое тело, т. е. резонансные частоты всех элементов блока значительно выше собственной частоты системы блок–амортизаторы.

Эффективность системы амортизации определяется по формуле [72, 77]:

$$X = (1 - \chi)\cdot 100\ \%.$$

Резонансные частоты элементов блока не возбуждаются при значении $X \geq 0{,}5$ %.

Собственные частоты $f_э$ элементов блока должны удовлетворять условию:

$$f_э \geq 25\ \%.$$

Собственная частота системы амортизации

$$f_o = f\sqrt{\frac{\chi}{1+\chi}},$$

где величины χ и f должны быть известны.

Собственная частота пружинных амортизаторов определяется по формуле

$$f_o \approx \sqrt{\frac{250}{X_{ст}}},$$

где $X_{ст}$ – статический прогиб, мм.

Расчетная жесткость k_p всех амортизаторов рассчитывается следующим образом:

$$k_p \approx 40\ mf^2.$$

Расчетная жесткость каждого амортизатора равна

$$k = \frac{k_p}{N}.$$

Требуемая статическая деформация амортизатора

$$X_{i\,ст} = \frac{P_i}{k_i}.$$

2.4.5.4. Расчет амортизации, подверженной ударным воздействиям

При воздействии ударного импульса в виде синусоидальной полуволны собственная частота системы амортизации (В.Б. Карпушин, табл. 22):

$$\omega_o = \frac{1{,}75}{\tau}, \quad f_o = \frac{\omega}{2\pi}.$$

Суммарная жесткость амортизаторов

$$k_x = m\cdot\omega_o^2.$$

Условная частота ударного импульса

$$\omega = \pi/\tau.$$

Коэффициент частотного отношения

$$\alpha \geq \omega/\omega_o.$$

Максимальное ускорение, действующее на блок:

$$W < W_o \frac{2\alpha}{\alpha^2 - 1} \cos\frac{\pi}{2\alpha}.$$

Необходимый свободный ход блока на амортизаторах

$$\Delta > \frac{1{,}25W_o}{\omega_o^2}.$$

Изгиб амортизатора

$$\delta = \frac{W}{\omega_o^2}.$$

Результаты расчета устройств амортизации для скважинного прибора цилиндрической формы массой 3 кг приведены на рис. 2.43.

Особенности конструкции аппаратуры, работающей в условиях бурения, размеры и конструкция наиболее распространенных типоразмеров бурильного инструмента, а также необходимость рационального использования объема для размещения электронных блоков в герметичном контейнере, расположенном внутри бурильного инструмента, накладывают определенные ограничения на поперечные и осевые зазоры, в которых должна действовать система виброзащиты.

Наиболее эффективная виброзащита в таких условиях может быть достигнута при использовании кольцевых амортизаторов, обеспечивающих объемную виброизоляцию электронных блоков внутри герметичного контейнера при воздействии как вертикальных, так и поперечных колебаний. В этом случае они должны работать в широком диапазоне частот (3...300 Гц) указанных колебаний. Поскольку для реальных амортизаторов частоты собственных колебаний лежат в пределах 8...40 Гц [128], то при резонансных колебаниях обеспечить виброизоляцию применением обычных пружинных амортизаторов, имеющих очень малый коэффициент демпфирования, не удается. Использование для демпфирования колебаний сухого трения, параметры которого в значительной степени зависят от температурных условий, не обеспечивает виброзащиту в области нерезонансных колебаний. Гидравлические и магнитные демпферы значительно усложняют конструкцию и обслуживание скважинных систем.

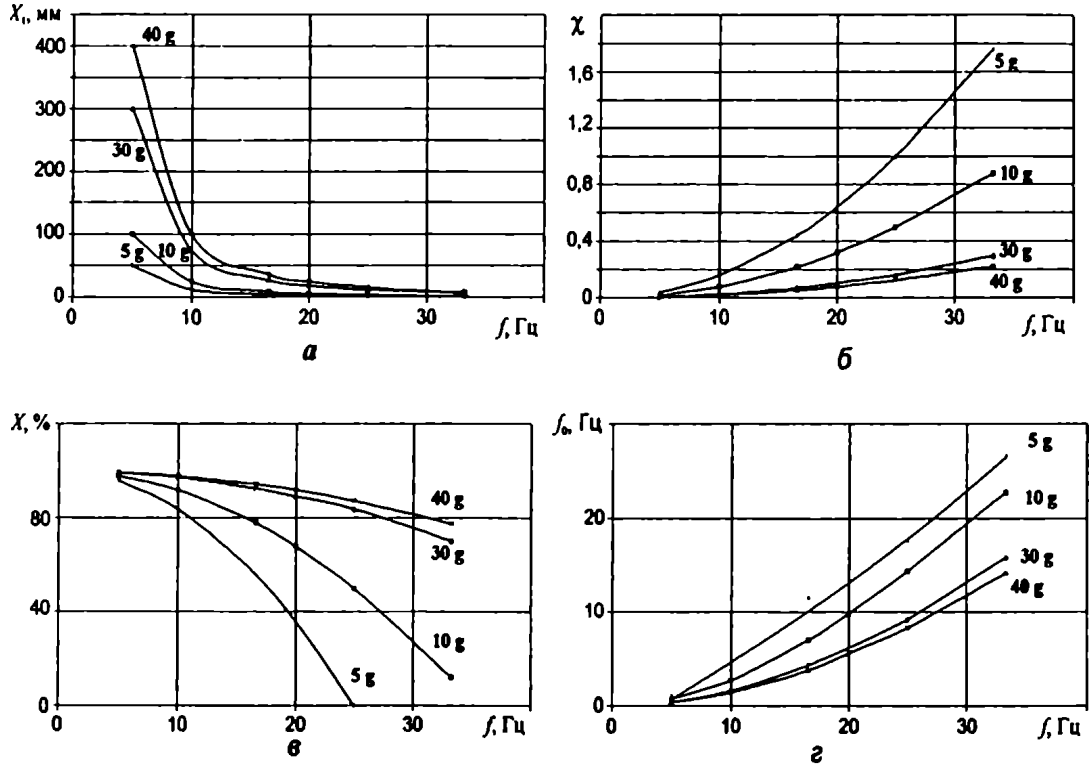


Рис. 2.43. *Характеристики систем амортизации при воздействии вибраций различных частот*: *а* – амплитуда перемещения; *б* – коэффициент динамичности; *в* – эффективность системы амортизации; *г* – собственная частота системы амортизации

Исследования амортизаторов, выполненных на различных упругих элементах, показали, что для работы в условиях бурения наиболее предпочтительными являются резиновые и резинометаллические амортизаторы, в которых демпфирование осуществляется за счет гистерезисного трения, вызванного действием внутренних сил неупругого сопротивления [159].

Рассмотрим работу наиболее простого амортизатора, конструктивная и эквивалентная схемы которого приведены на рис. 2.44,*а*. Амортизатор сделан в виде резинового кольца, обеспечивающего виброзащиту амортизированного блока массой m во всех направлениях.

Виброизоляция вертикальных колебаний достигается благодаря работе резиновой подушки на сжатие, а поперечных и крутильных – на сдвиг в пределах кольцевого зазора ΔR. Такая схема позволяет при своей простоте наиболее полно реализовать высокие демпфирующие свойства резинового элемента и обеспечить допустимую амплитуду колебаний амортизированного блока в области резонансных частот.

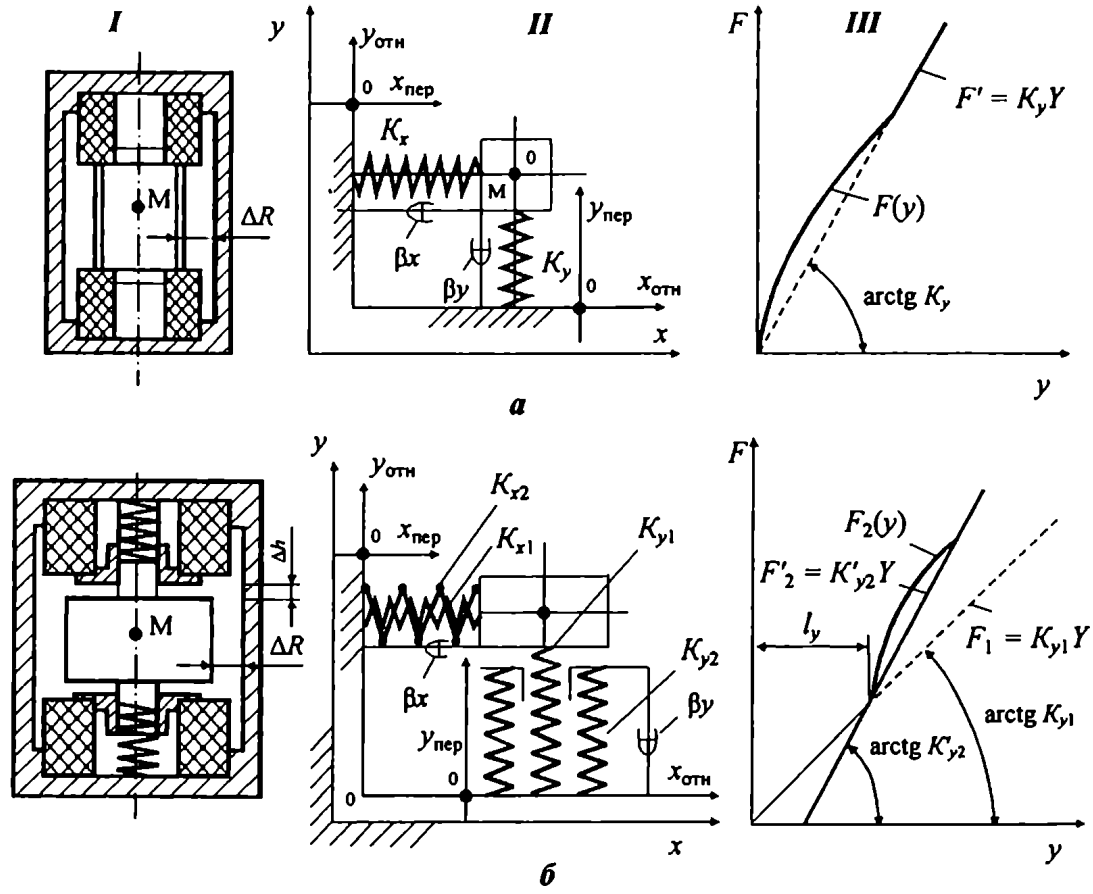


Рис. 2.44. *Конструктивные и эквивалентные расчетные схемы для резинового (а) и комбинированного (б) амортизаторов и виды их упругих вертикальных характеристик: I* – конструктивная схема; *II* – эквивалентная расчетная схема; *III* – вид вертикальной упругой силовой характеристики

Точный аналитический расчет рассматриваемого амортизатора затруднен из-за нелинейности эластических свойств резинового элемента и непостоянства жесткости упругой связи, величина которых во многом зависит от динамического режима деформации и температурных условий.

Известные методы линеаризации характеристик резинового элемента позволяют получить достаточно простые для практического применения соотношения. Расчет амортизатора сводится к исследованию движения колебательной системы, определению круговой частоты собственных колебаний амортизированного блока ω_o, коэффициентов демпфирования β и динамичности χ, амплитуды поперечных и вертикальных перемещений x_a, y_a и виброперегрузок $n_д$, которые при правильном подборе упругих элементов устройства должны быть ниже допустимых.

Исходными величинами для расчета амортизации блоков являются: вес блока $Q_в$, допустимое перемещение амортизированного блока $[x_а]$ и $[y_а]$, допустимая перегрузка $[n_д]$, закон движения основания под действием возмущающих сил $x_{пер} = F(t)$, $y_{пер} = F(t)$.

Рассмотрим виброизоляцию электронных блоков от действия поперечных вибраций, параметры которых меняются по гармоническому закону:

$$x_{пер} = x_{пер\,а} \cos \omega t,$$

где $x_{пер\,а}$ – амплитуда смещений основания; ω – круговая частота колебаний основания.

Если задан закон переносного движения основания, на котором установлен амортизированный блок (кинематическое возбуждение), то поведение системы более удобно рассматривать в абсолютных координатах инерциальной системы отсчета, как показано на расчетной схеме (см. рис. 2.44,*а*). Абсолютное перемещение амортизированного блока x и перемещение его относительно основания $x_{отн}$ связаны соотношением $x_{абс} = x_{отн} + x_{пер}$.

Поскольку модуль сдвига резины G в пределах допустимых деформаций практически постоянен, то упругие свойства амортизатора в поперечном направлении на этапе проектировочного расчета могут быть определены исходя из предположения линейной зависимости сил упругого сопротивления от величины деформации и ее скорости, с последующим их уточнением по экспериментальным данным. О возможности такого подхода свидетельствуют результаты исследований, выполненных В.П. Потураевым [143]. В этом случае можно воспользоваться гипотезой, предполагающей вязкий характер сил внутреннего сопротивления, когда напряжение и деформация связаны соотношением

$$\sigma = G\varepsilon + \mu G\dot{\varepsilon},$$

где σ – напряжение деформации; ε – относительный сдвиг; μ – коэффициент внутренних сопротивлений сдвига материала.

Из сказанного следует, что сила сопротивления

$$F_с = K_x x_{отн} + \mu K_x \dot{x}_{отн},$$

где K_x – приведенная поперечная жесткость упругой связи.

Решение уравнения движения амортизированного блока массой m для установившихся колебаний позволяет установить амплитудно-частотные характеристики амортизатора:

$$x_a = x_{\text{пер a}} \left\{ \frac{1+\mu^2\omega^2}{\left[1-\left(\frac{\omega^2}{\omega_0^2}\right)\right]^2+\mu^2\omega^2} \right\}^{1/2}$$

При определении K_x и μ возникают трудности, обусловленные высокоэластичными свойствами резины, зависимыми от режима деформации. Поскольку скорости деформации резиновых элементов при работе амортизатора в условиях бурения значительно превышают скорости протекания релаксационных процессов в резине, то при проведении практических расчетов нужно вводить коэффициент H, учитывающий зависимость динамической жесткости $K_{хд}$ от статической: $K_{хд} = HK_x$. Коэффициенты μ и H могут быть получены экспериментально путем испытания резиновых образцов на вибростенде на сдвиг. Они определяются по данным регистрации упругой восстанавливающей силы F_y и петли гистерезиса в процессе виброиспытаний образцов во всем диапазоне действующих частот ω по соотношениям:

$$\mu = S_г/\omega \frac{1}{\sqrt{\pi^2 F_y^2 x_a^2 - S_г^2}};$$

$$H = K_{хд}/K_x = 1/x_a^2 \pi = \frac{\sqrt{x_a^2\pi^2 F_y^2 - S_г^2 h_o}}{G_{ст}F_o},$$

где $S_г$ – площадь петли гистеризиса; h_o, F_o – высота и площадь поперечного сечения испытываемых образцов.

Когда установлены все члены уравнения x_a, можно определить частоту собственных колебаний ω_o амортизированной системы, обеспечивающую допустимую виброперегрузку $n_д = [x_a]\omega^2/g$ и допустимый коэффициент динамичности $[x_д] = [x_a]/x_{\text{пер a}}$.

Выбранные марки резины и частота собственных колебаний должны и в случае резонанса обеспечивать необходимый показатель демпфирования B, удовлетворяющий соотношению

$$B = \frac{\beta}{(K_{хд}m)^{1/2}} = \omega_o\mu \frac{S_г}{\sqrt{\pi^2 F_y^2 [x_a']^2 - S_г^2}},$$

где $[x_a']$ – допустимая амплитуда поперечных перемещений, ограниченная величиной кольцевого зазора между электронным блоком и герметичным контейнером.

Статическая жесткость резинового амортизатора определяется по частоте собственных поперечных колебаний с помощью выражения

$$K_x = K_{xд}/H = \omega_0^2 m/H.$$

Размеры резинового кольца связаны со статической жесткостью следующим соотношением

$$K_x = \pi r_1/h_a = (1 - r_2/r_1)G_{ст}r_1,$$

где r_1, r_2 – внешний и внутренний радиусы резинового кольца; h_a – высота резинового амортизатора.

На рис. 2.45,*а* показана экспериментальная поперечная частотно-амплитудная характеристика кольцевого амортизатора из резины, нагруженного блоком массой 1200 г и рассчитанного по приведенной методике, а также имеющего наружный диаметр 70 мм, внутренний 30 мм и высоту 40 мм. Частота его собственных поперечных колебаний лежит в области 8...16 Гц при показателе демпфирования B = 0,5...0,6, что обеспечивает в режиме резонанса удовлетворительный коэффициент динамичности – не более двух. Слабый левый наклон резонансных кривых свидетельствует о нелинейности системы и сглаженном характере силовых характеристик резинового амортизатора, когда увеличение деформации ведет к уменьшению приращения упругой силы. Вместе с тем каждому значению частоты соответствует своя амплитуда колебаний, т. е. в характеристике амортизатора отсутствует область неустойчивых колебаний. Это позволяет отнести такие системы к слабо нелинейным (псевдолинейным).

Более выраженную нелинейность проявляют кольцевые резиновые амортизаторы при работе в вертикальном направлении, так как зависимость восстанавливающей силы от степени деформации носит гиперболический характер и описывается приближенной формулой [72]:

$$F_y(y) = \Phi E S_a \frac{y}{h_a - y},$$

где Φ – коэффициент ужесточения, учитывающий влияние торцов и формы поперечного сечения резинового элемента; E –

модуль упругости; h_a – высота недеформированного элемента; S_a – площадь поперечного сечения элемента.

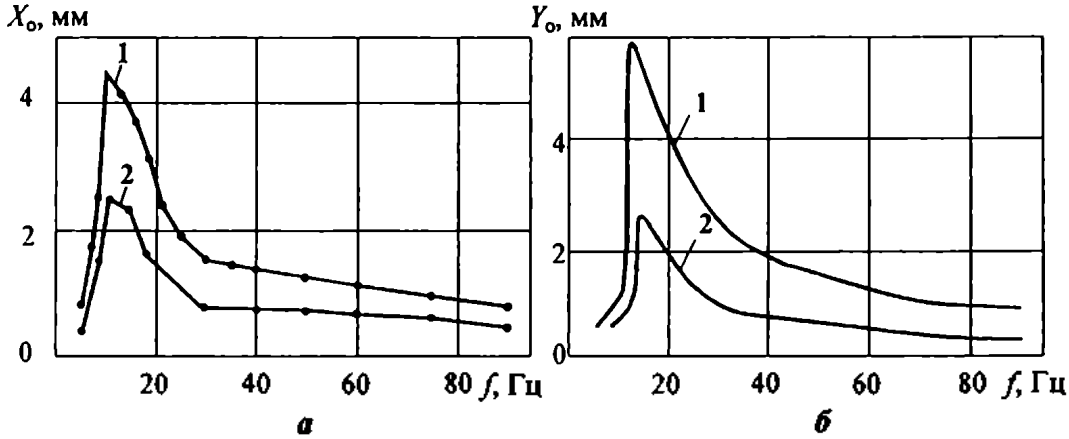


Рис. 2.45. *Поперечные (а) и вертикальные (б) частотно-амплитудные характеристики резинового амортизатора*: характеристики, снятые при амплитуде перемещения основания на 2,5 мм (*1*) *и* 1,25 мм (*2*)

Для применения рассмотренной выше методики при определении вертикальных параметров резинового амортизатора необходимо линеаризовать его упругую характеристику.

Наиболее прост и удобен для практических расчетов метод наименьших квадратов, согласно которому параметры заменяющей функции $F_y'(y)$ выбираются из условия минимума интеграла:

$$\int_0^{y_{max}} [F_y - F_y'(y)]^2 dy = \int_0^{y_{max}} [F_y(y) - K_y y]^2 dy = \min .$$

После необходимых преобразований получим выражение для линеаризованной вертикальной жесткости амортизатора:

$$K_y = \frac{3\Phi E S_a \left(\ln \frac{h_a}{h_a - y} - 2h_a y_{max} - y_{max}^2 \right)}{2y^3},$$

где y_{max} – максимальная деформация амортизатора.

Из экспериментальных вертикальных частотно-амплитудных характеристик кольцевого амортизатора из резины (рис. 2.45,*б*), рассчитанного по линеаризованным зависимостям, видно, что они имеют сглаженный характер, очень сходный с их поперечными характеристиками. Это свидетельствует о том, что с учетом экспериментальных уточнений также возможна замена вертикальной линейной системы резинового амортизатора более простой линей-

ной моделью. Частота вертикальных резонансных колебаний амортизатора лежит в области 10...15 Гц, при которой обеспечивается эффективное демпфирование.

Рассмотренный тип резинового амортизатора нашел самое широкое применение в скважинной аппаратуре благодаря своей простоте и высоким демпфирующим свойствам. Его можно эффективно использовать в автономной аппаратуре для исследования скважин в процессе испытаний и эксплуатации с целью защиты от ударов и низкочастотных вибраций, не превышающих 0,3...20 Гц. Однако с повышением частоты колебаний его амортизирующие свойства ухудшаются, и при 30 Гц применение резинового амортизатора может привести к значительным виброперегрузкам.

При работе в более широком диапазоне частот действующих вибраций, характерном для условий роторного и турбинного бурения (f = 3...300 Гц), представляет интерес использование универсальных комбинированных металлических амортизаторов. Эквивалентная схема и упругая вертикальная характеристика такого амортизатора показаны на рис. 2.44,*б*.

Параметры поперечных колебаний системы на таком амортизаторе определяются исходя из линейной теории, так как при оптимальных значениях деформации резинового элемента его упругая характеристика может быть заменена линейной.

При исследовании вертикальных колебаний расчет усложняется, потому что общая силовая характеристика системы складывается из двух участков $y = 0 - l_y$ и $y = l_y - y_{max}$, причем упругая сила на втором, состоящая из линейного сопротивления пружины и нелинейного сопротивления резинового элемента, становится существенно нелинейной. При предварительном расчете амортизатора возможна замена нелинейной характеристики на втором участке отрезком прямой, проходящей через точку $y = l_y$. Для этого можно также воспользоваться методом наименьших квадратов, как было сделано в выражении для K_y, и установить линеаризованную жесткость системы K_{y2} на втором участке. Тогда общая линеаризованная жесткость системы на втором участке будет $K'_{y2} = K_{y1} + K_{y2}$.

Поскольку силовая характеристика основного упругого элемента (пружины) также линейна, то общая характеристика принимает вид ломаной прямой, и система в целом оказывается опять нелинейной. Она может быть представлена следующим образом:

$$F_y(y) = \begin{cases} K_{y1}y & \text{при } -l_y \subseteq y \subseteq l_y \\ K'_{y2}y + (K_{y1} - K_{y2})l_y & \text{при } l_y \subseteq y \subseteq y_{max} \\ K'_{y2}y - (K_{y1} - K_{y2})l_y & \text{при } -y_{max} \subseteq y \subseteq -l_y \end{cases},$$

где K_{y1} – вертикальная жесткость системы на первом участке. Поведение такой системы описывается нелинейным уравнением, решение которого методом гармонического баланса дает выражение для определения амплитудно-частотных характеристик амортизатора [72]:

$$\frac{\omega^2}{\omega_{o2}^2} = \frac{y_a l_y \left(\frac{y_a}{l_y} + \theta\right) - \frac{y_a^2 B^2}{2} \pm l_y^2 x \sqrt{\left[\left(\frac{y_a}{l_y} + \theta\right)\frac{y_a}{l_y} - \frac{y_a^2 B^2}{2l_y^2}\right]^2 - \left(\frac{y_a}{l_y} + \theta\right)^2 \frac{y_a^2 - y_{пер\,a}^2}{l_y^2}}}{y_a^2 - y_{пер\,a}^2};$$

$$\omega_{o2}^2 = K_{y2}^*/m;$$

$$B^2 = \omega_{o2}^2 \mu_y^2;$$

$$\theta\left(\frac{K_{y1}}{K_{y2}}\right) = \frac{2}{\pi}\left(\frac{K_{y1}}{K_{y2}} - 1\right)\left[\frac{y_a}{l_y}\arcsin\frac{l_y}{y_a} + \sqrt{1 - \frac{l_y^2}{y_a^2}}\right],$$

где $y_{пер\,a}$ – амплитуда вертикальных перемещений основания; ω – круговая частота перемещений основания; μ_y – коэффициент внутреннего сопротивления резинового элемента в вертикальном направлении.

На рис. 2.46 показана конструктивная схема реального резинометаллического амортизатора, рассчитанного по рассмотренной методике. Электронные блоки *1* устанавливаются внутри герметичного контейнера *2*, жестко связанного с бурильным инструментом с помощью стакана *3*, допускающего вертикальные перемещения блоков в пределах зазора Δh. Установочные стакан *3* и шайба *4* неподвижно связаны с демпферной подушкой *5*, изготовленной из резины эластичных марок с большим коэффициентом поглощения энергии $\psi_п = 0{,}25\ldots0{,}4$.

Виброизоляция блоков в вертикальном направлении обеспечивается параллельно включенными пружиной *6* и подушкой *5*.

Такое включение упругих элементов обеспечивает системе весьма близкий к теоретическому коэффициент динамичности χ в

области высоких частот, характерных для вертикальных вибраций, а также позволяет исключить резонансные колебания, свойственные металлическим пружинам.

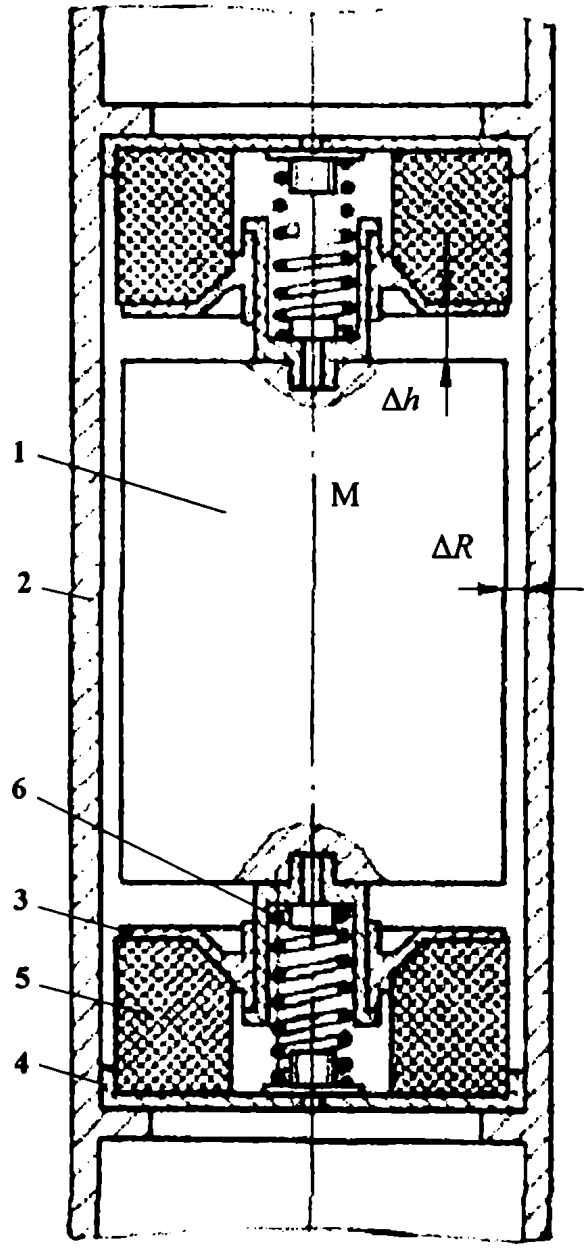


Рис. 2.46. *Конструктивная схема резинометаллического амортизатора*

При действии на аппаратуру одиночных ударов, неизбежно возникающих в процессе спуска и подъема бурильного инструмента, а также при наличии резонанса, когда колебания могут превышать зазор Δh, резиновые подушки выполняют функции других ограничителей хода.

Виброизоляция поперечных колебаний достигается благодаря резиновой подушке и цилиндрической пружине. Такая схема виброизоляции позволяет наиболее полно реализовать высокие демпфирующие свойства резинового элемента и обеспечить допустимый коэффициент динамичности χ в области резонансных частот, характерных поперечным колебаниям бурильного инструмента.

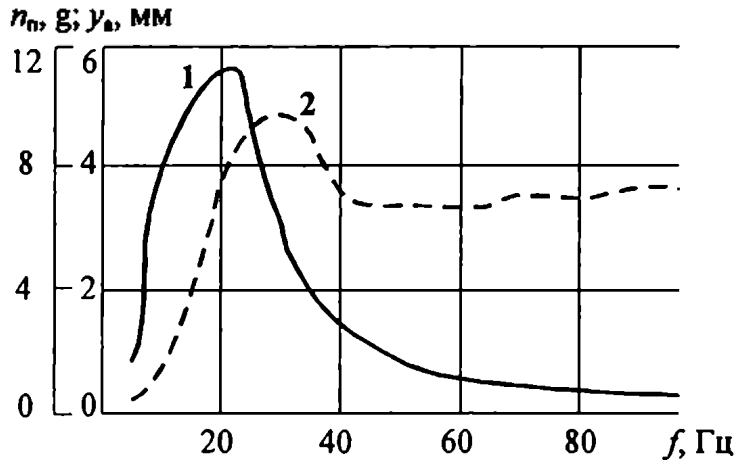


Рис. 2.47. Вертикальная частотно-амплитудная характеристика резинометаллического амортизатора: 1 – $y_а$; 2 – $n_п$

На рис. 2.47 показана вертикальная характеристика рассмотренного амортизатора $y_а$, снятая при воздействии внешних вибраций амплитудой 2,5 мм. Амортизатор обладает хорошими виброизоляционными и демпфирующими свойствами в широком диапазоне частот, о чем свидетельствует характер кривой перегрузок $n_п(f)$. Максимальная перегрузка не превышает 9,5 g, что ниже допустимого предела.

2.4.5.5. Экспериментальное опробование амортизаторов различных конструкций

Были исследованы возможности использования в скважинной аппаратуре телесистем, работающих в процессе бурения, резинометаллических и цельнометаллических амортизаторов. В табл. 2.25, 2.26 приведены технические характеристики и особенности их применения. В результате анализа характеристик перечисленных амортизаторов были отобраны несколько конструкций, применение которых возможно в скважинной аппаратуре. Они имеют габариты, позволяющие их установку в скважинный блок, и должны обеспечить надежную работу в условиях высоких температур. Это

цельнометаллические амортизаторы из материала МР: дисковые типа ДАК, одновитковые пружинные типа АКПО, цилиндрические и типа "втулка" из путанки различного материала (сплав ЭИ708А и Бр. берилл.), пружинные "углерод–углерод", типа "хайдамет".

Была разработана конструкция, позволяющая обеспечить их установку с аппаратурным контейнером массой 3 кг на вибростенд типа ЭДС-1200. В качестве первичных преобразователей вибраций были использованы датчики типа АП-1, аттестованные Госстандартом РФ.

Рабочее место (рис. 2.48) оборудовано всей необходимой цифровой измерительной аппаратурой для измерения задаваемой частоты и амплитуды вибраций подвижной платформы вибростенда, одновременно на плате аппаратурного блока были установлены акселерометры типа АДХL 50 АН с прямым выходом и выходом через фильтр низких частот на аналого-цифровой преобразователь и в коде RS-232. Данные измерений передавались на IBM типа ноутбук "Toshiba" и обрабатывались по специальным программам.

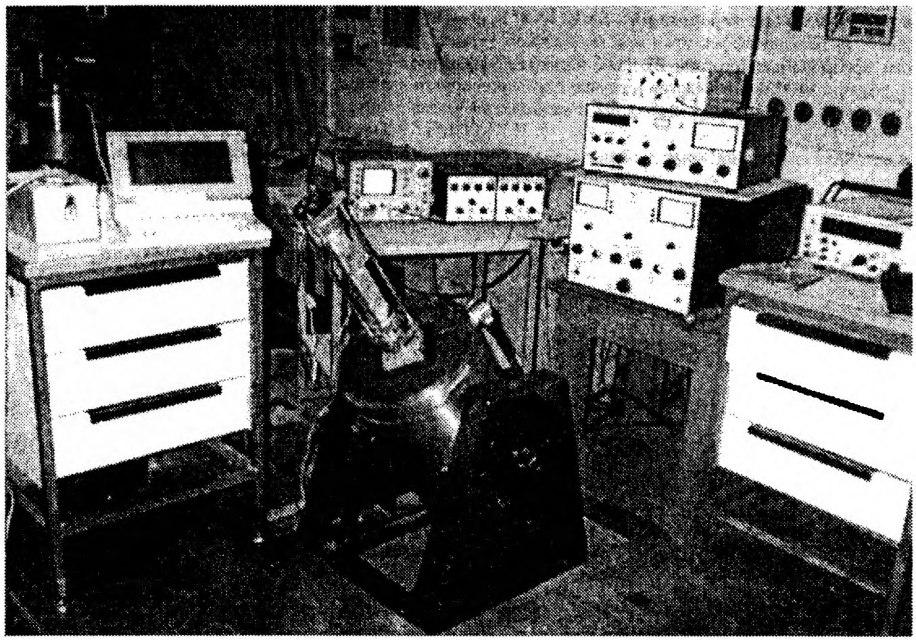


Рис. 2.48. *Испытательный стенд для исследования характеристик узлов виброзащиты и калибровки датчиков вибрации*

Результаты измерений приведены на рис. 2.49.

Испытания на вибростенде показали эффективность виброзащиты скважинных блоков телесистем. Их применение в разрабатываемой аппаратуре повысит ее надежность в эксплуатации, поскольку надежно защищает от ударных нагрузок.

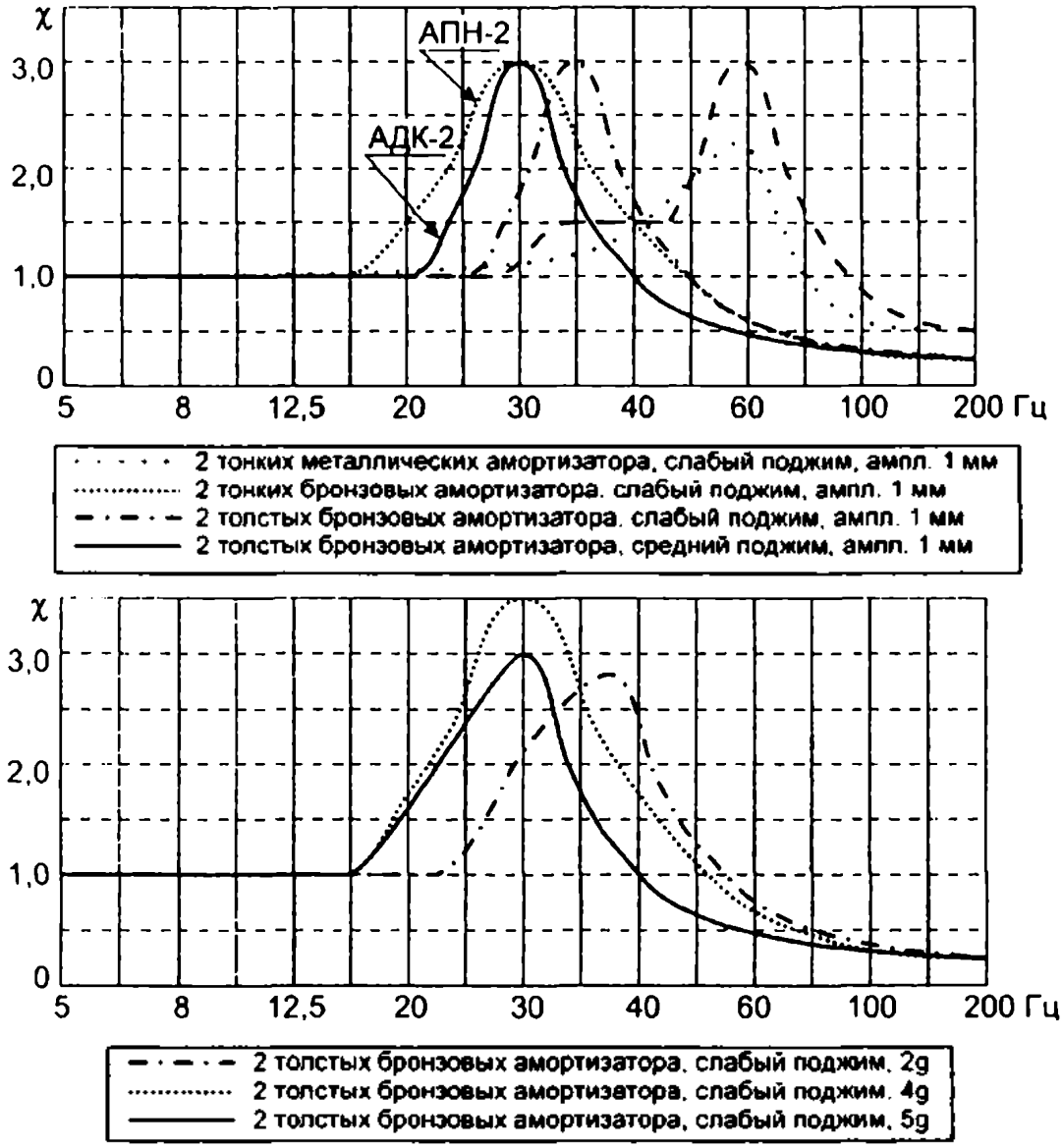


Рис. 2.49. *Результаты стендовых испытаний амортизаторов*

Датчики угловых перемещений не подвержены в измерительной части действиям вибраций и обеспечивают необходимую точность измерений углов (не хуже ±0,1°).

2.4.5.6. Компоновка скважинных приборов забойных телесистем

Компоновка скважинных приборов забойных телесистем может быть разнообразной и зависит от предлагаемого заказчику комплекса геофизических, технологических и других параметров.

Первичные преобразователи, используемые для определения положения долота в пласте, его приближения к кровле или подошве пласта, должны размещаться на центраторе вблизи вращающегося долота. На поверхности стабилизатора должны размещаться четыре строго направленных акустических приемника или коллимированные приемники измерения естественной радиоактивности. Конструкция аппаратурного контейнера, выполненного в виде втулки, должна содержать источники питания, электронные схемы усиления, преобразования сигналов и передатчик сигналов к основному аппаратурному контейнеру, устанавливаемому после забойного винтового двигателя (турбобура).

Здесь в немагнитном переводнике размещаются инклинометрические и технологические датчики.

Для систем с электромагнитным каналом связи, в которых в качестве источника питания и передатчика используется турбоагрегат, имеющий мощное электромагнитное поле, его размещают, как правило, в самом верху аппаратурной сборки и соединяют с основным аппаратурным контейнером кабелем в износостойкой оболочке (покрытии). Если в составе комплекса применяются радиоактивные методы (ГГК, ННК), то целесообразно из соображений безопасности работ с источниками ионизирующих излучений предусмотреть канал для извлечения изотопного источника специальным ловителем. Зонды электрического или бокового каротажа (КС, БК, ПС и др.), размещаемые снаружи бурильной трубы в зависимости от технологии проводки скважины (с большим, средним или малым радиусами кривизны), соединяются с аппаратурным контейнером в виде единого блока или модулей, связанных между собой шарнирными соединениями, обеспечивающих также электрическое соединение между блоками.

Существует два наиболее распространенных способа компоновки.

1. Скважинный прибор имеет общий источник питания, один единственный блок памяти и микропроцессор, управляющий работой всего глубинного блока. Каналы специального назначения (геофизический – электрического, радиоактивного каротажа, инклинометрический; технологический – обороты долота, температура, давление и др.) функционируют по программе как единая система (опрос датчиков, диагностика, метрология и др.).

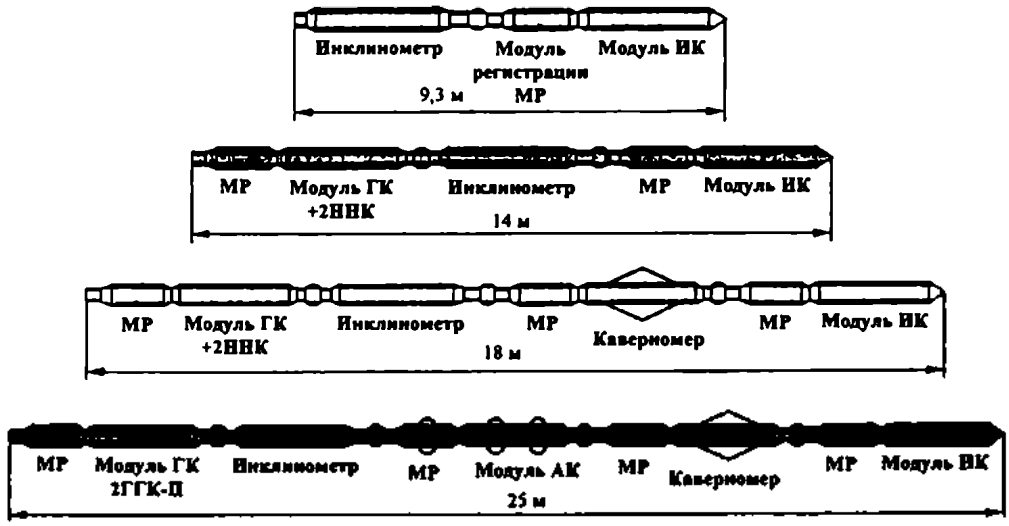


Рис. 2.50. *Варианты сборок автономных скважинных приборов, используемых в АМАК "Обь"*

2. Модули, работающие независимо друг от друга. Каждый имеет свой источник питания, необходимую электронику для функционирования и устройство памяти. Такая схема, использующая модульный принцип, является более гибкой, в ней предусмотрено определенное резервирование, что делает ее более надежной, но и более дорогостоящей. Пример такой компоновки приведен на рис. 2.50.

2.4.5.7. Измерение глубины скважины и привязка данных измерений телесистем к глубине

Традиционные методы измерения глубины, используемые в аппаратуре, спускаемой на каротажном кабеле, с помощью глубиномера, измеряющего длину пути через угловые перемещения мерного ролика, могут применяться в наклонно направленных и горизонтальных скважинах. Точность измерений глубины (длины кабеля) составляет, как правило, 0,05...0,1 %, что обеспечивает ошибку в 0,5...1,0 м. Погрешность можно уменьшить, если учитывать температурные расширения кабеля, его растяжение под нагрузкой при движении вверх. Еще большую точность измерений удается получить, проводя коррекцию по пластам-реперам.

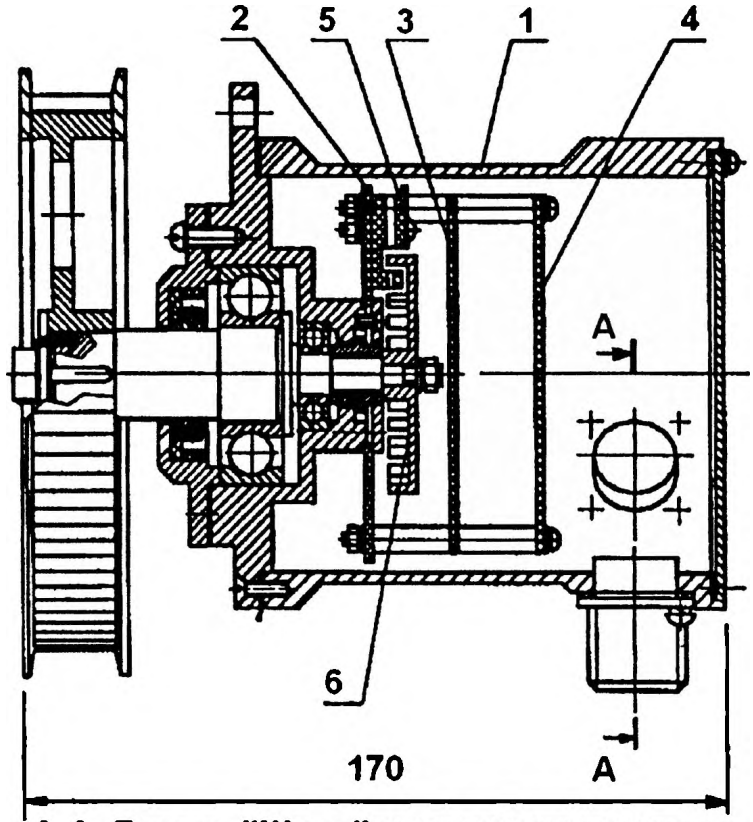
При измерениях в процессе бурения, когда единственным способом, связывающим скважинный прибор телесистемы с устьем скважины (уровня стола ротора буровой) является состоящая из

отдельных свечей колонна бурильных труб, необходимо измерять ее длину. Широко применяемые в станциях геолого-технологического контроля (исследований) глубиномеры измеряют перемещение ведущей трубы-"квадрата" (приращения глубины) [124]. Последовательным суммированием приращений глубины получают общую глубину (длину бурильной колонны). Эта глубина измеряется только тогда, когда бурильный инструмент находится в скважине. Если "квадрат" поднимается так, что долото находится над забоем, счетчик глубины фиксирует длину поднятого над забоем инструмента. При последующем опускании "квадрата" приращение глубины начинается только тогда, когда счетчик глубины "над забоем" займет положение "0". При спускоподъемных операциях глубиномер отключается.

Устройство измерения глубины представляет собой датчик угловых перемещений оси буровой лебедки (рис. 2.51). Зная рабочий диаметр слоя троса (для каждого слоя намотки он различен) и угол поворота оси лебедки, вычисляют длину перемещения троса буровой лебедки.

Растяжение (сжатие) бурильных труб значительно меньше, чем у каротажного кабеля, но и его можно учесть, так как нагрузка на долото (вес на крюке) постоянно измеряется и регистрируется, точность измерения длины бурильной колонны достаточно высока и ошибка в измерении длины бурильной колонны составляет не более 0,3...0,5 м на 1 км длины колонны.

Другой способ измерения глубины скважины использует измерение числа отрезков повивов троса, фиксируемых датчиком магнитного поля. Такой глубиномер размещается на центрирующей растяжке, трос лебедки пропускается через вращающиеся ролики, между которыми установлены датчики, регистрирующие точки троса, максимально приближенные к ним. Общая глубина (длина колонны) определяется как сумма отрезков между повивами. Как в глубиномере, устанавливаемом на оси лебедки, в описываемой конструкции глубиномера фиксируется направление движения троса. При спускоподъемных операциях такой глубиномер лучше отключать механически, так как скорость перемещения троса составляет 8...10 тыс. м/ч и ролики, между которыми зажат трос, значительно изнашиваются. К недостаткам этой конструкции относится также то, что при нарушениях отдельных проволочек могут быть ошибки в счете числа повивов.



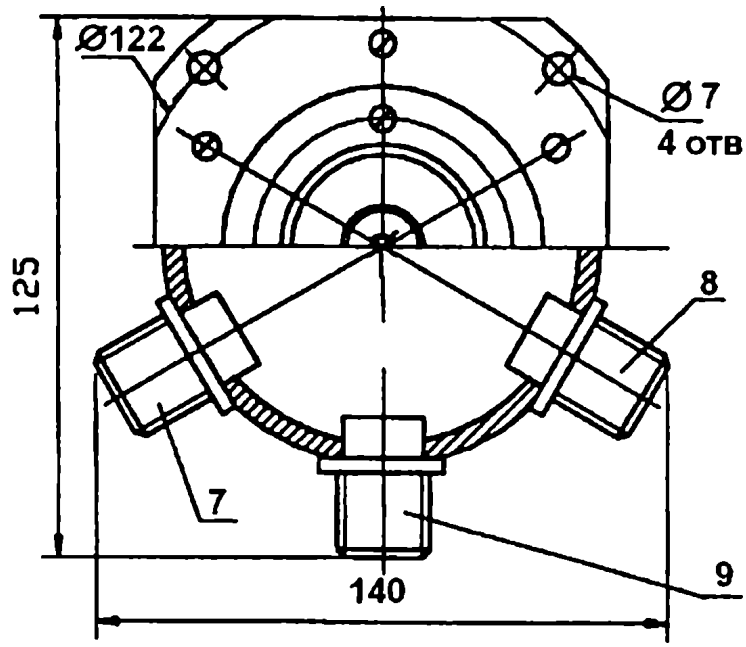


Рис. 2.51. *Датчик перемещения талевого блока (глубиномер):*
1 – корпус; *2* – плата датчиков оборотов; *3* – плата микроконтроллера;
4 – плата стабилизаторов напряжений; *5* – блок оптопар; *6* – диск кодовый;
7 – разъем датчика положения клиньев; *8* – разъем датчика веса;
9 – разъем подключения IBM PC

Одновременно измеряя изменение глубины и время, определяют такие параметры, как механическая скорость бурения (иногда регистрируют обратную величину – продолжительность (время) бурения заданного интервала – механический каротаж), скорость спускоподъемных операций, текущая глубина (положение забоя), положение долота "над забоем" и др.

Используя данные о глубине скважины, можно построить таблицы и графики измеряемых геофизических и технологических параметров в функции глубины.

В тех случаях, когда данные измерений скважинным автономным прибором записываются в масштабе времени для перестройки диаграмм в масштабе глубин, необходимо регистрировать в масштабе реального времени изменения глубины.

Если в скважинном приборе регистрировать данные измерений двух и более одноименных датчиков, расположенных на определенном расстоянии друг от друга по глубине, то по характерным точкам геологического разреза можно получить совершенно точно привязанную к глубине диаграмму [128].

2.5. ПЕРЕДАЮЩИЕ И ПРИЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА

Передающие и приемные устройства – самые ответственные элементы любого канала связи и должны обладать характеристиками, обеспечивающими согласование их с каналом.

Наиболее распространенные устройства передачи в гидравлическом канале связи (ГКС) – управляемые механически или с помощью электромагнитов клапаны, установленные в потоке бурового раствора.

Известны три способа передачи информации по ГКС: с положительными импульсами давления бурового раствора, с отрицательными импульсами и непрерывной волной давления, близкой по форме к гармонической.

Импульсы давления формируются во время перекрывания гидравлического канала с буровым раствором или соединения его с затрубным пространством. В первом случае генерируется положительный импульс давления, во втором – отрицательный. Форма и частота импульсов давления определяются ходом и частотой срабатывания исполнительного элемента, приводимого в движение электромагнитом или электродвигателем. От электронного блока

управления и кодирования управляющий сигнал передается на электромагнит или электродвигатель [124, 93, 155].

MWD-системы с положительными импульсами давления. Конструктивная схема генератора положительных импульсов давления – пульсатора изображена на рис. 2.52. Скважинный прибор состоит из передатчика и блока датчиков *8*, помещенных в виброизолятор *7*. Передатчик (пульсатор) генерирует положительные импульсы давления бурового раствора в соответствии с сигналами от блока датчиков *8* [93]. Положительные импульсы давления возникают при перекрывании клапаном *2* проходного отверстия для потока бурового раствора. Поршень гидравлического усилителя *3* передвигает тарельчатый клапан *2* с конусовидным плунжером. Турбогенератор *4* снабжает энергией блок датчиков *8* и соленоидный клапан гидравлического усилителя, гидравлический насос – клапан *2*. Импульсы давления с амплитудой 0,35...0,70 МПа измеряются датчиком давления приемной части MWD-системы, установленным на стояке буровой установки.

При работе MWD-системы с турбобуром измерения ведутся непрерывно до тех пор, пока циркулирует буровой раствор, а при бурении ротором необходима остановка вращения колонны на 1,5 мин. Передача каждого параметра длится около 50 с, и вся информация передается за 2,5 мин цифровым кодом.

MWD-система Navigator фирмы Baker Hugnes INTEQ [199] состоит из скважинного прибора и наземной приемной части с датчиком давления. Пульсатор скважинного прибора генерирует положительные импульсы давления. Клапан-заслонка пульсатора управляется шаговым двигателем (ШД), обеспечивающим более точную работу ГКС, чем соленоидный клапан. Импульсы давления с уровнем около 1 МПа воспринимаются датчиком давления на поверхности земли, преобразуются в электрический сигнал и регистрируются самопишущим прибором. Импульсы следуют с интервалом 20...30 с. Система работает до глубины 6400 м. Скважинный прибор рассчитан на температуру ≤163 °С и давление ≤140 МПа.

Остальные MWD-системы с ГКС (П) отличаются генератором импульсов – пульсатором. Клапан пульсатора электромеханически управляется электромагнитом-соленоидом или шаговым двигателем. Амплитуда положительных импульсов, регистрируемых датчиком давления наземной части, составляет 0,35...1,0 МПа при дальности действия 5...6 км.

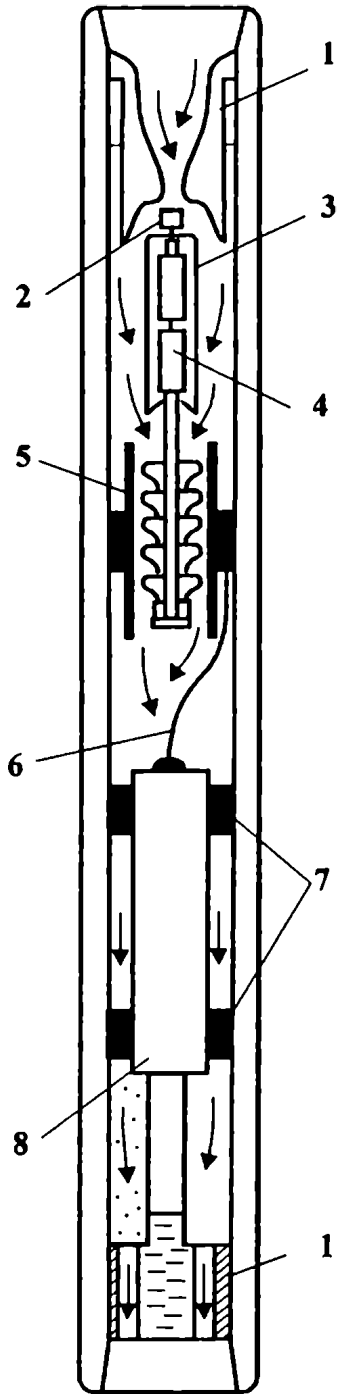


Рис. 2.52. *Конструктивная схема генератора положительных импульсов давления – пульсатора*:
1 – центраторы; *2* – клапан; *3* – поршень гидравлического усилителя; *4* – генератор; *5* – многоступенчатая турбина; *6* – кабель; *7* – виброизолятор; *8* – передатчик и блок датчиков

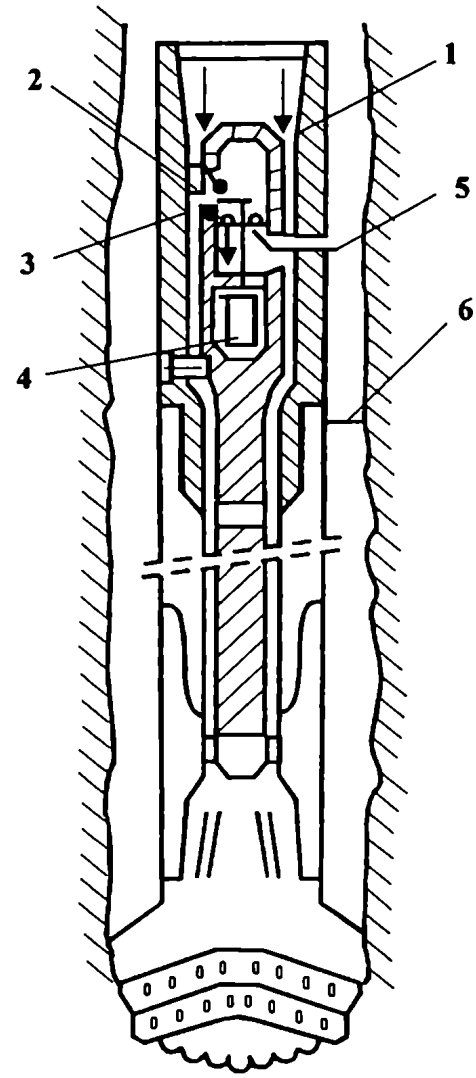


Рис. 2.53. *Конструктивная схема генератора отрицательных импульсов давления:*
1 – корпус; *2* – гидравлический фильтр; *3* – клапан; *4* – электрический соленоид; *5* – байпасное отверстие; *6* – кольцевое затрубное пространство

MWD-системы с отрицательными импульсами давления. На схеме генератора показано (рис. 2.53), что отрицательные импульсы давления создаются при перепуске клапаном порции бурового раствора в затрубное пространство [93]. Внутри корпуса *1* расположен небольшой клапан *3*, действующий от электрического соленоида *4*. Перепускной канал *5* открывается на короткое время – 0,25...1,0 с, и давление резко падает. Спад давления передается по столбу бурового раствора на поверхность земли.

Для формирования информативного канала с отрицательным импульсом давления необходим начальный перепад давления между внутритрубным и затрубным пространствами. Падение давления предполагает работу MWD-системы в компоновке с гидромониторным долотом. Импульсы генерируются при открывании на короткое время клапана, перекрывающего проход в стенке бурильной трубы, соединяющий внутритрубное и затрубное пространства бурильной колонны. Спад определяют по падению давления в нагнетательной линии буровых насосов. Крутизна фронта гидравлического импульса давления составляет ~5...6 МПа/с, что на порядок больше аналогичного показателя ГКС (П) – 0,56 МПа/с. В скважинном приборе размещены датчики измеряемых параметров, кодирующие схемы и клапанная аппаратура, состоящая из клапана и мощного соленоида. Важной особенностью является то, что поперечное сечение заменяемого сопла в стенке бурильной колонны намного меньше, чем у клапана. Такое техническое решение уменьшает износ клапана. Аппаратура забойной части ЗТС питается от батарейного источника тока.

Фирма Eastman Whipstock [93] использует клапанный механизм фирмы Gearhart Owen, создающий отрицательные импульсы давления за счет перепуска бурового раствора в затрубное пространство. В нормальном положении клапан закрыт и открывается на короткое время, что уменьшает его абразивный износ. Скважинный прибор (рис. 2.54) содержит датчики *6* и электронные узлы. Отрицательные импульсы давления создаются при открывании клапаном *4* перепускного канала *5*, соединяющего основной гидравлический канал с затрубным пространством. Импульсы воспринимаются на поверхности земли датчиком давления, сигнал с его выхода поступает в наземное устройство для усиления и обработки. Перепад давления в импульсе достигает 25 % от статического давления. Время открывания и закрывания клапана – 1 с, длительность импульса давления ~4 с.

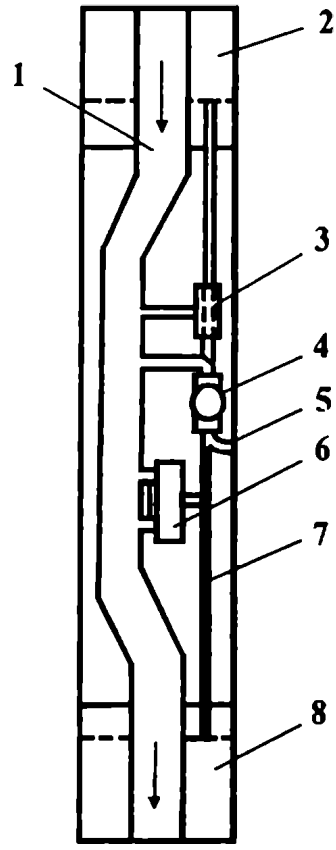


Рис. 2.54. *Генератор отрицательных импульсов давления, работающий в непрерывном режиме*:
1 – основной гидравлический канал; *2* – полость для электронных узлов; *3* – датчик давления, воспринимающий команды с поверхности земли; *4* – регулируемый клапан; *5* – байпасный канал бурового раствора; *6* – блок датчиков инклинометрических параметров; *7* – электрический кабель связи; *8* – батарейный источник питания

Телеметрическая система имеет преимущества: соленоидный клапан для перепуска бурового раствора – единственная подвижная часть системы. В нормальном положении клапан закрыт и открывается на короткое время, износ его сравнительно невелик. Скважинный прибор потребляет мало энергии от генератора небольшой мощности. Работа MWD-системы практически не влияет на режим промывки.

Остальные разработки зарубежных фирм имеют незначительные конструктивные отличия. Конструктивная особенность пульсатора с отрицательным импульсом – перепускной канал, соединяющий внутреннее пространство с затрубным. Неполадки в работе ГКС могут разгерметизировать бурильную колонну и вывести из строя не только MWD-систему, но и ГЗД.

MWD-системы с передачей информации непрерывной волной давления. В MWD-системе фирмы Mobile Development информация передается непрерывно излучаемым сигналом с фазовой модуляцией цифровым методом (рис. 2.55). Максимальная скорость передачи составляет 3 бит/с. Две ступени уменьшения скорости передачи: 1,5 и 0,75 бит/с используются с увеличением глубины бу-

рения и снижением механической скорости. Создание системы началось с разработки вращающегося клапана *3* для генерации непрерывных волн давления в буровом растворе. Преимущество вращающегося клапана заключается в его движении ортогонально потоку, т. е. для привода клапана затрачивается минимум энергии. Для оптимальной работы MWD-системы необходимо снизить уровень пульсации давления (помех) бурового раствора. Специальные компенсаторы давления понижают пульсацию до уровня, позволяющего обнаруживать колебания давления. Уровень создаваемой системой пульсации давления составляет <0,007 МПа.

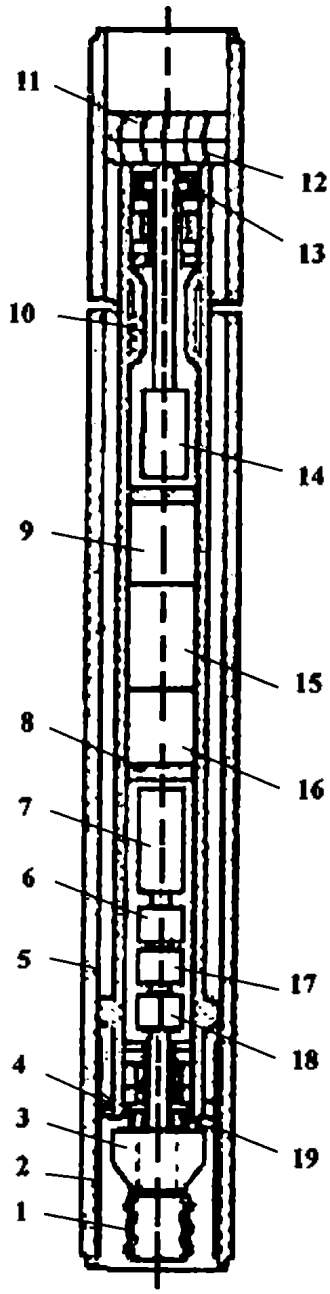


Рис. 2.55. *Генератор непрерывной волны давления:*
1 – сильфон; *2* – износостойкая втулка; *3* – вращающийся клапан; *4*, *11* – статор; *5* – переводник; *6* – муфта; *7* – двухфазный электродвигатель; *8* – герметезирующая перегородка; *9* – датчики с АЦП; *10* – втулка; *12*, *13* – уплотнение; *14* – генератор; *15* – регулятор частоты вращения двигателя; *16* – блок питания; *17* – планетарный редуктор; *18* – упругая муфта; *19* – сальниковое уплотнение

Клапан *3* вращается двухфазным электродвигателем *7*, запускаемым регулятором *15*. Фаза генерируемого сигнала контролируется датчиком, дающим сигнал обратной связи на регулятор. Последний сменяет фазу сигнала, ускоряя или замедляя вращение двигателя. Кодирование выполняется изменением фазы сигнала за короткое время (сдвиг фазы на 180° происходит за 0,1 с). В процессе передачи информации клапан вращается с постоянной частотой, генерируя сигнал, синхронизированный с высокоточным датчиком времени. Для передачи сигнала на частоте 24 Гц ротор клапана вращается с частотой 144 мин$^{-1}$. Проходные каналы клапана имеют наклон 4°. Амплитуда передаваемого сигнала регулируется в диапазоне 0,105...0,350 МПа. Принятый датчиком давления сигнал фильтруется и усиливается в наземном приемнике, восстанавливается последовательность синхронизирующих импульсов и определяется фаза принятого сигнала. Сдвиг фазы распознается фазочувствительным детектором и подключенным к нему интегратором. В приемном устройстве выделяются синхронизирующие слова, синхронизируются циклы, декодируются переданные слова. При использовании бурового раствора на водной основе максимальная глубина эксплуатации системы достигала 6100 м, при использовании утяжеленного бурового раствора – 4300 м.

MWD-система фирмы Anadrill Schlumberger [93] передает информацию непрерывно излучаемым сигналом с несущей частотой 12 Гц. Достаточно высокая скорость передачи информации позволяет контролировать помимо навигационных и геофизические параметры. Система выполнена в двух вариантах: для роторного бурения и для работы с ГЗД. В первом варианте контролируются зенитный угол, азимут, удельное сопротивление пород, гамма-радиоактивность, скважинная температура, крутящий момент и осевая нагрузка на долоте, во втором варианте вместо удельного сопротивления пород – положение отклонителя. Скважинный прибор состоит из вращающегося клапана, генерирующего непрерывные волны давления бурового раствора, датчиков измеряемых параметров, электронных узлов преобразования и кодирования сигналов и турбинного генератора. Несущая частота кодируется сменой фазы сигнала.

Для передачи информации по ГКС непрерывной волной давления используются частоты 0,02...0,2; 12; 24 Гц. В MWD-системе Ideal фирмы Anadrill Schlumberger рабочие частоты снижены до долей единиц герц при дальности действия 6,4 км. Во всех систе-

мах с непрерывной волной давления выполняется фазовая модуляция передаваемого сигнала, уступающая по помехоустойчивости кодоимпульсной модуляции, используемой в импульсных ГКС.

В качестве приемников гидравлических импульсов могут быть использованы индуктивные или тензометрические преобразователи давления. Благодаря простоте конструкции и надежности в эксплуатации, их широко применяют в системах измерений различного назначения.

Первичный преобразователь импульсов давления ГКС

Датчик давления подключается к системе подачи бурового раствора и служит для приема информации, передаваемой положительными импульсами давления, измерения давления бурового раствора и контроля работы бурового насоса.

Требования к датчику давления:

- номинальное давление в зоне расположения насоса $P_{ном} \approx 12{,}0$ МПа;
- максимальное давление $P_{max} \approx 25{,}0$ МПа;
- амплитуда положительных импульсов давления $P_A \approx 0{,}3 \ldots 0{,}7$ МПа;
- разрешающая способность датчика давления $\Delta P \approx 0{,}03 \ldots 0{,}04$ МПа;
- температурный режим для датчика давления $t \approx -40 \ldots +80$ °С.

Наиболее полно удовлетворяют требованиям пьезорезистивные датчики давления фирмы ENDEVCO. В частности, датчики модели 8511А предназначены для исследования ударных волн, взрывных процессов, гидравлических систем в аэрокосмической и нефтяной промышленности. Выбран датчик давления 8511А-5К со следующими основными характеристиками:

Предел измерений, МПа	34,5
Чувствительность, мВ/кПа	0,014
Резонансная частота диафрагмы датчика, кГц	>1000
Диапазон рабочих температур, °С	–54…+107
Давление разрушения, МПа	137,9
Диаметр, мм	8,13
Крепление с помощью резьбы	3-8-24

Датчик дифференциальный, в его чувствительную диафрагму интегрированы четыре пьезорезистивных кремниевых элемента, изменяющих электрическое сопротивление пропорционально механическому напряжению. Элементы соединены в мостовую схе-

му, на одну диагональ которой подается постоянное напряжение 10...18 В, с другой снимается электрический сигнал, несущий информацию о давлении в ГКС.

Входное сопротивление цепи, Ом	20000±800
Выходное сопротивление, Ом	1600±500
Изоляция при напряжении 500 В, МОм, не менее	100
Шумы, мкВ:	
обычные	5
максимальные на частоте 50 кГц	50
Уровень вибрации	До 1000 *g*
Длина кабеля от датчика до предварительного усилителя-преобразователя, мм	760±150

Выбранный датчик давления приемной части телесистемы удовлетворяет основным требованиям эксплуатации [93].

Для компенсации помех в ГКС необходимо устанавливать датчики давления в различных точках гидравлической системы. В этом случае, применяя методы фильтрации электрических сигналов и используя корреляционную обработку, можно в значительной мере избавиться от мешающего действия отдельных элементов гидравлической системы.

Для возбуждения мощных гидравлических импульсов в ГКС необходимо создавать более значительные перепады давлений на клапане. Это требует использования износостойких к воздействию агрессивной среды материалов клапана, разработки более мощных механических устройств привода. Применяемые в последние годы устройства передачи, выполненные из двух управляемых каналов, на наш взгляд, более надежны в работе. Заслуживают внимания также устройства передачи типа "Сирены", позволяющие уменьшить нагрузку на каждый канал; общий эффект перекрытия канала при этом значительно выше. Использование метода дифференциального управления потоком бурового раствора позволяет применить методы фазовой манипуляции, а частичное дросселирование потока дает возможность использовать методы "взрывного" возбуждения с помощью ударной волны, организуемой электрогидравлическим вибратором [93].

При акустическом канале связи мощность излучателя в 50...250 В·А в импульсе, вырабатываемая магнитострикционным или пьезокерамическим излучателем, обеспечивает дальность действия канала в 2000...3000 м, дальнейшее увеличение мощности передатчика не приводит к заметному увеличению дальности. В то

же время применение специальных мер выделения сигнала в условиях воздействия помех позволяет увеличить дальность действия канала до 4000...5000 м и более.

Для организации беспроводного канала в качестве передающих устройств успешно применяют электромагнитные генераторы средней мощности. С целью повышения мощности передатчика целесообразно использовать многофазные генераторы и выпрямители тока. Импульсы для передачи в канал можно вырабатывать с помощью тиристорных схем, управляемых сигналами с измерительных датчиков. Такой принцип конструирования позволяет обеспечить любую необходимую частоту несущей, форму импульса или последовательности импульсов для передачи.

Однако в ряде случаев, когда частота передатчика функционально связана с измеряемым параметром (например, расходом жидкости или частотой вращения вала турбобура), выбор способа передачи необходимо обосновать исходя из требований, предъявляемых к разрабатываемой системе телеизмерений.

Наилучшими приемниками электромагнитных колебаний, как показал многолетний опыт эксплуатации систем с беспроводным каналом связи, являются линейные заземлители, устанавливаемые на расстоянии 50...70 м от устья скважины.

В условиях значительного уровня помех на скважине необходимо применять систему заземлителей, подключенных к приемному устройству через систему выделения сигнала и компенсации помех.

Исследование и выбор устройств ввода сигнала забойного передатчика в канал связи

Ввод электромагнитного сигнала передатчика в канал связи может быть выполнен тремя способами. При электрическом разделении верхней и нижней частей колонны бурильных труб образуется несимметричный диполь, входное сопротивление которого при крайне низких частотах определяется $R_н = R_{3с} + R_{3н}$. Электрическое сопротивление цилиндра определяется формулой

$$R_3 = \frac{\rho}{2\pi h} \ln \frac{2h}{r},$$

где ρ – усредненное кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород, Ом·м; h – длина бурильной трубы, м; r – радиус бурильной трубы, м.

Расчеты, выполненные для геоэлектрического разреза для сред с ρ = 1, 2, 5, 20, 30, 40 Ом·м, показывают, что при длине бурильной колонны более 200 м сопротивление практически равно нулю (рис. 2.56).

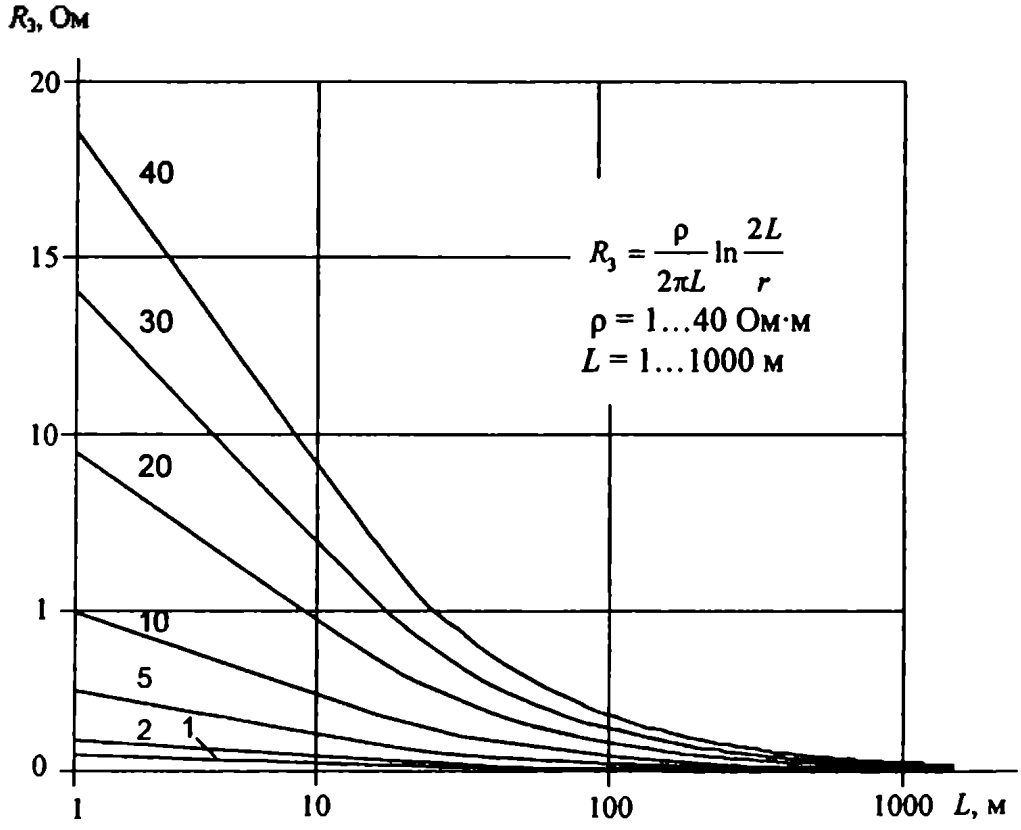


Рис. 2.56. *Зависимость сопротивления заземления колонны бурильных труб от длины колонны при различных ρ горных пород*

Поэтому сопротивлением верхней части колонны можно пренебречь, сопротивление нижней части колонны меняется в диапазоне от долей ома до нескольких ом. В случае использования коротких винтовых забойных двигателей в высокоомном разрезе сопротивление нагрузки может превышать 5...10 Ом, что может значительно уменьшить величину отдаваемой в нагрузку мощности забойного передатчика.

Коэффициент согласования передатчика с нагрузкой определяется формулой [124]:

$$\eta = \frac{2}{1 + \frac{\rho_i}{\rho_{ср}} + \frac{\rho_i r_c^2 \rho_c / 2}{\rho_2 + 2hf}},$$

где ρ_i – усредненное удельное электрическое сопротивление той пачки пластов, в которой находится нижний электрод, Ом·м; $\rho_{ср}$ – среднее удельное электрическое сопротивление разреза, Ом·м; r_c – радиус скважины, м; ρ_c – удельное электрическое сопротивление бурового раствора в скважине, Ом·м.

Очевидно, достаточным решением согласования передатчика с нагрузкой для низко- и высокоомных разрезов является наличие двух переключающихся выходных обмоток генератора – высокоомной и низкоомной [124], хотя не исключен вариант построения системы с управлением максимального тока в нагрузку.

Трансформаторный токовый ввод сигнала без электрического разделителя требует размещения части бурильной колонны внутри тороидального трансформатора, к первичной обмотке которого подводится сигнал от генератора.

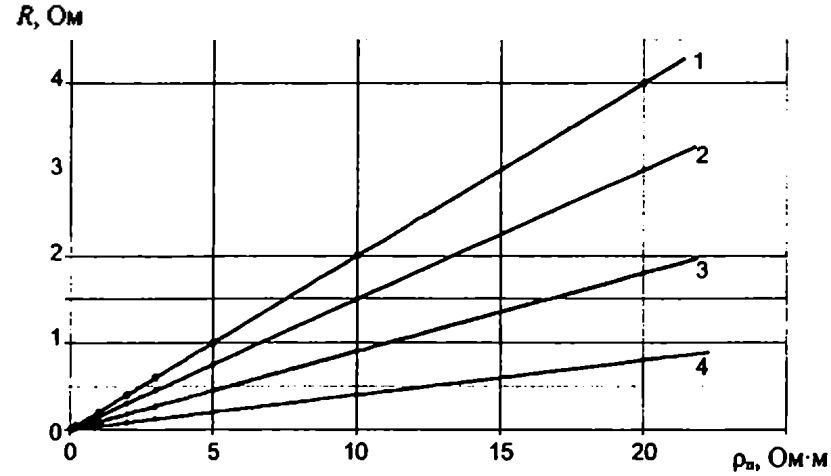
При размещении секционированных тороидальных трансформаторов внутри бурильной колонны необходима также электроизоляционная вставка.

Оба этих способа ввода сигнала в канал связи, хотя и в меньшей степени, зависят от нагрузки за счет меньшей связи с ней, но оптимальность согласования с низкоомной и высокоомной нагрузкой не обеспечивается.

Удачным способом решения проблемы согласования является удлинение нижней части бурильной колонны за счет перемещения передатчика с электрическим разделителем на две-три бурильных свечи вставками для электробурения.

Длина наружного и внутреннего изоляционных покрытий электрического разделителя легко рассчитывается как шунтирующие сопротивления наружного кольцевого зазора между наружной стенкой бурильной колонны и скважины, заполненной буровым раствором с ρ_c, и столба жидкости внутри бурильной колонны.

Из графиков (рис. 2.57) видно, что электрическое сопротивление столба бурового раствора в скважине снаружи и внутри бурильных труб шунтирует нагрузку. Его величина при растворах с $\rho_c \geq 1{,}0$ Ом·м для электрических сопротивлений горных пород 2...3 Ом·м такова, что при длине изоляционного промежутка 1,5...2,0 м для диаметра бурильной колонны 170...172 мм достаточно, чтобы потери за счет утечки электрического тока составляли 1...2 %, для бурильной колонны диаметром 108 мм длина изоляционного покрытия электрического разделителя может составлять 1,0...1,5 м.



Зависимость сопротивления нагрузки передатчика при изменении кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород $R = f(\rho_п)$ при разной длине заземлителя:
1 – l = 3 м; 2 – l = 5 м; 3 – l = 10 м; 4 – l = 20 м

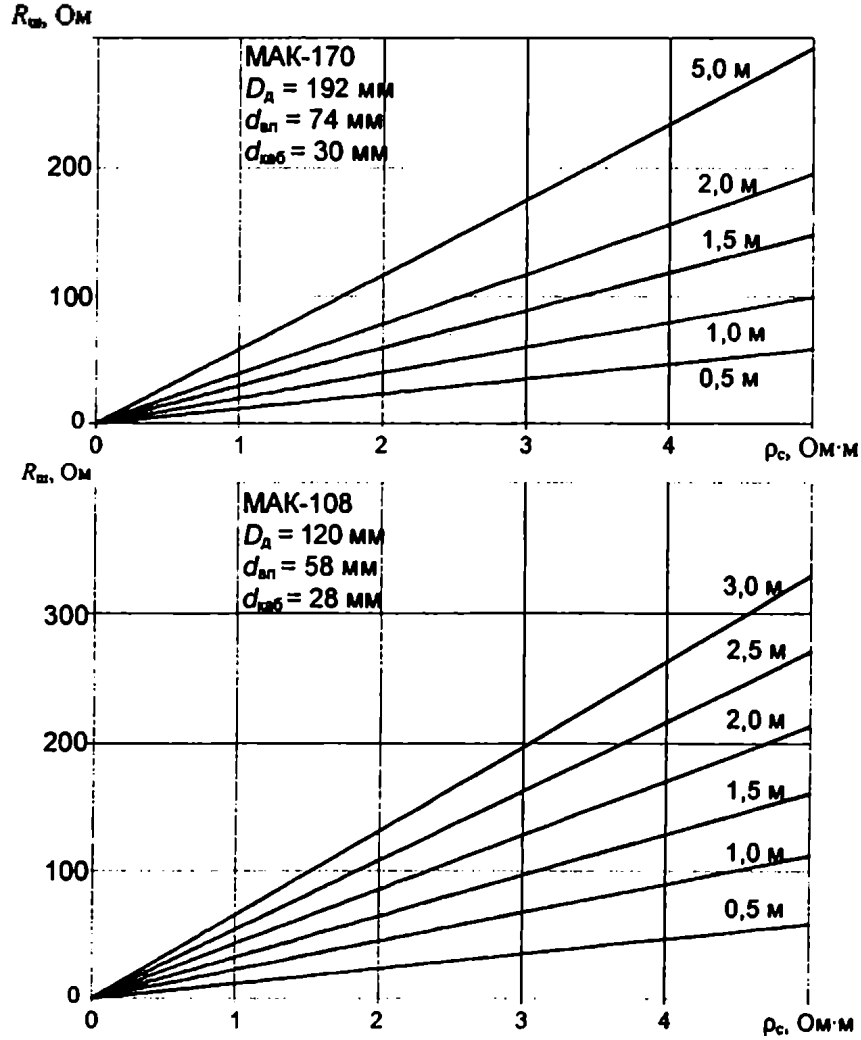


Рис. 2.57. *Зависимость шунтирующего сопротивления $R_ш$ от ρ_c при разной длине электрического разделителя различных телесистем*

Это позволяет упростить конструкцию и технологию изготовления электрического разделителя, повысить его прочность и надежность в условиях длительного пребывания в забое.

Результаты расчетов показывают, что минимальная длина изоляционного покрытия для бурильной колонны диаметром 170 мм составляет 1,5...2,0 м (для долота диаметром 120 мм).

2.6. ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРЫ БЕСКАБЕЛЬНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ

Выбор типа источника питания глубинных устройств телесистем для технологических и геофизических измерений в процессе бурения определяется видом канала, используемого при передаче сообщений от глубинных датчиков на поверхность.

Для управления исполнительными механизмами и электропитания измерительных датчиков и электронных схем при использовании гидравлического канала связи (клапаны, шаговые двигатели, сирены) требуемая мощность источника питания составляет не менее 30...50 Вт. Учитывая, что время непрерывной работы скважинной аппаратуры телесистем на забое достигает 150...200 ч, емкость химических источников тока или аккумуляторных батарей должна составлять не менее 150 А·ч.

При использовании электромагнитного канала связи мощность передатчика для организации надежного канала связи в условиях низкоомных разрезов при глубине скважин до 5 км должна составлять не менее 150...200 Вт. Кроме того, несколько ватт мощности необходимо также для питания измерительных датчиков и электронных схем телесистем. Для измерений в статике должно быть предусмотрено автономное питание от химических источников тока.

Поиски эффективных источников тока, обладающих повышенными энергетическими возможностями, заставили обратиться к динамическим источникам, что привело к созданию автономного электромашинного генератора, использующего энергию гидравлического потока бурового раствора [2, 3, 10, 23, 124]. Машинные источники тока обладают неограниченным временным ресурсом работы, позволяют отбирать значительные мощности энергии, а по вибрационным и температурным характеристикам намного превосходят химические источники питания. Испытания машинных генераторов показали, что они способны выдерживать вибрацион-

ные ускорения до 2000 м/с^2 в диапазоне частот от 0 до 500 Гц и температурные воздействия до 200 °С. Это позволяет рекомендовать их для широкого использования в аппаратуре, работающей в условиях повышенных вибрации, ударов и температур.

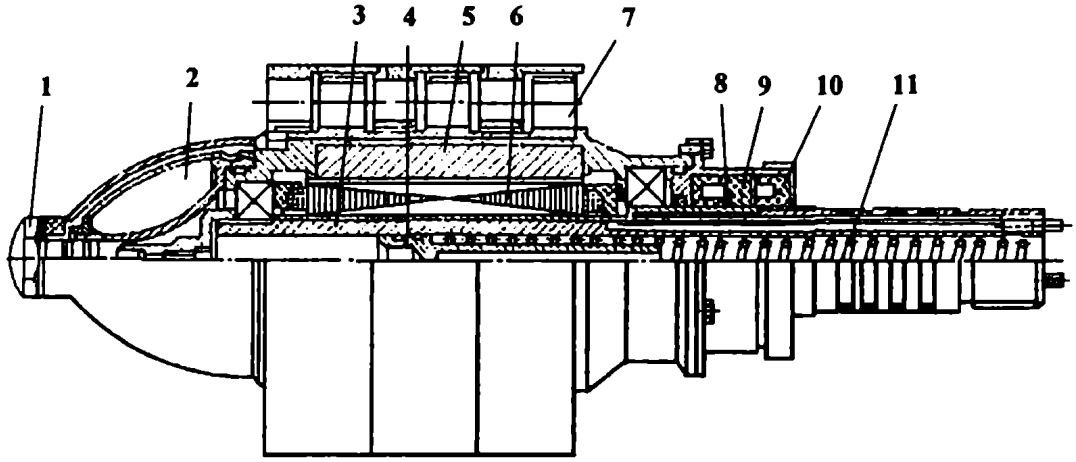
Наиболее простые и надежные конструкции получаются при использовании в качестве генератора бесколлекторных электрических машин переменного тока, построенных на постоянных магнитах. В глубинной аппаратуре, где электроизмерительные схемы в основном питаются постоянным током, целесообразно генераторы выполнять по трехфазной схеме с многополюсным ротором, что облегчает выпрямление и стабилизацию переменного тока генератора [137].

В связи с созданием в последнее время новых магнитных сплавов с анизотропной столбчатой структурой, обладающих большой удельной энергией, появилась возможность значительно увеличить мощности генераторных источников тока. В результате многолетних исследований [3, 112, 178] и конструирования были созданы динамические источники тока в виде турбогенераторов, приводимых во вращение потоком бурового раствора.

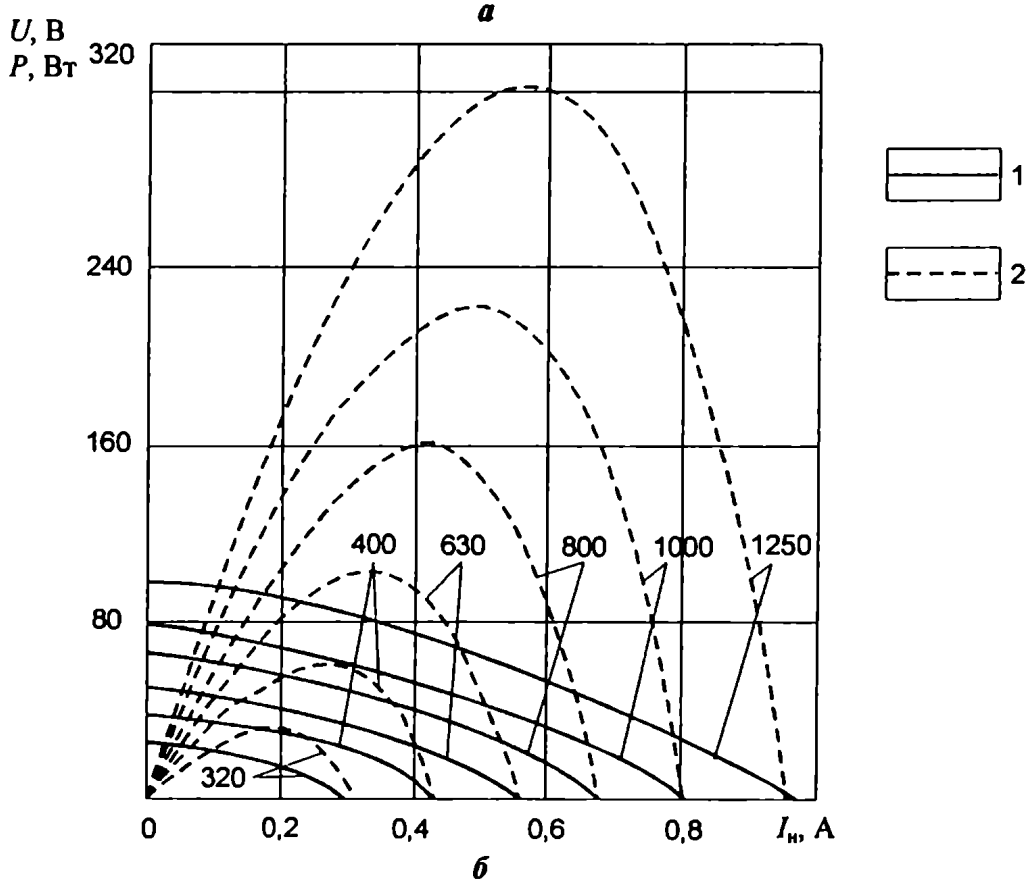
Турбогенераторный агрегат (рис. 2.58,*а*) состоит из турбины *7*, составленной из трех ступеней серийного турбобура ТС4Е-6, уплотнительного сальника *8*, масляного компенсатора *2*. Сальник служит для уплотнения приводного вала *3* и выполнен из свинцово-графитных элементов *9* в сочетании с резиновыми манжетами *10*. Внутри приводного вала размещается поршневой лубрикатор *4*, заполненный через пробку *1* протекторным маслом. Лубрикатор служит для продавливания в кольцевые зазоры между уплотнительными элементами консистентной протекторной смазки, создающей в сальнике дополнительные уплотняющие зоны, что приводит к надежному разделению маслозаполненной полости и бурового раствора. Пружина *11* способствует созданию в лубрикаторе некоторого избыточного давления по отношению к забойному. Последнее передается под рабочий поршень лубрикатора через трансформаторное масло с помощью масляного компенсатора.

Компенсатор осуществляет буферную передачу давления на забое в маслозаполненную полость генератора и служит для пополнения утечек масла в системе. Заполнение системы трансформаторным маслом позволяет исключить попадание бурового раствора в основные части снаряда. Генератор представляет собой

синхронную машину переменного тока. Он состоит из залитого эпоксидным компаундом статора *6*, размещенного на центральном валу, и шестиполюсного кольцевого магнитного ротора *5*, выполненного в виде корпуса гидротурбины. Такая компоновка генератора позволяет поместить его внутрь турбинного узла и сократить осевые размеры агрегата и скважинного прибора в целом.



а



б

Рис. 2.58. Турбогенераторный агрегат: *а* – конструкция; *б* – характеристика; *1* – $U = f(I_н)$; *2* – $P = f(I_н)$. Шифр кривых – значения n,$с^{-1}$

Внешние характеристики трехфазного генератора с шестиполюсным ротором при изменении частоты вращения ротора от 5 до 20 $с^{-1}$ приведены на рис. 2.58,*б*, согласно которым при оптимальной нагрузке $R_н$ = 5 Ом и максимальной частоте вращения ротора n = 20 $с^{-1}$ напряжение на зажимах генератора U составляет 23 В, а рабочий ток $I_н$ = 4,8 А, что соответствует мощности P = 112 Вт.

Для привода генераторных источников питания был разработан автономный турбинный агрегат, использующий энергию гидравлического потока, обороты которого в основном определяются величинами расхода бурового раствора и мало зависят от прочих факторов (вязкости бурового раствора, режима бурения, глубины скважины, температуры). Для построения гидравлической турбины были использованы стандартные ступени от серийных образцов нормального ряда турбобуров.

Тип турбинной ступени и ее размеры были выбраны по результатам сравнительных испытаний различных видов турбин на стенде, оборудованном буровым насосом, расходомером и гидравлическим дросселем. Исследованиями установлено, что турбина, выполненная на турбинных ступенях с числом лопаток z = 32 и высотой $H = 1{,}6 \cdot 10^{-2}$ м, имеет более высокие энергетические параметры и лучшие характеристики в области малых расходов. На режиме работы такой турбины в меньшей степени сказывается тормозящее действие нагрузки генератора, хотя следует заметить, что основная часть тормозного момента создается в уплотнительном сальнике, величина этого момента существенно зависит от степени уплотнительного пакета.

Необходимость разработки автономного источника повышенной мощности и надежности продиктована двумя причинами: возможностью использования новых магнитных материалов с более высокими магнитными характеристиками с целью повышения мощности передатчика и увеличения надежности конструкций с применением магнитных муфт.

Достаточно сказать, что это потребовало специальных расчетов, экспериментальных исследований и проверки на специально изготовленном гидравлическом стенде.

Общий вид автономного турбогенератора приведен на рис. 2.59. Он состоит из статора, в котором уложены две группы обмоток, и ротора на постоянных магнитах. Статор собран из стандартных пластин трансформаторной стали от электропогружных насосов с

пазами для размещения питающих трехсекционных обмоток и однофазной обмотки для передачи в канал связи.

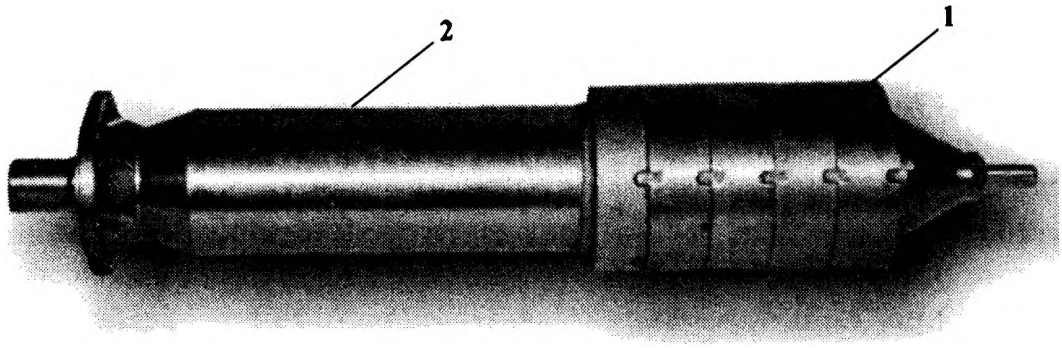


Рис. 2.59. *Общий вид скважинного турбогенератора*:
1 – турбина; *2* – генератор

Ротор представляет собой вал с впрессованными и укрепленными в пазах постоянными магнитами из сплава Nd-Fe-B с $H_{cв}$ = 750 кА/м. Вал установлен в трех подшипниках. Для привода от потока жидкости в корпусе размещены и соединены с валом ротора три стандартных турбины 3ТСШ172. Число устанавливаемых турбин может изменяться от 3 до 5.

Нагрузкой генератора являются цепь питания электронных схем (постоянно потребляемая мощность около 5 Вт) и цепь передатчика, сопротивление заземления которого изменяется в зависимости от свойств геоэлектрического разреза от 1 до 5...7 Ом.

Был разработан и изготовлен малогабаритный турбоагрегат для диаметра бурильных труб 108 мм. Его конструкция аналогична турбоагрегату диаметром 147 мм. Он имеет магнитную муфту, число обмоток увеличено до 6. Для удобства в эксплуатации блок силовых выпрямителей встроен непосредственно в генератор и залит прочным герметиком.

Все разработанные конструкции были успешно испытаны в скважинных условиях и рекомендованы для серийной аппаратуры.

С целью повышения межпрофилактического периода и общего срока службы в ИПФ "Сибнефтеавтоматика" разработана и опробована новая схема турбогенератора для электропитания ЗТС-ЭК, конструкция которого приведена на рис. 2.60.

Источник электропитания состоит из гидротурбины *1* (изображена условно) электрогенератора, представляющего корпусную деталь *2* в виде консольно-несущей оси, вмонтированного в тело этой детали статора *3* с обмотками *4*, закрытых снаружи тонкостенной металлической гильзой *5*, а также надетого на деталь *2* со статором *3* и гильзой *5* ротора-индуктора *6* с постоянными магни-

тами *7*, причем ротор *6* размещен над гильзой *5* (с образованием заранее заданного, нормируемого зазора Δ, заполняемого при сборке ферромагнитной жидкостью *8* на масляной основе) посредством опорно-подшипникового узла *9*. Ротор-индуктор *6* имеет полость ступенчато-цилиндрической формы (на рис. 2.60 отдельной позицией не обозначена). Участок полости наибольшего диаметра служит для размещения постоянных магнитов *7*, участок полости меньшего диаметра обеспечивает взаимное, с зазором Δ, расположение ротора и статора, а в наименьшем (из условно изображенных на рис. 2.60) по диаметру участке полости при сборке изделия размещаются внешние, вращающиеся кольца подшипников узла *9*. Неподвижные кольца подшипников плотно (с натягом) надеты на консольный верхний конец детали *2*. Подшипники в опорно-подшипниковом узле *9* размещены после сборки следующим образом (сверху вниз): радиальный шариковый, упорно-радиальный с коническими роликами и упорный шариковый, что предпочтительно с учетом распределения силовых динамических воздействий на элементы конструкции, а также с учетом удобства при сборке, так как иное расположение подшипников конструктивно усложняет сопряжение их колец в подшипниковом узле генератора. Весьма существенно для конструкции в целом наличие уплотнений *10* из пластично-вязкого материала типа фторопласта в нижней части ротора-индуктора, так как при достаточно малом кольцевом зазоре статор–ротор они выполняют функции демпфера радиальных биений ротора-индуктора, смазки по типу подшипника скольжения и запирания кольцевого зазора от проникновения в него жидкости из внешней среды. Поскольку подшипниковый узел генератора находится в самой верхней части конструкции, ресурс работоспособности существенно выше, чем у других источников питания, так как их работоспособность в глубинных условиях определяется надежностью подшипникового узла. Сборка электрогенератора значительно упрощена, ротор-индуктор с гидротурбиной на внешней стороне располагают в перевернутом виде, заливают (с незначительным превышением) в его полость расчетный объем масла (или ферромагнитной жидкости на его основе), в кольцевые канавки помещают уплотнения *10* и осевым усилием запрессовывают в полость ротора-индуктора корпусную деталь *2* с уже собранным на ней статором и подшипниками на конце; незначительные излишки масла из зазора статор–ротор при этом вытесняются через уплотнения *10* наружу.

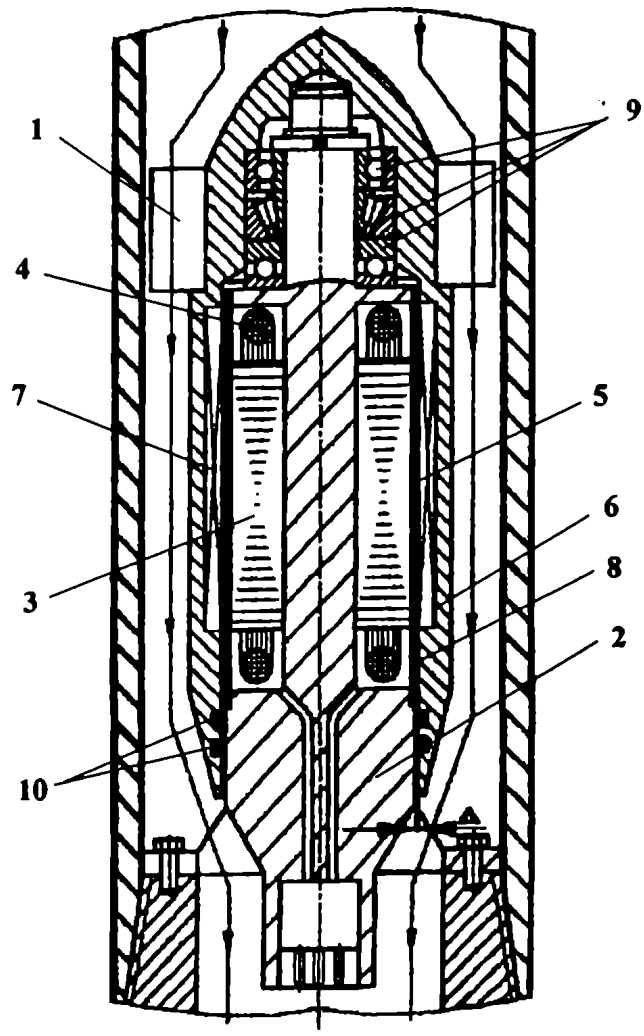


Рис. 2.60. *Автономный источник электропитания телесистем конструкции ИПФ "Сибнефтеавтоматика"*

Разработанный турбогенератор работает по общеизвестному принципу, с тем лишь отличием, что неподвижные статорные обмотки находятся на центральной оси, а кольцевой ротор с постоянными магнитами вращается вокруг статора.

При бурении некоторая часть гидравлической энергии потока бурового раствора отнимается гидротурбиной и преобразуется генератором в электрическую. При очередном извлечении бурильной колонны несложно провести контрольное освидетельствование устройства и при необходимости заменить его внешнюю часть (турбину с ротором-индуктором) на подобную, но с другими параметрами или заменить его целиком.

Скважинные испытания генератора проводились в комплекте с аппаратурой МАК-108 на Ван-Еганской площади. Расход бурового

раствора составлял 12...15 л/с при давлении 14...15 МПа. Общее время работы на забое составило более 140 ч; одно из долблений продолжалось 44,5 ч.

Технические характеристики турбогенераторов для телесистем приведены в табл. 2.27.

Таблица 2.27

Характеристики турбогенераторов для телесистем ИПФ "Сибнефтеавтоматика"

№ п/п	Марка турбогенератора	Рабочий диапазон расходов, л/с (без байпасирования потока)	Номинальная скорость вращения, об/мин	Развиваемая эл. мощность на нагрузке, Вт	Максимальный длительный ток на нагрузке 1 Ом, А	Примечание
1	АО2ГС	15...40	800...2000	180...1600	10...25	В комплекте ЗИС-4М1
2	ГС-100	10...25	800...1800	50...300	3...15	В комплекте МАК-01
3	ТТГС (с магнитной муфтой)	15...25	900...1400	150...180	5...10	Планируется для МАК-01

Создание надежных турбогенераторов для систем малого диаметра (54, 42 мм), предназначенных для бурения боковых стволов, мощностью не менее сотни ватт, является наиболее сложной самостоятельной задачей с учетом того, что они должны работать длительное время при температурах более 120 °С и давлении выше 60 МПа при сильных вибрациях и ударах в агрессивной абразивной жидкости. Турбогенератор, разработанный ВНИИГИС для телесистемы ЗТС-54, широко применяется при бурении боковых стволов в АНК "Башнефть". Турбогенератор состоит из четырех основных узлов: узла регулирования давления, узла гидравлического привода, узла передачи вращения и электрического генератора [178].

Узел регулирования давления позволяет стабилизировать поток бурового раствора через турбогенератор при изменении расхода в широких пределах (от 5 до 60 л/с). В результате при различных типах буровых насосов, имеющих разные характеристики расхода бурового раствора, удается получить стабильные обороты генератора и, соответственно, вырабатываемое напряжение, что облегчает работу блока питания телесистемы и повышает ресурс турбогенератора.

Для получения необходимой мощности в весьма ограниченных радиальных размерах в гидравлическом приводе используются многоступенчатые турбинки. Отработано их массовое изготовление методом горячего прессования из термостойкого полимера, поэтому они очень дешевы, к тому же износостойки в абразивной среде. Изготавливается типоряд турбинок с лопатками, имеющими разные углы наклона, которые при необходимости легко меняются. Турбинки работают в скважинных условиях многие сотни часов. Мощность разработанного турбинного узла составляет 600 Вт.

Попадание бурового раствора в генераторную полость является основной причиной отказов генераторов. Здесь генераторная часть изолирована полностью и находится в воздушной среде. Связь гидравлической части с генераторной осуществляется через узел передачи вращения, представляющий собой магнитную муфту, состоящую из коаксиально расположенных магнитных полумуфт, изготовленных из постоянных магнитов и разделенных между собой герметичной втулкой. Снижение токов Фуко достигнуто подбором материала втулки. Статор магнитной муфты может работать в среде бурового раствора более 1000 ч, однако для увеличения срока службы он дополнительно защищен от воздействия бурового раствора.

Узел электрического генератора имеет две секции и, соответственно, две статорные обмотки и два ротора из постоянных магнитов, установленные на одном валу с магнитной полумуфтой. Для питания электронных схем используется трехфазная обмотка мощностью 50 Вт, а для питания передающего устройства – многополюсная однофазная обмотка мощностью 200 Вт. В конструкции использованы лучшие современные постоянные магниты.

Аналогична конструкция турбогенератора с наружным диаметром 42 мм для телесистемы ЗТС-42ЭМ мощностью 100 Вт.

Практически ресурс разработанных турбогенераторов неограничен, но учитывая его работу в условиях скважины (вибрации, абразивный износ, перепад давлений, высокие температуры) необходимо проводить профилактический осмотр и замену расходных деталей.

Реализованные конструкции источников питания для телесистем с электромагнитным каналом связи состоят из турбогенератора, обеспечивающего питание электронных схем и передачу сигналов при циркуляции бурового раствора и блока аккумуляторов,

подзаряжаемых в процессе работы турбоагрегата и обеспечивающего питание измерительных схем и запоминающего устройства при измерениях в статике.

Из последних достижений в области высокотемпературных, высокоэффективных химических источников тока наибольшее применение в зарубежных телесистемах с гидравлическим каналом связи нашли литиевые химические источники.

На рис. 2.61 приведены характеристики литиевой батареи TL-6537.

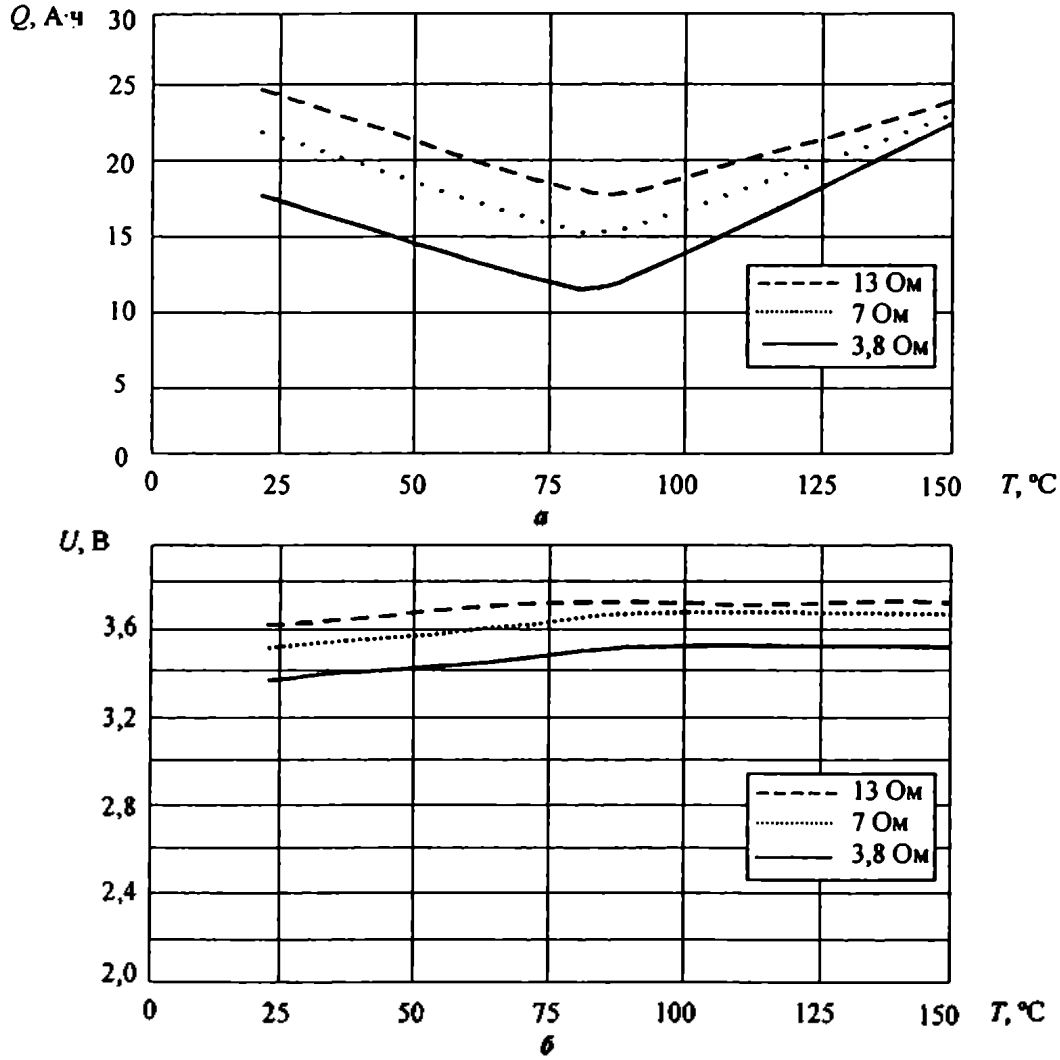


Рис. 2.61. *Характеристики литиевой батареи TL-6537:*
а – зависимость емкости Q батареи от температуры окружающей среды при разных нагрузках; *б* – зависимость напряжения *U* батареи от температуры окружающей среды при разных нагрузках

Следует заметить, что при отборе значительных токов (более 1 А) в течение длительных сроков эксплуатации должны быть пре-

дусмотрены меры безопасной эксплуатации батарей и специальных схем, предотвращающих саморазряд отдельных элементов батареи.

Обратим внимание также на то, что утилизация литиевых батарей требует особых условий экологической защиты окружающей среды.

2.7. ПОВЫШЕНИЕ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ ТЕЛЕСИСТЕМ И УВЕЛИЧЕНИЕ ДАЛЬНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ

Существенный резерв увеличения дальности действия каналов связи – применение способов надежного выделения полезных сигналов на фоне помех. Потенциальная помехоустойчивость h зависит от отношения сигнал/шум и энергии сигнала E [69, 89, 91, 124, 135, 136, 138, 176–180]:

$$E = P_{\text{п}}T,$$

где $P_{\text{п}}$ – мощность передатчика; T – длительность сигнала.

Основываясь на этом, можно сделать следующие выводы:

а) мощность и длительность сигнала должны быть максимальными или при данной мощности сигнал не должен прерываться (не должно быть пауз);

б) передатчик должен отдавать максимальную мощность непрерывно, а поскольку она ограничена, то пик-фактор (отношение максимального по уровню сигнала к минимальному) должен быть близок к единице.

Таким пик-фактором обладают частотная и фазовая модуляции (ЧМ и ФМ). Из всех видов модуляции наибольшей помехоустойчивостью обладает ФМ для передачи символов (например, 1 и 0).

В случае двоичного кода удобно использовать нулевую фазу и фазу 3,14159 рад и применять фазовую манипуляцию.

Помехоустойчивость

$$h = 2E_{\text{о}}/N = 2TFP_{\text{с}}/(N_{\text{о}}F) = 2TFP_{\text{с}}/P_{\text{ш}},$$

где $P_{\text{ш}}$ – мощность шума в полосе пропускания приемника, $P_{\text{ш}} = N_{\text{о}}(N/F)$.

Отсюда следует, что, увеличивая значение $2TF$, ту же самую помехоустойчивость можно получить при $P_{\text{с}}/P_{\text{ш}} << 1$.

Для выделения замаскированного шумами полезного сигнала необходимо вычислить корреляционные функции взаимной корре-

ляции принимаемого сигнала $Y(t)$ и используемых для передачи символов $S_1(t)$ и $S_0(t)$.

При этом переданным считается тот сигнал, корреляция которого с принимаемым наибольшая:

$$\int_0^T Y(t)S_0(t)dt \supset \int_0^T Y(t)S_1(t)dt .$$

Оптимальность этого алгоритма обработки сигналов состоит в том, что при его использовании минимизируется вероятность ошибочного принятия сигнала $S_0(t)$ за $S_1(t)$, или иначе – увеличивается вероятность правильного решения.

Используемые в системе сигналы должны обладать хорошими взаимно корреляционными свойствами, т. е. ортогональными:

$$\rho_{jk} = \frac{1}{T}\int_0^T S_j(t)S_k(t)dt = 0 .$$

В то же время автокорреляционные функции сигналов не должны иметь больших боковых выбросов (по отношению к максимуму):

$$\rho_{jj} = \frac{1}{T}\int_0^T S_j(t)S_j(t+\tau)dt .$$

Корреляционная функция шума имеет вид дельта-импульса (поскольку шум обладает свойством эргодичности и среднее значение равно нулю).

Возможность выделения слабых сигналов на фоне шума объясняется тем, что сигнал при корреляционном приеме накапливается когерентно, а шум – некогерентно. Сигнал на выходе корреляционного устройства представляет сумму автокорреляционной функции сигнала и взаимно корреляционной функции сигнала и помехи.

Поскольку сигнал и помеха не коррелированы, среднее значение $\rho_s \to 0$. В случае использования сложных сигналов величина $R(0)$ (максимум корреляционной функции) равна BU_c, где B – база сигнала; U_c – входной сигнал.

Таким образом, используя достаточно большую базу сигнала, после обработки можно добиться значительного превышения отклика сигнала над шумом.

В настоящее время известно множество сигналов, удовлетворяющих требованиям, предъявляемым к системам связи забой–устье. Основные требования к таким сигналам следующие: достаточный набор кодов, хорошие авто- и взаимно корреляционные свойства, сравнительная простота выработки, обработки и синхронизации. К ним относятся: М-последовательность, код Баркера, код Рида-Мюллера, код Стифлера и др.

Применение для передачи кодов позволяет выделять полезный сигнал при превышении уровня помех в 3...4 раза, разрабатывать более помехоустойчивые (в 10...15 раз) системы по сравнению с системами, использующими некодированные методы передачи сообщений.

Представляется целесообразным ввести обобщенный параметр эффективности как произведение пропускной способности канала на его дальность ($C \times L$). Множество $\{C_i, \ldots L_i \ldots\}$, выполненное для различных частот и отношений сигнал/шум из соответствующих областей определения (работоспособности системы), имеет максимум. Это позволяет, задавшись необходимой дальностью передачи сообщений, найти полосу передаваемых частот и возможную скорость передачи при определенном отношении сигнал/шум. И наоборот, зная отношение сигнал/шум, можно выбрать частоту передачи, обеспечивающую необходимую скорость передачи сигналов и дальность действия канала при изменении базы сигнала при кодированной передаче.

Кроме того, построив зависимости $(C \times L)_{max}$, L от частоты сигнала для различных по физической природе способов связи, можно объективно оценить область их применения.

Например, из рис. 2.62,*а* следует, что применение гидравлического канала связи нецелесообразно в интервале частот 4...7 Гц. А на рис. 2.62,*б* видно, что с уменьшением скорости передачи информации оптимальная частота приема смещается влево, а при увеличении помехоустойчивости – вправо.

Все изложенное выше позволяет решить задачу поиска оптимальной частоты приема в условиях реальных помех, электрических и геометрических факторов канала связи. Это задача многокритериальной оптимизации решается методами нелинейного программирования; реализация этой программы позволит обеспечить надежность передачи сообщений в любых геологических условиях различных регионов страны.

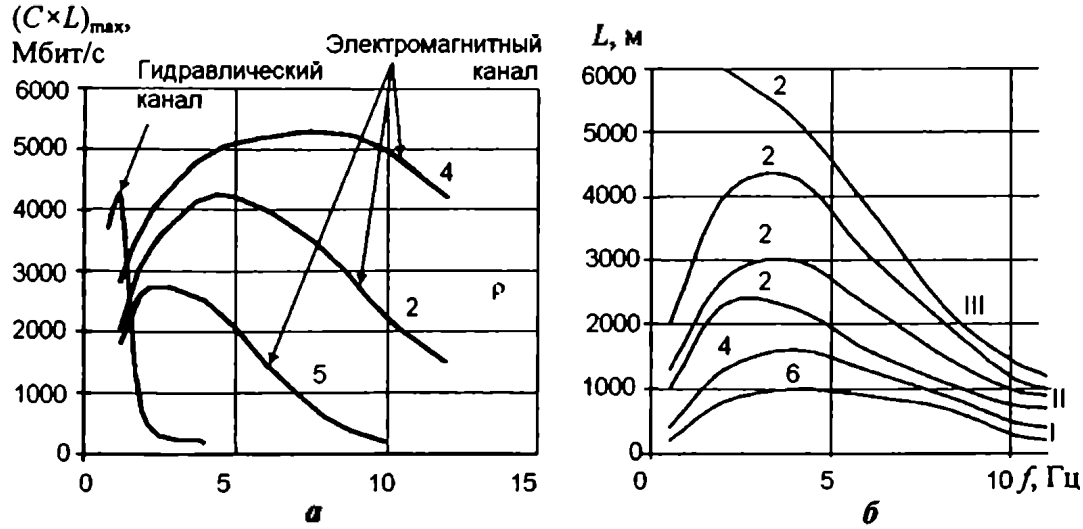


Рис. 2.62. *Обобщенные характеристики беспроводных каналов связи*: *а* – иллюстрация эффективности связи для беспроводного и гидравлического каналов (шифр кривых – значения ρ, Ом·м); *б* – зависимость дальности действия беспроводного электрического канала связи L от частоты f передаваемого сигнала (шифр кривых – скорость передачи информации, бит/с; *I* – h = 1 м; *II* – h = 0,5 м; *III* – h = 0,25 м

Анализ различных способов построения помехозащищенных (помехоустойчивых) систем связи с забоем определил следующую схему построения системы связи.

- Рассматривается схема строительства скважин куста с целью оптимальной расстановки (установки) антенн.

- Изучаются электромагнитные помехи, интенсивность, частотный спектр.

- Если уровень помех значителен, принимаются меры по их компенсации. По расчетам уровня прогнозируемого полезного сигнала уточняется диапазон рабочих крайне низких частот, при котором отношение сигнал/помеха обеспечит надежность канала.

Авторами рекомендуется следующий формат цифровой передачи и приема, обеспечивающий устойчивость связи на уровне вероятности ошибки $P \cong 0{,}995$ (рис. 2.63). Используется фазовая манипуляция.

Передается синхропоследовательность 40 импульсов с постоянной длительностью, затем – вскрывающий код Баркера, после которого передаются 2-байтные информационные сигналы измерительных каналов. Магнитные измерения производятся в паузе передачи в канал, эти данные размещаются также в информационных файлах.

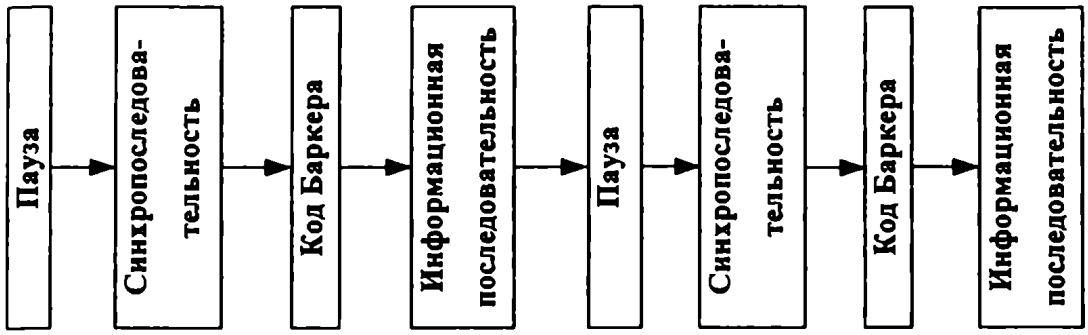


Рис. 2.63. *Временная диаграмма работы линии связи ЗИС-4М1 (МАК-170)*

В результате опытно-промышленного опробования телесистем ЗИС-4М, МАК-170 (МАК-108) в условиях значительных помех на буровых имели место сбои в приеме сигналов с забоя. Причем при срыве синхронизации необходимо было перезапускать программу.

Анализ различных способов передачи информации по каналам с изменяющимися характеристиками на крайне низких частотах еще недостаточно разработан. Воспользовавшись данными математического моделирования (А.А. Молчанов, 1998 г.) произведена оценка оптимального способа кодирования и приема цифровой информации, выполненного для информативного блока длиной 100 бит, передаче которого предшествует передача синхропоследовательности длиной 64 периодических колебания и вскрывающей последовательности (7- или 13-элементного кода Баркера).

Результаты этого расчета показали, что прием с приемлемой достоверностью ($P_{ош} \approx 10^{-2}...10^{-3}$) возможен при $FT \geq 0{,}3$, при меньших значениях FT имеет место эффект "несократимая ошибка", т. е. $P_{ош}$ никаким увеличением мощности уменьшить невозможно. В качестве наиболее вероятного режима принята точка с $T = 0{,}4$ и $h = P_с/P_п = 7$, в которой $P_{ош} = 0{,}03$ (рис. 2.64).

В этом случае зона нечувствительности составляет примерно 7...10 % от длительности символа. Такую ошибку система может гарантировать при $N \geq 40$.

Сократив число импульсов синхронизации с 64 до 40 и введя паузу в канале передачи, удалось измерять трехкомпонентными преобразователями магнитное поле Земли при отсутствии передачи мощного электромагнитного поля в канал (около 400 В·А).

Предложенный алгоритм работы телесистемы состоит в следующем. В электромагнитный канал сигнал от передатчика поступает после двухсекундной паузы в виде последовательности 40 радиоимпульсов прямоугольной формы длительностью 1/6 Гц, несу-

щей частотой является частота электромагнитного генератора, изменяющаяся в зависимости от частоты вращения турбины в диапазоне от 30 до 100 Гц. Этой же частотой заполняется "код Баркера" и информационные файлы. Код передачи – "Манчестер-2", в котором "1" и "0" передаются по изменению фазы на 180° – переход фазы на 180° через "0". Из-за значительного затухания сигнала прямоугольной формы и фазовых искажений и воздействия помех переход через "0" сдвигается, нарушается синхронизация, в канале появляются сбои (ошибки).

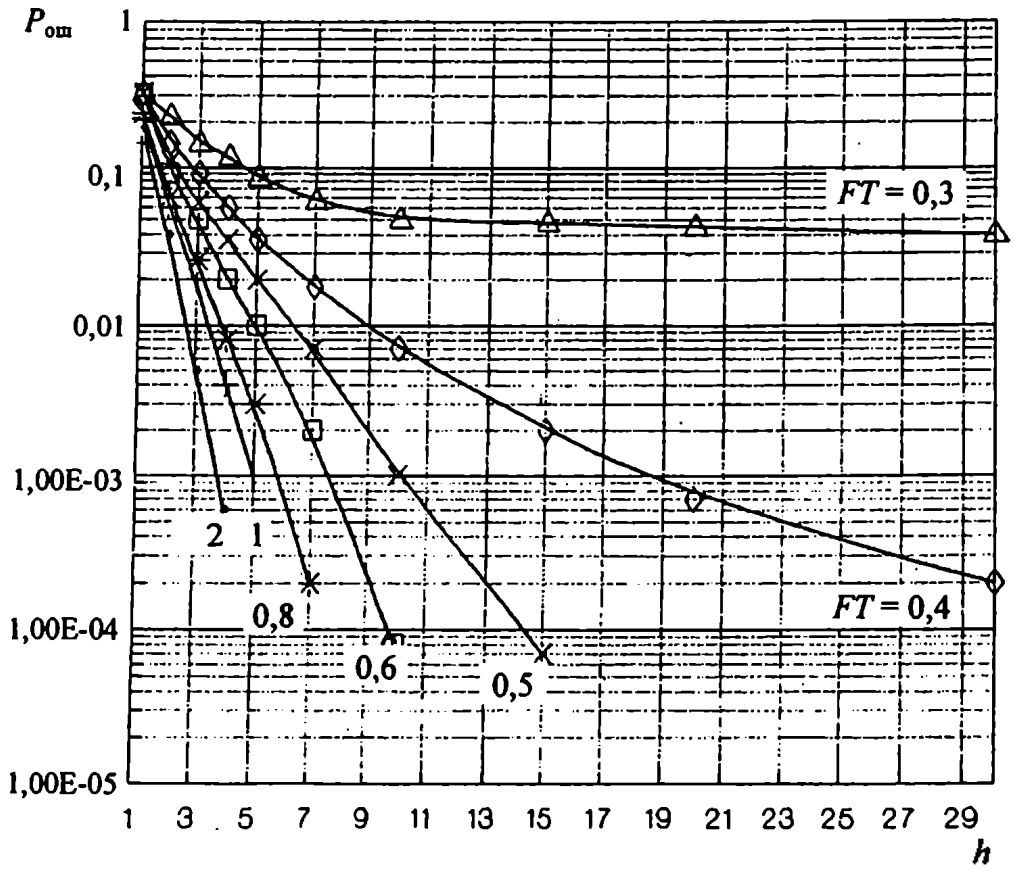


Рис. 2.64. *Зависимость $P_{ош} = f(h)$*

Анализ имеющихся файлов записи оцифрованных сигналов канала связи телесистем ЗИС-4М, МАК-170 (108) выявил ожидаемые особенности – различные условия распространения сигнала приводят к различным фазовым искажениям и как следствие – к вариациям формы сигнала. Примеры сигналов приведены на рис. 2.65.

Были записаны сигналы с забоя с различных глубин (от 2,0 до 3,2 км) на 17 скважинах ряда месторождений Западной Сибири.

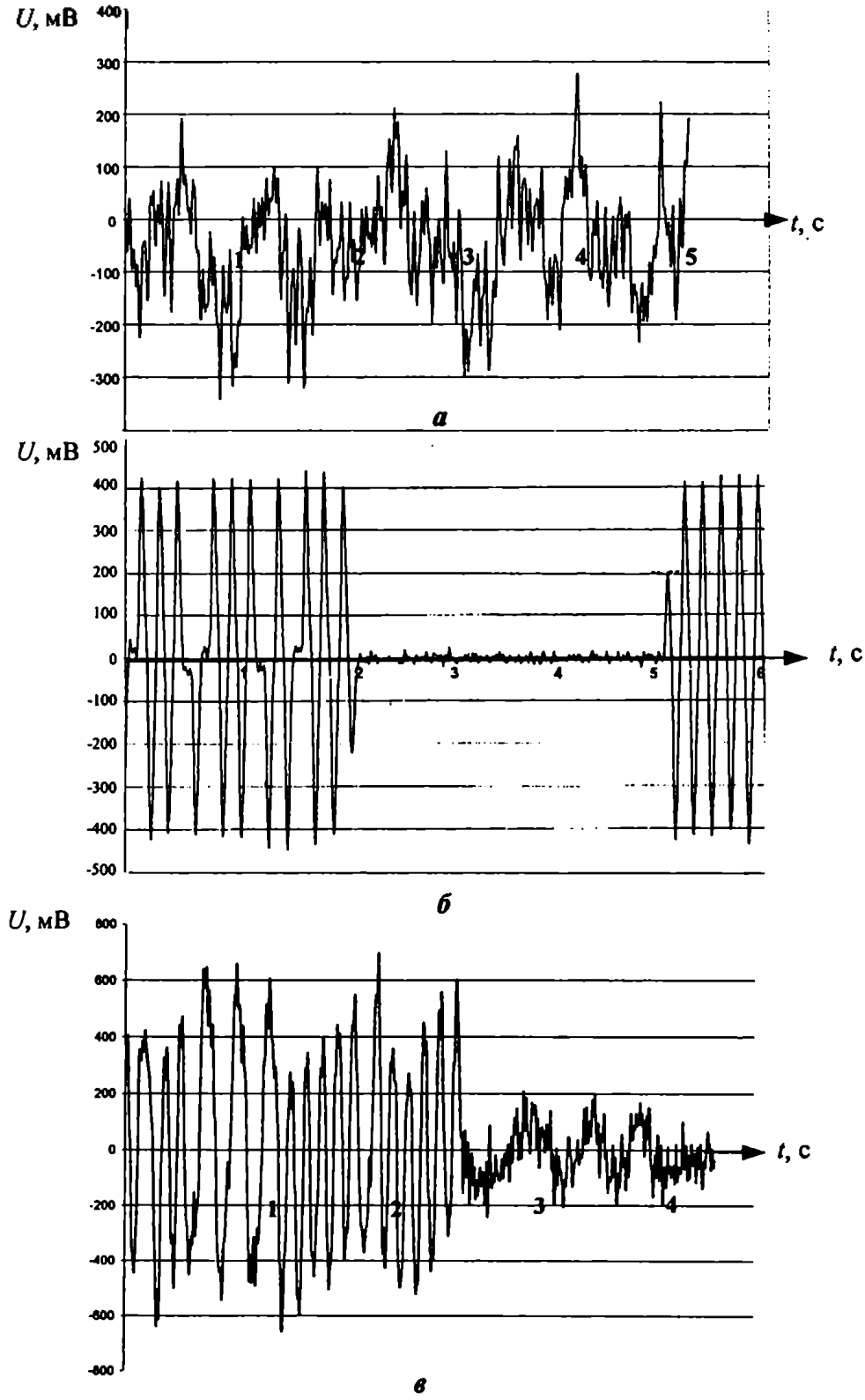


Рис. 2.65. *Записи помех и сигналов телесистемы МАК-170 на Ван-Еганском месторождении, куст № 43: а* – осциллограмма помех; *б* – сигнал без помех; *в* – сигнал от телесистемы, искаженный помехами

Нестабильность формы сигнала и наличие шумов приводят к выводу о целесообразности предварительной цифровой фильтрации сигнала с целью унификации его формы и улучшения отношения сигнал/шум.

По данным этих измерений были построены частотные спектры сигналов и помех, определены частоты необходимой цифровой фильтрации, экспериментально исследованы передаточные характеристики различных интегродифференцирующих фильтров. Анализ показал, что вполне удовлетворительными характеристиками обладает четырехзвенный фильтр со следующими звеньями:

$$V_n = \frac{\sum_{i=n-\frac{T}{4}}^{n} V_i}{\frac{T}{4}};$$

$$V_n = \frac{\sum_{i=n-\frac{T}{2}}^{n} V_i}{\frac{T}{2}} - \frac{\sum_{i=n-T}^{n-\frac{T}{2}} V_i}{\frac{T}{2}};$$

$$V_n = \frac{\sum_{i=n-\frac{T}{8}}^{n} V_i}{\frac{T}{8}} - \frac{\sum_{i=n-\frac{T}{4}}^{n-\frac{T}{8}} V_i}{\frac{T}{8}};$$

$$V_n = \frac{\sum_{i=n-\frac{T}{2}}^{n} V_i}{\frac{T}{2}} - \frac{\sum_{i=n-T}^{n-\frac{T}{2}} V_i}{\frac{T}{2}},$$

где T – период следования битов в манчестерском коде (в данном случае, см. рис. 2.65, 40 точек на 1 бит); V_n – текущее значение сигнала после каждого из звеньев фильтра; V_i – предыдущие значения сигнала, подаваемые на вход звена фильтра.

Сигналы электромагнитного канала после прохождения через фильтр представлены на рис. 2.66.

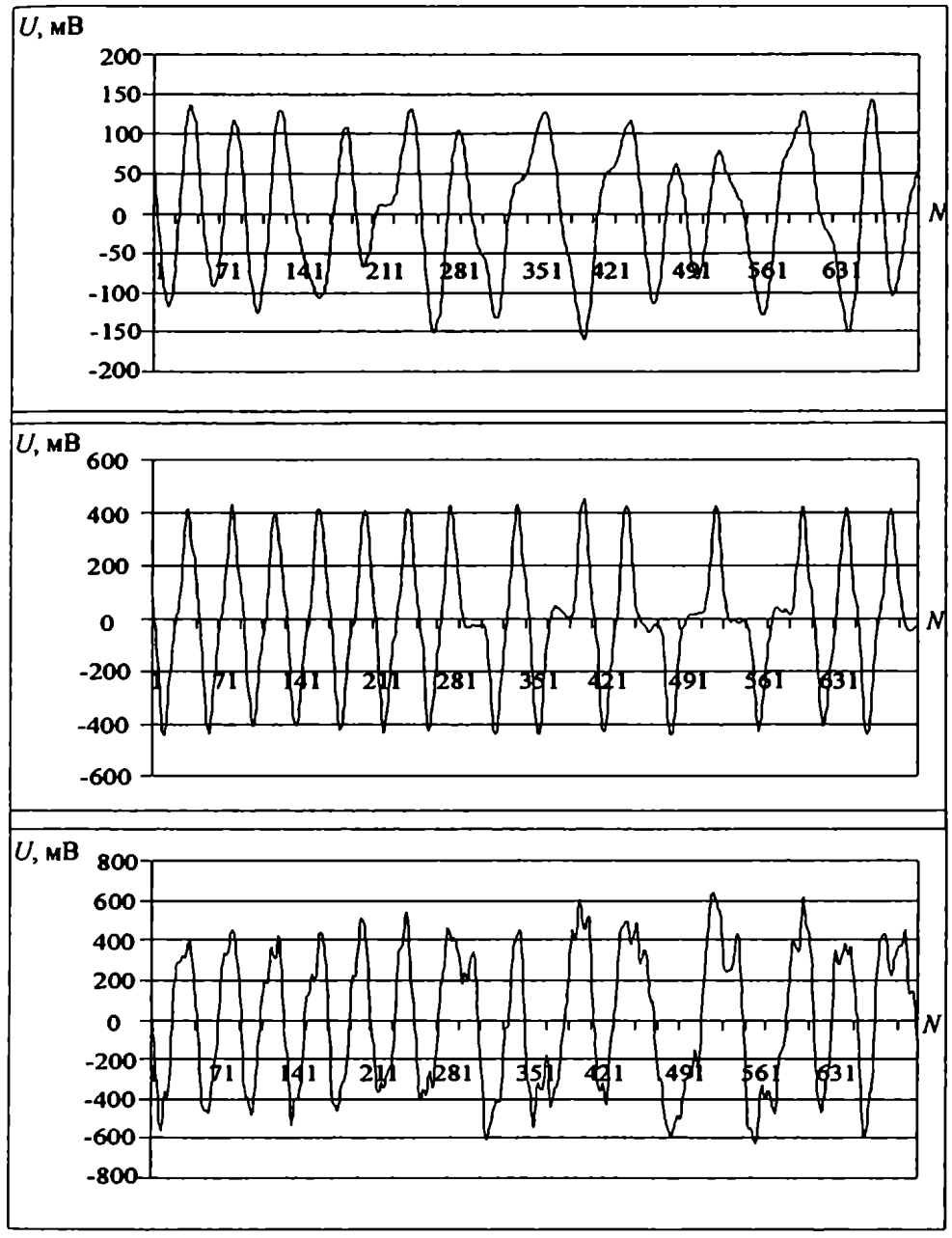


Рис. 2.66. *Принимаемые сигналы телесистемой МАК-170 (МАК-1) при различных условиях распространения электромагнитного сигнала*

При сравнении с рис. 2.65 видно, что фильтрация в значительной мере стандартизирует форму сигнала и уменьшает шумы.

Следует отметить, что при анализе одного из файлов записи сигналов, а именно файла SIG1.dat, выявлены аппаратные сбои в канале связи. Обзорный вид сигнала из этого файла приведен на рис. 2.67. Видно, что записаны 5 кадров информации, однако начало 2-го и 3-го кадров, включая синхропоследовательность и код

Баркера, отсутствуют. Кроме того, более подробное рассмотрение последнего кадра из этого файла выявило изменение фазы сигнала на π/2, что также препятствует правильной дешифрации сигнала. Эти аппаратные сбои приводят к ошибкам приема сигнала.

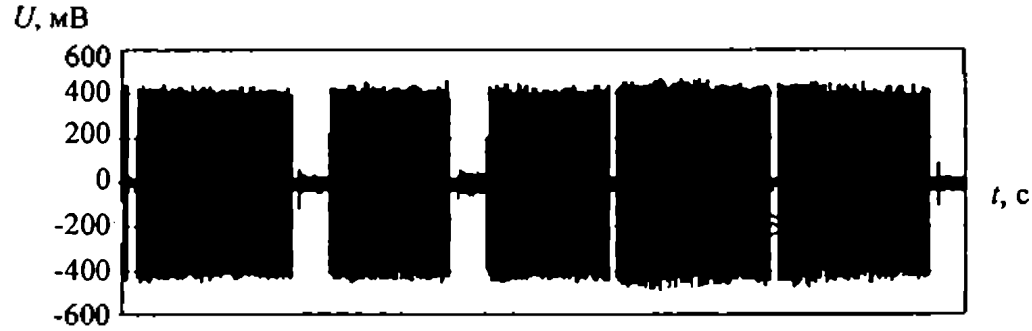


Рис. 2.67. *Обзорный вид сигнала из файла SIG1.dat*

Как видно из рис. 2.67, изменение значения бита принимаемого кода четко отслеживается по форме сигнала и по времени его перехода через нуль.

На рис. 2.68 представлен отфильтрованный сигнал и временные интервалы его перехода через нуль. Как видно из этого рисунка, интервалы перехода четко разбиваются на две серии, что позволяет надежно отслеживать изменения бита принимаемого кода.

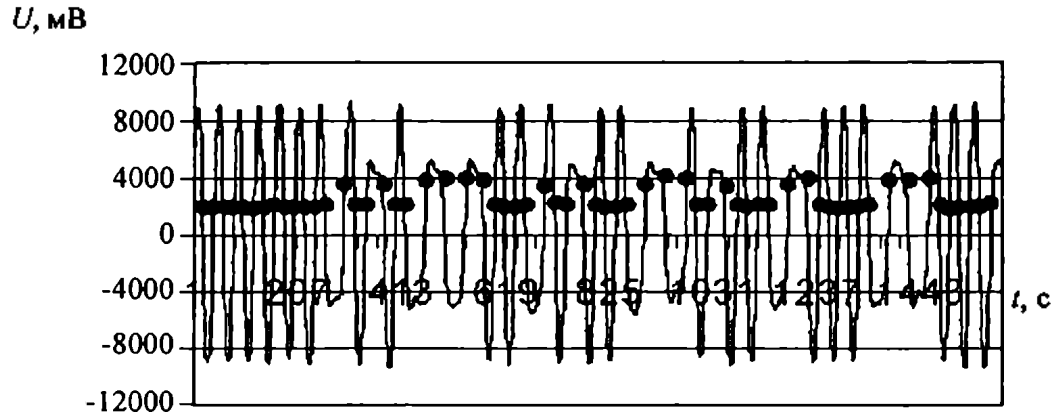


Рис. 2.68. *Отфильтрованный сигнал и интервалы между переходами его через нуль (временные интервалы взяты с множителем 100 для совмещения масштабов)*

На основе этого алгоритма была составлена тестовая программа дешифрации принимаемых данных, показавшая неплохую надежность работы – дешифрация проходила без сбоев при замеши-

вании в файл данных SIG1.dat шума из файла записи реального шума SHUM1.dat до соотношения максимумов амплитуд, равного 2 (максимальная амплитуда сигнала – 400, шума – 200, эти числа – после аналого-цифрового преобразования).

Однако представленный алгоритм имеет существенный недостаток – в случае сбоя чтения восстановление в пределах текущего кадра информации невозможно.

В связи с этим был предложен комбинированный алгоритм – захват синхронизации по временам перехода через "0" импульсов синхропоследовательности с выявлением первого нуля Баркера также по временному интервалу между переходами. Далее, с использованием информации о предыдущих временах переходов через нуль, строится уточненная сетка времен, соответствующих приходу информационных битов, и на соответствующих интервалах анализируется форма сигнала. Рассчитывается форм-фактор сигнала как отношение суммы отсчетов за период к сумме их модулей. Как видно из рис. 2.68, этот форм-фактор должен быть близок к нулю, если инверсии бита принимаемого кода не происходит, и близок к 1 – в противном случае.

На рис. 2.69 представлена гистограмма форм-фактора для сигнала SIG1.dat и этого сигнала с замешанным шумом из файла SHUM.dat при отношении шум/сигнал (по максимальным амплитудам) 1,4; 1,6 и 1,8.

Как видно из рис. 2.69, форм-фактор достаточно помехоустойчив для реализации разработанной программы связи со скважинным прибором по электромагнитному каналу.

На основе представленного выше алгоритма на языке C++ написан программный модуль для приема информации по электромагнитному каналу – функция фильтрации и дешифрации сигнала и тестовая программа для отладки и тестирования этой функции.

Наличие временной сетки битовых интервалов в сочетании с избыточностью кодировки информации в передаваемых кадрах – три старшие бита представляют собой номер – идентификатор слова, позволяет проводить восстановление информации при сбоях.

Разработанный протокол работы тестовой программы для сигналов, форм-фактор которых представлен на рис. 2.69, успешно применятся в системах МАК-170 и МАК-108.

Сигнал с наибольшим уровнем шумов, надежно выделяемый системой синхронизации, представлен на рис. 2.70.

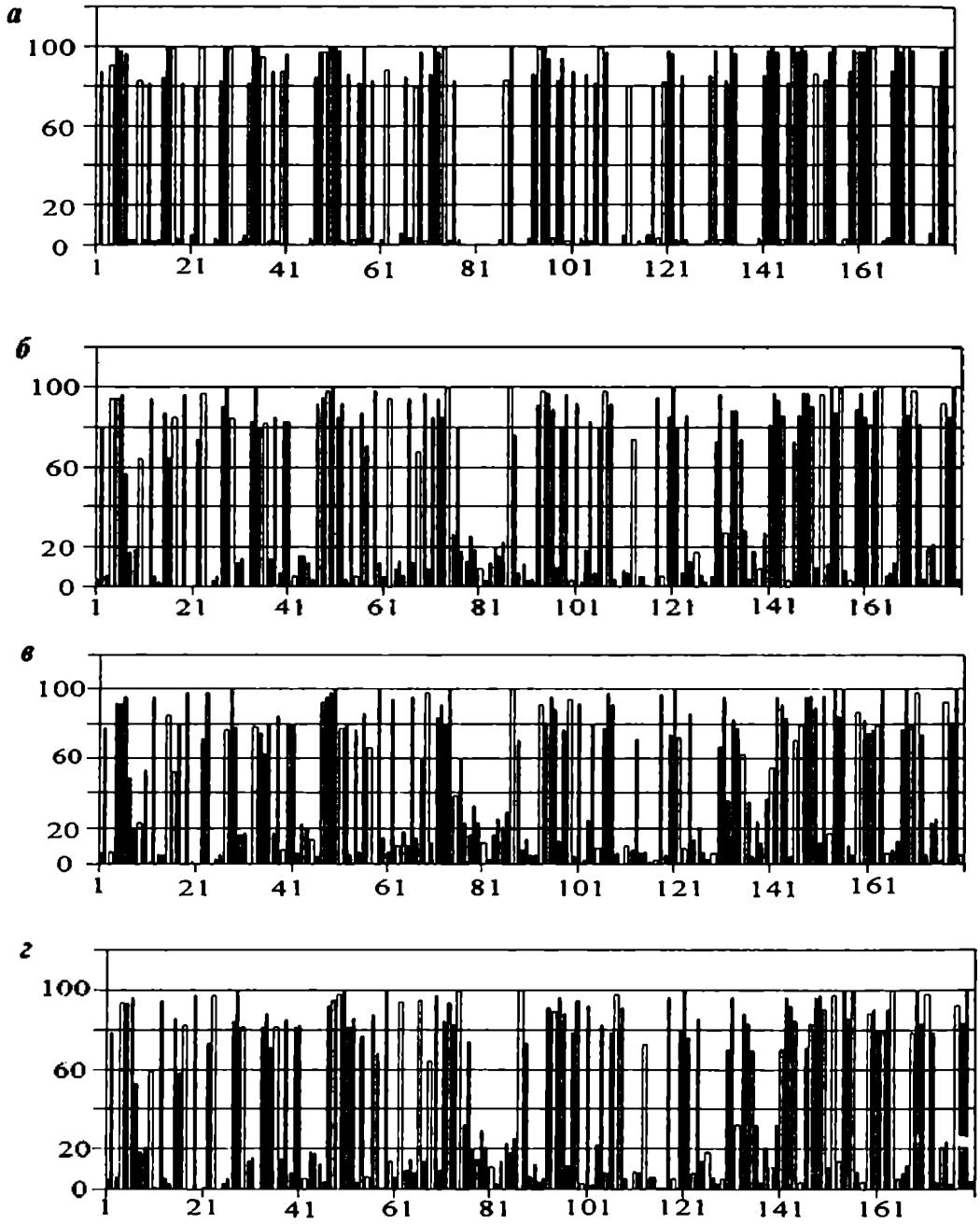


Рис. 2.69. Форм-фактор сигнала при различном уровне шумов:
а – $U_c >> U_п$; *б* – $U_c/U_п = 1{,}8$; *в* – $U_c/U_п = 1{,}6$; *г* – $U_c/U_п = 1{,}4$

Таким образом, даже при значительном уровне шумов обеспечивается надежная дешифрация данных.

Расчеты различных систем синхронизации фазы принимаемого сигнала, обеспечивающих подстройку фазы наземного приемника по принципу минимизации сбоев (ошибок) при приеме, показали, что при 40 импульсах синхропоследовательности вероятность сбоя

составляет 10^{-4}, т. е. одна ошибка на 10000 переданных сообщений (пачек информационных файлов).

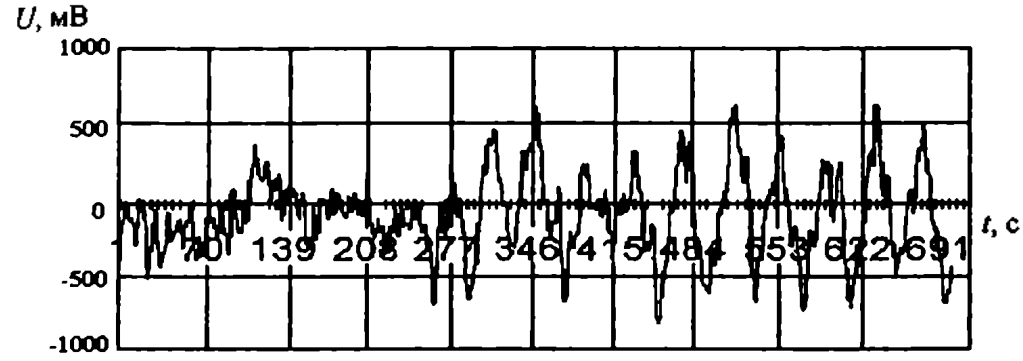


Рис. 2.70. *Фрагмент сигнала из файла S180Sh.dat*

Оптимальным кодом выделения начала передачи информационных файлов выбран код Баркера длиной 13 бит. Таким образом, в предложенном варианте режима работы телесистемы МАК-170 формат передачи следующий: пауза длительностью 2,61 с, в которой выполняется измерение магнитного и гравитационного полей, передача синхропоследовательности в 6,7 с, в течение этого времени производится измерение тока передачи в канал (0,87 с) и температуры окружающей скважинной среды (0,87 с), затем передача кода Баркера – 2,17 с и 35,56 с – передача всех информационных файлов 2-байтными словами.

Применяется биполярный код "Манчестер-2".

Предложенная система помехоустойчивой связи не является единственно возможной.

2.8. ВНЕДРЕНИЕ В ПРАКТИКУ МАССОВОГО НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН ТЕЛЕСИСТЕМ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

2.8.1. Инклинометрическая система ЗИС-4

Телеметрическая система ЗИС-4 автоматического контроля за направлением скважин в процессе бурения с беспроводным каналом связи состоит из скважинного прибора, рассчитанного на работу в составе бурильного инструмента, и наземного устройства для приема и выделения полезного сигнала с последующим его преобразованием и регистрацией.

Система (рис. 2.71) состоит из прочного корпуса *1*, в котором размещены генератор переменного тока на постоянных магнитах *2*, приводимый в движение гидротурбиной *3*, и герметичный аппаратурный контейнер *4*.

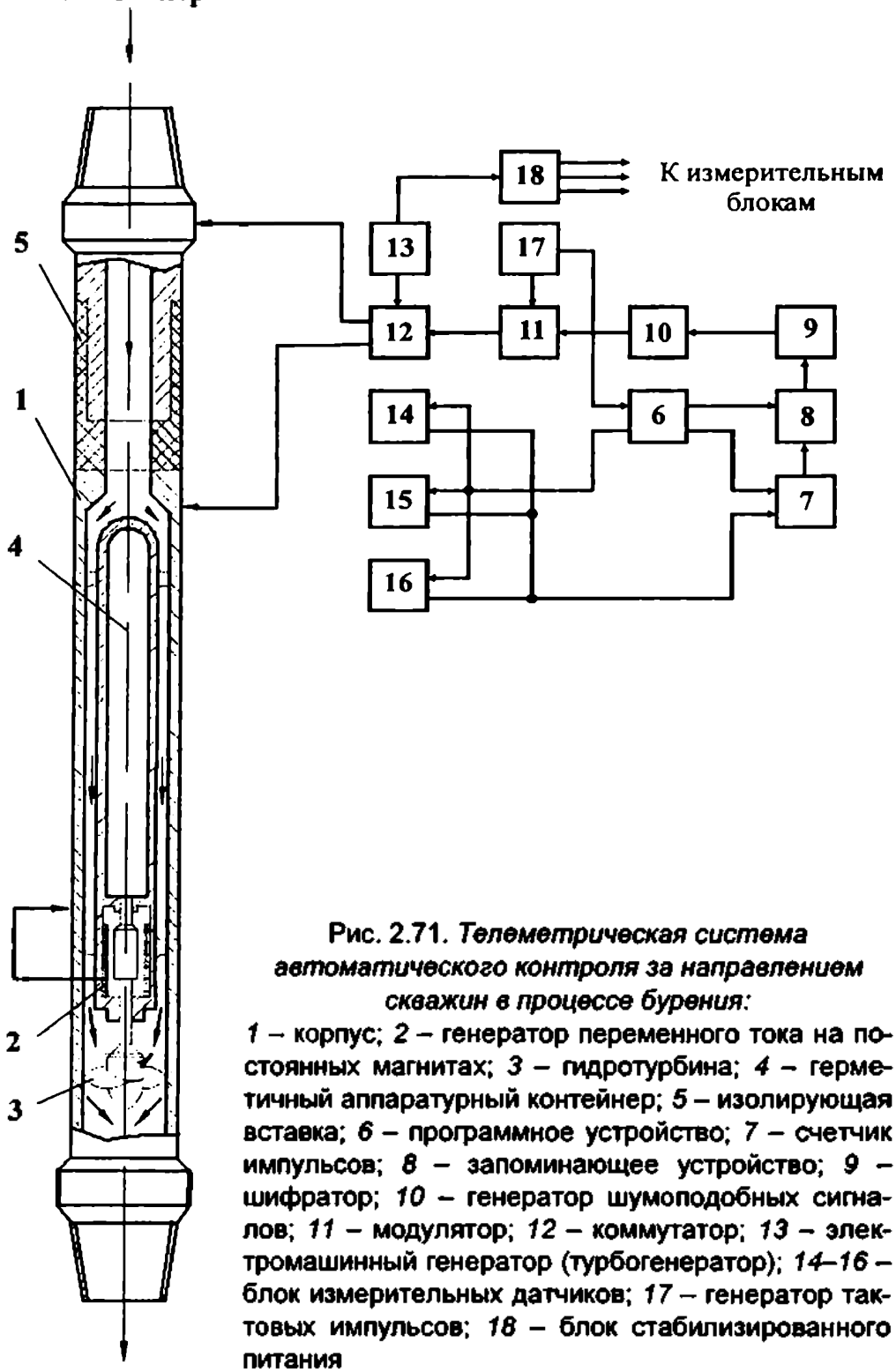


Рис. 2.71. *Телеметрическая система автоматического контроля за направлением скважин в процессе бурения:*
1 – корпус; *2* – генератор переменного тока на постоянных магнитах; *3* – гидротурбина; *4* – герметичный аппаратурный контейнер; *5* – изолирующая вставка; *6* – программное устройство; *7* – счетчик импульсов; *8* – запоминающее устройство; *9* – шифратор; *10* – генератор шумоподобных сигналов; *11* – модулятор; *12* – коммутатор; *13* – электромашинный генератор (турбогенератор); *14–16* – блок измерительных датчиков; *17* – генератор тактовых импульсов; *18* – блок стабилизированного питания

Принцип работы системы заключается в следующем. При включении циркуляции бурового раствора турбина *3* приводит в движение генератор *2*, вырабатывающий переменный ток с частотой вращения турбины. Через заданное время, необходимое для разгона генератора и установки датчиков, устройство управления работой системы *17* подключает к прибору источник питания *18*.

В разработанной системе с цифровой передачей информации сигнал вводится в канал связи только при нулевых значениях фазы, чем исключаются переходные процессы и упрощается схема выделения и преобразования сигнала.

Основная техническая характеристика системы

Измеряемые параметры:
- зенитный угол искривления скважины, град. ..... (0…60)±2,98
- азимут, град ..... (0…360)±2,98
- положение отклонителя, град ..... (0…360)±2,98

Диапазон рабочих температур, °С ..... 10…70
Максимальное давление, МПа 70
Вибростойкость, м/с^2, в диапазоне частот:
- вертикальных вибраций 0…300 Гц 800
- поперечных вибраций 0…80 Гц 400

Допустимая ударная перегрузка в вертикальном направлении, м/с^2 600
Скорость перемещения прибора в процессе измерений, м/с ..... $1{,}38\cdot10^{-3}$…$1{,}38\cdot10^{-2}$
Место установки глубинного прибора ..... В колонне труб над турбобуром
Дальность действия в разрезах с удельным средневзвешенным сопротивлением 30 Ом·м, м 5000
Источник питания глубинного прибора ..... Автономный
Напряжение питания глубинного прибора, В 12
Способ дистанционного управления прибором ..... С помощью буровых насосов
Допустимая нагрузка на глубинный прибор, кН 500
Максимальный момент кручения, Н·м 10000

На земной поверхности сигнал поступает в приемное устройство. Все параметры регистрируются цифровым регистратором и одновременно высвечиваются на табло.

Опытным заводом "Электрон" (Тюмень), а затем ИПФ "Сибнефтеавтоматика" (Тюмень) выпущено около 50 комплектов аппаратуры ЗИС-4, с помощью которых проведено более 1000 скважин.

2.8.2. Инклинометрическая система ЗИС-4М

Результаты исследований авторов были использованы в разработке телесистем ЗИС-4, ЗИС-4М1, МАК-170, МАК-108 и других с электромагнитным каналом связи.

Бескабельная забойная инклинометрическая телесистема с электромагнитным каналом связи обеспечивает непосредственно в процессе бурения скважин контроль зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя, что позволяет оперативно управлять процессом направленного бурения скважины. Наибольшее применение в условиях бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири нашли телесистемы ЗИС-4М и ЗИС-4М1, предприятие-изготовитель ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" [17–22].

Указанные системы имеют сходную конструкцию. Телесистема ЗИС-4М состоит из скважинного прибора и наземного приемника. Общий вид скважинного прибора представлен на рис. 2.72. Он состоит из прочного корпуса с электрическим разделителем, покрытым снаружи стеклопластиком. Изнутри для электрической изоляции внутренней поверхности бурильной трубы предусмотрена установка стеклопластиковой вставки. Скважинная электроника, состоящая из измерительного блока и передатчика, размещается в герметичном аппаратурном контейнере, который закреплен внутри прочного корпуса. Измерительный блок (блок первичных преобразователей) устанавливается на отдельном шасси и соединяется с передатчиком специальным разъемом. Для питания скважинной электроники применяется турбогенератор (рис. 2.73), размещаемый в верхней части прочного корпуса. Турбогенератор соединяется с аппаратурным контейнером специальным жестким кабелем, пропущенным внутри полиэтиленовой трубки. Наземный приемник телесистем выполнен в виде отдельного блока и имеет вход для подключения антенн, а также разъем для соединения с ПЭВМ.

В приемнике предусмотрены переключение коэффициента усиления сигнала и регулировка полосы среза фильтров.

Технические характеристики телесистем приведены в табл. 2.28.

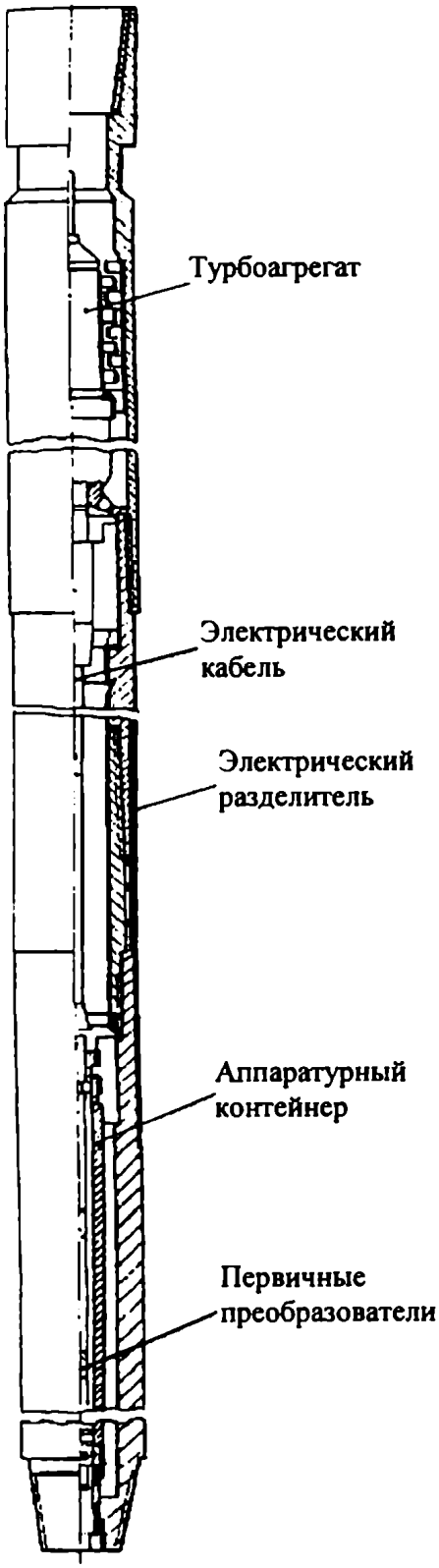


Рис. 2.72. *Общий вид скважинного прибора ЗИС-4М (МАК-170)*

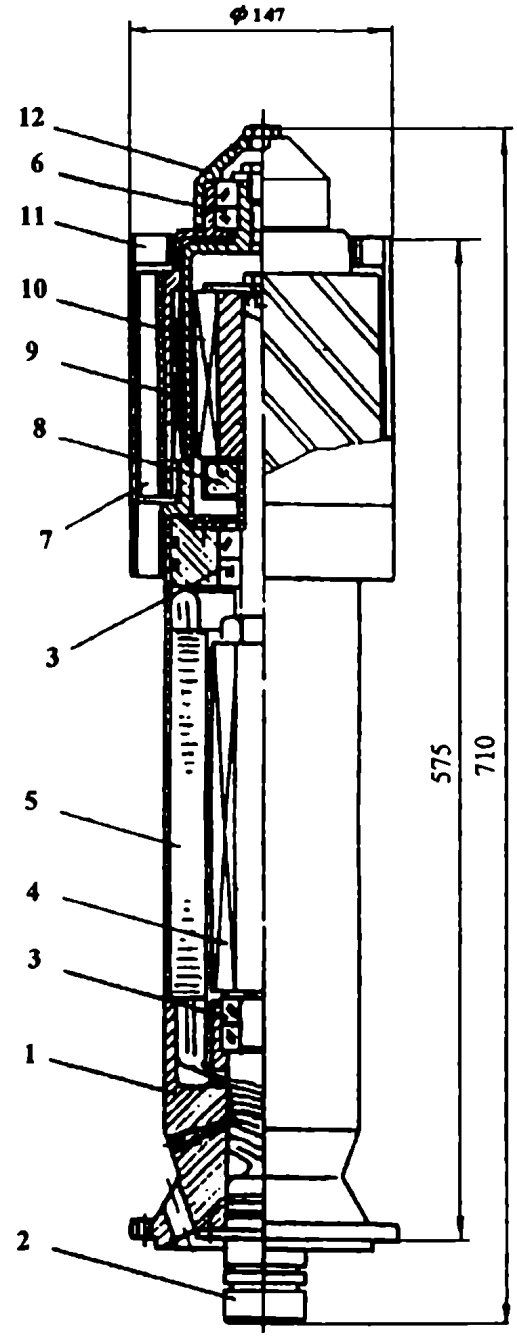


Рис. 2.73. *Турбогенератор скважинный:*
1 – корпус генератора; *2* – электрический разъем; *3* – подшипники генератора; *4* – ротор генератора; *5* – статор генератора; *6* – подшипники вращателя; *7* – вращатель; *8* – компенсатор; *9* – ведущая полумуфта; *10* – ведомая полумуфта; *11* – направляющий аппарат; *12* – защитный корпус

Таблица 2.28

Технические характеристики забойных телесистем для проводки наклонно направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин

Область применения и технические характеристики	Система			
	МАК-170(190)	МАК-108 (испытания)	МАК-54 (в разработке)	ЗИС-4М(М1)
Контроль процесса бурения и геофизические исследования	ННС, ГС	ННС, ГС, РГС	РГС	ННС, ГС
Измеряемые параметры:				
инклинометрические	Z(0…180±0,25)° W(0…360±0,25)° A(0…360±0,5)°	Z(0…180±0,1)° W(0…360±0,1)° A(0…360±0,25)°	Z(0…180±0,1)° W(0…360±0,1)° A(0…360±0,25)°	Z(0…130°±30′) W(0…360±2)° A(0…360±2)°
технологические	N, Бур, Q, t	N, Бур, Q, t	N, Бур, Q, t	–
геофизические	–	КС, ВК(АК)	КС, ПС ВК (АК), ГК	–
Скорость передачи, бит/с	4…12	2…12	4…20	5…6
Дальность канала, км	5,0	5,0 и более	5,0 и более	5,0
Мощность забойного передатчика, Вт	600	300	200	400
Диапазон передаваемых частот, Гц	2…6	2…6	2…10	1,25…10
Чувствительность приемника, мкВ	1,0	0,6	0,6	2,0
Термобаростойкость, °С/МПа	85/80	100/100	120/100	80/60
Обратный канал	Есть	Есть	Есть	Нет
Возможность измерений в статике	Есть	Есть	Есть	Есть
Ресурс работы, ч	500	1000	1000	500

Примечания:

1. Технические характеристики (габариты, присоединительные размеры, диапазон измерений и их погрешности) телесистем серии ЗИС-4 абсолютно идентичны.
2. Телесистема ЗИС-4, разработанная в конце 70-х – начале 80-х гг. прошлого века институтом ВНИИГИС (Октябрьский), изготавливалась на опытном заводе "Электрон" до 1989 г.
3. Телесистема ЗИС-4М выпускалась ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" по переработанным чертежам в 1993–1997 гг. Модернизации подверглись конструкции скважинного диполя (введены фторопластовые элементы покрытий вместо резиновых и стеклопластиков; улучшены конструкции герморазъемов) и скважинного блока преобразователей-измерителей угловых параметров (налажено серийное производство блоков на специализированном предприятии – производителе авионики ПО "Курскприбор").
4. Телесистема ЗИС-4М1 выпускается ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" с 1998 г. Очередной модернизации подверглись: турбогенератор (значительно увеличилась электрическая мощность за счет изменения конструкции и ис-

пользования новых магнитных материалов); наземный пульт, превратившийся в типичное устройство сопряжения с компьютером; скважинная электроника, в которой дискретные элементы заменены современными микропроцессорами. Еще одной отличительной особенностью системы ЗИС-4М1 является то, что заказчик сам определяет тип и изготовителя скважинной электроники и соответственно алгоритмы обработки, передачи и расшифровки информации, полученной в процессе бурения.

5. Телесистема МАК-170(190) конструктивно аналогична телесистеме ЗИС-4М1, но отличается от нее улучшенными возможностями:

- скважинная электроника позволяет осуществлять замеры в "статике" (в паузе долбления и прокачки раствора) и затем передавать эти замеры на поверхность; эти точки измерения являются эталонами (реперными) для последующих отсчетов;
- в качестве измерителей угловых параметров скважинного инклинометра применены твердотельные трехосные миниатюрные акселерометры и магнитометры вместо преобразователей сельсинного типа с карданным подвесом маятниковых систем;
- по отдельному заказу телесистема может комплектоваться дополнительными измерителями параметров (тока в нагрузке диполя, температуры в электронном блоке, напряжения и частоты на выходе генератора и др.);
- по отдельному заказу телесистема может комплектоваться специальными элементами, позволяющими некоторое время вести бурение с вращением колонны.

Телесистемы МАК-170(190) выпускаются ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" с 2002 г.

В 1999 г. на Восточно-Уренгойском месторождении был установлен рекорд глубины применения телесистемы ЗИС-4М с электромагнитным каналом связи. Работы проводились при бурении горизонтальной скв. 20502, где заказчиком выступало ЗАО "Роспан", буровой подрядчик – ДООО "Тюменьбургаз", контроль и управление технологией бурения ствола скважины производился ООО "Рекомгео".

В процессе набора параметров кривизны скважины с помощью ЗИС-4М, входящей в систему "Компьютеризированного оперативного управления технологией бурения и траекторией ствола скважины" (КТТС), применялся метод оперативного компьютерного расчета для прогнозирования уровня принимаемого сигнала. Была получена достоверная (до 80 %) информация о положении забоя скважины при частоте сигнала 2,5 Гц с глубины до 3450 м по вертикали (3620 м по стволу скважины). Профиль данной скважины представлен на рис. 2.74.

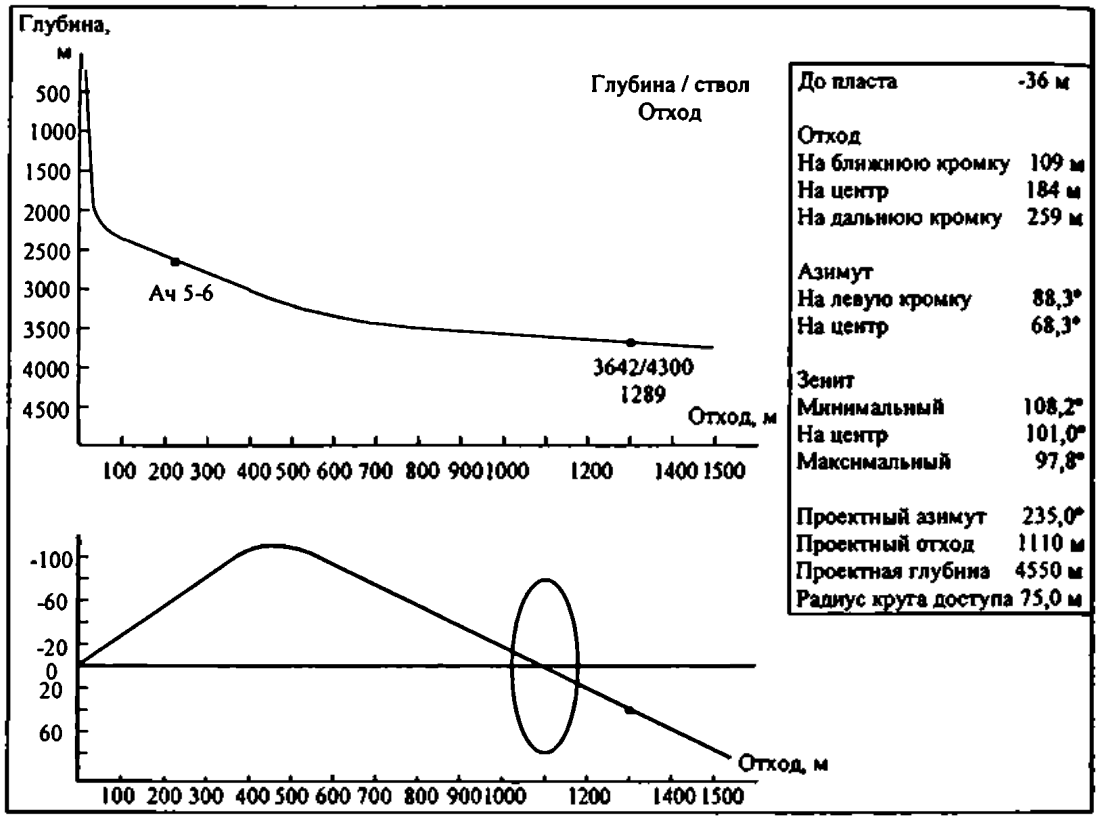


Рис. 2.74. *Профиль горизонтальной скв. 20502 Восточно-Уренгойского месторождения*

Дальнейшее углубление скважины с помощью ЗИС-4М было прекращено вследствие разгерметизации аппаратурного контейнера, вызванного высоким давлением в скважине на глубине 3620 м. По окончании работ был составлен акт промышленных испытаний компьютеризированной системы оперативного контроля технологии бурения и траектории ствола скважины, оснащенной ЗИС-4М.

Высокая точность инклинометрических измерений телесистемой ЗИС-4М позволяет проводить горизонтальные участки бурящихся скважин в очень узких (до 1 м) коридорах. В 1998 г. на Ван-Еганском месторождении (куст № 43) с помощью телесистемы ЗИС-4М при непосредственном участии ООО "Рекомгео" была пробурена горизонтальная скв. 930 в пласте ПК-14. Горизонтальный участок данной скважины протяженностью 300 м располагался в коридоре 90 см (рис. 2.75).

Высокая технологичность телесистем ЗИС-4М, МАК-170 позволяет в настоящее время применять новые способы разработки месторождений и проводки горизонтальных скважин самого сложного профиля. Особенно это важно при вскрытии маломощных пластов с большими углами падения.

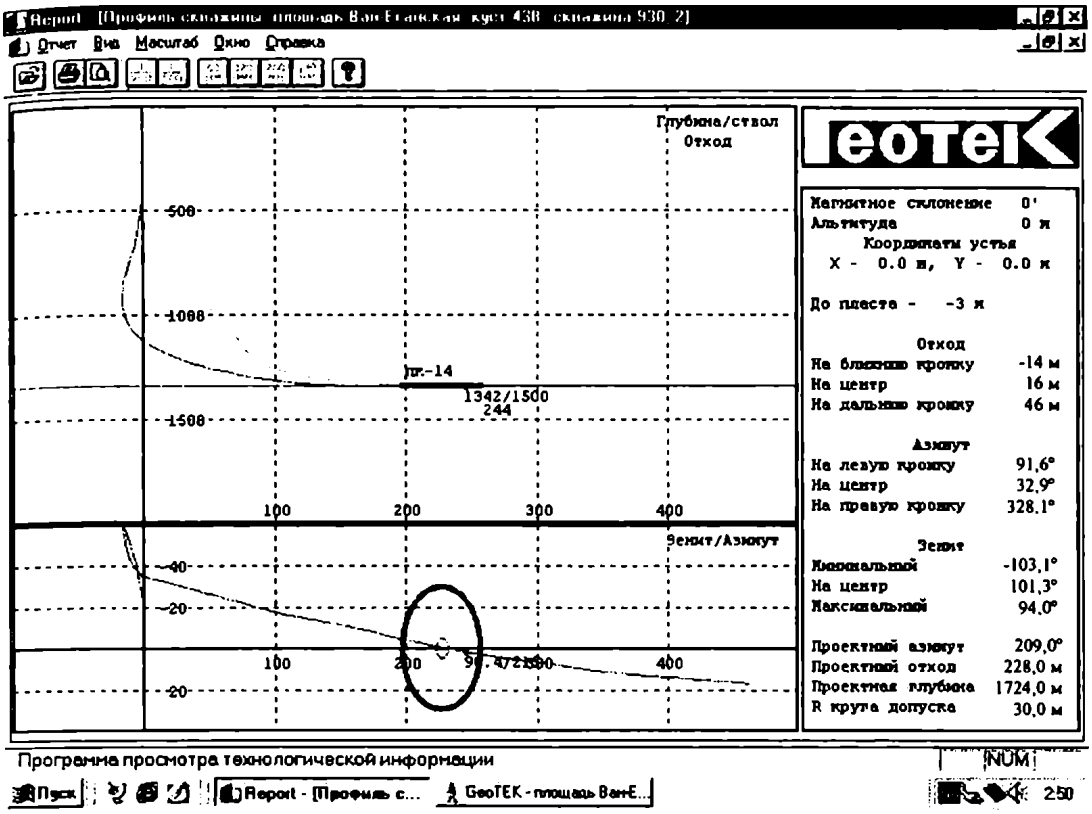


Рис. 2.75. *Профиль горизонтальной скв. 930, куст № 43В Ван-Еганского месторождения*

При разработке Южного месторождения (Нижневартовский район) использовалась новая технология бурения горизонтальных скважин, разработанная при участии автора (ООО "Рекомгео") совместно с технологическим отделом ОАО "СпецУБР".

На первом этапе с применением телесистемы ЗИС-4М бурили пологую скважину (ствол-пилот) таким образом, чтобы она попадала в круг допуска горизонтальной скважины (рис. 2.76). После вскрытия продуктивного пласта и определения геофизическими методами нефтенасыщенности продуктивного горизонта было принято решение на бурение горизонтальной скважины сложного профиля. Для этого в средней части пробуренного ствола пологой скважины устанавливали цементный мост, с которого при помощи ЗИС-4М производилась срезка с резким падением зенитного угла, чтобы затем, вновь набрав необходимые параметры, войти в исследованный пласт под углом 90°, попав в круг допуска радиусом 50 м (рис. 2.77). Отличие данной технологии заключается в том, что вскрытие стволом-пилотом продуктивного пласта происходит именно в той точке, куда затем бурится горизонтальная скважина.

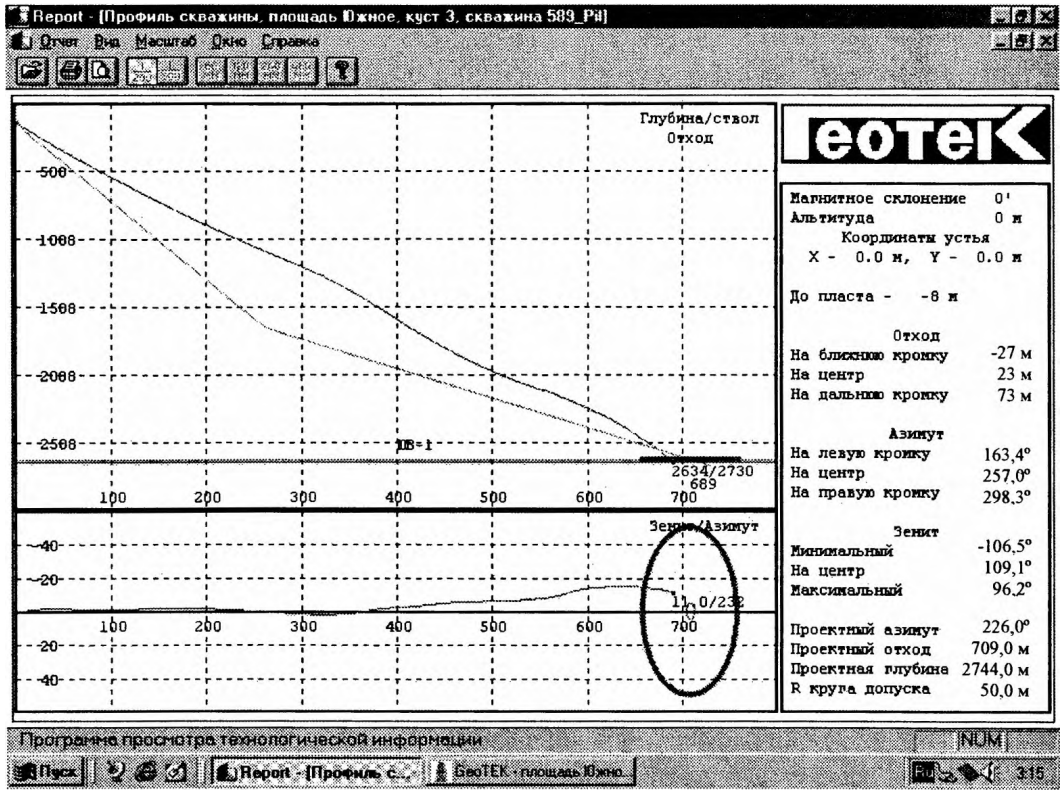


Рис. 2.76. *Ствол-пилот скв. 589, куст № 3 Южного месторождения*

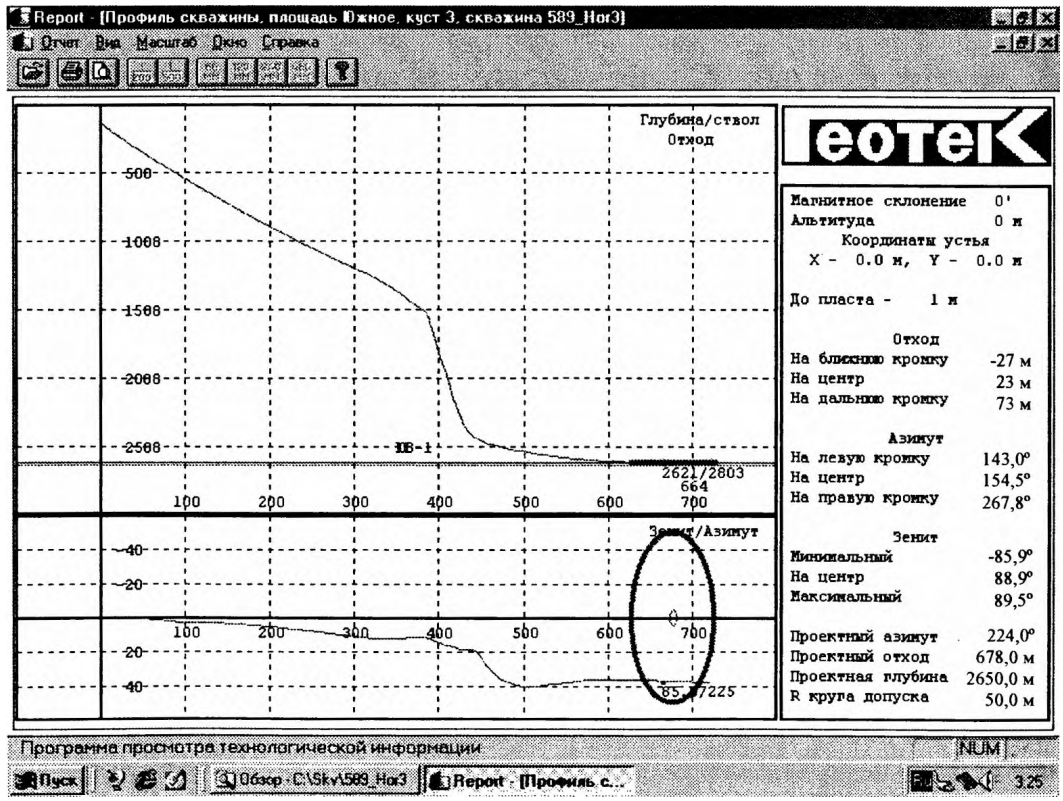


Рис. 2.77. *Профиль горизонтальной скв. 589, куст № 3 Южного месторождения*

Результатом применения данного метода становится гарантированное нахождение горизонтального участка скважины в нефтенасыщенном продуктивном пласте.

За время эксплуатации телесистем ЗИС-4М и МАК-170 только специалистами ООО "Рекомгео" пробурено более 1000 наклонно направленных и более 60 горизонтальных скважин. В табл. 2.29 приведены сведения о пробуренных ООО "Рекомгео" до 1998 г. горизонтальных скважинах на месторождениях Западной Сибири с применением бескабельных телесистем с электромагнитным каналом связи ЗИС-4М. Из анализа приведенных данных следует, что возможности телесистем обеспечивают требуемую точность проводки горизонтальных участков скважин в нефтеносных пластах. В последующие годы направленное бурение развивалось гораздо интенсивнее.

Таблица 2.29

Сведения о горизонтальных скважинах, пробуренных ООО "Рекомгео" в 1990–1998 гг.

Месторождение/заказчик	Объект эксплуатации	Куст/скв.	Период бурения	Глубина по стволу, м	Толщина пласта, м	Длина горизонтального участка, м	Вертикальный коридор, м
Самотлорское/Черногорнефть	$АВ_{1-2}$	2135/25738	15.06.90 г./14.07.90 г.	2027	20	208	14
		2139/29297	02.10.90 г./16.11.90 г.	2260		450	13
		2139/29299	09.12.90 г.	2112		242	14
		2139/29926	18.02.90 г./01.04.91 г.	2156		297	14
Самотлорнефть	–	670/15258	07.09.92 г.	2250		310	
Советское/Томскбурнефть	$АВ_{1-2}$	206/2017	22.08.91 г./22.09.91 г.	2017	26	235	17
		206/2416	05.10.91 г./01.11.91 г.	2056		232	20
		206/2018	19.11.91 г./27.12.91 г.	2007		190	9
Ем-Еговское/Красноленинскнефтегаз	$ВК_1$	29/295	07.03.92 г./18.05.92 г.	1700	18	200	8
		17/520	28.05.92 г./12.06.92 г.	1710		200	11
Черногорское/Черногорнефть		28/386	16.11.92 г./29.12.92 г.	1710		200	6
Черногорское/Черногорнефть		28/6587	15.01.93 г./01.02.93 г.	1710		207	15
Черногорское/Черногорнефть		28/354	08.02.93 г./01.03.93 г.	1730		206	13
Вынга-Ях/Ноябрьскнефтегаз	$В_{11}$	141/2216	13.05.94 г./28.06.94 г.	2900	14	350	8
		141/2217	13.08.94 г./17.11.94 г.	2600		43	7
Вынга-Пур/Ноябрьскнефтегаз	$В_8$	505/2416	29.05.94 г./29.07.94 г.	3100	23	283	15
Тевлино-Русскинское/Когалымнефтегаз	$БС_{10}^0$	177/7292	11.10.95 г./30.11.95 г.	2700	8	87	3
Салым/Ханты-Мансийскнефтегазгеология	$БП_{11}$	Р-705	15.04.96 г./05.06.96 г.	3410	17	100	6
Черногорское/Черногорнефть	$В_{10}$	2/426	20.09.97 г./05.11.97 г.	2920	11	100/500	4
Кальчинское/ЗАО "Тура Петролеум"	$Ач_1$	7/1222	07.03.98/30.04.98	3204	14	502	7

В подразделениях ООО "Рекомгео" впервые в 1998 г. появились мобильные передвижные геофизические лаборатории, оснащенные телесистемами ЗИС-4М (ЛГ-ЗИС) на шасси автомобиля "Камаз". Цель создания подобных лабораторий – оперативное проведение работ по корректировке стволов наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях интенсивного кустового бурения.

Для успешного управления процессом бурения наклонно направленных скважин с большими отходами, скважин сложного профиля и горизонтальных скважин в ООО "Рекомгео" используются компьютеризированные системы оперативного контроля технологии бурения и траектории ствола скважин КТТС.

Основой системы являются бескабельная забойная телесистема и компьютеризированный комплекс по сбору и обработке данных в процессе бурения скважин ГЕОТЕК. Система обеспечивает сбор и обработку информации о технологических параметрах бурения, данных раздельного анализа углеводородных газов и забойной инклинометрии (рис. 2.78).

Возможности системы:

- Получение в процессе бурения информации о траектории скважины и положении отклонителя, построение профиля ствола скважины и определение положения забоя относительно проектной точки входа в продуктивный пласт;
- Получение информации о технологических параметрах бурения, ее обработка и вычисление расчетных параметров;
- Выдача речевых сообщений оператору об изменении режимов процессов бурения и выходе параметров за допустимые пределы;
- Экспресс-анализ суммарного содержания углеводородных газов в выходящем из скважины буровом растворе, хроматографический анализ его компонентного состава с автоматической привязкой данных к глубине [67];
- Хроматографический анализ компонентного состава проб газовых смесей, получаемых при глубокой дегазации раствора, шлама, керна;
- Исследования шлама и керна и ввод полученных данных геологических исследований в базу данных;
- Запись в базу на жестком диске всей получаемой информации, ее хранение, отображение в реальном масштабе времени на

дисплее компьютера и вывод в цифровой и графической формах на дисплей и печать в функции времени и глубины;

- Формирование на основе показаний датчиков суточных и рейсовых отчетов о процессе строительства скважины;
- Передачу любой выборки информации с использованием модема, радиомодема или других устройств межкомпьютерной связи.

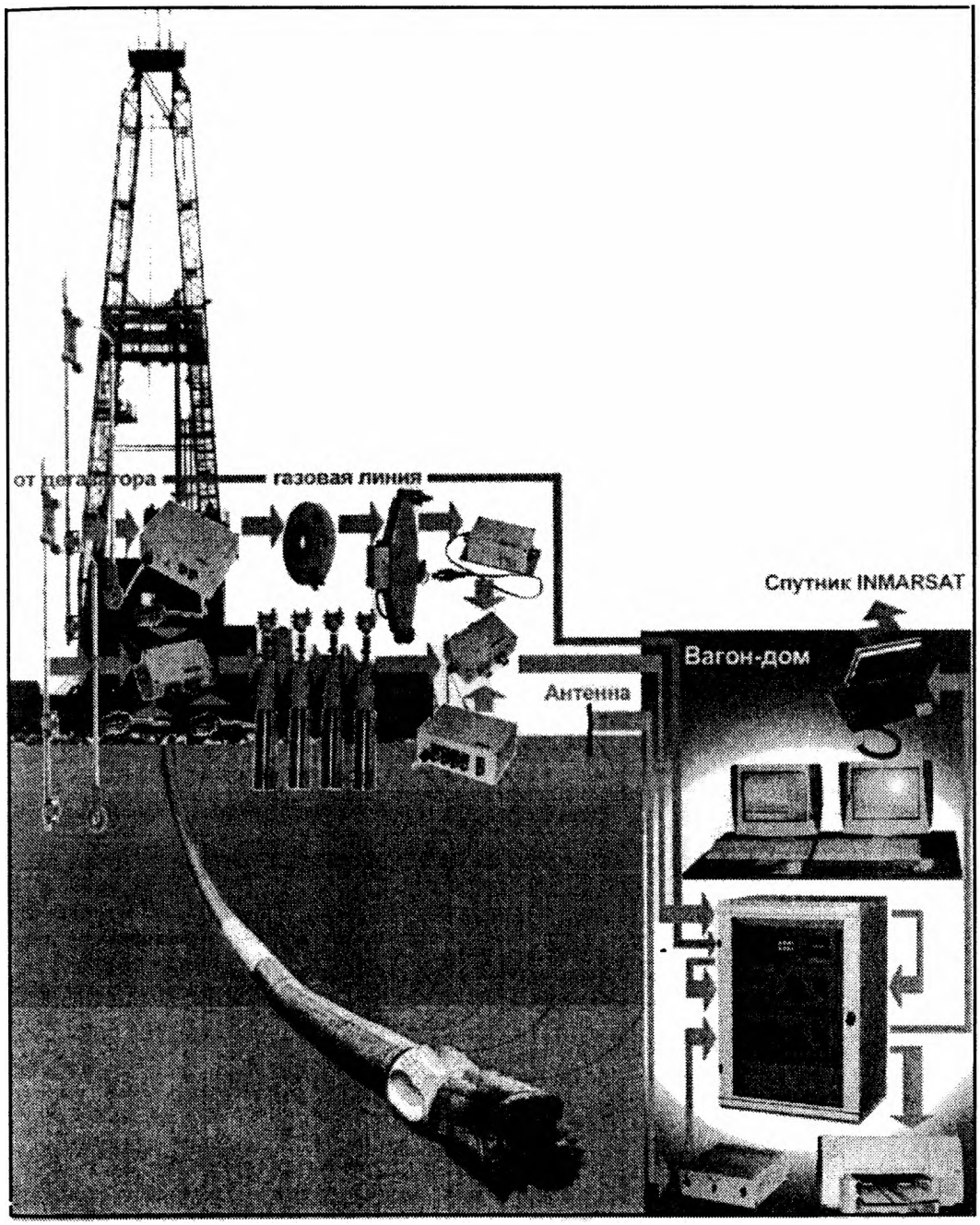


Рис. 2.78. *Структурная схема компьютеризированной системы оперативного управления технологией бурения и траекторией ствола скважины*

В состав системы входят:

- вагон-дом (аппаратурный блок) с устройствами обеспечения нормальных условий эксплуатации и электропитания оборудования системы;
- бескабельная забойная инклинометрическая телесистема;
- компьютеризированный комплекс по сбору и обработке данных ГЕОТЕК;
- геологический модуль;
- программное обеспечение.

Комплекс работает в современной операционной системе Microsoft Windows. Это обеспечивает выполнение нескольких прикладных программ одновременно, что позволяет, к примеру, производить просмотр и распечатку информации по любой скважине из базы данных, в процессе приема и обработки технологических параметров по текущей скважине в реальном масштабе времени [9, 75].

При разработке программного обеспечения комплекса использованы новейшие инструментальные программные средства. На рис. 2.79 представлен интерфейс программного обеспечения системы КТТС.

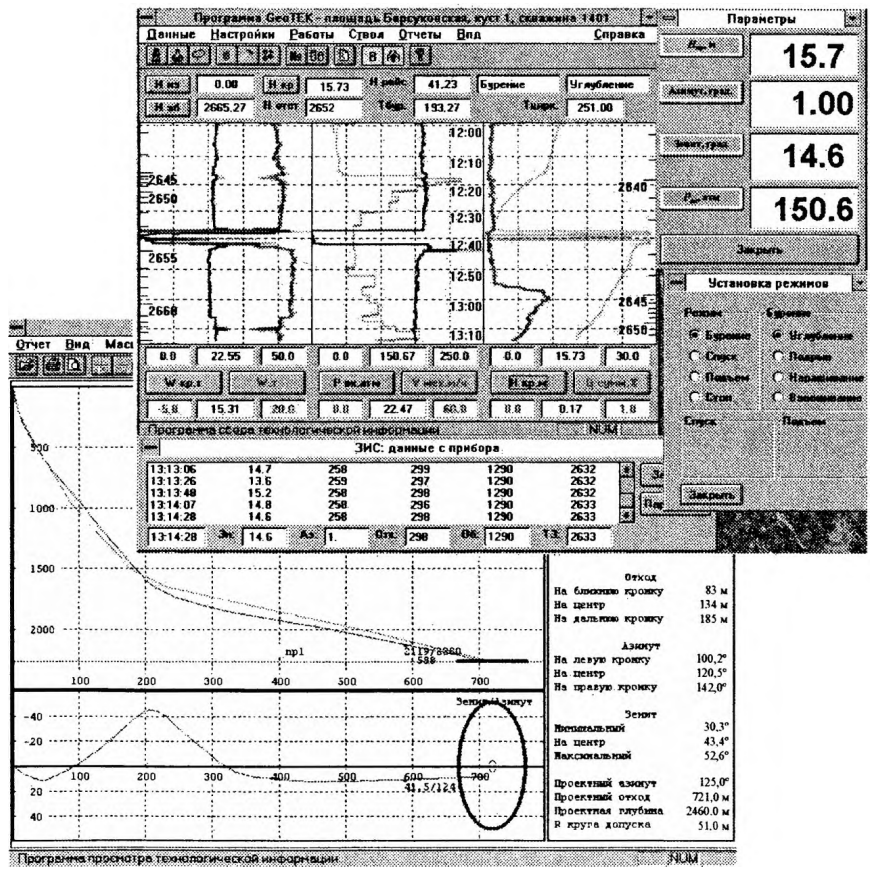


Рис. 2.79. *Интерфейс программного обеспечения КТТС*

Создана удобная система хранения и обработки данных по скважинам, сведенная в единую базу данных, позволяющую оптимизировать процесс бурения как по отдельным скважинам кустов, кустам месторождений, так и по месторождениям в целом. База данных системы КТТС в ООО "Рекомгео" насчитывает более 300 скважин различного профиля.

Телесистема ЗИС-4М1 (МАК-170) испытана в 8 скважинах Ват-Еганского и Ван-Еганского месторождений на глубинах до 2,5 км.

Общее время пребывания двух комплектов скважинной аппаратуры составило более 140 ч.

2.8.3. Телеизмерительная система "Забой"

Автоматизированная геолого-геофизическая информационно-измерительная система "Забой"* [124] предназначена для измерения в процессе бурения нефтяных и газовых скважин геофизических и технологических параметров. Передача данных глубинных измерений осуществляется шумоподобными сигналами по беспроводному каналу связи забой–устье.

Краткая техническая характеристика системы "Забой". С помощью системы "Забой" измеряют следующие глубинные параметры: осевую нагрузку на забое, частоту вращения вала турбобура, угол наклона скважины, азимут скважины, положение отклонителя, удельное электрическое сопротивление горных пород (зондом бокового каротажа), естественную радиоактивность, проводят виброкаротаж. Измеряемые наземные параметры: глубина скважины, приращение глубины, механическая скорость проходки.

Дальность действия системы – 5000 м, диапазон рабочих температур – 0...100 °С, вибростойкость в диапазоне частот 0...80 Гц – 600 м/с^2, ударная прочность – 1000 м/с^2, максимальное давление на скважинный прибор – 60 МПа; габаритные размеры глубинного прибора: диаметр – 0,170 м, длина – 10,76 м; общая масса – 1460 кг, время безотказной работы – 200 ч.

Система состоит из забойного устройства, включающего в себя автономный источник питания, глубинный передатчик с коммутатором каналов, измерительные датчики и наземное приемное устройство. Краткие сведения о датчиках приведены в табл. 2.30.

---

* Разработка ВНИИГИС.

Таблица 2.30

Краткие сведения о глубинных датчиках системы "Забой"

Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Точность измерений	Время измерений, с	Периодичность опроса, с
Осевая нагрузка	0...500 кН	±5 %	0,5	20
Частота вращения вала турбобура	0,8...25 $с^{-1}$	±5 %	0,5	20
Удельное электрическое сопротивление горных пород	0,1...6400 Ом·м	±5 %	1,0	10
Естественная радиоактивность горных пород	0...255 имп./с	±5 %	1,0	20
Зенитный угол искривления скважины	0...90°	±0,49°	1,0	60
Азимут искривления скважины	0...360°	±2°		60
Положение отклонителя	0...360°	±2°	1,0	60
Глубина скважины	До 5000 м	0,1 %	—	Непрерывная
Механическая скорость бурения	До 0,0167 м/с	0,01 м/с		Непрерывная
Амплитуда и частота вибрации бурильного инструмента	До 50 *g*	±5 %		20

Примечание. Диапазон рабочих температур до 100 °С.

Система работает в процессе бурения в составе бурильной колонны (рис. 2.80), при этом непосредственно над турбобуром размещается блок контроля технологических параметров, датчики оборотов которого взаимодействуют непосредственно с валом турбобура. Далее следуют блок контроля геофизических параметров и забойный инклинометр. Выше этих блоков расположены передающее устройство и турбогенератор.

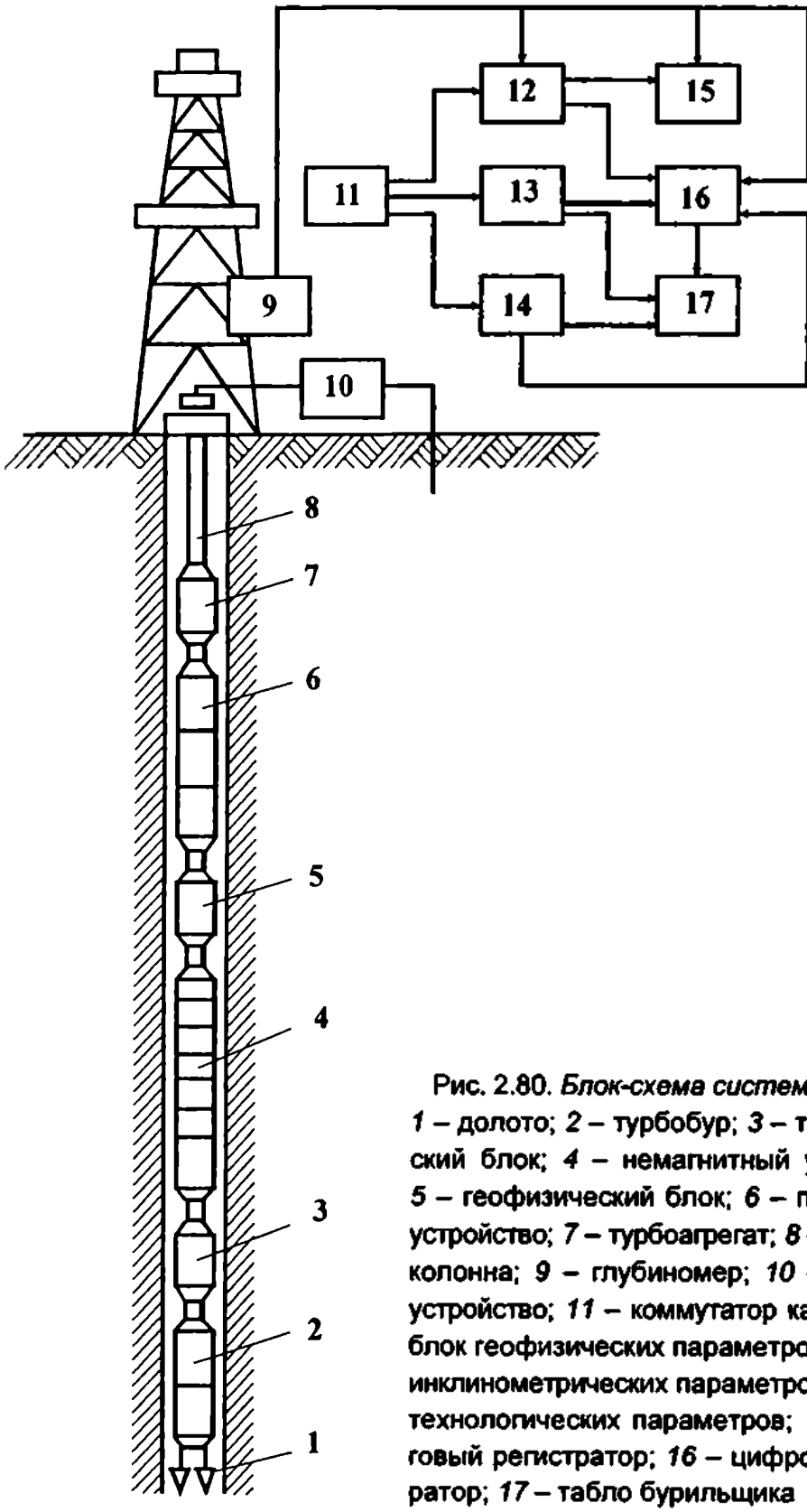


Рис. 2.80. *Блок-схема системы "Забой"*: *1* – долото; *2* – турбобур; *3* – технологический блок; *4* – немагнитный удлинитель; *5* – геофизический блок; *6* – передающее устройство; *7* – турбоагрегат; *8* – бурильная колонна; *9* – глубиномер; *10* – приемное устройство; *11* – коммутатор каналов; *12* – блок геофизических параметров; *13* – блок инклинометрических параметров; *14* – блок технологических параметров; *15* – аналоговый регистратор; *16* – цифровой регистратор; *17* – табло бурильщика

Все блоки (кроме турбогенератора) выполнены по единой конструктивной схеме. Основу каждого блока составляет прочный корпус, являющийся элементом колонны и рассчитанный на те же нагрузки, что и бурильные трубы. Внутри прочного корпуса концентрично через эластичные вкладыши, компенсирующие неточность изготовления, тепловые и упругие деформации корпуса, закреплен герметичный контейнер, рассчитанный на внешнее давление 60 МПа. Между корпусом и контейнером предусмотрен кольцевой зазор, необходимый для прохода потока бурового раствора. Наружный диаметр корпуса, равный 0,170 м, позволяет использовать систему практически во всех скважинах, бурящихся на нефть и газ, с наиболее распространенными турбобурами типа Т12М3-71/2. В контейнере на эластичных амортизаторах подвешено шасси с электрическими блоками.

Турбогенератор представляет собой электрическую машину переменного тока на постоянных магнитах, использующую для привода энергию потока бурового раствора. Расчетная мощность генератора 150 Вт при расходе бурового раствора 0,036 $м^3/с$.

В забойном инклинометре в качестве первичных преобразователей зенитного угла и угла установки отклонителя в разработанной конструкции применены синусно-косинусные вращающиеся трансформаторы СКТ-232Б, что позволило получить необходимую линейность характеристики преобразования и высокую точность измерения углов.

Для измерения азимута применяют магниточувствительные датчики (феррозонды), обладающие высокой чувствительностью, надежностью, экономичностью. Феррозонды размещены на горизонтально стабилизированной платформе, между осями чувствительности выдержан угол в 90°.

В блоке контроля технологических параметров для измерения осевой нагрузки использованы полупроводниковые тензорезисторы (ПТР) типа 14-НЭТИ, наклеенные на внешней поверхности цилиндра по осевому и тангенциальному направлениям. Компенсация изгибающих усилий достигается за счет равномерного распределения четырех ПТР по окружности упругого элемента. Тангенциальное расположение ПТР исключает воздействие на датчики сил крутящего момента.

Для измерения частоты вращения вала турбобура используют бесконтактный преобразователь, состоящий из феррозонда и маг-

нита, закрепленного на валу турбобура. Высокая чувствительность схемы обеспечивает надежное срабатывание ее на расстоянии от 0,03 до 0,135...0,185 м в зависимости от типа турбобура.

В качестве геофизических датчиков в системе "Забой" применены зонд импульсного псевдобокового каротажа, датчик виброкаротажа и датчик естественной радиоактивности.

Система "Забой" может работать как вместе со всеми измерительными блоками (инклинометром, блоком геофизических параметров, технологическим блоком), так и с любым из них в отдельности и в любых сочетаниях. При этом не требуется никаких дополнительных настроек. Поскольку наиболее загружающим канал связи является блок геофизических параметров, а измеряются в основном инклинометрические и технологические параметры, то предусмотрено автоматическое изменение программы опроса датчиков при наличии (рис. 2.81,*а*) или отсутствии блока геофизических параметров (рис. 2.81,*б*).

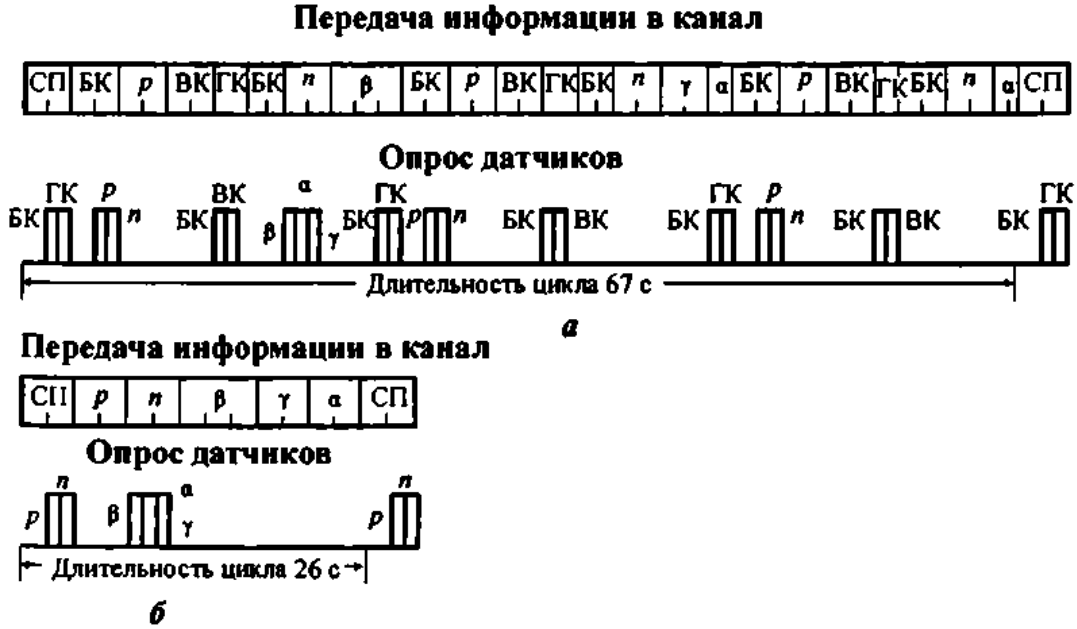


Рис. 2.81. *Программы работы системы "Забой"*:
а – полная; *б* – технологического комплекса;
СП – синхронизирующая последовательность; БК – боковой каротаж; ВК – виброкаротаж; ГК – естественная радиоактивность; *p* – осевая нагрузка; *n* – частота вращения вала турбобура; β – зенитный угол; α – азимутальный угол; γ – положение отклонителя

Для всех блоков характерна максимальная унификация узлов (межблочные разъемы, контейнеры для электронных схем, шасси и др.).

Привод генератора осуществляется двумя ступенями турбобура ТС4А. Внутренние полости генератора заполнены трансформаторным маслом, причем компенсатор, служащий для восполнения утечки масла и компенсации температурного расширения, расположен в центральной части турбины. Отделение внутренней части генератора от внешней осуществляется с помощью торцевого уплотнения.

Генератор работоспособен при расходе бурового раствора 0,015...0,05 $м^3/с$. По данным скважинных и лабораторных испытаний при расходе бурового раствора 0,04...0,045 $м^3/с$ частота вращения достигает 27 $с^{-1}$, мощность при этом составляет более 200 Вт.

Многочасовая работа в процессе бурения показала, что генератор вполне надежен, утечка масла практически отсутствует.

Корпус передающего устройства выполняет две функции – воспринимает нагрузки как составная часть бурильной колонны и служит электрическим разделителем колонны.

Корпус выполнен из двух переводников с крупной конической резьбой, между которыми защемлен слой стеклоткани на эпоксидной связке. Для предотвращения случайного разворота (хотя конструкция достаточно надежна и выдерживает крутящий момент до 90 кН·м) на один из переводников надевают цилиндр с косым срезом, который после крепления переводников входит в паз в ответной части, и приворачивают к корпусу. При воздействии отворачивающего усилия торцевая часть цилиндра прижимается к пазу через диэлектрическую шайбу. Снаружи и внутри корпус покрыт слоем изоляции на эпоксидной основе. Внутри корпуса помещен контейнер с электронной схемой передающего устройства.

Корпус инклинометрического блока выполнен из немагнитного титанового сплава. Чувствительные элементы датчиков расположены на расстоянии, исключающем влияние присоединяемых блоков на датчики азимута.

Датчик положения отклонителя содержит маятник, вращающийся вокруг продольной оси прибора, синус-косинусный трансформатор, ротор которого закреплен на маятнике, а статор – на корпусе. Амплитуды выходных напряжений изменяются в зависимости

от угла поворота маятника. Аналогично устроен и датчик зенитного угла, укрепленный на маятнике датчика положения отклонителя. Напряжения снимаются с датчиков через контактные кольца.

Для уменьшения нагрузок на элементы конструкции инклинометрического датчика корпус заполняют кремнийорганической жидкостью с плотностью 1500...2000 кг/м^3, которая одновременно демпфирует возникающие колебания при работе в условиях сильных вибраций.

Скважинные испытания показали, что при поднятом над забоем долоте и расходе бурового раствора 0,03...0,04 м^3/с погрешность измерений не превышает для датчиков азимута и отклонителя ±1°, для датчика зенитного угла ±0,5°. При работе непосредственно в процессе бурения погрешность составляет ±3° по азимуту и положению отклонителя и ±1° по зенитному углу. Отсюда следует, что при необходимости точных измерений достаточно приподнять долото над забоем, хотя точность, полученная в процессе бурения, вполне достаточна, так как сравнительные измерения инклинометрами на каротажном кабеле типа КИТ дали в одной скважине расхождение 5°, в другой – 15°, что, вероятно, связано с погрешностью серийных кабельных инклинометров.

Схема обработки сигналов датчиков вносит погрешность при изменении температуры от 0 до 100 °С по зенитному углу 12°, по углам положения отклонителя и азимуту 1,5...2°.

Для устранения влияния растягивающего усилия, вызванного перепадом давления на турбобуре в блоке технологических параметров, введена компенсация. Кольцо с наклеенными на него полупроводниковыми тензорезисторами зажато между компенсирующим цилиндром и упором на корпусе. При возникающем перепаде давления компенсирующий цилиндр и корпус растягиваются в разные стороны, причем величина растяжения цилиндра подобрана так (выбором площади, на которую действует давление), чтобы она была равна деформации несущего корпуса. Тогда при воздействии давления жидкости сила сжатия кольца с наклеенными ПТР будет близка к нулю.

С целью устранения влияния внешних условий на точность измерений в схему измерения введена автоматическая периодическая установка нуля, осуществляемая при каждом начале рейса и управляемая от датчика оборотов.

Погрешность измерения осевой нагрузки составляет ±2 кН при максимальной измеряемой нагрузке 500 кН.

Структурная схема скважинной аппаратуры системы "Забой" приведена на рис. 2.82. В соответствии с программой опроса, вырабатываемой программным устройством *1*, все блоки по сигналу опроса выдают данные измерений в виде пачек импульсов на общую информационную шину.

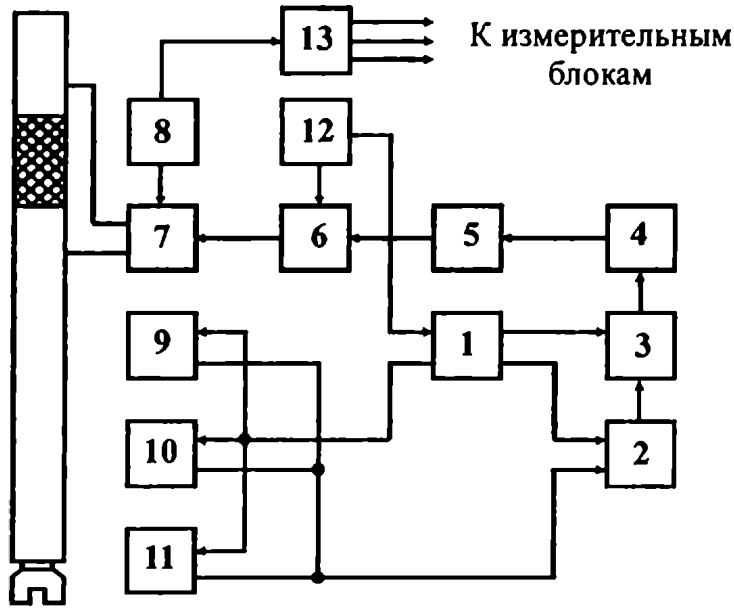


Рис. 2.82. *Структурная схема скважинной аппаратуры системы "Забой"*

С выхода счетчика числа импульсов *2* по сигналу с программного устройства *1* информация перезаписывается в запоминающее устройство *3* с целью дальнейшего преобразования. Одновременно с передачей информации по каналу связи идет опрос блоков. Информация в параллельном коде поступает на шифратор *4*, управляющий генератором шумоподобных сигналов *5*. С выхода этого генератора последовательный код подается на модулятор *6*, где несущая частота 7,5...10,0 Гц манипулируется по фазе кодом шумоподобного сигнала, который управляет коммутатором *7* электромашинного генератора *8*.

Опрос блоков измерительных датчиков *9–11* производится программным устройством *1*, управляемым генератором тактовых импульсов *12*. Питание всей электрической схемы скважинной аппаратуры осуществляется от блока стабилизированного питания *13*.

Электронные блоки системы "Забой" выполнены полностью на интегральных микросхемах, что упрощает настройку и повышает надежность.

На земной поверхности (см. рис. 2.80) сигнал поступает в приемное устройство, где после обработки согласованными цифровыми фильтрами производится распределение по каналам: технологическому, геофизическому, направления бурения. Все параметры регистрируются цифровым регистратором; одновременно геофизические параметры поступают на аналоговый регистратор для регистрации в функции глубины по сигналам, поступающим от глубиномера.

На табло, установленном на скважине, высвечиваются данные направления бурения скважины и технологические параметры, используемые для управления процессом бурения.

Испытания системы "Забой" в скважинах Татарстана и Башкортостана показали ее высокую работоспособность. Она удобна в эксплуатации и имеет надежную конструкцию.

2.8.4. Система забойная телеметрическая "АЗИМУТ-4"

Телесистема "АЗИМУТ-4" предназначена для оперативного управления проводкой наклонно направленных и горизонтальных скважин при турбинном бурении с использованием беспроводного электромагнитного канала связи (рис. 2.83).

Достоинства и преимущества:

- возможность ориентирования отклонителей в вертикальных участках ствола скважин;
- непрерывное измерение и регистрация инклинометрических параметров;
- повышение точности проводки горизонтального участка скважин путем ориентирова-

Рис. 2.83. *Общий вид скважинного прибора системы* "АЗИМУТ-4"

ния аппаратуры относительно кровли и подошвы пласта с помощью канала ГК.

Техническая характеристика

Диапазон измерений, град.:
- зенитного угла ..... (0…100)±0,4
- азимута ..... (0…360)±2
- угла установки отклонителя ..... (0…360)±2

Диапазон измерения естественной радиоактивности (ГК), мкР/ч ..... 0…100
Максимальная рабочая температура, °С 80
Максимальное рабочее давление, МПа 60
Дальность действия канала связи в разрезах с удельным сопротивлением >20 Ом·м, м 5000
Максимальный расход бурового раствора, при котором сохраняется работоспособность аппаратуры, л/с 15
Габаритные размеры, мм:
- диаметр 170
- длина 5700

Масса, кг 280

2.8.5. Телеизмерительная система МАК-170 (108)

Телесистема МАК-170 (МАК-108) предназначена для бурения скважин диаметром 120 мм, отличается конструктивно габаритами, функциональная схема такая же, как в ЗИС-4М1. Улучшены характеристики аппаратуры (см. рис. 2.72). Турбогенератор имеет магнитную муфту, уменьшена длина электрического разделителя.

Наземная аппаратура (наземный интерфейс) выполнена в другом конструктиве, предусматривается настольное размещение, не отличается принципиально от наземного приемника телесистемы ЗИС-4М1. Ресурс работы электроники телесистем типа МАК – 10^4 ч.

Технические характеристики забойных телесистем типа МАК приведены в табл. 2.28.

Технология кустового бурения наклонно направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин Западной Сибири предусматривает геолого-технологический контроль всех процессов на буровой, выполнение бригадой геолого-технологических исследований информационно-измерительным комплексом, он размещается во ввозимом балке и включает связь со всеми наземными датчиками, установленными на буровой. Это контроль глубины скважины, ме-

ханическая проходка, контроль циркуляции бурового раствора, давление на стояке, вес на крюке, контроль спускоподъемных операций и др. Результаты измерений регистрируются и отображаются на дисплее монитора ПЭВМ.

Наземная аппаратура телесистем ЗИС-4М1 (МАК-1) размещается на столе или стене и соединяется с компьютером. Питание наземной аппаратуры подключается к питающей сети станции. На вход приемника телесистемы подключаются приемные антенны. Место их заземления в каждом конкретном случае надо выбирать исходя из возможных условий заземления и помеховой обстановки. Многолетний опыт эксплуатации систем с электромагнитным каналом связи забой–устье показал, что наиболее благоприятным является заземление от буровой вышки и заземлителя, бросаемого в приемную емкость бурового раствора.

Благоприятным условием является заземление антенны в канаве (низине) на расстоянии 50...70 м от буровой.

В тех случаях, когда на разбуриваемом кусте скважин есть законченные бурением обсаженные скважины, заземление от обсаженных скважин является предпочтительным.

При приезде на буровую телесистема проверяется на работоспособность и монтируется в компоновку бурильной колонны после УБТ и немагнитной ЛБТ. При монтаже обязательно надо проверить установку фильтра выше турбоагрегата системы и при навинчивании квадрата. Это предотвратит возможное заклинивание турбины при попадании заклинивающих предметов (из дерева или других материалов).

Инженер-оператор станции геолого-технологического контроля, ведущий контроль всех технологических параметров процесса бурения и других работ буровой бригады (спускоподъемные операции, промывка скважины, ремонт оборудования и др.) обеспечивает также применение забойных телесистем для управляемого бурения. В соответствии с геолого-техническим нарядом телесистема монтируется в компоновку бурильного става на ответственных участках траектории скважины (набора кривизны или падения угла кривизны, пологом и горизонтальном участках).

Повышенные требования к точности проводки скважин при кустовом бурении требуют изменения технологии бурения. Прежде всего, необходимо обеспечить метрологические гарантируемые параметры. Для этого перед выездом на буровую необходимо про-

вести контрольную проверку угловых измерений в поверочной установке. Перед установкой скважинного прибора в компоновку бурильной колонны требуется проверить весь тракт телесистемы, подключив питание скважинного прибора от отдельного специального трансформатора, нагрузив передатчик на низкоомную нагрузку и подав на вход приемника телесистемы сигнал от передатчика через аттенюатор, имитирующий затухание сигнала в канале связи.

Изменяя положение аппаратурного блока скважинного прибора в пространстве (два, три положения), необходимо убедиться в работоспособности прибора после транспортировки на буровую.

На мостках поместить аппаратурный контейнер скважинного прибора в защитный корпус и, смонтировав в комплексе с турбоагрегатом, убедиться в правильности монтажа и наличия электрических соединений.

Для этого от специального электродвигателя с редуктором через "ласточкин хвост" обеспечивается вращение лопастей турбоагрегата. Измеряя на нагрузке (на верхней и нижней частях электрического разделителя) напряжение передатчика, можем с полной уверенностью гарантировать ее работоспособность в процессе бурения.

Если требуется выполнить контрольные измерения на каком-то ранее пробуренном участке, необходимо навернуть квадрат и включить циркуляцию бурового раствора. Выполнив контрольные измерения, отвернув квадрат, продолжают спуск бурильной колонны в интервал бурения.

Следует напомнить, что монтаж телесистемы должен производиться в следующей последовательности: долото, забойный двигатель, отклонитель или стабилизатор, УБТ, немагнитная вставка длиной 9...12 м из материала 1Х18 или ВТ-6, телесистема и далее бурильные свечи, квадрат.

Немагнитная вставка необходима для исключения влияния магнитных масс на магнитное поле вблизи датчиков измерения магнитного поля.

При спуске колонны бурильных труб за счет быстрого спуска начинает вращаться турбоагрегат, на экране монитора в режиме "draw" отчетливо просматриваются отрывистые сигналы, при включении циркуляции сигналы от забойных датчиков начинают поступать к наземному приемнику. Уровень полезного сигнала может достигать 300...400 мВ, поэтому в приемнике предусмотрен переключатель ослабления сигнала. На больших глубинах уровень

полезного сигнала начнет уменьшаться, поэтому для обеспечения нормальной работы системы в приемнике предусмотрено ступенчатое переключение коэффициента усиления усилителя.

При наличии значительных индустриальных импульсных помех в приемнике предусмотрена регулировка полосы пропускания.

Имея данные компьютерного расчета уровня полезного сигнала по разрезу скважины для данного района буровых работ, несложно выбрать коэффициент ослабления или усиления усилителя, программой предусмотрена регистрация уровня сигнала на входе АЦП. Он должен быть в пределах 0,1...0,15 В.

Данные измерений высвечиваются на экране монитора и поступают в файл для хранения. Буровик-технолог использует эти данные для управления траекторией.

Следует обратить внимание, что отклонитель устанавливается с некоторой инерцией ввиду закручивания колонны при изменении осевой нагрузки, поэтому изменять положение кривого переводника надо незначительным поворотом квадрата в столе ротора.

При необходимости уточнить зенитный угол и азимут без скручивания колонны достаточно оторвать бурильный инструмент от долота и, не выключая циркуляции, провести измерения углов. При этом значительно уменьшается вибрация бурильного инструмента (см. рис. 2.31).

При очередной смене долота или турбобура телесистема, встроенная в свечу, ставится на палец и при спуске колонны вновь монтируется в став.

При монтаже и демонтаже телесистемы на буровой обязательно должен присутствовать представитель службы геолого-технологического контроля (оператор). Это необходимо для контроля правильности подключения электрических разъемов, установки фильтров и правильной установки автоматического ключа при свинчивании, развинчивании резьбовых соединений.

После выполнения намеченных работ по проводке ННС на базе предприятия проводят профилактический осмотр элементов конструкции системы и контрольную проверку показаний измерителей углов (блоков преобразователей).

Перспективным является режим измерения в статике, при отключении циркуляции бурового раствора. Телесистемы МАК предусматривают такой режим. Он обеспечивается переключением программы при любом отключении циркуляции. В этом случае пи-

тание измерительной схемы, включая датчики, вторичный источник питания, микропроцессор и энергонезависимую память питаются от подзаряжаемого в процессе работы турбоагрегата аккумулятора напряжением 12 В. Передатчик при этом, естественно, отключен. Датчики опрашиваются по программе, и три усредненных значения результатов измерений поступают в память скважинного прибора. При включении циркуляции данные измерений поступают в канал связи по полной программе (синхропоследовательность + код Баркера + информационные файлы) и обрабатываются ПЭВМ.

Лучше всего такие измерения проводить при очередном наращивании бурильной свечи или при подъеме бурильной колонны для замены изношенного долота. Спустя 30 с система "timer" отключает схему от источника питания, предотвращая разряд аккумулятора.

Рекомендации по повышению дальности действия телесистем и надежности электромагнитного канала связи забой-устье

1. Снизить несущую частоту передаваемых сигналов (6,0; 2,0 Гц), перейдя на узкополосную передачу двухполярными фазоманипулированными сигналами. Это позволит уменьшить затухание сигнала вдоль бурильной колонны, особенно в условиях низкоомного разреза большой протяженности, повысить энергетический потенциал систем.

2. Для обеспечения условий согласования выходного сопротивления передатчика с нагрузкой необходимо увеличить длину нижнего электрода до 30...50 м, удалив от забоя диэлектрическую вставку, что особенно важно при использовании коротких винтовых забойных двигателей, длина нижней части электрода уменьшается до 15...20 м.

3. Предусмотреть автоматическое переключение режима работы передатчика на низкоомную или высокоомную нагрузку, обусловленную изменением сопротивления заземления в низкоомных или высокоомных горных породах геологического разреза.

Применение более совершенных приборов типа ИММ-73-120/60, ИОН-1 и др., спускаемых в наклонно направленную скважину на каротажном кабеле, позволяет повысить точность измерений, но не гарантирует необходимой точности проводки горизонтального участка. Требуемая погрешность аппаратуры для контроля траекторий наклонно направленных и горизонтальных скважин

MWD-системами должна составлять по зенитному углу и углу установки отклонителя – не более ±0,1°, по азимуту – не более ±0,25°.

Поэтому неслучайно предлагаемые зарубежными фирмами технологии проводки точно направленных скважин рассчитаны на точность измерения зенитного угла – (0...180±0,1)°, визирного – (0...360±0,1)° и азимутального угла – (0...360±0,2)°.

Для метрологической поддержки таких измерений необходимы регулярные поверки аппаратуры на средствах измерений с погрешностью не более ±2'.

Разработанный алгоритм угловых измерений с помощью жесткозакрепленных датчиков гравитационного и магнитного поля на основе пленочных акселерометров и магнитомодуляционных феррозондов позволяет обеспечить высокую точность измерений в процессе бурения скважин [114, 115].

Действительно, введя компьютерные поправки на неортогональность установки акселерометрических датчиков (транспонирование матрицы) и на температурные изменения чувствительности первичных преобразователей, удается в значительной мере уменьшить погрешность измерений [9, 73, 80, 111, 124].

Следует обратить внимание лишь на то, что, поскольку значения углов вычисляются через данные комплекса различных по физической основе датчиков измерений, необходимо обеспечить синхронность измерений.

Зенитный угол

$$Z = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{A_X^2 + A_Y^2}}{A_Z},$$

где A_X, A_Y, A_Z – нормированные значения (в пределах от –1 до +1) акселерометров с чувствительностью по осям X, Y, Z с учетом поправок на неортогональность и температуру.

Угол положения отклонителя

$$W = \operatorname{arctg} \frac{A_Y}{-A_X}$$ – вычисляется аналогично.

Азимутальный угол A рассчитывается по нормированным показаниям феррозондов F_X, F_Y, F_Z и вычисленным углам Z и W [73, 80]:

$$A = \operatorname{arctg} \frac{F_X \sin W + F_Y \cos W}{\left(F_X \cos W - F_Y \sin W\right)\cos Z + F_Z \sin Z}.$$

В отсутствие возмущений полей для контроля правильности этих замеров должны выполняться уравнения:

$$A_X^2 + A_Y^2 + A_Z^2 = 1 \text{ и } F_X^2 + F_Y^2 + F_Z^2 = 1 + T^2,$$

где $T = A_X F_X + A_Y F_Y + A_Z F_Z$.

Применяемые в телесистемах триады измерительных преобразователей гравитационного и магнитного полей Земли дают избыточную информацию для вычисления угловых параметров [80].

Например, зенитный угол и угол положения отклонителя могут быть вычислены по данным измерений двух акселерометров:

$$Z = \arcsin\sqrt{A_X^2 + A_Y^2};$$

$$W = \arcsin\left|\frac{A_Y}{\sqrt{A_X^2 + A_Y^2}}\right|,$$

а азимутальный угол A – по данным измерений A_X, A_Y, F_X, F_Y:

$$A = \arcsin\left|\frac{F_Y A_X - F_X A_Y}{\sqrt{A_X^2 + A_Y^2}}\right|.$$

Максимальные теоретические погрешности в определении угловых параметров:

$$\Delta Z \le |\Delta A_X| + |\Delta A_Y| + |\Delta A_Z|,$$

$$\Delta W \le |\Delta A_X| + |\Delta A_Y| \le 2\Delta A^*,$$

где ΔA^* – усредненная погрешность $\le 5 \cdot 10^{-4}$g.

Максимальная ошибка в определении азимута

$$|\Delta A| \le \sqrt{2} \cdot (5A + 2) \cdot \Delta A^*,$$

где $\Delta A^* \le \dfrac{\Delta A}{5\sqrt{2B} + 2\sqrt{2}}$;

B – тангенс угла магнитного наклонения (в Уфе $B = 3{,}73$).

Приведенные максимальные погрешности не учитывают возможности компьютерной компенсации, которая позволяет уменьшить погрешности до уровня $\pm(0{,}1\ldots0{,}15)^\circ$ по зенитному, азимутальному углам и углу разворота отклонителя.

Применение в качестве первичных преобразователей гравитационного поля ортогональных (A_X, A_Y, A_Z) акселерометрических датчиков на основе пленочных акселерометров и измерения магнитного поля с помощью сосредоточенной триады феррозондов F_X, F_Y, F_Z, жестко закрепленных в корпусе, сняло проблему влияния вибраций и ударов. Их надежная работа в условиях вибраций и ударов до 1000 g, стабильность характеристик позволили при внесении компьютерных поправок вычислять углы и обеспечить точность измерений во всем диапазоне углов с погрешностью ±0,1°.

В процессе эксплуатации телесистем с электромагнитным каналом связи возникает вопрос соответствия измерения угловых параметров скважины, получаемых непосредственно в процессе бурения телесистемой, реальным, получаемым высокоточной аппаратурой на кабеле значениям кривизны скважины.

Инклинометрические датчики, как и телесистема в целом, в процессе бурения подвергаются механическим перегрузкам, возникающим от вибраций и ударов при бурении. Вибрации и удары могут иметь различное направление: как осевое направление – при резкой нагрузке и разгрузке бурильной колонны на забой, так и вращательное (крутильное), возникающее при вращении долота.

На основании анализа, выполненного А.А. Сараевым по результатам эксплуатации ЗИС-4М с 1997 по 2001 г. в ООО "Рекомгео" при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин, выявлены отклонения показаний датчиков телесистем от способа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), массы КНБК и магнитного азимута бурящихся скважин.

На точность измерений зенитного угла в процессе бурения оказывают влияние:

1. Воздействие вибраций;
2. Величина искривления турбобура;
3. Удаленность датчика зенитного угла от точки искривления турбобура;
4. Направление движения долота в зависимости от положения отклонителя;
5. Нагрузка на долото при бурении, придающая дополнительный изгиб бурильному инструменту.

Погрешности, обусловленные воздействием вибраций, рассмотрены в [112] и показано, что погрешность измерений датчиком зенитного угла на принципе отвеса зависит от угла положения, частоты и уровня вибраций.

Все остальные указанные причины влияют на геометрическое расположение телесистемы в скважине, за счет которого и возникает погрешность измерений (рис. 2.84). Четвертую и пятую составляющие погрешности можно уменьшить, измеряя зенитный угол при отрыве от забоя, когда нагрузка на долото отсутствует, и при положении отклонителя, равном "нулю" (погрешности для этого случая исследованы (табл. 2.31).

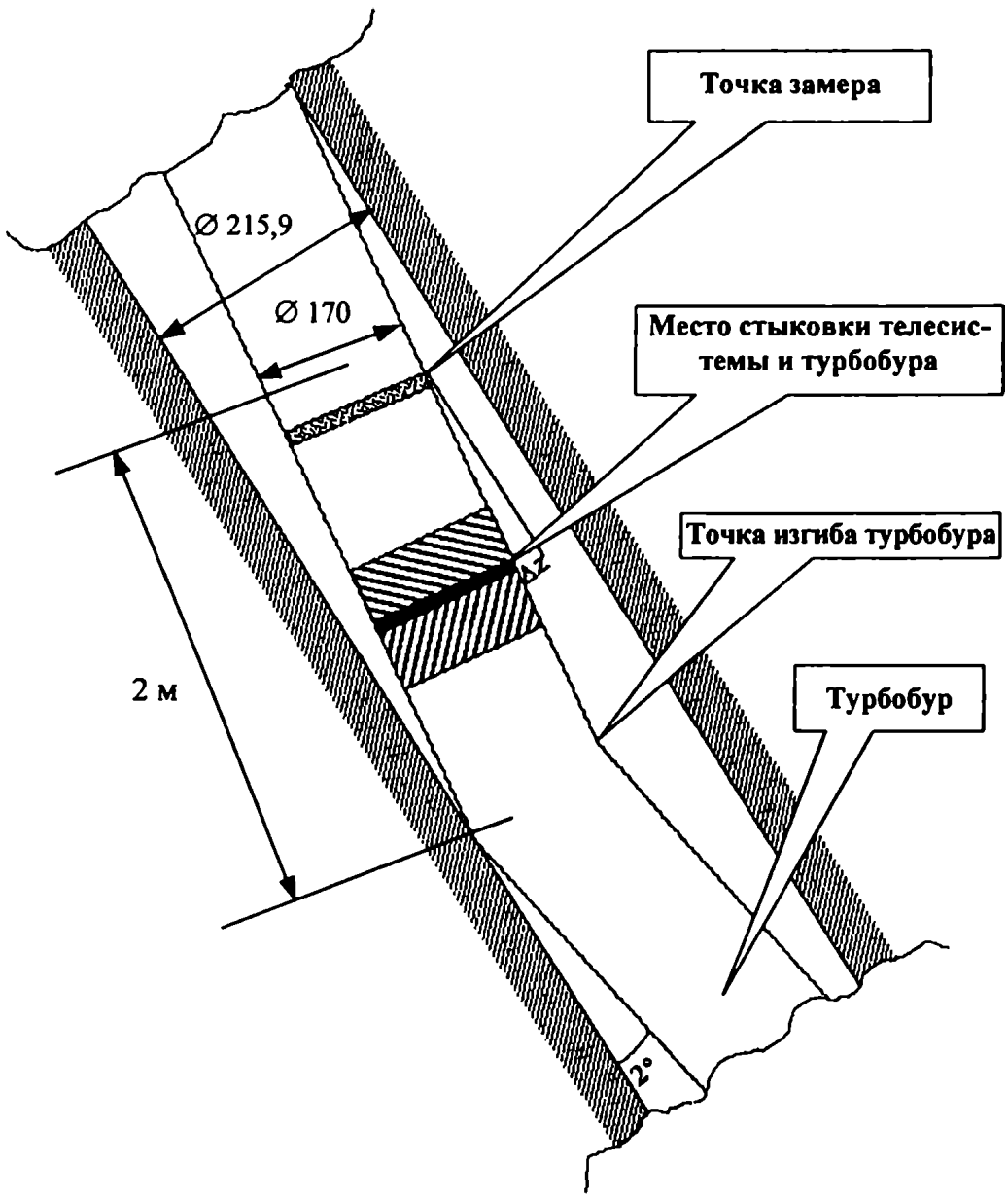


Рис. 2.84. *Геометрическое расположение телесистемы в скважине*

Вторая и третья составляющие погрешности измерения зенитного угла исследованы по результатам бурения более 600 скважин.

Таблица 2.31

Погрешность измерений зенитного угла при различных компоновках бурильного инструмента

Компоновка бурильного инструмента	Значение погрешности измерения зенитного угла, град., при угле перекоса турбины			
	0,5°	1,0°	1,5°	2,0°
ΔZ, с немагнитным разделителем, l = 3,5 м	0,1	0,15	0,2	0,2
ΔZ, без немагнитного разделителя	0,2	0,25	0,3	0,35
ΔZ, с немагнитным разделителем, l = 5 м	0,05	0,1	0,1	0,1
ΔZ, с немагнитным разделителем, l = 5 м и УБТ-172 l = 8 м	0	0,05	0,05	0,1

Из табл. 2.31 видно, что применение удлиненных немагнитных разделителей l = 5 м (они входят в комплект телесистемы) и утяжеленных бурильных труб (УБТ) для удаления точки замера зенитного угла от места искривления турбобура снижают погрешность измерений не менее чем в 2 раза. Приведенные в табл. 2.31 значения ΔZ необходимо учитывать при проведении измерений траекторий скважин в процессе их строительства.

На измерения азимутального угла оказывают влияние: величина зенитного угла, магнитный азимут скважины в данной точке, масса КНБК. С ростом зенитного угла возрастают погрешности измерения азимута. При измерениях азимута от 0 до 180° телесистема занижает значения азимута, при измерениях азимута от 180 до 360° – завышает, а в точках 90° и 270° погрешность измерений имеет максимальные значения. На рис. 2.85 представлены характерные примеры погрешностей в показаниях при измерении азимута телесистемой ЗИС-4М в процессе бурения и гироскопическим инклинометром на кабеле после бурения.

Масса КНБК (магнитная масса) искажает магнитное поле в зоне измерения магнитомодуляционными датчиками поля, в результате данные измерений азимутального угла отличаются на ΔA от измерений без влияния магнитных масс. Статистические данные погрешностей измерения азимутального угла на основе проведенного анализа более 600 скважин, пробуренных с помощью ЗИС-4М, сведены в табл. 2.32. Для проведения анализа зависимости показа-

ний азимутального угла от зенитного были исследованы два случая – при зенитном угле больше 30° и меньше 30°.

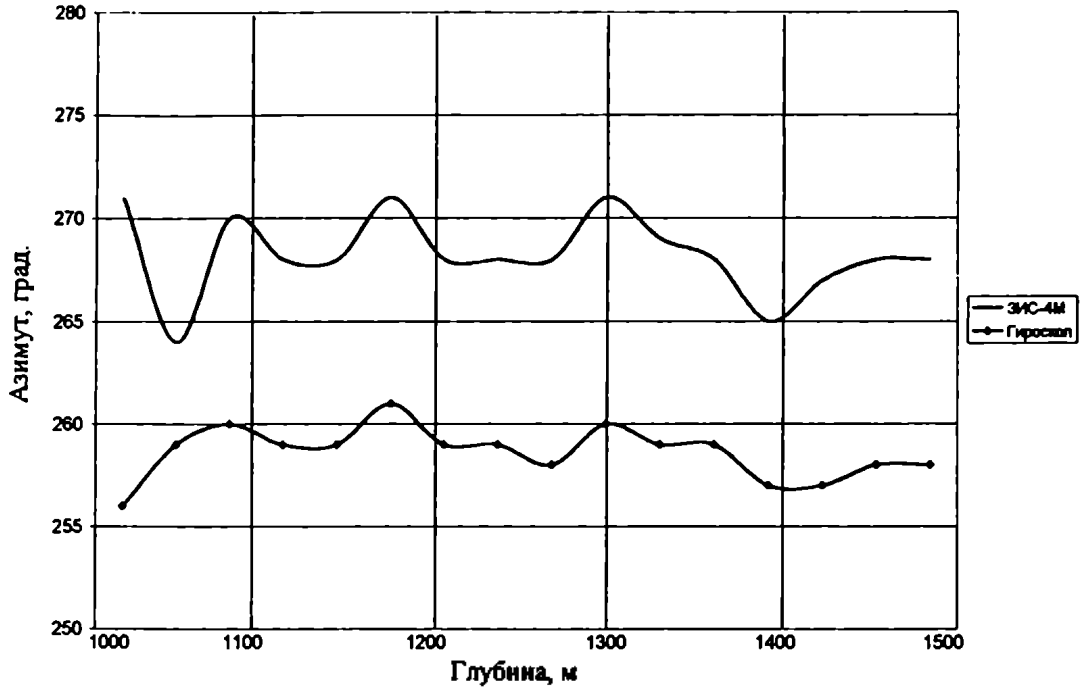


Рис. 2.85. *Сравнительные показания азимута телесистемы ЗИС-4М в компоновке с ЗТСШ-195 и гироскопа, пл. Ват-Еганская, куст № 134, скв. 4303-бис*

Таблица 2.32

Погрешность измерений азимутального угла при различных компоновках бурильного инструмента

Тип турбины	Зенитный угол >30°		Зенитный угол <30°	
	Азимут 0…180°	Азимут 180…360°	Азимут 0…180°	Азимут 180…360°
ЗТСШ-195, 25 м, 4000 кг	–12°	+12°	–8°	+8°
ДРУ-195, 8,5 м, 900 кг	–7°	+7°	–5°	+5°
ВШО-195, 9 м +УБТ-8 м, 2800 кг	–10°	+10°	–6°	+6°
ОШ-172, 3,5 м, 300 кг	–4°	+4°	–2°	+2°
ДРУ-195 + свеча ЛБТ 24 м, 900 кг	–2°	+2°	–0,5°	+0,5°

Приведенные данные погрешностей измерения зенитного и азимутального углов выполнены на основе анализа измерений, проводимых с помощью ЗИС-4М с инклинометрическими датчи-

ками, производимыми Курским приборостроительным заводом и имеющими механически подвижные чувствительные элементы достаточно большой массы.

Таким образом, выполненные исследования показали необходимость при измерениях аппаратурой ЗИС-4М учета этих систематических ошибок. Для зенитного и азимутального углов – вносить поправки в показания в зависимости от компоновки бурильного инструмента обязательно.

Для оценки влияния магнитных масс на показания феррозондов А.А. Сараевым были проведены экспериментальные исследования. Была изготовлена катушка индуктивности в виде соленоида с проходным сечением 220 мм. Соленоид запитывался напряжением от промышленной сети 220 В. Перед бурением нижняя часть бурильной колонны (КНБК) пропускалась внутри данного соленоида, что приводило к размагничиванию колонны (контроль производился буссолью). После опускания компоновки на забой, в первые 10...20 мин после начала работы, показания магнитомодуляционных датчиков телесистемы не отличались по измеренным значениям азимутального угла от измерений инклинометрами на кабеле. Однако в процессе работы (вращения) турбин и, следовательно, вся КНБК намагничивалась, вновь внося погрешность в измерения азимута.

Самым эффективным способом уменьшения погрешностей угловых измерений является применение замера инклинометрических параметров в статике.

Методика проведения измерений в статике такова:

- отключение циркуляции бурового раствора и тем самым отключение питания скважинной части телесистемы дает сигнал процессорному устройству к проведению измерения;
- выдерживается пауза 1...2 мин для того, чтобы снять механическое напряжение с колонны бурильных труб и дать им возможность принять неподвижное положение;
- производится 3 независимых измерения за счет питания аккумуляторов телесистемы;
- полученные результаты записываются в память скважинной электроники;
- при возобновлении циркуляции бурового раствора (включения передатчика) измерения в статике передаются на поверхность.

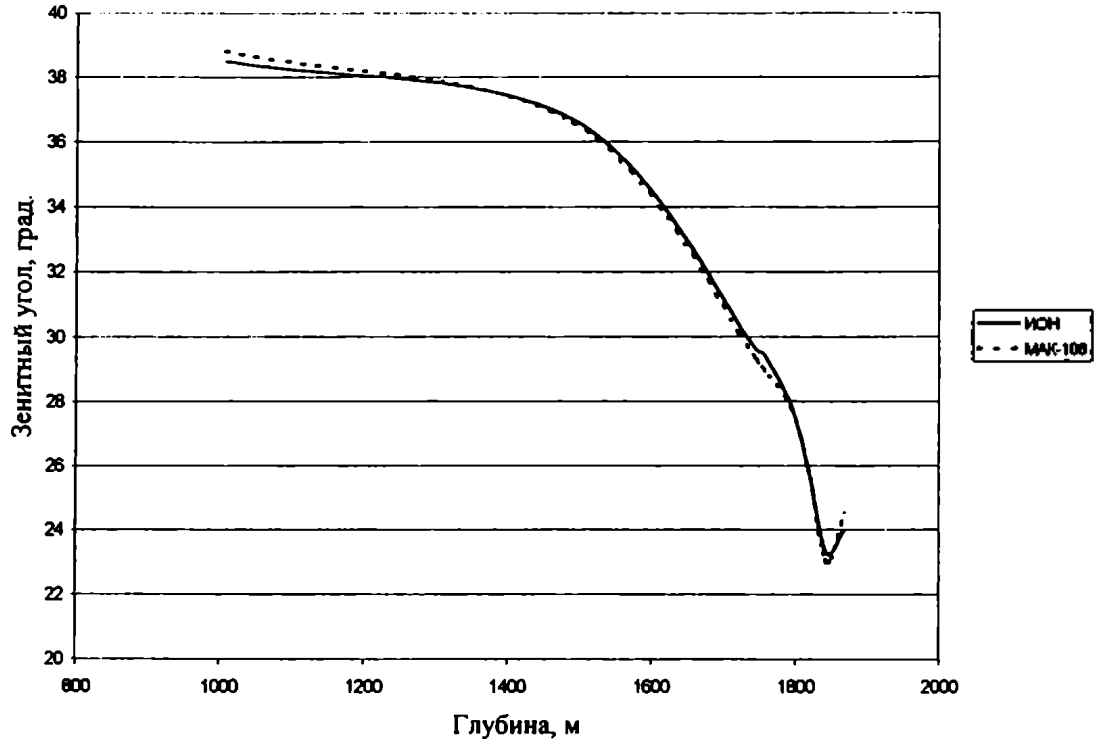


Рис. 2.86. *Сравнительные показания телесистем МАК-170 (с замером в статике) и кабельного инклинометра ИОН-1, мтс Быстринское, сентябрь 2001 г.*

После оснащения аппаратуры ЗИС-4М, МАК-170 (108) узлами, позволяющими производить замеры в статике, результаты проводки скважин были качественно улучшены (рис. 2.86).

2.8.6. Система MWD ЗТС-42, 54 с беспроводным электромагнитным каналом связи

Эта система предназначена для инклинометрических измерений в процессе бурения боковых стволов из нефтяных и газовых скважин (рис. 2.87).

Особенности и преимущества:

- сокращает время бурения скважин, позволяет производить измерения без остановки бурения;
- повышает качество проводки;
- позволяет управлять траекторией бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с радиусом кривизны до 12...15 м;
- обладает возможностью измерения в статике.

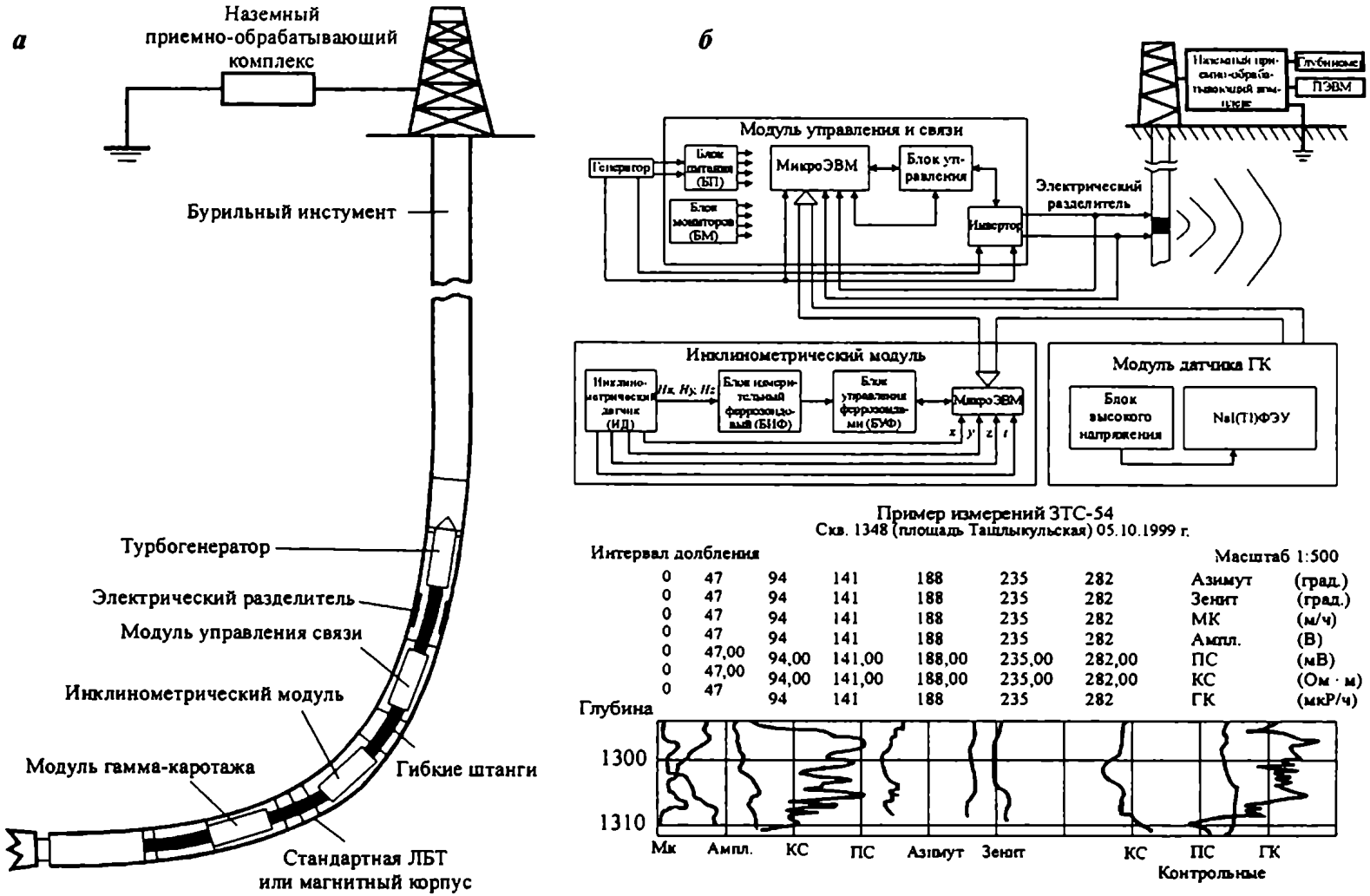


Рис. 2.87. ***Телесистема ЗТС-54:*** ***а*** **– функциональная схема;** ***б*** **– структурная схема**

Техническая характеристика

Диапазон измерений, град.:
- зенитного угла ..... (0…180)±0,1
- азимута ..... (0…360)±1
- визирного угла ..... (0…360)±0,1

Габаритные размеры скважинного прибора, мм:
- диаметр модулей 42; 54
- длина модулей по муфтам 105
- длина модулей 1000

Масса, кг 50

2.8.7. Телесистема ЗТС-42* с комбинированным каналом связи

Общая компоновка системы приведена на рис 2.88, а технологическая схема измерений – на рис. 2.89 [33].

Скважинные модули *3* на одножильном кабеле *5* спускаются в бурильные трубы на заданную глубину. Если спуск запланирован в интервал, где зенитный угол превышает 55°, необходимо специальное оборудование для доставки модуля на забой (лубрикатор, зонтичное устройство для продавки потоком бурового раствора и др.).

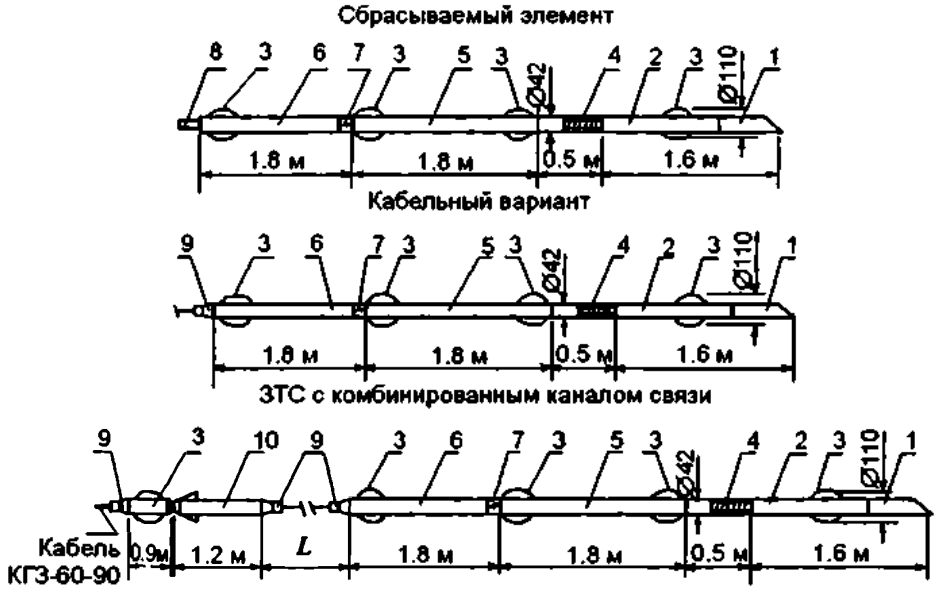


Рис. 2.88. *Общая компоновка скважинной аппаратуры ЗТС и варианты ее сборок*: *1* – перо ориентирующее; *2* – удлинитель; *3* – центратор рессорный; *4* – демпфер; *5* – модуль ГК; *6* – модуль датчиков; *7* – соединитель; *8* – колпак баростойкий; *9* – наконечник кабельный; *10* – передатчик

* Разработка НПЦ "Тверьгеофизика" и ОАО "ВНИИГИС".

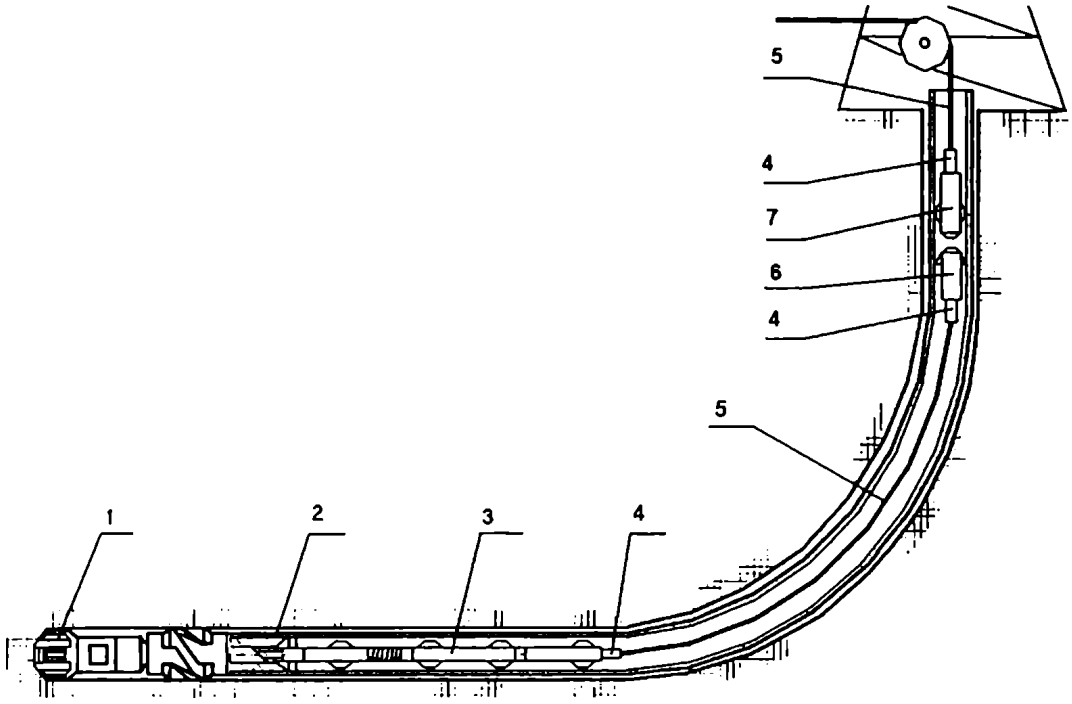


Рис. 2.89. *Технология исследований ГС системой ЗТС-42 в процессе бурения:*
1 – долото; *2* – "кривой" переводник; *3* – ЗТС; *4* – кабельный наконечник; *5* – каротажный кабель; *6* – передатчик; *7* – приемник

Над долотом и шпинделем винтового двигателя (верхней секцией турбобура) *1* расположена немагнитная УБТ, ее низ выполнен специальным посадочным местом *2*, в который ориентировано садится фигурный хвостовик модуля. На верхний конец кабеля, заканчивающийся кабельным наконечником *4*, устанавливается головка передающего устройства *6*, которая закрепляется в теле находящейся у устья бурильной трубы.

Далее проводятся наращивание инструмента и бурение, либо доставка системы к забою ГС. По мере углубления в колонну труб с установленной периодичностью на кабеле *5*, соединенном с компьютером, спускается считывающее устройство (приемная головка) *7*. После считывания данных, накопленных в автономном блоке системы, проводится очередное наращивание и бурение продолжается.

При использовании системы в режиме многоточечного сбросового инклинометра она (без кабеля) сбрасывается на забой, оборудованный немагнитной УБТ перед подъемом бурильного инструмента, запись ведется при подъеме инструмента.

При работе с ЗТС-42 трудоемким процессом является этап спуска считывающего устройства *7* (см. рис. 2.89), и поэтому со-

вместными усилиями разработчиков НПЦ "Тверьгеофизика" и ОАО "ВНИИГИС" предложено и апробировано в скважинах введение в конструкцию вместо акустического излучателя (*6* на рис. 2.89) вставки-разделителя и забойного генератора сигналов электромагнитного канала.

Техническая характеристика

Длина скважинного прибора в полной сборке, м 7,4
Длина считывающего устройства, мм 96
Диаметр по всей длине, мм 42
Масса скважинного прибора, кг 36
Рабочее давление на забое ГС, МПа 60
Рабочая температура на забое, °С 100
Максимальное проходное сечение
для спуска с центраторами, мм 58
Точность измерительных каналов
Зенитный угол, град. .....(0…180)±0,2
Азимут, град. .....(0…360)±1,5 (для широт < 70°)
Естественная гамма-активность, %:
аппаратурная ..... ±5
статистическая ..... ±2
динамическая ..... ±6
Давление на забое, МПа ..... (0…100)±0,15 %
Температура на забое, °С ..... (0…100)±0,3 %

2.9. ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Рост объемов и рентабельность наклонно направленного бурения, разработка месторождений нефти и газа горизонтальными скважинами, обеспечивающими дебиты, в 4…8 раз больше, чем вертикальными, за счет более протяженного контакта скважины с продуктивным пластом, при затратах на одну скважину всего лишь в 1,2…1,5 раза больше, чем строительство вертикальной скважины, привели к резкому скачку использования телеизмерительных систем [63, 125, 133, 155, 173].

В последние годы появилась достаточно обширная информация о системах MWD и LWD [146–150, 175, 201, 207, 223, 225, 227, 228].

Из анализа фондовых материалов, доступных публикаций, в том числе в Интернете, патентов представляется типовой вариант модульной системы LWD, большинство фрагментов которого присуще большинству из рассматриваемых зарубежных систем (рис. 2.90).

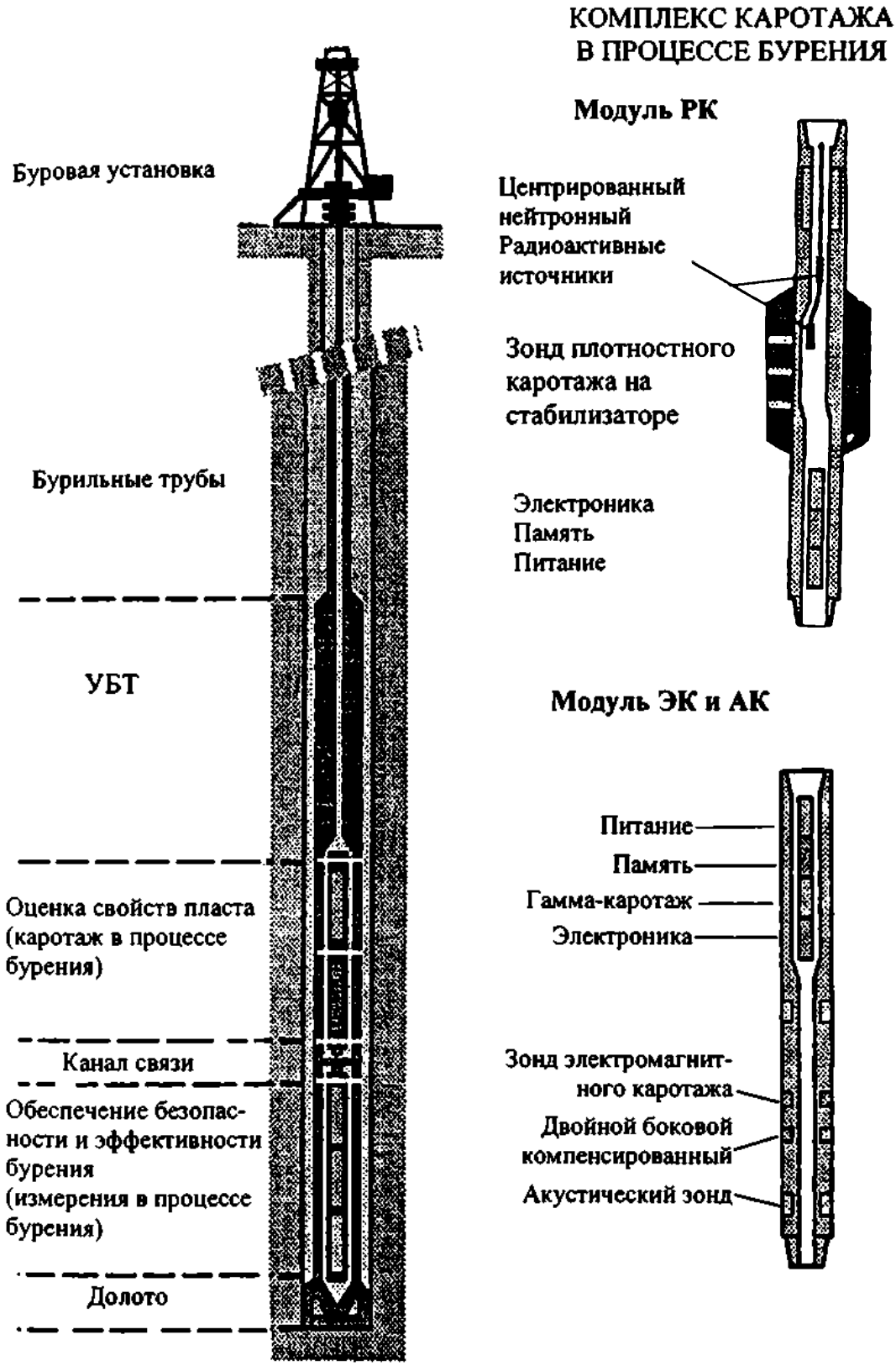


Рис. 2.90. *Примерная модель построения зарубежных комплексов каротажа в процессе бурения (система LWD)*

2.9.1. Система бурения и каротажа Anadrill Schlumberger

При бурении ГС фирма использует три типа профилей [146]:

1. Скважины с большим радиусом кривизны (300...900 м) и интенсивностью искривления 2...6° на 30 м.

2. Скважины со средним радиусом кривизны (40...200 м) и интенсивностью искривления 5...10° на 30 м.

3. Скважины с малым радиусом кривизны (5...10 м) и интенсивностью искривления 5...10° на 10 м.

В последнее время часто используются два типа профилей (с двумя участками искривления), в особенности, когда расстояние от устья до забоя по горизонтали велико. Ниже приведен пример, когда это расстояние равно 8 км (рекорд Anadrill на сегодняшний день).

Скважины с двумя криволинейными участками привлекательны тем, что минимизируют момент сопротивления вращению колонны и усилия по коррекции траектории, если фактический геологический разрез отличается по глубине от проектного.

1. Скважины первого типа бурят, в основном, традиционным оборудованием. Этот профиль применяется, когда проектная длина горизонтального ствола превышает 1500 м. При этом возникают проблемы очистки горизонтального ствола от шлама и стабильности ствола. Для их решения применяются более мощный насос и специальные растворы с особыми средствами очистки.

2. Для бурения скважин 2-го типа используют или традиционное оборудование, или специальные компоновки низа бурильной колонны, включают гибкие элементы бурильных труб. Горизонтальный участок для данного профиля не превышает 900 м из-за высокого сопротивления перемещению и вращению труб.

3. Для бурения скважин 3-го типа привлекают специальное оборудование: бурильные колонны уменьшенной жесткости и диаметра (150...160 мм), забойные двигатели с шарнирами на концах и между секциями, коленчатые шарнирные бурильные трубы и гибкие трубы большой длины (несколько километров). Из-за малого диаметра забойные двигатели имеют небольшую мощность, из-за особенностей геометрии не удается создать большой осевой нагрузки на долото: наличие шарнирных элементов создает осевые вибрации, влияющие на работу оборудования и геофизической ап-

паратуры. Все это ограничивает длину горизонтального участка величиной 200...250 м. Это обстоятельство может быть компенсировано бурением нескольких горизонтальных стволов из одного вертикального, чтобы создать значительный интервал дренирования коллектора, что и является основной задачей горизонтального бурения.

При составлении проекта бурения фирма использует математические модели для расчета моментов сопротивления вращению и продольному перемещению колонны, а также изгибающих усилий в сопоставлении с предельно допустимыми параметрами для данного оборудования.

Учитывается два режима бурения: с вращением буровой колонны при закрепленных параметрах отклонителя и с фиксированной колонной.

Специалисты по бурению отмечают, что для успешного горизонтального бурения весьма важен практический опыт, накапливаемый в данном регионе: на первых порах коэффициенты сопротивления продольному перемещению, вращению колонны на разных участках ствола известны весьма приблизительно. Они уточняются при регистрации режимов проходки первых скважин, накапливаемых в базе данных.

Фирма Anadrill от 75 до 90 % длины горизонтального ствола проходит с вращением бурильной колонны (увеличивается скорость бурения, ориентация ствола более стабильна). Криволинейные участки проходят с закрепленной колонной и работающим забойным двигателем (режим ориентации). Таким образом, ГС может быть пройдена одной компоновкой колонны (без подъема на поверхность). Для геофизики это означает необходимость иметь внизу большую память для фиксации показаний геофизических зондов и последующего считывания на поверхности.

Большинство коммерческих телесистем передачи информации с забоя на поверхность, включая все системы Anadrill, используют гидродинамический канал внутри бурильной колонны (так называемый гидроимпульсный канал связи). В простейшем варианте передаются инклинометрические замеры и угол установки отклонителя, который может определяться магнитным методом для зенитных углов до 8° и гравитационным методом – в остальных случаях. Обычно измерения передают при неподвижной колонне через 9 м (при наращивании очередной секции колонны).

Сложные телесистемы, описываемые подробно ниже, перед ют информацию от комплекса ГИС (ГГК, ННК, АК, ГК, БК, ИК) комплекса параметров бурения (включая инклинометрию):

- осевая нагрузка и момент на долоте. Сравнение этих величи с измерениями наземными датчиками позволяет оценить сопрс тивление колонне;
- частота вращения забойного двигателя в сочетании с парамет рами расхода раствора позволяет оценить режимы бурения и изно долота;
- измерение ударных нагрузок и вибрации низа колонны также позволяет влиять на режим бурения, предотвращая поломки аппаратуры и оборудования;
- инклинометрические замеры.

Один из современных вариантов гидроимпульсной телеметрии назван "PowerPulse". Скорость передачи информации – до 10 бит/с. Это – предельная пропускная способность для гидроимпульсного канала связи. Ее недостаточно для передачи всей информации в реальном времени. Поэтому устройство передает минимально необходимую информацию (инклинометрия, КС, ГК, АК и т. д.), которая требуется для оценки траектории ствола, режимов работы и идентификации разреза. Остальная информация запоминается в памяти для последующего считывания на поверхности. Источниками энергии являются турбина и электрогенератор, приводимые в движение нисходящим потоком бурового раствора, для систем большого диаметра (М10, М3) и батарейное питание для систем малого диаметра (Slim1). Ресурс литиевых батарей 150...800 ч, ресурс щелочных аккумуляторов 50...250 ч. Объем твердотельной памяти для хранения ГИС выбирается сопоставимым, таким образом, чтобы исключить лишние подъемы колонны на поверхность, например, только для считывания информации.

Зонды CDN (compensated density/neutron/P_E) представляют сборку двухзондовой комбинации литоплотностного ГГК и двухзондового ННК. Детекторы находятся в стенке бурильной трубы, а нейтронный и гамма-источники на специальном съемном держателе расположены внутри бурильной трубы, причем в случае аварии есть возможность их удаления на поверхность специальным съемником (на кабеле или гибкой трубе, см. рис. 2.90). Зонды расположены непосредственно над телеметрической системой, куда передают информацию непосредственно. Последняя версия этой сбор-

ки называется ADN (Azimuthal Density neutron tool). Сообщено, что при вращении этой секции в режиме роторного бурения обеспечиваются азимутальные измерения.

Многозондовая система электрокаротажа CDR (compensated dual resistivity) имеет несколько конфигураций для роторного бурения, бурения с забойным двигателем и для режима ориентации (включения отклонителя). Система имеет несколько кольцевых и точечных электродов, что при вращении колонны обеспечивает некоторого рода азимутальные измерения. Элементы могут располагаться на шпинделе или стабилизаторе (специальный прилив или утолщение бурильной трубы, предотвращающие поперечную вибрацию). В качестве нового элемента отмечено, что одним из электродов является долото. Это позволяет измерять электрическое сопротивление окружающих скважину горных пород, не искаженных проникновением фильтрата бурового раствора в пласт.

Пятиэлементный зонд имеет следующие параметры глубинности: 825, 724, 318, 419, 521 мм, двухэлементный – 457 и 305 мм. (Заметим, что параметры глубинности получены, по-видимому, расчетным путем, а три знака приведены для пущей важности.) Как видно, значения глубинности невелики, поскольку зонды не фокусированы.

Последняя версия этого прибора – RAB (Resistivity at the Bit tool).

Показания зондов электрокаротажа передаются на гидроимпульсную систему, расположенную выше на колонне на 3...5 м, специальной электромагнитной беспроводной телеметрией.

На коротком отрезке бурильной трубы имеется зонд ГК, который в случае ее вращения обеспечивает азимутальные измерения. На специальном коротком отрезке трубы может быть размещен также многоэлементный зонд АК.

Рекламная информация (OGJ, jan. 95) сообщает, что фирмой Anadrill создана многозондовая установка АК ISONIC* для проведения каротажа в процессе бурения. Установка содержит излучатель и 4 геофона. Регистрируется и записывается в память прибора полная волновая картина, а на поверхность в реальном времени по гидроимпульсному каналу связи передается только интервальное время для оперативной интерпретации. Этот зонд приобретает все большее значение в системе измерений и литологической интерпретации, выполняя дополнительную роль бесконтактного каверномера.

Специальный отрезок бурильной трубы содержит датчики крутящего момента и осевой нагрузки, внешних термобарических параметров, вибрационных нагрузок.

Имеются три набора систем фирмы Anadrill: M10, M3, Slim1. Последняя малогабаритная система (87 мм и выше) обеспечивает только инклинометрические измерения, поскольку задача размещения геофизических зондов в малых габаритах еще не решена. Суммарная длина сборки достигает для M10 – 7,6 м, для M3 – 13,7 м и для Slim1 – 11,6 м. Термостойкость: 150 °С – в стандартных условиях, 170 °С – по заказу.

Для оперативной интерпретации в реальном времени на устье создана система компьютерной обработки и интерпретации IDEAL (Integrated Drilling Evaluation And Logging). Она обрабатывает как параметры бурения (геолого-технологические исследования), так и каротажа. Система имеет экран бурмастера, экран и дистанционный экран для отображения всех операций для заказчика работ.

В систему закладывается проект бурения, который затем постоянно сопоставляется с реальными данными для внесения коррекции в траекторию ствола. Система обрабатывает механические параметры (крутящий момент наверху и внизу, осевые нагрузки, изгибающие моменты), гидравлические параметры (давления и расходы наверху, внизу и на выходе из скважины), увязывает их между собой для определения режимов работы оборудования и сопоставления их с предельно безопасными значениями. В базе данных системы находятся геолого-технологические параметры разреза данного региона, которые постоянно уточняются и пополняются новыми данными для коррекции новых проектов.

Блок оперативной геофизической интерпретации постоянно сопоставляет реальный разрез, проходимый буровым оборудованием, с проектными. Например, система позволяет выделить ГНК по максимуму ГГК и минимуму ННК. Разрешающая способность зондов электрокаротажа равна 0,15 м, и разноглубинные измерения позволяют судить о проницаемости и приближении ВНК или ГНК.

Совокупность геофизических измерений позволяет дать оперативную интерпретацию, обеспечивающую правильную траекторию ствола скважины (проектные значения всех параметров с необходимой коррекцией). Одной из главных задач является исключение дорогостоящих и медленных операций, связанных с перебуриванием, установкой цементных мостов, отклонителей и т. д. В системе заложены возможности и более глубокой интерпретации.

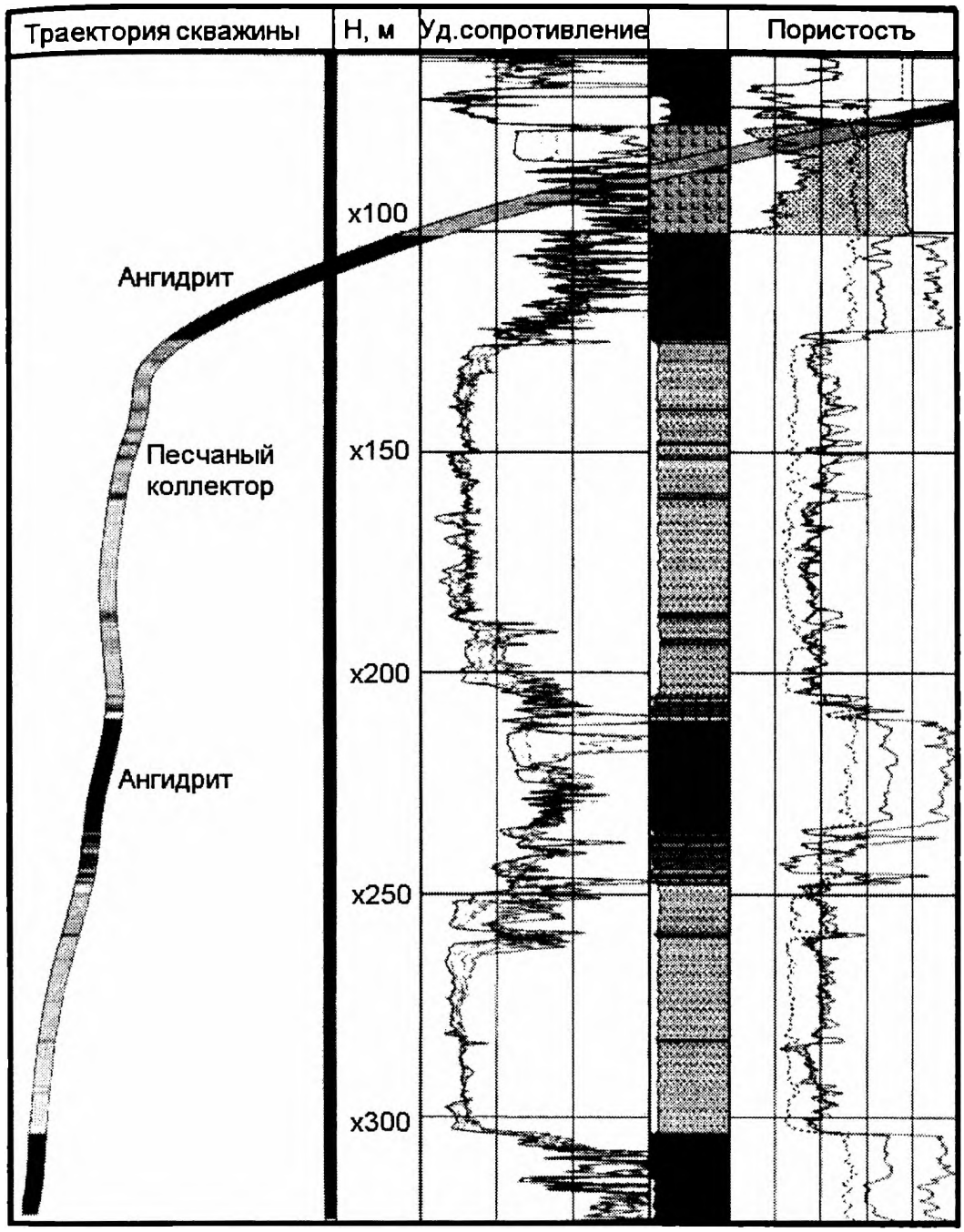


Рис. 2.91. *Пример исследований горизонтальной скважины аппаратурой фирмы Schlumberger*

Одним из последних достижений фирмы Schlumberger является расширение комплекса геофизических датчиков, обеспечивающих проводку скважин в пластах малой толщины.

Это достигается размещением технологических и каротажных зондов непосредственно над долотом или прямо на нем.

Система IDEAL включает в себя два новых измерительных узла:

1) прибор "Джиостиринг" – забойный двигатель – отклонитель, в шпиндельную секцию которого встроены датчики и передающее устройство;

2) прибор RAB – сопротивление на долоте – стабилизатор со встроенными датчиками. Производятся замеры гамма-излучения пород, электросопротивлений несколькими зондами (включая зонд на долоте) и таких технологических параметров, как зенитный угол, ударные нагрузки и частота вращения вала забойного двигателя.

Технической новинкой, позволившей разместить датчики ниже двигателя и непосредственно на долоте, является беспроводной канал связи. Эта телеметрическая линия с дальностью действия до 60 м связывает датчики на долоте с прибором MWD.

Поступившие по беспроводному каналу сигналы записываются системой MWD "Power Pulse" и в реальном масштабе времени передаются на поверхность по гидравлическому каналу.

Изменяя подачу насосов, можно передать с поверхности на забой команды по изменению набора данных, скорости их передачи и периодичности замеров.

Для прибора "Джиостиринг" разрешающая способность замеров электросопротивлений составляет порядка 1,8 м, для прибора RAB – около 0,6 м. Применяются "азимутальные" измерения.

На рис. 2.91 приведен пример исследований горизонтальной скважины фирмой Anadrill Schlumberger.

2.9.2. Система MWD фирмы Halliburton Energy Services

В соответствии с данными проспекта фирмы основные технологии считаются общепринятыми и поэтому не раскрываются. Параметры кривизны ствола, номинал диаметров бурения, по-видимому, соответствуют стандартам, сложившимся в отрасли, номиналы бурения меняются от 4¾ до 9½ дюйма [150].

Среди нормального ряда забойных двигателей Dyna-Drill D-500, D-1000, F-2000 последний может работать со специальным шпинделем, который передает вращение под углом 1°. Специальные стабилизаторы колонны (внешние приливы на элементах низа колонны) снижают нагрузки и улучшают режим бурения криволинейных участков с вращением колонны и без него.

Гидроимпульсная телеметрия MWD передает сигналы от стандартного набора датчиков углов ориентации, механических параметров, геофизических зондов (ГК, ННК, ГГК).

Как можно понять из намеков, существуют кодовые последовательности импульсов, которые меняют режимы работы: передача информации снизу на поверхность и передача управляющих сигналов сверху вниз рассчитаны на 200 ч работы. Твердотельная память внизу также имеет тот же ресурс. При подъеме колонны на поверхность записанная в память геофизическая информация считывается специальным индукционным устройством.

Программный комплекс CADDS (Computer-Aided-Design Drilling Service) управляет всеми операциями, связанными с планированием, составлением проекта, управлением режимами, обработкой и анализом материалов и коррекцией (если необходимо). Имеются программы планирования траектории скважины в соответствии с геолого-промысловой задачей, программы планирования компоновки низа колонны для реализации проектной траектории, программы анализа напряжений в колонне (сопротивление вращению и продольному перемещению в различных точках ствола), программы оценки гидравлики бурения (давления и расходы наверху и внизу колонны в сопоставлении с числом оборотов двигателя и момента на долоте), давления и расходов на выходе.

Анализ совокупности этих измерений позволяет оценить режимы проходки, предотвратить аварийные ситуации и оценить близость ствола к проектным величинам.

Оригинален инклинометрический анализ траекторий с учетом всех скважин данного куста. Приведены планы и профили скважин, буримых с морских платформ. В пределах прямоугольника 3 × 4,5 км расположены три платформы, на каждой из которых пробурено порядка 25 скважин. В таких условиях становится актуальной задача оценки аварийного пересечения стволов или прохождения в опасной близости (нарушение целостности крепления ствола, повреждение коллектора соседнего ствола случайным гидроразрывом, связанным с режимом бурения и т. д.).

Среди технических достижений последнего времени упомянута система управления траекторией скважины TRACS (Telemetry Regulated Angle Control System). Для компании British Petroleum на месторождении Witch farm пробурена скважина № 2. Параметры ГС: длина ствола 7527 м, вертикальная глубина 1500 м, отклонение

в плане устья от забоя примерно 6000 м. Скважина на 90 % была пробурена роторным бурением, при этом указанная система надежно выдерживала проектные параметры ствола.

2.9.3. Система измерений MWD фирмы Eastman Cristensen*

По данным фирмы [223, 225], проектируют три типа искривления ГС: 1) радиус кривизны 300...900 м (темп искривления 2...6° на 30 м по вертикали); 2) радиус кривизны 90...210 м, темп 8...20° на 30 м); 3) радиус кривизны 6...12 м, темп 3...9° на 10 м. Горизонтальный участок ствола равен соответственно 600...1500 м, 450...900 м, 90...200 м.

Эти параметры существенным образом определяют применяемый инструмент и элементы конструкции ГС. В проспектах приведены параметры нормального ряда бурильных долот и труб, параметры нормального ряда забойных двигателей винтового типа. При компоновке колонны для бурения ГС с большим и средним радиусом кривизны применяют одно- и двухсекционные двигатели с изменяемым углом между осями. Величина этого угла передается по каналу связи наверх как информационный параметр, а азимутальный угол устанавливается вращением колонны в режиме ориентации. Особенностью являются довольно большие размеры секций двигателя. В сборке имеются гибкие элементы. Для стабильной работы системы на секциях установлены стабилизаторы (приливы с режущей кромкой). Это означает, что на всех участках необходима тщательная кавернометрия как для коррекции ГИС, так и для определения объемов цемента при креплении, поскольку реальный диаметр может сильно отличаться от проектного. Проектные сборки для бурения ГС с малым радиусом кривизны используют различные технологии: они могут включать короткие винтовые многосекционные забойные двигатели с гибкими сочленениями и системами ориентации DOT (Directional Orientation Tool), вставки изгибаемых бурильных труб со специальными муфтами для предотвращения быстрого истирания. Также имеются системы для роторного бурения с малым радиусом кривизны (6...12 м), в которых

---

* В 1990 г. фирма Eastman Cristensen присоединилась к Baker Huges INTEQ, в составе которой действовала компания Teleco.

имеется ряд шарнирных соединений с изменяемым и затем фиксируемым углом между вращающимися элементами.

Все сборки содержат специальную секцию бурильной трубы (для установки геофизических систем, чувствительных к магнитному полю Земли), изготавливаемую из спецсталей, сплавов или по ТУ заказчика.

Существует конструкция скважинного прибора диаметром 51 мм, который может размещаться в бурильных трубах, не препятствуя потоку бурового раствора, и извлекаться кабелем.

Используется система обработки геофизических и технологических данных EC*TRAK, которая выполняет исходные операции планирования, обрабатывает измерения, строит траекторию ствола, обрабатывает операции по обсадке и т. д. Система включает базу данных DDS (Drilling Database System), в которой хранятся основные данные по пройденным скважинам. Обработка осуществляется на забое в реальном времени на компьютере типа Laptop, причем обработка всех материалов облегчается благодаря использованию региональной базы данных. (*Замечание*: эта система была, по-видимому, одной из первых систем данного типа (1990 г.). Поэтому она была ориентирована на класс портативного компьютера, позднее вышедший из употребления.)

Первая разработка в области проведения каротажа во время бурения основывалась на системе ориентации компании Teleco (1978 г.), которая была пионером разработки систем контроля наклонного и горизонтального бурения. Первая промышленная MWD-система компании Teleco Oilfield Sevices была выпущена в 1978 г. и включала измерение ГК, КС, инклинометрию и передачу информации по гидроимпульсному каналу связи.

2.9.4. Система измерений MWD Sperry-Sun Drilling Services

Фирма образована в 1929 г., имеет большой опыт создания аппаратуры и оборудования для скважинных измерений. Оборудованием фирмы пробурено 450 ГС, причем ей принадлежит мировой рекорд реализации ГС с максимальным отклонением в плане забоя от устья [227].

Фирма предлагает не только услуги, но и скважинное оборудование, и аппаратуру.

Номенклатура забойных винтовых двигателей SPERRY DRILL^{R} содержит набор двигателей диаметром от 44,45 до 244 мм. Винтовые пары включают ряд от 1/2 до 9/10. Параметры числа оборотов, крутящего момента, перепада давления обеспечивают весь требуемый диапазон режимов бурения. В некоторых случаях необходимо обеспечить небольшое число оборотов и одновременно большой расход раствора для промывки ГС. В этом случае применяют винтовой двигатель со сквозным сверлением в роторе, сечение которого устанавливается на буровой при монтаже сборки. Имеются двигатели для кернового бурения.

Особенностью разработок систем этой фирмы является наличие дополнительного (к инклинометрическому) датчика наклона, размещенного прямо над долотом ABI^{R}.

Технология проходки ГС может включать предварительную проходку участка ствола малым диаметром с последующим расширением. Для этого используются постоянные и съемные стабилизаторы колонны с режущими кромками, всевозможные расширители.

Имеется нормальный ряд приборов MWD, размещаемый в бурильных трубах диаметром от 3⅜ до 10 дюймов. Существует три набора измеряемых параметров. Минимальный включает инклинометрию, ГК, ГГК. В средний набор дополнительно входит 3-элементный зонд ИК, ННК, датчик давления и трехкомпонентный акселерометр для измерения параметров вибрации. Максимальный набор включает 6-элементную комбинацию разноглубинных зондов ЭМК, датчик температуры, дополнительный датчик наклона ABI^{R}.

Существует система RLL^{TM}, позволяющая проводить измерения литологического каротажа (ГГК) в автономном режиме с последующим считыванием результатов кабельной системой RTDT^{R}.

На рис. 2.92 представлена система MPT фирмы Sperry-Sun для измерений в процессе бурения, имеющая модульную конструкцию для повышения "гибкости системы" при использовании в ГС.

Модульная конструкция рассматриваемых систем может быть легко адаптирована к скважинным условиям. Для передачи данных в реальном масштабе времени с автоматической записью забойных данных возможна любая комбинация датчиков.

Рассматриваемая система (MPT) отличается большей скоростью обработки данных с возможностью их передачи всеми датчи-

ками для оценки пластов, а также по характеристикам инструмента, направлению скважин, давлению и вибрации.

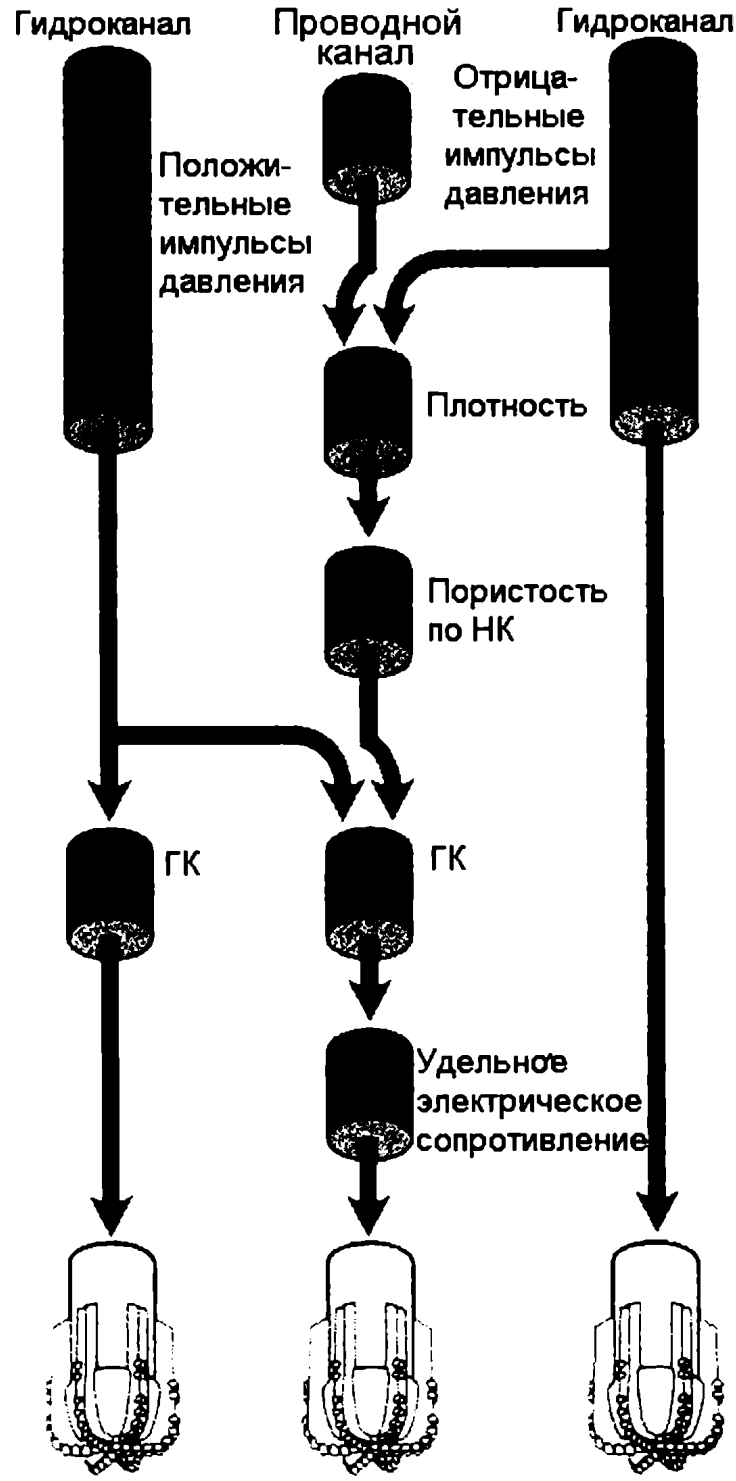


Рис. 2.92. *Зарубежные системы измерений модульных конструкций*

Скорость передачи данных (до 3,9 бит/с)* обеспечивает получение высококачественных каротажных диаграмм в реальном масштабе времени даже при высоких скоростях бурения. Информация со всех датчиков записывается в память скважинного прибора и затем считывается на поверхности. Система МРТ состоит из импульсного генератора, инклинометрического зонда на два направления и запоминающего модуля. Наличие батарейного питания обеспечивает автономность работы системы.

Импульсный генератор имеет специальную конструкцию, в которой совмещены затвор с отверстием и клапанное седло, позволяющее жидкости в бурильной трубе моментально выходить в затрубное пространство. Это создает на поверхности отрицательный импульс. Генератор способен самоочищаться, поэтому реагенты для ликвидации поглощений с концентрацией до 40 фунт/бар (а иногда и выше) перекачиваются в затрубное пространство без какого-либо отрицательного влияния на передачу данных. Для надежного выделения импульсов на поверхности рекомендуется, чтобы минимальный перепад давления под генератором составлял 200 фунт на кв. дюйм, хотя выделялись перепады и 150 фунт на кв. дюйм. Во избежание повреждения генераторного клапана рекомендуется устанавливать над инструментом обратный клапан.

В зависимости от забойных условий система МТР может быть запрограммирована посредством удобных для потребителя форматов в системе данных МРТ Spectrum®. Их можно выбирать с поверхности с использованием обычного режима циклического включения насосов. Такая гибкость позволяет получать данные наиболее подходящим для данной цели способом. Например, один формат может предусматривать более частое обновление данных о положении угла отклонителя с управлением по скользящему графику, а другая последовательность – оценку пластов при прохождении интересующей нас зоны.

Во многих случаях нет необходимости в данных, записанных в реальном масштабе времени. Система записи данных литологического каротажа (RLL™) предлагает экономичный способ оценки пластов во время буровых работ или спуска и подъема инструментов. Быстрый отбор проб способствует столь же быстрой проходке

---

* Поставляемые в Россию телесистемы фирмы Sperry-Sun имеют скорость передачи данных 0,5...0,8 бит/с.

скважин и минимально влияет на спускоподъемные работы. В режиме записи возможна любая конфигурация датчиков. Они могут работать независимо от системы LWD, используемой в реальном масштабе времени.

Данные измерений можно получить на поверхности после спускоподъемных работ во время нахождения указанной системы на забое с использованием каротажного кабеля и специального переводника, предусмотренного факультативной системой съемного инструмента для передачи данных (RTDT®).

Наличие батарейного питания избавляет от необходимости в подсоединении рабочей штанги при опускании инструмента для получения каротажных данных. Простая конструкция ствола практически полностью устраняет ограничения в связи с использованием наполнителей для ликвидации поглощений циркуляции и сводит к минимуму перепады давления через инструмент.

Система RLL широко применяется при отборе керна, окончательном каротаже скважин, а также в случае, если каротажный кабель не достигает глубины забоя.

Рассматриваемая система (EWR®-S, 2 МГц) введена фирмой в 1983 г. Позднее она стала стандартной при измерениях волнового сопротивления для оценки петрофизических и качественных параметров методом LWD. Способность разрушать пласты толщиной 6 дюймов и обеспечивать значение *R*1 в тонких слоях (до 18 дюймов) сделала метод MWD более предпочтительным, чем использование спускаемых на электрокабеле индукционных инструментов. На смену ей пришла более совершенная система EWR-S, в которой для сведения к минимуму помех от ствола скважины используются экранированные антенны. Кроме того, она эффективна для всех видов буровых растворов, в том числе насыщенных солью. Эта новая система включает как фазосдвиговые, так и комбинированные измерения сопротивления.

Фазосдвиговые измерения сопротивления проводят определением сдвига фаз электромагнитного сигнала между двумя приемниками. При комбинированных измерениях сопротивления используют метод измерения сдвига фазы и уменьшения амплитуды той же волны. Результаты измерений сопротивления методом фазового сдвига имеют лучшее разрешение по вертикали и более точны при высоких сопротивлениях. В большинстве случаев комбинированные измерения обеспечивают более углубленное изуче-

ние параметров и отличаются лучшим разрешением по вертикали, чем в случае определения только затухания амплитуды.

Система электромагнитного каротажа EWR-Phase-4SM. Рассматриваемая система представляет собой первый такого рода инструмент для определения электромагнитного волнового сопротивления измерениями на восьми разных глубинах (значения от 0,015 до 2000 Ом·м). Для получения фазосдвиговых и комбинированных результатов используют четыре независимых расстояния между передатчиком и приемником. Сравнение результатов измерений с аналогичными характеристиками при различных расстояниях позволяет избежать ошибок в интерпретации данных из-за различных пластовых характеристик, например при использовании расположенных на одном расстоянии приборов MWD для измерения фазосдвиговых затуханий амплитуды. Проведение работ на разных глубинах дает возможность обнаруживать проникновение фильтрата в пласты, а также фиксировать проницаемые зоны и мигрирующие углеводороды. Все это способствует более обоснованной оценке исследуемых пластов.

Истинные значения сопротивления можно получать даже после длительного времени после их вскрытия в процессе бурения (малая скорость бурения, время отбора керна, осложнения и т. п.). Кроме того, система позволяет удобно вносить поправки на быстрое проникновение фильтрата бурового раствора в процессе буровых работ.

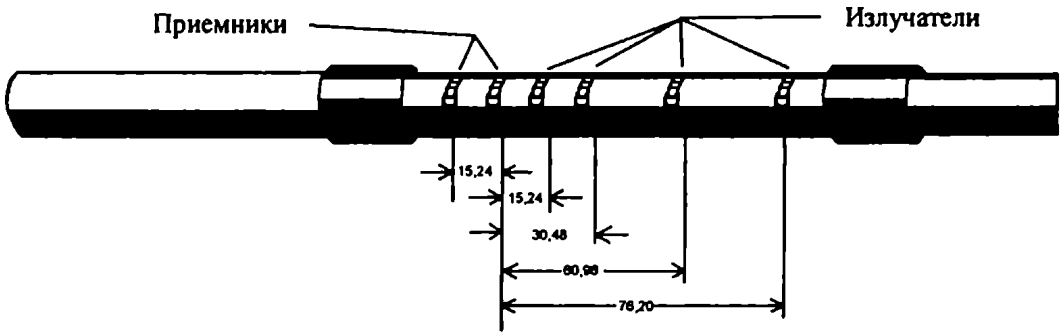


Рис. 2.93. *Система EWR-Phase-4*

Прочная механическая конструкция рассматриваемой системы является результатом длительных работ по ее совершенствованию. Бронированные антенны, износостойкий бандаж и конструкция аппаратурного контейнера – все это обеспечивает повышение на-

дежности в самых неблагоприятных условиях бурения. Система обладает собственной памятью, что позволяет монтировать ее в любом месте бурильной колонны (рис. 2.93).

Система одновременного измерения объемной плотности пластов (SFD) с возможностью максимально гибкого использования забойного оборудования. Датчики в этой системе предназначены для измерений объемной плотности и расчетов на их основе коэффициента водонасыщения с привлечением результатов определения удельного сопротивления и гамма-каротажа. При дополнительном использовании датчика для измерения пористости оказываются возможными классификация углеводородов и интерпретация элементов общей литологической обстановки.

Модули в этой системе имеют конструкцию, позволяющую обходиться без стабилизатора. Детекторы смонтированы по окружности внутри гладкого переводника, что позволяет применять приборы в оборудовании горизонтального бурения или других забойных механизмах.

При необходимости использования стабилизаторов забойного оборудования зонды могут устанавливаться как выше, так и ниже стабилизаторов. Лучше всего их использовать в направленных скважинах в режиме вращения. Помехи от скважин компенсируются анализом скоростей счета от четырех датчиков. Вращение инструмента позволяет счетным импульсам от правых и левых групп усреднять любое влияние эксцентриситета. Импульсы от ближних и дальних приборов дают представление о размерах скважины и, в свою очередь, используются для компенсации помех.

Первичную градуировку приборов производят на испытательных скважинах фирмы. Проверку инструмента перед спуском в скважину и после осуществляют посредством фиксированных испытательных источников на рабочей площадке.

Составной частью общей конструкции являются меры по безопасной работе с радиоактивными источниками. Источник гамма-излучения (^{137}Cs, 1,5 Ки) монтируется в самой прочной части муфты тремя независимыми замковыми механизмами. Как и в системе CNФ, расположение приборов и способ крепления предотвращают вероятность их случайного отсоединения. Инструмент, используемый при эксплуатации источников, обеспечивает быстрое проведение необходимых операций при работе с ними и тем самым сводит к минимуму время облучения персонала.

Сильная вибрация во время бурения может серьезно снизить надежность как механических, так и электронных деталей и узлов забойного оборудования, в том числе долота. Она же может служить критерием износа долота и стабилизатора или же других эффектов, например проскальзывания или прихватывания инструмента, а также проворачивания ("подпрыгивания") долота. Поэтому актуальной становится необходимость изменения методов бурения, с тем чтобы уменьшить уровень вибраций и повысить ресурс системы в связи с увеличением времени работы долота на забое.

Датчик динамических характеристик смонтирован в усовершенствованном электронном узле системы DGR , позволяющем обходиться без использования в забойном оборудовании дополнительного переводника. Трехосные акселерометры измеряют боковую, скручивающую и продольную вибрацию с записью средних, пиковых и мгновенных ускорений. Результаты анализа различных видов вибрации можно использовать для выявления возможных причин тех или иных ситуаций в бурении и принятия соответствующих мер.

Компенсированная плотность по результатам нейтронного гамма-каротажа (система CNФ®). Классификация углеводородов на основе количественных данных по плотности. Датчик в рассматриваемой системе обеспечивает надежные измерения пористости. Во многих случаях эксплуатационного каротажа совместное использование такого датчика с аналогичными приборами DGR EWR-Phase-S дает информацию, необходимую для базовой оценки пластов. Комбинация рассматриваемого датчика с датчиком объемной плотности в системе "Совместной плотности пластов (SED®)" позволяет интерпретировать сложную литологическую ситуацию. Необходимая информация становится доступной уже в процессе бурения, что позволяет принимать правильные и оперативные решения. Как и в случае приборов DGR, более низкие скорости каротажа за счет более надежной статистической картины и дают возможность выделить и оценить характер насыщения пористых пластов, толщина которых не превышает 14 дюймов.

Классификацию углеводородов датчиками такого типа можно удобно выполнять перекрыванием минимальных и максимальных скоростей счета. Поскольку водородные индексы большинства пластовых жидкостей очень близки между собой, то скорость счета можно считать определенной для любого заполненного такой жид-

костью пласта. Низкие индексы для газа и легкого конденсата отличаются друг от друга, поскольку первые определяются в основном зоной проникновения фильтрата бурового раствора, а вторые – нет. Этот метод успешно применяли для классификации углеводородов на месте добычи, а также для выявления контактов газ–нефть–вода.

Гамма-каротаж со встроенным резервированием (DGR®) для обеспечения максимальной надежности. Датчик ГК в рассматриваемой системе обеспечивает получение исключительно четких диаграмм для оконтуривания пластов толщиной 9 дюймов. При наличии обширного парка счетчиков Гейгера-Мюллера, отличающихся особо прочной конструкцией, система работоспособна при самых тяжелых условиях бурения. В реальном масштабе времени на поверхность в среднем передаются две группы данных. После спуска инструмента и воспроизведения записанных данных обе группы можно сравнивать между собой, чтобы убедиться в идентичности полученных результатов. Фактор встроенного резервирования обеспечивает получение достоверных данных по другой группе.

При нормальных скоростях бурения датчик пересекает пласты более медленно, чем каротажный прибор, спускаемый на геофизическом кабеле. Это позволяет получить более четкую диаграмму с меньшей статистической погрешностью и делает такой датчик особенно ценным при изучении тонких пластов.

Используются двухзондовые конструкции ГГК с 1,5 Ки цезия-137 и ННК с америциевым источником на 3 Ки. Для калибровки аппаратуры используется известный модельный полигон Американского нефтяного института в Хьюстоне (Техас), а также полевые калибровочные устройства. Имеется система SFD с кольцевым расположением 4 детекторов. Такая конструкция, расположенная над долотом, усредняет показания и уменьшает эффекты азимутальной неоднородности (эксцентриситета прибора).

Имеется трехосная магнитометрическая система MS3 диаметром 44 мм (с тепловым экраном Дьюара 57 мм). Погрешности: угол наклона – 0,1°, азимут – 1°. Рабочая температура 125 °С, с экраном 315 °С. Система имеет объем памяти для сохранения до 2000 измерений, для повышения надежности она может быть дублирована. Существует программа MAP™ для настройки измерительной системы и программа RICE™ обработки данных и внесения поправок.

В пакете программного обеспечения фирмы имеется программа MAGUTM™ расчета координат вектора напряженности магнитного поля Земли для любой точки по ее географическим координатам и внесения поправок по Международному каталогу.

Программа UNCERT™ обрабатывает эллипс неопределенностей, возникающий при повторных и многократных наблюдениях, для сведения к минимуму суммарной погрешности. Фирма часто применяет алгоритм множественных наблюдений для повышения точности своих наблюдений путем обработки данных эллипса неопределенностей.

Гироскопическая система G2™ обеспечивает погрешность измерения угла наклона – 0,5°, азимута – 0,3°, имеет диаметр 76 мм (с тепловым экраном), самонастраивается на север и позволяет определять ориентацию в обсаженных скважинах.

Гироскопическая система SURWEL® диаметрами 44 и 76 мм (соответственно 82,5 и 136,7 мм в тепловом экране) обеспечивает инклинометрические измерения в условиях сильных магнитных помех с записью показаний.

Гироскопическая система BOSS® позволяет определять угол наклона с точностью 0,1°, азимут – 1,0° с передачей сигнала в реальном времени. Для калибровки аппаратуры используются полигон для эталонных измерений, полевые калибровочные устройства.

Компания уделяет внимание не только созданию ассортимента приборов ориентации широкого применения (вплоть до температур 315 °С), но и прецизионной обработке информации по различным алгоритмам, включая сложные статистические алгоритмы обработки многоточечных измерений, алгоритмы увязки измерений различного типа (инклинометрических и магнитометрических и т. д.).

Имеются гидроимпульсные системы передачи информации DWD\DGWD, соответствующие основным номиналам бурового инструмента (от 89 до 318 мм). Отмечается, что для надежной работы системы требуется очистка бурового раствора от шлама и песка на вибрационном сите с тем, чтобы содержание твердых частиц не превышало 2 %. Частота опроса датчиков в системе изменяется в пределах 10...11 с.

Существует 8 форматов передачи данных для различных конфигураций приборов (различных сборок). Некоторые форматы, например трехосная магнитометрия в немагнитной трубе, требуют измерений в статическом состоянии инструмента при выключен-

ных насосах для внесения поправок от соседних (стальных) труб. Некоторая часть геофизической информации заносится в память для последующего считывания на поверхности.

Выбор соответствующего формата регистрации и передачи данных задается с поверхности кодовой последовательностью импульсов давления на выходе бурового насоса.

Другая гидроимпульсная система MPT Spectrum^{R} предназначена для работы с комплексными, наиболее сложными сборками приборов. Она предъявляет более высокие требования к качеству раствора (содержание песка менее 1 %), обладает способностью самоочищения (удаления из клапанов гелей, применяемых для борьбы с зонами потери раствора). Клапанный механизм работает по принципу частичного перепуска раствора изнутри трубы наружу, что создает небольшие перепады (отрицательные импульсы) давления порядка 1,0...1,4 МПа. Однако эта амплитуда оказывается достаточной для надежной регистрации отрицательного импульса на поверхности. Кроме того, кодовыми импульсами давления с поверхности телеметрия может быть настроена на требуемый режим передачи данных (например, трехосная акселерометрия или магнитометрия в покое, в момент добавления новой секции бурильной колонны).

Программное обеспечение для управления всеми элементами технологии включает следующие программные блоки:

- проект работ, включая траекторию скважины, точки начала искривления ствола, криволинейные участки (один или два), точку входа в коллектор, длину горизонтального участка. На этом этапе извлекаются из региональной базы данных основные механические параметры разреза, определяющие сопротивление пород вращению и продольному перемещению инструмента, выбираются технические параметры из каталога оборудования для реализации проекта. Графика системы представляет проект в плане и всевозможных разрезах, рассчитывает критические расстояния до ближайших стволов всех соседних скважин (с произвольной траекторией);
- расчет механических характеристик включает расчет момента сопротивления вращению и продольному перемещению колонны на различных участках ствола с учетом геологии разреза, оценивает критические значения нагрузок для различных по жесткости бурильных труб, оценивает критические значения изгибающих моментов;

- расчет гидравлических характеристик сборки. Совокупность гидравлических параметров позволяет оценить режим работы двигателя и долота, возможную аномальную фильтрацию (уход) раствора в совокупности с моментом на долоте и т. д.;
- анализ компоновки рабочей части (низа) бурильной колонны. Этот программный блок присутствует во всех современных компьютерных системах управления горизонтальным бурением. Он подсказывает выбор конкретного набора инструментов, позволяющего реализовать заданный проектный вариант траектории скважины с минимальным числом спускоподъемных операций (помимо смены долота).

2.9.5. Система фирмы Baker Hughes INTEQ

Компания [147, 199] использует для передачи данных на поверхность гидравлический канал с положительными импульсами давления и применяет две основные серии систем для измерения забойных параметров в процессе бурения:
- систему на основе УБТ с приводом от турбины (наружный диаметр 9½, 8¼, 7¾ и 6¾ дюйма);
- систему на основе зонда (диаметром 2 и 1¼ дюйма) с батарейным питанием.

Фирма предлагает 8 различных приборов на основе УБТ для измерения забойных параметров (табл. 2.33) [199]:
- только для инклинометрии;
- для инклинометрии с гамма-каротажем;
- для контроля динамики бурения с гамма-каротажем;
- для инклинометрии с гамма-каротажем и каротажем сопротивления;
- для двухзондового каротажа сопротивления;
- комбинированная система из трех модулей;
- система NaviGator;
- для многозондового каротажа сопротивления;
- буровая система Auto Track.

На основе зонда выпускается 6 систем:
- только для инклинометрии;
- для инклинометрии с гамма-каротажем (NaviGamma);
- система NaviTrack для скважин малого диаметра (короткого радиуса);

- система NaviGamma для скважин малого диаметра;
- инклинометрическая система с гамма-каротажем и каротажем сопротивления;
- система USMPR (для скважин малого диаметра).

Таблица 2.33

Универсальные системы

Применение	Наклонное	DMWD	Navi-Trak	Navi-Gamma	DG	DDG	RGD	DP RII	Triple Combo
Бурение скважин малого диаметра		♦	♦	♦					
Скважины малого радиуса			♦	♦					
Горизонтально направленные скважины	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Определение местоположения ствола скважины	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Контроль направления	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Бурение разгрузочных скважин	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦
Стратиграфическое позиционирование				♦	♦	♦	♦	♦	♦
Технологическое управление в коллекторе				♦	♦	♦	♦	♦	♦
Идентификация литологии				♦	♦	♦	♦	♦	♦
Башмак обсадной колонны				♦	♦	♦	♦	♦	♦
Выбор точек отбора керна				♦	♦	♦	♦	♦	♦
Анализ давления в порах							♦	♦	♦
Обнаружение углеводородов							♦	♦	♦
Контакт газ–нефть–вода							♦	♦	♦
Пласт									
Определение тонких пластов							♦	♦	♦
Обнаружение газов, поступающих с небольших глубин								♦	♦
Замена канатных датчиков								♦	♦
Ориентация ствола скважины	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦	♦

Инклинометрический модуль измеряет три магнитометрических H_X, H_Y, H_Z и три акселерометрических G_X, G_Y, G_Z параметра и

температуру на забое, по которым вычисляются: зенитный угол, угол положения отклонителя и азимутальный угол.

Измерения удельного электрического сопротивления производятся зондами на частотах 400 кГц и 2,0 МГц. Диапазон измерения сопротивления – от 0,1 до 3000 Ом·м.

Питание скважинной аппаратуры электрическим током обеспечивают литиевые батареи емкостью 20 А·ч.

Естественная радиоактивность окружающих скважину горных пород измеряется сцинтилляционным детектором NaI(Tl). Рабочая температура – до 150 °С, рабочее давление – до 105 МПа.

Запоминающее устройство емкостью 2 Мбайт обеспечивает запоминание данных на 70 ч непрерывной работы с записью через 10 с.

В последние годы компания Baker Hughes INTEQ разработала технологию зарезки второго или нескольких боковых горизонтальных стволов из ранее пробуренного обсаженного ствола скважины.

При необходимости проходки бокового ствола на проектной глубине устанавливается пакер, на который опускается ориентированный отклонитель (whipstock). Далее на отклонитель опускается фрезерное оборудование, которым в среде из минерального масла вырезается окно заданного размера в обсадной трубе и цементном камне. Затем опускается компоновка для бурения ГС, как правило, с малым радиусом кривизны. Если предполагается проходка более одного горизонтального ствола, то пакер является съемным и операции проводятся снизу вверх. Дальнейшее обустройство таких многоэтажных конструкций (установка эксплуатационного оборудования) выполняется, как правило, с помощью гибких труб.

Для бурения ГС очень важны состав и качество буровых растворов. В состав может входить бентонит, минерализованный крахмал, зерна солей, минеральные масла, растворимые в нефти смолы, водорастворимые полимеры. Имеется несколько фирменных составов: PEREFLOW™, BIOLOSE90, SYN-TEQ^{SM}, AQUA-DRILL^{SM}.

Каталог скважинной геофизической аппаратуры для исследований во время бурения Baker Hughes INTEQ (причем вся она имеет фирменный знак Teleco) содержит три поколения приборов.

Первое поколение DMWD (Directional MWD): NaviTrak NaviGamma – прибор диаметром 51 мм – располагается в скважине аксиально, на специальных центраторах, чтобы не препятствовать потоку бурового раствора. В приборе размещается телеметрия, ба-

тарейное питание, инклинометрическая система (в немагнитном участке трубы), датчики параметров потока, детектор гамма-излучения NaviGamma. Прибор можно извлечь из бурильной колонны, для чего имеется специальный захват. Приборы размещаются в бурильных трубах диаметром от 79 до 241 мм.

Второе поколение имеет стандартную компоновку, в которой зонды ГИС размещены на/или в стенках бурильных труб. Все системы имеют гидроимпульсную телеметрию с электроприводом от турбины. Инклинометр в немагнитном отрезке трубы Directional MWD дополнительно имеет детектор гамма-излучения Directional-Gamma MWD, датчики осевой нагрузки и крутящего момента долота Dynamic-Gamma.

Следующее поколение приборов под названием FEMWD (Formation Evaluation MWD) содержит дополнительно 0,4 м потенциал-зонд Resistivity-Gamma-Directional™, 3-элементный зонд ИК, работающий на частоте 2 МГц, регистрирующий активную и реактивную компоненту сигнала Dual-Propagation-Resistivity и дополнительно двухзондовые комбинации ННК и ГГК-MNP, MDL, соответственно.

При разработке последнего электромагнитного зонда выполнены большие объемы компьютерного моделирования, направленные на получение теоретических кривых данного метода в случае сильно наклонных границ раздела тонкослоистых пропластков. Рассчитана активная и реактивная компоненты сигнала с учетом расположения элементов зонда на колонне, ее свойств, раствора и зоны проникновения. Выявленные краевые эффекты подтверждаются скважинными измерениями в горизонтальных скважинах.

Модуль ГТК содержит коллимированный цезиевый источник, коллимированные сцинтилляционные детекторы NaI(Tl) с бериллиевыми окнами для создания необходимой баропрочности и прохождения лучей мягкого гамма-излучения.

Детекторы содержат реперные источники (seed sources) для термостабилизации шкалы спектрометра. Вся сборка размещена в стенке короткой секции бурильной трубы, имеющей прилив для стабилизации против вибрации и создания необходимого прижима к стенке породы. Помимо обычной двухзондовой схемы измерения ГТК канал регистрирует мягкую компоненту гамма-излучения (так называемый фотоэлектрический фактор Pe).

Канал ННК (MNP) содержит Am-Be источник нейтронов, мощностью 5 Ки, два сцинтилляционных детектора с Li-6 с ампли-

тудными анализаторами и другой необходимой электроникой. Вся сборка этого канала размещена в стенке короткой секции бурильной трубы с приливами для стабилизации против вибрации. Выбор данной конфигурации канала сопровождался лабораторными экспериментами для повышения термостабильности, баро- и вибропрочности, снижения фона, повышения радиационной безопасности. Лабораторные исследования выполнены на 35 нейтронных моделях, включающих три литотипа с нулевой пористостью. Создан набор интерпретационных палеток. По аналогии с каналом ГГК вся информация записывается в память прибора, необходимая часть (отношение показаний зондов, пропорциональное нейтронной пористости) передается на поверхность в реальном времени.

Важное замечание: литиевые детекторы обладают чувствительностью к тепловым нейтронам, быстрым нейтронам и жесткому гамма-излучению, которое имеет место при поглощении нейтронов бурильными трубами. Выделение требуемого излучения на фоне помех производится с помощью амплитудного анализа. Реальный регистрируемый спектр сильно зависит также от состава литиевых стекол, геометрии измерений, экрана между источником и детекторами и т. д. Поэтому сообщение о большом объеме математического и физического моделирования, сопровождавшего создание данной аппаратуры, уместно. Насколько известно авторам, для моделирования использован наиболее обширный модельный парк ГИС, приспособленный, вдобавок, для работы со сборками MWD. Иными способами получить градуировочные графики и поправки на мешающие факторы невозможно.

Приборы имеют нормальный ряд по диаметрам, совпадающий с номиналами бурильного инструмента, причем малогабаритных (менее 150 мм) конструкций нет. Блоки ГГК и ННК с источниками излучения монтируются в трубу любого диаметра снаружи, имеется три типа зажимов-захватов для исключения потери источников в любых обстоятельствах.

Таким образом, сборка Teleco Triple Combo^{SM} (DPRII, MNP, MDL) позволяет передать минимально необходимую для оперативной интерпретации часть информации на поверхность, а большую часть информации записать в память прибора для последующего считывания на поверхности (режим Recorded-While-Drilling^{R} (RWD^{R}). Одновременно записываются параметры качества, время работы и плотность записи. Комплекс позволяет реализовать до-

вольно сложную интерпретацию с оценкой матрицы и насыщения коллектора.

В журнале Oil&Gas J. (aug. 28, 1996) было опубликовано рекламное сообщение о промышленных испытаниях системы NaviGator™. Помимо известных описанных выше элементов система содержит азимутальный детектор гамма-излучения и электромагнитную систему зондирования с переменной частотой (указаны две величины – 400 кГц и 2 МГц). При длине 4,3 м система обладает глубинностью 5,5 м, что может обеспечить "навигацию прибора" в коллекторе, т. е. определять приближение к водонефтяному или газонефтяному контактам.

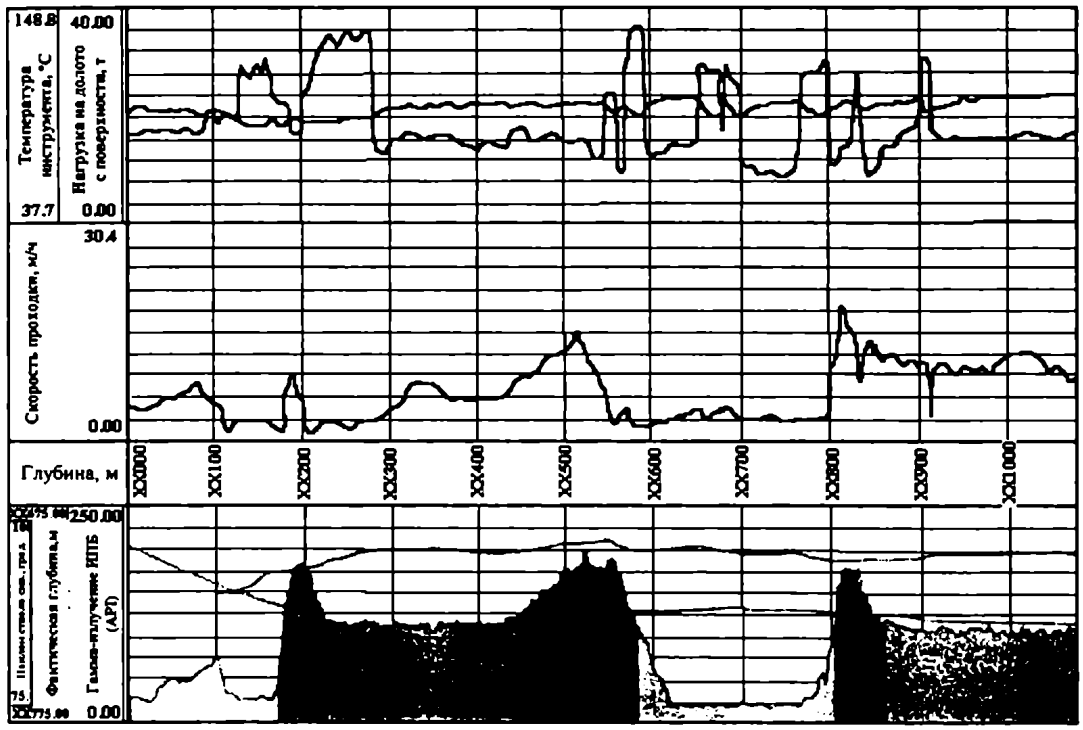


Рис. 2.94. *Пример проводки горизонтальной скважины системой Baker Hughes INTEQ (комплекс забойной инклинометрии и ГК)*

Другая система приборов монтируется прямо в бурильных трубах таким образом, чтобы не препятствовать циркуляции. Приборы модульного типа включают клапан с электромагнитным приводом от турбины, вращаемой раствором. Программируемый клапан перекрывает поток бурового раствора, создавая кодовую последовательность положительных импульсов давления, несущих информацию. Имеются также датчики направления и ориентации, сцинтилляционный детектор гамма-излучения, датчики температу-

ры, нагрузки на долото, крутящего момента. В качестве немагнитного материала указана бериллиевая бронза BeCu. Из модулей этого типа набираются: Teleco Directional-Gamma™ (DDGR).

Третья группа приборов – Formation Evaluation MWD (FEMWD).

Сборка RGDTM-Resistivity-Gamma-DirectionalTM включает канал ГК и потенциал-зонд A0,4M.

Сборка DPRRII: Dual Propagation Resistivity включает канал ГК, датчики ориентации и 3-элементную систему электрокаротажа на частоте 2 МГц с регистрацией отношения амплитуд активной составляющей и фазовой разности реактивной составляющей сигнала.

Пример измерений телесистемой DG фирмы Baker Hughes INTEQ показан на рис. 2.94.

2.9.6. Система фирмы Geolink

Компания Geolink (UK) Ltd. была образована в 1989 г. как самостоятельный разработчик, производитель и продавец MWD-систем. Ее стандартная система Orienteer была разработана специально для продаж на всемирном рынке в нефтегазовой индустрии. С 1990 г. партнеры и клиенты Geolink успешно используют уже более 300 систем Orienteer в самых различных условиях более чем в 35 странах мира, в том числе в России и СНГ. Компания с гордостью отмечает, что система Orienteer сейчас стала мировым лидером продаж и доказанным воплощением современных достижений в разработке, качестве исполнения и высокой технической надежности.

Преимущества MWD-системы компании Geolink:

- приспособляемость и многофункциональность;
- надежность и качество обслуживания;
- простота использования и сервиса;
- возможность последующих усовершенствований;
- мировые исследования и разработка;
- многообразие систем тестирования;
- безупречное исполнение и контроль качества;
- обучение персонала и техническая поддержка.

Техническая поддержка состоит: в существенной теоретической и технической стажировке на специально подготовленной базе в Абердине; квалифицированном производственном и техниче-

ском тренинге на базе клиента и на буровой; полной сервисной поддержке по телефону, факсу или электронной почте (включая аварийную линию помощи); специально предназначенной мастерской для ремонта и обслуживания оборудования клиента.

Основные технические характеристики

Методы передачи данных на поверхность ..... Гидроканал: негативная пульсация, позитивная пульсация, Электромагнитный канал

Размеры (наружные):	Диаметр, мм	Длина, см
Orienteer Standart	120,6…241,3	470…762
Ultra-Slim	88,9	470…762
Positive Pulser (извлек.)	120,6…241,3	470…762
Ultra-Lite	73…79	470…762
EMtel Electromagnetic	120,6…241,3	–
Standart + TRIM	120,6…241,3	972

Диапазон рабочих температур, °С ..... –25…+150 (выше – по дополнительной заявке)

Вибропрочность ..... 20 g (30…300 Гц); 30 g (50…300 Гц)

Ударопрочность ..... До 1000 g при длительности удара 0,5 мс

Время передачи данных полного формата, с ..... В среднем 90

Максимальное рабочее давление, МПа ..... 102 (стандартный корпус); 136 (высокопрочный корпус)

Содержание песка в растворе, %, не более 0,5

Предусматривается передача полного формата угловых значений ..... Передача статической и/или динамической информации; передача обработанной и необработанной информации; стандартное обновление значений – 30 с, вращение – 8 с, экономичный режим – 60 с

Датчики и параметры

Погрешность измерения угла наклона, азимута, положения отклонителя ..... ±1°

Гамма-сканирование ..... Передача каждые 30 с, уточнение и запись в ЗУ до 24 дней

Вибрации ..... Продольные/поперечные

Сканирование индукционного сопротивления породы, Ом·м ..... 0,1…2000, рабочая частота – 20 кГц, глубинность – 3,38 м, точность – 1 %, запись в ЗУ до 24 дней

Максимальный расход бурового раствора, л/с 75,7
Пределы падения затрубного давления, МПа ..... 2,4…2,7
Предельная кривизна (Ultra-Slim), град./м ..... До 3
Средний срок службы батарей (зависит от характера работы), ч:
при передаче данных о траектории:
одиночная 600
двойная 1200
при использовании электромагнитного канала 200
Сканирование (блоки сканирования имеют отдельное питание), ч:
гамма-каротаж:
с одним блоком батарей 250
с двумя 500
индукционное сопротивление TRIM:
с одним блоком батарей 250
с двумя 500

2.9.7. Системы фирмы Geoservice

Все системы MWD фирмы Geoservice используют электромагнитный канал связи для передачи данных измерений от глубинных датчиков и передачи команд с поверхности для управления программой работы телесистемы [148, 149].

Измеряемый комплекс датчиков включает измерение:
зенитного угла, град. ..... (0…180)±0,1
угла положения отклонителя, град. ..... (0…360)±2
азимутального угла, град. ..... (0…360)±1
температуры, °С ..... 0…125 (150)±0,5

Одновременно с передачей информации по каналу связи все данные записываются в память скважинного прибора для последующего воспроизведения и анализа.

Максимальная достигнутая дальность действия системы – 3850 м. Для работ на больших глубинах предусмотрено удлинение передающей антенны от 900 до 3000 м.

Питание скважинной аппаратуры осуществляется от литиевых батарей.

Преимуществом системы фирмы Geoservice является применение электромагнитного канала, который не требует очистки бурового раствора от абразивных частиц, как при использовании гидравлического канала, обеспечивает работу в аэрированных растворах.

В табл. 2.34 приводятся технические характеристики наиболее распространенных зарубежных систем.

Из совокупности рассмотренных материалов можно составить обобщенный портрет этой технологии, возможно, удобный геофизику-каротажнику.

1. Весь процесс проектирования скважины, проводки, оперативной обработки материалов бурения и геофизики, комплексной интерпретации всей совокупности информации выполняется компьютером с помощью специально созданных программных систем. Можно сказать, что компьютерная технология MWD существует у всех солидных фирм.

2. Компьютерные технологии проектирования геофизических зондов (максимальная глубинность, максимальное отношение сигнал/помеха, чувствительность и т. д.) также существуют у всех фирм. Некоторые указывают на это явно, другие предпочитают публикации в научных журналах. Существует большое разнообразие в конструкции и размещении зондов ГК, ЭМК, ГГК, ННК.

3. Существует широко внедренная единая система передачи информации – гидроимпульсный канал связи. В то же время многие фирмы публикуют материалы по системам с электромагнитным каналом связи, дальность которого не превышает 3,0 км. Вместе с тем в организации работы канала (число режимов, кодовые последовательности импульсов и т. д.), по-видимому, существует большое разнообразие, определяемое набором датчиков и технологией работ.

4. Главная задача оперативной интерпретации – правильная отбивка границ между литологическими разностями, чтобы своевременно корректировать траекторию и исключить перебурки. Для этого наверх передается такой объем информации, который способен пропустить гидроимпульсный канал (реально 3...6 бит/с). Остальная информация запоминается внизу и считывается при подъеме инструмента. Объем памяти рассчитан на 200 ч непрерывной работы.

5. Комплексная интерпретация включает геофизическую и техническую информацию (все параметры бурения) и активно использует региональную базу данных. Геофизическая задача состоит в оценке коллекторов и их насыщения. Для достаточно точного решения этой задачи в условиях сильной неопределенности конфигурации сечения ГС и зоны проникновения заметна тенденция создания многозондовых приборов ГИС.

Таблица 2.34

Технические характеристики зарубежных телеметрических систем для геолого-технологических исследований при проводке наклонно направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин

№ п/п	Техническая характеристика	Название (шифр) системы								
		Power Pulse	MWD	MWD	MWD	MWD	MWD	LWD	MWD	MWD
1	Фирма, страна разработчик-изготовитель	Anadrill Schlumberger, Франция	Halliburton, США	Sperry-Sun, США	Anadrill Schlumberger, Франция	Computalog, Канада	Baker Hughes INTEQ, США	Halliburton, США	Teledrill, США	Geoservice, Франция
2	Измеряемые параметры: инклинометрические технологические геофизические	*Z* (0,1) *W* (0,1) *A* (1,0) *M*, *Q*, *t*, *P*, *W* КС, ГК, АК (ГГК, ННК)	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±0,2)° *A*(0…360±0,2)° – –	*Z*, *W*, *A* магн., гир.	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±0,2)° *A*(0…360±0,2)° *P*, *t* ГК, КС	*Z*(0…180±0,1)° *W*(0…360±1,5)° *A*(0…360±0,25)° *t* ГК	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±1,5)° *A*(0…360±1,0)° *t*(0…150±2) °C ГК, магнит. поле	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±0,2)° *A*(0…360±0,2)° ВК, АК, КС, ГК, ГГК,ННК, пеленгация	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±0,2)° *A*(0…360±0,2)° ГК, КС	*Z*(0…180±0,2)° *W*(0…360±0,2)° *A*(0…360±0,2)° ГК, КС
3	Канал связи	Гидравлический	Электромагнитный	Гидравлический	Электромагнитный	Гидравлический отриц. импульсы	Гидравлический положит. импульсы	Гидравлический	Электромагнитный	Электромагнитный
4	Дальность канала, км	>5	До 3	>5	До 3	5 и более	5 и более	>5	До 3	До 3,8 и более

5	Скорость передачи, бит/с	3…6 до 10	2…45	3…6	До 16	12, 18, 24	12, 18, 24		До 16	До 16
6	Источник энергоснабжения	Турбоагрегат, аккумулятор	Аккумулятор	Турбоагрегат, аккумулятор	Аккумулятор	Аккумулятор	Батареи литиевые	Батареи	Аккумулятор	Батареи литиевые
7	Термобаростойкость, °С/МПа	150	125/140	125(315)	125/140	150/137	150/138	150/138	125/140	125/140
8	Ресурс работы, ч	–	–	–	–	–	200	200	–	–
9	Наличие обратного канала	Гидроимпульсами обратной полярности	Есть	Гидроимпульсами	Есть	Есть	Есть	–	Есть	Есть
10	Работа с содержанием песка, %	До 1	До 10	<1,0	До 10	До 1	До 1	До 1	До 10	До 10
11	Область применения	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС	ННС, ГС
12	Особенности						До 30 g			

В последнее время появилась аппаратура, применяемая при исследованиях в добывающих скважинах. Имеются следующие модули:

- программируемый датчик давления PRPG на разные диапазоны (350...1050 кгс/см^2) с погрешностью 0,05 %, таймером, литиевыми или щелочными батареями, температурным датчиком (0,01°) и памятью на 25600 замеров (до 100 ч работы);
- кварцевый датчик давления QRPG (погрешность 0,025 %);
- кварцевый датчик давления QSRO со считыванием с поверхности;
- автономный детектор гамма-излучения GRDT;
- скважинный автономный расходомер DMRM с набором крыльчаток 1,75...7,62 мм;
- устройство DFCT для определения диэлектрической проницаемости (влагосодержания) скважинной жидкости;
- радиоактивный плотномер скважинной жидкости RFDT с Am-241 с разрешением 0,01 г/см^3;
- глубинный манометр DPPG-R с электрическим разъемом.

Все модули имеют собственное питание, память и таймер с дискретностью измерения от 1 с и выше.

Модули быстро собираются в сборку диаметром 38...43 мм с центраторами. Сборки различной конфигурации могут быть доставлены в скважину различными способами, включая гибкие трубы.

2.9.8. Телесистемы MWD и LWD для работы на гибких трубах

Работы в нефтегазовых и геотермальных скважинах с применением гибких труб (ГТ) начались в Канаде в 70-х годах*. В настоящий момент общий объем использования ГТ в скважинах невелик. Однако сфера применений ГТ и объемы работ стабильно растут.

Гибкие трубы – это металлические тонкостенные трубы, гибкость которых позволяет наматывать их на барабан (отсюда английское название Coiled Tubing) диаметра, позволяющего транспортировку на автомобильном шасси. Вместе с тем они обладают необходимой жесткостью, прочностью на продольное растяжение,

---

* Аналогичные работы по использованию гибких длинных труб (шланго-кабель) проводились в СССР в 60-х годах XX века.

позволяющей спускать с их помощью специальное оборудование. Они выдерживают продольные сжимающие нагрузки, что позволяет проталкивать в горизонтальный ствол буровое и каротажное оборудование. Гибкие трубы принципиально не допускают вращения в скважине, так как происходит их скручивание. Поэтому роторное бурение на ГТ невозможно.

Трубы изготавливаются из сплавов стали, титана и других металлов. Упоминаются самые современные технологии, например, аморфные металлы и сплавы (isotropic alloys).

Гибкие трубы могут быть покрыты антикоррозийными покрытиями и композитами. Для скважинных работ выпускаются ГТ диаметром от 90 до 254 мм.

Для специальных целей созданы ГТ даже с размещенным внутри электрическим кабелем, например, каротажным, коаксиальным, оптоволоконным и т. д.

Последнее обстоятельство позволяет проводить на ГТ стандартный каротаж горизонтальных стволов скважин любыми комплексами ГИС без ограничения длины, а также перфорацию.

Использование ГТ создает возможность бурения скважины с малым радиусом кривизны (до 10 м), что недостижимо при роторном бурении. Суть данной технологии такова.

На проектную отметку бурения горизонтального ствола опускается пакер, на него опирается ориентированный отклонитель (whipstock). Далее на него опускается устройство для вырезания окна в обсадной колонне. Затем опускается бурильный инструмент с применением ГТ. Все операции невозможны без непрерывного инклинометрического контроля и управления траекторией.

Управление траекторией возможно, если для бурения используется управляемый отклонитель. Его применение требует наличия исполнительного механизма, приводимого в действие источником энергии. В качестве последнего может использоваться турбогенератор, приводимый во вращение потоком бурового раствора. Если ГТ имеют встроенный кабель, по которому можно передать электроэнергию, управление отклонителем можно обеспечить от электродвигателя.

В качестве измерительных датчиков используются описанные ранее преобразователи угловых перемещений, электрического и радиоактивного каротажа.

При наличии автономного питания скважинного прибора управление отклонителем можно осуществлять по сигналам с по-

верхности по обратному бескабельному (электромагнитному или гидравлическому) каналу связи.

По прямому каналу данные от датчиков, установленных вблизи забойного двигателя, передаются на дневную поверхность, где обрабатываются и регистрируются.

Измерительный комплекс при работе на ГТ должен включать измерение:

- зенитного угла;
- угла положения отклонителя;
- азимутального угла;
- естественной радиоактивности окружающих скважину горных пород;
- температуру;
- удельное электрическое сопротивление горных пород азимутальными датчиками.

Одним из объектов горизонтального бурения являются коллекторы с низким пластовым давлением, а также сильнотрещиноватые и гидрофильные коллекторы (повреждаемые традиционной технологией бурения). Они вскрываются и разбуриваются на депрессии (когда гидростатическое давление раствора ниже пластового). В этом случае целесообразно измерять давление в затрубном пространстве и расход бурового раствора.

Среди новых технологий бурения с применением ГТ является абразивное бурение (струей жидкости с абразивным материалом), обеспечивающее особенно малые радиусы кривизны ствола, а также струйное бурение (гидроразмыв породы).

Раздел 3. АВТОНОМНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (АИИС)

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ АИИС ПО УСЛОВИЯМ ПРИМЕНЕНИЯ И НАЗНАЧЕНИЮ

Разнообразие геологических, географических и технических условий при геофизических исследованиях скважин предъявляет высокие требования к создаваемым АИИС [11–14, 94–96, 107, 117, 130, 157, 158].

Анализ этих условий для геолого-разведочных скважин, бурящихся на нефть и газ, показывает, что глубины скважин составляют в среднем 2500...3000 м; в последнее время наблюдается тенденция их постоянного роста до 3200...5800 м. В настоящее время число скважин, глубина которых превышает 4,5 км, постоянно увеличивается. В связи с ростом кустового бурения возрастает также число наклонных скважин с углами наклона до 60° и более.

Типовая конструкция скважин предусматривает спуск кондуктора на глубину 100...600 м и технической колонны на глубину 1000...3500 м с изоляцией затрубного пространства цементирующими составами.

Бурение нефтяных и газовых скважин производится на основе буровых растворов с удельным электрическим сопротивлением от 0,035 до 8...10 Ом·м, плотностью от 1,1 до 2,35 г/см^3 и водоотдачей 3...40 см^3 за 30 мин (по прибору СПВ-5). Скорость бурения в различных условиях колеблется от единиц до нескольких десятков метров в 1 ч (60 м/ч и более). В ряде случаев при бурении в осложненных интервалах в буровой раствор добавляют нефтепродукты, кальцинированную соду, крахмал, поверхностно-активные вещества, графит, хромиты и другие материалы.

Температура в скважинах и гидростатическое давление на забое достигают соответственно 200 °С и 150 МПа. Однако в большинстве скважин различных районов страны эти параметры не превышают 100 °С и 60 МПа.

Применяемые комплексы геофизических исследований [124, 172] в связи с усложняющимися условиями выделения продуктив-

ных горизонтов также расширяются, несмотря на то, что создаются новые эффективные методические приемы и совершенствуется техника измерений.

С целью сокращения времени, отводимого на геофизические исследования скважин, скорость проведения измерений возрастает.

В настоящее время многие геофизические предприятия проводят электрический каротаж со скоростью до 2,5...3,0 км/ч, радиоактивный – до 1200 м/ч.

Геофизические исследования в бурящихся из горных выработок и шахт восстающих нефтяных и угольных скважинах позволяют с достаточной точностью и меньшими затратами выделять продуктивные горизонты, оценивать параметры пластов, пересеченных скважиной, получать информацию о свойствах пород и состоянии скважины для проведения дальнейших работ на буровой. Однако в восстающих скважинах, пробуренных в горных выработках, геофизические исследования не проводятся из-за отсутствия специализированной аппаратуры.

Испытываемые объекты в бурящихся на нефть и газ скважинах (табл. 3.1) отличаются также большим разнообразием физических параметров, что требует различных режимов воздействия на пласт (компоновка испытательного инструмента, величина депрессии, время стояния на притоке и др.). Как правило, испытаниям подлежат интервалы, являющиеся потенциальными коллекторами нефти и газа, их толщина составляет от единиц до нескольких сот метров.

Пробная эксплуатация скважин на разведуемых площадях с целью уточнения запасов, промышленный отбор нефти и газа из пластов производятся также по-разному в зависимости от геолого-технических условий каждого месторождения (табл. 3.2). Дебит действующих нефтяных скважин составляет от 5...10 до 700...800 $м^3$/сут, при этом давление на устье достигает 10...15 МПа (Белоруссия, Тюмень и др.). В газовых скважинах при отборе газа до $15 \cdot 10^6$ $м^3$/сут давление на устье может быть 30...35 МПа (Оренбург, Березово, Ставрополь, Украина, Газли и др.).

В нагнетательных скважинах при объемах закачки воды в пласт до 10^3 $м^3$/сут давление на устье достигает 25...30 МПа (нефтяные месторождения Башкортостана, Татарстана, Белоруссии и другие, на которых используются законтурный и внутриконтурный режимы закачки).

Таблица 3.1

Характеристики объектов испытаний нефтяных и газовых скважин трубными испытателями пластов в некоторых районах РФ и СНГ

Параметры объекта	Башкортостан	Татарстан	Оренбург	Тюмень	Белоруссия	Самара	Украина
Глубина, м	1770	1330	2000	2500	3600	2000	4000
Интервал, м	10...100	10...60		До 50			
Геологическая характеристика коллекторов	Терригенные, карбонатные	Терригенные, карбонатные	Карбонатные, терригенные	Терригенные	Карбонатные со сложной структурой	Терригенные	Терригенные, карбонатные
Время стояния испытателя, мин:							
на притоке	60	80	60	60	60	60	60
при восстановлении давления	70	120	120	70	120	70	120
Среднее время от вскрытия пласта до его испытания, ч	10	12	12	18	24	10	20
Забойное давление, МПа	20	20	25	27	40	35	55
Температура, °С	50	50	50	До 100	До 100	50	120

Таблица 3.2

Геолого-технические условия добывающих скважин некоторых нефтяных и газовых месторождений

Параметры	Месторождение				
	Оренбургское газоконденсатное (Оренбург)	Ленинградское газоконденсатное (Ставрополь)	Усть-Балыкское нефтяное (Тюмень)	Осташковичское нефтяное (Белоруссия)	Печорокожвинское (Ухта)
Давление на устье, МПа	20	6	10	6	20
Давление на забое, МПа	20	26	35	40	20
Температура пластовая, °С	32	95	40	90	40
Диаметр НКТ, мм	100	62	100	50	62
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	200	125	200	130	150
Глубина залегания эксплуатационных объектов, м	1900	1900...2000	1900	3000...3300	2000

Такое разнообразие условий должно быть учтено при выработке требований к АИИС. Несомненно, что удовлетворить столь разноречивые требования какой-либо универсальной конструкцией АИИС нереально и необходима классификация систем в зависимости от решаемых задач и условий измерения [23, 24]. Учитывая изложенное, АИИС можно разделить на три основных класса:

I – системы для геофизических исследований бурящихся скважин;

II – системы для исследований необсаженных скважин при их испытании и опробовании;

III – системы для исследований действующих скважин в процессе их пробной и промышленной эксплуатации.

В связи с различием условий и технологии бурения, опробования и эксплуатации скважин при решении конкретных геологических и технических задач необходимо разделить указанные классы АИИС на подклассы (рис. 3.1).

В I классе можно выделить следующие подклассы систем для геофизических исследований: в процессе турбинного и роторного бурения без отбора керна, при колонковом бурении скважин, осложненных и наклонных нефтяных и газовых скважин, угольных скважин, бурящихся в горных выработках шахт.

Основные задачи геофизических исследований в процессе бурения нефтяных и газовых скважин – получение неискаженных проникновением фильтрата бурового раствора характеристик пласта, выделение проницаемых интервалов – потенциальных коллекторов нефти и газа.

При роторном бурении эта задача решается при использовании многозондовой установки, обеспечивающей разную глубинность измерений, выполненной в виде отрезка бурильной трубы, на изоляционной поверхности которой установлены токовые и измерительные электроды, и расположенной вблизи долота. В некоторых случаях возможно применение долота в качестве токового или фокусирующего электрода.

При турбинном способе бурения, являющемся основным для бурения нефтяных и газовых скважин в нашей стране, задача измерения электрических параметров пласта и выделения проницаемых участков может быть решена в результате использования измерительной установки с зондами разной глубинности исследований, установленными над турбобуром. Однако в пластах с высокой проницаемостью зона проникновения образуется настолько быстро, что такое удаление зондовой установки от забоя приводит к существенному снижению эффективности измерений. В этом случае установка должна размещаться вблизи долота на валу турбобура. Для обеспечения нормального режима бурения необходимо, чтобы общая длина вала турбобура с долотом не превышала 1,5...2,0 м. Это обусловливает ограничение размеров измерительного зонда.

Рис. 3.1. ***Классификация АИИС различного назначения***

Кроме того, желательно, чтобы результаты исследований в процессе бурения соответствовали стандартному каротажу и могли быть сопоставлены с геофизическими исследованиями скважин, выполненными приборами на каротажном кабеле. Поскольку замеры выполняются в разное время, они дают дополнительную информацию для выделения коллекторов аналогично методу временных замеров.

Как уже отмечалось, при колонковом бурении комплекс геофизических методов кроме исследования ближней зоны должен обеспечивать получение сведений о части пласта, не затронутой проникновением. Используя результаты измерения зондами разной глубинности кажущегося удельного электрического сопротивления и потенциала собственной поляризации, можно расчленить геологический разрез, уточнить границы пластов и выделить продуктивные пласты.

В наклонных и осложненных скважинах, наряду с литологическим расчленением разреза и выделением продуктивных интервалов, перед АИИС ставится задача определения характера насыщения пласта. Она может быть решена с помощью комплекса измерений электрических характеристик в необсаженной скважине набором зондов разной глубинности, при дополнительном спуске-подъеме бурильного инструмента.

Исследования нефтяных и угольных скважин, пробуренных в горных выработках, опасных по пыли и газу, сводятся к выделению продуктивных пластов, определению глубины их залегания и толщины, оценке физических свойств пластов и успешно осуществляются комплексом методов радиоактивного каротажа и инклинометрии, реализуемых герметичной автономной системой.

Несмотря на разнообразие конкретных геологических задач в каждом подклассе, автономные системы рассмотренного класса предназначены для решения единой задачи – выделения продуктивных пластов и оценки их свойств. Для всех трех подклассов методика проведения исследований и интерпретации материалов, включая привязку результатов измерений к глубине (спуск и подъем бурильного инструмента, учет влияния бурового раствора в скважине, предотвращение влияния вибрации и механических нагрузок и т. д.), во многом аналогична.

Автономные измерительные системы для исследований скважин при их опробовании пластоиспытателями на бурильных трубах (II класс) включают два подкласса: для геофизических и гид-

родинамических измерений. Автономные системы для геофизических исследований с целью определения эффективной толщины и характера насыщения пластов в условиях одновременного испытания нескольких объектов или одного протяженного объекта большой толщины основаны на измерении электрических характеристик близлежащей зоны пласта до и после испытания. Комплекс измерительных приборов таких систем должен содержать датчики бокового и микробокового каротажа, имеющие малую чувствительность к смене жидкости по стволу скважины и достаточную глубинность исследований для уверенной регистрации происшедших в пласте изменений. Датчики автономных систем для гидродинамических исследовании должны обеспечивать с необходимой точностью измерение изменения давления при испытании пласта с целью определения пластового давления, гидропроводности, коэффициента закупорки пласта и других параметров для решения общей геологической задачи – выявления продуктивных объектов и оценки их промышленных запасов. Точность ее может быть тем выше, чем всесторонне изучается флюид, поступающий из пласта (дебит, плотность, вязкость, удельное электрическое сопротивление, температура).

Таким образом, АИИС II класса должны содержать комплекс датчиков для определения эффективной толщины пласта и выделения продуктивных интервалов методами бокового и микробокового каротажа (подкласс геофизических исследований), измерения давления и параметров флюида (подкласс гидродинамических исследований).

С помощью автономных измерительных систем для добывающих скважин (III класс) изучается режим работы нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с целью решения различных геологических и технических задач в процессе разработки месторождений.

Профиль притока в нефтяных и газовых скважинах, а также поинтервальная приемистость пласта успешно определяются АИИС, оснащенными датчиками расхода (дебита) ротационного типа и термоэлектрическим анемометром. Измерение температуры в скважине позволяет получать данные о тепловых процессах, происходящих в пласте, и по ним выявлять интервалы притока нефти и газа, перетоки флюида за колонной, а измерение давления – оценивать продуктивность работы скважины и выбирать оптимальный режим ее эксплуатации.

Особенностью АИИС III класса является проведение измерений аппаратурой, спускаемой в скважину на скребковой проволоке, поэтому привязка результатов измерений к геологическому разрезу наиболее надежно осуществляется при регистрации параметров горных пород (например, естественной радиоактивности). Таким образом, АИИС для исследований добывающих скважин должны иметь, в зависимости от решаемых задач, сменные датчики расхода или температуры, давления, а также постоянный датчик естественной радиоактивности горных пород или их плотности для привязки данных измерений различными комплексами методов к геологическому разрезу.

3.2. ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ АИИС РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ И ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

В системах с автономной регистрацией все функции управления, питания, измерения, преобразования и регистрации осуществляются в самом скважинном приборе. Воспроизведение полученных данных производится после подъема его на поверхность. Использование АИИС не только расширяет технические возможности геофизических и гидродинамических методов исследований, но и открывает пути получения принципиально новых данных для решения геологических задач в сложных геолого-технических условиях бурения и контроля его технологических параметров с целью оптимизации процесса бурения. Интенсивная разработка скважинных измерительных систем с автономной регистрацией ведется как в нашей стране, так и за рубежом [56, 83, 121, 123, 124, 126, 155].

В последнее время при применении бескабельных телеизмерительных систем, когда объем измерительной информации от забойных датчиков стал значительным, а передать его по каналу связи забой–устье не представляется возможным из-за недостаточной пропускной способности канала, большую часть данных измерений стали хранить в скважинных запоминающих устройствах. Считывание этих данных производят после подъема прибора на дневную поверхность или через специальное устройство, спускаемое вовнутрь бурильной колонны на геофизическом кабеле в перерывах бурового процесса.

3.2.1. Основные требования к АИИС

Для построения измерительной системы необходимо знать параметры входных сигналов. Входной информацией для любых скважинных геофизических исследований являются данные о геологическом разрезе скважины или режиме ее работы. Эти материалы в непрерывной или дискретной форме поступают от датчиков информации, причем частотный спектр этих сигналов в большинстве случаев зависит от скорости перемещения глубинного прибора по стволу скважины или при измерениях при неподвижном приборе, определяемых скоростью изменения измеряемого параметра во времени (см. раздел 2.1.2).

Как уже отмечалось, наибольший динамический диапазон изменения сопротивлений имеет электрический каротаж. С погрешностью менее 1 % можно считать, что основной диапазон изменения амплитуд входных сигналов для градиент- и потенциал-зондов различной длины заключен в интервале удельных электрических сопротивлений $\rho_к$ от 0,5 до 250 Ом·м; для зондов бокового каротажа – от 0,5 до 2500 Ом·м ($P_i > 0{,}05$).

Диапазон изменения ПС составляет менее 200 мВ ($P_i > 0{,}05$).

Значительно меньший амплитудный спектр имеют сигналы гамма- (I_γ) и нейтронного гамма-каротажа ($I_{n\gamma}$). Распределение найдено при условии, что аппаратура регистрирует уровни, величина которых превышает погрешность, вызванную флуктуациями при измерении, в 2 раза.

Динамический диапазон изменений давлений, температуры и расхода жидкости составляет соответственно 500, 250, 100, при числе точек измерений до 10000 погрешность – не более 1 %.

Таким образом, АИИС должны обеспечить измерение и регистрацию медленно меняющихся сигналов с частотным спектром 0…1,5 Гц (для сигналов микробокового каротажа спектр сигнала несколько шире и составляет 0…2,0 Гц) и динамическим диапазоном 300…500 (восемь-девять разрядов двоичного кода).

Частота опроса датчиков выбирается в соответствии с теоремой В.А. Котельникова, исходя из известного спектра регистрируемого полезного сигнала при квантовании его по времени.

Если задать погрешность измерений (например, допустимая погрешность измерений $\delta_{доп}$ = 2…3 %) и иметь массив чисел для наиболее дифференцированных участков диаграмм, можно найти

первую и вторую производные функции, а затем вычислить необходимую частоту опроса датчиков [42]. Для БК при $v = 0{,}3$ м/с частота опроса должна быть не менее 3,5 Гц, для ГК при $v = 0{,}2$ м/с она равна 2 Гц. Это позволяет получать на каждый метр перемещения скважинного прибора по стволу скважины до 10 значений измеряемого параметра, что является достаточным для надежной регистрации изменения геофизических величин и привязки их к глубине [112].

Таким образом, зная комплекс методов, амплитудный и частотный спектры сигналов, при заданной точности измерений (при геофизических исследованиях погрешность измерений не должна превышать 5 %, а при гидродинамических – должна быть не хуже 2 %) можно определить необходимую емкость памяти скважинных запоминающих устройств.

Анализ работы АИИС различных классов и подклассов показывает, что условия их эксплуатации значительно отличаются. Это необходимо учитывать при создании надежных систем. Особенно высокие требования предъявляются к скважинным приборам АИИС, так как отказ их в работе может привести к полной потере информации. Например, автономные приборы для геофизических исследований бурящихся скважин в процессе бурения работают при повышенных вибрациях. Глубинная аппаратура должна выдерживать большие механические нагрузки, так как она является частью бурильной колонны. При турбинном бурении скважины глубиной 5000 м нагрузка на сжатие утяжеленной бурильной трубы составляет 150 т, на кручение – 1000 кгс.

Аналогичную нагрузку испытывают скважинные приборы АИИС для геофизических исследований при испытаниях скважин. Они работают в агрессивной среде, а также имеют контакт с абразивными частицами в буровом растворе и со стенками скважин. В связи с этим конструкция таких приборов должна быть стойкой к истиранию и механическим повреждениям. Особенно это касается зондов электрического каротажа, выполняемых из диэлектрических материалов.

При работе приборов в скважинах, бурящихся в горных выработках, требуется, чтобы конструкция аппаратуры удовлетворяла требованиям взрывобезопасности.

Глубинные приборы для гидродинамических и геофизических исследований в добывающих скважинах работают приблизительно в одинаковых условиях. Возможны резкие удары скважинного при-

бора о внутреннюю поверхность лифтовых труб, а при открытии поворотного клапана аппаратура испытывает гидравлический удар с перепадом в несколько десятков МПа. Кроме того, для спуска приборов в газовые скважины, где в составе извлекаемого газа имеются химически активные соединения, требуется создавать конструкции особого типа и применять соответствующие стойкие защитные покрытия. Особенностью этого вида АИИС является то, что глубинный прибор ограничен как по диаметру (необходимо спускать его в насосно-компрессорные трубы или затрубное пространство), так и по общей длине (ограничивается длиной лубрикатора).

3.2.1.1. Структурные схемы АИИС различного назначения

С выбором структуры измерительных систем разработчикам приходится сталкиваться на разных этапах ее создания. Проектирование обычно начинается с представления системы в виде ряда взаимодействующих подсистем. Часто при этом от правильности начального расчленения системы в значительной степени зависят успех в ее создании и качество. В настоящее время, как правило, такое расчленение выполняется на основе интуиции, без какого-либо анализа и сравнения различных вариантов. Очень часто для оценки эффективности измерительной системы используются различные критерии: экономический эффект, точность, быстродействие, надежность и др. При рассмотрении АИИС предпочтение следует отдать геолого-геофизической эффективности системы, которая в свою очередь зависит от точности измерений и надежности системы.

3.2.1.2. АИИС для электрического каротажа

Автономная измерительная система для электрического каротажа может быть построена по различным структурным схемам (рис. 3.2). Наиболее распространенной является схема (см. рис. 3.2,*а*), состоящая из датчика (зонда) и генератора зондирующего тока стабильной амплитуды и частоты, усилителя с блоком детектирования, преобразователя сигнала в вид, удобный для регистрации, и скважинного регистратора, блока питания и наземной воспроизводящей аппаратуры, включающей блоки усилителя, обратного преобразователя, аналогового регистратора с видимой записью и устройств привязки к глубине.

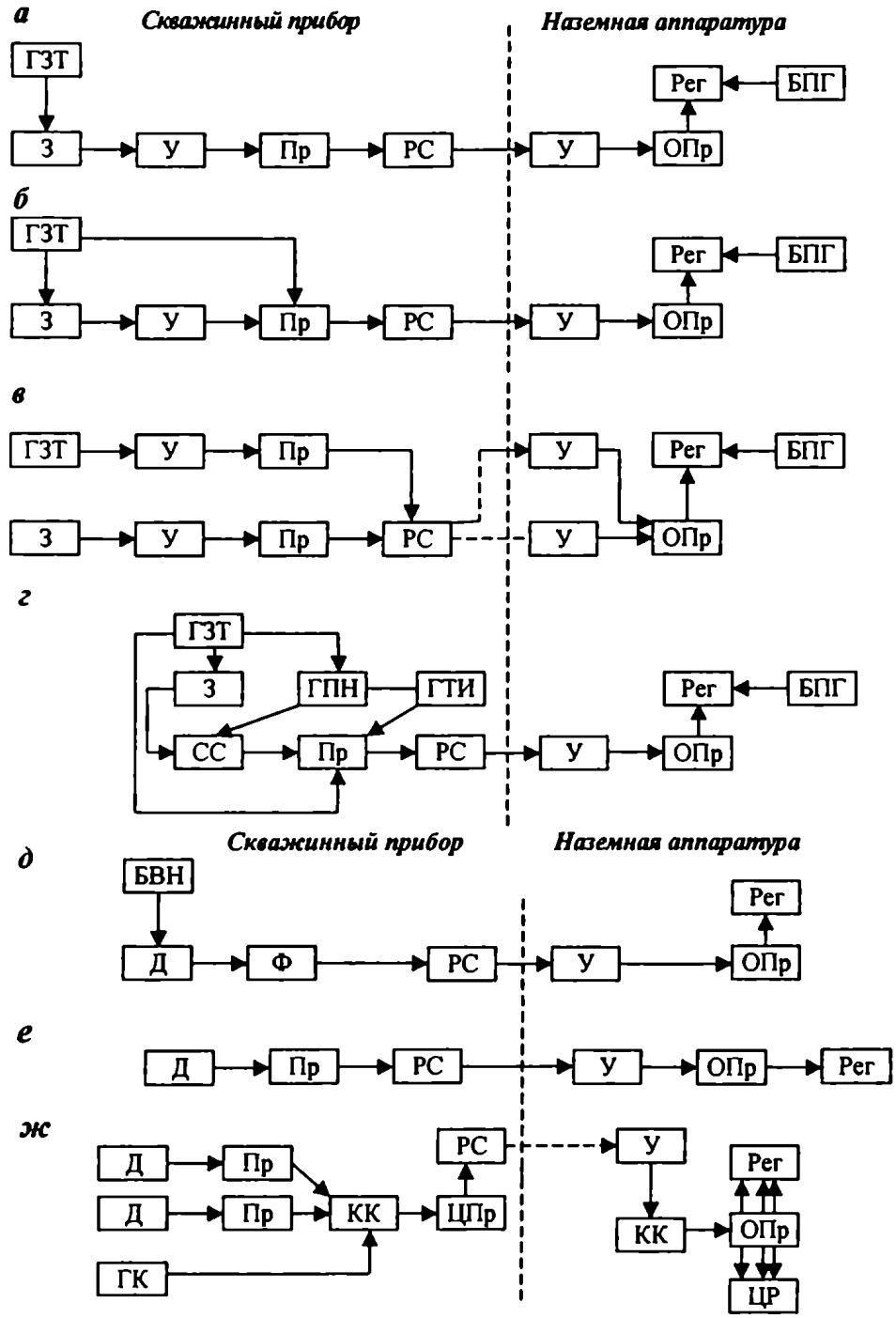


Рис. 3.2. *Структурные схемы АИИС различных видов скважинных измерений:* ГЗТ – генератор зондирующего тока; З – каротажный зонд; У – усилитель; Пр, Опр – блоки прямого и обратного преобразования; РС – регистратор скважинный; ГПН – генератор пилообразного напряжения; СС – схема сравнения; Д – датчики (детектор); КК – коммутатор каналов; ЦР – цифровой регистратор; ЦПР – цифровой преобразователь; Ф – формирователь сигналов записи; БПГ – блок привязки к глубине; ГК – канал гамма-каротажа; ГТИ – генератор тактовых импульсов; БВН – блок высокого напряжения (для питания детектора)

В этой системе погрешности измерений возникают из-за нестабильности амплитуды выходного тока генератора зондирующего тока при изменении нагрузки и температурного режима работы генератора, нелинейности характеристики усилителя и его временной и температурной нестабильности, статической и динамической погрешностей преобразования, погрешностей скважинного регистратора (при записи и воспроизведении сигнала), а также обратного преобразования и наземной регистрации в масштабе глубин.

Для того чтобы общая погрешность скважинных измерений, включая обусловленную квантованием сигнала и неточностью привязки данных измерений к глубине, не превышала 5 %, нужно для каждого входящего в рассматриваемую систему блока принять погрешность менее 1 %, что обеспечить крайне затруднительно.

Задавшись погрешностью (1...2 %), вносимой квантованием сигнала по времени и неточностью привязки, и приняв погрешность каждого влияющего на сквозную характеристику блока 1 %, получим общую погрешность системы, показанной на рис. 3.2,*а*, равную ±(5...6) %.

Погрешность, вызванную нестабильностью амплитуды тока генератора зондирующего тока, можно в значительной степени скомпенсировать, если ввести управляющее напряжение в противофазе с напряжением управления, подаваемым с выхода усилителя на вход преобразователя частоты или длительности (см. рис. 3.2,*б*). Общая погрешность приведенной системы равна ±(4...5) %.

Если имеется возможность записать отдельным каналом изменение тока, то при воспроизведении данных измерений на поверхности можно внести поправку на изменение тока генератора. Одновременно, учитывая, что преобразователи каналов тока и напряжения идентичны, можно исключить систематическую погрешность преобразователя и скомпенсировать погрешности, обусловленные неравномерностью скорости протяжки сигналоносителя при записи и воспроизведении (см. рис. 3.2,*в*). Общая погрешность такой системы равна ±(3,5...4,5) %.

Если измерения проводятся по компенсационной схеме (см. рис. 3.2,*г*), погрешности минимальны.

Компенсационный принцип измерений по переменному току заключается в следующем. Одновременно с подачей зондирующего тока к токовым электродам от генератора напряжение с эталонного резистора, установленного в токовой цепи, подается на генератор пилообразного или ступенчато-нарастающего напряжения

синусоидальной или прямоугольной формы. Напряжение на измерительных электродах сравнивается с постепенно нарастающим. Время от начала развертки до момента уравнивания измеряемого и эталонного напряжений прямо пропорционально уровню регистрируемого сигнала. Эти импульсы (начало развертки и момент уравновешивания) можно использовать в качестве управляющих для процесса формирования последовательности импульсов, число которых (в единичном или любом другом коде) пропорционально входному сигналу. Они поступают для регистрации скважинным запоминающим устройством. На поверхности требуется лишь пересчитать эти импульсы и представить в аналоговой или цифровой форме. Общая погрешность такой системы при аналоговой регистрации составляет ±(2,0...3,0) %, при цифровой – ±(1,5...2,5) %.

Компенсационный принцип измерения с использованием кодовой записи является наиболее эффективным при каротаже в процессе бурения, когда скважинная аппаратура постоянно работает в условиях сильных вибраций.

Этот принцип измерения использовал И.К. Саркисов в одноканальной автономной аппаратуре электрического каротажа в процессе бурения АПК-1 [16]. В качестве генератора пилообразного напряжения был использован круговой реостатный датчик, приводимый во вращение от электродвигателя постоянного тока.

Таким образом, сравнивая показатели структурных схем, можно заключить, что все они обеспечивают точность измерений ±5 %. Однако по надежности в условиях длительной эксплуатации схема, представленная на рис. 3.2,*а*, требует систематической профилактики скважинного механизма регистрации и калибровок всего тракта аппаратуры. В условиях повышенных вибраций система не обеспечивает необходимой точности измерений. Компенсационная система обладает самыми высокими метрологическими характеристиками, надежна в работе, в том числе в условиях повышенных вибраций, хотя и несколько сложна.

3.2.1.3. АИИС для радиоактивного каротажа

При радиоактивном каротаже от детекторов радиоактивного излучения поступают последовательности статистически распределенных во времени импульсов в диапазоне от нескольких сот до сотен тысяч импульсов в минуту (в зависимости от типа детектора

и источника излучения). В связи с этим наиболее эффективной является схема измерений, состоящая из детекторов излучения, питаемых от источников высокого напряжения, блоков пересчета (при высоких скоростях счета) и формирователя сигналов записи (см. рис. 3.2,*д*). Если используется прямая запись импульсных сигналов – это импульсные генераторы в заторможенном режиме, при цифровой регистрации – формирователи кодовой комбинации.

На дневной поверхности записанная сигналограмма подвергается воспроизведению, восстановлению, и данные измерений регистрируются в виде диаграммы в аналоговой форме или массива чисел в масштабе времени или глубины.

3.2.1.4. АИИС для комплексных исследований

При гидродинамических исследованиях (измерение давления, температуры и других параметров пласта) выходным сигналом от измерительных датчиков являются ток, напряжение или сопротивление. Эти сигналы преобразователями тока, напряжения и сопротивления преобразуются в вид, удобный для регистрации скважинным запоминающим устройством (см. рис. 3.2,*е*).

Система становится универсальной, если на выходе измерительных каналов имеются сигналы, модулированные по частоте (см. рис. 3.2,*ж*). Тогда для их записи достаточно применить временной коммутатор каналов, а при пространственном разделении каналов – обеспечить непосредственно регистрацию сигналов отдельными каналами.

При цифровой регистрации может быть использован один унифицированный преобразователь частота–цифра, что резко упрощает скважинную аппаратуру, повышает надежность автономной системы в целом.

Таким образом, в зависимости от комплекса измерительных датчиков для решения конкретных геологических или технических задач для АИИС различных классов можно рекомендовать наиболее рациональные (оптимальные) структурные схемы. Так, для АИИС электрического каротажа в процессе бескернового турбинного и роторного бурения, работающей в условиях повышенных вибраций, при скорости перемещения прибора по стволу скважины, не превышающей 100...120 м/ч, целесообразно применять компенсационную схему (рис. 3.3,*а*). В этой системе опрос датчи-

ков производится поочередно управляющими импульсами от генератора тактовых импульсов. В связи с тем что скорость перемещения скважинного прибора во времени непостоянна, для точной привязки данных измерений к глубине в АИИС предусмотрена регистрация меток глубины блоком привязки к глубине (БПГ).

АИИС, предназначенные для исследований скважин при колонковом бурении, когда габариты аппаратуры ограничены, а число каналов равно четырем (ПС, $КС_1$–$С_3$), лучшие результаты обеспечивает система с временным разделением каналов и широтно-импульсной модуляцией. Эта система (рис. 3.3,*б*) состоит из одного генератора зондирующего тока со стабильной амплитудой выходного тока, однотипных канальных усилителей и преобразователей аналог–длительность, управляемых также от генератора тактовых импульсов (ГТИ). В канале ПС использован модулятор для преобразования медленно меняющегося сигнала постоянного тока в сигнал частоты зондирования, модулированный по амплитуде.

Система, структурная схема которой показана на рис. 3.3,*в*, обладает универсальностью для регистрации сигналов от различных датчиков и рекомендуется для АИИС как при колонковом бурении, так и при исследованиях наклонных и осложненных скважин. В ней кроме каналов КС и ПС предусматривается регистрация естественной радиоактивности горных пород (ГК). Применение частотной модуляции обеспечивает широкий динамический диапазон измерений, пространственное разделение, а унификация однотипных узлов – высокую надежность и независимость измерений отдельными каналами.

В АИИС для исследования нефтяных и угольных скважин (ГК, ГГК и др.), пробуренных из горных выработок, при скорости измерений до 200 м/ч применение временного разделения каналов также является оправданным (рис. 3.3,*г*).

В автономных измерительных системах для геофизических исследований скважин при опробовании пластоиспытателями на бурильных трубах, использующих датчики бокового (БК) или микробокового (МБК) каротажа, изменение нагрузки генератора зондирующего тока приводит к значительной погрешности измерений, поэтому введение в канал преобразования компенсирующего изменение тока генератора управляющего сигнала обеспечивает получение необходимой точности измерений (5 %) (рис. 3.4,*а*).

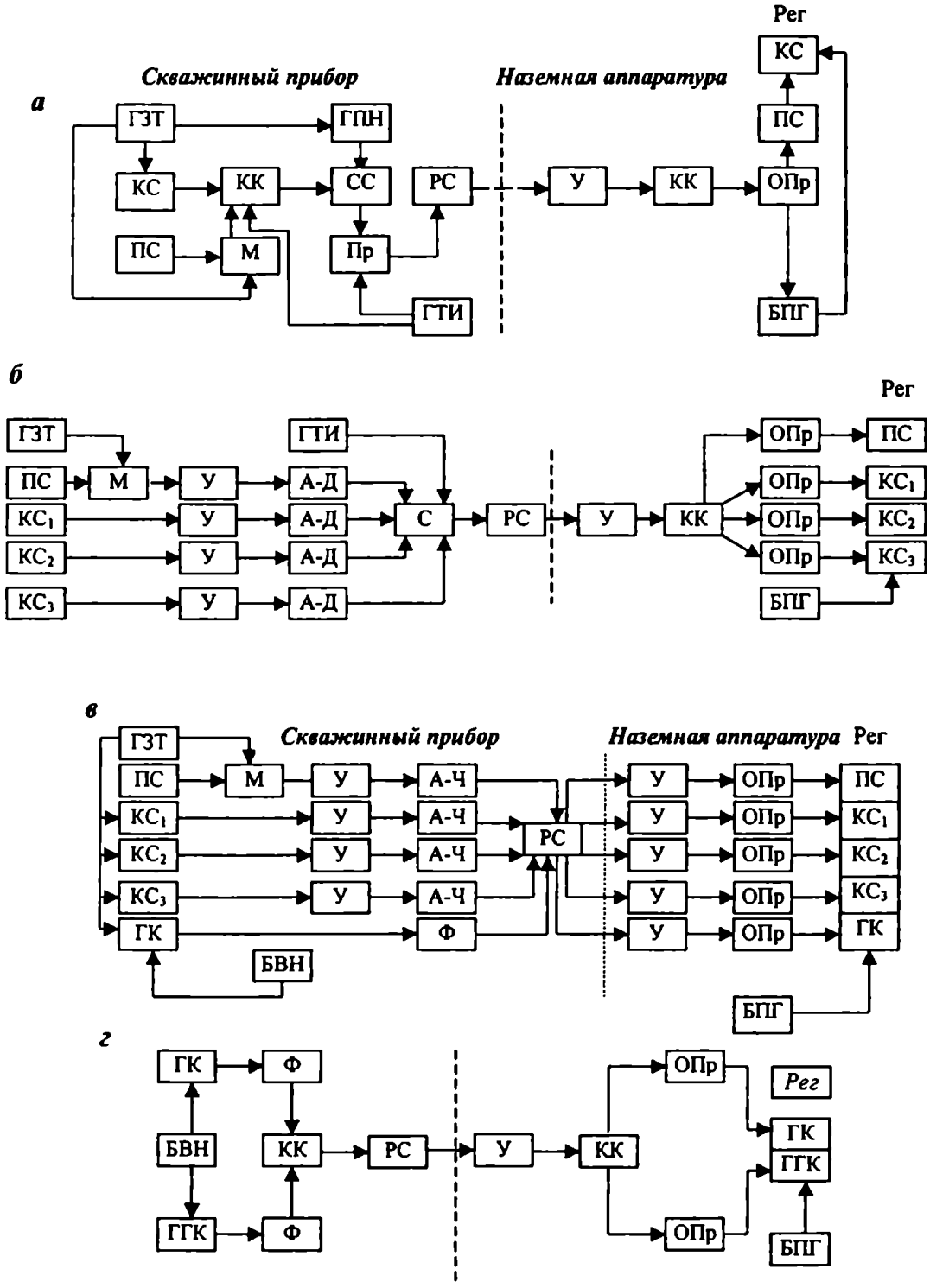


Рис. 3.3. *Структурные схемы АИИС для исследования бурящихся скважин:* ГТИ – генератор тактовых импульсов; А-Д – преобразователь аналог-длительность; А-Ч – преобразователь аналог-частота; М – модулятор канала ПС; С – сумматор; Ф – фильтр

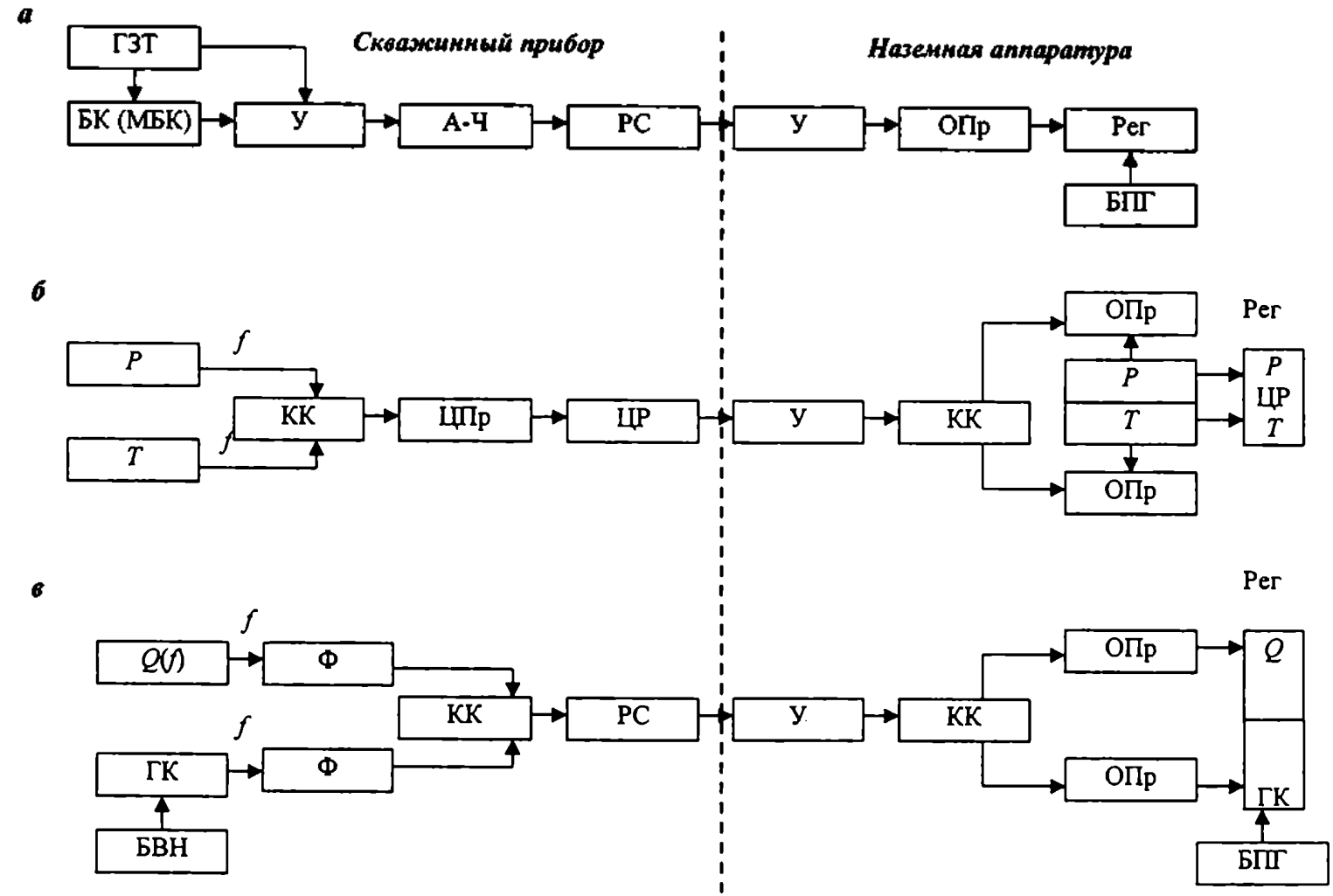


Рис. 3.4. *Структурные схемы АИИС для исследования скважин в процессе испытания и эксплуатации*

Для АИИС, предназначенной для гидродинамических исследований скважин пластоиспытателями на бурильных трубах, погрешность измерений которой должна быть не выше ±2 %, оптимальной является система с цифровой регистрацией (рис. 3.4,*б*), состоящая из датчиков давления P и температуры T с частотным выходом f, коммутатора каналов и цифрового регистратора с последующим воспроизведением данных измерений наземными регистраторами.

В АИИС для исследований добывающих скважин, комплекс измерений которых включает регистрацию кривой естественной радиоактивности ГК и сменные датчики (расхода Q, температуры T, давления P и др.), оптимальной является структурная схема, показанная на рис. 3.4,*в*. В ней измерительные каналы поочередно подключаются для регистрации, и затем на дневной поверхности данные воспроизводятся в виде диаграммы в масштабе глубин.

3.2.2. Первичные преобразователи

Особенностью первичных преобразователей автономных измерительных систем, наряду с требованиями необходимой точности измерений, высокой надежности в условиях повышенных температур, давлений, вибраций и ударов, является экономичность питания измерительных схем [59–62, 68, 71, 171]. К надежности любого из блоков автономного прибора предъявляются повышенные требования, так как при выходе их из строя данные измерений могут быть потеряны навсегда. Многие из аналогичных датчиков, применяемые в автономных приборах, описаны в разделе 2.4.4, однако необходимо добавить, что мы узнаем, состоялись измерения или нет, только после подъема автономного скважинного прибора на дневную поверхность и считывания. Это требует, с одной стороны, использования резервирования, с другой, – регистрации в ЗУ дополнительной служебной информации, обеспечивающей обнаружение возможных ошибок регистрации, данных о глубине или времени производства замеров.

Комплекс измерений автономными приборами инклинометрических, технологических, геофизических параметров в процессе и после бурения, при испытаниях скважин пластоиспытателями – на бурильных трубах и при разработке месторождений углеводородов приведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Комплекс первичных преобразователей АИИС различного применения

Измеряемый параметр	Тип датчика	Технические характеристики	Отличительные особенности
Инклинометрические параметры Z, W, A	Жесткозакрепленные триады акселерометра АТ-1306 и магнитомодуляционных датчиков ТМК	$Z = (0…180 \pm 0{,}1)°$	Аппаратура монтируется в бурильную колонну
Естественная радиоактивность окружающих скважину горных пород	Сцинтилляционный NaI(Tl) и CsI(Na) с ФЭУ	1…250 мкР/ч	Необходима амортизация
Плотность окружающих скважину горных пород	Источник ^{137}Cs детектор-сцинтиллятор NaI(Tl)+ФЭУ	0…250000 имп./мин	Применяется легко извлекаемый источник изотопов
Датчик НГК	Источник Po-Be Pu-Be, детектор-сцинтиллятор NaI(Tl)+ФЭУ	0…6000 имп./мин ±2 %	Применяется легко извлекаемый источник нейтронов
Упругие характеристики окружающих скважину горных пород	Приемники: пьезокерамика титанат бария Излучатель – пьезокерамика или магнитострикторы	Длительность обработки волновой картины – 4 мс, длительность измерения амплитуды – 8 мкс, динамический диапазон – 100 дБ	
Удельное электрическое сопротивление горных пород, окружающих скважину	Электрического, бокового, индукционного или электромагнитного каротажа	0,05…50 Ом·м 0,1…2000 Ом·м	
Давление внутри бурильных труб и в затрубном пространстве, давление в стволе добывающей скважины	Мембранный тензометрический	0…60 МПа ±2 % 0…105 МПа ±2 %	
Температура	Резистивный металлический или полупроводниковый	(0…150±0,5) °С (0…100±0,05) °С	
Расход в нагнетательной скважине	Электромагнитный	5…300 $м^3$/ч ±5 %	

Окончание табл. 3.3

Измеряемый параметр	Тип датчика	Технические характеристики	Отличительные особенности
Дебит	Термоэлектрический Ротационный	1...10 м^3/сут 10...700 м^3/сут 5...100 м^3/сут	
Осевая нагрузка	Магнитострикционный, тензометрический, индукционный	1...100 кН ±5 %	
Крутящий момент	Тензометрический	10...1000 с$^{-2}$	
Уровень вибрации	Акселерометрический Analog Device	0...50 g ±1 0...20 g	
Состав жидкости	Диэлектрический, по плотности	0...100 %	

3.2.2.1. Измерение температуры, расхода жидкости и давления

Для измерения температуры могут быть применены датчики различных типов и конструкций, выполненные по мостовым и дифференциальным схемам с выходом на постоянном или переменном токе. Наибольшую точность и стабильность характеристик имеют термометры, использующие в качестве чувствительного элемента металлическое (М), чаще всего проволочное термосопротивление. Однако чувствительность таких термометров невысока, поэтому для обеспечения достаточного выходного напряжения необходимо увеличивать подводимую мощность питания. Полупроводниковые термосопротивления (ПТС) имеют большую чувствительность, малые габариты, а соответственно, и малую инерционность, требуют незначительной мощности питания, что делает их применение в автономной аппаратуре наиболее целесообразным.

К недостаткам полупроводниковых термосопротивлений следует отнести нестабильность временных характеристик в начальный период эксплуатации, который можно исключить, проводя предварительное старение элементов.

Представляет интерес использование термосопротивления в качестве датчика расхода жидкости [65]. В этом случае с помощью дополнительного источника термосопротивление подогревается на 10...20 °С выше температуры окружающей среды. Омывающий датчик поток жидкости или газа стремится охладить тело датчика.

Уравнение баланса тела термоанемометра в установившемся состоянии имеет вид [65]

$$0{,}860 I_{\text{п}}^2 R = \xi (T - T_{\text{с}}) S,$$

где $R = R_{\text{о}} e^{-\alpha_R (T - T_{\text{с}})}$ – электрическое сопротивление полупроводникового термосопротивления при температуре T, превышающей температуру окружающей среды $T_{\text{с}}$; $I_{\text{п}}$ – ток подогрева; ξ – коэффициент теплоотдачи от поверхности датчика к окружающей среде; S – рабочая поверхность датчика; α_R – температурный коэффициент термосопротивления.

Параметром, позволяющим использовать физический процесс нагрева – охлаждения тела датчика для определения скорости потока, является коэффициент теплоотдачи, в выражение которого входят скорость потока и целый ряд других параметров: свойства среды, температура, габариты и материал датчика, диаметр канала, форма потока и др. Выражение для коэффициента теплоотдачи имеет следующий вид

$$\xi = V^{C'_{\text{п}}} C_{\text{п}} \frac{\lambda_T}{d_1} \left(\frac{d_{\text{э}}}{V} \right)^{C'_{\text{п}}} P_z^{0,38} \left(\frac{P_{z\text{ж}}}{P_z} \right)^{0,25},$$

где $C_{\text{п}}$, $C'_{\text{п}}$ – безразмерные коэффициенты, зависящие от режима потока; $P_z = V/d_1$ – безразмерный критерий физических свойств флюида, обтекающего датчик; $d_{\text{э}}$ – эквивалентный диаметр канала, в котором расположен датчик; V – скорость движения потока; $P_{z\text{ж}}$ – коэффициент, учитывающий направление теплового потока; d_1 – диаметр датчика; λ_T – коэффициент теплопроводности среды, обтекающей датчик.

Приращение сопротивления датчика в режиме измерения дебита (при дополнительном подогреве) по сравнению с режимом регистрации температуры (без подогрева) имеет функциональную связь между изменением сопротивления датчика и расходом флюида:

$$\Delta R = \frac{P_{z\text{ж}} R_{\text{о}} I_{\text{п}}^2 \alpha_R}{0{,}1 \left(\Phi_T V^{C'_{\text{п}}} S_1 l_{\varphi} C_{\text{п}} \frac{d_{\text{э}}}{d_1} - R_{\text{о}} \alpha_R I_{\text{п}}^2 \right)},$$

где l_{φ} – коэффициент, учитывающий угол атаки; Φ_T – коэффициент, связывающий все теплофизические факторы, влияющие на теплообмен датчика со средой, равный

$$\Phi_T = \frac{\lambda_T}{V^{0,62}} P_z^{0,38} \left(\frac{P_{zж}}{P_z} \right)^{0,25}$$

При использовании датчика конкретной формы в определенных теплофизических условиях, ввиду чрезвычайной сложности учета влияния на его работу всех факторов, необходимо производить эталонировку датчика для установления функциональной связи между изменением его сопротивления и скоростью потока.

Чувствительность термоэлектрического датчика расхода может быть определена как $\Delta R/\Delta V$:

$$K_V = \frac{R_0 \alpha_R I_п^2 P_{zж}}{S l_\varphi d_э^{C'_п} \Phi_T} \frac{C'_п}{V^{C'_п+1}}.$$

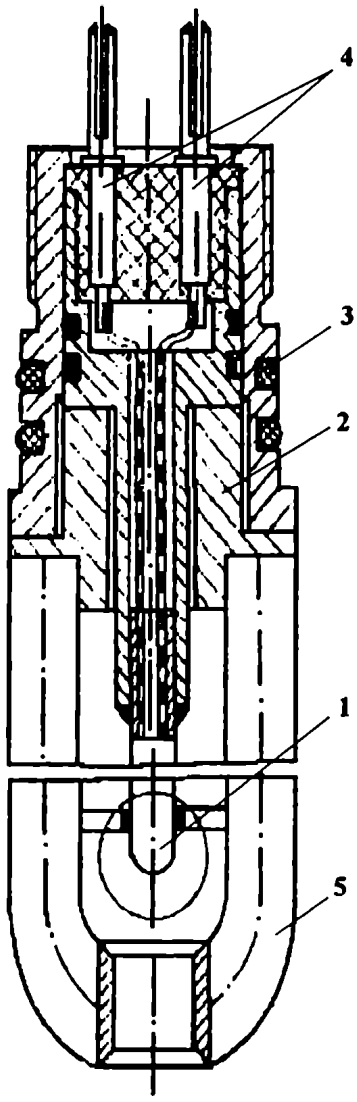
Анализ выражения показывает, что чувствительность термоэлектрического датчика тем выше, чем выше его температурный коэффициент, меньше поверхность и больше ток подогрева (ограничивается допустимой мощностью рассеяния).

На рис. 3.5 показаны общий вид термоэлектрического анемометра, обладающего высокой чувствительностью, и его выходная характеристика в зависимости от расхода жидкости в скважине и ее теплофизических свойств.

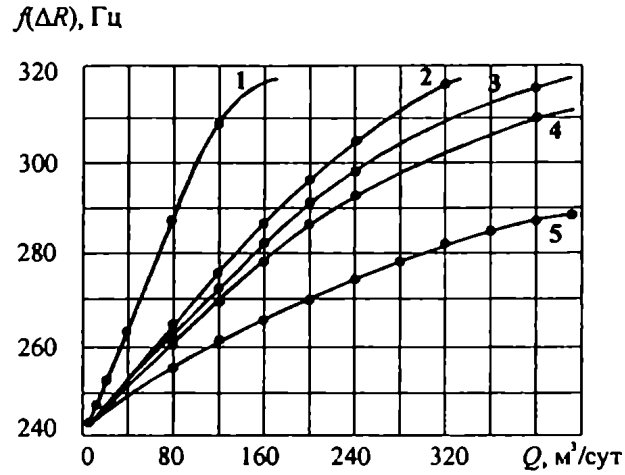
Неплохо зарекомендовали себя на практике датчики расхода жидкости ротационного типа, обладающие достаточно высокой линейностью зависимости частоты вращения вертушки от расхода флюида. Они не требуют дополнительного питания, единственным их недостатком является малая надежность в работе, особенно в скважинах с механическими примесями в потоке.

С целью выбора датчиков давления проанализированы различные типы измерительных устройств. Среди них датчики: реостатные, индуктивные, струнные, механические, тензометрические, емкостные и др. [37, 66, 76]. Анализ показал, что наиболее целесообразно в АИИС использовать полупроводниковые тензорезисторы, наклеенные на чувствительную мембрану.

На рис. 3.6 показан датчик давления, использующий в качестве упругого элемента мембрану с накленными на нее полупроводниковыми тензорезисторами (ПТР).



а



б

Рис. 3.5. *Общий вид (а) и характеристики (б) термоэлектрического анемометра:*

а: *1* – подогреваемый терморезистор; *2* – корпус датчика; *3* – уплотнение датчика; *4* – выходные клеммы датчика; *5* – защитный кожух;

б: ток подогрева: *1* – 50 мА (пресная вода); *2* – 100 мА (девонская пластовая вода); *3* – 100 мА (пресная вода); *4* – 100 мА (девонская нефть); *5* – 150 мА (пресная вода)

Как известно, основной деформационной характеристикой тензорезистора является зависимость

$$\Delta R/R_0 = K_{T1}\varepsilon + K_{T2}\varepsilon^2,$$

где ΔR – изменение сопротивления ПТР от деформации; R_0 – начальное сопротивление ПТР; ε – степень деформации; K_{T1}, K_{T2} – коэффициенты, характеризующие тензочувствительность.

Из приведенной формулы видно, что зависимость изменения сопротивления от деформации нелинейна. Линеаризация выходной характеристики датчика давления достигается путем размещения ПТР в зонах сжатия и растяжения. Включение активного тензорезистора в цепь управления преобразователем частоты (длительности) позволяет получить высокую линейность и стабильность характеристик [37].

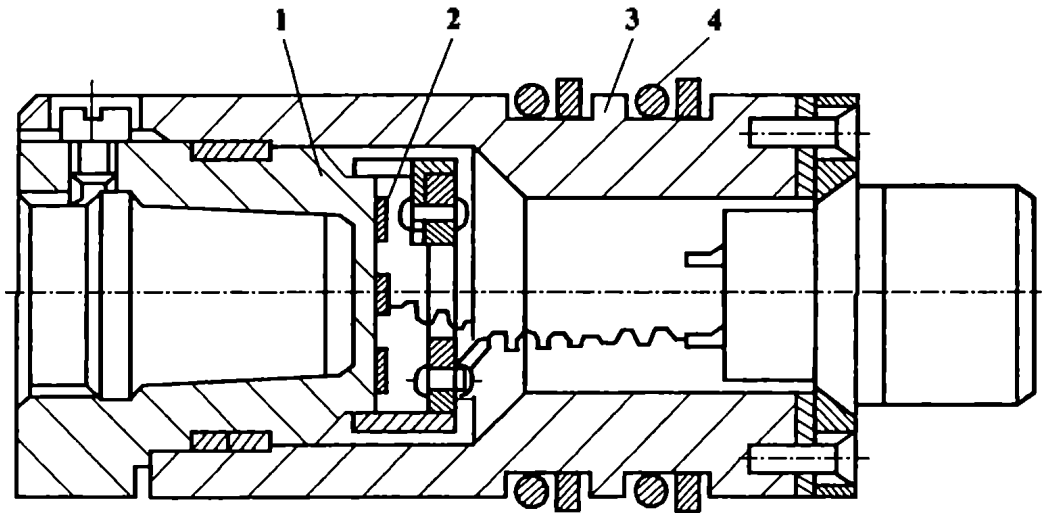


Рис. 3.6. *Тензометрический датчик давления:*
1 – мембрана; *2* – полупроводниковый тензорезистор; *3* – корпус датчика; *4* – уплотнитель датчика

При изготовлении датчика из сплава 44НХТЮ, обладающего стабильной характеристикой линейной деформации при изменении температуры, нет необходимости применять схему термокомпенсации. Датчик прост в изготовлении и надежен в работе.

Погрешность измерений составляет не более ±0,5 % при температуре до 100 °С, хотя температурный диапазон может быть значительно расширен.

Интересно использование в качестве высокочувствительных преобразователей температуры пьезокерамических и кварцевых кристаллов, обеспечивающих изменение частоты до 450 Гц при работе в диапазоне температур от 0 до 120...140 °С.

3.2.3. Источники питания и устройства управления работой автономных скважинных приборов

Питание скважинного прибора автономной аппаратуры осуществляется от собственного источника тока, размещенного в глубинном блоке. В качестве таких источников могут быть использованы химические источники тока. Их тип и исполнение зависят от назначения аппаратуры и условий ее эксплуатации [46, 134].

3.2.3.1. Источники питания автономных скважинных приборов

Основной их класс представляют химические гальванические элементы и аккумуляторы. В последнее время в связи с техническим перевооружением в области радиоэлектроники и развитием космической техники была создана и освоена промышленностью широкая номенклатура малогабаритных источников тока с высокими энергетическими показателями, рассчитанными на работу в специфичных условиях. Однако режим работы в скважинах значительно отличается от нормальных условий эксплуатации, поэтому применение их в скважинной аппаратуре требует дополнительных исследований [46, 134].

Факторами, определяющими выбор источника тока для скважинной аппаратуры, являются: 1) удельные энергетические показатели; 2) диапазон рабочих температур; 3) вибропрочность и вибростойкость; 4) срок и условия хранения; 5) удобство и безопасность обслуживания.

Из выпускаемых отечественной промышленностью и за рубежом химических источников тока указанным требованиям в большей степени удовлетворяют элементы и аккумуляторы, характеристики которых приведены в табл. 3.4 [46, 134].

По удельной энергии, приходящейся на единицу объема, РЦ-элементы не имеют себе равных. Они обладают стабильными характеристиками при хранении и разряде, просты и удобны в эксплуатации. Температурные исследования показали, что некоторые модификации, например РЦ82Т, работоспособны при температурах до 100 °С.

На рис. 3.7 приведены характеристики разряда семи секций (*1–7*) РЦ82Т с общей ЭДС 12,5 В при температуре 100 °С и токе разряда 50 мА.

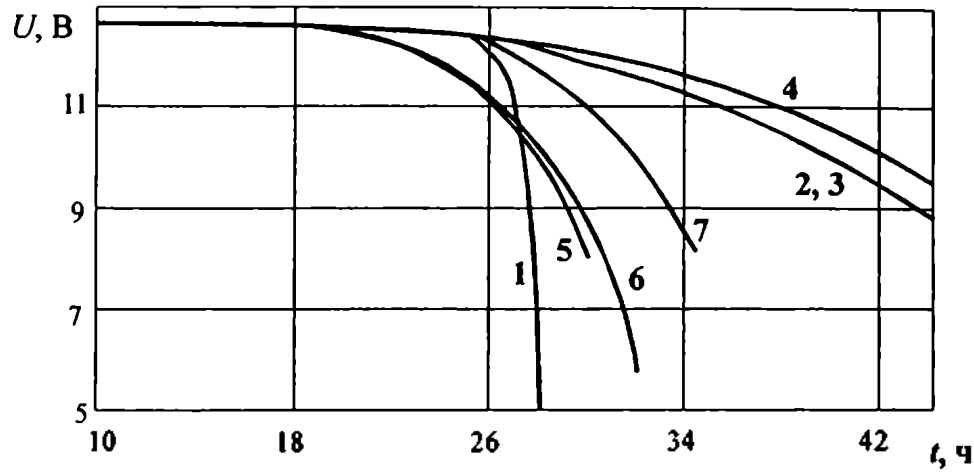


Рис. 3.7. *Разрядные характеристики батареи 10РЦ82Т при токе разряда 50 мА*

Марганцево-цинковые элементы типа "Марс" и "Сатурн" нашли самое широкое распространение в радиотехнике и измерительной аппаратуре благодаря своей неприхотливости при эксплуатации и малой стоимости изготовления. Однако они значительно уступают РЦ-элементам по удельным параметрам и термостойкости, хотя применение их в специальных защитных барокамерах позволяет повысить верхний температурный предел до 100 °С.

Большой интерес представляют малогабаритные аккумуляторы герметичной конструкции. Их использование упрощает обслуживание аппаратуры и повышает надежность ее работы. Из приведенных в табл. 3.4 характеристик кадмий-никелевых аккумуляторов лучшими обладают устройства серии ФГ. Они имеют хорошие удельные показатели, обеспечивают очень большие разрядные токи, просты и удобны в эксплуатации. Их широкое применение в скважинной аппаратуре ограничивается лишь верхним пределом рабочих температур, который при правильной эксплуатации может достигать 70 °С. При работе в условиях более высоких температур уменьшается число рабочих циклов разряда.

Аккумуляторы серии Д и ЦНК допускают незначительные разрядные токи, а их параллельная работа затруднена из-за нестабильности характеристик по емкости. К недостаткам относится также и очень узкий температурный диапазон работы, что ограничивает их широкое применение в скважинной аппаратуре.

Аккумуляторы КНГ-0,8 с расплавляемым электролитом рассчитаны на работу при температурах до 160 °С, но они значительно уступают аккумуляторам ФГ по удельной энергии и должны

эксплуатироваться в строго регламентированном температурном режиме (от 100 до 160 °С) при ограниченном числе циклов разряда (не более 5). Кроме того, применение аккумуляторов КНГ-0,8 в скважинной аппаратуре затруднено сложностью их заряда и необходимостью тщательного контроля режима зарядки.

Таблица 3.4

Технические характеристики некоторых химических источников тока

Наименование, изготовитель	Тип источника	Диаметр, мм	Длина, мм	Напряжение, В	Разрядный ток, мА	Емкость, А·ч	Диапазон рабочих температур, °С	Удельная энергия, кВт·ч/м³	Вибростойкость
LSH 14	Литиевый	25,9	50,0	3,6	800	5,5	-60…+85 (+100)	51	
LSH 20	Литиевый	33,1	61,4	3,6	1800	13,0		100	
LS 33600 TL 6537	Литиевый	33,1	61,5	3,6	250	16,5	До +100	90	
BEI 33-127-150 MR 33-127-180 MR 33-127-200 MR Electrochem	Литиевый	33,3		3,6			До +150		
LS 33600 C SAFT	Литиевый	30	50	3,2	80	18,5	-60…+100	75	
РЦ82Т			94	1,25	50	1,5	До +70	250	
Sonnenschein lithion (Германия):									
SL-360	Хим.	14,7	50,5	3,2	20	2,3	-55…+85	18	30g
SL-560	источ.	14,7	50,5	3,2	20	1,7	-55…+130	18	30g
SL-770	То же	26,2	50,0	3,6	100	7,2	-40…+85	50	30g
SL-780		32,9	61,5	3,6	200	16,5		92	
SL-790		32,9	123,5	3,6	300	35		195	30g
Аккумуляторы									
Д-0,1	Кадмий никелев.	20,0	6,6	1,20	25	0,25	-20…+45	60	25g
ЦНК-0,85	Цилиндр	14,0	50,0	1,36	85	0,85	-40…+60	65	25g
ФГ-400	Герметичн. безламельн.			1,35	1000	1,8	-10…+70	53	100g

Окончание табл. 3.4

Наименование, изготовитель	Тип источника	Диаметр, мм	Длина, мм	Напряжение, В	Разрядный ток, мА	Емкость, А·ч	Диапазон рабочих температур, °С	Удельная энергия, кВт·ч/м³	Вибростойкость
С твердым элект.									
КНГ-08				0,9	100	0,8	100...160	24	100g
SANYA (Япония)									
KR-CH 12.5		25,8	50,0			2,5	До +70	74	25g
		33,0	60,0			4,0		145	
		33,0	91,0			7,0		230	
KR-MN		43	91,0	1,2	10,0	10,0	До +70		
N-2000CK		25,8	50,0	1,2		2,0	До +70		

К наиболее важным и определяющим параметрам автономных источников питания относятся их вибрационные характеристики. Отсутствие в литературе данных по допустимым вибрационным перегрузкам затрудняет оценку электрических и эксплуатационных характеристик источников в рабочих условиях. Для получения таких материалов потребовалось проведение специальных исследований энергетических и разрядных характеристик источников тока в условиях вибраций, действующих в различных направлениях и широком диапазоне частот. Конструкция многих химических источников такова, что они хуже выдерживают вертикальные осевые вибрации, поэтому их характеристики исследовались в основном в осевом направлении. Прежде всего, была изучена зависимость начальной ЭДС источников тока от частоты вибраций. Испытания в диапазоне частот от 5 до 300 Гц показали, что до ускорений 25g ЭДС всех типов источников, за исключением элементов "Марс", остается постоянной, а это свидетельствует об их вибропрочности. Виброперегрузки в 15g являются предельными для элементов типа "Марс", "Сатурн", 25g – для элементов РЦ и аккумуляторов серии Д и ЦНК. У элементов "Марс" нарушается целостность конструкции вследствие перемещений чехла с двуокисью марганца в пределах газового пространства; у элементов РЦ нарушается герметизирующая прокладка и деформируется корпус, а у аккумуляторов возникают обрывы в токоотводящих шинах и разрушаются пластмассовые крышки сосудов. Наиболее вибропрочными являются аккумуляторы серий ФГ и КНГ-0,8. Они способны выдерживать виброперегрузки до 100g и ударные нагрузки более 500g.

С целью оценки влияния вибраций на энергетические параметры рассмотренных источников тока были сняты их разрядные характеристики при двух уровнях виброперегрузок (15g и 20g) в диапазоне частот от 5 до 200 Гц. Испытанию подвергались партии источников по 5 шт. в каждой при нормальных температурных условиях и режимах, соответствующих техническим данным каждого источника.

При виброперегрузках до 15g все источники сохранили работоспособность и показали стабильность разрядных характеристик (рис. 3.8,*а*). При виброперегрузках более 15g нарушилась стабильность характеристик у элементов "Марс" и аккумуляторов ЦНК, то же самое наблюдалось у элементов РЦ и аккумуляторов серии Д, но только при перегрузках более 20g. Аккумуляторы ФГ-400 и КНГ-0,8 практически были работоспособны на всех режимах вибраций, включая и максимальные (до 100g), которые может развивать вибростенд.

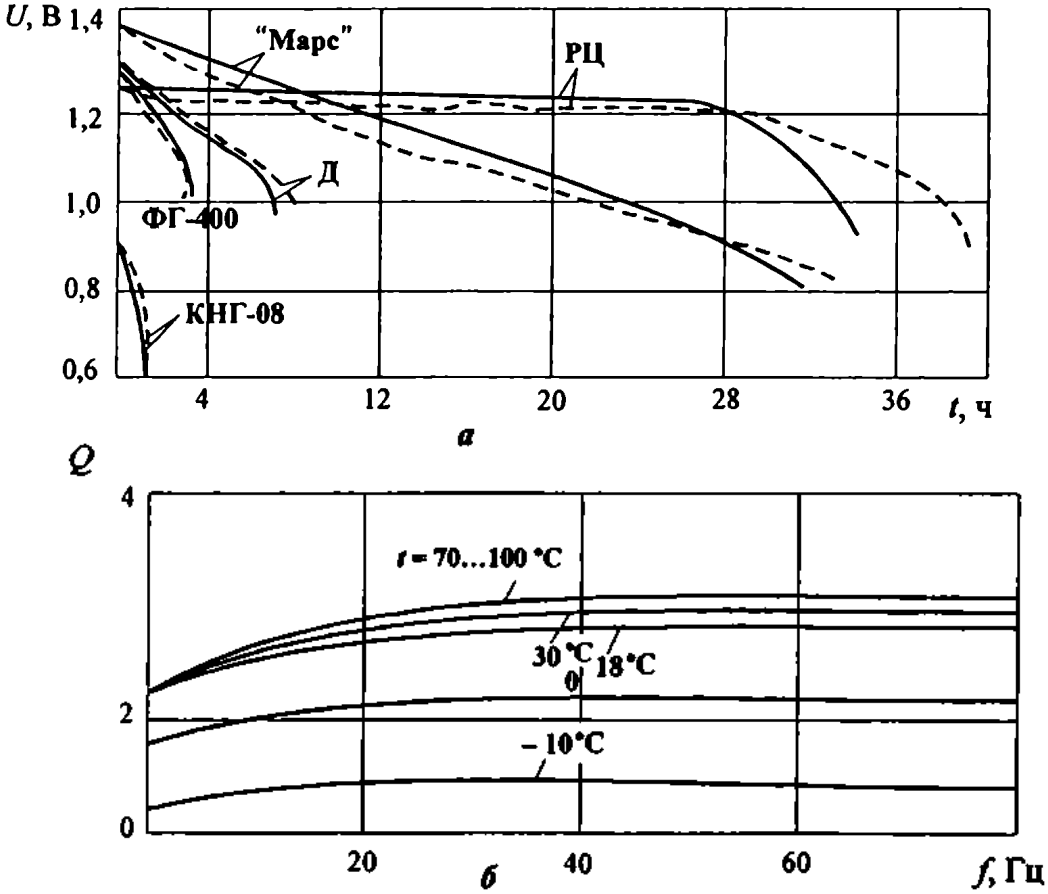


Рис. 3.8. *Разрядные характеристики U(t) химических источников тока в условиях вибрации (пунктирная линия) и без нее (сплошная линия) и отдаваемая элементами РЦ емкость Q в условиях воздействия вибраций при разных температурах эксплуатации*

Аккумуляторы КНГ-0,8 и ФГ-400 в условиях вибрации отдают такую же емкость, что и в статическом состоянии. У элементов "Марс" и аккумуляторов Д-0,1 под воздействием вибраций наблюдается незначительное приращение емкости, в то время как у РЦ-элементов отдаваемая емкость увеличивается существенно.

Как видно из рис. 3.8,*б*, где приведены зависимости отдаваемой РЦ-элементами емкости от частоты внешних вибраций при различных температурах, емкость возрастает с увеличением частоты вибраций до 40...60 Гц, затем стабилизируется и изменяется незначительно.

Увеличение отдачи емкости химических источников тока под воздействием вибраций объясняется активизацией токообразующей реакции и повышением подвижности активных элементов и частиц, т. е. вибрация влияет так же, как и повышение температуры при разряде.

Проведенные исследования и практический опыт эксплуатации рассмотренных источников тока позволяют рекомендовать для использования в скважинной вибростойкой аппаратуре ртутно-цинковые элементы типа РЦ82Т и герметичные безламельные аккумуляторы серии ФГ. Следует заметить, что применение первых требует обязательной виброизоляции с целью снижения виброперегрузок до 15g, в то время как ФГ-аккумуляторы не нуждаются в мерах защиты от вибрационных перегрузок, что определяет их главное преимущество.

Из зарубежных химических источников тока в автономных системах для исследований скважин нами рекомендуются литиевые источники SAFT типа LSH14 и LSH20, SL-560 (Германия), из аккумуляторов – КР-СН12,5 (Япония).

3.2.3.2. Устройства управления работой автономных приборов

Наиболее универсальным способом управления АИИС различных классов является способ управления по времени. В этом случае перед спуском глубинного прибора в скважину с помощью устройства задержки времени, размещенного в глубинном блоке и имеющего регулировку задержки, устанавливается момент включения. В качестве устройств временной задержки могут быть использованы различные механические (часовые), электронные (релейные), гидравлические (дроссельные) и тепловые (инерционные) элементы.

Сравнительными испытаниями установлено, что более высокую точность и надежность при работе в условиях скважины обеспечивают устройства, выполненные на интегральных микросхемах, работающих в режиме делителей частоты. В качестве генератора импульсов могут быть применены мультивибратор Роера или кварцевый генератор.

Такие устройства включения рекомендуется использовать в автономных приборах для исследования действующих скважин, когда время их спуска к изучаемому объекту не зависит от операций свинчивания и развинчивания бурильных труб, так как это связано с многочисленными непредвиденными задержками при спуске бурильного инструмента. Их применение целесообразно также и в автономной аппаратуре для каротажа в процессе колонкового бурения.

В аппаратуре каротажа скважин в процессе турбинного бурения хорошо зарекомендовало себя устройство, включающееся от прокачки бурового раствора [112, 126], или датчик давления, срабатывающий в моменты начала прокачки или достижения прибором заданной глубины спуска. В качестве такого датчика целесообразно использовать простые тензометрические преобразователи, момент включения которых зависит от величины регулируемого сопротивления [12].

Манометрические устройства включения очень удобны для использования также и в автономных приборах для геофизических и гидродинамических исследований скважин в процессе испытаний трубными испытателями пластов.

Для включения автономных приборов на бурильных трубах (каротаж наклонных и осложненных скважин), к которым имеется доступ с устья, желательно применять приборы, срабатывающие от контакта со специальными элементами, сброшенными сверху (например, шара из ферромагнитного материала). Такой способ включения обеспечивает высокую точность во времени и, следовательно, облегчает привязку данных каротажа к глубине скважины, осуществляемую методом двух хронометров.

В некоторых видах автономной аппаратуры (каротаж скважин подземного бурения) для ее включения можно воспользоваться взаимодействием скважинного прибора со стенкой скважины [128], что значительно упростит его конструкцию. Наиболее перспективным является дистанционное управление скважинным прибором с помощью сигналов телеуправления, посылаемых на

забой с поверхности. Такой способ позволяет не только включить и выключить аппаратуру, но и осуществлять привязку данных измерений к глубине скважины путем автономной регистрации служебных команд, посылаемых с поверхности через каждый заданный интервал углубления скважины. Указанные цели достигаются при работе прибора в стартстопном режиме по сигналам управления, поступающим с поверхности в соответствии с перемещением бурильной колонны. Наиболее просто реализуется такой способ при передаче управляющих сигналов по колонне труб, которая в приборах электрического каротажа используется в качестве токового электрода.

3.2.4. Привязка данных измерений АИИС к глубине

Вопрос точной привязки данных скважинных измерений к глубине является основным для АИИС. Можно затратить много усилий на разработку сверхточных систем, однако если данные измерений не будут соответствовать действительной глубине, то ценность их будет нулевая.

Как уже отмечалось, традиционные методы измерения глубины аппаратурой, спускаемой на каротажном кабеле, с помощью глубиномеров, измеряющих длину пути через угловые перемещения мерительного ролика, могут применяться в наклонно направленных и горизонтальных скважинах. Точность измерений глубины (длины кабеля) составляет, как правило, 0,05...0,1 %, что обеспечивает ошибку в 0,5...1,0 м. Погрешность можно уменьшить, если учитывать температурные расширения кабеля, его растяжение под нагрузкой при движении наверх. Еще большую точность удается получить, сопоставляя измерения по характерным точкам геологического разреза.

При измерениях автономной аппаратурой, спускаемой на бурильных трубах, единственным способом, связывающим автономный скважинный прибор с устьем скважины (уровня стола ротора буровой), является свинчиваемая из отдельных свечей колонна бурильных труб, необходимо измерять ее длину. Широко применяемые в бурении, станциях геолого-технологического контроля (исследований) глубиномеры ведут контроль погружения квадрата (приращения глубины) [124]. Последовательно прибавляя приращение глубины, получают общую глубину (длину бурильной колонны), которая измеряется только тогда, когда бурильный инст-

румент находится в скважине. Если квадрат поднимается так, что долото поднимается над забоем, счетчик глубины фиксирует длину поднятого от забоя инструмента. При последующем опускании квадрата приращение глубины начинается только тогда, когда счетчик глубины "над забоем" займет положение "0". При спускоподъемных операциях на буровой срабатывает датчик "мертвого конца" и счетчик глубины отключается.

Устройство измерения глубины представляет собой датчик угловых перемещений оси буровой лебедки, описанный в разделе 2.4.5. Зная рабочий диаметр слоя троса (для каждого слоя намотки он различен) и угол поворота оси лебедки, вычисляют длину перемещения троса. Сумма этих отрезков составляет общую длину перемещений троса, что отражает глубину погружения долота.

Растяжение (сжатие) бурильных труб значительно меньше, чем у каротажного кабеля, но и его можно учесть, так как нагрузка на долото (вес на крюке) постоянно измеряется и регистрируется, точность измерения длины бурильной колонны достаточно высока, и ошибка в измерении длины бурильной колонны составляет не более 0,3...0,5 м на 1 км длины колонны.

Другой прогрессивный способ измерения глубины скважины использует измерение числа отрезков повивов троса, фиксируемых датчиком магнитного поля (рис. 3.9). Такой глубиномер устанавливается на центрирующей растяжке, трос лебедки пропускается через вращающиеся ролики, между которыми размещены датчики, регистрирующие точки троса, максимально приближенные к ним. Общая глубина (длина колонны) определяется как сумма отрезков между повивами. Как в глубиномере, устанавливаемом на оси лебедки, в описываемой конструкции глубиномера фиксируется направление движения троса. К недостаткам этой конструкции относится то, что при нарушениях отдельных проволочек могут быть ошибки в счете числа повивов.

Одновременно измеряя изменение глубины и время, определяют такие параметры, как механическая скорость бурения (иногда регистрируют обратную величину – продолжительность бурения заданного интервала – механический каротаж), скорость спускоподъемных операций, текущая глубина (положение забоя), положение над забоем и др.

Используя данные о глубине скважины, можно построить таблицы и графики измеряемых геофизических и технологических параметров в функции глубины. Дополнительной привязки данных измерений к глубине не требуется.

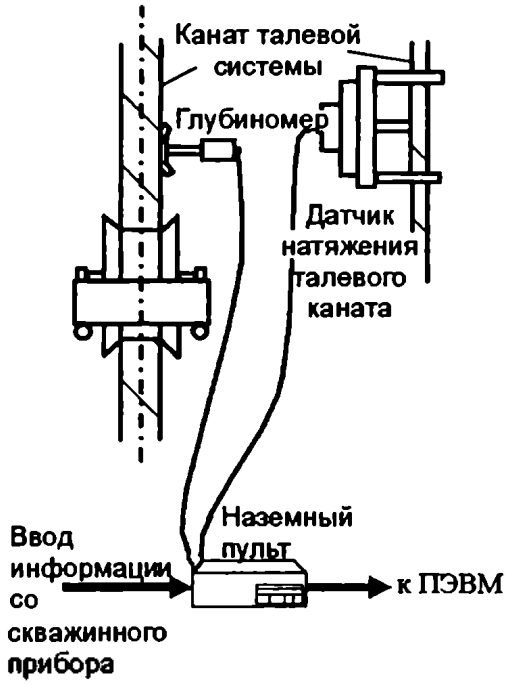


Рис. 3.9. *Датчик измерения глубины*

В тех случаях, когда данные измерений скважинным автономным прибором записываются в масштабе времени, для перестройки диаграмм в масштабе глубин необходимо на поверхности записывать в масштабе реального времени изменения глубины с таким расчетом, чтобы при синхронном воспроизведении на ПЭВМ и сопоставлении этих данных получить результаты измерений в масштабе глубин.

Если в скважинном приборе регистрировать данные измерений двумя, а лучше тремя одноименными датчиками, расположенными на определенном расстоянии друг от друга по глубине, то по характерным точкам геологического разреза можно получить совершенно точно привязанную к глубине диаграмму [126].

Геофизические исследования в бурящихся скважинах и по методике каротаж–испытание–каротаж при испытании скважин трубными испытателями пластов непосредственно связаны с бурильными трубами и буровым оборудованием и имеют много общего в методике проведения измерений. Для получения окончательных материалов требуются дополнительная обработка информации, включающая уточнение глубины проведенных измерений, и увязка результатов измерений с геологическим разрезом.

Гидродинамические исследования глубинной аппаратурой, устанавливаемой в испытателе пластов, проводятся в масштабе вре-

мени и характеризуются только изменением показаний датчиков во времени. Исследования в добывающих скважинах, осуществляемые аппаратурой, спускаемой на скребковой проволоке, могут выполняться при постоянной скорости перемещения глубинного прибора в изучаемом интервале, поэтому обработка результатов записи может быть несколько упрощена.

При выборе способа привязки по глубине применяются различные методы "двух зондов", синхронной регистрации сигналов в глубинном блоке в масштабе времени и меток глубин на поверхности, корреляции разновременных однотипных кривых, записи в глубинном блоке дополнительного канала меток времени, дистанционного управления режимом записи в масштабе глубин.

Сущность способа привязки каротажных кривых к глубине скважины двумя разнесенными по глубине зондами, предложенного В.И. Нефтяновым, заключается в следующем. В автономном приборе регистрируются одновременно две кривые однотипными зондами, размещенными на определенном расстоянии друг от друга. Зная это расстояние и определив время прохождения точки измерения одним и другим зондом, можно по характерным точкам определить скорость перемещения скважинного прибора и установить приращение глубины. Способ является универсальным, однако для его реализации необходимо иметь два одинаковых измерительных датчика и обеспечивать регистрацию в глубинном блоке дополнительного измерительного канала. Точность привязки этим способом отвечает необходимым требованиям.

Для получения диаграммы в масштабе глубины необходима машинная обработка данных. Метод привязки неэффективен при измерениях в однородном разрезе, где поиск характерных точек по кривым затруднен.

Метод синхронной регистрации данных скважинных измерений в масштабе времени в глубинном блоке и одновременная запись меток глубин от глубиномера в масштабе времени наземным блоком обеспечивают высокую точность привязки Общая точность во многом определяется точностью отсчета начального момента записи, поэтому необходимо фиксировать все остановки при движении прибора по стволу скважины и эту информацию также учитывать. Можно осуществлять протяжку диаграммной бумаги метками глубин, но при этом узел протяжки не должен допускать проскальзывания. (При проскальзывании ленты погрешность накапливается и может достигать к концу записи 7...12 %.)

Этот наиболее общий алгоритм является универсальным и может использоваться для АИИС различного назначения. При постоянной скорости перемещения скважинного прибора во всем исследуемом интервале разреза или интервалах времени между вынужденными остановками при исследовании небольших участков разреза точность привязки становится еще выше. Следует заметить, что метод определения глубины посредством измерения длины бурильной колонны также может дать неточные результаты, поэтому в тех случаях, когда можно привлечь данные измерений аппаратурой на кабеле по характерным участкам или опорным пластам (реперам), всегда можно скорректировать по глубине полученные с помощью АИИС диаграммы. Перспективно применение дистанционных устройств для управления работой прибора и регистрации данных глубинных измерений в масштабе глубин [126]. Для этих целей рекомендуется гидравлический и беспроводной каналы связи для управления глубинным прибором с поверхности.

При исследованиях добывающих скважин с высоким давлением на устье автономными приборами, спускаемыми на скребковой проволоке, когда измерения проводятся при перемещении прибора по стволу скважины с равномерной скоростью, привязка к глубине не представляет трудности, хотя в ряде случаев для уточнения глубины требуется сопоставить диаграмму ГК, записанную автономным прибором, с кривой, полученной ранее аппаратурой на кабеле.

3.3. ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН

3.3.1. Каротаж скважин автономной аппаратурой в процессе бурения

Каротаж скважин в процессе бурения при автономном способе регистрации параметров выполняется с помощью измерительной установки, входящей в компоновку бурильного инструмента. В зависимости от решаемых задач она может располагаться на различных участках бурильной колонны – выше и ниже турбобура. При размещении измерительной установки с зондом на валу забойного двигателя в непосредственной близости от долота удается полностью реализовать основное преимущество каротажа в процессе бурения – получение неискаженных характеристик пласта [153, 155].

Для осуществления автономного способа каротажа скважин в процессе бурения во ВНИИГИС разработана аппаратура УАК-1 (устройство автономное каротажное), предназначенная для проведения электрического каротажа методом сопротивлений [128]. Автономная аппаратура состоит из глубинного прибора и наземного дешифратора, обеспечивающего воспроизведение записанной информации в виде каротажных диаграмм в масштабе глубин с помощью каротажного самопишущего осциллографа Н-381 (рис. 3.10). Глубинный прибор выполнен в виде прочного переводника. На его изолированной стеклопластиком наружной поверхности расположены три кольцевых электрода A, M, N, переключение которых позволяет получать градиент-зонд A0,4M0,2N и потенциал-зонд A0,6M.

Внутри переводника в герметичном контейнере расположена электроизмерительная схема прибора. Токовые электроды питаются стабилизированным током прямоугольной формы частотой 400 Гц от унифицированного для автономной аппаратуры генератора стабильной частоты *1*. Преобразование аналогового сигнала, снимаемого с делителя напряжения *2* и усилителя *3*, в цифровую форму осуществляется с помощью аналого-цифрового преобразователя *4*, выполненного по компенсационной схеме. Компенсация достигается сравнением измеряемого сигнала со ступенчато-возрастающим напряжением, снимаемым с выхода резисторной матрицы, которая работает по принципу суммирования токов. При достижении равенства измеряемого напряжения с возрастающим компенсирующим в схеме сравнения изменяется фазовое соотношение результирующего напряжения, и на выходе фазового детектора, исполняющего роль нуль-органа, формируется сигнал, прекращающий поступление импульсов на счетный регистр преобразователя и устройство регистрации *5*. Схема работает по замкнутому циклу, управляемому программным устройством *6*.

С целью расширения диапазона измерений и повышения чувствительности измерительной системы в глубинной аппаратуре предусмотрено переключение масштаба измерений. Схема переключения позволяет регистрировать измерения в двух различных масштабах в диапазоне 0...60 Ом·м (М = 1:1) и 60...300 Ом·м (М = 1:5). Она состоит из делителя напряжения *2* и порогового устройства *7*. Переключение масштаба измерений достигается изменением коэффициента передачи делителя с помощью порогового устройства при увеличении измеряемого напряжения до определенного уровня.

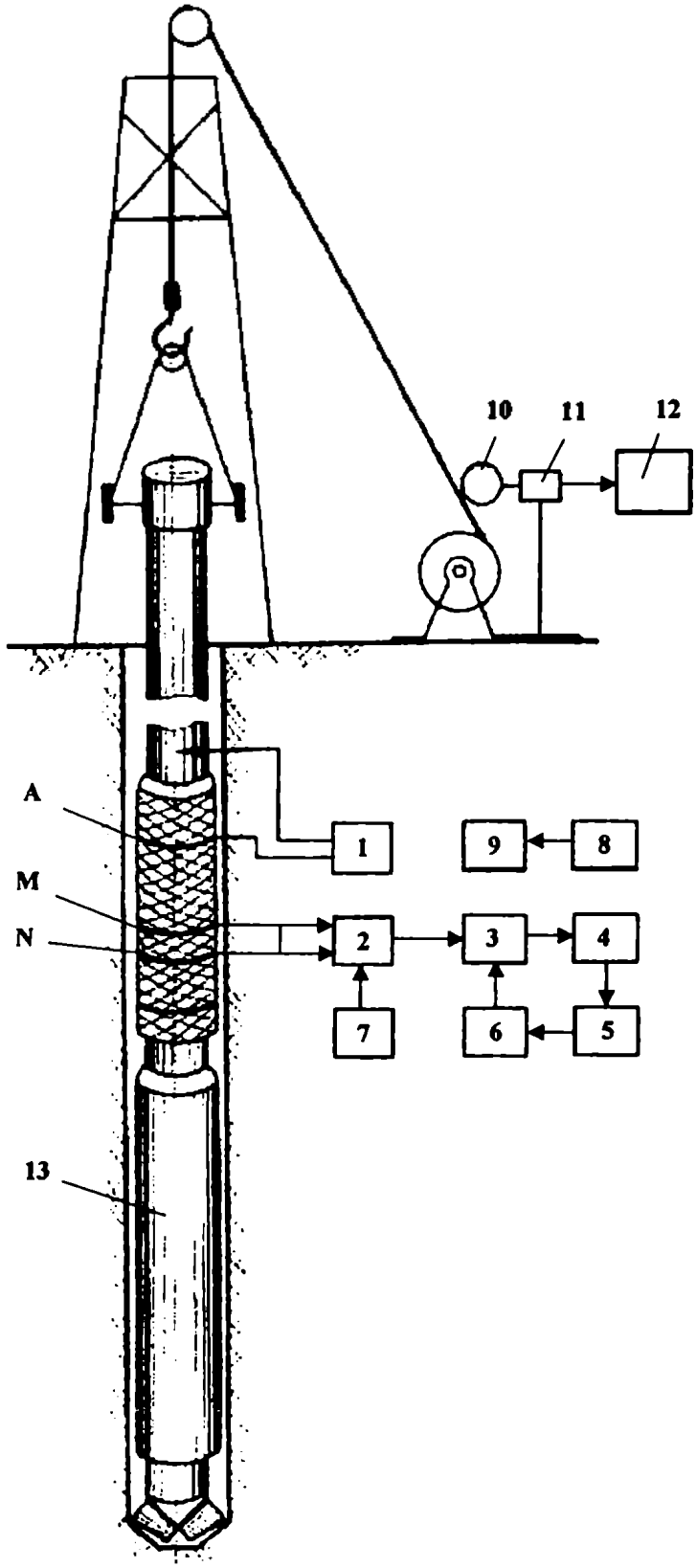


Рис. 3.10. *Схема построения автономной аппаратуры для каротажа в процессе бурения*

Для включения аппаратуры после спуска прибора в скважину и начала бурения предусмотрен датчик промывки *8*, обеспечивающий подключение схемы к источнику питания 9 в момент включения буровых насосов. В качестве автономного источника питания в зависимости от условий эксплуатации могут быть использованы химические (РЦ85) или динамические источники тока (турбогенераторы). Применение последних целесообразно в термостойких вариантах прибора, рассчитанных для использования в глубоких и сверхглубоких скважинах.

Регистрация параметров осуществляется на магнитную проволоку из сплава ЭИ-708А диаметром 50 мкм в цифровой форме в виде числа импульсов. Все блоки электроизмерительной схемы и проволокопротяжный механизм установлены на комбинированных резинометаллических амортизаторах. Воспроизведение записанной автономным прибором информации осуществляется наземным дешифратором, содержащим усилитель воспроизведения, блок обратных преобразований и регистратор углубления скважины в процессе бурения для записи меток глубины. Метки глубины формируются с помощью мерного ролика *10*, контактирующего в процессе бурения с талевым канатом, и формирователя импульсов *11*.

Привязка данных измерений к глубине обеспечивается благодаря синхронизации протяжки диаграммной бумаги с метками глубины в процессе воспроизведения информации, записанной скважинным прибором и регистратором наземного дешифратора *12*. Он имеет два выхода: аналоговый (на регистратор Н-381) и цифровой (на перфоратор ПЛ-150 П).

Техническая характеристика автономной аппаратуры УАК-1

Диапазон измерения КС, Ом·м ..... 0…300
Допускаемый предел основной погрешности
в зависимости от измеряемой величины КС, Ом·м .... ±(0,5 + 0,05КС)
Вид регистрации ..... Магнитный
Тип магнитоносителя ..... Проволока ЭИ-708А
Скорость транспортирования магнитной
проволоки, мм/с 50
Емкость памяти, ч 10
Вибростойкость забойной аппаратуры в диапазоне частот
от 0 до 300 Гц, g 100
Диапазон рабочих температур для забойной аппаратуры, °С. 10…80

Максимальное давление на скважинный прибор, МПа 50
Напряжение питания забойной аппаратуры, В ..... +12
Габариты забойного снаряда, мм:
длина 1500
диаметр 170

Аппаратура УАК-1 применяется для выявления проницаемых пластов и оценки их удельного электрического сопротивления в условиях сложных разрезов и глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, когда использование стандартной аппаратуры на кабеле неэффективно.

При каротаже скважин в процессе бурения автономными приборами возможны два варианта их компоновки с бурильным инструментом: над турбобуром *13* и на его валу. Если позволяет технология бурения, более предпочтителен второй вариант, так как при этом удается совместить момент вскрытия пласта и время его исследований и тем самым получить значения КС, близкие к истинным. Представляют интерес исследования, выполненные двумя автономными приборами, расположенными на различных участках инструмента (на валу турбобура и выше него). Это позволяет проследить динамику образования зоны проникновения и однозначно выявить проницаемые участки пласта.

Независимо от места расположения измерительной установки в процессе исследований при интерпретации полученных материалов необходимо вводить поправки на влияние скважины по палеткам для кольцевых электродов для данного типа зонда и учитывать влияние ограниченности толщины исследуемых пластов.

Для учета влияния ограниченной толщины h пласта и сопротивления $\rho_{вм}$ вмещающих пород на показания зондов с точечными электродами рекомендуется использовать поправочные кривые, рассчитанные для пласта без скважины (рис. 3.11). Однако, как следует из палеток БКЗ, при наличии скважины эти кривые справедливы лишь при $\rho_п/\rho_с < 100$ и значениях h, существенно больших длины зонда. Установлено, что, благодаря большому диаметру кольцевого потенциал-зонда (малому влиянию скважины), указанные расчетные поправочные кривые применимы для исправления его показаний вследствие влияния толщины и сопротивления вмещающих пород при гораздо большем диапазоне изменения $\rho_п/\rho_с$ и h, чем для потенциал-зонда с точечными электродами.

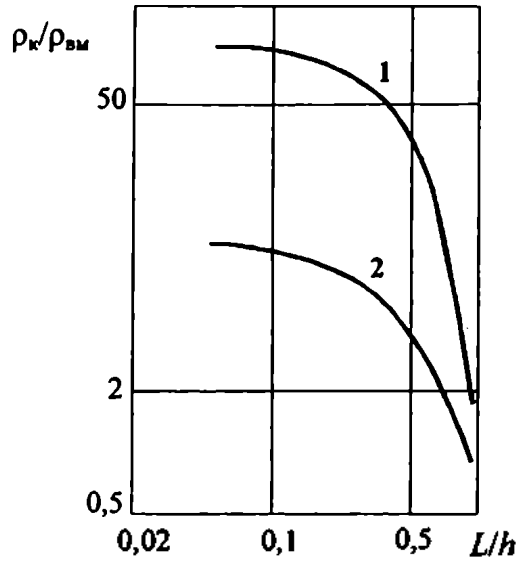


Рис. 3.11. *Влияние толщины пластов и сопротивления вмещающих пород на показания зонда* ρ_n/ρ_c: *1* – 10; *2* – 100

Значительный опыт исследований скважин в процессе бурения позволяет сделать вывод о том, что данные, полученные автономными приборами, близки к истинным, на них в меньшей степени сказывается влияние зоны проникновения, они лучше расчленяют разрез и дают возможность оценивать параметры пропластков. Особенно их преимущества проявляются в условиях сложных разрезов.

В качестве примера, иллюстрирующего эффективность электрического каротажа в процессе бурения, можно привести материалы исследования одной из скважин ТатАССР (Республика Татарстан) (рис. 3.12 и табл. 3.5).

Таблица 3.5

Результаты исследования скв. 519 Бавлинской площади

Интервал залегания пласта, м	Толщина пласта *h*, м	Каротаж в процессе бурения			Стандартный каротаж	
		$\rho_п$, Ом·м	$\rho_п$, исправленное с учетом влияния скважины, Ом·м	$\rho_п$, исправленное с учетом влияния *h* и $\rho_{вм}$, Ом·м	$\rho_п$, записанное потенциал-зондом, Ом·м	$\rho_п$ по БКЗ, Ом·м
1167,4...1170,3	2,9	30	38	20	70	20...25
1170,3...1185,8	15,5	154	192	210	184	230
1212,0...1215,6	3,6	150	210	270	110	260
1222,0...1230,0	8,0	13	16	15	16	13
1229,4...1232,4	3,0	114	147	80	34	80...16
1235,8...1239,0	3,5	50	60			

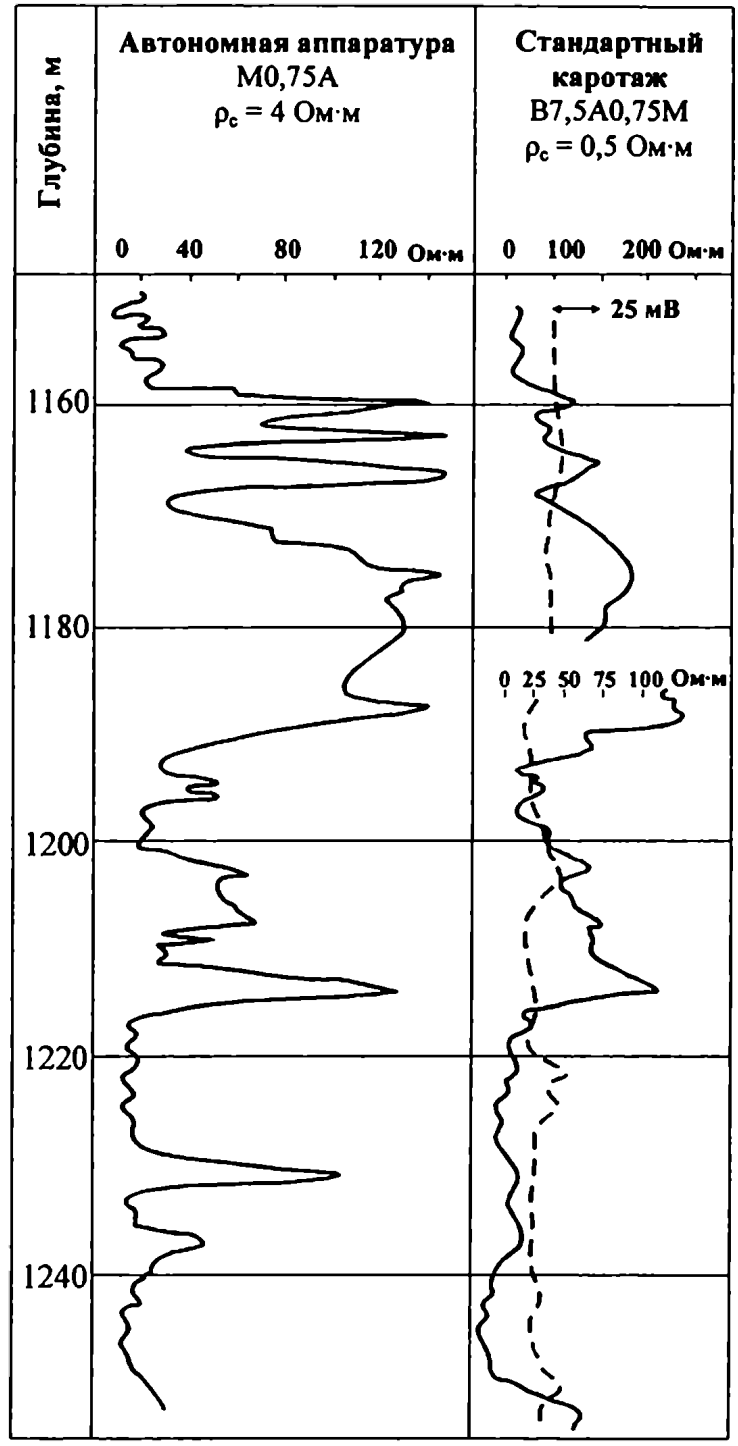


Рис. 3.12. *Пример каротажа в процессе бурения скв. 519 Бавлинской площади автономной аппаратурой*

Из диаграммы видно, что кривая КС, записанная в процессе бурения, более дифференцирована, чем диаграмма стандартного зонда, и позволяет гораздо увереннее выделять все пласты и обнаруживать их неоднородность. Это в основном является следствием

более благоприятной вертикальной характеристики кольцевого потенциал-зонда и частично объясняется тем, что к моменту проведения стандартного каротажа произошли осолонение бурового раствора, а также образование зоны повышающего проникновения в некоторых низкоомных пластах.

Результаты определения удельного сопротивления пластов по показаниям кольцевого потенциал-зонда рассмотренным выше способом интерпретации совпадают с данными обработки по палеткам (см. табл. 3.5), что подтверждает применимость этого метода для пластов без проникновения и с $\rho_п/\rho_с < 1000$.

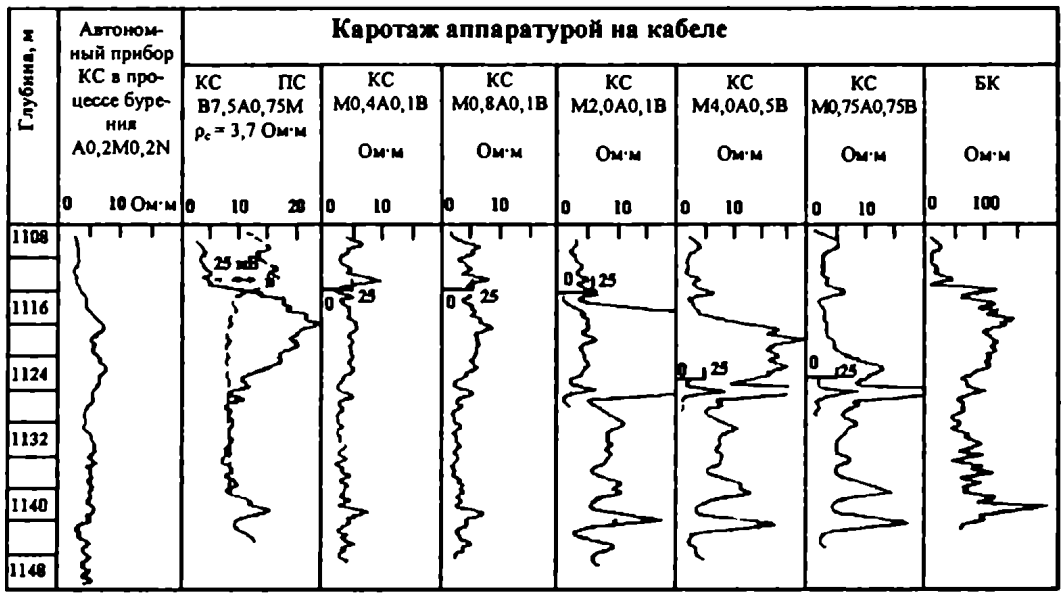


Рис. 3.13. *Пример каротажа автономной аппаратурой в процессе бурения скв. 1398 Крым-Сарайской площади ТатАССР*

Преимущества каротажа в процессе бурения, выполненного измерительной установкой, которая расположена в непосредственной близости от долота, демонстрирует пример исследования скв. 1398 Крым-Сарайской площади ТатАССР (рис. 3.13). Измерения производились в интервале турнейского яруса нижнего карбона, основная часть которого представлена пористыми водонасыщенными карбонатными породами с истинным удельным сопротивлением 10...15 Ом·м. По данным БКЗ в интервале 1112,2...1121,4 м наблюдается глубокое повышающее проникновение фильтрата бурового раствора ($D_{зп}/d_с = 4$); в интервале 1121,4...1140,4 м глубина проникновения меньше ($D_{зп}/d_с = 2$). Величина $\rho_к$, измеренная в процессе бурения автономным прибором, соответствует значениям

истинного удельного электрического сопротивления $\rho_{пл}$ = 12 Ом·м. Следовательно, во время измерения КС автономным прибором, размещенным непосредственно над долотом, зона проникновения не образовалась или ее глубина была незначительной.

Еще существеннее роль автономной аппаратуры для каротажа в процессе бурения повышается при исследовании глубоких и сверхглубоких скважин с высокой температурой, где применение стандартной аппаратуры из-за низких прочностных и изоляционных свойств каротажного кабеля становится невозможным.

3.3.2. Система "Горизонт-180(100)"*

Аппаратурно-методический комплекс (АМК) "Горизонт" предназначен для исследований наклонно направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин после бурения методами инклинометрии (зенитный угол, азимут), электрического (КС, ПС) и радиоактивного (ГК, НГК) каротажа [94–100].

АМК "Горизонт" содержит скважинный прибор, состоящий из стеклопластикового корпуса с переводником, батареи питания, блока памяти, зондовых устройств для измерения КС, ПС, ГК, НГК и инклинометрии и блока электроники в защитном титановом кожухе. Наземное оборудование состоит из глубиномера, датчика веса, наземного интерфейса и ПЭВМ (рис. 3.14).

При спуске и подъеме автономного прибора в ПЭВМ записываются время и глубина нахождения прибора в скважине, а после извлечения его на поверхность данные измерений переписываются в ПЭВМ в масштабе глубины.

В течение 1,5...2,0 ч ПЭВМ выдает траекторию скважины и данные интерпретации каротажа (рис. 3.15,*а*, *б*).

Каротаж горизонтальных скважин ведется АМК "Горизонт" на бурильных трубах. Всего за 8 ч и одну спускоподъемную операцию проводится запись комплекса параметров: ГК, НТК, ПС, КС, инклинометрия. Тут же на буровой после обработки информации на IBM PC выдается экспресс-информация.

Заключение с выдачей коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, глинистости заказчик получает через 2...3 дня.

---

* Разработка ВНИИГИС.

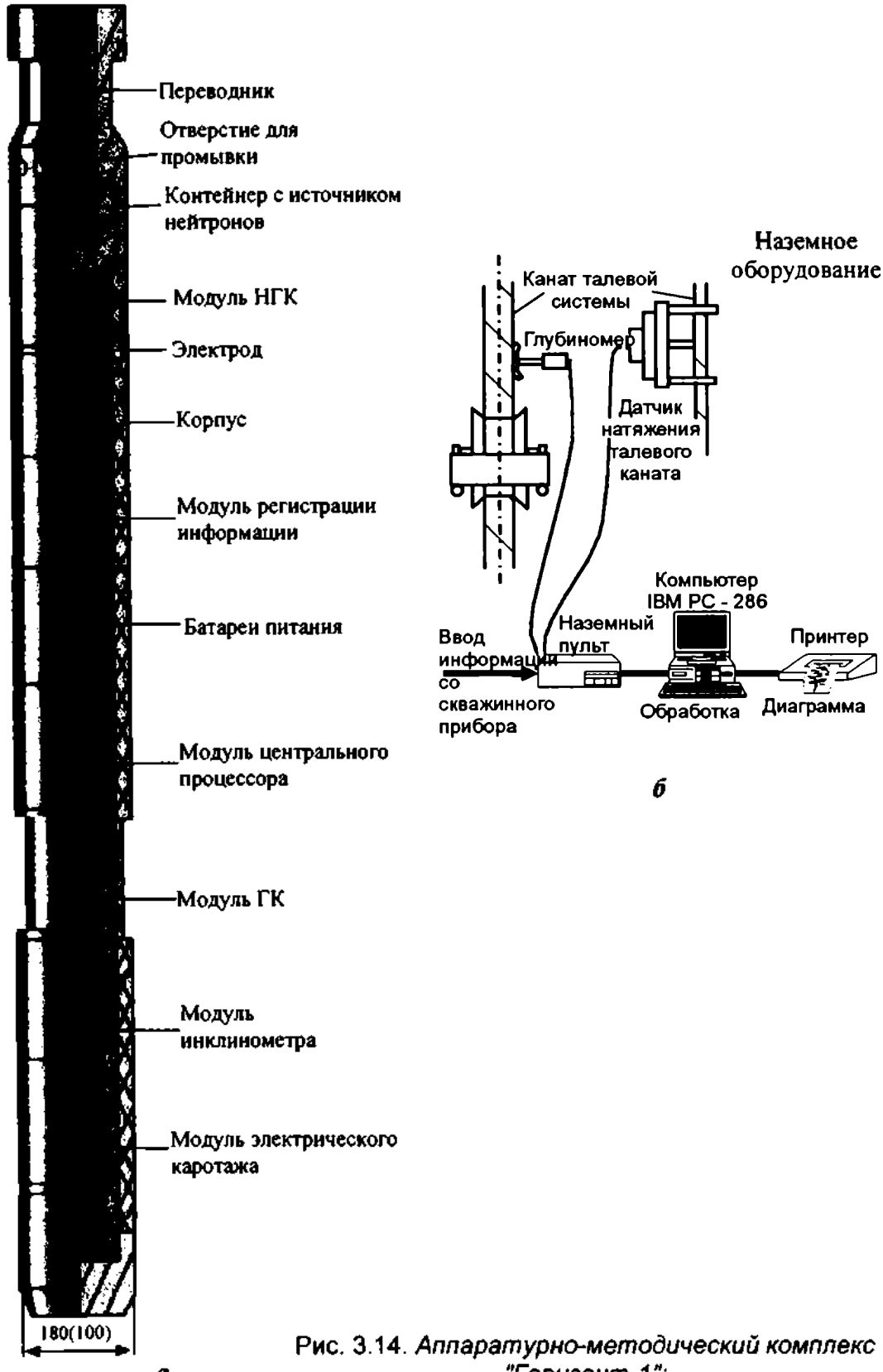
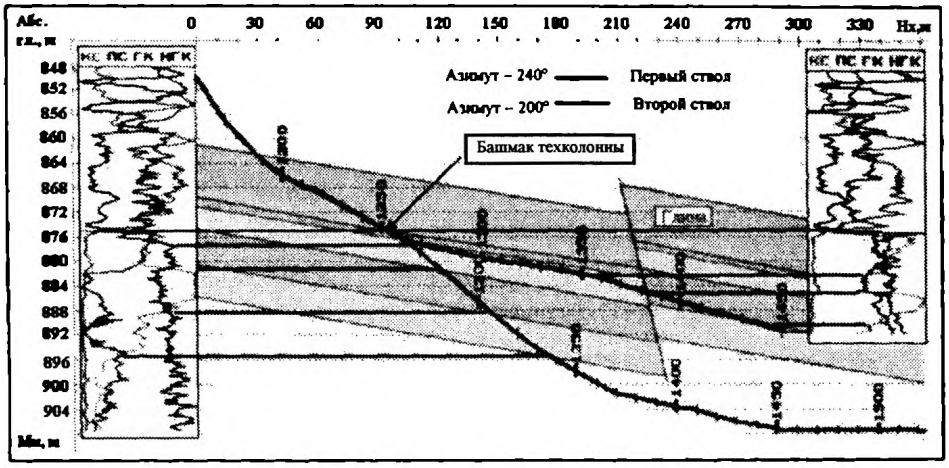
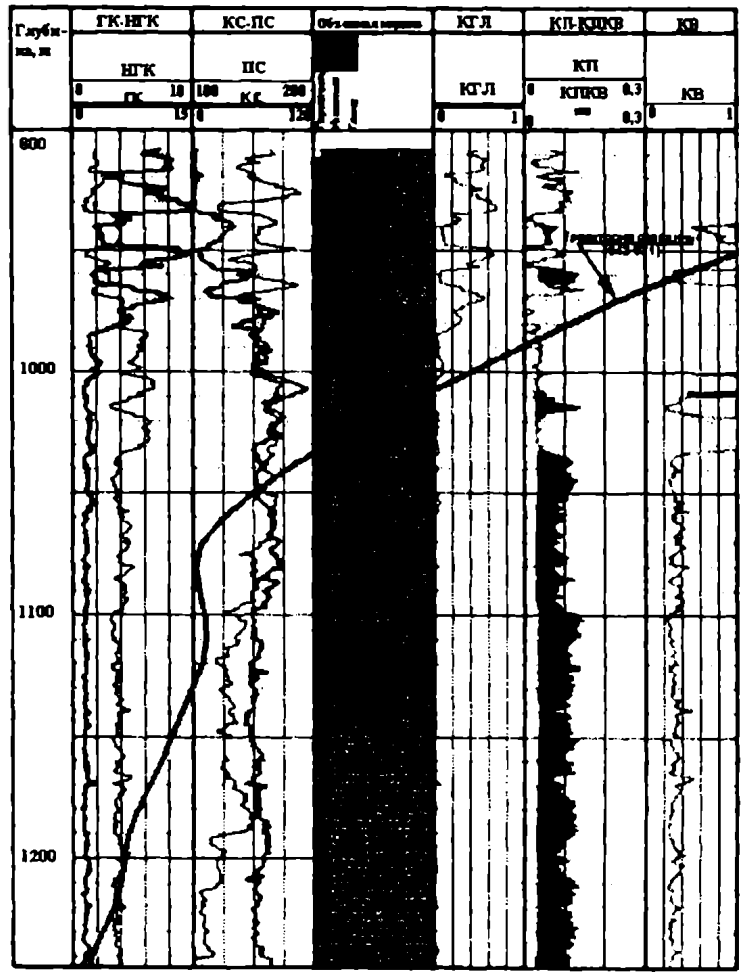


Рис. 3.14. *Аппаратурно-методический комплекс "Горизонт-1":*
а – скважинный прибор; *б* – наземная аппаратура



а



б

Рис. 3.15. *Пример исследования горизонтальной скважины системой "Горизонт": а* – результаты оперативной интерпретации; *б* – пример заключения с выдачей коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и глинистости

Особенности и преимущества:

- проведение измерений в скважинах, которые затруднительно или невозможно исследовать аппаратурой на кабеле;
- сокращение времени исследования скважин;
- проведение измерений при одних и тех же геологических условиях;
- цифровая регистрация и обработка информации;
- применение для геологической интерпретации автоматизированных систем обработки данных ГИС на базе ПЭВМ.

Состав АМК "Горизонт-100 (180)":

- скважинный прибор 100 (180) мм;
- устройство сопряжения;
- персональный компьютер;
- термоплоттер;
- программное и методическое обеспечение;
- глубиномер;
- индикатор нагрузки талевого каната буровой лебедки;
- вспомогательное оборудование.

Техническая характеристика

Диапазон измерений

Кажущееся удельное сопротивление (КС), Ом·м ..... (0…2000)±5 %

Потенциал собственной поляризации (ПС), В ..... ±0,5(±5 %)

Уровень естественного гамма-излучения (ГК), мкР/ч ..... 0…100

Уровень радиоактивного гамма-излучения (НГК), имп./мин ..... (0…6000)±2 %

Азимут, град. .....(0…360)±1,5

Зенитный угол, град. .....(0…180)±0,2

Максимальная рабочая температура, °С 80

Максимальное рабочее давление, МПа 60

Минимальный радиус изгиба корпуса скважинного прибора, м 60 (80*)

Время непрерывной работы скважинного прибора, ч..... 7

Габаритные размеры скважинного прибора (диаметр × длина), мм..... 180×8000(100×7500*)

** Параметры для АМК "Горизонт-100".*

3.3.3. Система "Горизонт-90"

Автономный аппаратурно-методический комплекс "Горизонт-90" предназначен для геофизических исследований боковых стволов и горизонтальных скважин малого диаметра автономным комплексным прибором на бурильных трубах методами ГК, НК-20, НК-40, НГК-60, КС (4 симметричных градиент-зонда), ПС и инклинометрии (рис. 3.16, 3.17).

Техническая характеристика

Измеряемые параметры АМК "Горизонт-90"

Кажущееся электрическое сопротивление (КС), Ом·м ..... 0…2000
A_1 $0{,}5M_1$ $0{,}25N_1$ $0{,}5B_1$ диаметр 90 мм
A_2 $0{,}5M_2$ $0{,}25N_2$ $0{,}5B_2$ диаметр 80 мм
A_3 $1{,}0M_3$ $0{,}25N_3$ $1{,}0B_3$ диаметр 90 мм
A_4 $0{,}75M_4$ $0{,}25N_4$ $0{,}5B_4$ диаметр 90 мм
Потенциал собственной поляризации (ПС), В ..... ±0,5
Уровень естественного гамма-излучения (ГК), мкР/ч ..... 0…50
Поток нейтронов (НК-20, НК-40), имп./мин .....До 250000
Уровень радиационного
гамма-излучения (НГК-60), мкР/ч ..... 0…200
Зенитный угол, град. .....(0…360)±1,5
Азимут, град. .....(0…180)±0,2
Дискретность измерения и регистрации в блоке
памяти всех параметров в цифровой форме, с..... 2

Конструктивные данные скважинного прибора

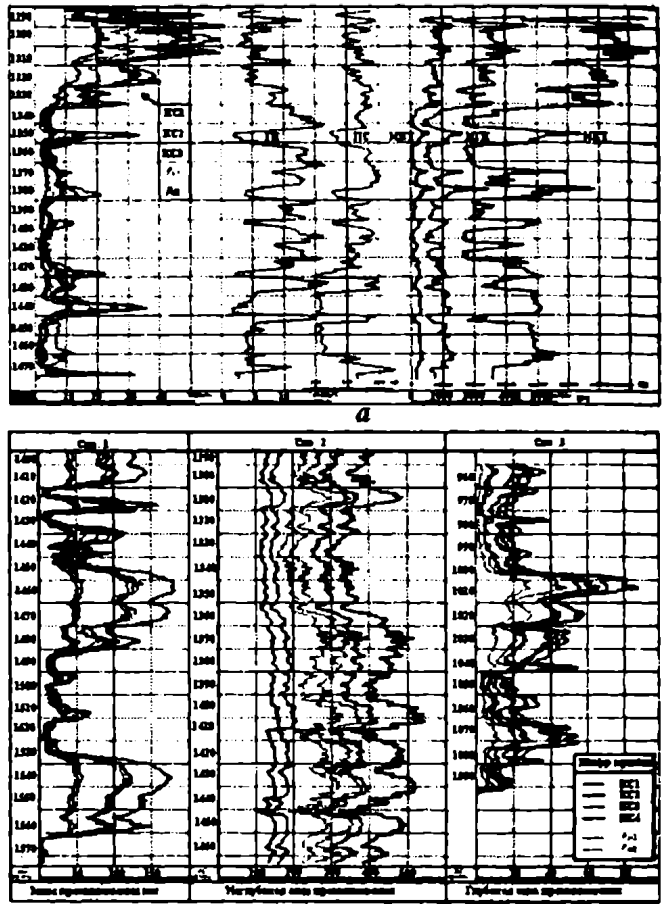
Длина, мм ..... 7720±100
Диаметр, мм 90
Присоединительная резьба для бурильного инструмента 3-76
Диаметр проточки под элеватор, мм 73
Промывка скважины .....Через переводник в верхней
части скважинного прибора

Условия эксплуатации скважинного прибора

Диаметр исследуемых скважин, мм, не менее..... 110
Давление на забое, МПа, не более 60
Температура окружающей среды, °С, не более..... 80
Осевая сжимающая и растягивающая нагрузка, т..... 3…5
Радиус искривления скважины, м, не менее 40
Для получения качественных материалов измерения
в скважине рекомендуется проводить на аварийном
приводе буровой лебедки при скорости, м/ч 90, 180, 360
Непрерывное время работы скважинного прибора
в режиме измерений, ч, не менее 7

При использовании АМК "Горизонт-90" геофизические измерения в скважине могут проводиться в широком диапазоне измерения удельного сопротивления бурового раствора (0,05…5,0 Ом·м).

Рис. 3.16. *Общий вид скважинного прибора АМК "Горизонт-90"*



а

б

Рис. 3.17. *Пример диаграмм исследований горизонтальной скважины АМК "Горизонт-90"*: *а* – комплексом ГИС; *б* – литологическое расчленение, выделение продуктивных пластов, определение подсчетных параметров по стволу горизонтальной скважины

Состав АМК "Горизонт-90":

- скважинный прибор ПСК-3;
- устройство сопряжения;
- персональный компьютер 386, 486 или Pentium;
- термоплоттер;
- программное и методическое обеспечение;
- глубиномер;
- индикатор нагрузки талевого каната буровой лебедки;
- вспомогательное оборудование.

Решаемые задачи:

Расчет параметров траектории скважины и увязка ее по абсолютным глубинам.

Построение синтезированного вертикального разреза горизонтальной скважины и его увязка с соседними вертикальными скважинами.

Литологическое расчленение по стволу горизонтальной скважины.

Выделение продуктивных пластов и определение их параметров (пористость, глинистость, нефтенасыщенность).

Оценка влияния зоны проникновения.

3.3.4. Система "Горизонт-90-ВАК"

Автономный аппаратурно-методический комплекс "Горизонт-90-ВАК" предназначен для геофизических исследований горизонтальных скважин и боковых стволов автономным комплексным скважинным прибором, спускаемым на бурильном инструменте (рис. 3.18).

Техническая характеристика

Максимальная рабочая температура, °С	80
Максимальное рабочее давление, МПа	60
Длина скважинного прибора, мм	7000
Диаметр скважинного прибора без центраторов, мм	90
Масса скважинного прибора, кг, не более	170
Измерительные зонды	И 3,2$П_1$ 0,5$П_2$
Центрирование прибора	Рессорное
Диаметр исследуемых скважин, мм	120…300
Мощность, потребляемая скважинным прибором, Вт	6

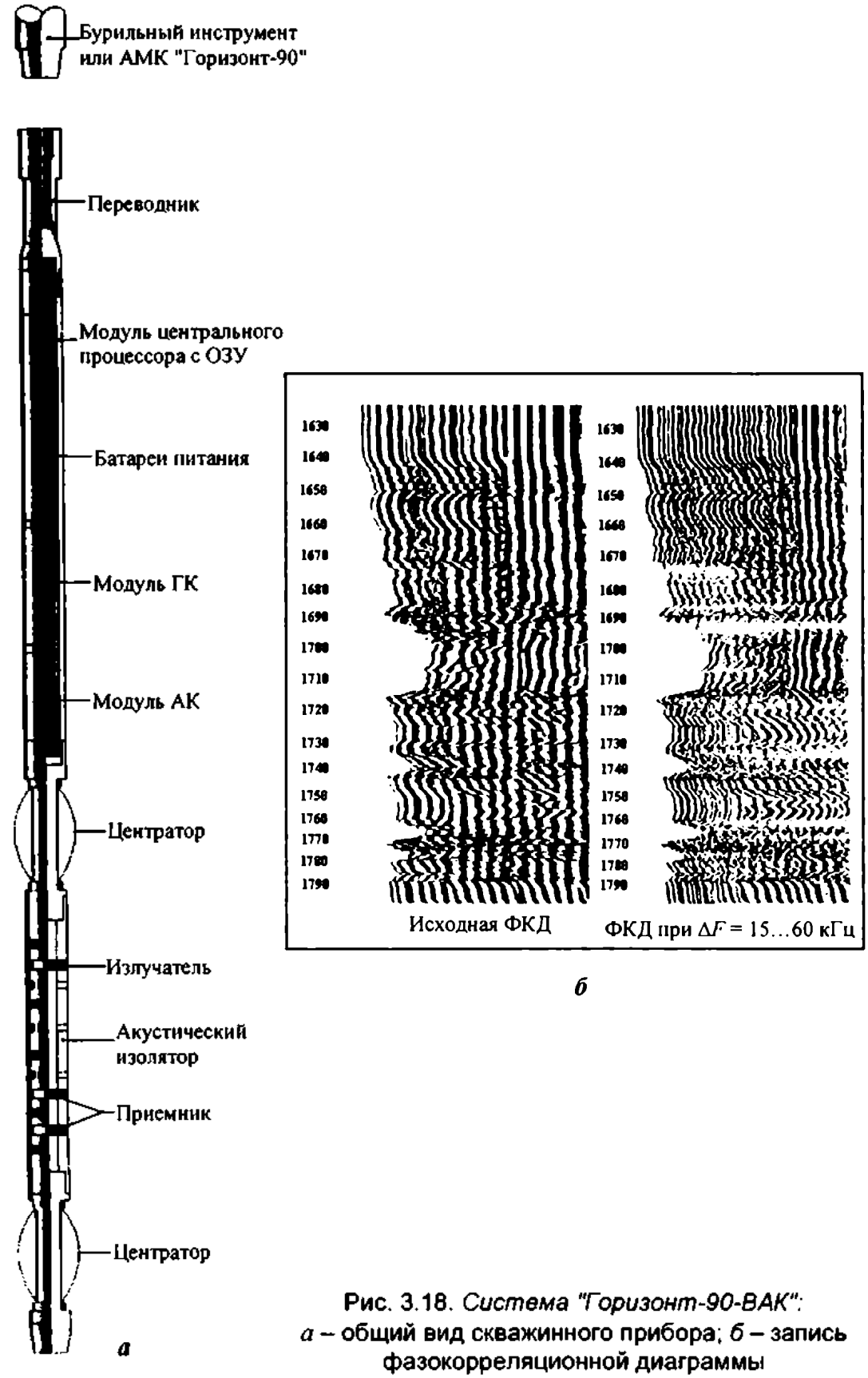


Рис. 3.18. *Система "Горизонт-90-ВАК":*
а – общий вид скважинного прибора; *б* – запись фазокорреляционной диаграммы

Время непрерывной работы в скважине, ч, не менее	**2,5**
Длительность обработки волновой картины, мс	**4**
Длительность измерения амплитуды ВАК, мкс	**8**
Динамический диапазон измерения амплитуды, дБ	**100**
Информационная емкость ОЗУ, Мбайт	**8**

Программное обеспечение АМК "Горизонт-90-ВАК" позволяет выводить фазокорреляционные диаграммы, волновые акустические картины и их частотные спектры по обоим приемникам, производить фильтрацию волновых акустических картин в заданном диапазоне частот, определять кинематические и динамические параметры продольных, поперечных волн и волн Лэмба-Стоунли (рис. 3.19, 3.20). Дальнейшая интерпретация полученных материалов проводится совместно с данными измерений АМК "Горизонт-90".

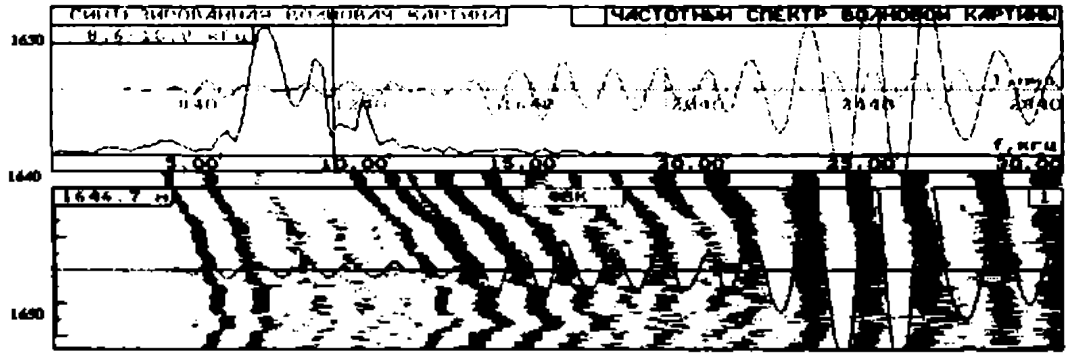


Рис. 3.19. *Пример регистрации фазокорреляционных кривых аппаратурой "Горизонт-90"*

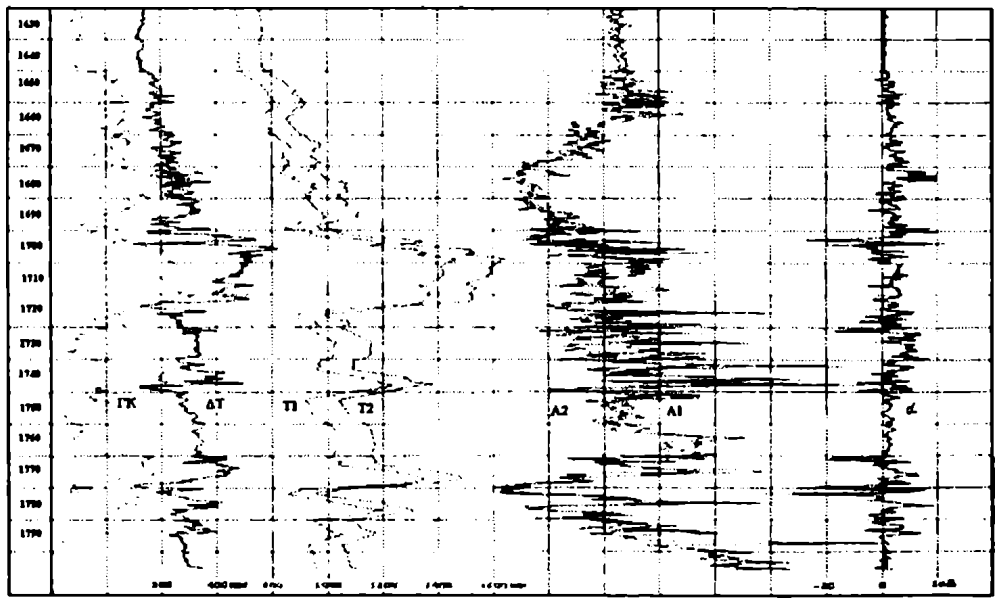


Рис. 3.20. *Пример записи акустического каротажа АМК "Горизонт-90"*

С помощью ГК информация привязывается к геологическому разрезу скважины.

3.3.5. Система "Обь"*

Аппаратурно-методический автономный комплекс (АМАК "Обь") и технология проведения ГИС в ННС и ГС с его помощью позволяют расширить возможности АИИС [124].

Особенности АМАК "Обь":

- набор применяемых методов ГИС (комплекса исследований) не ограничен и определяется решаемыми задачами путем свободного формирования сборки автономных модулей;
- сборка автономных модулей стандартных скважинных приборов диаметром 73 мм доставляется на забой горизонтальной скважины внутри бурильного инструмента, предварительной проработки скважины не требуется;
- измерения в скважине производятся при подъеме бурильного инструмента со скоростью 720...750 м/ч в заданном интервале глубин (т. е. на первой скорости буровой лебедки) с исключением повторных записей за счет штока обратного хода;
- масса отдельных модулей не превышает 35...60 кг (длина 3,0...3,5 м), что не требует специальных погрузочно-разгрузочных и транспортных средств.

На рис. 3.21,*а* представлена схема компоновки сборки модулей в бурильной трубе во время спуска в скважину.

Верхняя часть сборки содержит удерживающее и выталкивающее устройство *1*, шток обратного хода *2*, набор фукциональных модулей *3*, соединенных между собой шарнирными соединениями *4*. Бурильная труба *5*, в которой размещена сборка автономных модулей, заканчивается обтекателем *6* с посадочным седлом *7* и промывочными (циркуляционными) отверстиями *8*. Удерживающее и выталкивающее устройство *1* садится на замковое соединение *9* и опускается в скважину *10*.

На рис. 3.21,*б* представлена схема расположения сборки модулей в открытом стволе ГС после ее выталкивания из бурильного инструмента *5* (рабочее положение) за счет повышения перепада давления при посадке специального запорного приспособления *11* на посадочное гнездо *12* выталкивающего устройства *1*.

---

* Разработка ЗАО "Геоэлектроника Сервис".

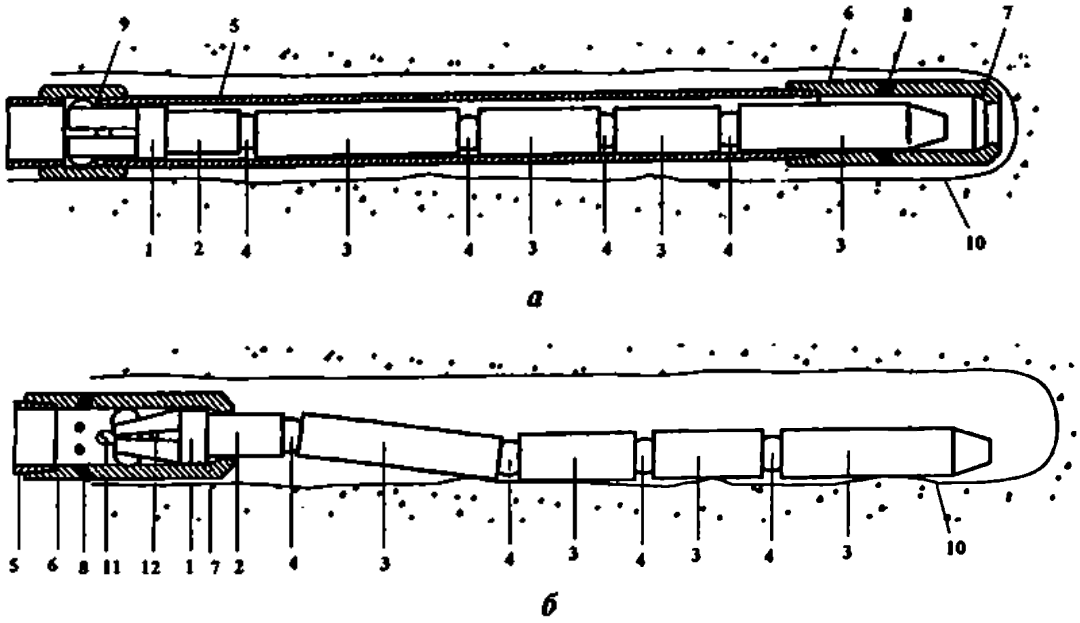


Рис. 3.21. *Аппаратурно-методический автономный комплекс для каротажа горизонтальных скважин на бурильных трубах*

Аппаратурно-методический автономный комплекс работает следующим образом.

На мостках буровой производится сборка автономных скважинных приборов, реализующая необходимый комплекс ГИС. К верхней части сборки подсоединяется удерживающее и выталкивающее устройство *1* и шток обратного хода *2*. В скважину опускается свеча (25 м) бурильного инструмента, на конце которой имеется обтекатель *6*. После этого вспомогательной лебедкой сборка поднимается над устьем скважины и медленно опускается в бурильные трубы *5* до посадки на замковое соединение *9*. Далее производится наращивание очередной свечи бурильного инструмента на забой горизонтальной скважины. В случае необходимости могут осуществляться промывка скважины, а также вращение бурильного инструмента ротором, при этом сборка скважинных приборов остается на мосте, надежно зафиксированная удерживающим устройством. Процесс спуска аппаратурно-методического комплекса на забой горизонтальной скважины, его выталкивание из бурильного инструмента и каротаж сопровождаются записью в компьютер (с отображением на экране монитора) информации от наземных датчиков: глубины, веса инструмента, давления, положения клиньев ротора. При достижении забоя горизонтальной скважины, что фиксируется по глубиномеру и по разгрузке инструмента через датчик веса, инструмент поднимается из скважины на длину сбор-

ки и устанавливается на клинья ротора, после чего внутрь бурильного инструмента сбрасывается специальное запорное приспособление *11*, на верхнюю часть инструмента наворачивается квадрат и дается циркуляция. При посадке специального запорного приспособления *11* на гнездо *12* происходит частичное перекрытие проходного сечения в удерживающем и выталкивающем устройстве *1*, что приводит к повышению перепада давления на нем и срыву удерживающего устройства *1* с замкового соединения *9* бурильной трубы *5*. Сборка под действием перепада давления начинает двигаться вдоль бурильной трубы *5* и выходит из обтекателя *6*. После прохождения выталкивающего устройства *1* мимо циркуляционных отверстий *8* и посадки его на седло *7* происходит падение давления, что является сигналом о выходе сборки из бурильной трубы *5* в открытый ствол скважины *10* и готовности ее модулей *3* к работе. Включение питания модулей *3* происходит поочередно при выходе из обтекателя *6* по сигналу феррозондовых датчиков, установленных в диамагнитных корпусах модулей *3*. Питание самих феррозондовых датчиков подключается заранее при программировании работы модулей *3* через персональный компьютер (дежурный режим с минимальным потреблением энергии).

Далее начинается подъем бурильного инструмента и каротаж. В горизонтальной части ствола скважины *10* и в интервале выхода на горизонталь до углов 40...45° сборка будет лежать на нижней стенке ствола скважины, так как модули соединены между собой шарнирными соединениями с регулируемым углом перекоса, позволяющими автономным модулям *3* свободно вращаться относительно друг друга.

При подъеме и отвинчивании очередной свечи бурильный инструмент сажают на клинья ротора. При этом происходит движение инструмента вниз в диапазоне 0,56...1,0 м. В АМАК "Обь" движение инструмента вниз при посадке на клинья ротора не приводит к обратному движению сборки модулей, так как при этом происходит перемещение обтекателя *6* относительно штока обратного хода *2*, а сборка остается на месте. Этим самым достигается исключение повторной записи измеряемых параметров, которые являются излишними и требуют корректного устранения при обработке полученного материала. Таким образом, при наличии штока обратного хода запись геофизической информации будет осуществляться только при движении сборки снизу вверх. Отключение пи-

тания модулей *3* (перевод их в дежурный режим) происходит при вхождении модулей *3* в башмак ранее спущенной колонны (технической или кондуктора) по сигналу феррозондовых датчиков, экранируемых стальной колонной. В качестве дополнительного варианта предусматриваются включение и выключение модулей по заранее установленному времени.

После выхода из интервала исследований скорость подъема инструмента может быть увеличена до 1500...2000 м/ч. После извлечения сборки из скважины ее отпускают на мостки для разборки. Зарегистрированная информация из автономных приборов через считывающее устройство переписывается в компьютер, в который ранее записывалась информация в функции времени: давление на насосах, вес на крюке, положение клиньев, глубина нахождения обтекателя, положение талевого блока. Совмещение информации от наземных датчиков, зарегистрированной на компьютере во время подъема инструмента, с забойной информацией от сборки, переписанной в компьютер после ее подъема на дневную поверхность, осуществляется путем совмещения шкалы времени в хронометрах компьютера и автономных приборов. Таким образом, вся геофизическая информация оказывается зарегистрированной в функции глубины, как и при обычном каротаже. После перенесения зарегистрированной информации из сборки в компьютер осуществляются просмотр и редактирование полученной информации, а затем в виде каротажных диаграмм она выводится через принтер/плоттер для передачи заказчику непосредственно на скважине, в случае необходимости, может быть также передана на базу для глубокой интерпретации.

Так как все наземное оборудование, необходимое для реализации технологии проведения ГИС в горизонтальных скважинах, с помощью аппаратурно-методического автономного комплекса входит в комплект компьютеризированных станций геолого-технологических исследований, устанавливаемых на всех бурящихся ГС, на скважину требуется транспортировать только забойную часть комплекса в разобранном виде (скважинные приборы + оснастка).

Сборка (разборка) модулей АМАК "Обь" может осуществляться и поэлементно непосредственно на устье скважины со спуском (подъемом) части комплекса через подкладную вилку.

Пример измерений в горизонтальной скважине системой "Обь" приведен на рис. 3.22.

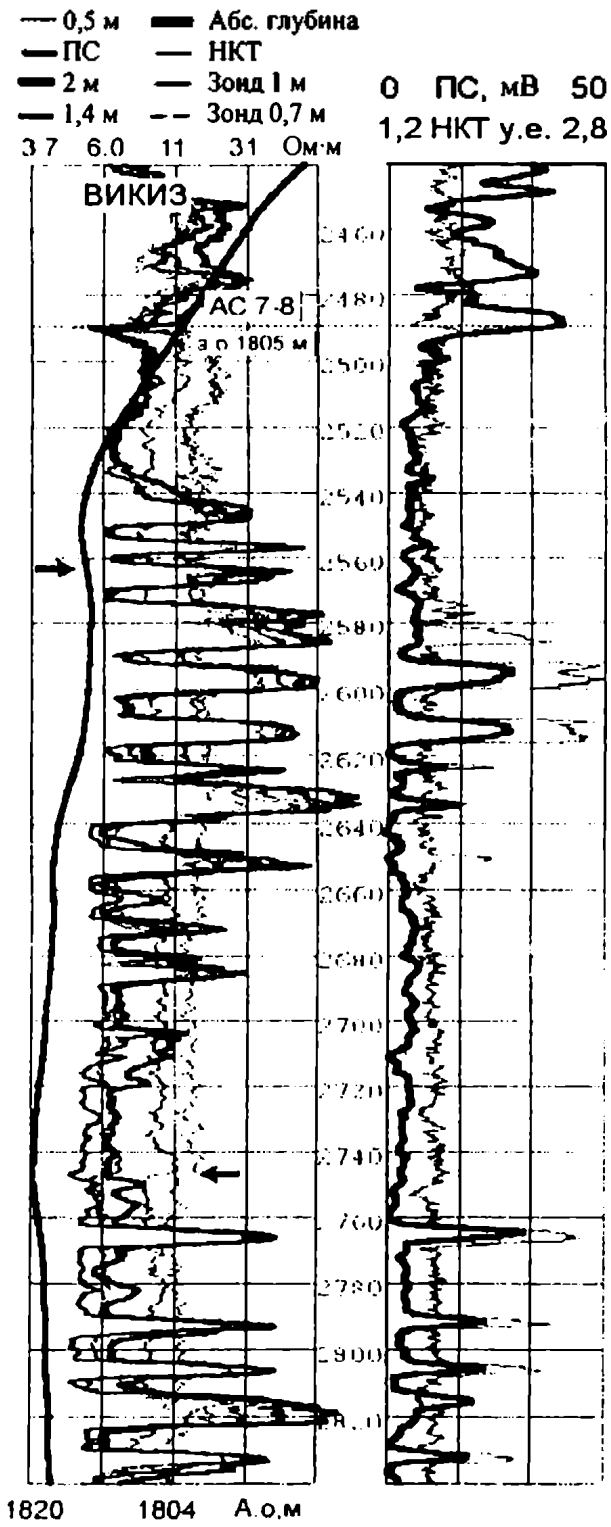


Рис. 3.22. *Пример геофизических исследований горизонтальной скважины Федоровского месторождения (по Ю.Н. Антонову, М.И. Эпову, Н.К. Глебочевой)*

3.3.6. Система АЗС-42СМ*

Автономная забойная сбрасываемая многоточечная система АЗС-42СМ предназначена для исследования ННС и ГС после бурения.

Основные технические данные АЗС-42СМ

Диапазон измерения угла, град.:
- зенитного ..... (0…180)±0,5
- азимутального ..... (0…360)±1,5
- положения отклонителя ..... (0…360)±1,5

Диапазон измерения:
- давления, МПа ..... (0…60)±0,05
- температуры, °С ..... (0…100)±0,1
- естественной гамма-активности горных пород (ГК), мкР/ч ..... (0…100)±10 %

Максимальная температура окружающей среды, °С 100

Максимальное рабочее гидростатическое давление, МПа 80

Габаритные размеры, мм:
- наружный диаметр (без центраторов) 42
- длина, не более 6209

Диапазон упругих деформаций центраторов по диаметру, мм ..... 60…100

Масса скважинного прибора, кг, не более 30

Питание ..... От 7 (14) аккумуляторов 1,25 В диаметром 25,4 мм и длиной 50 мм

Время непрерывной работы на забое, ч, не менее 6 (12)

Виброзащита скважинного прибора от продольных и поперечных вибраций ..... До 30 g при частоте 5…20 Гц

Устройство и принцип работы АЗС-42СМ

Аппаратура АЗС-42СМ включает скважинный прибор (СП) и наземное устройство сопряжения с персональным компьютером (УСО). Функциональная схема аппаратуры приведена на рис. 3.23.

Скважинный прибор может функционировать в 3 режимах:
- инициализации измерений;
- измерений;
- считывания накопленных данных.

---

* Разработка компании "Геоэлектроника Сервис" (Тверь).

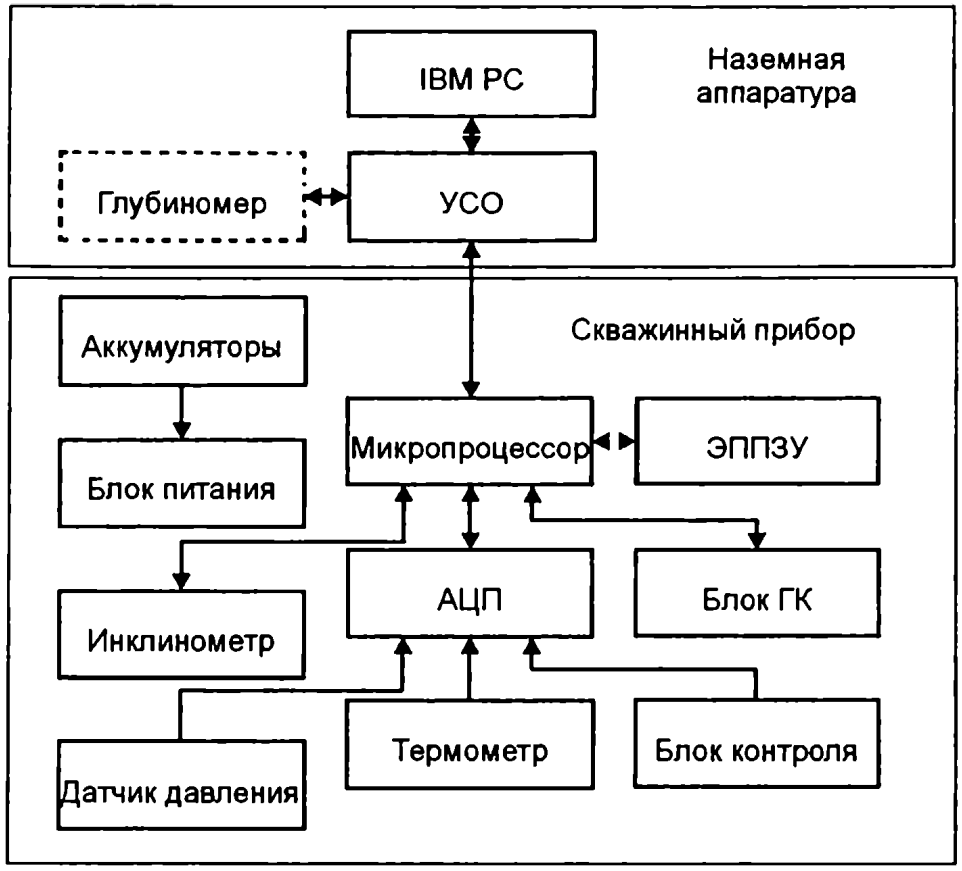


Рис. 3.23. Функциональная схема АЗС-42СМ

В режиме инициализации измерений необходимо установить кабельные соединения между IBM PC и УСО, а также между УСО и СП. Далее IBM PC через УСО передает микропроцессору исходные установки для данного рейса прибора: дату и время начала измерений, временной интервал между замерами, максимальные значения токов потребления различных узлов прибора. После этого кабельное соединение УСО-СП разрывается, на СП устанавливается заглушка и он начинает измерения, т. е. готов к спуску в скважину.

В режиме измерений микропроцессор с заданным интервалом опрашивает инклинометрический датчик, АЦП и блок ГК. Опрос производится в следующей последовательности: включение питания данного узла, контроль тока потребления, считывание и запоминание данных в ПЗУ с электрической перезаписью информации (ЭППЗУ) либо фиксация ошибки.

Если в процессе измерений используется глубиномер, то после перевода СП в режим измерений необходимо на IBM PC запустить программу регистрации глубиномера. После того как СП извлечен из скважины, необходимо восстановить кабельное соединение

УСО-СП и перейти к режиму считывания накопленных данных. В режиме считывания накопленных данных СП выдает, а IBM PC принимает данные, зафиксированные во время рейса. Далее к данным СП добавляют параметры: глубина спуска и глубина забоя, полученные от глубиномера или от станции СГТ-К "Разрез 2" (привязка этих параметров производится по реальному времени). После этого ПК производит обработку накопленных данных в функции глубины.

Конструктивно скважинный прибор состоит из 3 блоков: модуля датчиков, модуля ГК и приставки, гибко соединенных между собой, что позволяет проводить работы с прибором в скважинах со сверхмалым радиусом искривления.

Пример измерения траектории АЗС-42СМ на одной из наклонно направленных скважин Западной Сибири приведен на рис. 3.24.

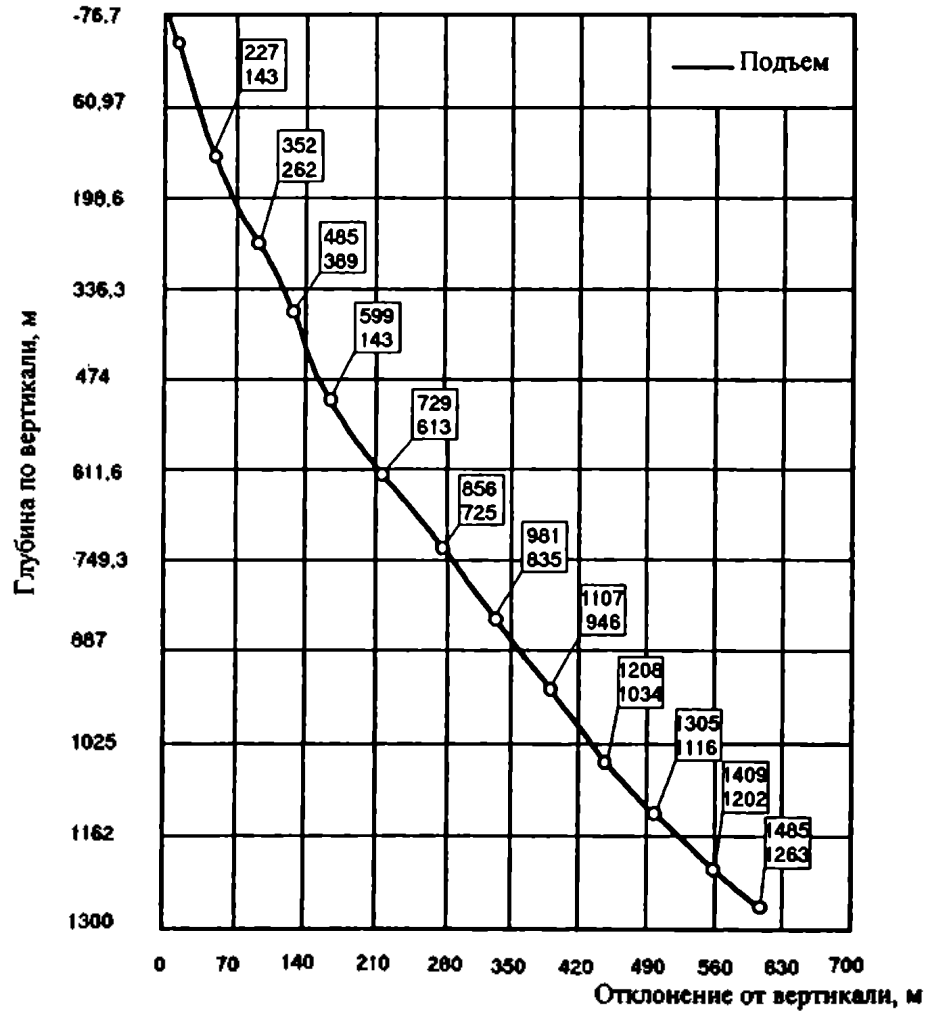


Рис. 3.24. *Пример измерения координат наклона направленной скв. 4515 куст 438 Федоровского месторождения сбрасываемым прибором АЗС-42СМ*

Малогабаритный забойный инклинометр ЗИ-48*

Назначение: оперативное определение силами буровой бригады (персоналом станции ГТИ) зенитного искривления ствола бурящейся скважины [109].

Состав: скважинный прибор (рис. 3.25), устройство съема показаний измерений, набор дисковых мишеней (число согласовывается с заказчиком), пуансон для изготовления мишеней.

Техническая характеристика

Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
диаметр	48
длина	2000
Масса, кг	12,5
Диапазон рабочих зенитных углов, град	0...16 (0...8)
Точность измерения зенитного угла, мин	30 (15)
Термобаростойкость скважинного прибора	160...250 °С; 80...100 МПа (согласовывается с заказчиком в зависимости от поставляемой модификации)
Метод регистрации зенитного угла	Механический (путем перфорации дисковой мишени)
Способ доставки прибора в скважину	Сбрасывание в бурильную колонну
Режим измерений	Одноточечный
Способ съема показаний измерений	Визуальный
Максимальное время, затрачиваемое на измерение (регистрацию) зенитного угла, мин	2

Особые преимущества: не требует наличия измерительной диаграммы на рабочей поверхности дисковых мишеней; обеспечивает устойчивость к воздействию температуры скважинной среды до 260 °С без теплоизоляции прибора; прост в эксплуатации.

Универсальный забойный инклинометр ЗИ-6**

Назначение: оперативное определение силами буровой бригады (персоналом станции ГТИ) азимута и зенитного угла ствола бурящейся наклонно направленной скважины без вовлечения в процесс измерения специального (инклинометрического) спускоподъемного оборудования, а также определение угла направления отклонителя с использованием овершота съемной грунтоноски [109].

---

* Разработка ООО "Термоприбор" (Тверь).

** То же.

Состав: скважинный прибор (рис. 3.26), комплект монограмм для определения параметров искривления ствола скважины в диапазоне малых зенитных углов 0...5°, ПМО "Вектор-2", персональный компьютер типа ноутбук с сопутствующим оборудованием (по согласованию с заказчиком).

Техническая характеристика

Диаметр охранного кожуха и предохранительных муфт скважинного прибора, его термобаростойкость, диапазон измерения рабочих зенитных углов и точности измерений инклинометра те же, что и для ЗИ-5.

Основной способ доставки прибора в скважину ..... Сбрасывание в бурильную колонну

Метод регистрации параметров искривления ствола скважины ..... Механический (путем фиксации стрелок чувствительных элементов относительно измерительных шкал)

Способ съема показаний измерений ..... Визуальный

Привод фиксирующего узла измерительной системы ..... Часовой механизм

Момент пуска часового механизма ..... При посадке сбрасываемого скважинного прибора на опорную поверхность (долото, ножи и др.) в КНБК

Время, затрачиваемое на измерение (работу часового механизма), с 20

Способ извлечения прибора из скважины ..... После подъема бурильной колонны либо с помощью овершота (при замене головки прибора на муфту съемной грунтоноски)

Ввод исходных данных для расчета ..... С клавиатуры персонального компьютера

Особые преимущества: не требует использования мишеней, установки выдержки времени часового механизма перед спуском прибора в скважину, не требует использования термического экрана и высокопрочного толстостенного немагнитного охранного кожуха в случае необходимости повышения устойчивости скважинного прибора к воздействию температуры и давления окружающей среды соответственно до 500 °С и 350 МПа; обеспечивает ориентирование отклоняющей КНБК; не имеет ограничений во времени пребывания скважинного прибора в стволе скважины при максимальных значениях температуры и гидростатического давления; прост в эксплуатации; обеспечивает проведение инклинометрии и построение плана и профиля ствола скважины при оптимальном или квазиоптимальном шаге измерений.

Рис. 3.25. *Малогабаритный инклинометр ЗИ-48 (общий вид): 1* – центрирующие штыри; *2* – измерительный блок; *3* – охранный кожух; *4* – амортизатор; *5* – наконечник

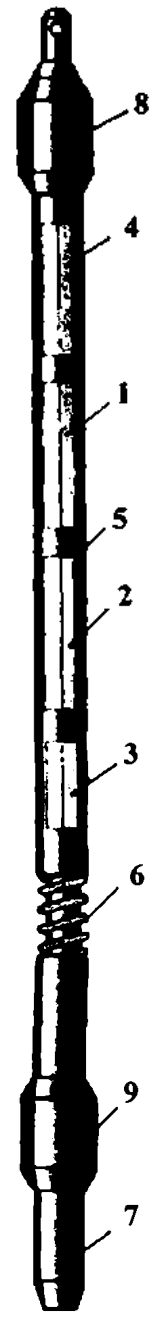


Рис. 3.26. *Инклинометр ЗИ-6 (общий вид скважинного прибора): 1* – измерительная система комбинированная; *2* – арретирующее устройство с часовым механизмом временного реле обратного действия; *3* – дифференциальный сильфонный уплотнительный элемент; *4* – мембранный компенсатор давления; *5* – компенсированный охранный кожух; *6* – пружинный амортизатор; *7* – ударник; *8, 9* – предохранительные муфты

3.4. ПРИМЕНЕНИЕ АИИС В ПРОЦЕССЕ ИСПЫТАНИЙ СКВАЖИН И КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.4.1. Каротаж в процессе испытаний скважин с помощью автономной аппаратуры

Новые возможности геофизическим методам исследований скважин открывает применение автономной аппаратуры в процессе испытания скважин по методике каротаж–испытание–каротаж (КИК) [126, 216]. Сущность методики КИК заключается в проведении каротажа до и после испытания пластов с помощью автономных приборов, установленных в приемной части испытателей пластов на бурильных трубах. В процессе испытаний измеряемые характеристики будут изменяться в той или иной степени в зависимости от коллекторских свойств пласта и характера флюида, насыщающего пласт.

Так, при электрическом каротаже сопротивление проницаемого пласта до испытаний будет определяться сопротивлением фильтрата бурового раствора, оттеснившего пластовую жидкость, а после испытаний – сопротивлением пластовой жидкости, вытеснившей фильтрат в процессе депрессии при испытании. На плотных участках зоны испытания электрические свойства пластов не изменяются.

Проявления проницаемых пластов должны отмечаться соответствующими изменениями на кривых сопротивления или проводимости, зарегистрированных до и после испытаний. Путем сопоставления диаграмм повторного каротажа в процессе испытаний можно установить число работающих пластов, место и границы их проявлений, по характеру изменения кривых определить тип флюида, насыщающего пласт. Кроме того, благоприятные условия проведения каротажа после испытаний пласта, когда зона проникновения еще расформирована, создают возможность оценки его истинных характеристик.

При такой методике измерений повышается избирательность исследований, исключается возможность ошибки в оценке пластов и их параметров в случае одновременного испытания нескольких проницаемых пластов с различным характером и степенью насы-

щения, когда результаты проявления одного пласта или его части могут быть приписаны всей зоне испытаний.

Для реализации методики КИК во ВНИИГИС разработана автономная измерительная система электрического каротажа методом электропроводности [126], оснащенная двумя типами фокусированных зондов: трехэлектродным прижимным башмаком микробокового каротажа (МБК) и трехэлектродным зондом бокового каротажа (БК).

Применение зонда МБК обеспечивает системе оптимальный радиус действия, не выходящий за пределы зоны проникновения (10 см), и высокую вертикальную разрешающую способность, необходимую для выделения пропластков малой толщины (10 см). Прижимной и фокусированный зонды не подвержены влиянию электропроводящей жидкости в скважине и способны самоочищаться от загрязнения нефтепродуктами, приводящего к изменению контактного сопротивления.

При исследовании высокопроницаемых пластов с более глубокой зоной проникновения, характеристики которых восстанавливаются сравнительно быстро после снятия депрессии при завершении испытаний, эффективен зонд БК, обладающий большей глубинностью (до 50 см). Измерения сводятся к определению силы тока I_0, стекающего с центрального электрода, с учетом изменения разности потенциалов в цепи питания зонда ΔU, обусловленного изменением электрических и геометрических параметров исследуемых пород. При таком способе измерений удельная проводимость пород определяется выражением $\sigma_э = (I_0/\Delta U)K_{МБК}$ ($K_{МБК}$ – коэффициент зонда, определяемый его размерами). Фокусировка тока I_0 в цепи центрального электрода обеспечивается равенством потенциалов центрального и экранного электродов A_0 и $A_э$, которые соединены между собой через весьма малое сопротивление. Его величина выбирается с таким расчетом, чтобы разница в потенциалах электродов была незначительной и не вносила заметной погрешности в результаты измерений. Функциональная схема скважинной части АИИС приведена на рис. 3.27.

Ток центрального электрода I_0, изменяющийся в зависимости от удельного сопротивления находящейся против него породы, поступает на вход измерительного усилителя тока *1*, расположенного непосредственно вблизи от центрального электрода, затем на вход усилителя скважинного прибора *2*, детектируется и поступает на

частотно-импульсный модулятор *3*. Выходная частота последнего пропорциональна частному от деления тока центрального электрода I_0 на напряжение ΔU между экранным электродом и корпусом скважинного прибора. Такая зависимость обеспечивается схемой деления *4*.

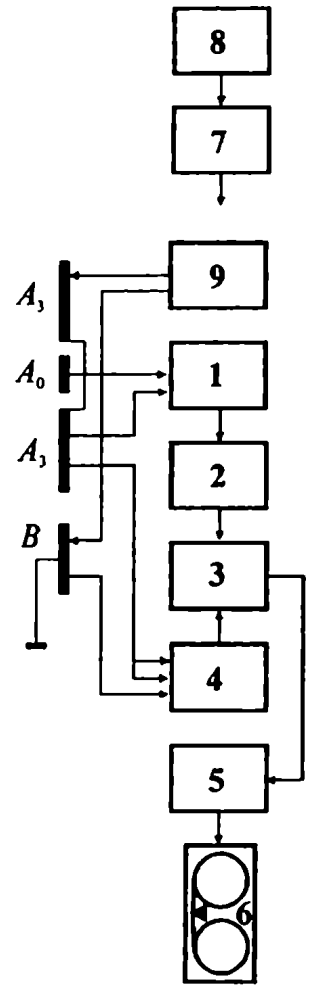


Рис. 3.27. *Функциональная схема скважинного прибора АИИС для исследования скважин по методике каротаж–испытание–каротаж*

Частотно-модулированные импульсы поступают на усилитель записи *5* и в блок магнитной регистрации *6*. Питание прибора осуществляется от источника *7* на аккумуляторах ФГ400, который подключается к измерительной схеме через тензорезисторное устройство включения *8*, срабатывающее от давления после достижения заданной глубины спуска [174]. Питание микрозондовой установки производится от генератора зондирующего тока *9* с частотой 300 Гц.

На рис. 3.28 представлен общий вид АИИС, оснащенных зондами МБК (*а*) и БК (*б*). Они состоят из скважинных приборов *1*,

наземных дешифраторов *2* и каротажных регистраторов *3*. Скважинные приборы содержат унифицированную электроизмерительную схему *4* и устройство магнитной регистрации *5*, выполненное в виде проволокопротяжного механизма. Скважинные приборы отличаются лишь выполнением зондовых установок. Зонд БК, являющийся корпусом прибора, представляет собой прочный переводник, на изолированной поверхности которого расположены центральный *6* и экранные *7* электроды. В остальном он аналогичен зонду аппаратуры каротажа в процессе бурения УАК-1.

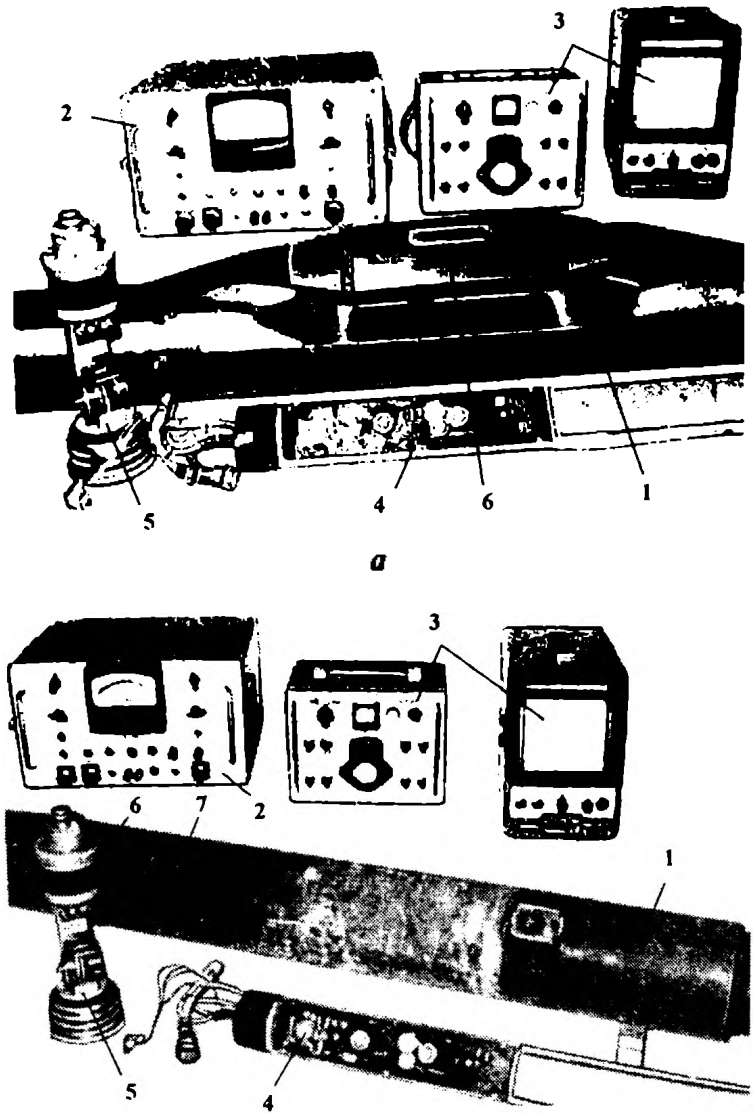


Рис. 3.28. *Общий вид АИИС для исследования скважин по методике КИК*
АИИС, оснащенная зондом: *а* – МБК; *б* – БК

Более сложную конструкцию имеет скважинный прибор с зондом МБК. Он содержит поворотную головку с коническими подшипниками, с помощью которой осуществляется подвеска прибора к испытателю пластов. Она обеспечивает возможность свободного прокручивания прибора относительно пластоиспытателя при возможных проворотах инструмента в процессе выполнения спускоподъемных операций и других манипуляций, связанных с технологией проведения испытаний. При постановке прибора на забой выбирается осевой зазор в подвеске, чем достигается разгрузка конического подшипника от действия осевых нагрузок.

Зонд МБК представляет собой двухэлектродную микрозондовую установку, выполненную в виде прижимного башмака *б*, армированного стеклопластиком, на наружной поверхности которого расположены центральный и экранные электроды. Башмак в процессе измерений и спускоподъемных операций находится в выдвинутом положении.

Радиус выдвижения башмака обеспечивает возможность проведения измерений в скважинах диаметром 190...250 мм. Плавающая подвеска башмака позволяет улучшить условия контакта его рабочих поверхностей со стенкой скважины и исключить возможность заклинивания. Мягкая подвеска башмака достигается с помощью пружинной рессоры. Последняя представляет собой предварительно выгнутую пластинчатую пружину, обеспечивающую достаточное для надежного контакта радиальное прижимное усилие.

АИИС для каротажа скважин в процессе испытаний имеет следующие технические характеристики:

Диапазон измерений удельной электрической проводимости $\sigma_э$, мСм/м ..... 2,5...2500
Предел допускаемой основной погрешности измерений в зависимости от измеряемой величины $\sigma_э$, мСм/м .... $\pm(2{,}5...0{,}25\ \sigma_э)$
Тип магнитной проволоки ЭИ-708
Скорость продвижения проволоки, мм/с 50
Время регистрации, ч 12
Напряжение питания скважинного прибора, В 12
Вибростойкость в диапазоне частот от 0 до 80 Гц, g 40
Ударная прочность, g 100
Максимальное давление на скважинный прибор, МПа 60
Диапазон рабочих температур, °С ..... 10...100
Габаритные размеры глубинного прибора, мм:
  диаметр 155
  длина 1850
Общая масса АИИС, кг 180

Каротаж скважин в процессе испытаний автономной системой производится по следующей методике. С помощью скважинного прибора, установленного в нижней части фильтра испытателя пластов, измеряются сопротивления до и после испытаний пласта. Перед спуском прибора по известной плотности бурового раствора с помощью калиброванного переменного резистора устанавливается момент срабатывания манометрического включателя.

Основу измерительного комплекса составляет зонд МБК, поэтому его использование при исследованиях по методике КИК обязательно. В зависимости от коллекторских свойств изучаемого разреза микробоковой каротаж может быть дополнен и боковым, в этом случае в хвостовике испытателя пластов устанавливаются два прибора, оснащенные зондами МБК и БК. Проведение только одного БК допустимо лишь при исследовании газовых скважин, в которых невозможно образование нефтяной пленки на электродах зонда.

Измерения целесообразно проводить в процессе подъема прибора. Для более качественного выделения маломощных пластов скорость движения прибора в интервале исследований должна быть по возможности равномерной и низкой, насколько позволяет нормальный режим работы буровой лебедки. При этом желательно поддерживать ее одинаковой, она выбирается в зависимости от строения разреза в пределах 800...2000 м/ч.

Для повышения надежности последующей привязки данных измерений к глубине скважины рекомендуется проводить также каротаж и лежащих выше участков разреза. При этом важно перекрывать интервалы с характерными реперами на диаграммах электрокаротажа. В процессе исследований необходимо проводить хронометраж всех операций испытательных работ и спускоподъемных операций.

Если в испытываемом интервале не предполагается проводить детальные геофизические исследования в сроки, близкие к испытательным работам, то кроме обычно регистрируемых в комплексе с испытанием диаграмм стандартного электрокаротажа и кавернограммы необходимо проводить привязочные замеры приборами бокового или микробокового каротажа на кабеле.

Одним из преимуществ исследований по методике КИК является максимальное приближение измерений ко времени окончания испытания. Обычно время, необходимое для восстановления пластового давления, составляет 1,0...2,5 ч.

После снятия депрессии на проницаемый пласт начинается процесс обратного восстановления зоны проникновения, время которого зависит от фильтрационных свойств пласта. Многократные (через 5...10 мин) измерения после испытаний позволяют проследить за динамикой этого процесса по изменению электрических характеристик пласта во времени. Это служит дополнительным и надежным признаком проницаемых коллекторов и позволяет устранить неоднозначность интерпретации при исследовании нескольких пластов, когда не исключена возможность поглощения ими несвойственных флюидов.

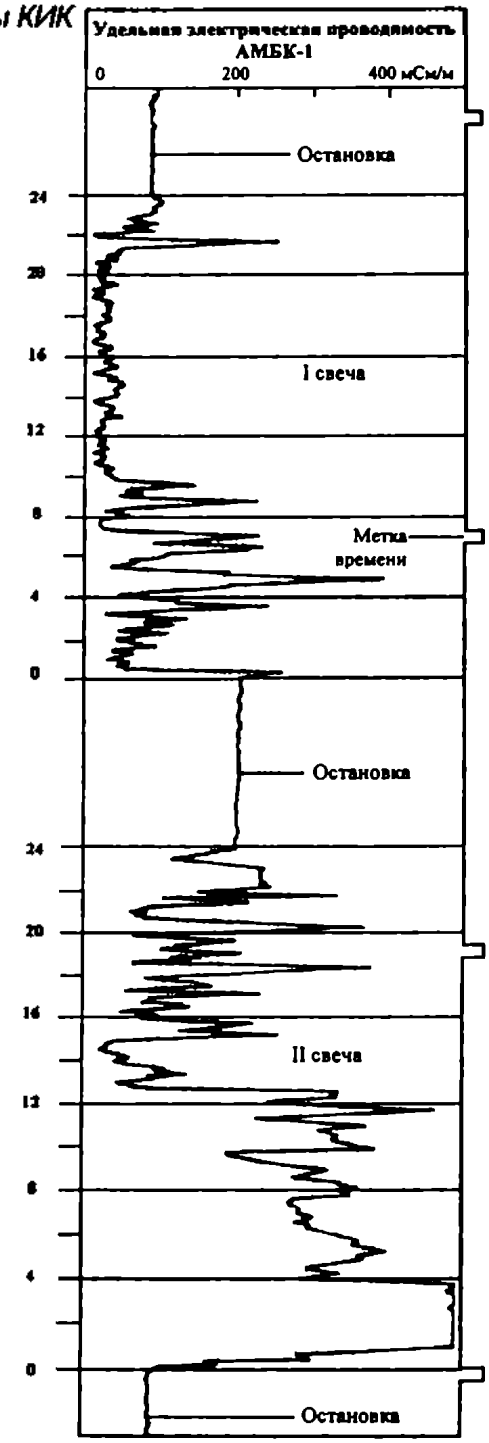
Воспроизведение записанной в процессе испытаний информации в виде каротажных диаграмм осуществляется с помощью наземного дешифратора и каротажного регистратора Н-381 в процессе транспортирования магнитной проволоки в прямом направлении быстросъемным проволокопротяжным механизмом. Перед воспроизведением диаграмм необходимо установить масштаб регистрации по амплитудам в зависимости от изменения электропроводимости пород в интервале исследований. Удобно регистрировать диаграммы в два приема: сначала в мелком масштабе, укладывая всю кривую в пределах ширины диаграммной бумаги (100 мм), а затем в крупном, для детального рассмотрения.

При каждом переключении масштаба записи необходимо точно устанавливать линию отсчета и уточнять масштаб по стандарти нуль-сигналам, записанным в начале и конце сигналограммы на магнитной проволоке. Масштаб глубин устанавливается равным 1:200 путем подбора скорости протяжки диаграммной бумаги регистратора Н-381 с помощью дешифратора в зависимости от скорости подъема прибора.

Для предварительной привязки диаграмм к глубине исследований по данным хронометража на них необходимо регистрировать метки времени. Вид первичной диаграммы, зарегистрированной автономной системой, показан на рис. 3.29.

Обработка первичных диаграмм КИК заключается в выделении участков, записанных при измерениях до и после испытаний, и исключении участков регистрации на спуске прибора и его остановках. При этом используются данные хронометража. Путем корреляции диаграмм КИК с данными электрокаротажа на кабеле уточняется масштаб записи глубин и устанавливается их расхождение со значениями, полученными по данным бурения и каротажа.

Рис. 3.29. *Вид первичной диаграммы КИК*



Точная привязка диаграмм КИК к глубине исследования достигается путем их корреляции с диаграммами бокового или микробокового каротажа на кабеле. Она проводится по четко выделяемым участкам против плотных непроницаемых пластов и каверн.

Для последующей интерпретации диаграммы КИК, записанные до и после испытания, совмещаются по глубинам и масштабу шкалы амплитуд и копируются на одну диаграмму. Интерпретация данных КИК основана на изменении электрической проводимости прилегающей к скважине зоны проницаемых пластов в результате проникновения в них бурового раствора при бурении и извлечении при испытании ее фильтрата. Проницаемым пластам соответствуют участки разреза, по которым наблюдаются расхождения кривых КИК до и после испытаний, превышающие суммарную погрешность регистрации обеих кривых. Пример выделения коллектора по данным КИК приведен на рис. 3.30, где в интервале карбонатных отложений турнейского яруса на глубине 1152...1154 м отмечается существенное расхождение кривых. Выделение проницаемого пласта подтверждается данными микрокаротажа на кабеле.

При интерпретации данных КИК необходимо учитывать наличие каверн в исследуемой зоне, так как замещение в процессе испытаний заполняющей их жидкости также может привести к значительному расхождению кривых повторного каротажа и расце-

нится как ожидаемый эффект. Использование при интерпретации кавернограммы позволяет устранить эту неоднозначность.

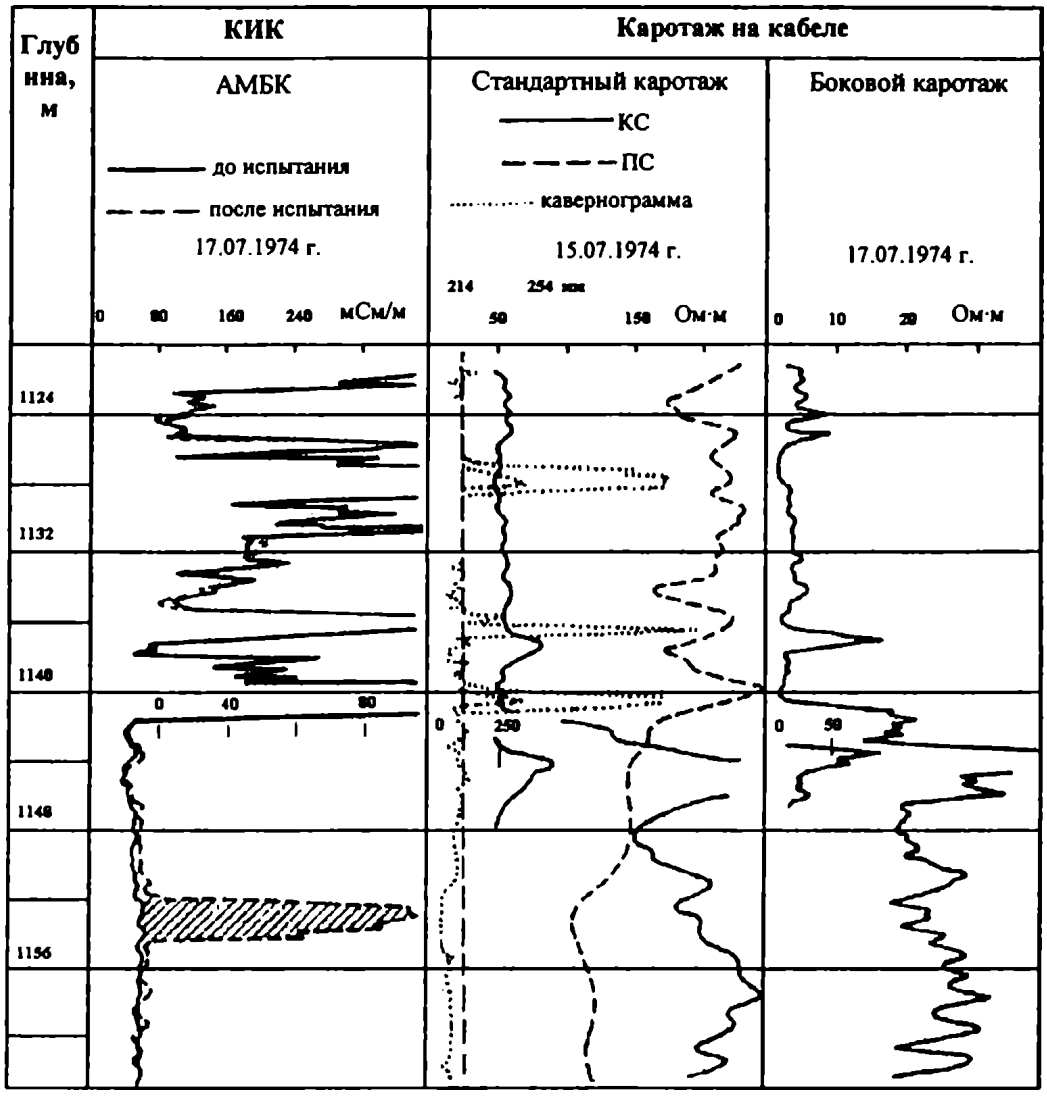


Рис. 3.30. *Пример выделения водоносного коллектора в карбонатных отложениях скв. 15013 Алькеевской площади БашАССР (1974 г.)*

После выделения коллектора необходимо оценивать характер его насыщения. Оценка возможна, если в исследуемом разрезе существенно различаются электрические параметры нефтегазоносных и водоносных пластов. Изменение электрических свойств пласта в сторону уменьшения электропроводимости (повышения сопротивления), как правило, указывает на его нефтенасыщенность.

Для оценки характера насыщения по данным КИК можно воспользоваться графиком зависимости отношения измеряемых значений электрического сопротивления после испытания $\rho_{к2}$ к значе-

ниям до него $\rho_{к1}$ от сопротивления фильтрата бурового раствора, рассчитанного для исследуемого региона. Например, из графика, построенного для карбонатных коллекторов Башкирии (рис. 3.31), следует, что в случае $\rho_ф > \rho_в$ (в расчетах принято удельное сопротивление пластовой воды $\rho_в = 0{,}05$ Ом·м) величина отношения $\rho_{к2}/\rho_{к1}$: для водоносных пластов всегда меньше 1; для нефтеносных пластов как больше 1 (при $\rho_ф < 0{,}35$ Ом·м), так и меньше (при $\rho_ф > 0{,}35$ Ом·м). Эффект изменения электропроводимости пластов, характерный для нефтеносных пластов, можно видеть на примере, приведенном на рис. 3.32.

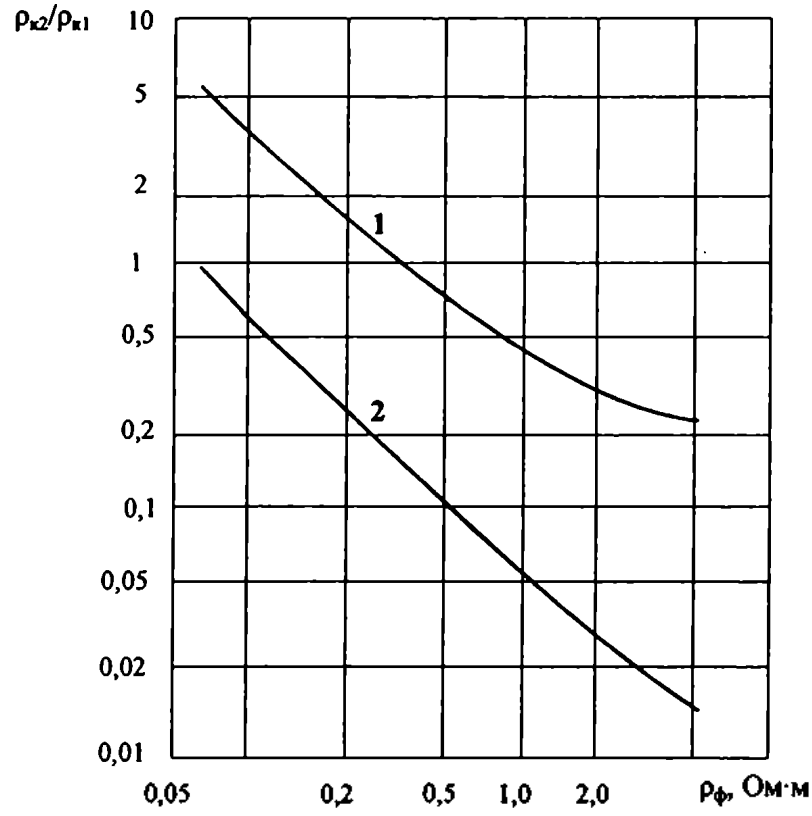


Рис. 3.31. *Зависимость отношения удельного сопротивления карбонатных коллекторов Башкирии до и после испытания от удельного сопротивления фильтрата для нефтеносных (1) и водоносных (2) коллекторов*

Для зондовой установки МБК применима методика оценки нефтенасыщенности и пористости коллекторов, разработанная во ВНИИгеофизики. По данным измерения до испытания устанавливаются удельное электрическое сопротивления промытой зоны проникновения $\rho_{зп}$ и относительное сопротивление коллектора для определения пористости. По данным измерения после испытания (в случае полного восстановления исходного состояния пласта, ка-

ким оно было до проникновения), устанавливается удельное электрическое сопротивление неизмененной части пласта $\rho_{пл}$ для расчета коэффициента увеличения сопротивления $Q_{\Delta\rho}$ и оценки нефтенасыщенности.

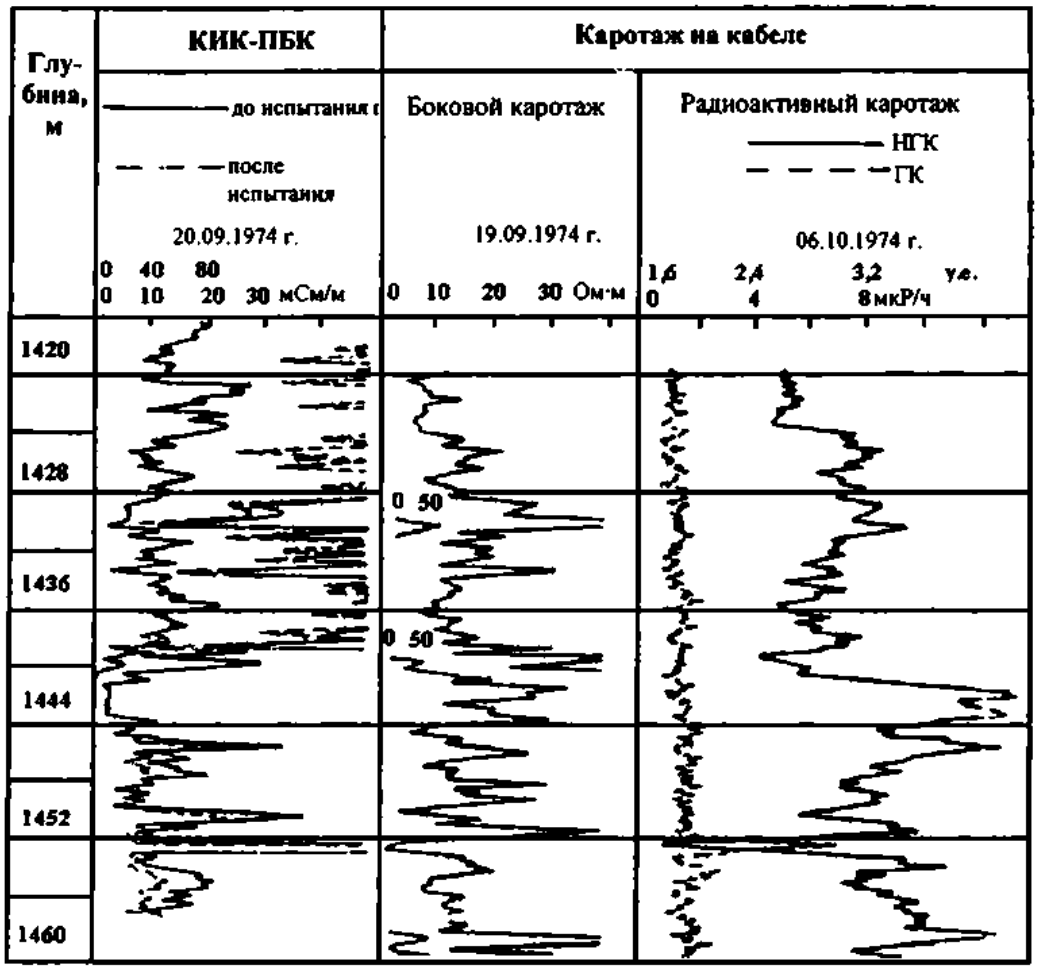


Рис. 3.32. *Пример выделения нефтенасыщенных коллекторов в карбонатных отложениях скв. 252 Урустамской площади ТатАССР (1974 г.)*

Облегчают интерпретацию данных КИК результаты повторных измерений, выполняемых после испытания пластов, по которым можно подразделять последние на прослои большей или меньшей потенциальной продуктивности.

Повышает надежность выделения пластов и оценки их характеристик комплексная интерпретация диаграмм, полученных двумя приборами, оснащенными зондами МБК и БК. На рис. 3.33 показан пример выделения по показаниям МБК и БК водоносного коллектора турнейского яруса в скв. 1358 в интервале 1226...1233 м. Характер расхождения кривых, записанных автономной аппарату-

рой в процессе испытания, подтверждается заключением по каротажу о том, что исследуемый интервал представлен неоднородными породами с чередованием пористых и плотных участков. Неоднородность проникновения фильтрата бурового раствора в них отражает различие в характере изменения кривых МБК и БК после испытания, поскольку глубинность исследования зондом БК много больше, чем зондом МБК.

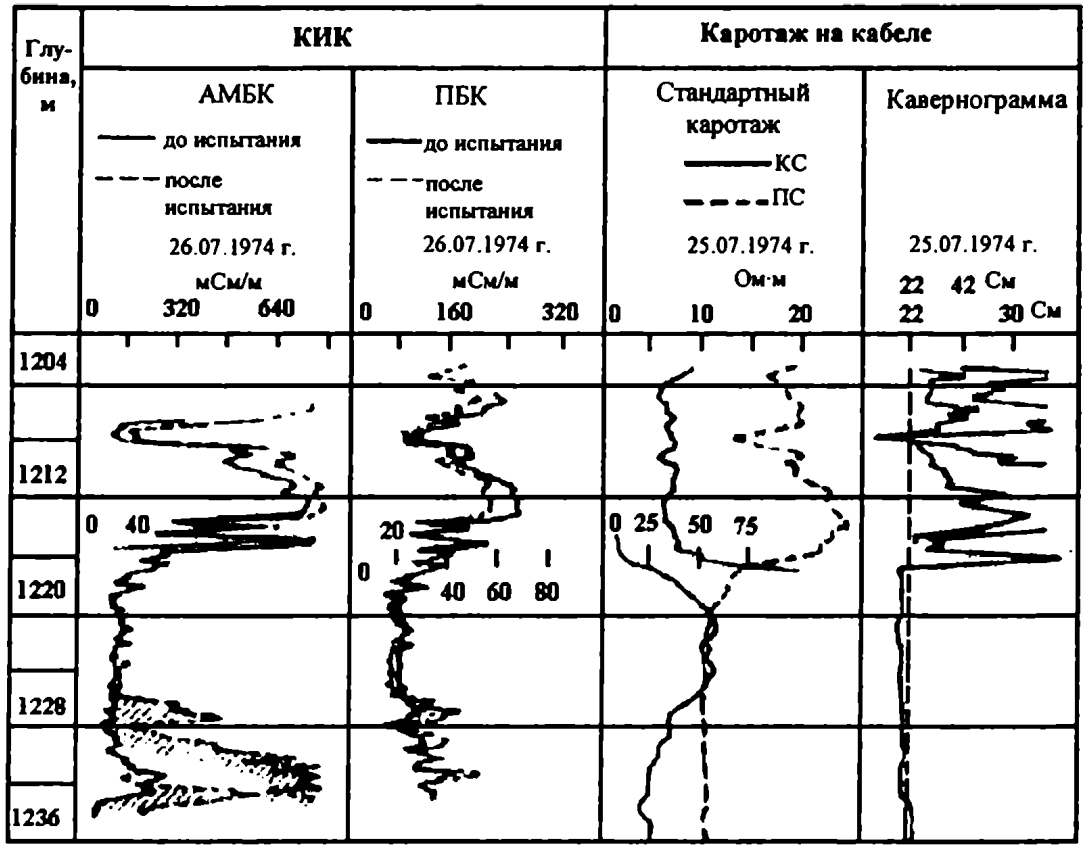


Рис. 3.33. *Пример выделения неоднородного водоносного коллектора по методике КИК комплексом зондов МБК и БК в карбонатных отложениях скв. 1358 Крым-Сарайской площади ТатАССР (1974 г.)*

Значительные расхождения кривых БК и МБК до и после испытания наблюдаются выше изучаемого интервала против сравнительно глубоких каверн. Это вызвано тем, что при первом измерении каверны были заполнены пресным глинистым раствором с удельным сопротивлением $\rho_c = 2{,}4$ Ом·м, а при втором – жидкость в стволе скважины в значительной степени осолонилась пластовой водой, находившейся в межпакерном интервале (ρ_c снизилось до 0,5 Ом·м).

3.4.2. Применение автономной аппаратуры при гидродинамических исследованиях скважин в процессе испытаний

Важное место в комплексе промыслово-геофизических исследований занимают гидродинамические исследования скважин в процессе их испытания. Обычно они проводятся с помощью автономных приборов, установленных на различных участках испытателя пластов. По их показаниям осуществляются гидродинамические расчеты и определяются подсчетные параметры.

Наибольшее распространение при гидродинамических исследованиях получили различные типы автономных манометров и термометров с часовым приводом и механической записью. Общим их недостатком является низкая разрешающая способность метода регистрации, что не позволяет реализовать высокую точность измерительных датчиков, усложняет обработку полученных данных и служит причиной возникновения субъективных погрешностей при интерпретации. Применение магнитной регистрации в автономных приборах позволяет устранить этот недостаток.

Одним из первых промышленных образцов автономных приборов для гидродинамических исследований с магнитной регистрацией является комплексная аппаратура ПАК-1 [12], обеспечивающая измерение и регистрацию скважинного давления и температуры с точностью ±2 %. В этой аппаратуре предусмотрены две формы представления информации: аналоговая и цифровая. Первая необходима для оперативного контроля качества испытания непосредственно на буровой, вторая – для получения точных значений параметров при гидродинамических расчетах. Наличие цифровых значений измеренных параметров позволяет полностью исключить трудоемкий процесс ручной обработки материалов и автоматизировать его с помощью ЭВМ.

Аппаратура ПАК-1 состоит из четырех основных частей: скважинного прибора *1*, наземной панели *2*, регистратора *3* и перфоратора *4* (рис. 3.34).

Скважинный прибор содержит унифицированные по выходу сменные блоки датчиков, схемы преобразования, источник питания, скважинный цифровой регистратор и устройство включения аппаратуры. Он комплектуется тремя сменными блоками-датчиками давления и температуры. В качестве датчиков давления ис-

пользованы полупроводниковые тензорезисторы, наклеенные на стальную мембрану. Изменение величины сопротивлений последних в зависимости от давления с помощью электронной схемы преобразуется в частоту следования импульсов.

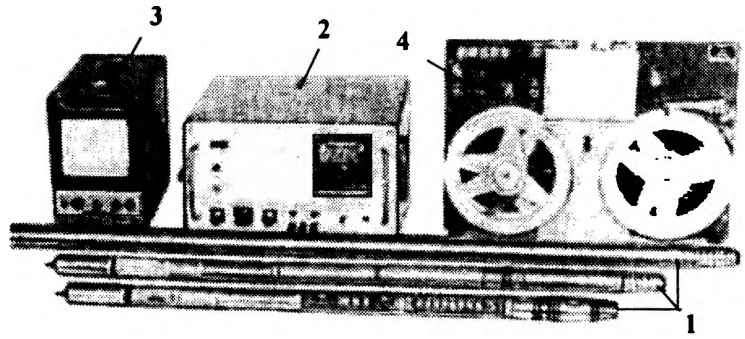


Рис. 3.34. *Автономная комплексная аппаратура ПАК-1*

Датчиком температуры служит терморезистор из медного провода марки ПЭЛШО диаметром 0,05 мм, смонтированный в одном корпусе с датчиком давления. Схема преобразования величины сопротивления терморезистора в частоту следования импульсов выполнена аналогично схеме для датчиков давления. Конструкция блока датчиков позволяет производить проверку их работы без извлечения чувствительных элементов прибора.

На функциональной схеме (рис. 3.35) показана взаимосвязь ее основных узлов. После включения электрических цепей прибора на заданной глубине специальным устройством, составленным из преобразователя давления *1*, генератора *2*, схемы сравнения *3* и ключа *4*, формирователи программы *5* за первый цикл измерения устанавливают все узлы преобразователя в исходное состояние. В дальнейшем формирователь программы с помощью выходов осуществляет поочередное подключение преобразователей *1* и *6* через схему У-1 к регистру счета и сдвига *7*. Одновременно с заполнением регистра счета и сдвига импульсами, частота которых пропорциональна измеряемому параметру (давлению или температуре), осуществляется запись номера канала с помощью логической схемы У-4, У-8. Программа составлена таким образом, что при прохождении импульсов с преобразователя давления в регистр на каждую дорожку магнитной головки одновременно поступает по одному импульсу, а при измерении температуры – по два. По истечении времени измерения (оно составляет 2 с) происходит перезапись комбинаций из регистра на магнитную ленту. Код, соответст-

вующий "1", записывается на первую дорожку, а "0" – на вторую. Предусмотрено изменение скорости опроса датчиков. Первая программа предусматривает 5 опросов датчиков в 1 мин, вторая – 10 опросов.

Схема скважинного преобразователя выполнена на интегральных элементах. Цифровой регистратор с двухдорожечной записью кассетного типа, выполненный в виде лентопротяжного механизма, обеспечивает запись на металлическую ленту типа ЭП-231 шириной 6,3 мм, объем информации 10^{12} бит. В качестве источников питания *8* в скважинном приборе использованы ртутно-цинковые элементы РЦ82Т.

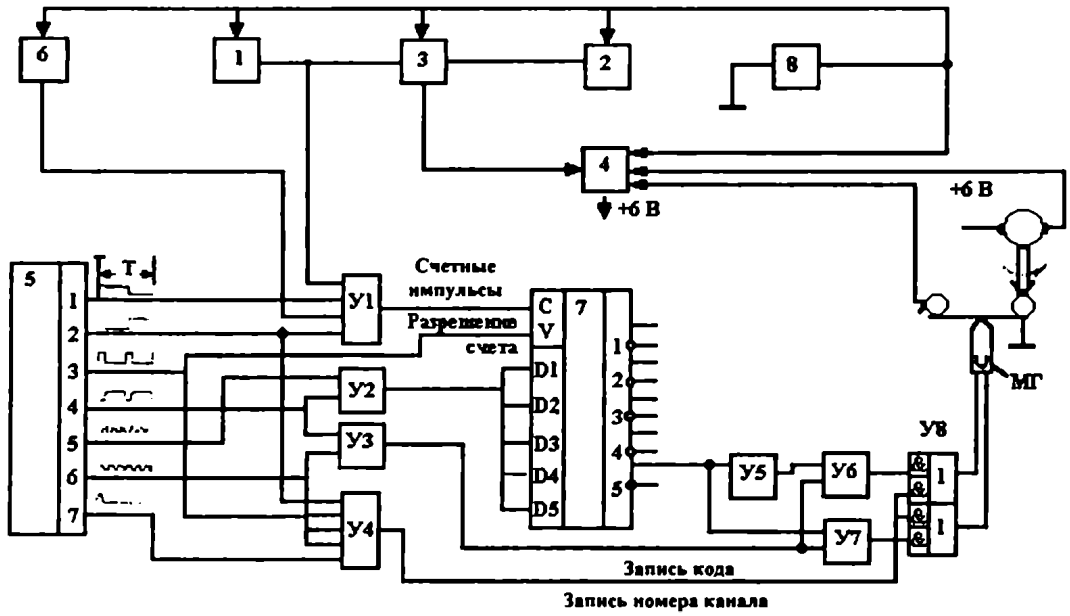


Рис. 3.35. *Функциональная схема скважинного прибора аппаратуры ПАК-1*

Наземная панель аппаратуры ПАК-1, предназначенная для воспроизведения данных скважинных измерений в цифровой и аналоговой формах, проверки и настройки аппаратуры, состоит из лентопротяжного механизма, усилителя, блока приема и преобразования кода и цифроаналоговых преобразователей.

Лентопротяжный механизм служит для ускоренного транспортирования ленты в процессе воспроизведения после установки быстросъемной кассеты с лентой, извлеченной из скважинного прибора. В нем предусмотрены режимы прямой и обратной перемотки. Усилитель на микросхемах обеспечивает усиление сигналов с двух дорожек до уровня, необходимого для нормальной работы логических схем преобразователя. В блоке приема и преобразования кода

сигнал, ограниченный по амплитуде, формируется по длительности, здесь же производятся выборка и распределение каналов.

Блок цифроаналоговых преобразователей обеспечивает аналоговое представление информации с помощью обычного регистратора типа Н-381.

Получение цифровых значений измеренных параметров достигается с помощью перфоратора ПЛ-150П в виде перфоленты.

Техническая характеристика аппаратуры ПАК-1

Число каналов	2
Диапазон измерения:	
давления, МПа	0…60
температуры, °С	10…100
Погрешность измерения и регистрации по обоим каналам, %	±2
Максимальное давление на прибор, МПа	60
Максимальная рабочая температура, °С	100
Вибростойкость скважинного прибора, g	30
Продолжительность регистрации, ч	20
Время воспроизведения информации, ч	0,5
Напряжение питания скважинного прибора, В	6
Габариты скважинного прибора, мм	40×1500
Общая масса аппаратуры, кг	16

Измерения давления и температуры аппаратурой ПАК-1 в процессе гидродинамических исследований производятся скважинными приборами, установленными на различных участках испытателя пластов.

Скважинный прибор, установленный над запорно-поворотным клапаном, включается на поверхности. Прибор, размещенный в фильтре испытателя пластов, включается автоматически при достижении заданной глубины спуска. С этого момента начинается одновременная регистрация давления и температуры. Запись параметров ведется дискретно через 12 или 6 с.

В момент открытия впускного клапана испытателя прибор, установленный в фильтре, отмечает резкое снижение давления и затем его увеличение до значения, близкого к пластовому. Прибор, находящийся над запорно-поворотным клапаном, регистрирует увеличение давления по мере роста столба жидкости в трубах в процессе притока. По истечении этого времени испытаний клапан закрывается, приток жидкости прекращается, и прибор, находящийся в фильтре испытателя пластов, измеряет и записывает конечную кривую восстановления давления. После регистрации этого процесса производятся распакеровка и подъем инструмента. В

момент распакеровки прибор фиксирует увеличение давления до гидростатического, а затем, при последующем подъеме инструмента из скважины, – его уменьшение. Одновременная регистрация термограммы в процессе испытания пластов позволяет вводить температурную поправку в показания манометров, а также на этапе интерпретации рассматривать термодинамические процессы, происходящие в пластах во время испытания (особенно это важно в газовых скважинах).

Воспроизведение записанной информации осуществляется с помощью наземной панели, перфоратора ПЛ-150П и регистратора Н-381. Обработка информации ведется по ее цифровым значениям. Основной задачей гидродинамических исследований скважин является определение количественных значений параметров, необходимых для оценки запасов месторождения. Для решения этой задачи в основу схемы обработки должна быть положена определенная методика интерпретации данных измерений.

В настоящее время известны, по крайней мере, семь методик анализа кривых восстановления давления и притока, применение которых в одинаковых условиях не дает равнозначного конечного результата. Это главным образом вызвано различием условий, положенных в основу расчетных формул. Из всех методик интерпретации гидродинамических данных наиболее точными являются универсальные методики Э.Б. Чекалюка и УфНИИ. Однако на практике наибольшее распространение получила методика Хорнера [185], легко реализуемая графоаналитическим методом и достаточно точная. Методика Хорнера хорошо зарекомендовала себя, обеспечивает определение пластового давления с точностью ±1 %, гидропроводности – 2...4 %, может использоваться при автоматической обработке данных гидродинамических исследований, полученных прибором ПАК-1.

При обработке кривых восстановления давления методом Хорнера используется соотношение вида

$$P_{пл} - P_з = 0{,}83 \frac{q_{пл}\mu_ф B_o}{K_{пл} h} \lg \frac{t_{пр} + t_з}{t_з},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_з$ – давление на забое в закрытый период; $q_{пл}$ – дебит пласта; $\mu_ф$ – вязкость флюида; $K_{пл}$ – проницаемость пласта; h – толщина пласта; B_o – объемный коэффициент жидкости или газа в пластовых условиях; $t_{пр}$ – время притока; $t_з$ – время нахождения скважины в закрытых условиях.

Количественный анализ диаграмм давления по методике Хорнера позволяет установить следующий комплекс гидродинамических параметров: пластовое давление, коэффициент гидропроводности, коэффициент призабойной закупорки, скин-эффект интервала испытания, средний коэффициент продуктивности интервала в процессе притока.

Пластовое давление определяется по графику Хорнера, построенному в координатах $P_з$ и $\lg\frac{t_{пр}+t_з}{t_з}$; величина $P_{пл}$ будет достигнута тогда, когда время $t_з$, в течение которого скважина закрыта, достигает бесконечности. В этом случае временная функция $\frac{t_{пр}+t_з}{t_з}$ будет равна единице, а ее логарифм – нулю. Таким образом, участок кривой Хорнера, отвечающий условиям установившегося режима, необходимо продлить на графике до точки пересечения с абсциссой $\lg\frac{t_{пр}+t_з}{t_з}=0$. Координата этой точки даст величину $P_{пл}$.

Гидропроводность пласта устанавливается по тангенсу M угла наклона прямолинейного участка графика Хорнера:

$$M=\frac{P_{пл}-P_з}{\lg\frac{t_{пр}+t_з}{t_з}}=\frac{0{,}183q_{пл}\mu_ф B_о}{K_{пл}h};$$

$$\frac{K_{пл}h}{\mu_ф B_о}=\frac{0{,}183q_{пл}}{M}.$$

Коэффициент призабойной закупорки вычисляется как отношение величины притока $\eta_п$ флюида, который можно ожидать из пласта теоретически без какой-либо его засоренности, к величине притока жидкости $\eta_ф$, действительно наблюдаемого при испытании:

$$\eta_п=0{,}0864\frac{K_{пл}h}{\mu_ф};\ \eta_ф=\frac{q_{пл}\ 0{,}0864}{P_{пл}-0{,}5P_з};\ P_з=\eta_п/\eta_ф.$$

Скин-эффект рассчитывается по уравнению

$$S_з=\frac{P_{пл}-P_з}{M(\lg t_{пр}+2{,}65)}.$$

Для расчета других параметров, характеризующих гидродинамические свойства скважины и пласта (проницаемость, приведенный радиус скважины, коэффициент гидродинамического несовершенства), необходимо иметь дополнительные данные об их геологических свойствах (толщины, пористости, вязкости жидкости и газа в пластовых условиях, объемном коэффициенте), определяемые с помощью геофизических и лабораторных методов исследования.

Алгоритм реализации методики Хорнера показан на рис. 3.36. Для обработки данных по этому алгоритму необходимы следующие исходные данные: массивы давления $P(t)$ и температуры $T(t)$, закодированные на пятидорожечной перфоленте в цифровом коде с признаком начала и конца информации, градуировочные характеристики датчиков давления и температуры; внутренний диаметр бурильных труб, плотность жидкости, высота столба жидкости, полученной в процессе испытания, время опроса датчиков давления и температуры.

Рис. 3.36. *Алгоритм реализации методики Хорнера для обработки данных ПАК-1*

Программа определения гидродинамических параметров (ОГП) по данным прибора ПАК-1 состоит из организующей программы и подпрограмм:

а) ввода информации с перфоленты;

б) поиска искаженных участков и их исправления;

в) поиска характерных точек на кривой притока и восстановления давления;

г) линейной интерполяции, использующей организующую программу для преобразования массивов $P(t)$ и $T(t)$ из Гц в массив $P(t)$ в кгс/см^2 и массив $T(t)$ в °С;

д) вычисления гидродинамических параметров пласта по методике Хорнера.

На рис. 3.37 в качестве примера приведены диаграммы давления и температуры, записанные в фильтре испытателя пластов аппаратурой ПАК-1.

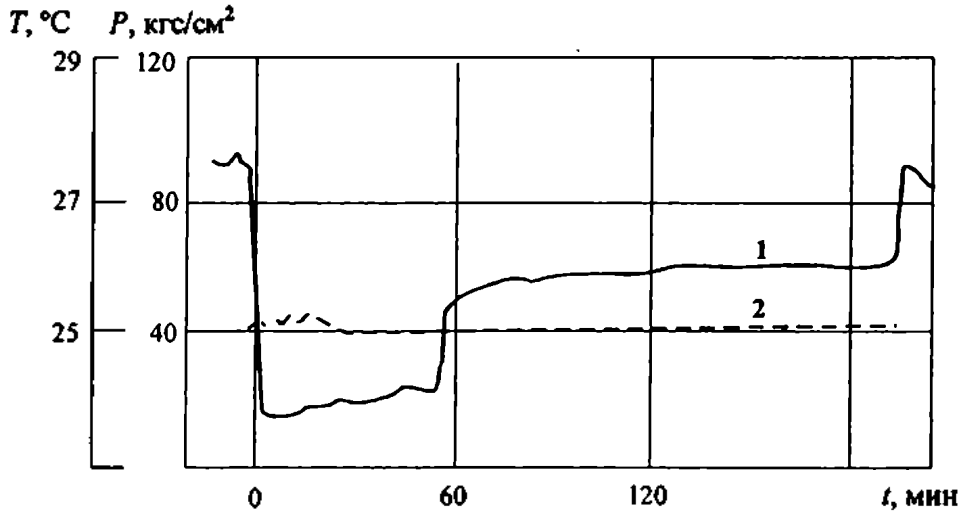


Рис. 3.37. *Диаграммы давления 1 и температуры 2, измеренные и записанные аппаратурой ПАК-1*

В скв. 15445 Куакбашской площади ТатАССР при испытании каширского горизонта (779...799 м) при стоянке на притоке в течение 54 мин получен глинистый раствор в объеме 0,2 м^3. Рассчитанные по методике Хорнера параметры пласта характеризуют его как слабопроницаемый. Коэффициент закупорки и скин-эффект меньше единицы, что указывает на отсутствие закупорки призабойной зоны [185].

Расхождения между временами притока, восстановления давления, пластовым давлением и гидропроводностью, полученными по программе ОГП по данным прибора ПАК-1 и путем ручной об-

работки по данным прибора МГП-3 показывают, что данные ПАК-1 позволяют более точно определять пластовое давление и гидропроводность пласта. Это объясняется большим числом точек, а также более точным определением текущего времени и времени притока.

3.4.3. Автономная аппаратура для исследований добывающих скважин с высоким давлением на устье

Аппаратура АСП-1. Исследования скважин в процессе пробной или промышленной эксплуатации проводятся с целью контроля за разработкой месторождений, уточнения их подсчетных параметров и выбора рациональных режимов добычи [117].

Исследования нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с высоким давлением на устье (50 МПа и более) становятся возможными лишь с помощью автономных приборов. Например, во ВНИИГИС создана двухканальная аппаратура АСП-1, оснащенная набором сменных датчиков для гидродинамических измерений (рис. 3.38).

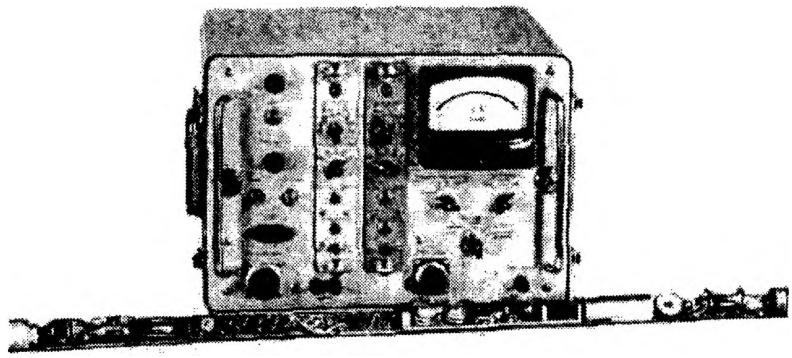


Рис. 3.38. *Автономная аппаратура АСП-1*

Глубинный прибор аппаратуры спускается в скважину на скребковой проволоке. Это упрощает задачу спуска аппаратуры в действующую скважину и обеспечивает надежную герметизацию ее устья в процессе измерений [117].

Аппаратура позволяет производить за один спуск-подъем (без извлечения на поверхность) регистрацию на подвижный проволочный сигналоноситель данных дебита (или расхода) флюида различными датчиками, температуру или ее разность, давление и естественную радиоактивность горных пород и состоит из скважинного прибора, наземного пульта управления и редукторной приставки (рис. 3.39).

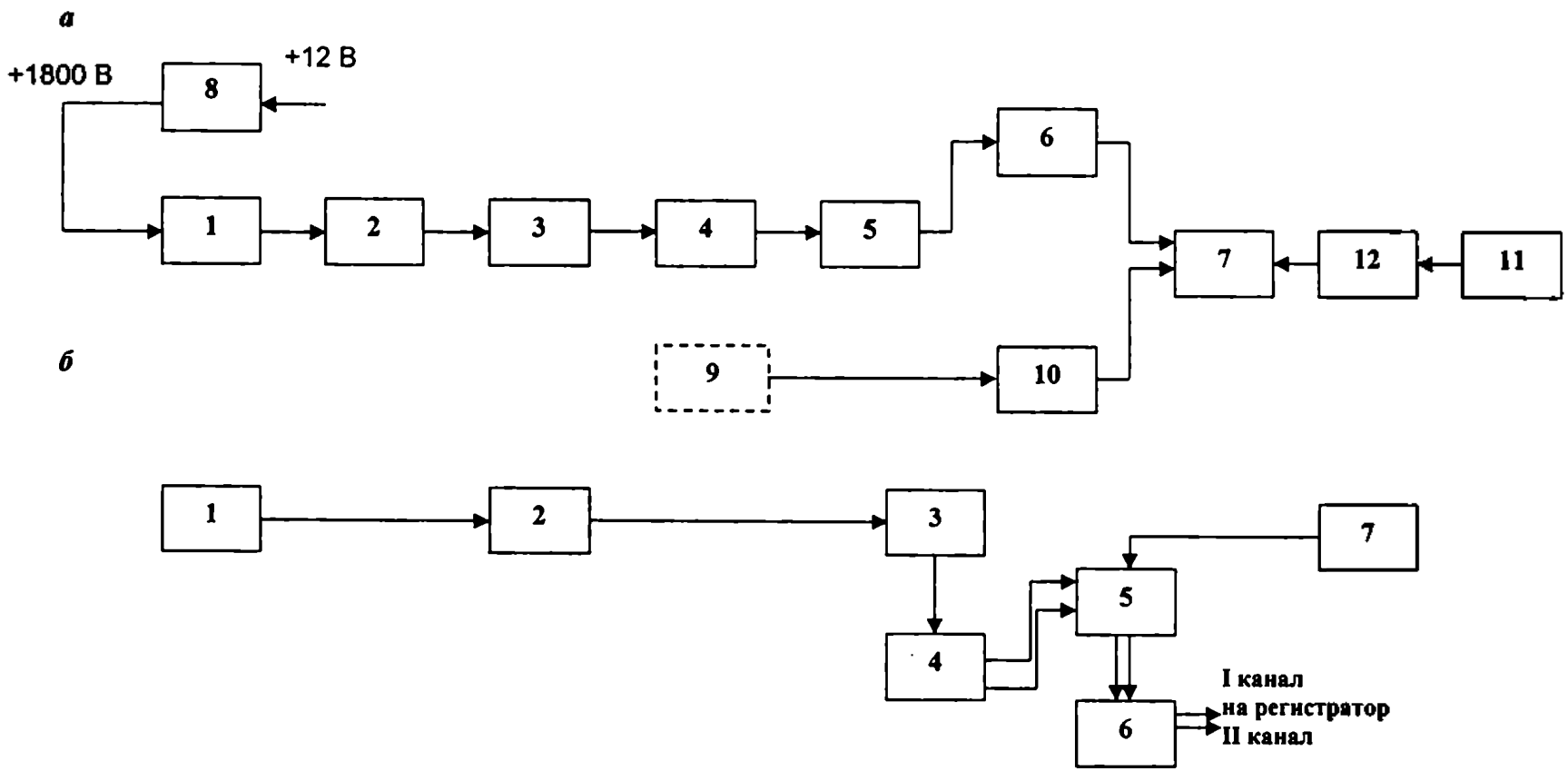


Рис. 3.39. *Функциональная схема автономной аппаратуры АСП-1:*
а – скважинного прибора; *б* – панели управления

Скважинная часть аппаратуры имеет канал ГК, сменные датчики, радиосхему, регистратор, блок питания и программное устройство (рис. 3.39,*а*).

Радиоактивное излучение пород с помощью детектора *1* (кристалл NaI(Tl), фотоумножитель ФЭУ-74) преобразуется в статистически распределенные во времени электрические импульсы, которые после прохождения через канал преобразования, состоящий из каскадного эмиттерного повторителя *2*, импульсного усилителя *3*, дискриминатора *4*, пересчетного каскада *5*, формирователя импульсов *6*, поступают на вход усилителя мощности, нагрузкой которого является магнитная головка записи регистратора *7*.

Питание фотоумножителя осуществляется от высоковольтного источника *8*, состоящего из преобразователя постоянного напряжения в переменное с последующим выпрямлением, умножением и стабилизацией высокого напряжения. В приборе используются сменные датчики *9* для измерения температур или их разности, давления, скорости потока жидкости или газа, подключенные к блокинг-генератору *10*.

Выделение отдающих интервалов нефтяных и газовых скважин и принимающих интервалов нагнетательных скважин осуществляется по показаниям термоэлектрического датчика.

Принцип действия термоэлектрического датчика основан на изменении сопротивления подогреваемого термистора в зависимости от скорости и теплофизических свойств обтекающего его потока. Для скважин, где термоэлектрическим датчиком затруднено выделение работающих интервалов (скважины с дебитом по нефти или воде 300...400 т/сут и более), а также в скважинах с большой неоднородностью флюида измерения можно осуществлять датчиком скорости ротационного типа. В качестве датчика температуры использован полупроводниковый терморезистор, включенный в цепь управления частотой блокинг-генератора. Сменные датчики соединяются с аппаратурным контейнером герметичным разъемом.

В качестве регистрирующего устройства *7* (блока памяти) используется магнитограф с записью данных на подвижный проволочный сигналоноситель. В приборе применено полярное разделение каналов.

Установка момента включения источника питания скважинного прибора осуществляется с помощью блока управления *12* перед спуском прибора в скважину. Подача питания электронной схеме

прибора призводится от блока химических источников тока *11* через разъем, служащий для соединения с панелью управления при работе на поверхности.

Панель управления (см. рис. 3.39,*б*) предназначена для подачи питания скважинному прибору при работе с ним на поверхности и обработки сигналов информации, поступающих при воспроизведении на ее вход. Сигналы с головки воспроизведения усиливаются в блоке *1* и формируются в импульсы разной полярности формирователем *2*, необходимым для работы измерительных блоков стандартной панели ИПРК.

Измерительные блоки обоих каналов идентичны и отличаются только входными каскадами для выделения нужной полярности сигнала информации (положительный или отрицательный). Через эмиттерный повторитель *3* сигналы попадают в схему амплитудного дискриминатора *4* и через дифференцирующую цепочку – на вход нормализатора *5*, формирующего импульсы, стабильные по длительности и амплитуде. Эти импульсы поступают на интегратор *6*, затем в виде сигнала постоянного тока, пропорционального скорости счета в данном канале, подаются на фоторегистратор. Кроме того, в аппаратуре имеется калибратор *7* стандартных сигналов (переключение режима калибровка – воспроизведение осуществляется переключателем).

Бумага на фоторегистраторе протягивается с помощью сельсин-приемника, приводимого в движение сельсин-датчиком, управляемым редукторной приставкой с двигателем, входящим в комплект наземной аппаратуры. Питание аппаратуры электрическим током осуществляется от промышленной сети частотой 50 Гц.

Комплекс измерительных датчиков выбирается в зависимости от поставленной геологической или технической задачи. На основании обобщения обширного материала по исследованию нефтяных и газовых скважин месторождений России и других стран СНГ автономной аппаратурой рациональным является комплекс измерений, приведенный в табл. 3.6. Так, для выделения работающих интервалов нефтяных скважин эффективно применять ротационный и термоэлектрический дебитометры, в газовых скважинах – термометры.

Следует заметить, что для уверенной интерпретации материалов при одном и том же режиме эксплуатации измерения необходимо проводить дважды. Для выбора оптимального режима работы сква-

жины рекомендуется исследования осуществлять при различных режимах. Это объясняется тем, что нередко, меняя режимы эксплуатации, удается найти такой, когда повышается выработка пласта, обеспечивается эффективная работа нескольких пропластков.

Таблица 3.6

Рекомендуемый комплекс датчиков аппаратуры АСП-1 для решения различных геологических и технических задач

Определяемый параметр	Рекомендуемые датчики (отмечены знаком +)						
	Термометр	Градиент-термометр	Ротационный датчик	Манометр	Термоэлектрический анемометр	Датчик притока газа	ГК
Нефтяные фонтанирующие скважины							
Интервал отдачи (притока) продуктивных пластов	+	+	+		+		+
Профиль притока продуктивных интервалов			+		+		+
Коэффициент продуктивности скважины			+	+			
Снятие кривой восстановления давления				+			
Водонефтяной контакт в стволе скважины					+		+
Нагнетательные скважины							
Поинтервальная приемистость	+	+	+		+		+
Профиль приемистости			+		+		+
Коэффициент приемистости по пластам			+	+	+		+
Динамическое давление			+	+	+		
Негерметичность эксплуатационной колонны	+		+		+		+
Газовые скважины							
Интервал притока газа	+	+	+		+	+	+
Переток за обсадной колонной	+	+					+
Оптимальный режим эксплуатации скважины			+	+	+		
Контакт газ–подошвенная вода и газоконденсат					+		+

Особенно эффективным является измерение теплового поля в скважине. Термометрические исследования аппаратурой АСП-1 позволяют выделять интервалы притока (отдачи) пласта, определять негерметичность эксплуатационной колонны, выявлять пере-

токи за обсадной колонной, устанавливать профиль приемистости пласта в нагнетательных скважинах.

Измерительные датчики (термометр, градиент-термометр), хотя и надежны в работе практически в любых эксплуатационных условиях, требуют систематической эталонировки. Особенно эффективна термометрия в газовых скважинах, где могут быть получены количественные характеристики пласта.

С помощью термоэлектрического анемометра можно решать большой круг задач пробной и промышленной эксплуатации, однако, характеристика датчика во многом зависит от теплофизических параметров окружающей его среды, поэтому при интерпретации данных измерений должны использоваться данные о среде и потоке жидкости или газа.

Измерения ротационным анемометром позволяют получать количественные данные о расходе (притоке) при дебитах от единиц до нескольких сотен кубических метров в сутки. Необходимым условием его надежной работы являются хорошая проработка интервала, отсутствие продуктов кислотной обработки в зумпфе скважины и абразивных частиц в исследуемом потоке. Измерения в нефтяных, газовых, нагнетательных скважинах имеют свою специфику, хотя принципы одни и те же.

Спуск прибора и его заправку в лубрикатор необходимо производить при работе скважины через затрубное пространство. Измерения выполняются с постоянной скоростью движения прибора – не более 200 м/ч или замерами в точках через равные расстояния 0,2...0,1 м с выдержками в каждой точке 0,5...1,0 мин. По окончании измерений или по истечении заданного срока работы прибор извлекается из скважины и осуществляется воспроизведение сигналограммы.

Воспроизведение данных глубинных измерений выполняется на стандартной станции типа АСП-1. Для этого глубинный прибор с помощью специального кабеля соединяется с наземным блоком аппаратуры АСП-1 и подключается к фоторегистратору. Протяжка бумаги фоторегистратора осуществляется сельсином-приемником, приводимым во вращение от сельсинной приставки, входящей в комплект аппаратуры. Скорость протяжки носителя может изменяться для получения диаграммы в необходимом для обработки масштабе.

Более 40 комплектов аппаратуры АСП-1 эксплуатируются в различных районах нашей страны (Ухте, Тюмени, Татарстане,

Башкортостане и др.) и за рубежом (в Белоруссии, Украине, Средней Азии).

По результатам измерений АСП-1 определяются профили приемистости пластов нагнетательных скважин, положения контактов нефть–вода, газ–вода, герметичность колонны, обнаруживаются участки затрубной циркуляции и решаются другие задачи контроля режима работы на различных этапах разработки месторождений. Рассмотрим несколько примеров использования аппаратуры АСП-1 для решения конкретных геологических и технических задач.

Запасы нефти месторождений Белоруссии приурочены к межсолевым и подсолевым карбонатным отложениям со сложной структурой порового пространства. Исследуемые скважины работали фонтанным способом с суточным дебитом 150...700 $м^3$, давление на устье колебалось до 120 МПа. Изучать их с помощью аппаратуры на кабеле было невозможно. Аппаратура АСП-1 позволила без каких-либо затруднений исследовать режимы работы скважин Речицкого и Осташковичского месторождений. В результате были получены данные о том, что подошва продуктивного пласта обладает лучшими фильтрационными характеристиками за счет меньшей глинизации подошвы пласта.

На рис. 3.40 приведены диаграммы исследований нефтяной скв. 5 Осташковичского месторождения Белоруссии. Измерения проводились при отборе нефти через затрубное пространство (дебит скважины 600 $м^3$/сут, давление на устье около 180 МПа) термоэлектрическим и ротационным анемометрами. На диаграммах в интервале глубин 2739...2743 м четко выделяются проницаемые пропластки, на глубине 2622 м отмечается также место подвески насосно-компрессорных труб. Пласт выше 1239 м, хотя по данным геофизических исследований характеризуется как менее плотный, нефтенасыщен. Очевидно, за счет трещинной пористости подошва пласта обладает более высокой проницаемостью, что создает благоприятный динамический режим при работе нескольких пропластков.

Анализ полученных материалов термоэлектрическим анемометром АСП-1 позволяет рекомендовать его для качественной оценки интенсивности притока флюида.

Благодаря высокой чувствительности датчиков АСП-1, могут быть зарегистрированы даже незначительные притоки. Следует заметить, что поскольку характеристика термоэлектрического де-

битомера в значительной степени зависит от теплофизических свойств пластовой жидкости, то при измерениях в двух- или трехфазных средах необходимо дополнительно проводить измерения датчиком химического состава или плотности флюида.

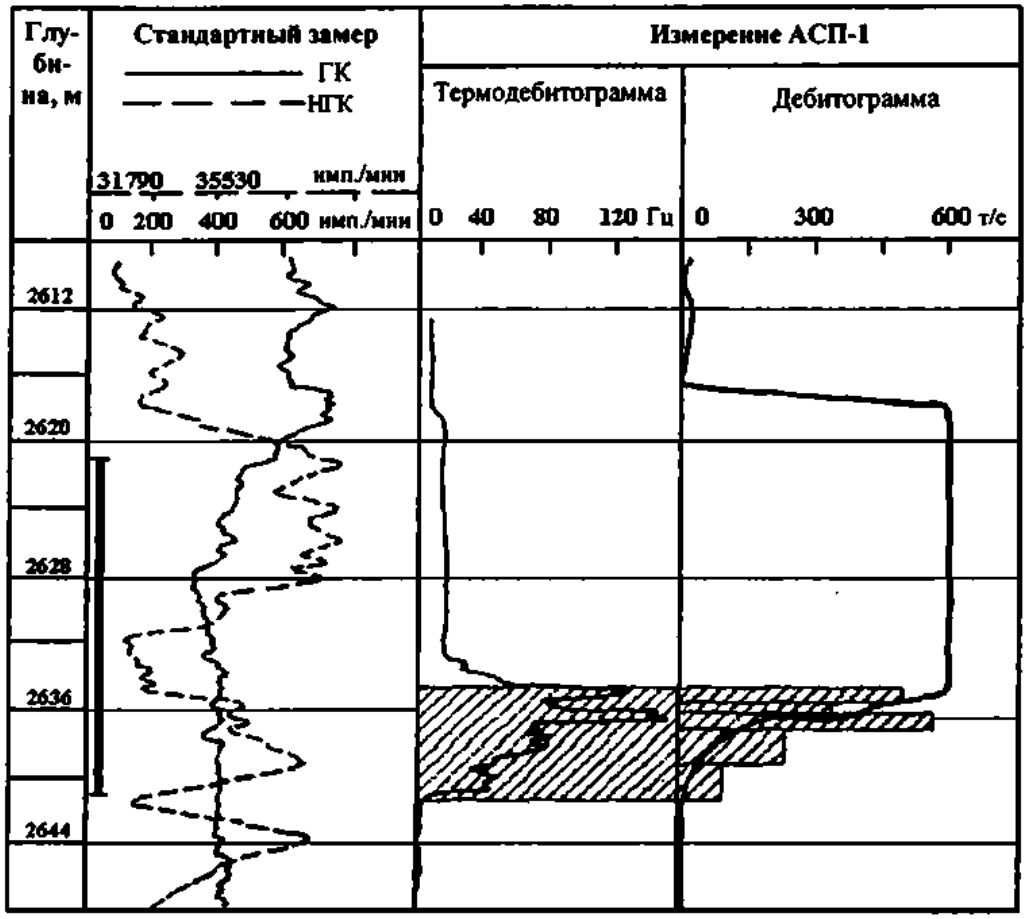


Рис. 3.40. *Диаграммы исследований нефтяной скв. 5 Осташковичского месторождения Белоруссии аппаратурой АСП-1:* штриховкой выделены продуктивные пласты

Пример определения приемистости пласта в нагнетательной скв. 417 Серафимовской площади Туймазинского месторождения БашАССР комплексом датчиков аппаратуры АСП-1 (ротационный анемометр, термометр, градиент-термометр) приведен на рис. 3.41.

Скважина продолжительное время эксплуатировалась как нефтеносная, затем была переведена в режим нагнетания с закачкой в пласт 760 м^3/сут пластовой воды. Как показали исследования, интервал 1764,5...1767,0 м не принимает воды, в интервале 1775...1785 м интенсивно поглощают лишь кровля и середина пласта (1775,5...1731 м).

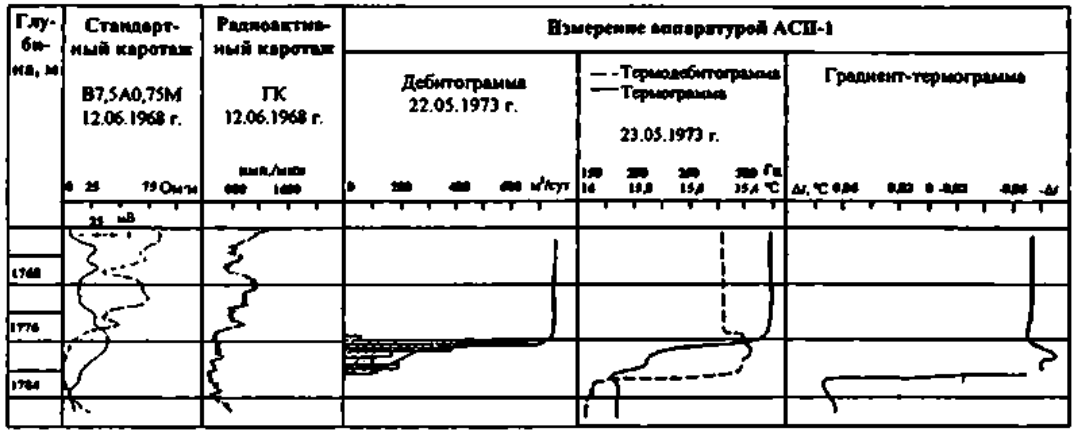


Рис. 3.41. *Диаграммы, полученные аппаратурой АСП-1 при исследовании нагнетательной скв. 417 Серафимовской площади Туймазинского месторождения БашАССР с высоким давлением на устье*: штриховкой выделены продуктивные пласты

Исследования газовых скважин имеют ряд особенностей. Продуктивная часть разреза, как правило, не обсаживается. При этом на забое скважины быстро накапливаются продукты остатков бурового шлама, технологической обработки скважины и частиц пород, выносимых из пласта интенсивным потоком газа. С целью очистки забоя насосно-компрессорные трубы спускаются почти до него и полностью перекрывают продуктивный интервал. Только незначительное число эксплуатирующихся газовых скважин имеет открытый забой.

Так, сложное геологическое строение продуктивной толщи Оренбургского газоконденсатного месторождения, особенности конструкций скважин, высокое пластовое и устьевое давления, значительное содержание в газе сероводорода (до 4...5 %) и наличие в потоке газа абразивных частиц полностью исключили применение дистанционных глубинных приборов. С учетом этих условий автономная аппаратура АСП-1 была несколько усовершенствована.

Скребковая проволока, на которой спускается глубинный прибор в скважину, выполнена из сплава Х18Н10Т, не вступающего в химическую реакцию с сероводородными соединениями и стойкого к воздействию абразивных частиц. Корпус и измерительные датчики имеют стойкое химическое покрытие и также надежно работают в условиях агрессивной среды.

В связи с этим основными видами исследований газовых и газоконденсатных скважин стали термометрические исследования – эффективные и надежные для выделения работающих интервалов.

На рис. 3.42 приведен пример исследования газовой скв. 63 Оренбургского месторождения (давление на устье – 4,0 МПа, дебит по газу – около 1 тыс. $м^3$/сут, по воде – 10 $м^3$/сут). Измерениями, проведенными датчиками температуры (термометр, градиент-термометр), выделены зоны притоков в интервалах: 1757...1760, 1770...1777, 1930...1940 м. Все выделенные интервалы (кроме последнего) согласуются с данными геофизических исследований. Было высказано мнение, что нижняя аномалия вызвана притоком воды. Учитывая результаты измерений, в скважине были выполнены ремонтные работы, установлен мост на глубине 1883 м, перфорированы участки 1804...1808 и 1830...1840 м открытого ствола. В результате этого приток воды прекратился, а приток газа возрос до 150 тыс. $м^3$/сут.

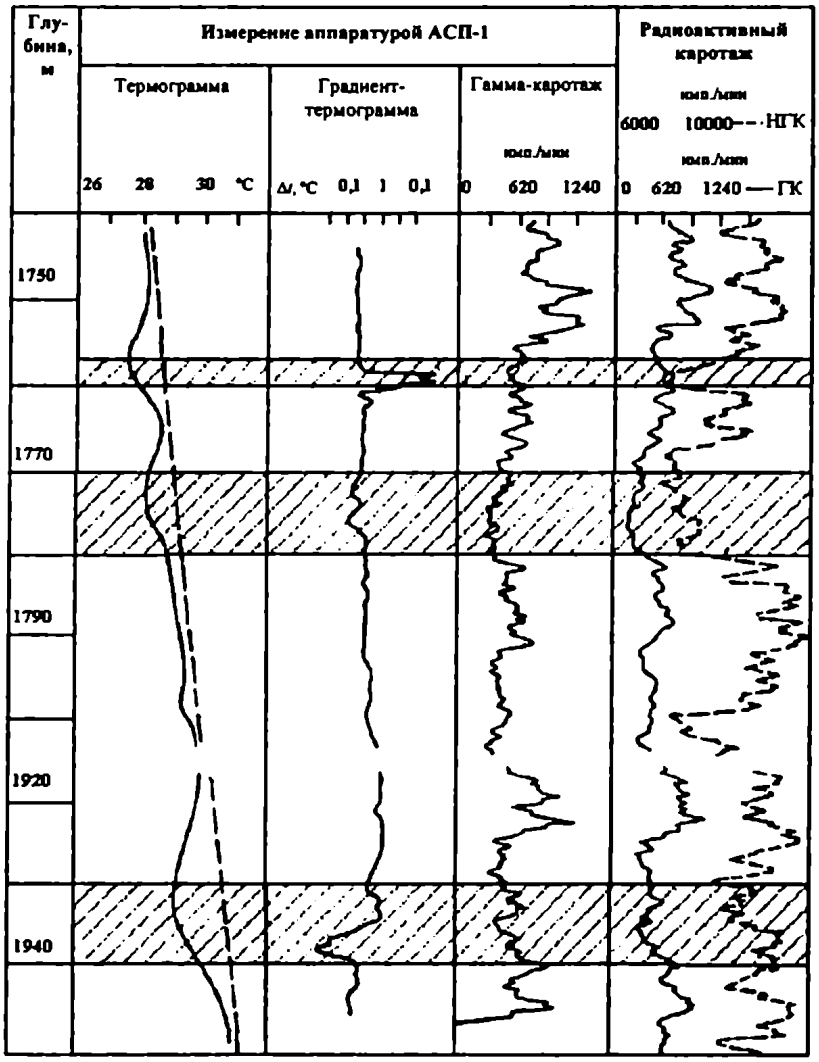


Рис. 3.42. *Пример исследования аппаратурой АСП-1 скв. 63 Оренбургского месторождения*: штриховкой выделены продуктивные пласты

Таким образом, можно с уверенностью сделать вывод о широких технических возможностях автономной аппаратуры АСП-1 для исследований нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с высоким давлением на устье.

Развитием автономной аппаратуры АСП-1 является четырехканальный прибор с цифровой регистрацией на твердотельную память (температура, давление, дебит, ГК), разработанный под руководством Ф.А. Асылгареева для газовых скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения с содержанием H_2S до 15 %, где аппаратура, спускаемая на кабеле, не могла применяться из-за выхода из строя изоляции кабеля ввиду кессонного эффекта.

Автономный технологический комплекс "Центргазгеофизика" предназначен для решения следующих задач:

1. Проведения комплексных гидродинамико-геофизических исследований нефтяных и газовых скважин при контроле за эксплуатацией нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений по упрощенной технологии без использования дорогостоящего устьевого оборудования;
2. Изучения продуктивных характеристик скважины и фильтрационных характеристик пластов-коллекторов непосредственно в процессе испытаний скважин компрессированием или трубным пластоиспытателем;
3. Оценки качества вскрытия продуктивных пластов и эффективности воздействия на призабойную зону непосредственно в процессе перфорации и вскрытия;
4. Исследования гидродинамико-геофизических характеристик действующих нефтяных и газовых горизонтальных скважин;
5. Проведения геофизических исследований в условиях агрессивных сред (сероводорода до 25 %).

Доставка аппаратуры к месту исследований может осуществляться:

- скребковой проволокой;
- длиннокамерной безмуфтовой трубой;
- каротажным кабелем;
- бурильными и насосно-компрессорными трубами.

Состав технологического комплекса:

- малогабаритные автономные скважинные модули с записью информации в ППЗУ;
- наземное автономное устройство определения глубины исследования (привязчик);

- считывающее устройство для ввода информации из ППЗУ в ПЭВМ и стирания информации ППЗУ;
- ПЭВМ в исполнении Notebook;
- программное обеспечение;
- лебедка со скребковой проволокой;
- лубрикатор для скребковой проволоки.

Варианты скважинных модулей (по составу датчиков):

- термометр (0…120 ±0,5) °С и манометр (0…25 МПа ±0,5 %);
- гамма-каротаж;
- термометр и гамма-каротаж;
- диэлькометр;
- расходомер.

Модули являются полностью независимыми, скважинный снаряд компонуется с помощью быстроразъемных муфт. Любой модуль может быть опущен в скважину на длительное время, определяемое его памятью.

Модули выполняются диаметром 36, 42 и 60 мм.

Длина модулей – от 1000 до 1500 мм.

Время непрерывной работы – до 100 сут.

Объем памяти – до 180000 значений.

Интервал рабочих температур – от 0 до 125 °С.

Число значащих разрядов – 12…16.

Конкретные значения параметров выбираются в зависимости от решаемых задач.

3.4.4. Автономная аппаратура для исследования нефтяных и угольных скважин подземного бурения

3.4.4.1. Автономная аппаратура "Ярега"*

Ярегское месторождение является уникальным по добыче нефти шахтным способом. Продуктивный нефтяной горизонт находится на глубине около 100 м. Его толщина колеблется от 10 до 20 м. В скважины, пробуренные с поверхности, подается перегретый пар, прогревающий продуктивный пласт. За счет подогрева пласта вязкость нефти снижается, и она по наклонным скважинам стекает в шахту, где собирается и транспортируется наверх.

---

* Разработка ООО НПЦ "ГеоМИР".

Бурение восстающих скважин производится буровым станком ПБС-2Т (ПБС-А300), который монтируется в камере размером 3,5×3,5×3,5 м. Общая длина восстающих скважин до 300 м.

Задача, поставленная перед геофизиками, – обеспечить контроль за направлением проводки скважины, литологическое расчленение горных пород вдоль ствола скважины.

Учитывая, что среда применения автономной аппаратуры взрывоопасная, аппаратура должна отвечать всем требованиям взрывобезопасности.

Аппаратура "Ярега" (рис. 3.43) состоит из скважинного прибора с комплексом инклинометрических и геофизических измерительных датчиков и наземной аппаратуры для обработки и воспроизведения данных скважинных измерений.

В качестве инклинометрических датчиков используются жестко закрепленные триады *2* ортогонально размещенных акселерометров АТ-1306 и феррозондов *3* ТМК-16. Естественная радиоактивность окружающих скважину горных пород измеряется сцинтилляционным блоком *4* (CsI(Na)+ФЭУ-102). Питание ФЭУ обеспечивает высоковольтный источник *5*. Температура в скважине измеряется термодатчиком *1* AD 540 фирмы Analog Device. Питание датчиков и всех электронных схем осуществляется от аккумуляторов типа GP 450DKT и вторичных источников напряжения *12*. Память прибора (ЗУ) *10* составляет 128 Кбайт.

Время непрерывной работы – 4 ч.

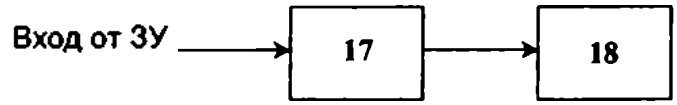
Время дискретных измерений также записывается в память. Герметичный комплекс прибора имеет замковую резьбу для свинчивания с бурильной трубой.

Технология работы с аппаратурой "Ярега" заключается в следующем. Автономный прибор с заряженными аккумуляторами доставляется в шахту и вставляется в шпиндель.

Специальным магнитом, прикладываемым к МУК (магнитоуправляемому контакту), включается питание блока 12. Индикаторная лампочка показывает включение питания.

После этого свинчиваются бурильные трубы для их доставки на определенную глубину. Затем при необходимости проработать скважину включаются насосы и создается циркуляция бурового раствора.

Вращением колонны в течение 3...5 мин включается питание прибора. Начинаются измерения навигационных параметров, ГК и температуры. Отдельным каналом записывается время измерений.



Скважинный прибор

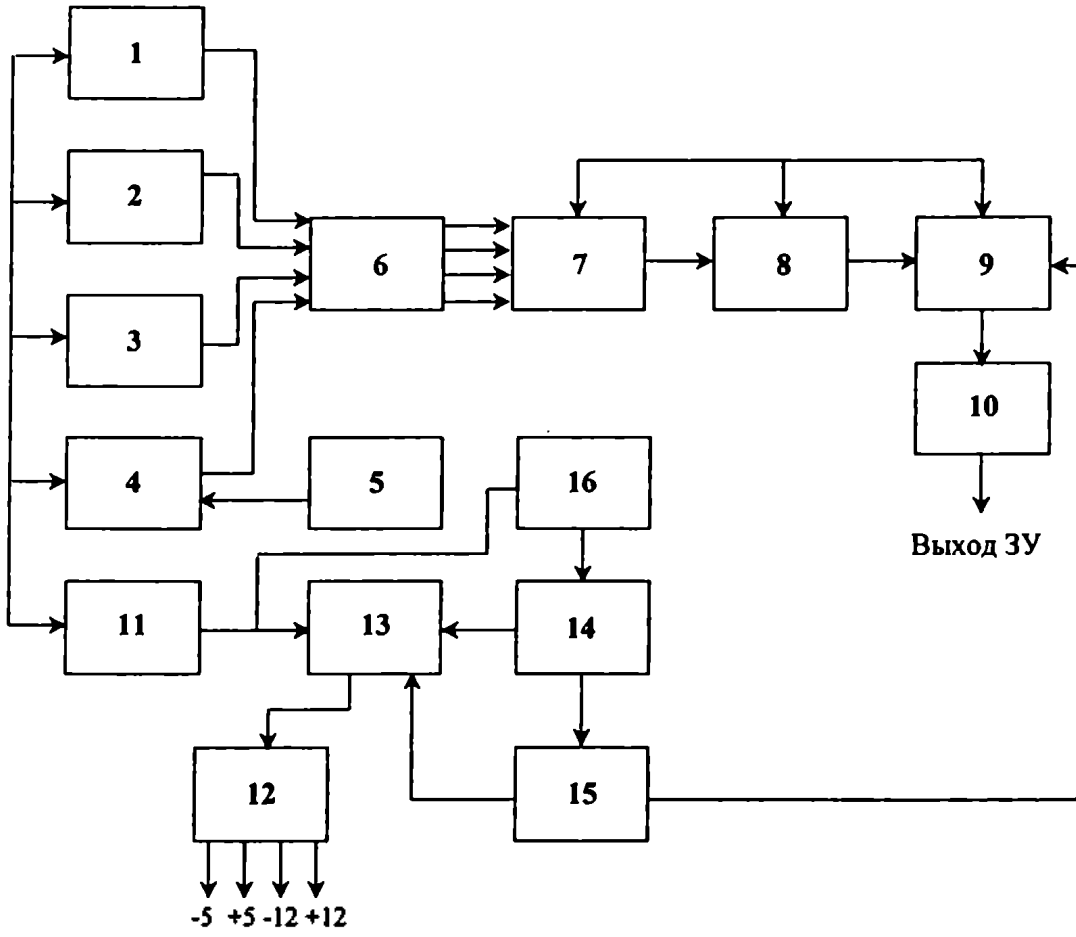


Рис. 3.43. *Автономный прибор для комплексных измерений в нефтяных скважинах подземного бурения "Ярега"*:

1 – блок датчиков температуры, °С; *2* – блок акселерометров; *3* – блок феррозондов; *4* – блок ГК; *5* – блок внешнего напряжения; *6* – блок нормирования; *7* – мультиплексор; *8* – АЦП; *9* – контроллер; *10* – ЗУ; *11* – блок аккумуляторов; *12* – внешний источник питания; *13* – устройство включения; *14* – акселерометр ADXL 50AH; *15* – компаратор; *16* – МУК; *17* – интерфейс; *18* – ПЭВМ

Измерение ГК и температуры производится при перемещении прибора с равномерной скоростью движения. Движение осуществляется лебедкой на всю длину трубы (2,2 м).

Перед развинчиванием очередной трубы вновь измеряются A_x, A_y, A_z и F_x, F_y, F_z. Таким образом, записанная в память информация содержит сведения об угловых перемещениях через каждые 2,2 м (на остановках) и данные ГК по всей длине скважины.

После выключения прибора он доставляется на дневную поверхность, отворачивается герметичная крышка в его корпусе для доступа к специальному разъему для считывания информации из ЗУ.

Данные скважинных измерений через последовательный порт RS 232 подаются на вход интерфейса *17* и поступают в блок *18* ПЭВМ для обработки по специальным программам и редактирования в масштабе глубин и построения трассы.

3.4.4.2. Автономная аппаратура АПРК-1

Изучение угольных отложений путем направленного бурения в горных выработках требует проводить его в наклонных, горизонтальных и восстающих скважинах. Применение кабельной аппаратуры в этих условиях невозможно вследствие технических трудностей спуска приборов на забой скважины, особенно при работе в шахтах, опасных по газу и пыли.

Исследования таких скважин производятся разработанной во ВНИИГИСе автономной аппаратурой АПРК-1 [128], доставляемой на забой с помощью бурильных штанг и обеспечивающей регистрацию плотности горных пород вблизи стенки скважины (ГГК) и их естественной радиоактивности (ГК).

Аппаратура такого типа обеспечивает выявление в разрезе скважины угольных пластов, определение их местоположения и толщины, оценку литологического состава вмещающих пород, а в благоприятных условиях и характеристику углей. Она состоит из скважинного прибора, вспомогательного шахтного оборудования и наземного дешифратора. Вспомогательное оборудование, его размещение в шахте и схема исследований в скважине приведены на рис. 3.44.

Скважинный прибор взрывобезопасного исполнения *1* содержит устройство включения *2*, источник питания *3*, устройство магнитной регистрации *4*, преобразователи *5*, зонды ГК *6* и ГГК *7* и

излучатель *8*. В зондах в качестве приемника радиоактивного излучения использован сцинтилляционный счетчик, образованный кристаллом NaI(Tl) и фотоумножителем ФЭУ-74.

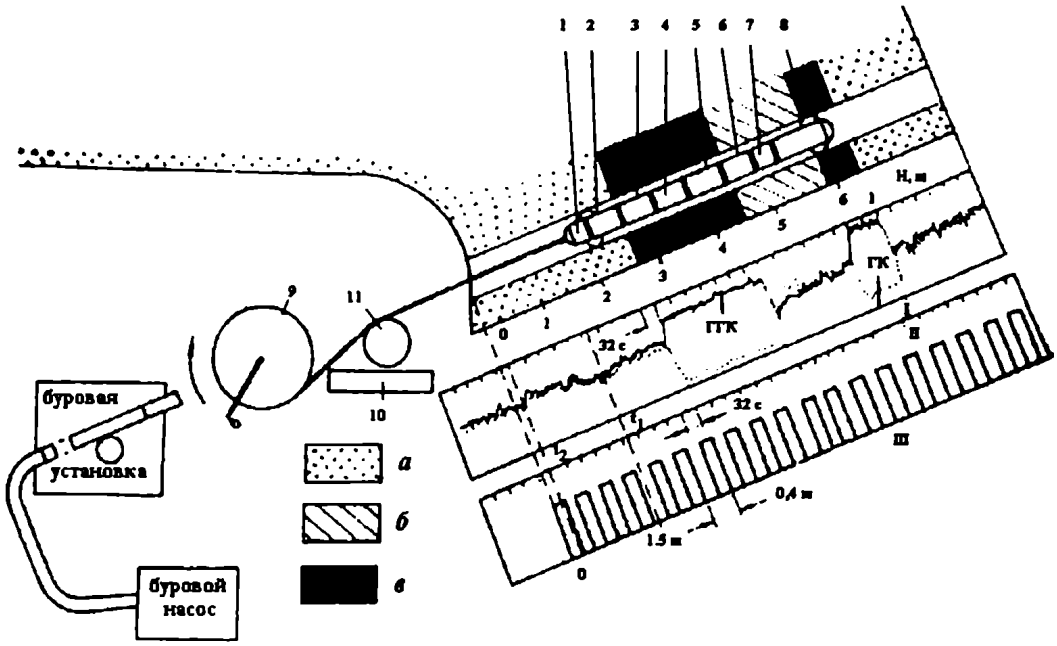


Рис. 3.44. *Схема исследований подземных углеразведочных скважин автономной аппаратурой АПРК-1: I* – метки времени; *II* – метки глубины; *III* – диаграмма перемещений; *а* – песчаник; *б* – плотные породы; *в* – уголь

Зонд ГГК выполнен в виде бесприжимной установки длиной 400 мм с широтной коллимацией под углом 45°. Источником γ-излучения в зонде ГГК служит ^{137}Cs. Такая зондовая установка позволяет в сухих угольных скважинах определять плотность углей с точностью до ±0,1 г/см^3 даже при наличии каверн до 3...4 см.

Регистрация параметров осуществляется на проволоку ЭИ-708 с помощью вибростойкого проволокопротяжного механизма в виде числа разнополярных импульсов. Разнополярность импульсов используется для разделения каналов. Электрические цепи прибора питаются от блока химических элементов "Марс". В состав вспомогательного оборудования входят лебедка *9* для перемещения прибора в процессе измерений, автономный взрывобезопасный регистратор перемещения прибора *10* и мерный ролик *11*.

Исследования подземных скважин выполняются по следующей методике. Скважинный прибор, связанный с лебедкой тонким тросиком, доставляется на забой скважины с помощью бурового станка и бурильных штанг. Прибор включается и отделяется от штанги гидравлическим импульсом, созданным внутри штанги бу-

ровым насосом. Одновременно включается также и регистратор перемещения прибора. Измерения проводятся после извлечения бурильных штанг в процессе перемещения прибора с помощью лебедки, данные измерений записываются регистратором скважинного прибора. Одновременно в регистраторе перемещения на проволоку записываются метки глубины, формирующиеся с помощью мерного ролика через каждые 0,5 м продвижения прибора, и метки времени с интервалом в 1 с.

После окончания измерений прибор и регистратор перемещений выключаются оператором строго одновременно. Воспроизведение данных измерений в виде диаграмм производится на поверхности с помощью наземного дешифратора и блока регистраторов Н-381. Точная привязка диаграмм к глубине скважины достигается путем переноса меток глубины и времени с диаграммы перемещений, записанной регистратором перемещения, на диаграммы ГК и ГГК, переписанные с магнитографа скважинного прибора на бумагу каротажного регистратора Н-381.

Техническая характеристика аппаратуры АПРК-1

Число каналов	2
Скорость счета в канале ГК, имп./мин	До $60 \cdot 10^3$
Скорость счета в канале ГГК, имп./мин	До $120 \cdot 10^3$
Погрешность измерений, %	±7
Время непрерывной записи, ч	4
Диапазон рабочих температур, °С	0…50
Напряжение питания скважинного прибора, В	12
Уровень взрывозащиты	РВ
Вид взрывозащиты	IB
Габариты скважинного прибора, мм	50×2660
Общая масса аппаратуры, кг	120

На рис. 3.45,*а* приведены результаты геофизических исследований в восстающей (28°) скв. 10554 на шахте "Коксовая". По диаграммам ГК и ГГК уточняются местоположение и толщина угольных пластов по стволу скважины. В исследованных интервалах они разбиты пропластками породы, в то время как по данным бурения они отсутствуют.

На рис. 3.45,*б* приведены диаграммы ГК и ГГК, полученные в подземной горизонтальной скв. 9955 на шахте "Манеиха" в Кузбассе. Пласты угля четко отмечаются положительными аномалиями ГК и отрицательными ГГК.

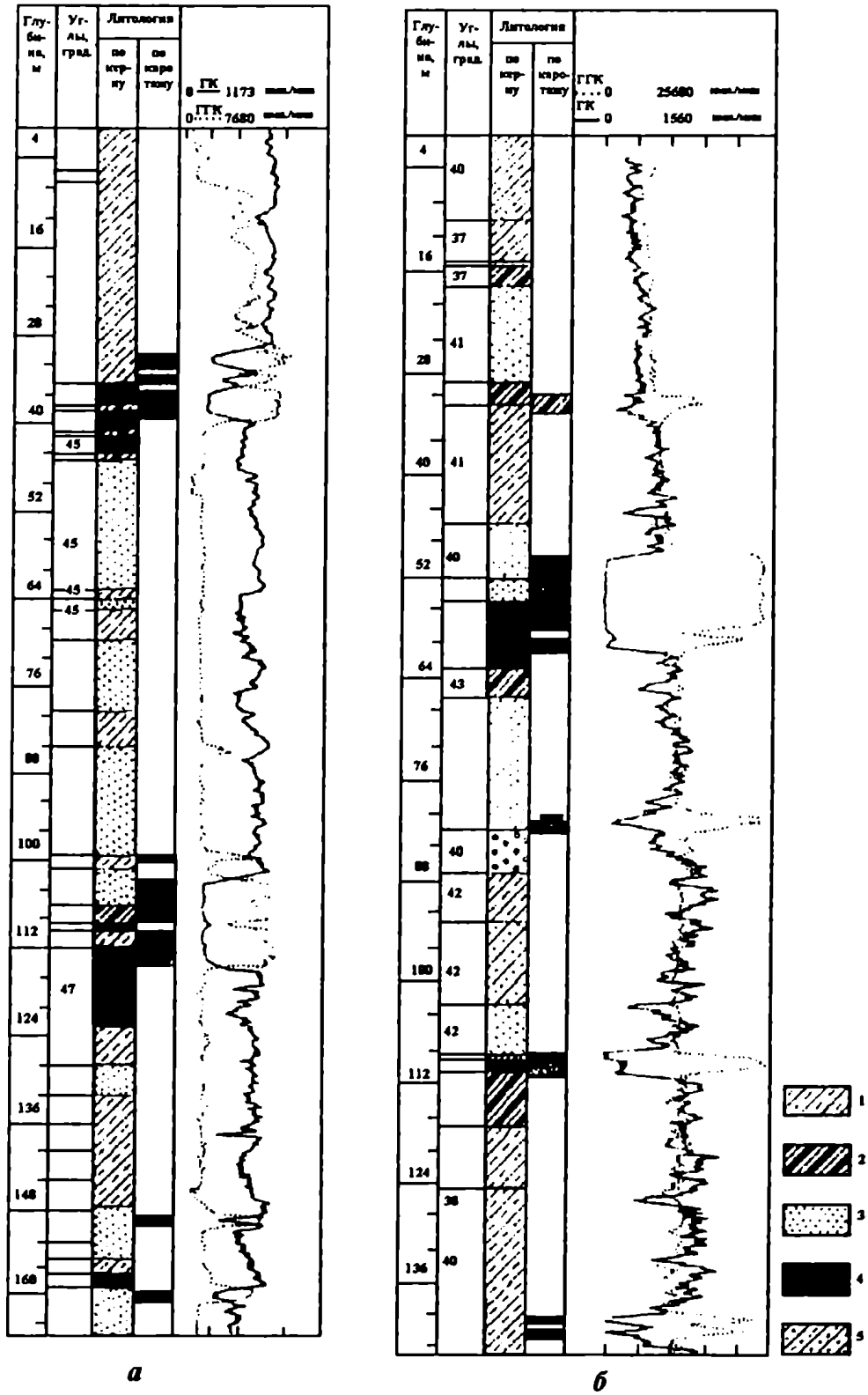


Рис. 3.45. *Примеры каротажа подземных угольных скважин Кузбасса автономной аппаратурой АПРК-1: а* – восстающая скв. 10554; *б* – горизонтальная скв. 9955; *1* – глина; *2* – сланцы; *3* – песчаник; *4* – уголь; *5* – аргиллит

Отмечается расхождение между глубинами угольных пластов, полученных по керну и по данным аппаратуры АПРК-1. Однако повторными замерами и измерениями в исследовательской (или "опорной", "эталонной") скважине в сравнении со стандартным геофизическим комплексом установлено, что точность привязки данных АПРК-1 по глубине скважины не хуже ±0,3 м. Это позволяет утверждать, что глубины, определенные по измерениям АПРК-1, более точны. Толщины выделенных углей также не всегда соответствуют толщинам, определенным по керну. Это расхождение связано с неполным выносом керна и недостаточно тщательной его документацией. По каротажу в интервале 80,1...82,4 м выделяется угольный пласт, который по материалам бурения вообще не обнаружен.

Раздел 4. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСКАБЕЛЬНЫХ ТЕЛЕИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ И АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ

4.1. ЗАДАЧИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Большинство геолого-геофизических параметров, определение которых является конечной целью ГИС, можно получить лишь в результате комплексной интерпретации данных различных методов ГИС, привлекая дополнительно необходимую геологическую и петрофизическую информацию, данные бурения.

Процесс получения количественных данных о физических характеристиках продуктивных нефтегазовых пластов, вскрытых вертикальными скважинами, достаточно полно разработан для пластов большой толщины и традиционных геолого-технологических условий.

При усложнении этих условии (песчано-глинистые пласты типа "слоеный пирог", трещинно-кавернозные карбонатные коллекторы и др.) надежная интерпретация может быть получена только на основании расширенных специальных комплексов различных по физической основе методов ГИС, позволяющих построить достаточно точную модель пласта по данным физического и математического моделирования. Такие задачи решены для модели вертикальная скважина – горизонтальный пласт и учитывают влияние раствора в скважине, наличие глинистой корки, изменения диаметра скважины, наличие промытой зоны и зоны проникновения, характеристик вмещающих пород и т. д. Разработаны аппаратура, ее пометодное метрологическое обеспечение и основы интерпретации.

Интерпретация результатов измерений в горизонтальных скважинах должна быть основана на совершенном понимании особенностей процессов вскрытия горизонтального пласта, режима его разбуривания.

Описанные в [34, 102, 124] системы и технические средства метрологического обеспечения ГИС (МОГИС) являются обязательными для обеспечения достоверности результатов измерений в вертикальных и наклонно направленных скважинах, выполненных различными экземплярами и конструкциями приборов. Однако, учитывая особенности пространственного расположения приборов,

при измерениях в горизонтальной скважине по отношению к геологическому разрезу, эти требования не могут быть в полной мере использованы и должны быть пересмотрены. Разработка месторождений горизонтальными скважинами потребовала новых технологий проводки и комплекса геофизических исследований, освоения и разработки этих месторождений, и, соответственно, обусловила необходимость создания новых методов и конструкций измерительных датчиков, алгоритмов и пакетов программ для обработки и интерпретации результатов измерений с целью определения достоверных физических параметров продуктивного пласта, изучения режима его работы. Разработанный и утвержденный в 1995 г. Министерством топлива и энергетики Российской Федерации "Состав обязательного комплекса и порядок проведения промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин" в настоящее время расширен и дополнен новыми методами и технологиями, как правило, рекомендуемыми на уровне производственных предприятий, компаний.

Получение качественных характеристик обеспечивается при выполнении всего цикла оценки качества результатов измерений включая заводские испытания и сертификацию изделий, сопоставимость многократных замеров испытываемой аппаратуры и данных, полученных аттестованной аппаратурой этого же типа в контрольной скважине со стабильными характеристиками исследуемой среды (пространства), систематические поверки и калибровку аппаратуры в региональных метрологических центрах или в метрологических аттестованных Госстандартом (стационарных или передвижных) лабораториях предприятий. Контроль за единством измерений на предприятиях и в организациях службы ГИС обеспечивается головными и базовыми организациями по метрологии в области ГИС, а также территориальными центрами или лабораториями государственного надзора за стандартами и измерительной техникой.

Измерения в процессе бурения технологических параметров с целью оптимизации процесса бурения должны проводиться датчиками, аттестованными как средства измерений. Это, естественно, предполагает то, что первичные преобразователи измерения осевой нагрузки на долото, крутящего момента на долоте, продольных и поперечных вибраций бурильного инструмента, температуры, расхода промывочной жидкости так же, как и датчики угловых перемещений, должны быть метрологически обеспечены.

Установки для поверки и калибровки названных преобразователей должны входить в состав поставляемого заказчику оборудования и регулярно аттестовываться региональными службами Госстандарта РФ.

4.2. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АППАРАТУРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Система метрологического обеспечения (МО) скважинных измерений удельного электрического сопротивления горных пород $\rho_п$ в процессе бурения аппаратурой электрического каротажа на бурильных трубах включает два уровня: первый – контроль нормированной метрологической характеристики (НМХ) скважинной аппаратуры; второй – контроль (аттестация) МВИ параметра $\rho_п$. В первом случае оцениваются характеристики инструментальной составляющей погрешности измерений, во втором – характеристики методической составляющей погрешности измерений.

При выполнении скважинных измерений $\rho_п$ сначала методом прямых измерений определяют кажущееся удельное электрическое сопротивление $\rho_к$.

Инструментальные составляющие погрешности обусловлены несовершенством не только средств измерений (СИ) параметра, но и скважинных резистивиметров (СИ$\rho_с$), включая разброс геометрических характеристик зондов, влияние давления, температуры и др.

Динамические погрешности в аппаратуре электрического каротажа сводятся до уровня несущественных путем правильного выбора частоты квантования по времени измеряемого сигнала $\rho_к$.

Исходное образцовое средство, используемое для градуировки и поверки образцовой аппаратуры ЭК для ГС, представляет собой емкость, заполненную однородным по составу раствором хлористого натрия, с такими минимальными размерами, что при их увеличении не наблюдается изменений показаний поверяемой аппаратуры.

В качестве образцовых СИ предусмотрены стандартные образцы (СО) с диапазоном ρ от 0,1 до 100 Ом·м. Измерение электрического сопротивления раствора осуществляется образцовым лабораторным кондуктометром КЛ-1-2, КЭЛ-3 или КЛБ.

Разработанные имитаторы реализованы в поверочных установках УПЭК-1 (НПФ "Геофизика", Уфа) и УП-ПЭК (ВНИГИК, Тверь).

Аттестацию микрозондов (градиент-микрозонда А0,025М0, 025N; потенциал-микрозонда А0,05N; двухэлектродного зонда бокового каротажа) проводят на установках УПЭК-1 и УП-ПЭК в диапазоне ρ от 0,1 до 50 Ом·м.

4.2.1. Установка поверочная для аппаратуры электрического каротажа УПЭК-1

Установка (рис. 4.1) предназначена для поверки приборов ЭК (КСП, АБКТ, ТБК, МДО, АИК, ПИК-1М, БИК, приборов серии Э) и обеспечивает поверку полного измерительного канала или скважинного прибора отдельно с наземной панелью, встроенной в пульт.

Техническая характеристика

Диапазон имитации значений сопротивлений для средств измерений, Ом·м:
- контактных ..... 0,1…1000
- индукционных ..... 0,2…200

Предел основной погрешности средств измерении, %:
- контактных ..... ±0,5
- индукционных ..... ±1,2

Нескомпенсированность реактивной составляющей комплексного сопротивления внешнего эквивалента образцовой меры, % ..... ≤0,5

Коэффициент гармоник, % ..... ≤5

Частота тока питания, Гц ..... 50±1

Напряжение питания, В ..... (380/220)±5 %

Потребляемая мощность, Вт 3,5

Рабочие СИ индукционного каротажа поверяются методом прямых измерений с помощью имитаторов ρ (тест-колец), входящих в состав поверочной установки УПЭК-1 или поверочной скважины.

Следует заметить, что центрирование зонда электрического каротажа телесистем и автономных приборов по оси скважины происходит автоматически, что повышает точность отсчетов.

Поверка аппаратуры электромагнитного каротажа производится при перемещении генератора высокой частоты (ГВЧ) и не вызывает каких-либо трудностей.

В качестве исходных образцовых СИ аппаратуры диэлектрического каротажа КДК предусмотрены либо СО диэлектрической проницаемости в виде стационарной модели, либо кольцевого имитатора диаметром 0,25 м с набором резисторов и конденсато-

ров (реактивное сопротивление от 55 до 570 Ом, активное – от 40 до 80 Ом).

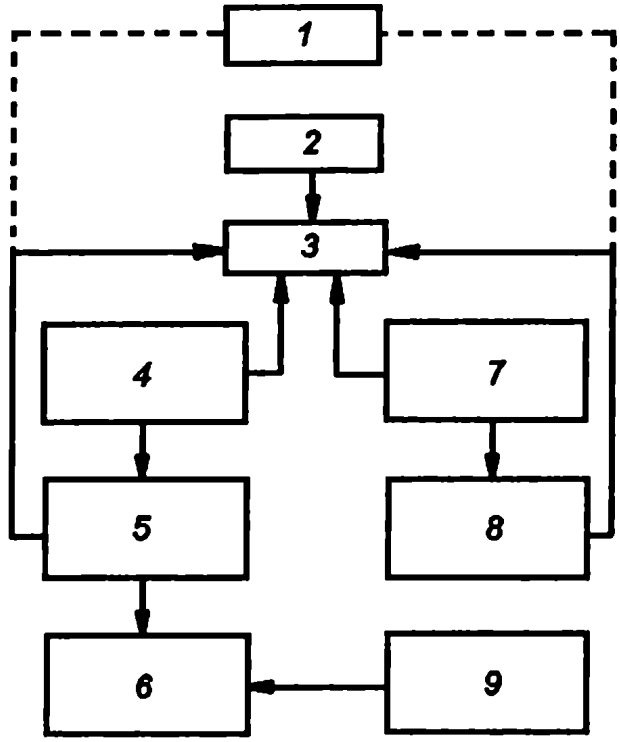


Рис. 4.1. *Блок-схема установки УПЭК-1:*
1 – каротажная станция; *2* – ампервольтметр Ц43-11; *3* – пульт управления; *4* – блок образцовых сопротивлений; *5* – проверяемый прибор БКЗ, БК, МК, БМК; *6* – емкость с раствором солей; *7* – набор внешних эквивалентов образцовой меры; *8* – поверяемый прибор ИК; *9* – образцовый кондуктомер

Разработаны СО для поверки аппаратуры ЯМК в виде емкостей, наполняемых водой. Методика поверки заключается в определении начальной амплитуды V_0, пропорциональной количеству водорода в пласте:

$$V_0 = [\frac{\gamma \cdot I_{пол} \cdot \omega_0^2 \cdot Q \cdot L \cdot G}{\pi}] \text{ ИСФ},$$

где ИСФ – индикатор свободного флюида; $I_{пол}$, Q, L – параметры амплитуды; G – геометрический фактор; ω_0 – частота прецессии; γ – ядерная магнитная восприимчивость в водороде.

Номинальное значение ИСФ определяется по формуле

$$\text{ИСФ} = k\,[\frac{V_1}{V_1 + V_2}],$$

где V_1 – объем, заполненный жидкостью-носителем свойства СО; V_2 – объем, ограниченный внутренней цилиндрической стенкой СО; k – коэффициент водородсодержания жидкости.

Для аппаратуры электрического каротажа в процессе бурения схемы эталонировки такие же, как и для аппаратуры, спускаемой на кабеле, с той лишь разницей, что коэффициенты кольцевых зондов должны рассчитываться по формулам Л.М. Альпина, а влияние скважины на их показания значительно меньше.

4.3. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АППАРАТУРЫ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

Метрологическое обеспечение измерительных каналов аппаратуры радиоактивного каротажа ввиду его малой глубинности может быть полностью использовано при поверке аппаратуры РК горизонтальных скважин независимо от вида регистрации естественного или искусственно созданного поля ионизирующих излучений [124].

В зависимости от вида измеряемого параметра возможно выделение трех вариантов систем метрологического обеспечения аппаратуры РК в ГС:

1) МО измерений характеристики полей ионизирующих излучений (потоков нейтронов или гамма-квантов, пространственного, временного и энергетического распределения);

2) МО измерений свойств среды (горных пород) (электронной плотности, эффективного атомного номера, параметра замедления и поглощения нейтронов и т. д.);

3) МО измерений содержаний элементов.

Градуировку и поверку аппаратуры ГК осуществляют с использованием образцовых точечных гамма-источников и поверочных дозиметрических установок типа УПГД-2, УПЛ-1 или ПУ-ГК. На рис. 4.2 показано аттестованное и сертифицированное устройство калибровки интегрального канала ГК.

Комплект ГСО-ЕРЭ для калибровки СГК включает пять моделей пластов, пересеченных скважиной: три монолитные модели с разными значениями содержаний, фоновую модель (СО-ЕРЭ-Ф) с содержанием ЕРЭ на уровне нижних границ и одну смешанную

модель ЕРЭ (СО-ЕРЭ-Ф) со значениями ЕРЭ внутри рабочего диапазона.

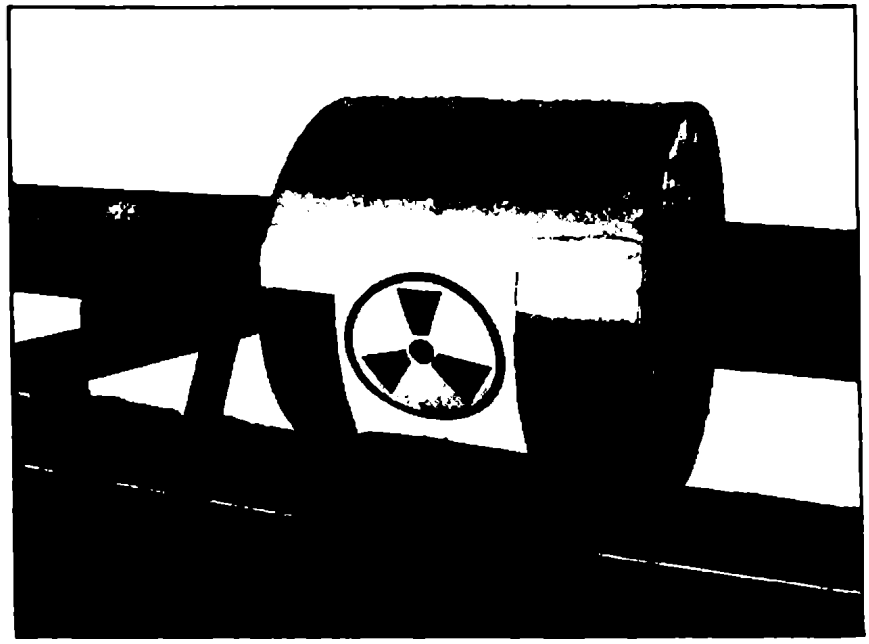


Рис. 4.2. *Калибровка каналов ГК источником гамма-излучения, изготовленным и сертифицированным ВНИИЯГГ*

В разрезе эталонных скважин для поверки аппаратуры СГК должно быть не менее 10 опорных пластов толщиной не менее 1 м.

Для калибровки аппаратуры НК разработаны и аттестованы ГСО-НК, состоящие из трех стандартных образцов, воспроизводящих $k_п$, соответствующих двум крайним и среднему значению $k_п$ в рабочем диапазоне, имитаторы ИПП (ИПП-1, ИПП-2, ИПП-3), базовая поверочная установка БПУ-НК.

Для поверки излучателей скважинных генераторов нейтронов используют установку типа УПГН-1Л "Сатурн".

4.3.1. Устройство поверки аппаратуры плотностного каротажа

Для градуировки аппаратуры плотностного каротажа разработаны стандартные образцы пород физических моделей пластов, изготовленные из натуральных пород в виде монолитных блоков или дробленой массы, либо из различных искусственных материалов (табл. 4.1). Для многозондовых конструкций приборов ГГК-П используют модели стандартных образцов различных сплавов.

Таблица 4.1

Стандартные образцы плотности

Шифр ГСО	Материал ГСО	Тип образца	Габариты, м	$\rho_{об}$, г/см^3	Δ, %	$\rho_{экв}$, г/см^3	$Z_{кр}$
ГСО ПНС-1	Алюминий марки АД0 и АД1 ГОСТ 4784-74	Монолитный	0,65×0,4×0,25	2,698	0,25	2,594	13,2
ГСО ПНС-2	Магниевый сплав по ГОСТ 14957-76	Монолитный	0,74×0,4	1,821	0,25	1,727	15,2
ГСО ПНС-3	Листы магния по ГОСТ 22635-77 и алюминия по ГОСТ 21631-76Е	Гетерогенный	0,7×0,37×0,25	2,216	0,15	2,119	12,9
ГСО ПНС-4	Коэлгинский мрамор по ГОСТ 9479-84	Монолитный	0,65×0,42×0,25	2,701	0,25	2,701	15,1

4.3.2. Установка поверочная для скважинных толщиномеров и плотномеров УПТП-1

Для поверки скважинных гамма-толщиномеров и средств измерений плотности вещества в затрубном пространстве применяют поверочные установки УПТП-1.

Установка (рис. 4.3) предназначена для поверки скважинных гамма-толщиномеров и средств измерений плотности вещества в затрубном пространстве. Она состоит из набора образцов *2*, пульта управления и подъемника *1*.

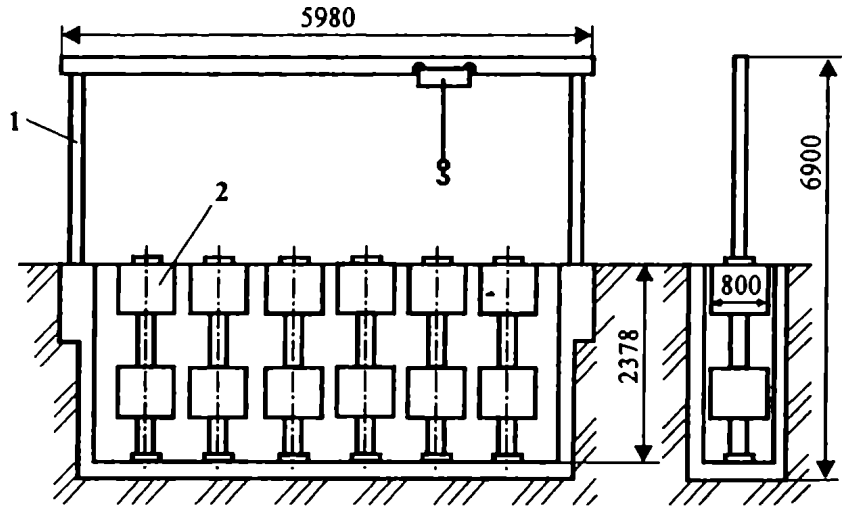


Рис. 4.3. *Установка поверочная для скважинных толщиномеров и плотномеров УПТП-1: 1* – подъемник; *2* – набор образцов

Техническая характеристика

Напряжение питания, В 220
Потребляемая мощность, кВт 5
Длина образцов, мм:
толщины стенки колонны 400
плотности 800
Масса, кг:
блока образцов с подъемником 4064
пульта управления 136

Таблица 4.2

Воспроизводимые значения плотности и толщины стенки образцов

Номер образца	Наружный диаметр колонны, мм	Толщина стенки образца, мм	Плотность образца, кг/м^3
1	146±0,75	6±0,1	1900±50
2	146±0,75	8±0,1	1500±50
3	146±0,75	10±0,1	1000±25
4	168±0,75	6±0,1	1900±50
5	168±0,75	8±0,1	1500±50
6	168±0,75	10±0,1	1000±25

4.4. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АППАРАТУРЫ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Для поверки скважинной аппаратуры АК различного назначения разработаны и широко применяются установки для измерения интервального времени распространения акустических волн и коэффициента затухания акустических сигналов типа УПГ-1, УПАК-1, УП-1 и ПАУК.

4.4.1. Устройство поверочное гидроакустическое УПГ-1

Предназначено для измерения интервального времени распространения акустических волн ΔT и коэффициента затухания акустического сигнала α в диапазоне частот 3…50 кГц (рис. 4.4).

Техническая характеристика

Диапазон измерения ΔT, мкс ..... 30…600
Погрешность измерения ΔT, % ..... ≤1
Погрешность измерения коэффициента затухания α ..... ≤5
Скорость распространения акустических волн в трубах, м/с:
высокая ..... 5000…7100
средняя ..... 3300…4000
низкая ..... 1700…2500
Затухание акустических сигналов, дБ ..... 1…36

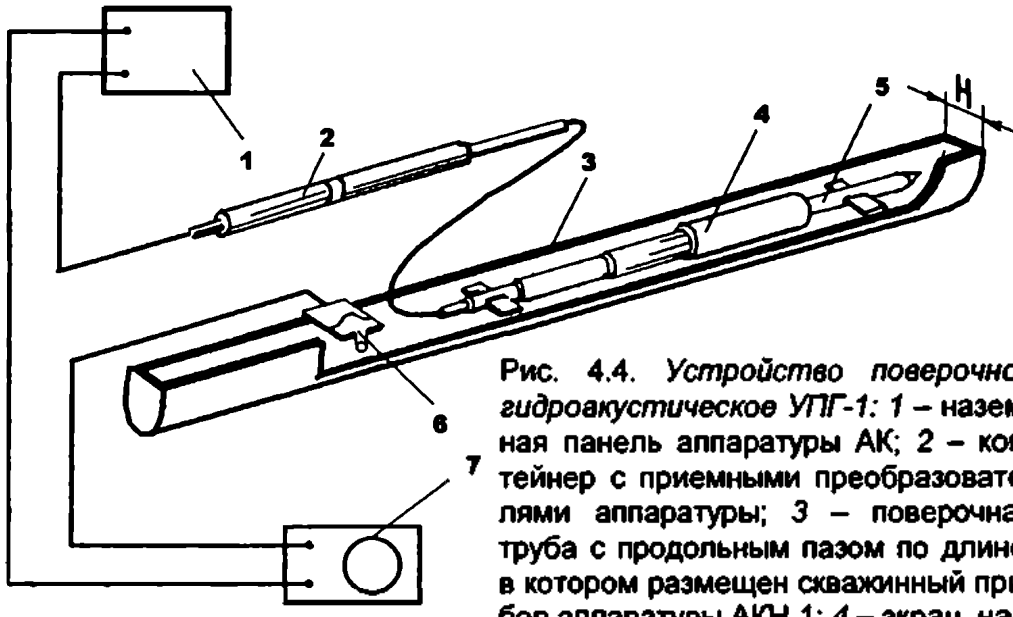


Рис. 4.4. *Устройство поверочное гидроакустическое УПГ-1: 1* – наземная панель аппаратуры АК; *2* – контейнер с приемными преобразователями аппаратуры; *3* – поверочная труба с продольным пазом по длине, в котором размещен скважинный прибор аппаратуры АКН-1; *4* – экран, надетый на дальний (относительно преобразователя) излучающий преобразователь; *5* – контейнер с излучающими преобразователями; *6* – гидрофон; *7* – осциллограф

4.4.2. Установка поверочная для аппаратуры АК УПАК-1

Предназначена для поверки приборов АК и контроля качества цементирования скважин (СПАК, АКН, АКЦ, ЦМГА и др.). Установка обеспечивает поверку одного прибора за 1,5 ч.

Техническая характеристика

Диапазоны воспроизведения:
- коэффициента затухания амплитуды акустического сигнала, дБ/м 0,26
- интервального времени распространения акустического сигнала, мкс/м ..... 20…370

Максимальная основная погрешность воспроизведения, %:
- коэффициента затухания амплитуды акустического сигнала 15
- интервального времени распространения акустического сигнала 1

Напряжение питания, В ..... (380/220)±10 %
Частота тока, Гц 50
Потребляемая мощность, Вт 0,5
Габариты, мм:
- акустического блока ..... $(6,5\times1,0\times1,0)\cdot10^3$
- пульта управления ..... 210×520×380

Масса, кг:
- акустического блока 1800
- пульта управления 16

4.4.3. Поверочное устройство УП-1

Предназначено для поверки аппаратуры АК по интервальному времени и затуханию акустического сигнала.

Поверочное устройство УП-1 выполнено в виде фиксируемых накладок, соединяющих отрезками специальных металлических лент определенной длины калибруемые по времени излучатели и приемники аппаратуры АК.

Техническая характеристика

Время задержки t_1, t_2 акустического сигнала на приемниках поверяемого скважинного прибора относительно сигнала на его излучателях, мкс ..... 25...3000
Интервальное время задержки акустического сигнала $t_1 - t_2 = \Delta T$, мкс ..... 50...2000
Затухание акустического сигнала, дБ ..... 0...50
Относительная приведенная погрешность по времени задержки акустического сигнала, % 0,5
Габариты, мм ..... 50×350×150
Масса, кг 100

4.4.4. Устройство калибровки акустическое переносное ПАУК

Предназначено для градуировки непосредственно на скважине и поверки в базовых условиях аппаратуры по интервальному времени ΔT и времени прохождения упругой волны по породе $t_п$ (рис. 4.5).

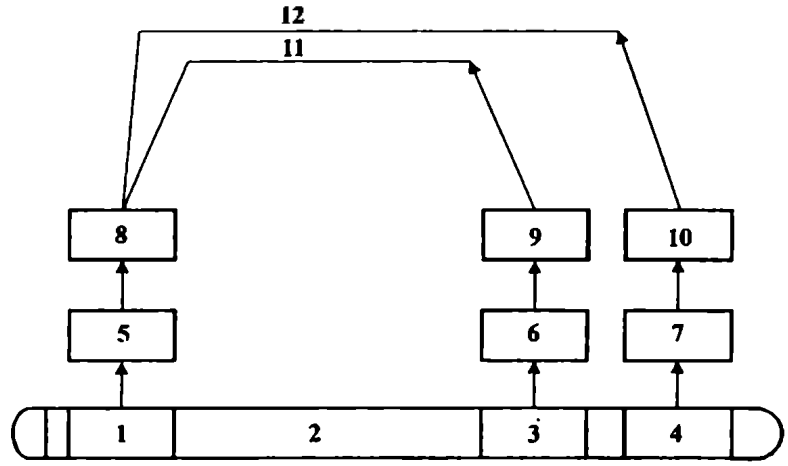


Рис. 4.5. *Блок-схема устройства для градуировки и поверки аппаратуры АК ПАУК*

Устройство ПАУК представляет собой ленточные звукопроводы *11*, *12*, которые подсоединяются к излучателям *3*, *4* и приемнику *1* скважинного прибора *2* через узлы ориентирования *8–10* и

жидкостные акустические контакты *5–7*, имеет четыре варианта исполнения: 1) с короткой лентой для градуировки СПАК-4 на скважине; 2) с длинной лентой для базовой поверки аппаратуры СПАК-4; 3) с короткой лентой для градуировки СПАК-6; 4) с длинной лентой для базовой поверки СПАК-6. Вариант 2 может использоваться вместо варианта 1, вариант 4 вместо варианта 3.

Техническая характеристика

Число дискретных значений ΔT и $t_п$:
- при поверке 5
- при градуировке 2

Значения воспроизводимого интервального времени, мкс/м:
- варианты 1 и 3 ..... 200, 300
- варианты 2 и 4 ..... $(2, 3, 4, 5, 6)\cdot 10^2$

Основная относительная погрешность воспроизведения интервалов времени, %:
- ΔT 1
- $t_п$ 3

Масса, кг 10

В последнее время значительно расширились возможности акустического каротажа в связи с исследованием полной волновой картины и использованием для интерпретации различных типов волн: продольных и поперечных, скользящих, поверхностных, Стоунли, гидравлических. Особенно это представляет интерес для пеленгации границ пласта в процессе бурения и прогнозирования геологического разреза впереди забоя.

4.5. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ И УГЛОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура для линейных и угловых измерений в скважинах служит для измерения линейных размеров (диаметра, профиля и сечения) скважины (каверномеры и профилемеры), линейных размеров сечения колонны (трубные профилемеры), зенитного и азимутального углов искривления скважины (инклинометры), элементов залегания пластов (наклономеры).

Поскольку измерительные каналы всех перечисленных устройств обеспечивают измерение линейных размеров и углов, метрологический контроль, как правило, осуществляется прямыми измерениями (непосредственным сличением) путем задания с помощью образцовых средств измерений (поверочных установок) на

входе первичных преобразователей скважинных приборов известных (действительных) значений измеряемых величин.

Особые требования предъявляются к устройствам и датчикам линейных и угловых перемещений при геофизических исследованиях в горизонтальных скважинах.

4.5.1. Кавернометры и профилемеры

В горизонтальных скважинах за счет горизонтального положения скважинного прибора на распределенные в пространстве измерительные рычаги кавернометров (профилемеров) действует вес прибора. Применение измерительных рычагов при измерениях в процессе бурения невозможно из-за неизбежных поломок. Поэтому диаметр скважины или ее профиль можно измерять непрямыми методами (по данным АК или ЭК).

4.5.2. Инклинометрия

Инклинометрия занимает одно из самых существенных положений в проводке и документировании траектории наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Повышение требований к точности проводки таких скважин потребовали разработки более точных систем инклинометрии (телесистем, встраиваемых в бурильный инструмент, и автономных приборов, спускаемых на бурильных трубах). Требуемая точность современных систем: ±0,1° по зенитному углу в диапазоне 0...180° и ±(0,25...0,5)° по азимутальному углу в диапазоне 0...360°.

Причем в связи с тем, что инклинометрические высокоточные датчики, встраиваемые в бурильный инструмент, и датчики, функционирующие в непрерывном режиме в автономных приборах, работают в условиях повышенных вибраций и ударов, чувствительные элементы инклинометрических систем строятся на совершенно других принципах измерений гравитационного, магнитного поля Земли с неподвижными акселерометрами и магнитомодуляционными датчиками скорости вращения Земли (гироскопические на датчиках угловой скорости).

Такие датчики потребовали математической обработки данных измерений в реальном масштабе времени.

Общая схема поверки инклинометров представлена на рис. 4.6, а в табл. 4.3 приведены технические характеристики современных поверочных установок.

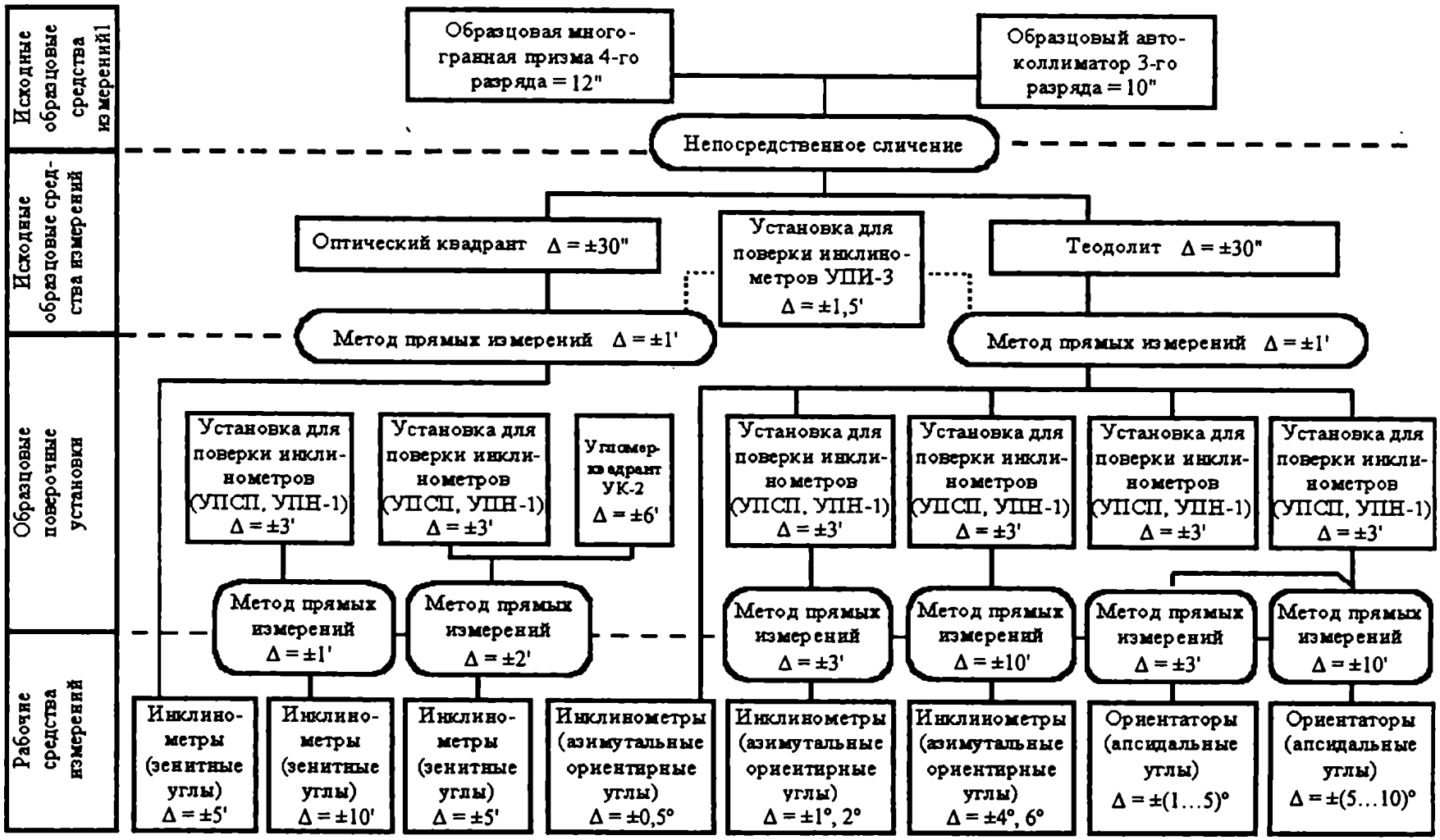


Рис. 4.6. *Система поверки (калибровки) инклинометров и ориентиров*

Таблица 4.3

Отечественные поверочные инклинометрические установки

Технические характеристики	УСИ-2	УОП-1М	УОП-2	УПСП-1	УПН-1	УПИ-1	УНЭИИП-1	УНЭИИП-2	УПИ-3	УПИ-3М
Диапазон задаваемых углов, град.:										
зенитного угла	±90	0...60	0...360	0...360	0...120	0...120	±120	±120	±130	±135
визирного угла	–	0...360	–	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360
азимута	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360	0...360
Предел допускаемой погрешности, угл. мин:										
зенитного угла	±6	±10	±6	±6	±8	±8	±4	±4	±1,5	±1,5
визирного угла	–	–	–	±30	±8	±30	±4	±4	±1,5	±1,5
азимута	±60	±60	±30	±30	±20	±25	±4	±4	±1,5	±1,5
Поверяемые приборы:										
диаметр, мм	20...80	25...73	25...73	10...90	30...73	25...73	25...60	25...60	25...100	25...100
длина, мм	До 2000	1000	2000	До 2000	8050	8050	До 2000	До 3000	До 2000	До 2700
масса, кг	До 20	До 20	До 10	До 20	100	100	До 50	До 50	До 35	До 50
Компьютеризация	–	–	–	–	–	–	–	–	Полная	Полная
Регистрация	По шкалам	По шкалам	По шкалам	По шкалам	По шкалам	По шкалам	По шкалам	По шкалам	На экране монитора	На экране монитора
Габариты установки, мм	600*×1200		600*×1200		1680×320	2500×1680*	589×480×590	600*×1500	600*×1400	600*×1500
Масса, кг	35	20	27	70	300	280	70	70	85	90
Условия эксплуатации: температура, °С	20±5	20	20	20	20±5	20±10	20	20…25	20±5	20±5
Разработчик и изготовитель	ВНИГИ, Грозный	ВНИГИК, Тверь	НПГП "ГЕРС", Тверь	ВИТР, Санкт-Петербург	АО НПФ "Геофизика", Уфа	АО НПФ "Геофизика", Уфа	АО НПП "ВНИИГИС", Октябрьский	АО НПП "ВНИИГИС", Октябрьский	НПЦ "Геомир", Санкт-Петербург	НПЦ "Геомир", Санкт-Петербург

* Расстояние между треногами.

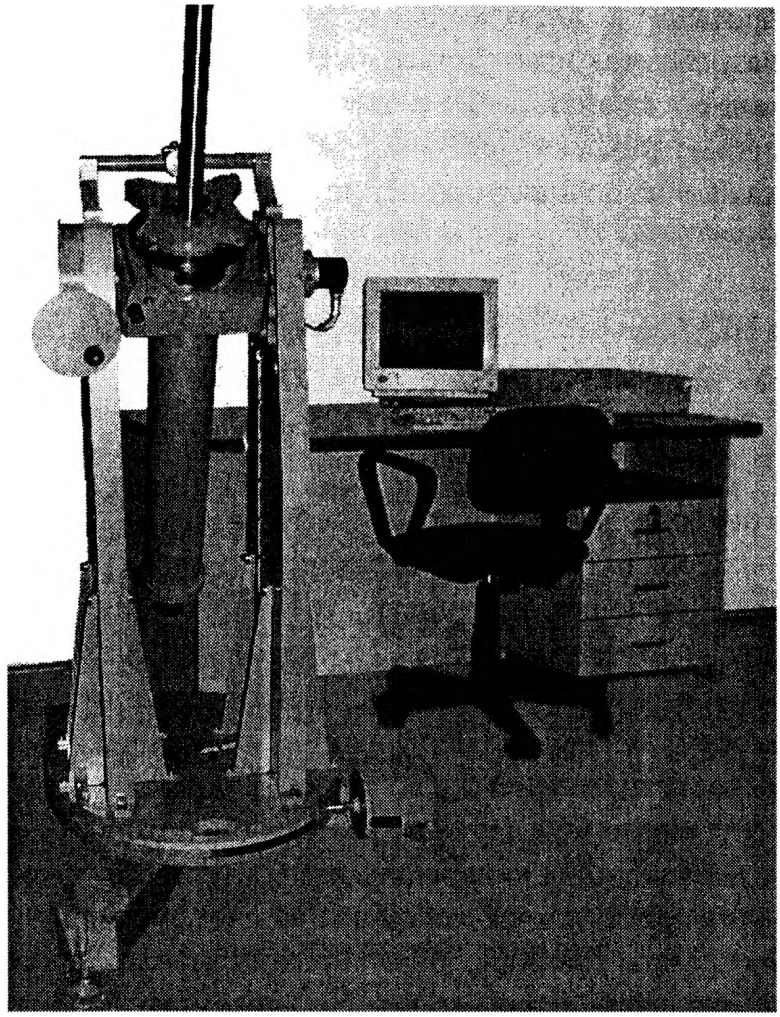


Рис. 4.7. *Поверочная инклинометрическая установка УПИ-3М*

Как видно из табл. 4.3, наиболее современными высокоточными компьютеризированными поверочными установками являются УПИ-3 и УПИ-3М (рис. 4.7). Разработанная НПЦ "ГеоМИР" методика калибровки (поверки) инклинометров различного типа и программное обеспечение позволяют за 40...50 мин провести поверку комплекта инклинометра во всем диапазоне рабочих углов и выдать результаты поверки в виде таблиц и графиков погрешностей.

4.5.3. Наклонометрия

Разработанные и используемые на производстве наклономеры НИД-1 и НИУС-1 поверяются на установке УПН-1. На наш взгляд, наиболее перспективно для наклонометрии горизонтальных нефтегазовых скважин использовать азимутальные зонды приборов бо-

кового каротажа с датчиками угловых измерений (аппаратура АКИПС, разработчик и изготовитель ВНИИГИС).

Сочетание в телесистемах и автономных приборах высокоточных инклинометрических датчиков и азимутальных зондов бокового каротажа обеспечивают решение задач наклонометрии.

4.6. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСКАБЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗБУРИВАЕМЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений, осваиваемых горизонтальными скважинами, наряду с измерениями температуры, давления, плотности, удельного электрического сопротивления и влагосодержания (состава) добываемого флюида, выделения работающих интервалов, оценки их дебита (расхода) по стволу скважин в интервале перфорации, информативным является изучение пространственного движения флюида в зоне фильтра. Особенно это важно при двух- и трехфазном потоке. И если в вертикальных добывающих скважинах измерительные преобразователи устанавливаются по оси скважины за счет применения центраторов скважинного прибора, то в горизонтальных скважинах для измерения физических параметров добываемого флюида необходимо использовать датчики, распределенные или перемещающиеся периодически по сечению (сканирующие измерения).

Предназначенные для поверки и калибровки скважинных приборов контроля за разработкой месторождений углеводородов установки:

"Топаз-1Т" (для градуировки и поверки скважинных преобразователей температуры (ТЧГ-28; Т7Г-36; Т-Ч; ТР-7 и др.);

"Топаз-1М" (для градуировки и поверки скважинных преобразователей давления);

УКИ-2 (для поверки и градуировки скважинных плотномеров ГГП-1М, ГТП-П и др.);

УПКК-2 (для градуировки и поверки скважинных кондуктомеров (резистивиметров) РИС-42, РИС-46 и др.);

"Влага-1" (для поверки и калибровки скважинных преобразователей влажности типа "Кобра-36РВ", ДВ26 и др.) – обеспечивают весь диапазон решаемых задач и могут использоваться для калиб-

ровки и поверки специально разработанных датчиков сканирующего типа.

4.6.1. Поверочная установка "Топаз-1Т"

Предназначена для градуировки и поверки скважинных преобразователей температуры ТЧГ-28, ТЭГ-36, Т-Ч и др.

Принцип действия и краткое описание. Установка позволяет достичь нижнего предела регулируемых температур (0 °С), для чего вместо воды через змеевик охлаждения пропускают хладагент от серийной холодильной машины, например, ХМ-АВ 22/1А, ХМ-А945, ХМ-А4490/2-11. Подключение холодильной машины к установке производится без каких-либо конструктивных изменений.

Установка имеет термокамеру с охлаждающими змеевиками, управляемыми нагревателями, крыльчаткой для обеспечения циркуляции теплоносителя. Температура измеряется образцовым термометром сопротивления второго разряда. Регулирование температуры осуществляется высокоточным регулятором ВРТ-3. Для нагрева термокамеры служат нагреватели.

Управляемые нагреватели и охлаждающие змеевики расположены по торцам термокамеры.

Техническая характеристика

Диапазон регулирования температуры, °С ..... 20…200
Точность регулирования температуры, °С ..... ±0,3
Теплоноситель, применяемый в диапазоне температур:
20…100 °С .....Вода дистиллированная
100…200 °С .....Масло цилиндровое "Вапор"
Потребляемая мощность, кВт..... ≤6
Род тока.....Переменный, трехфазный
Частота тока, Гц 50
Напряжение питания, В 220/380
Габариты установки с пультом, мм..... $(3{,}0\times3{,}0\times3{,}1)\cdot10^3$
Масса установки с пультом, кг..... ≤400

4.6.2. Поверочная установка "Топаз-1М"

Предназначена для градуировки и поверки скважинных преобразователей давления.

Принцип действия и краткое описание. Установка (рис. 4.8) имеет камеру высокого давления *1* с тепловой рубашкой, через ко-

торую из термостата *2* насосом *3* прокачивается теплоноситель. Полость камеры заполняется маслом из бака *6*, снабженного термометром *5* и электронагревателем *7*. Давление в камере создается гидропрессом грузопоршневого манометра *8* типа МП-2500 или насосной станцией высокого давления *9* типа НСВД-2500. Управление установкой осуществляется автоматически с пульта.

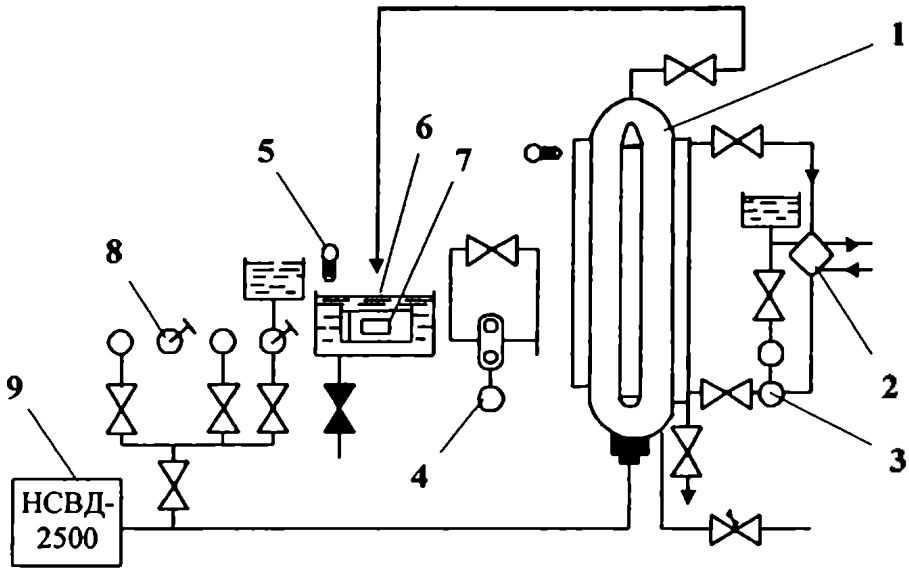


Рис. 4.8. *Принципиальная схема манометрической установки "Топаз-1М"*

Для ускорения прогрева или охлаждения камеры высокого давления через ее полость насосом *4* прокачивается нагретое или охлажденное масло.

Техническая характеристика

Максимальное рабочее давление, МПа 80
Максимальная допустимая погрешность измерений, % 0,05
Диапазон регулирования температуры, °С ..... 20…200
Точность регулирования температуры, °С ..... ±0,3
Теплоноситель, применяемый в диапазоне температур:
20…85 °С ..... Масло вазелиновое
85…200 °С ..... Масло цилиндровое "Вапор"
Рабочая жидкость грузопоршневого манометра .... Масло касторовое
Ток питания – переменный трехфазный:
напряжение, В 220/380
частота, Гц 50
Потребляемая мощность, кВт 6
Габариты, мм ..... $(2{,}73\times3{,}0\times3{,}0)\cdot10^3$
Масса, кг ..... ≤500

4.6.3. Установка поверочная для скважинных плотномеров УКИ-2

Предназначена для поверки и градуировки скважинных плотномеров ГГП-1М, ГГП-П и др., используемых для контроля разработки нефтяных месторождений.

Установка эксплуатируется в закрытом помещении высотой 4,5 м с вытяжной вентиляцией при температуре (20±2) °С, влажности 30...80 %, давлении (99±3,96) кПа (750±30 мм рт. ст.) при отсутствии вибраций, магнитных и электрических полей. К месту размещения установки необходим подвод технической воды с температурой не менее 15 °С. УКИ-2 устанавливается на бетонном фундаменте с отклонением от вертикали не более 0,5°.

Установка позволяет производить поверку (градуировку) одного прибора в течение 8 ч. Приборы поверяются в смеси вода–нефть–хлористые соли. Содержание нефти 0...100 %, хлористых солей в пересчете на хлор 0...250 г/л. Плотность смеси 750...1200 кг/м^3. Температура смеси (20±2) °С.

Техническая характеристика

Время готовности установки после включения, ч 1
Частота тока питания, Гц ..... 50±1
Напряжение питания, В ..... 320/200±(10/15) %
Потребляемая мощность, кВт 10
Габариты, мм:
  стойки ..... 1050×720×3130
  пульта управления ..... 1900×1450×1090
Масса установки, кг 1800

4.6.4. Установка для поверки кондуктомеров (резистивиметров) и кондуктометрических концентратомеров УПКК-2

Предназначена для градуировки и поверки скважинных кондуктомеров (резистивиметров) РИС-42, РИС-46 и др. Установка эксплуатируется в закрытом взрывобезопасном помещении при температуре 15...30 °С, влажности 50...80 %. Она обеспечивает поверку одного прибора за смену (8 ч). Рабочая среда – водные растворы хлористого калия и натрия. Диапазон электропроводности растворов 1...10^{-4} См/см; температура 5...80 °С; время установления стабильной температуры и концентрации 0,5 ч.

Техническая характеристика

Напряжение питания, В ..... 220±(10/15) %
Частота тока питания, Гц ..... 50±1
Потребляемая мощность, кВт 2
Габариты установки, мм ..... 1600×1216×626
Масса, кг 150

4.6.5. Поверочная установка "Влага-1"

Предназначена для поверки скважинных преобразователей влажности типа "Кобра-36РВ", ДВ-28, а также других аналогичных типов скважинных влагомеров (рис. 4.9).

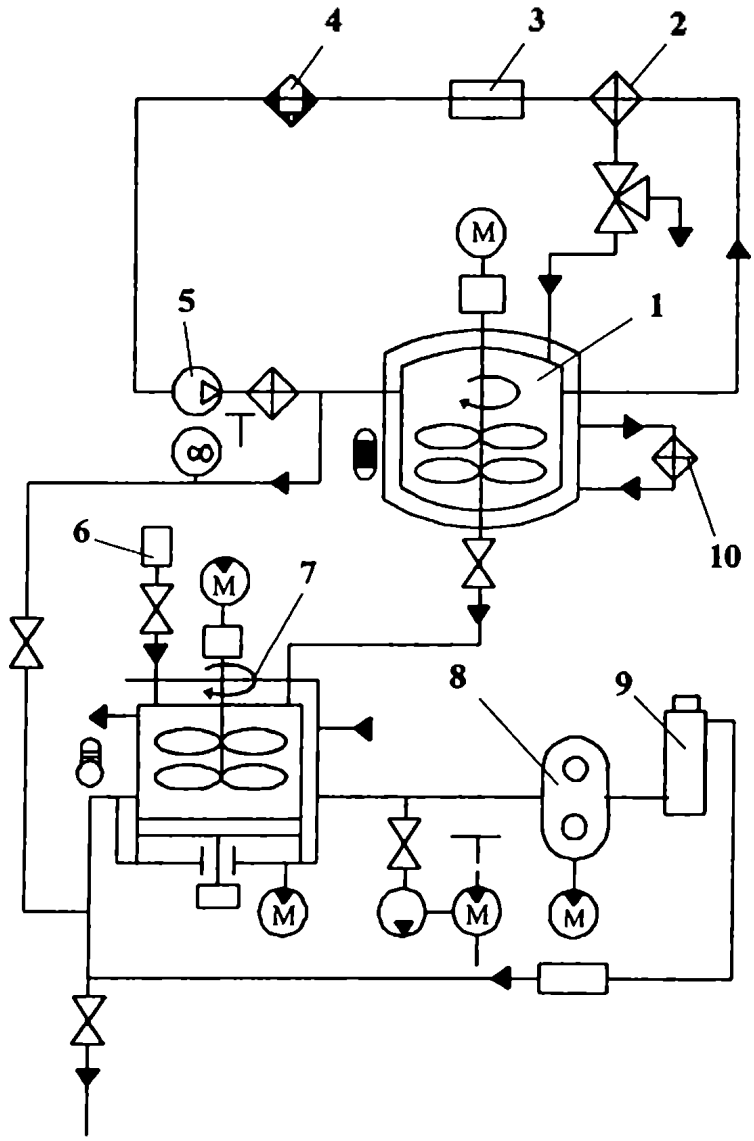


Рис. 4.9. *Принципиальная схема поверочной установки "Влага-1"*

Принцип действия. Установка работает следующим образом. В осушитель *1* заливается определенный объем нефти. Из термостата *10* на обогрев осушителя подается нагретая до 60 °С вода, а из компрессора *5* – воздух. Включается привод мешалки осушителя, и производится сушка нефти. Пары нефти с воздухом поступают в холодильник *2*, где происходит отделение воды от нефти. Вода сбрасывается в канализацию, а конденсат легких фракций поступает снова в осушитель. В квадрупольном датчике *4* проверяется полная осушка нефти. В адсорбере *3* происходит очистка и осушка нефти.

В испытательную камеру *9* помещают поверяемый влагомер. Осушенная нефть поступает в диспергатор *7*, включается шестеренный насос *8* и снимаются показания поверяемого влагомера при нулевом влагосодержании. Для поверки прибора при влагосодержании больше нуля из дозатора *6* в диспергатор подается определенная доза воды. Вода и нефть перемешиваются до установления однородной эмульсии, после чего снимают показания поверяемого скважинного влагомера.

Отличительной особенностью установки "Влага-1" является новая конструкция узлов диспергатора и дозатора, которая позволяет автоматизировать приготовление образцовой эмульсии.

Техническая характеристика

Рабочие жидкости	Вода и нефть
Диапазон значений объемного влагосодержания образцовых эмульсий, %	0…60
Температура в технологическом контуре, °С	20±5
Максимальное избыточное давление в технологическом контуре, МПа	1,2
Максимальная допустимая основная погрешность измерений, %	≤1,5
Потребляемая мощность, кВт	≤5
Габариты, мм	1500×3000×5000
Масса, кг	≤450

4.6.6. Поверочные установки преобразователей расхода

Поверочная установка "Расход-1"

Предназначена для поверки скважинных преобразователей расхода РГД-4, РГД-5, ДГД-8, "Кобра-36Р", а также других аналогичных скважинных преобразователей расхода (рис. 4.10).

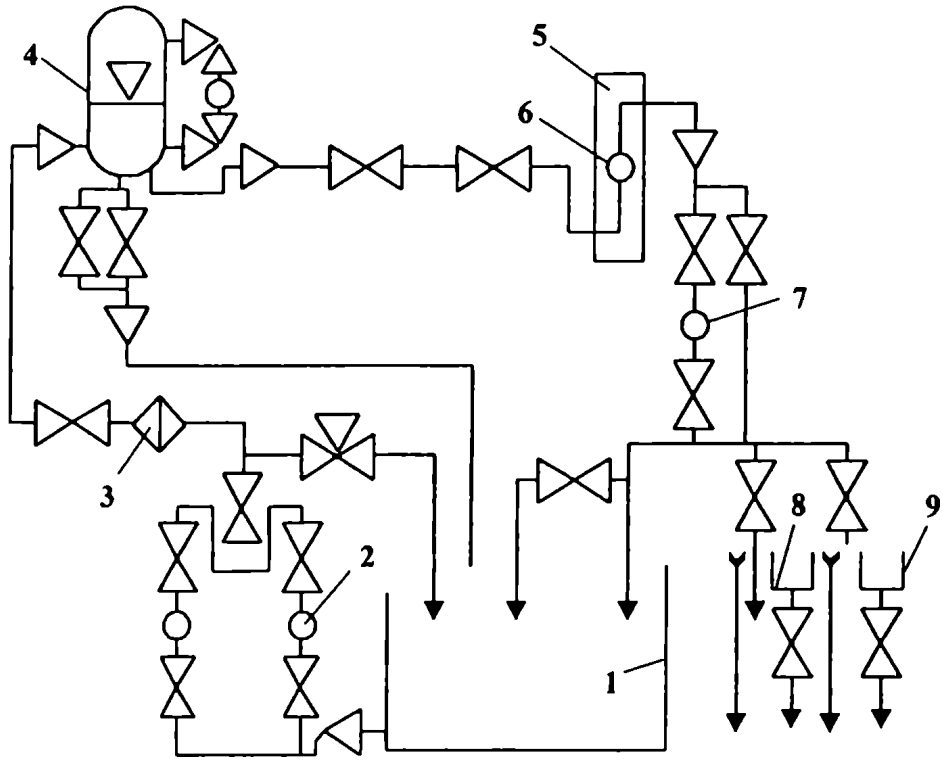


Рис. 4.10. *Принципиальная схема поверочной установки "Расход"*

Принцип действия и краткое описание. Рабочая жидкость из бака *1* насосами *2* через фильтр-газоотделитель *3* подается в напорный бак *4*. Поток жидкости в напорном баке стабилизируется и поступает в испытательную камеру *5*. В эту камеру помещается поверяемый скважинный преобразователь расхода *6*. Жидкость проходит через скважинный преобразователь расхода, поступает на вход образцового преобразователя расхода *7* и далее сливается в бак *1*.

По показаниям образцового преобразователя расхода рассчитывают погрешность поверяемого скважинного преобразователя расхода. Образцовые мерники *8* и *9* служат для поверки образцового преобразователя расхода.

Отличительной особенностью поверочной установки "Расход-1" является конструкция испытательной камеры для зарядки скважинных преобразователей, которая позволяет создавать восходящие и нисходящие потоки.

Техническая характеристика

Рабочая жидкость	Вода
Температура рабочей жидкости, °С	20±5
Диапазон расходов, $м^3/ч$	0,08…125

Нестабильность расхода, % ..... ≤1,0
Давление, МПа ..... ≤0,6
Потребляемая мощность, кВт ..... ≤20
Диаметры калиброванной части
испытательных камер, мм 50, 62, 130, 150
Длина калиброванных участков
испытательных камер ..... $\geq 5d_y$ (d_y – диаметр камер)
Предел основной допускаемой
погрешности установки, % ..... ≤1,5
Габариты, мм ..... 9800×4100×6500
Масса, кг ..... ≤650

Таким образом, средства метрологического обеспечения многочисленных датчиков температуры, давления, состава, расхода, плотности и др., используемых для контроля за разработкой месторождений углеводородов, могут быть применены для калибровки скважинной аппаратуры бескабельных систем для исследований нефтегазовых скважин.

Однако для полного понимания вопроса движения флюида по горизонтальному участку скважины необходимо создать физическую модель горизонтальной скважины, на которой можно уточнить принципы интерпретации и уточнить данные математического моделирования.

Представляют интерес поверочная установка РУ-200, разработанная и выпускаемая ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" (Тюмень).

Поверочная установка РУ-200

Установка РУ-200 предназначена для проведения проливным способом градуировки, поверки и других испытаний расходомеров, счетчиков воды и датчиков расхода (рис. 4.11).

Установка РУ-200 состоит:

- из насосного блока;
- емкости для хранения воды;
- весовой емкости (вместимостью 3 м^3);
- испытательной линии с разъемным участком трубопровода и пневматическим зажимным устройством для испытаний и поверки датчиков расхода, расходомеров и счетчиков с условным диаметром от 25 до 150 мм;
- тензометрического весового устройства;
- переключателя потока;
- пульта управления;

- запорной и регулирующей аппаратуры;

- набора испытательных трубопроводов для установки поверяемых приборов в испытательную линию с Ду 25…150 мм;

- набора эталонных датчиков расхода, обеспечивающих измерение количества жидкости в диапазоне расходов от 0,2 до 200 м^3/ч.

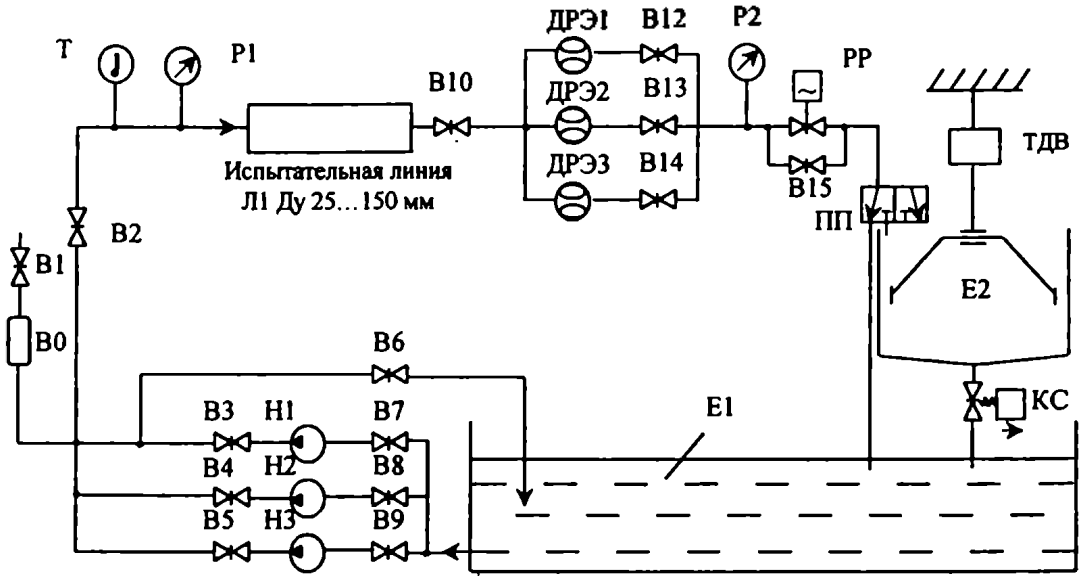


Рис. 4.11. *Схема гидравлическая принципиальная поверочной установки РУ-200:*

В1–В15 – задвижки, вентили; В0 – отделитель воздуха; ДРЭ1 – датчик расхода эталонный (ДРЖИ-25); ДРЭ2 – датчик расхода эталонный (ДРЖИ-50); ДРЭ3 – датчик расхода эталонный (ДРЖИ-100); Е1 – расходная емкость; Е2 – весовая емкость; КС – клапан сливной; Н1, Н2, Н3 – насосы; ПП – переключатель потока; РР – регулятор расхода; Р1, Р2 – манометр; Т – датчик температуры; ТДВ – тензометрический датчик веса

Техническая характеристика

Диапазон воспроизводимых расходов, м^3/ч ..... 0,2…200

Относительная погрешность измерения объема эталонными датчиками, %, не более ..... ±0,5

Относительная погрешность измерения объема (массы) весовым способом, %, не превышает:

при наборе контрольной порции в пределах 500…1000 кг ..... ±0,25

при наборе контрольной порции более 1000 кг ..... ±0,15

Приведенная погрешность измерения температуры рабочей среды, %, не более ..... ±0,5

Приведенная погрешность измерения давления рабочей среды, %, не более ..... ±1,0

Относительная погрешность индикации мгновенного расхода, %, не более ..... ±5,0
Нестабильность расхода в процессе измерения, %, не превышает ..... ±2,5
Регулирование расхода ..... Плавное с помощью регулятора расхода и вентилей
Питание установки ..... От 3-фазной сети переменного тока при номинальном напряжении 380/220 В
Максимальная установленная мощность, кВ·А, не превышает 70
Объем расходной емкости, $м^3$ ..... 30...40
Объем весовой емкости, $м^3$ 3
Число счетчиков (датчиков расхода), поверяемых одновременно, шт. 1
Средний срок службы установки РУ-200, год 12

4.7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ И ВИБРАЦИЙ

В качестве стенда для калибровки датчиков осевой нагрузки телесистем или автономных приборов используется жесткая металлическая рама для установки датчика в виде калиброванной титановой или алюминиевой (сплавной) бурильной трубы с размещенными в качестве чувствительных элементов тензорезисторами, включенными по мостовой схеме. Под действием нагрузки, создаваемой аттестованными перегрузами или подачей давления в гидроцилиндр с известными параметрами по показаниям аттестованного манометра можно рассчитать силу, действующую на датчик осевой нагрузки. Измеряя напряжение разбаланса моста тензорезисторов при приложении силы через определенные промежутки шкалы нагрузки, составляют калибровочную кривую, которая закладывается в память ПЭВМ для оперативного вычисления значений нагрузки.

Более простым способом калибровки датчика осевой нагрузки является использование индикатора веса, который устанавливается между плоскостью (торцом) отрезка трубы и верхней частью рамы. В качестве такого калибратора могут служить аттестованные динамометрические датчики.

Шкала поверяемого датчика осевой нагрузки строится в виде графика зависимости $U_{вых} = f(P)$, используемая в дальнейшем для измерения осевой нагрузки в скважине.

Калибровка датчиков измерения вибраций производится на вибростенде типа АЭДС-200, на котором задаются частота и уровень вибраций. Частота вибраций измеряется аттестованным частотомером Ч-3-33, амплитуда – аттестованным датчиком типа АП-1, устанавливаемым и жестко закрепленным на рабочей диафрагме, рядом с испытываемым акселерометром.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимость повышения экономической эффективности (рентабельности) геолого-разведочных работ, разработка труднодоступных месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов требуют применения более эффективных, чем прежде, технологий, новых технических средств и грамотного мониторинга на всех стадиях разработки месторождений.

Построение информационных многофакторных моделей немыслимо без геофизического сопровождения процесса разработки залежей, без контроля за процессами интенсификации режима работы скважин и месторождений.

Одной из современных технологий увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов является разработка месторождений углеводородов наклонно направленными, горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами.

Это потребовало создания новых технических средств и технологий бурения, освоения скважин, вскрытия пластов и эксплуатации месторождений.

Оказались ограниченными методы оптимизации процесса бурения и геофизических исследований пологих и горизонтальных скважин аппаратурой на каротажном кабеле, систем с проводными каналами связи.

Рассмотренные в работе вопросы оптимизации процесса проводки точно направленных скважин и геофизических исследований в процессе бурения бескабельными системами открыли новые перспективы повышения эффективности разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Исследования по оценке возможностей гидравлического, акустического, гидроакустического и электромагнитного каналов связи, накопленный опыт конструирования телеметрических систем различного назначения позволили определить область применения перечисленных каналов, их перспективность для решения конкретных технических и геологических задач.

Следует заметить, что некоторая ограниченность пропускной способности разработанных каналов передачи сообщений требует поиска новых подходов для передачи на поверхность оперативной информации.

Большая часть данных измерений может быть записана в память для последующего извлечения на поверхность, воспроизведения и анализа.

Достаточно заметить, что более 80 % всех нефтяных и газовых скважин в мире бурятся с наклонным или горизонтальным окончанием. Выполненный нами анализ эффективности применения новой технологии дает эффект тогда, когда все этапы проводки скважины, ее освоения и эксплуатации выполняются квалифицированно совместными усилиями геологов, геофизиков, буровиков, нефтяников и технологов.

Скважинные измерительные системы с автономной регистрацией уже сейчас решают широкий круг производственных задач при бурении скважин, их опробовании, пробной и промышленной эксплуатации.

Накопленный опыт расчета и конструирования автономных систем различного назначения, наличие комплекса отработанных унифицированных узлов делают возможным их широкое применение для решения все большего круга задач как разведки, так и эксплуатации месторождений различных полезных ископаемых (нефти, газа, угля, руд, подземных вод).

Открываются перспективы использования АИИС в глубоких, сверхглубоких и наклонных скважинах, бурящихся в сложных геолого-технических условиях (в условиях вечной мерзлоты или аномально высоких пластовых давлений).

Автономные информационно-измерительные системы, оснащенные различными датчиками и спускаемые в скважины на бурильных трубах, позволяют обеспечивать исследования сверхглубоких скважин, бурящихся в породах кристаллического фундамента, где износ каротажного кабеля из-за твердости и шероховатости стенки скважины настолько велик, что извлечение прибора, спускаемого на кабеле, на поверхность после определенного цикла измерений не гарантировано.

Открываются значительные перспективы использования автономных приборов в автоматизированной системе прогнозирования продуктивных горизонтов в скважинах, бурящихся на нефть и газ, при изучении режима эксплуатации подземных газохранилищ, гидрогеологических скважинах в условиях оползневых явлений и, особенно, в малодоступных зимой горных районах.

Возможность установки рассматриваемых приборов практически в любом месте бурильной колонны позволяет исследовать ре-

жим бурения скважины, выбирать оптимальную для конкретных условий бурения, типов долота и турбобура осевую нагрузку, определять герметичность или износ колонны и другие характеристики бурильного инструмента.

Уже сейчас можно назвать и другие области целесообразного применения бескабельных измерительных систем для исследований нефтяных действующих скважин, оборудованных глубинными электропогружными центробежными насосами, при исследовании обсаженных скважин в случае проведения перфорационных работ и гидроразрыва пласта, определении качества цементажа при воздействии на обсадную колонну внешнего давления.

Бескабельные измерительные системы надо рассматривать как средство получения дополнительной, а порой и единственной информации об объекте исследований при решении конкретной геологической или технической задачи в общем комплексе геологоразведочных работ, в различных отраслях промышленности и научных исследованиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абдрахманов Г.С.* Контроль технологических процессов в бурении. – М.: Недра, 1974.

2. *Абрамов Г.С., Абрамов О.Л.* Погружной автономный источник питания (для скважинных устройств), свидетельство на полезную модель РФ, 11936 от 14.10.1992.

3. *Абрамов Г.С., Абрамов О.Л., Сараев А.Н.* Погружной скважинный турбогенератор. Свидетельство на полезную модель РФ, № 13123 от 14.10.1992.

4. *Абрамов Г.С., Барычев А.В.* Практическая расходометрия в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002.

5. *Абрамов Г.С., Барычев А.В.* Система управления траекторией скважины в процессе бурения. – Пат. 2161701 РФ от 14.10.1992.

6. *Абрамов Г.С., Барычев А.В., Бутакова Т.А.* О некоторых критериях выбора измерителей расхода для АСУТП в бурении.

7. *Абрамов Г. С., Барычев А.В., Богданова В.А., Карнаухов Б.Я., Рамазанов Е.Н.* Определение границ пород постоянной буримости.

8. *Абрамов Г.С. Барычев А.В. Зимин М.И.* Практическая расходометрия в промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000.

9. *Абрамов Г.С., Барычев А.В., Камнев Ю.М., Молчанов А.А., Сараев А.А., Сараев А.Н.* Опыт эксплуатации и перспективы развития забойных инклинометрических систем с электромагнитным каналом связи // НТЖ. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2001. – № 1-2. – С. 23–26.

10. *Абрамов Г.С., Барычев А.В., Плюснин Д.В.* Скважинный источник электропитания. – Пат. 2172827 РФ от 14.10.1992.

11. Автономная аппаратура для исследования наклонных и осложненных скважин / *А.А. Молчанов, А.А. Васильков, А.Х. Сираев, Ю.Л. Тельнов* // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1973. – Вып. 52. – С. 74– 77.

12. Автономный комплексный прибор для гидродинамических исследований скважин / *Н.Ф. Родионов, Г.Ф. Кузнецов, А.Х. Сираев, А.А. Молчанов* // А. с. 441544 / Открытия изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1974. – № 32. – С. 115.

13. Автономные приборы для определения эффективной мощности пластов / *А.А. Молчанов, А.Х. Сираев, А.А. Васильков, А.Г. Хайров* // Экспресс.-информ. / ВИЭМС. Сер. Региональная разведочная и промысловая геофизика. – 1974. – Вып. 15. – С. 1–7.

14. Автономный прибор для электрического каротажа скважин в процессе бурения / *И.К. Саркисов, А.И. Талалян, В.А. Степанян, Б.А. Согомонов* // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1973. – Вып. 51. – С. 81–88.

15. *Айрапетов В.А., Андрианов В.Р., Веремейкин В,Г. и др.* Контроль параметров процесса бурения. – М.: Недра, 1973.

16. А. с. 235681 СССР. Устройство для геофизического исследования скважин в процессе бурения / *И.К. Саркисов.* – Заявл. 30.09.69, № 1187212/26-25; Опубл. в Б.И., 1969, № 6.

17. А. с. 255883 СССР. Телеметрическая система для геофизических исследований скважин в процессе бурения / *А.А. Молчанов, И.Г. Жувагин, А.Х. Сираев, А.Г. Хайров.* – Заявл. 17.05.68, № 1240166/26-25; Опубл. в Б.И., 1969, № 4.

18. А. с. 286890 СССР. Способ определения кривизны буровой скважины / *В.Н. Рукавицын, О.Л. Кузнецов.* – Заявл. 08.09.68, № 1360657/22-3; Опубл. в Б.И., 1970, № 35.

19. А. с. 402640 СССР. Устройство для определения кривизны скважины / *Г.Н. Ковшов, А.Г. Имамутдинов, А.А. Молчанов, А.Х. Сираев, Р.Н. Алимбеков.* – Заявл. 24.0272, № 1743657/22-3; Опубл. в Б.И., 1973, № 42.

20. А. с. 442290 СССР. Прибор для определения угла азимута скважин / *Г.Н. Ковшов, А.Г. Имамутдинов, А.А. Молчанов, А.Х. Сираев.* – Заявл. 04.02.72, № 1744058/22-3; Опубл. в Б.И., 1974, № 33.

21. А. с. 471424 СССР. Устройство для передачи информации с забоя скважин на поверхность по гидравлическому каналу связи / *А.А. Молчанов, Н.Я. Мухортов, А.Х. Сираев.* – Заявл. 19.12.73, № 1983393/22-3; Опубл. в Б.И., 1975, № 19.

22. А. с. 595500 СССР. Многоканальная телеметрическая система для исследования скважин в процессе бурения / *А.Х. Сираев, Г.Н. Ковшов, А.Г. Хайров, А.А., Молчанов.* – Заявл. 06.01.75, № 2092528/22-3; Опубл. в Б.И., 1978, № 8.

23. *Аксенов В.А., Вичес А.И., Гитлиц М.В.* Точная магнитная запись. – М.: Энергия, 1973. – 280 с.

24. *Алей С.* Устройство записи на магнитную ленту. – М.: Энергия, 1969. – 200 с.

25. *Алексеев Ю.Ф.* Использование данных по механическим и абразивным свойствам горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1968.

26. *Алексеев Ю.Ф.* Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа: Башкнигоиздат, 1961.

27. *Алексеев Ю.Ф.* Современные методы прогнозирования физико-механических свойств горных пород и показателей работы долота. – М.: ОНТИ ВНИИОЭНГ, 1973.

28. *Альпин Л.М.* Основы теории кольцевого каротажа // Изв. вузов. Сер. "Геология и разведка". – 1958. – № 2. – С. 109–129.

29. *Андреев Д.Н., Греков В.Н., Исаченко В.Х.* Устройство сбора данных о параметрах бурения в цифровом и аналоговом видах // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – № 3. – С. 16–20.

30. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /*А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян.* – М.: Недра, 1987. – 263 с.

31. *Барычев А.В., Томус Ю.Б., Постнов Е.А., Абрамов Г.С.* К вопросу определения статистических оценок параметров режима бурения.

32. *Белов Б.И., Норенков И.П.* Расчет электронных схем на ЭЦВМ. – М.: Машиностроение, 1971. – 140 с.

33. *Беляков Н.В.* Малогабаритная забойная телеметрическая система с комбинированным каналом связи // НТВ АИС "Каротажник". – 1997. – № 30. – С. 60–67.

34. *Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П.* Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 266 с.

35. *Бикчурин Т.Н., Козлов Ф.А.* Совершенствование режимов бурения долотами уменьшенного диаметра. – М.: Недра, 1968.

36. *Бикчурин Т.Н., Ибатуллин Р.Х., Козлов Ф.А. и др.* Влияние скорости вращения долот на показатели их работы // Нефт. хоз-во. – 1972. – № 11. – С. 12–17.

37. *Бродский П.А. Фионов А.И., Тальнов В.Б.* Опробование пластов приборами на кабеле. – М.: Недра, 1974.

38. *Варламов В.П.* Телеконтроль забойных параметров бурения // Обзор зарубежной литературы. Сер. "Машины и оборудование нефтяной промышленности". – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.

39. *Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешалов Ю.А.* Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1973.

40. *Вольперт Э.Г.* Динамика амортизаторов с нелинейными упругими элементами. – М.: Машиностроение, 1972. – 135 с.

41. *Вольф В.* Исследование лентопротяжных механизмов магнитофонов с помощью электромеханических аналогов / Пер. с англ. // Магнитная запись. – М.: Мир, 1966. – С. 220–230.

42. *Воскобойник Н.И.* О скорости электрического каротажа при комплексных измерениях с временным разделением // Прикладная геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – Вып. 23. – С. 202–207.

43. Геология нефти и газа Западной Сибири / *А.Э. Конторович, И.И. .Нестеров, Ф.К. Салманов и др.* – М.: Недра, 1975.

44. Геофизические исследования в открытом стволе скважины во время бурения с электромагнитной передачей данных // Экспресс.-информ. / ВНИИОЭНГ "Нефтегазовая геология и геофизика". – 1990. – № 1. – С. 59–63.

45. *Гермаидзе В.Е., Панфилов Г.А.* Исследование тракта передачи информации с помощью электромагнитных полей, распространяющихся в массиве горных пород // Технология бурения скважин в Западной Сибири. – Изд. Тюменск. гос. ун-та, 1976. – С. 79–84.

46. Герметичные химические источники тока: Справочник /*А.А. Таганова, Ю.И. Бубнов.* – Санкт-Петербург: Химиздат, 2002.

47. *Голов Л.В., Волков С.Н.* Состояние строительства и эксплуатации горизонтальных скважин в России / Нефт. хоз-во. – 1995. – № 11.

48. *Голубинцов О.Н.* Механические и абразивные свойства горных пород и их буримость. – М.: Недра, 1968.

49. *Грачев Ю.В., Варламов В.П.* Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. – М.: Недра, 1968.

50. *Гуреев И.Л., Копылов В.Е.* К вопросу о телеконтроле скорости вращения долота по частотному спектру упругих колебаний в системе "долото – деформируемый забой" // Изв вузов. Нефть и газ. – 1974. – №4. – С. 33–38.

51. *Гуреев И.Л., Черемных А.Г.* Контроль забойного процесса по вибрации наземной части бурильной колонны при бурении твердых пород // Новые пути получения технологической информации с забоя скважины при бурении. – Изд. Тюменск. гос. ун-та, 1974. – С. 71–74.

52. *Гусман М.Т. и др.* Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. – М.: Недра, 1981.

53. *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975.

54. *Дахнов В.Н.* Промысловая геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 692 с.

55. *Девид Патрик Мэрфи.* Что нового в системах измерения параметров в ходе бурения (MWD) и оценке параметров продуктивного пласта // Нефтегазовые технологии. – 1998. – № 4 июль-август.

56. *Девис Ж.Л.* Применение магнитной ленты при регистрации, обработке и анализе данных // Управление и измерение на расстоянии. – М.: ИЛ, 1959. – С. 300–316.

57. *Демихов В.И., Леонов А.И.* Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.: Недра, 1980.

58. *Дозоров Т.А., Кутузов Б.Н.* Исследование спектров колебаний, возникающих в процессе шарошечного бурения // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – 1975. – № 7. – С. 19–23.

59. *Доронкин Е.Ф., Воскресенский В.В.* Транзисторные генераторы импульсов. – М.: Связь, 1965. – 324 с.

60. *Дроздов Е.А., Пятибратов А.П.* Автоматическое преобразование и кодирование информации. – М.: Советское радио, 1964. – 543 с.

61. *Евланов Ю.Н., Харченко Р.Р.* Измерительные преобразователи электрических величин в частоту импульсов // Электричество. – 1965. – № 1. – С. 48–54.

62. *Евланов Ю.Н., Харченко Р.Р.* Линейные измерительные преобразователи постоянного напряжения в частоту и длительность импульсов с импульсной обратной связью // Автометрия. – 1966. – № 1. – С. 21–26.

63. *Ерохин В.П., Щавелев Н.Л., Наумов В.И., Фадеев Е.А.* Опыт и проблемы строительства горизонтальных скважин // Бурение скважин. – 1997. – № 9. – С. 32–35.

64. *Железняков Ф.И.* Оценка влияния дифференциального давления и скорости вращения долота на механическую скорость проходки // РНТС. Сер. "Бурение". – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – № 7. – С. 8–10.

65. *Жувагин И.Г., Комаров С.Г., Черный В.Б.* Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. – М.: Недра, 1973. – 81 с.

66. *Зак А., Гриффин Ф.* Метод обработки данных опробования скважин испытателем пластов / Пер. Гос. ИНТИ № 17/58. – 1958. – 28 с.

67. *Зварич В.А., Конев С.Н., Сараев А.А., Воробьев В.А., Кузеванов С.А.* Хроматограф для геолого-технологических исследований // НТЖ. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – № 9-10. – С. 22–23.

68. *Зверев Г.Н., Молчанов А.А., Семенов Е.В.* Применение вычислительных машин для расчета промыслово-геофизической аппаратуры // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1973. – Вып. 51. – С. 128 – 138.

69. *Зюко А.Г.* Помехоустойчивость и эффективность систем связи. – М.: Связь, 1963. – 320 с.

70. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследований скважин. – М.: Недра, 1978.

71. *Ильин В.Н.* Машинное проектирование электронных схем. – М.: Энергия, 1972. – 280 с.

72. *Иориш Ю.И.* Виброметрия. – М.: Машгиз, 1963. – 771 с.

73. *Исаченко В.Х.* Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 216 с.

74. *Калугин И.Я., Уразаев К.З., Леонов А.И.* Аппаратура для диспетчерского контроля технологических процессов при бурении глубоких скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.

75. *Камнев Ю.М., Зварич В.А., Конев С.Н., Сараев А.А., Воробьев В.А., Григорьев В.Н., Барычев А.В.* Система КТТС для информационного обеспечения процесса бурения наклонно направленных, горизонтальных и разведочных скважин // НТЖ. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – №9-10. – С. 15–18.

76. Каротажные опробователи пластов / *П.А. Бродский, Л.Н. Тюменев, В.Б. Тальнов и др.* – М.: Недра, 1968. – 75 с.

77. *Карпушин В.Б.* Вибрация и удары в радиоаппаратуре. – М.: Советское радио, 1971. – 344 с.

78. К методике определения удельного сопротивления пластов по данным каротажа в процессе бурения / *А.А. Молчанов, С.Я. Литвинов, А.А. Васильков, Г.И. Шанина* // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1972. – Вып. 67.– С. 175–179.

79. *Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С. и др.* К интерпретации материалов геофизических исследований в горизонтальных скважинах // НТВ АИС "Каротажник". – 1996. – № 21. – С. 71–76.

80. *Ковшов Г.Н., Алимбеков Р.И., Жибер А.В.* Инклинометры (основы теории и проектирования), Гиллен. – Уфа, 1998. – 380 с.

81. *Козловский Е.А.* Оптимизация процесса разведочного бурения. – М.: Недра, 1975.

82. *Козловский Е.А., Гафиятуллин Р.Х.* Автоматизация процесса геолого-разведочного бурения. – М.: Недра, 1977.

83. *Колищук В.Т., Травников Е.Н.* Конструирование и расчет магнитофонов. – Киев: Техника, 1965. – 320 с.

84. *Комаров С.Г.* Техника промысловой геофизики. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1947. – 488 с.

85. Контроль параметров процесса бурения / *В.А. Айрапетов, В.Р. Андрианов, В.Г. Веремейкин и др.* – М.: Недра, 1973.

86. *Копылов В.Е., Гуреев И.Л.* Акустическая система связи с забоем скважины при бурении. М.: Недра, 1979.

87. *Кормильцев В.В., Семенов В.Д.* Электроразведка методом заряда. – М.: Недра, 1987. – 218 с.

88. *Косолапов А.Ф., Молчанов А.А., Мавлютов М.Р., Крючков Ю.В.* О возможности использования данных акустического каротажа при анализе и проектировании режимов бурения // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Минск, 1973. – С. 200–212.

89. *Кузнецов Г.М.* К вопросу повышения дальности действия канала связи по бурильным трубам // Автоматизированная система управления буровыми работами. – Грозный, 1974. – Вып. 2. – С. 56–59.

90. *Кузнецов Г.М., Грачев Б.А., Пилюцкий О.В.* Взаимосвязь инфранизкочастотных помех механического, гидравлического и гальванического каналов связи // Автоматизация в нефтедобывающей промышленности. – Грозный, 1974. – Вып. 4.– С. 61–78.

91. *Кузнецов Г.М., Рабин И.И., Парфенов К.А.* Некоторые пути передачи информации с забоя скважины по беспроводному электрическому каналу связи // Автоматизация в нефтедобывающей промышленности. – Грозный, 1974. – Вып. 3. – С. 62–78.

92. *Куликовский Л.Ф., Ушмаев В.И.* Информационно-измерительные системы для управления процессом бурения. – М.: Недра, 1998.

93. *Кульчицкий В.В.* Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000.

94. *Леготин Л.Г., Вячин С.В., Гатиятуллин Ф.Ш., Кузьмин И.Н., Михайлов С.Н.* Принципы построения комплексной автономной скважинной аппаратуры // Состояние и перспективы использова-

ния геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 369.

95. *Леготин Л.Г., Вячин С.В., Гатиятуллин Ф.Ш., Попов А.Н., Нехорошков В.Л., Султанов А.М.* Геофизические исследования горизонтальных скважин автономной аппаратурой, спускаемой на бурильных трубах // Нефт. хоз-во. – 1998. – № 12.

96. *Леготин Л.Г., Мусин М.М.* Результаты теоретических и экспериментальных исследований потока водонефтяной смеси в условиях горизонтальных скважин // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. "Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых". – Уфа: Тау, 2002.

97. *Леготин Л.Г., Султанов А.М.* Анализ эффективности отечественных технологий геофизических исследований горизонтальных скважин // НТВ АИС "Каротажник". – 1996. – № 24. – С. 59–66.

98. *Леготин Л.Г., Султанов А.М.* АМК "Горизонт – состояние и перспективы развития" // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. "Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых". – Уфа: Тау, 2002.

99. *Леготин Л.Г., Султанов А.М., Лысенков А.И., Еникеев В.Н., Кирпиченко Б.И., Вячин С.В.* Перспективы развития АМК "ГОРИЗОНТ" // Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 368.

100. *Леготин Л.Г., Султанов А.М., Юмашев Р.Х., Бубеев А.В.* Опыт геофизических исследований горизонтальных скважин и боковых стволов аппаратурно-методическим комплексом "ГОРИЗОНТ" // Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 367.

101. *Леонов А.И., Парфенов К.А.* Системы для сбора и обработки информации при бурении глубоких скважин // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – № 3. – С. 136–139.

102. *Лобанков В.М.* Проблемы метрологического обеспечения геофизических исследований в горизонтальных скважинах // НТВ АИС "Каротажник". – 1996. – № 21. – С. 80–83.

103. *Лукьянов Э.Е.* Исследование скважин в процессе бурения. – М.: Недра, 1979.

104. *Лукьянов Э.Е.* Состояние и перспективы развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах (науч.-техн. обзор). – Тверь, АИС-НПГП "ГЕРС", 1994. – Ч. 1. – 73 с.

105. *Лукьянов Э.Е.* Состояние и перспективы развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах (науч.-техн. обзор). – Тверь, АИС-НПГП "ГЕРС", 1994. – Ч. 2. – С. 104–131.

106. *Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В.* Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с.

107. *Лукьянов Э.Е., Хаматдинов Р.Т., Попов И.Ф., Каюров К.Н.* Аппаратурно-методический комплекс для проведения ГИС в горизонтальных скважинах АМАК – "ОБЬ" // НТВ АИС "Каротажник". – 1997. – № 30. – С. 44–53.

108. *Мальцев А.В., Дюков Л.М.* Приборы и средства контроля процессов бурения: Справ. пособ. – М.: Недра, 1989. – 253 с.

109. *Малюга А.Г.* Инклинометры для исследований глубоких и сверхглубоких скважин. – Тверь, 2002.

110. *Миракян В.И., Варламов В.П.* Автономные информационно-измерительные системы для контроля параметров в процессе турбинного бурения // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – № 1. – С. 9–11.

111. *Миловзоров Г.В.* Анализ инструментальных погрешностей инклинометрических устройств, Гилем. – Уфа, 1997.

112. *Молчанов А.А.* Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М.: Недра, 1983. – 189 с.

113. *Молчанов А.А.* Использование запоминающих устройств в скважинной геофизической аппаратуре // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1966. – Вып. 28. – С. 137–144.

114. *Молчанов А.А., Абрамов Г.С.* Навигация для изучения подземного пространства при поиске, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых // Применение гравиинерционных технологий в геофизике. – Санкт-Петербург: ЦНИИ "Электроприбор", 2002.

115. *Молчанов А.А., Абрамов Г.С., Сараев А.А.* Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки

и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы) // НТВ АИС "Каротажник". – 1999. – № 59 – С. 85–91.

116. *Молчанов А.А., Абрамов Г.С., Терехов Г.В.* Электромагнитный канал связи "забой-устье" // Наука в СПГГИ (ТУ). – Санкт-Петербург, 1999. – № 2.

117. *Молчанов А.Л., Асылгареев Ф.А.* Автономный прибор для исследований действующих скважин с высоким давлением на устье // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1972. – Вып. 49. – С. 68 – 70.

118. *Молчанов А.А., Васильков А.А., Сираев А.Х., Хайров А.Г.* Электрический каротаж в процессе бурения // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1973. – № 72.

119. *Молчанов А.А., Жувагин И.Г., Васильков А.А.* Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин в процессе бурения // Новости техники. Нефтегазовая геология и геофизика. – 1970, № 2. – С. 33–34.

120. *Молчанов А.А., Жувагин И.Г., Сираев А.Х., Хайров А.Г.* Телеметрическая система для геофизических исследований скважин в процессе бурения. – А. с. 255883. – 1969. – БИ № 26.

121. *Молчанов А.А., Мавлютов М.Р. и др.* Отбор керна из стенок скважин. – М.: Недра, 1979.

122. *Молчанов А.А., Морозов В.П.* Машинное проектирование скважинной геофизической аппаратуры // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра. – Вып. 60. – С. 189–196.

123. *Молчанов А.А., Морозов В.П., Дмитрюков Ю.Ю.* Повышение дальности действия и помехоустойчивости беспроводного электрического канала связи // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1983. – Вып. 107.

124. *Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А.* Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин // МАНЭБ. – Санкт-Петербург, 2000.

125. *Молчанов А.А., Померанц Л.И., Сохранов Н.Н.* Перспективы применения информационно-измерительной системы для исследования нефтяных и газовых скважин // Геология нефти и газа. – 1977. – С. 57–62.

126. *Молчанов А.А., Сираев А.Х.* Применение автономных скважинных приборов // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1973. – Вып. 71. – С. 164–173.

127. *Молчанов А.А., Сираев А.Х.* Принципы конструирования аппаратуры каротажа в процессе бурения // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1974. – Вып. 54.– С. 76–85.

128. *Молчанов А.А., Сираев А.Х.* Скважинные автономные измерительные системы с магнитной регистрацией. – М.: Недра, 1979.

129. *Молчанов А.А., Сираев А.Х., Вагин Р.И.* Зонд для электрокаротажа в процессе бурения. – А. с. 265033 // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1970. – № 10. – С. 8.

130. *Молчанов А.А., Сираев А.Х.. Леготин Л.А.* Автономная аппаратура радиоактивного каротажа угольных скважин подземного бурения // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1974. – Вып. 56. – С. 73–76.

131. *Молчанов А.А., Хайруллин Г.Г.* Автономный прибор для электрометрических исследований бурящихся скважин // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1970. – Вып. 44. – С. 99–102.

132. Надежность полупроводниковых радиоустройств летательных аппаратов / *А.В. Фомин, Ю.Г. Обичкин, Е.А. Молостов, В.Г. Лунин.* – М.: Машиностроение, 1968. – 272 с.

133. Нефть и газ России: конец XX и начало XXI веков (наука, конверсия, инвестиции для создания новейших технологий). Программа РАН, 1992. – 32 с.

134. *Орлов А.И.* Малогабаритные источники тока. – М.: Воениздат, 1970. – 224 с.

135. *Панфилов Г.А.* Исследование помех в тракте передачи информации // Новости техники. Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1976. – Вып. 32. – С. 83–85.

136. *Панфилов Г.А., Мухин Э.М.* Выбор полосы канала связи для передачи информации о забойном параметре процесса бурения // Новости техники. Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1975. – Вып. 27. – С. 70–73.

137. *Петров Б.И.* Электропривод систем управления летательных аппаратов. – М.: Машиностроение, 1973. – 360 с.

138. *Петрович Н.Т., Размахнин М.К.* Системы связи с шумоподобными сигналами. – М.: Советское радио, 1969.

139. *Плужников Б.И.* Перспективы разработки месторождений горизонтальными скважинами // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 10.

140. *Погарский А.А.* Автоматизация процесса бурения глубоких скважин. – М.: Недра, 1972.

141. *Поповский М.З.* Нелинейная теория виброзащитных систем. – М.: Наука, 1966. – С. 23– 47.

142. *Потапов Ю.Ф., Матвеева А.М., Маханько В.Д.* Проектирование режимов турбинного бурения. – М.: Недра, 1974.

143. *Потураев В.Н.* Резиновые и резинометаллические детали машин. – М.: Машиностроение, 1966. – 300 с.

144. Проволокопротяжный механизм. – А. с. 481065 / *А.А. Молчанов, Н.Я. Мухортов, А.Х. Сираев, Е.Я. Афанасьев* // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1975. – № 30. – С. 143.

145. Прогнозирование механических свойств горных пород по данным акустического и плотностного гамма-гамма каротажа // РНТС. Сер. "Бурение". – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – № 11. – С. 9–13.

146. Проспект фирмы "Анадрилл Шлюмберже". G-13-1985, DS-DDF-1987, MWD-FLS-1988, MUD LOGGING-1992.

147. Проспект фирмы Baker Hughes INTEQ, 1999.

148. Проспект фирмы "Геосервис". Electromagnetic MWD. – 1988.

149. Проспект фирмы "Геосервис". Electromagnetic MWD. – 1992.

150. Проспект фирмы "Халибуртон Геодата" (SDL). – 1991.

151. *Розенцвейн В.Г.* Современное состояние скважинных гироскопических навигационных систем // Применение гравиинерционных технологий в геофизике. – Санкт-Петербург: ЦНИИ "Электроприбор", 2002.

152. *Рукавицын В.Н., Кузнецов О.Л., Васильев Ю.С.* Геоакустический метод исследования скважин в процессе бурения // Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. – М.: Изд. ВНИИЯГГ, 1975. – С. 82–97.

153. *Саркисов И.К.* Датчик системы телеуправления автономного прибора. – А. с. 240626. // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1969. – № 13. – С. 6.

154. *Саркисов И.К.* К расчету и проектированию каротажного зонда на бурильных трубах // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1968. – Вып. 37. – С. 96–102.

155. *Саркисов И.К., Молчанов А.А., Жувагин И.Г.* Каротаж скважин на трубах (Обзор зарубежной литературы). – М.: ВНИИОЭНГ, 1969. – 44 с.

156. *Середа Н.Н., Соловьев Е.М.* Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974.

157. *Сериков Ю.И.* Новое в исследовании геологического разреза нефтяных и газовых скважин методами промысловой геофизики (Обзор зарубежной литературы). – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 99 с.

158. *Сираев А.Х., Васильков А.А., Молчанов А.А.* Опыт применения автономной аппаратуры для геофизических исследований скважин в процессе испытания их испытателями пластов на трубах // Опыт исследования горных пород скважинными геофизическими и лабораторными методами. – Уфа: Баш. кн. изд-во, 1976. – С. 12–15.

159. *Сираев А.Х., Молчанов А.А.* Виброзащита радиоэлектронных блоков аппаратуры каротажа в процессе бурения // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1974. – Вып. 55. – С. 86–95.

160. *Сираев А.Х., Молчанов А.А., Вагин Р.И.* Магнитный регистратор скважинного прибора. – А. с. 262803 // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1970. – № 7. – С. 11.

161. *Сираев А.Х., Молчанов А.А., Вагин Р.И.* Скважинный механизм протяжки сигналоносителя. – А. с. 314229 // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1971. – № 27. – С. 188.

162. *Сираев А.Х., Родионов Н.Ф., Молчанов А.А.* Исследование и выбор источников электропитания автономных приборов // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1975. – Вып. 58. – С. 138–141.

163. *Сираев А.Х., Чупров В.П., Молчанов А.А.* Лентопротяжное устройство для магнитной регистрации скважинных параметров. – А. с. 443406 // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1974. – № 34. – С. 139.

164. Системы для замера параметров в процессе бурения: Науч.-техн. обзор / СКБ СИБНА. – Тюмень, 1990. – 166 с.

165. Скважинное устройство для включения автономных приборов. – А. с. 406178 / *Н.Ф. Родионов, И.Н. Заболотнов, А.Х. Сираев, А.А. Молчанов* // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1973. – № 45. – С. 163.

166. *Сохранов Н.Н.* Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1973. – 229 с.

167. *Спивак А.И., Попов А.Н.* Механика горных пород. – М.: Недра, 1972.

168. *Сыропятова Р.Я., Харченко Р.Р.* Преобразователи сигналов для магнитной записи и воспроизведения измерительной информации в аналоговой форме // Электричество. – 1964. – № 8. – С. 8–9.

169. Телеметрическая система для геофизических исследований скважин в процессе бурения. – А. с. 255883 / *А.А. Молчанов, И.Г. Жувагин, А.Х. Сираев, А.Г. Хайров* // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1969. – № 34. – С. 7.

170. Телеметрическая система ТСГК-195, автономная система АИИС-195 // Проспект / ВНИПИморнефтегаз. – 1991.

171. *Тетельбаум И.М.* Электрическое моделирование. – М.: Физматгиз, 1959. – 319 с.

172. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: ГЕРС, 2001. – 272 с.

173. *Толстой Н.С., Виноградов О.В.* Горизонтальное бурение за рубежом // Геология нефти и газа. – 1991. – № 12. – С. 30–32.

174. Устройство для включения скважинного прибора. – А. с. 448415 / *А.А. Молчанов, Н.Я. Мухортов, Ю.Л. Тельнов, А.Х. Сираев* // Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1976. – № 30. – С. 90.

175. *Хайтауэр Л.М.* (Мел). Программа бурения с применением гибкой колонны бурильных труб // Нефтегазовые технологии. – 1998. – № 2, март-апрель.

176. *Харкевич А.А.* Борьба с помехами. – М.: Наука, 1965. – 212 с.

177. *Чупров В.П., Бикинеев А.А., Бельков А.А.* Зарезка боковых стволов с применением телесистем с беспроводным электромагнитным каналом связи. Опыт и перспективы // Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 356–358.

178. *Чупров В.П., Бикинеев А.А., Хренов А.И.* Энергетическое оснащение забойных телеметрических систем малого диаметра с беспроводным электромагнитным каналом связи // Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 359–361.

179. *Чупров В.П., Епишев О.Е., Якимов В.А., Камоцкий В.А., Григорьев В.М.* Телесистема ЗИС-4 с беспроводным электромагнитным каналом связи. Восемь лет эксплуатации // Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Октябрьский, 1999. – С. 362–366.

180. *Чупров В.П. и др.* Применение автономных приборов с магнитной регистрацией для измерения параметров вибраций бурового инструмента // РНТС. Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – 1987. – № 6.

181. *Чупров В.П., Шайхутдинов Р.А., Бикинеев А.А.* Наддолотный модуль для измерений параметров вблизи долота // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. "Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых". – Уфа: Тау, 2002.

182. *Чупров В.П., Шибанов С.Н., Бельков А.В.* Геонавигация в процессе бурения // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. "Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых". – Уфа: Тау, 2002.

183. *Шишкин О.П., Грачев Б.А.* К теории гальванического канала связи с забоем на переменном токе // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1962. – № 7. – С. 93–96.

184. *Шишкин О.П., Грачев Б.А.* О возможностях канала связи с забоем на переменном токе // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1962. – № 6. – С. 87–93.

185. *Ясашин А.М., Яковлев А.И.* Испытание скважин. – М.: Недра, 1967. – 176 с.

186. *Allen T.E.* Pat. 3268908 U. S.

187. *Arps J.J.* New log-while drilling method proves practical // The Oil and Gas J. – September 7, 1964.

188. *Arps J.J. and Arps J.L.* The subsurface telemetry problem-a practical Solution // J. of Petroleum Technology. – May, 1964.

189. *Arps J.J. and Ward O.W.* Pat. 2557168 U. S.

190. *Arps J.J., Scherbatskou S.A.* Pat. 2755432 U. S.

191. *Arps J.J.* Pat. 3046474 U. S.

192. *Arps J.J.* Pat. 2978634 U. S.

193. *Arps J.J.* Pat. 2759143 U. S.

194. *Arps J.J.* Pat. 3115942 U. S.

195. *Arps J.J.* Pat. 2659046 U. S.

196. *Arps J.J.* Pat. 2700897 U. S.

197. *Arps J.* New continuos logging tool unveiled // The Oil and Gas j. – June 22. – 1964.

198. *Bennet J.D., Chaney P.E., Jones J.W., Mayes F.M.* Pat. 3047749 U. S.

199. Baker Hughes INTEQ // Проспект / ИПБ.

200. *Boissonnas E. and Leonardon E.G.* Geophysical exploration by telluric currents // Geophysical Bull. – July, 1948.

201. *Cahill J.* Drill-pipe log is good problem solver // The Oil and Gas J. – September 26, 1966.

202. *Chaney P.E., Mayes F.M., Bennet J.D.* Pat. 3086167 U. S.

203. *Chaney P.E., Mayes F.M., Bennet J.D. and Jones J.M.* New Slim logger run through drill pipe // The Oil and Gas J. – April 13, 1959.

204. *Cland R.T.* Pat. 2.414.719 U. S.

205. *Crossman G.I.* Pat. 3209323 U. S.

206. *Dr. Hamilton, M. Johnson.* Latest development in formation evaluation // World Oil – April, 1965.

207. Electromagnetic MWD, Directional // Проспект /Geoservices/. – Франция, 1989.

208. *Elton Sterrett.* Fitting the drill bit with eyes // Drilling. – July, 1964.

209. *Fitchette J.* Pat. 2957159 U. S.

210. *Hassler G.L.* Pat. 2380520 U. S.

211. *Howthorn D.G. and Owen J.E.* Mechanical practicability of electrical logging while drilling // The Petroleum Engineer. – January, 1940.

212. *Kalbfell D.C.* Pat. 3015801 U. S.

213. *Karcher I.C.* Pat. 1927664 U. S.

214. *Krasnow S., Curtiss L.F.* Method and apparatus for direct recording of bore hole radioactivity. – Pat. 2409436, USA, 15.10.1946.

215. *Krasnow S.* Pat. 2675481 U. S.

216. *Lebourg M.P., Tangny D.R.* Improved Formation Evaluation with Log-Test – Log Technique // J. of Petroleum Technology. – November. – 1966. – Vol. 18, № 11.

217. *Lord A.H.* Pat. 3090031 U. S.

218. *Martin J.L.* Pat. 2941784 U. S.

219. *Martin P.W.* Pat. 2650067 U. S.

220. *Martin P.W.* Pat. 3079549 U. S.

221. *Martin P.W.* Pat. 2568241 U. S.

222. *Mayes F.M.* Pat. 3065406 U. S.

223. MWD-система "Навитрак": измерения в процессе бурения с дополнительным ГК // Проспект фирмы "Истмен Кристенсен", X-244. – 1992.

224. *Pearson J.M.* Pat. 3047795 U. S.

225. Proven Drilling Performance. Eastman Christensen. General Catalog. – 1992–1993. – 59 p.

226. *Scherbatskoy S.A.* Pat. 2479518 U. S.

227. Sperry-Sun Drilling services: Сводный каталог.

228. *Wallace W.E.* Logs measure abnormal surface pressure // The Oil and Gas J. – July 5, 1965.